

Het Energiesysteem van de Toekomst

Integrale Infrastructuurverkenning 2030 - 2050
April 2021



gasunie
crossing borders in energy

tennet

coteq
NETBEHEER

enduris

ENEXIS
NETBEHEER

alliander

DUURZAAM
NETWERKEN
RENDO

STEDIN

westland
infra netbeheer

Netbeheer
Nederland

Het Energiesysteem van de Toekomst

Integrale Infrastructuurverkenning 2030 - 2050

April 2021

Summary

Het Energiesysteem van de Toekomst



Integrale Infrastructuurverkenning 2030-2050

Volgens welke scenario's kan de energietransitie zich van 2030 naar 2050 in Nederland ontwikkelen? Welke aanpassingen aan de infrastructuur zijn nodig om die scenario's goed te faciliteren? En wat betekenen die broodnodige aanpassingen aan de infrastructuur op hun beurt voor het ruimtegebruik, de planning, de totale kosten en de uitvoerbaarheid van de transitie van het gehele energiesysteem?

Met de antwoorden op deze centrale vragen geeft deze Integrale Infrastructuurverkenning 2030-2050 inzichten in de mogelijke ontwikkeling van het toekomstig energiesysteem. Tevens is deze eerste integrale verkenning een uitnodiging aan alle betrokkenen bij de energietransitie, zowel overheden als marktpartijen, om in de komende periode inzichten en bevindingen te delen. Daarmee komen we in een volgende ronde tot steeds verder uitgewerkte en bruikbare verkenningen en mogelijke ontwikkelpaden voor infrastructuur.

De scenariostudie in Fase I (zie kader) laat zien dat het haalbaar is om een klimaatneutraal energiesysteem te realiseren. De vervolgonderzoeken in dit rapport – naar de benodigde flexibiliteit en infrastructuur (Fase II) en naar de consequenties van een integrale aanpak (Fase III) – verschaffen diepgaander inzicht in wat er concreet moet gebeuren, wat de uitdagingen zijn en welke politiek-maatschappelijke afwegingen nodig zijn om deze complexe opgave te realiseren.

De hoofdconclusies van deze onderzoeken tonen dat:

1. de infrastructuur voor elektriciteit zeer fors moet worden uitgebreid, dat er een landelijk dekkend waterstof-transportnetwerk nodig is en dat infrastructuur voor warmte en CO₂ moet worden aangelegd;
2. voor alle energiedragers (elektriciteit, waterstof, groen gas, 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. De elektriciteitsinfrastructuur wordt effectiever inzetbaar en goedkoper als de plaats en capaciteit van flexibiliteitsmiddelen en die van vraag en aanbod goed op elkaar aansluiten.
5. er meer snelheid nodig is. De huidige doorlooptijden voor netaanpassingen leiden tot knelpunten. 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 en – parallel aan de toenemende maatschappelijke vraag ernaar – tijdig te kunnen realiseren.

Beeld op basis van hoofdlijnen

De conclusies geven in hoofdlijnen weer wat zeer gedetailleerd is onderzocht. Welke infrastructuur is nodig voor de verschillende energiedragers? Welke flexibiliteit kan een systeem bieden? Wanneer is een systeem voldoende in balans en betrouwbaar? Die onderzoeken leiden tot de volgende, robuuste schets.

Fors uitbreiden

De noodzaak om de elektriciteit-infrastructuur zeer fors uit te breiden, is een direct gevolg van de sterk groeiende vraag naar elektriciteit en de opwek uit zon en wind. Windturbines en zonneparken staan op andere locaties dan de huidige energiecentrales. De vraag naar elektriciteit zal sterk toenemen door onder andere elektrificatie van industrie en vervoer. Alle scenario's voorzien in een verdubbeling van die vraag.

Opslaan en omzetten

Een duurzaam energiesysteem blijft betrouwbaar en in balans door de inzet van zogeheten flexibiliteitsmiddelen. De productie van elektriciteit uit zon en wind is weersafhankelijk, wisselt per seizoen, maar ook op het ritme van dag en nacht. Ook vertoont het aanbod pieken die vele malen hoger zijn dan de maximale vraag. Elektriciteitsoverschotten kunnen we opslaan (in batterijen) en omzetten (in met name waterstof en warmte) voor gebruik op momenten van schaarste. Elektrolyse – omzetting van elektriciteit in waterstof – zal vooral van belang zijn voor het verwerken van omvangrijke overschotten van elektriciteit uit wind op zee, maar ook op land kan elektrolyse een middel zijn om een tijdelijk overschot te benutten voor een later moment.

Dicht bij de bron

Overtollige productie uit vooral zon, maar ook wind op land kan voor de korte termijn worden opgeslagen in accu's, dicht bij de zonneparken en windturbines, zodat ze het stroomnet niet overbelasten. Overtollige elektriciteit uit wind op zee of land wordt omgezet in groene waterstof, zoveel mogelijk dicht bij de bron. Via de toekomstige waterstofinfrastructuur wordt waterstof vervoerd van en naar opslaglocaties om op een ander moment ingezet te worden.

Waterstof als schone brand- en grondstof en als buffer

In alle scenario's speelt waterstof een belangrijke rol. Daarom is een landelijk dekkend transportnet nodig, dat de industrie van waterstof voorziet en mogelijk ook huishoudens en een vervoersdistributienet. Een groot deel van het huidige aardgasnet kan worden aangepast voor transport van waterstof. Waterstofbuffers doen dienst als stabilisators van het energiesysteem. De opslagcapaciteit kan aangelegd worden in zoutcavernes of mogelijk lege gasvelden.

Groen gas

Groen gas is van belang voor de wisselende seizoens-vraag naar energie. De huidige gasnetten zijn al geschikt om groen gas te transporteren. Wanneer meer groen gas in een lokaal net wordt ingevoerd dan gebruikt, kan het gas via boosters worden ingevoerd in het landelijk transportnet. Het is wenselijk dat onbenutte leidingen niet worden opgeruimd als hergebruik mogelijk is.

Warmtenetten

Geothermie en restwarmte van industrie zijn de warmtebronnen voor warmtenetten, waar 15 tot 45 procent van de woningen op wordt aangesloten. Daarvoor zijn grootschalige transportnetten nodig. Bij piekvraag leveren lokale (duurzame) gasketels extra warmte aan woningen en gebouwen.

Opslag CO₂

CO₂-opslag is in alle scenario's nodig om de klimaatdoelen te halen. Voor de afvoer van CO₂ naar lege gasvelden op de Noordzee kunnen (deels al bestaande) buisleidingen op zee worden gebruikt. Voor bepaalde scenario's wordt aanleg van een CO₂-leiding van de grote industrieclusters in Zuid-Nederland naar Rotterdam voorzien.

Elektriciteitscentrales erbij

Voor de momenten van schaarste en ook omdat de vraag ongeveer zal verdubbelen, blijft het regelbare vermogen van grote, bestaande elektriciteitscentrales nodig. Dat vermogen moet bovendien worden aangevuld met nieuwe, kleine centrales die kort ingezet kunnen

worden bij piekvraag. Alle centrales werken op waterstof of groen gas en staan bij voorkeur dicht bij de vraagcentra.

Ruimte knelt

De noodzakelijke groei van duurzame productie, flexibiliteit en infrastructuur vraagt veel ruimte. Relevant in dit verband, is de vraag in hoeverre Nederland zelfvoorzienend wil zijn als het gaat om duurzame elektriciteitsproductie; de ruimtelijke impact is relatief groot in de scenario's Regionaal en Nationaal, waar dit het geval is. Maatschappelijke afwegingen en politieke besluitvorming zijn hier bepalend.

Uitvoerbaarheid: personeel en doorlooptijd

Uitvoerbaarheid wordt een serieuze factor bij keuzes voor een nieuw energiesysteem. De combinatie van schaars technisch personeel en de lange doorlooptijd voor projecten, o.a. door besluitvormingsprocessen, levert nu al grote uitdagingen op. Netbedrijven zetten breed in op het werven en (om)scholen van personeel en pleiten herhaaldelijk voor het verkorten van besluitvormingsprocessen waar mogelijk. Desondanks kunnen (afhankelijk van de keuzes) de grenzen van de uitvoerbaarheid mogelijk worden bereikt.

Kosten en ruimte of importeren?

Inrichten van een duurzaam energiesysteem vraagt hoge investeringen en veel ruimte. De totale kosten zijn voor alle scenario's min of meer gelijk; het verschil zit in de opbouw ervan. De (kapitaal)kosten voor infrastructuur zijn het zwaarst in de zelfvoorzienende scenario's; ze worden lager bij meer import van energie. Daarbij is dan wel sprake van hogere operationele kosten door de import. Nadeel van import kan zijn: de afhankelijkheid van de wereldenergiemarkt en van geopolitieke invloeden.

Aanbevelingen voor een efficiënte aanpak

Inzichten in de eisen die een duurzaam energiesysteem stelt aan infrastructures, en in de uitvoerbaarheid, planning, kosten en ruimtebeslag, kunnen richting geven aan de energietransitie. Partijen die betrokken zijn bij de energietransitie, kunnen waardevolle informatie leveren voor volgende verkenningen van de ontwikkelpaden van het energiesysteem. Nieuwe inzichten vanuit deze en volgende verkenningen zijn van belang voor de beantwoording van relevante vragen door de netbedrijven, maar bijvoorbeeld ook de overheid. Dat zijn vragen als: welke strategische keuzes liggen nu voor? Welke aanpassingen zijn zondermeer nodig (en kunnen dus direct opgepakt worden)? Waarvoor is extra onderzoek nodig of nieuwe regelgeving? Daarbij doen de netbedrijven een aantal aanbevelingen om te komen tot een haalbaar en efficiënt ontwerp van het nieuwe systeem:

- **Extra investeren**

Voor de zeer forse uitbreiding en aanpassing van energie-infrastructuur zijn extra investeringen van belang. Voor elektriciteit moeten zowel de hoofdtransportnetten als de distributienetten substantieel worden uitgebreid. Daarnaast is landelijke infrastructuur voor waterstof nodig. Hierbij kunnen bestaande landelijke aardgasleidingen worden ingezet voor het transport van waterstof. Ook voor opslag van CO₂ en voor de ontwikkeling van warmtenetten zijn aanvullende investeringen nodig naast de al lopende trajecten. Een coherent pakket van maatregelen is daarom nodig om de financiering van de in alle scenario's fundamentele aanpassingen en forse uitbreiding van energie-infrastructuur mogelijk te maken. Daarmee kunnen netbedrijven ruimte krijgen voor groot-schalige projecten en investeringen voor de lange termijn. Voor bepaalde investeringen die essentieel zijn voor de langetermijn-ontwikkeling van het systeem, is versnellen van de besluitvorming nodig. Denk bijvoorbeeld aan omzetting van aardgasinfrastructuur naar waterstof-infrastructuur, aangevuld met nieuwe infrastructuur en opslag t.b.v. de aanleg van een waterstof-backbone.

- **Stimuleer ontwikkeling van flexibiliteitsmiddelen**

De flexibiliteitsmiddelen die nodig zijn om de grote verschillen tussen aanbod en vraag naar energie te kunnen overbruggen, moeten grotendeels nog ontwikkeld worden. De aanbeveling luidt dan ook: geef hiervoor investeringsprikkels. Het zou voor (markt) partijen die het energiesysteem mede vormgeven, lonend moeten zijn om systeemefficiënte afwegingen te maken. Daarmee kan grootschalige flexibiliteit voor zowel de korte, als de lange termijn ontwikkeld worden. Het is volgens de onderzoekers van belang de leveringszekerheid van alle energiedragers continue te monitoren, zodat helder wordt aan welke flexibiliteit de grootste behoefte bestaat en of er voldoende (snelle) ontwikkeling is om aan de behoefte te voldoen. Opslag van waterstof is van groot belang voor het nieuwe energiesysteem. Het benutten hiervoor van Nederlandse zoutcavernes is de logische eerste stap. Daarnaast is het verstandig om in kaart te brengen welke mogelijkheden voor opslag vervolgens bestaan in lege gasvelden en zoutcavernes in Duitsland. Daarnaast is politieke besluitvorming nodig over de omvang van een energiereserve waterstof of groen gas (vergelijkbaar met de huidige – fossiele – energiereserves).

- **Locaties slim kiezen om kosten te sparen**

De kosten voor infrastructuur voor elektriciteit zijn aanzienlijk en het is dus lonend om aanleg zo efficiënt mogelijk te realiseren. Daarom werken de netbedrijven graag samen met betrokken planvormers (gemeenten,

provincies, projectontwikkelaars) bij het uitwerken van voorstellen voor locaties waar uitbreiding van de infrastructuur aan de orde is. Bij de locatiekeuze voor vraag naar energie, duurzame opwek of flexibiliteitsmiddelen, is het efficiënt – m.b.t. kosten en uitvoerbaarheid – om de capaciteit van het systeem op locatie mee te wegen als onderdeel van een integrale afweging. Een sturingsmechanisme – bijvoorbeeld in de vorm van tariefprikkels – is daarvoor zeer aan te bevelen. Wat daar-naast helpt, is het vastleggen van de beoogde locaties voor uitbreidingen van het systeem in de verschillende beleidsplannen van overheden.

- **Kosten en baten: neem een strategisch besluit**

De kosten van de scenario's met verschillende oplossingen zijn grofweg gelijk; de opbouw van de kosten, het ruimtebeslag en eventuele afhankelijkheid van internationale handelspartners verschillen wel nadrukkelijk. De afwegingen en besluiten hierover zijn aan de politiek, op basis van maatschappelijke afwegingen en draagvlak. Bij transitiekeuzes op landelijk en regionaal niveau, zijn ook de kosten van ingrepen voor het totale systeem relevant. Duidelijk is dat de kosten die verbonden zijn aan het energiesysteem, zullen stijgen. De netbedrijven zullen vanuit hun publieke rol open communiceren over de kosten van componenten en werkzaamheden t.b.v. een duurzame, betrouwbare energievoorziening.

- **Overheden: voer regie en stel prioriteiten**

Regie is doorslaggevend om te komen tot een integrale afweging op basis van regionale en sectorale programma's en daarmee tot een integraal programma voor het gehele energiesysteem, inclusief ruimtelijke keuzes en reserveringen. Dit zal zich ontwikkelen en concreter worden door periodieke herijking op basis van de voortgang in alle trajecten. De netbedrijven zullen hiervoor periodiek een integrale energiesysteem verkenning uitvoeren en consistente beelden opstellen voor de ontwikkelpaden voor de verschillende energiedragers en infrastructuren. Dit helpt bij de integrale afweging en het maken van keuzes.

Om de gestelde doelen te halen, is daarbij steeds prioritering en fasering nodig van de werkzaamheden aan het energiesysteem. Daarom vragen wij het Rijk om samen met provincies en gemeenten de verantwoordelijkheid voor de regierol te nemen, waarbij de betrokkenheid van burgers van grote waarde is. De samenhang tussen vraag, aanbod, conversie, opslag en infrastructuur neemt toe naarmate het systeem zich verder ontwikkelt. Het is van belang dat alle plannen en programma's voor het energiesysteem (zoals VAWOZ, RES, NAL, TVW, CES en PIDI/MIEK) werken vanuit dezelfde toekomstvisie (niet per definitie vastgelegd in één uniform scenario).

Direct beginnen

Voor de netbeheerders zijn de uitkomsten van de verkenningen per direct een leidraad bij het opstellen – in actieve samenwerking met hun omgeving – van de investeringsplannen. Ook zullen zowel de landelijke als regionale netbedrijven op basis van de uitkomsten proactief aan de slag gaan met een aantal belangrijke trajecten die we als *no regret* maatregelen zien. Voorbeelden zijn toekomstgerichte investeringen voor de ontwikkeling van een landelijke waterstofinfrastructuur (transport en opslag) en projecten voor opslag van CO₂ onder de Noordzee. Voor het elektriciteitsnet gaat het onder andere om voorstudies voor concrete maatregelen om het net te versterken. Daarnaast blijven we de inspanningen

intensiveren om de uitvoerbaarheid (m.b.t. voldoende menskracht) te vergroten.

Tot slot

De Integrale Infrastructuurverkenning 2030-2050 geeft veel inzicht in de mogelijke routes naar een klimaatneutrale energievoorziening en laat ook zien waar nog kennis ontbreekt. We hopen hiermee tevens relevante en objectieve informatie te bieden aan bestuurders, beleidsmakers en strategen. Op weg naar een nieuw energiesysteem zullen zich nog veel dilemma's aandienen. Alleen met gedegen inhoudelijk onderbouwing vinden we daarvoor de maatschappelijk meest verantwoorde besluiten.

Opbouw studie en scenario's

Zoals afgesproken in het Klimaatakkoord hebben Gasunie, TenneT en de regionale netbeheerders het initiatief genomen voor de Integrale Infrastructuurverkenning 2030-2050. Deze verkenning bestaat uit drie studiefasen:

Fase I: De scenario's. (*Klimaatneutrale energiescenario's 2050, Berenschot en Kalavasta, april 2020*).

Brengt voor vier scenario's in beeld hoe een betrouwbaar, duurzaam energiesysteem eruit kan zien. Vraag en aanbod van alle energiedragers voor alle sectoren zijn hierin verwerkt. In de praktijk zal de energietransitie zich ontvouwen op het speelveld tussen de grenzen van deze scenario's.

Fase II: De infrastructuur.

Laat zien welke aanpassingen nodig zijn aan het systeem (zoals flexibiliteit, opslag) en aan de infrastructuur bij elk van de scenario's.

Fase III: De consequenties.

Toont de consequenties van elk scenario, in kosten, doorlooptijd, ruimtelijke impact. Geeft ook beeld van mogelijke knelpunten en cruciale beslismomenten in de route naar realisatie.

Actualiseren

Het is de bedoeling om deze Integrale Infrastructuur Verkenning periodiek te actualiseren op basis van nieuwe inzichten en meer specifieke gegevens uit o.a. Cluster Energie Strategieën (CES), de Regionale Energie Strategieën (RES'en), Transitie Visie Warmte (TVW), Nationale Agenda Laadinfrastructuur (NAL), Provinciale systeemstudies en ontwikkelingen op de Noordzee.

De scenario's

De scenario's die in Fase I zijn uitgewerkt laten verschillende ontwikkelingsrichtingen voor het energiesysteem zien; dat geeft inzicht in behoeften aan flexibiliteitsmiddelen en infrastructuur bij elke variatie. Om diezelfde reden zijn er onderscheidende technische keuzes en variaties met energiebronnen en energiedragers toegepast, waarmee wel op elk moment vraag en aanbod op elkaar aangesloten kunnen worden.

Deze scenario's zijn nadrukkelijk geen blauwdrukken waaruit gekozen moet worden. Het zijn studiemodellen. In de praktijk zal de energietransitie zich ontvouwen op het speelveld tussen de grenzen van deze scenario's. De focus van de scenario's loopt uiteen van zelfvoorzienend tot meer import-georiënteerd.

Regionale sturing



Nadruk op sturing vanuit lokale gemeenschappen en burgers, een hoge mate van autonomie en circulariteit als speerpunt. Zonne- en windenergie op land zijn stevig gegroeid. De industrie krimpt en verduurzaamt door elektrificatie en groene waterstof. Nederland is vrijwel geheel zelfvoorzienend qua energie. Groene waterstof speelt verder een rol voor backup centrales. Groen gas uit lokale biomassa is van belang voor de piekvoorziening van warmtenetten.

Nationale sturing



In dit scenario heeft de nationale overheid een krachtige sturing richting (bijna) zelfvoorziening. Er komen grootschalige nationale projecten tot stand, met name wind op zee. Er is minder groei in warmtenetten, de nadruk ligt op elektrificatie. De omvang van de industrie blijft gelijk aan de huidige omvang en verduurzaamt door elektrificatie en groene waterstof. Groene waterstof speelt verder een rol voor back-up centrales en de industrie, in de vorm van groen gas en groene waterstof.

Europees CO₂-sturing



In dit scenario vindt de sturing vooral plaats door een Europese CO₂-heffing, die leidt tot een grotere nadruk op groen gas in verschillende sectoren. Er is een stevige groei van zonne- en windenergie. De industrie groeit en verduurzaamt dankzij elektrificatie en inzet van waterstof (ook deels als grondstof). CCS wordt grootschalig toegepast, onder meer voor de productie van blauwe waterstof. Hybride warmtevoorziening in gebouwen geeft dit scenario een gematigde elektriciteitspiekvraag. Er is redelijk veel import van energie. Gas houdt een rol in de wijken en andere sectoren, in de vorm van groen gas en een mix van blauwe en geïmporteerde groene waterstof.

Internationale sturing



In dit scenario is de markt bepalend en zoekt Nederland internationaal naar opties met de laagste kosten. Veel waterstof wordt geïmporteerd uit landen met veel zonneschijn, waar dit makkelijker te produceren is. Er is minder inzet van groen gas, maar veel hybride warmtevoorziening in gebouwen – vooral in combinatie met waterstof. De industrie groeit dankzij elektrificatie en inzet van waterstof (ook als grondstof). Door de waterstofimport heeft Nederland minder windvermogen nodig om zelf via elektrolyse waterstof te produceren. Dit scenario heeft dus de laagste nationale elektriciteitsproductie – al is die productie in 2050 stevig gegroeid ten opzichte van 2030.

Inhoudsopgave

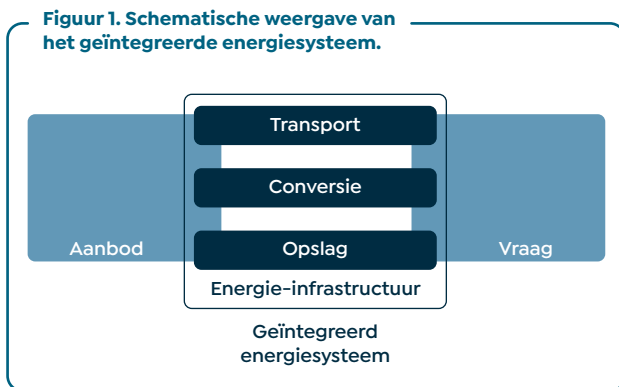
Summary: Het Energiesysteem van de toekomst	4
Begrippen	12
Hoofdstuk 1. Inleiding	14
1.1 Aanpak en fasering van de integrale infrastructuurverkenning	16
1.2 Inbreng van stakeholders en de relatie met aanpalende trajecten	17
1.3 Leeswijzer	18
Hoofdstuk 2. Klimaatneutrale energiescenario's 2050	20
2.1 Inleiding	21
2.2 Aanpassingen in de scenario's	24
2.3 Hoofdpunten scenario's	24
Hoofdstuk 3. Analyses van het energiesysteem en flexibiliteit	30
3.1 Conclusies	31
3.2 Inleiding	32
3.3 Balans tussen vraag en aanbod voor elk scenario	33
3.4 Flexibiliteitsbehoefte voor elk scenario	38
3.5 Flexibiliteitsmiddelen voor invulling flexibiliteitsbehoefte	40
3.6 Benodigde hoeveelheid flexibiliteitsmiddelen	42
3.7 Inzet van flexibiliteitsmiddelen	45
3.8 Overkoepelende resultaten	50
3.9 Gevoeligheidsanalyse: kostenafweging flexibiliteit (batterijen versus centrales)	51
Hoofdstuk 4. Regionalisering van de scenario's	54
4.1 Conclusies	55
4.2 Inleiding	55
4.3 Regionalisering van toekomstige vraag en aanbod in Nederland	56
4.4 Leidende principe bij de locatiekeuze van flexibiliteitsmiddelen	58
4.5 Regionalisering van flexibiliteitsmiddelen op systeemniveau in Nederland	59
4.6 Onzekerheden en vervolgstappen	60
Hoofdstuk 5 Netimpact energie–infrastructuren in samenhang	62
5.1 Inleiding	63
5.2 Vraag- en aanbodsituaties die de omvang van de infrastructuur bepalen	64
Hoofdstuk 6. Impact op landelijke infrastructuur elektriciteit 2050	66
6.1 Conclusies	67
6.2 Huidige netinfrastructuur	68
6.3 Knelpunten 2050	69
6.4 Infrastructuurontwikkelingen 2050	75
Hoofdstuk 7. Impact op landelijke infrastructuur methaan en waterstof 2050	76
7.1 Conclusies	77
7.2 Huidige netinfrastructuur	78
7.3 Knelpunten 2050 (methaan- en waterstofleidingen)	81
7.4 Infrastructuurontwikkelingen 2050	87
7.5 Andere mogelijke ontwikkelingen	88
Hoofdstuk 8. Impact op de regionale infrastructuur elektriciteit 2050	92
8.1 Conclusies	93
8.2 Regionale elektriciteitsnetten	93
8.3 Methode knelpuntenanalyse en netoplossingen RNB's	95
8.4 Knelpunten 2050 (koppelpunten, netten)	96
8.5 Infrastructuurontwikkelingen 2050	100

8.6	Systeemflexibiliteit en de regionale netten	102
8.7	Gevoeligheidsanalyses	102
Hoofdstuk 9. Impact op de regionale gasinfrastructuur 2050		104
9.1	Conclusies	105
9.2	Huidige netinfrastructuur	105
9.3	Knelpunten 2050 (koppelpunten, netten)	106
9.4	Infrastructuurontwikkelingen 2050	111
Hoofdstuk 10. Impact op infrastructuur warmte 2050		114
10.1	Conclusies	115
10.2	Huidige warmtenetwerken	115
10.3	Vraag en aanbod van warmte in 2050	116
10.4	Infrastructuurontwikkelingen 2050	119
Hoofdstuk 11. Impact op infrastructuur CO2 2050		120
11.1	Conclusies	121
11.2	CO ₂ -aanbod en ontwikkelpaden	121
11.3	Infrastructuurontwikkelingen 2050	122
Hoofdstuk 12. Integrale impact op infrastructuur		124
12.1	Conclusies	125
12.2	Integrale infrastructuur benadering	125
12.3	Uitwerkingen van integrale afwegingen	126
12.4	Verdere verdieping	128
Hoofdstuk 13. Ontwikkelpaden		130
13.1	Conclusies	131
13.2	Inleiding: uitgangssituatie	132
13.3	Ontwikkeling flexibiliteit	134
13.4	Ontwikkeling landelijke infrastructuur elektriciteit	135
13.5	Ontwikkeling infrastructuur koppelpunten: 110/150 kV-stations	138
13.6	Ontwikkeling regionale infrastructuur elektriciteit	142
13.7	Ontwikkeling landelijke en regionale infrastructuur gas	147
13.8	Ontwikkeling infrastructuur warmte	157
13.9	Ontwikkeling infrastructuur CO ₂	157
Hoofdstuk 14. Kosten, ruimte en uitvoerbaarheid		158
14.1	Conclusies	159
14.2	Kosten energiesysteem	160
14.3	Ruimte energiesysteem	168
14.4	Uitvoerbaarheid energiesysteem	177
Hoofdstuk 15. Hoofdconclusies		182
Hoofdstuk 16. Acties en aanbevelingen		190
Hoofdstuk 17. Voorstel voor vervolgstudie		194
Afkortingenlijst		198
Eenheden		199
Referenties		200
Bijlage 1. Uitgangspunten en resultaten		202

Begrippen

Geïntegreerd energiesysteem

In de II3050 kijken we naar het geïntegreerde energiesysteem. Verschillende vraag- en aanbodsectoren maken hiervan deel uit, evenals verschillende energiedragers. We onderzoeken welke energie-infrastructuur dit systeem nodig heeft om sectoren met elkaar te verbinden en te zorgen voor balans tussen vraag en aanbod. Deze energie-infrastructuur bestaat, naast transport, ook uit diverse vormen van conversie tussen energiedragers en opslag van energie. Transport is nodig om energie op de juiste plaats te leveren, conversie kan bijdragen om energie in de juiste vorm te leveren en opslag kan bijdragen om energie op het juiste moment te leveren. Zie ook de schematische weergave in Figuur 1.



Systeemintegratie

Systeemintegratie is het proces van integratie tussen schakels en spelers in de energiewaardeketens, tussen verschillende energiedragers, tussen het energiesysteem en aanpalende sectoren. Door systeemintegratie kunnen oplossingen voor knelpunten worden geboden. Bijvoorbeeld overschotten elektriciteit omzetten naar gasen of warmte. Dit biedt kansen voor nieuwe producten en diensten die zich verenigen met de richting van de transitie in het energiesysteem¹.

Infrastructuur

Het begrip infrastructuur wordt in dit rapport op verschillende manieren gebruikt. Waar we het gehele energiesysteem beschrijven, omvat infrastructuur alle elementen die nodig zijn voor een betrouwbaar, gebalanceerd systeem. Waar het gaat om specifiek

de activiteiten of ontwikkelpaden van de netbedrijven, betreft het de transportnetten, zowel landelijk als regionaal, voor het transport van energiedragers tussen producerende en consumerende partijen. Het gebruik van het woord infrastructuur is in dit rapport dan ook niet per definitie verbonden met de rollen die partijen (volgens de marktordening) vervullen in het integrale energiesysteem.

Leveringszekerheid

Leveringszekerheid is de garantie dat energie op de juiste plaats, op het juiste moment en in de juiste vorm (drager) wordt geleverd. Deze zorg voor een betrouwbare en veilige energievoorziening is de belangrijkste taak van netwerkbedrijven. Dit stelt hoge eisen aan de kwaliteit en capaciteit van de netwerken. En het vergt de inzet van diverse technieken, denk aan conversie- en flexibiliteitsmiddelen, zoals elektriciteitscentrales en opslagvoorzieningen. In een energiesysteem dat sterk verandert, ontstaan nieuwe uitdagingen. In de toekomst zullen we de leveringszekerheid dan ook deels met nieuwe technieken en spelregels moeten borgen (zie de voorbeelden bij 'Flexibiliteit'). Hierbij spelen overheid, netwerkbedrijven en andere marktpartijen een rol.

Onbalans

In dit rapport staat het begrip onbalans voor het momentane uurlijkse verschil tussen aanbod en vraag. We maken een onderscheid tussen de balans over het gehele energiesysteem en separate balansen per energiedrager. Uiteindelijk (op het moment van levering) moet binnen elke energiedrager op elk moment een balans gevonden kunnen worden. Met behulp van diverse flexibiliteitsmiddelen wordt de onbalans geadresseerd. (N.B. Dit is dus een breder gebruik dan de betekenis die het heeft in de balanshandhaving van het elektriciteits-systeem, waar het dan betrekking heeft op bijvoorbeeld de inzet van regel- en reservemogen).

Flexibiliteit²

Flexibiliteit is het vermogen van het energiesysteem om te reageren op de variabiliteit in de vraag naar en het aanbod van een energiedrager. Het evenwicht tussen vraag en aanbod moet op alle verschillende tijdschalen worden bereikt: uur, dag en seizoen. En wel binnen

¹ Bewerking van de definitie van programma systeemintegratie van de Topsector Energie, (Topsector Energie, sd).

² In deze verkenning onderzoeken we de flexibiliteitsvraag en het -aanbod vanuit een technische invalshoek, we kijken niet naar de vereiste marktinrichting om flexibiliteit te ontsluiten.

de beperkingen van het lokale, regionale en nationale energienet. De behoefte aan flexibiliteit bestaat in verschillende tijdschalen en op verschillende terreinen. Energieleveranciers moeten energielevering en inkoop op elkaar afstemmen in de dagelijkse energieprogramma's. Ook voor de kortetermijnhandhaving van de nationale systeembalans en de netfrequentie is flexibiliteit nodig. En flexibiliteit kan een belangrijke rol spelen bij het lokaal beheersen van de netcapaciteit (in congestiesituaties). In de behoefte aan flexibiliteit wordt voorzien door flexibiliteitsmiddelen (flexmiddelen), zoals *conversie* en *opslag*. Energiedragers kunnen onderling flexibiliteit bieden. Zo biedt het gassysteem flexibiliteit aan het elektriciteitssysteem en het warmtesysteem.

Opslag

Energieopslag is een flexibiliteitsmiddel om tijdelijke verschillen tussen vraag en aanbod van energie op te vangen. Opslag speelt zich af binnen een energiedrager in tegenstelling tot conversie dat zich tussen de energiedragers afspeelt. In het gassysteem gaat het om seizoensopslag van gas om een piekvraag in de winter op te vangen, aangevuld met snel reagerende gasopslag in cavernes om voldoende te kunnen leveren bij kortstondige pieken. Bij elektriciteit gaat het bijvoorbeeld om batterijsystemen. Deze spelen nu nog geen grote rol in het energiesysteem, maar dat is anders in de scenario's voor 2050.

Conversie

Conversie is het omzetten van een energiedrager in een andere energiedrager (energievorm). Bijvoorbeeld van gas naar warmte of gas naar elektriciteit. Een reden kan zijn omdat een andere energievorm op een bepaald moment wenselijk is. Een klimaatneutraal energiesysteem vergt meer conversies, omdat er meer onbalansen ontstaan in het energiesysteem. Inzet is dan puur als flexibiliteitsmiddel (bijvoorbeeld een overschot van elektriciteit omzetten naar warmte, dat kan worden opgeslagen). Ook kan conversie worden ingezet om uit elektriciteit groene waterstof te maken, bijvoorbeeld voor gebruik in de industrie (feedstock en energie). Andere voorbeelden van conversie zijn: elektriciteitscentrales (gas-to-power), elektriciteit omzetten naar warmte (power-to-heat) of waterstof (power-to-gas).

Waterstof

Waterstof is het kleinste, lichtste en meest voorkomende element in het universum. In de context van energiesystemen gaat het om een meestal gasvormige energiedrager die diverse toepassingsmogelijkheden kent, in de molecuulformule H_2 . Bij omzetting of verbranding van waterstof ontstaan geen broeikasgasemissies. Waterstof als energiedrager wordt geproduceerd uit een andere primaire bron. Waterstof is geur- en kleurloos, maar naar de productiewijze onderscheiden we een aantal kleuren:

- grijze waterstof (gemaakt uit aardgas; het productieproces leidt tot forse CO_2 -emissies; conventionele productiewijze);
- blauwe waterstof (gemaakt uit aardgas, de tijdens de productie ontstane CO_2 -emissies worden afgevangen en ondergronds of onder de zeebodem opgeslagen, waardoor een grotendeels klimaatneutrale energiedrager ontstaat);
- groene waterstof (gemaakt uit groene elektriciteit, levert een klimaatneutrale drager).

Ten behoeve van lekdetectie zullen regionale netbeheerders waterstof odoriseren, zoals ook bij aardgas gebruikelijk is. Waterstof kan onder meer in gasvormige of vloeibare vorm worden bewaard en getransporteerd.

Uitvoerbaarheid

Met deze term bedoelen we de mate van uitvoerbaarheid waarin werkzaamheden t.b.v. het energiesysteem kunnen worden uitgevoerd. Daarbij spelen drie factoren een rol. Ten eerste de beschikbaarheid van voldoende (technisch) personeel. (Ondanks wervingscampagnes en de eigen opleidingsvoorzieningen, kampen de netbedrijven – net als de gehele technische sector – met een personeelstekort). Ten tweede de doorlooptijd voor de aanleg van kabels, leidingen en netcomponenten als transformatorstations die door vergunningenprocedures gemiddeld ruim tweemaal zo lang is als de feitelijke constructietijd. De realisatie van een elektriciteitsstation duurt bijvoorbeeld gemiddeld 6 jaar. Ten derde de beschikbaarheid van kabels en andere materialen; de praktijk wijst uit dat er in Europa regelmatig een leveringsprobleem is dat slechts gedeeltelijk te onderwerpen is door voorraadbeheer. (In dit rapport zijn de eerste twee factoren meegenomen in de analyses).

Hoofdstuk 1. Inleiding



Met het Klimaatakkoord besloot Nederland in 2019 om de energietransitie flink te versnellen. Hierdoor verandert de elektriciteitssector snel en ingrijpend. Bij de uitvoering van dit akkoord voorzien wind- en zonne-energie tegen 2030 in meer dan 70 procent van de behoefte aan elektriciteit. Los hiervan zijn de sectoren industrie, mobiliteit, gebouwde omgeving en landbouw begonnen met het nakomen van de afspraken in het Energieakkoord uit 2013.

De netbeheerders doen daarom de komende tien jaar forse investeringen in met name de elektriciteitsnetten om de ontwikkelingen in vraag en aanbod mogelijk te maken. De investeringen zijn beschreven in de verschillende Investeringsplannen 2020 van de netbeheerders. Daarnaast zijn aanzienlijke investeringen nodig in de infrastructuur voor waterstof, CO₂ en warmte.

Het Nederlandse Klimaatakkoord richt zich op 2030. Ook daarna moet er nog veel gebeuren om de energietransitie verder te brengen. De doelen van het Klimaatakkoord van Parijs (2015) halen we alleen als de energievoorziening tegen 2050 geen broeikasgassen meer uitstoot. Dit vergt een ingrijpende ombouw van het energiesysteem. Er zijn grote aanpassingen in de energie-infrastructuur nodig.

Die moeten ertoe leiden dat deze goed aansluit bij de toekomstige vraag naar en het aanbod van elektriciteit, waterstof, groen gas en collectieve warmte. Gezien dit grote maatschappelijke belang namen Gasunie en TenneT – samen met de regionale netbeheerders – het initiatief tot een *Integrale Infrastructuurverkenning* voor de periode 2030–2050 (hierna afgekort: de I13050). De afspraak hierover is vastgelegd in het Klimaatakkoord.

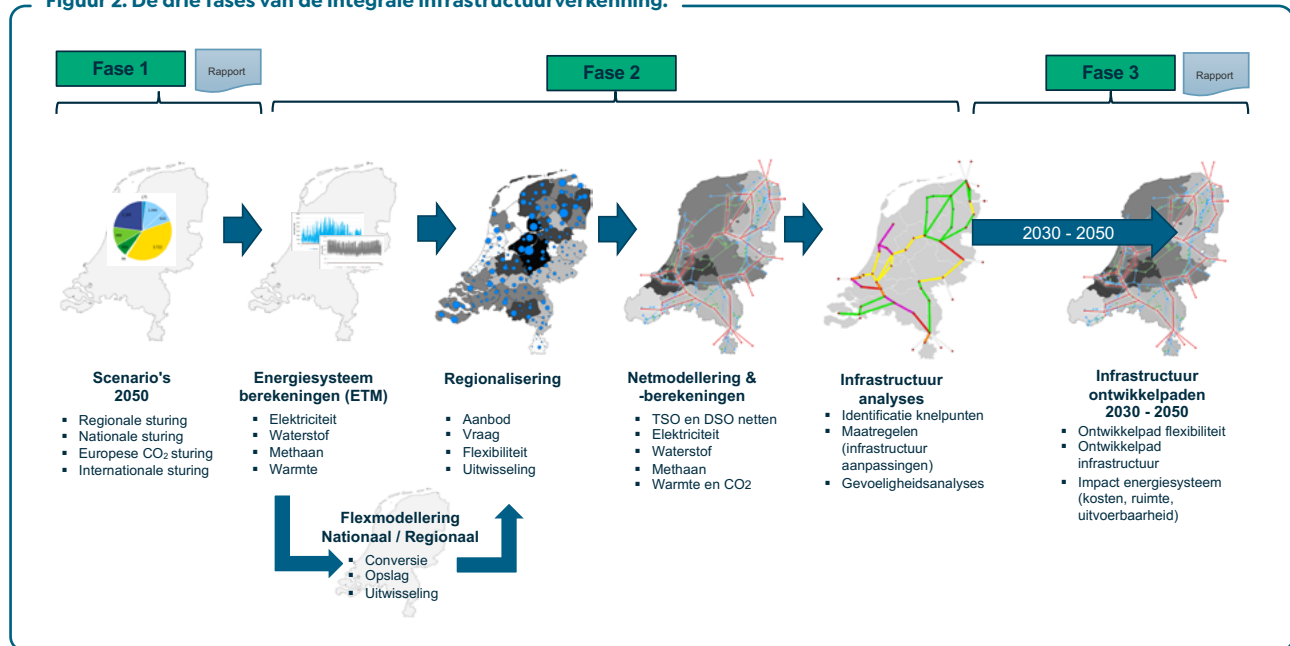
De I13050 schetst ontwikkelpaden voor het energiesysteem in de periode 2030 tot 2050. Dit op basis van inzichten in de benodigde flexibiliteit en infrastructuur in 2050 en het voorziene energiesysteem in 2030 volgens het Klimaatakkoord en de Investeringsplannen van de netbeheerders.

Het doel van de integrale infrastructuurverkenning is het ontwikkelen van inzichten in de energie-infrastructuur, flexibiliteitsmiddelen en systeemintegratie die nodig zijn voor een betrouwbaar, betaalbaar en robuust klimaat-neutraal energiesysteem in 2050. We schetsen ontwikkelpaden voor flexibiliteit en infrastructuur, met daarbij toekomstbestendige ontwikkelingen en belangrijke beslismomenten. We betrekken relevante stakeholders bij deze verkenning en sluiten 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 leidraad voor de investeringsplannen van de netbeheerders en voor investeringen door marktpartijen en vergroot het inzicht voor beleid van overheden.

1.1 Aanpak en fasering van de integrale infrastructuurverkenning

Zoals Figuur 2 laat zien, bestaat de I13050 uit drie fases.

Figuur 2. De drie fases van de integrale infrastructuurverkenning.



Fase 1 klimaatneutrale energiescenario's 2050

In de eerste fase hebben we vier klimaatneutrale energiescenario's ontwikkeld. Deze fase is in april 2020 afgerond met de publicatie van het rapport *Klimaatneutrale energiescenario's 2050* (Ouden, et al., 2020). Deze scenario's zijn ontwikkeld door de experts van de netbedrijven en de bureaus Berenschot en Kalavasta. Ze kwamen tot stand via een brede consultatie van stakeholders en zijn getoetst door het Planbureau voor de Leefomgeving (PBL).

We weten niet 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 hebben we vier scenario's uitgewerkt. Zij beschrijven elk hoe een klimaatneutraal energiesysteem er in 2050 kan uitzien, uitgaande van sterk verschillende infrastructuurbehoeften. De scenario's zijn dus een hulpmiddel om infrastructuurbehoeften te onderzoeken onder de onzekerheden die nu bestaan.

Fase 2 effecten op de infrastructuur

In de tweede fase ligt de focus op het bepalen van de flexibiliteitsbehoefte, de inzet van flexibiliteitsmiddelen, de behoefte aan infrastructuur in 2050 en de analyses van noodzakelijke aanpassingen in de infrastructuur.

Als eerste maakten we een analyse op uurbasis van vraag en aanbod op het gebied van energie. Die analyse laat zien wanneer die twee niet in balans zijn en daarmee ook welke

behoefte bestaat aan flexibiliteit. Vervolgens werkten we uit hoe de energievoorziening met een doelmatige inzet van flexibiliteitsmiddelen altijd kan voldoen aan de eis van leveringszekerheid: zorgen dat het licht brandt, de huizen warm zijn en bedrijven draaien. Hiervoor onderzochten we de mogelijke bijdragen van de verschillende flexibiliteitsmiddelen. Denk aan conversies tussen energiedragers, opslag in warmte, elektronen of moleculen en import of export.

Vervolgens maakten we een regionale vertaling van de scenario's: de vraag naar en het aanbod van energie, en alle flexibiliteitsmiddelen kregen een plek op de kaart van Nederland. Dit is noodzakelijk om infrastructuuranalyses te kunnen uitvoeren. Als laatste in deze fase voerden we netwerkberekeningen uit voor elektriciteit, methaan, waterstof, warmte en CO₂. De analyses hiervan laten zien waar het knelt, welke oplossingen nodig zijn, en wat dit betekent in termen van kosten, ruimte en uitvoerbaarheid. Met uitvoerbaarheid doelen we vooral op de benodigde menskracht en doorlooptijd voor het aanpassen en uitbreiden van de infrastructuur.

Fase 3 infrastructuurontwikkelpaden tussen 2030 en 2050

In de derde fase, die in april 2021 is afgerond, geven we invulling aan de overkoepelende doelstelling van de I13050 (zie het blauwe kader op de vorige pagina): 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 een tekort aan technisch personeel, een gebrek aan fysieke ruimte of door de doorlooptijd van wenselijke infrastructuraanpassingen. De mogelijke oplossingen in de sfeer van keuzes en beslismomenten werken we uit in de vorm van een routekaart van infrastructuraanpassingen, nodig voor de energie- en klimaattransitie.

1.2 Inbreng van stakeholders en de relatie met aanpalende trajecten

Gedurende alle drie fasen van de II3050 was er een nauwe afstemming met de industrie, energiebedrijven, landelijke en regionale overheden en andere stakeholders. Regelmatig organiseerden we klankbordgroepsessies om de aanpak en de tussenresultaten te bespreken. Voor specifieke onderwerpen, zoals flexibiliteit, hielden we expertsessies om kennis te verzamelen.

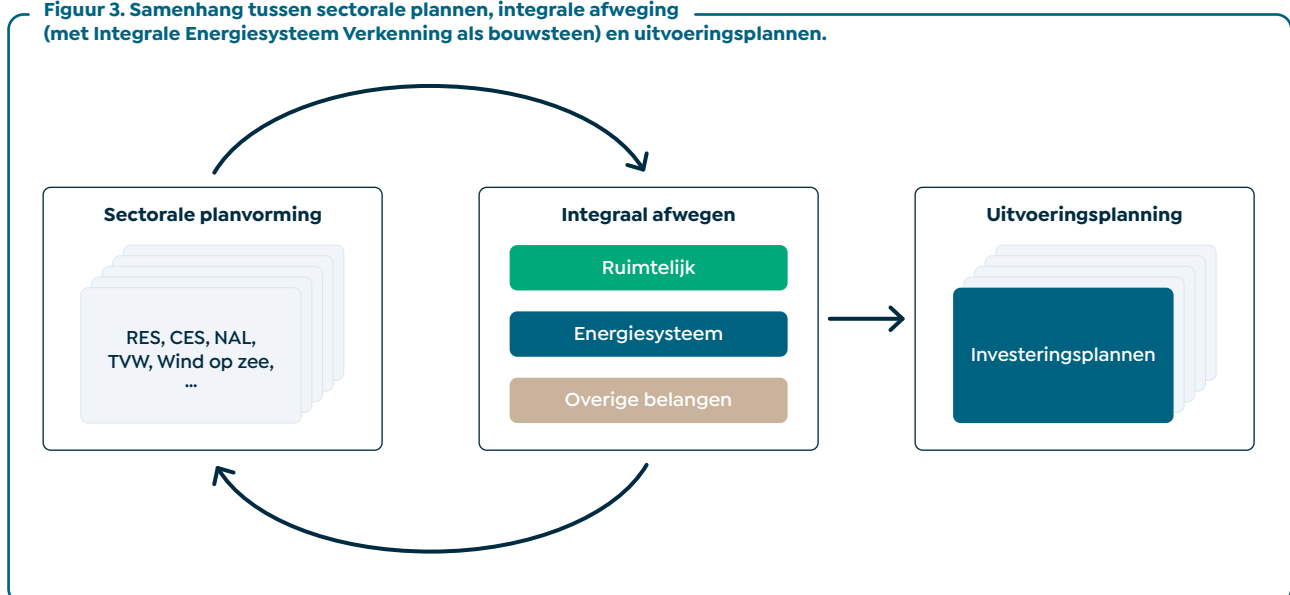
Uiteraard maakten we ook de verbinding met de Regionale Energiestrategieën (RES'en). Deze vermelden elk voor een regio de ambities en ruimtelijke afwegingen voor onder meer de opwek van hernieuwbare energie op land, voor het jaar 2030. Alhoewel de RES'en bij het opstellen van de scenario's nog niet gereed waren, zijn hun ambities meegenomen in de scenario-beelden³. Daarnaast maakten we – waar mogelijk – gebruik van de inzichten van de provinciale energiesysteemstudies.

In alle drie fasen van de II3050 werkten we voor de ruimtelijke uitwerking nauw samen met het ministerie

van Economische Zaken en Klimaat (EZK) ten behoeve van het Programma Energie Hoofdstructuur (PEH), dat in het kader van de Nationale Omgevingsvisie wordt opgesteld. Het PEH moet ervoor zorgen dat er op tijd voldoende ruimte is voor de nationale energiehoofdstructuur. Dit op basis van een integrale afweging met andere opgaven en belangen, rekening houdend met ontwikkelingen op de Noordzee en energie-uitwisseling met buurlanden en met als randvoorwaarde een goede leefomgevingskwaliteit. De ontwikkelpaden voor infrastructuur hangen deels af van de ruimtelijke mogelijkheden voor de invulling van vraag, aanbod, flexibiliteit en de bijbehorende energie-infrastructuur. Op basis van de ontwikkelpaden wordt in het PEH ruimte gereserveerd voor het toekomstige energiesysteem voor de periode 2030-2050.

De II3050 is de eerste Integrale Energiesysteem Verkenning, die Gasunie, TenneT en de regionale netbeheerders in nauwe afstemming met stakeholders hebben uitgevoerd. We zijn van plan periodiek een dergelijke Integrale Energiesysteem Verkenning uit te voeren op basis van actuele sectorplannen zoals de Cluster Energiestrategieën (CES'en), de Regionale Energiestrategieën (RES'en), de Nationale Agenda Laadinfrastructuur (NAL), de Transitievisies Warmte (TVW's) en ontwikkelingen op de Noordzee (zie Figuur 3). Deze Integrale Energiesysteem Verkenning is een belangrijke bouwsteen voor de integrale afweging door de overheid. De overheid maakt een integrale afweging van ruimtelijke, energiesysteem en overige belangen. De resultaten van deze integrale afweging worden benut om sectorale plannen verder te optimaliseren. Een feedback loop is dus noodzakelijk. Keuzes uit de integrale afweging worden door overheden vastgelegd in diverse uitvoeringsplannen en meerjarenprogramma's; netbeheerders en andere partijen werken deze keuzes uit in hun investeringsplannen.

Figuur 3. Samenhang tussen sectorale plannen, integrale afweging (met Integrale Energiesysteem Verkenning als bouwsteen) en uitvoeringsplannen.



³ De netbeheerders nemen de RES'en wel mee in de investeringsplannen (IP's) voor 2030.

De I13050 is geen beleidsstudie. De scenario's zijn geen beleidsalternatieven ('blauwdrukken') voor de energietransitie in Nederland. De verkenning plaatst echter wel onderwerpen op de beleidsagenda en draagt daarmee bij aan de beleidsvorming door de overheid. Zo roepen wij in deze studie op tot het maken van beleidskeuzes: keuzes om de infrastructuuren tijdig geschikt te maken voor het behalen van de klimaatdoelen in 2050 én er tegelijk voor te zorgen dat ons energiesysteem betaalbaar en betrouwbaar blijft.

1.3 Leeswijzer

Hoofdstuk 2 beschrijft de kernpunten van de klimaatneutrale energiestenario's 2050 uit fase 1. Hoofdstuk 3 gaat in op de aard en de omvang van de flexibiliteitsmiddelen die nodig zijn om het energiesysteem in balans te houden en de transportbehoefte in de netten te beperken. Hoofdstuk 4 gaat in op de vraag: waar bevindt zich welke energievraag en waar vinden we het aanbod? Deze regionale vertaling is nodig om netwerkanalyses te kunnen uitvoeren. De volgende hoofdstukken beschrijven

de impact op de infrastructuur in 2050: in hoofdstuk 5 de impact op de infrastructuur in het algemeen, hoofdstuk 6 de landelijke infrastructuur elektriciteit, hoofdstuk 7 de landelijke infrastructuur methaan en waterstof, hoofdstuk 8 de regionale infrastructuur elektriciteit, hoofdstuk 9 de regionale infrastructuur gas, hoofdstuk 10 de infrastructuur warmte en hoofdstuk 11 de infrastructuur CO₂. Hoofdstuk 12 geeft nog een integrale analyse van al deze infrastructuren in samenhang. Hoofdstuk 13 schetst de ontwikkelpaden voor flexibiliteit en infrastructuur in de periode 2030-2050. Hoofdstuk 14 geeft een uitwerking naar kosten, ruimte en uitvoerbaarheid van het energiesysteem. Hoofdstuk 15 geeft de hoofdconclusies van de analyses, in hoofdstuk 16 volgen de aanbevelingen voor overheid en andere partijen en hoofdstuk 17 beschrijft een voorstel voor vervolgstudies.

Alle hoofdstukken beginnen met de conclusies in de eerste paragraaf, handig voor wie de materie snel wil overzien. Vervolgens beschrijven we kort een aantal methodische aspecten. Daarna volgen de resultaten. Een uitgebreide toelichting op de aanpak en de methoden vindt u in de bijlagen.

Hoofdstuk 2.

Klimaatneutrale energiescenario's 2050



2.1 Inleiding

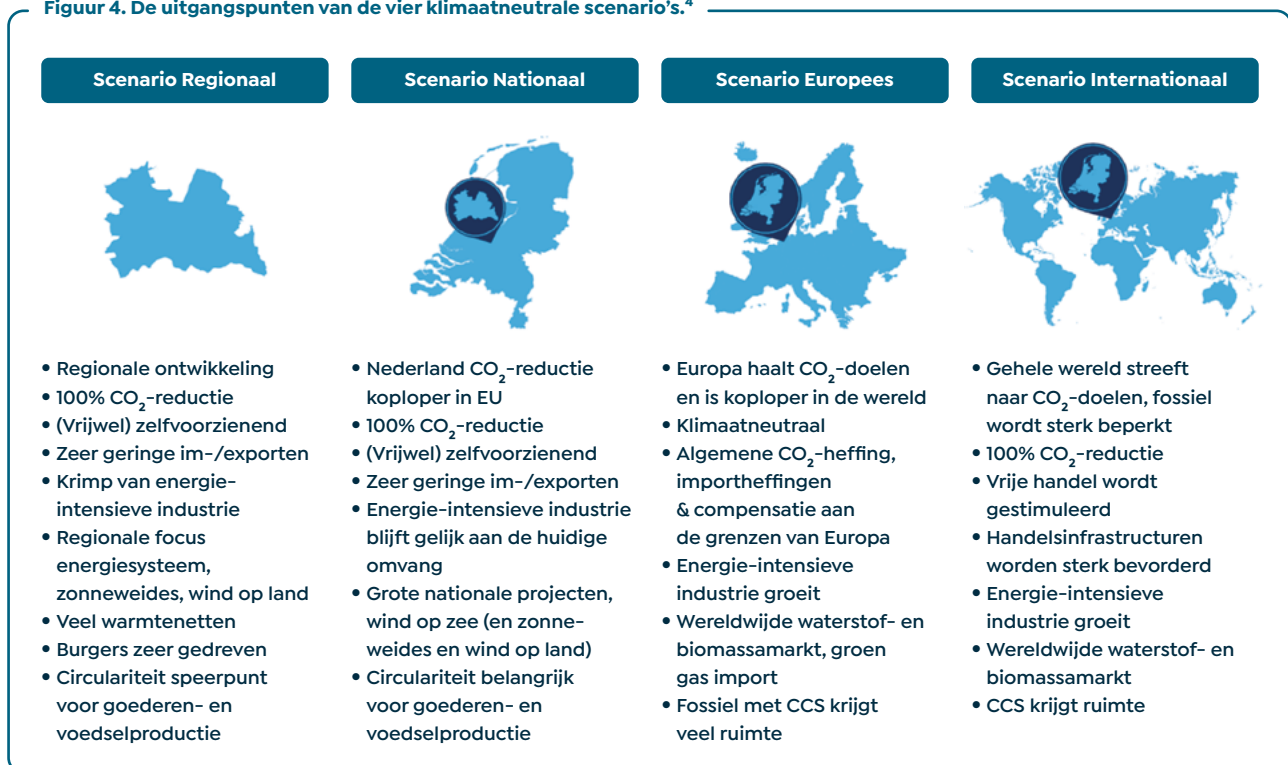
Niemand weet hoe de energievoorziening er in 2050 uitziet. Wel is duidelijk dat de keuzes die we tijdens de transitie maken gevolgen hebben voor de energie-infrastructuur. Andersom kan de beschikbaarheid van infrastructuur ook bijdragen aan bepaalde ontwikkelingen.

De II3050 beschrijft vier scenario's voor een klimaatneutrale energievoorziening om met deze onzekerheden om

te gaan. Deze scenario's staan in dit hoofdstuk centraal.

Het rapport *Klimaatneutrale energiescenario's 2050* (Ouden, et al., 2020), het resultaat van de eerste fase van de II3050, beschrijft de richtingen waarin de maatschappij zich kan ontwikkelen en de energiescenario's die daarbij horen. Figuur 4 hieronder toont de belangrijkste uitgangspunten voor de scenario's.

Figuur 4. De uitgangspunten van de vier klimaatneutrale scenario's.⁴



De vier scenario's zijn uitwerkingen van vier alternatieve manieren waarop Nederland klimaatneutraal kan worden. De scenario's schetsen een beeld van de maatschappij en een daarbij behorend energiesysteem, waarin uiteenlopende keuzes zijn gemaakt. De scenario's laten zien hoe maatschappelijke keuzes om de transitie van het energiesysteem vorm te geven, samenhangen met de manieren om dit te organiseren (*governance* en regie op de transitie). In deze verkenning blijkt hoe deze keuzes invloed hebben op de flexibiliteit en energie-infrastructuur die nodig zijn.

De vier uitgewerkte scenario's zijn gekozen om verschillende ontwikkelingsrichtingen voor het energiesysteem te laten zien. Ze variëren van focus op zelfvoorziening tot een meer import-georiënteerd perspectief. Ze variëren tevens van aanzienlijke krimp tot aanzienlijke groei van de energie-intensieve industrie. Binnen dit brede palet komen verschillende technische keuzes aan de orde, en zijn er onderscheidende variaties in het gebruik van

energiebronnen en -dragers. Dit alles met als doel om inzicht te krijgen in de bandbreedte van de behoeften aan flexibiliteitsmiddelen en infrastructuur. Hierbij merken we op dat er veel méér toekomstscenario's mogelijk zijn. Er zijn ook andere technologische ontwikkelingen mogelijk. Andere technieken dan nu beschouwd zouden in de scenario's een rol kunnen spelen. Het is echter niet doenbaar om alle voorstelbare technische ontwikkelingen als variant te onderzoeken. Van een aantal belangrijke varianten hebben we wel nadere analyses gedaan, waaronder:

- **Kernenergie.** Kernenergie is een optie voor een klimaatneutraal energiesysteem, maar maakt geen deel uit van de scenario's. Wel hebben we kernenergie in de technische analyse van de landelijke netwerken meegenomen als een variant op het scenario Europees. De gevolgen voor de infrastructuur lijken niet wezenlijk anders dan die voor het scenario Europees, al passen daar wel enkele kanttekeningen bij (zie het kader op pagina 23).

⁴ Alhoewel de RES'en bij het opstellen van de scenario's nog niet gereed waren, zijn hun ambities meegenomen in de scenario-beelden. Het scenario Regionaal is daarmee niet een synoniem van de RES'en.

- **Brandstoffen voor internationaal transport (synthetische scheepsbrandstoffen en kerosine).**

Deze energiedragers hebben we niet in de scenario's verwerkt, maar als een variant meegenomen (zie bijlage A). De bepalingen van de flexibiliteits- en infrastructuurbehoefte in dit rapport houden dan ook geen rekening met de duurzame opwek van energie als brandstof voor internationaal transport.

- **Waterstof maken op zee.** Omzetting van elektriciteit naar waterstof (elektrolyse) kan op zee plaatsvinden: op platforms of op kunstmatige energie-eilanden. De infrastructuurverkenning gaat ervan uit dat de conversie op kustlocaties plaatsvindt. In een gevoeligheidsanalyse (zie paragraaf 12.3 op pagina 126 en bijlage A) is verder uitgewerkt wat het betekent als elektrolyse op zee plaatsvindt en niet op kustlocaties. Daarbij hebben we ook gekeken naar mogelijkheden om de bestaande infrastructuur op zee te gebruiken voor het transport van waterstof.
- **Methanisering van waterstof.** Naast het ombouwen van (decentrale) gasnetten naar waterstof, is het een optie om van waterstof groen gas te maken. Deze variant

maakt het aandeel van groen gas in het energiesysteem groter. Daar waar wij in het Europese scenario uitgaan van een mix van waterstof en methaan in verschillende distributiegebieden, zou de conversie van waterstof naar methaan de complexiteit voor gasnetten geringer maken. De mogelijkheden van methanisering hebben we in een gevoeligheidsanalyse verder uitgewerkt (zie het kader op pagina 91 en bijlage A).

Natuurlijk zijn er vele scenariovarianten mogelijk. Binnen deze verkenning is het echter niet praktisch alle varianten uit te diepen: de analyse van de vier scenario's levert al heel veel aanknopingspunten op om een visie te ontwikkelen op de toekomstige behoefte aan flexibiliteit en infrastructuur. In de analyses hebben we oplossingsrichtingen onderzocht, die door verschillende technieken kunnen worden ingevuld. Waar wij verwachten dat andere opties, andere scenariomodellering of andere aannames tot wezenlijk andere uitkomsten kunnen leiden, plaatsen wij kanttekeningen of hebben we gevoeligheidsanalyses uitgevoerd. Zo willen we toch aanvullende duiding bieden. Deze gevoeligheidsanalyses komt u op verschillende plaatsen in dit rapport tegen.

Kernenergie in de klimaatneutrale energiescenario's 2050

Kernenergie is geen onderdeel van de uitgewerkte scenario-beelden, maar het is mogelijk dat de keuze van de politiek uiteindelijk wel op kernenergie valt. Daarom gaan we in dit tekstkader beknopt in op een aantal aspecten van kernenergie in de energiemix in 2050 en hoe een keuze voor kernenergie samenhangt met de behoefte aan infrastructuur en flexibiliteit.

Bij de start van de verkenning is het opnemen van kernenergie in de scenario's aan de orde geweest. Daar hebben we niet voor gekozen. Kernenergie was geen maatschappelijk breed geaccepteerde optie. Bovendien hebben we ons met de invulling van de scenario-beelden gebaseerd op de eerdere studies *Net voor de Toekomst* (2017) en *Infrastructure Outlook 2050* (2019). Hierin speelde kernenergie geen rol. Tot slot was er het inpassingsvraagstuk. Kernenergie is een kapitaalintensieve technologie waarvan de systeemintegratie binnen de uitgewerkte scenario's een complexe analyse vereist.

Daarom hebben Kalavasta en Berenschot (parallel aan de eerste fase van de I13050) in opdracht van het ministerie van EZK een aparte variantenstudie uitgevoerd. Hierbij is wind op zee gedeeltelijk vervangen door kernenergiecentrales, als variant op het scenario Europees. In deze studie is de inzet van kerncentrales voor de elektriciteits- en waterstofmarkt in een aantal varianten onderzocht en op (systeem) kosten en infrastructuur beoordeeld.

In de variantenstudie zijn vier varianten op het scenario Europees onderzocht:

1. Puur marktgedreven: inzet als piekcentrales die draaien op momenten dat de vraag groter is dan de productie van hernieuwbare energie. Er wordt bespaard op groengasgestookte piekkelers.
2. In een dubbelrol: als piekcentrale bij een tekort aan hernieuwbare elektriciteit en op andere momenten voor de productie van waterstof. Er wordt bespaard op groengasgestookte piekkelers.

3. Als prioritaire *must-run* basislast-eenheden: de kerncentrales produceren continu elektriciteit en hebben dus geen regelende functie op basis van de vraag. Er wordt bespaard op zowel hernieuwbaar vermogen (wind op zee) als groengasgestookte piekkelers.
4. Niet voor de elektriciteitsmarkt, maar alleen voor de productie van klimaatneutrale waterstof.

Variante 1 is technisch en economisch moeilijk realiseerbaar en dus onwaarschijnlijk, doordat het aantal draaiuren te gering is en het aantal starts en stops te groot. De andere varianten zijn technisch beter voorstelbaar, maar leiden volgens de onderzoekers tot hogere kosten. Geen van de uitgewerkte varianten resulteert in een wezenlijk andere infrastructuurbehoefte als het gaat om de hoofdinfrastructuur. Dit komt doordat de voorstelbare locaties van de kerncentrales gelijk zijn aan de locaties van grotere groengasgestookte centrales en van de verwachte aanlanding van wind op zee. De transportbehoefte op het hoogspanningsnet en het gasnet wordt door kerncentrales dan ook niet wezenlijk anders.

In september 2020 verscheen een onderzoek van het bureau ENCO, ook in opdracht van het ministerie van EZK. Hierin wordt op basis van een andere kernenergievariant de aanbeveling gedaan om de haalbaarheid van kernenergie verder te onderzoeken. Momenteel voert EZK een marktconsultatie uit. Indien dit leidt tot een besluit om dit advies uit te voeren en de overheid een stap zet tot concrete invulling van dit alternatief, dan zijn wij bereid om de gevolgen voor flexibiliteit en infrastructuur te onderzoeken.

2.2 Aanpassingen in de scenario's

De scenario's uit *Klimaatneutrale energiescenario's 2050* (het rapport als afronding van de eerste fase van de II3050) hebben we op een aantal punten verbeterd:

1. Technische correcties en verbeteringen.

Op sommige punten zijn de scenario's realistischer gemaakt, bijvoorbeeld als het gaat om de piek-invoeding van zon-PV en de piekvraag van warmtepompen in goed geïsoleerde woningen. Deze verbeteringen kwamen tot stand dankzij de input van stakeholders of nadere analyse.

2. Uitbreiding en verfijning van flexibiliteitsmiddelen en systeembalans in fase 2.

In fase 1 van de II3050 voerden Berenschot en Kalavastra een globale analyse van flexibiliteitsmiddelen uit. In fase 2 deden we dit (veel) uitgebreider. Dat leidde tot een aanpassing van de modellering van de scenario's zoals die in het Energietransitiemodel (ETM) zijn opgenomen⁵ – bijvoorbeeld de flexibiliteit die hybride warmtepompen met zich meebrengen en de flexibiliteit van elektrische ketels in warmtenetten.

3. Verbeterde functionaliteiten in het

Energietransitiemodel. Begin 2020 is het ETM op belangrijke punten verbeterd. Daardoor zijn verbeterde scenarioberekeningen mogelijk. Belangrijk is de doorrekening per uur van de warmtevraag en warmtenetten, inclusief inzetvolgorde van bronnen en seizoensopslag.

De aanpassingen in de scenario's zijn verder toegelicht in bijlage B.

2.3 Hoofdpunten scenario's

In aanvulling op het rapport over de eerste fase, volgen nu per scenario de belangrijkste aannames voor de energiesysteemberekeningen. De hoeveelheden conversie en opslag in de volgende figuren (het middendeel van de figuur) zijn geen aannames, maar resultaat van de flexibiliteitsanalyses die in hoofdstuk 3 zijn beschreven.⁶

In de Sankey diagrammen op de volgende pagina's zijn de energiestromen in 2050 voor het extreme weerjaar 1987 (koude winter, relatief weinig zon en wind) weergegeven, omdat deze weersomstandigheden bepalend zijn voor de benodigde energieinfrastructuur. In een gemiddeld weerjaar zal er relatief meer zon en windenergie worden opgewekt dan in deze figuren is weergegeven.

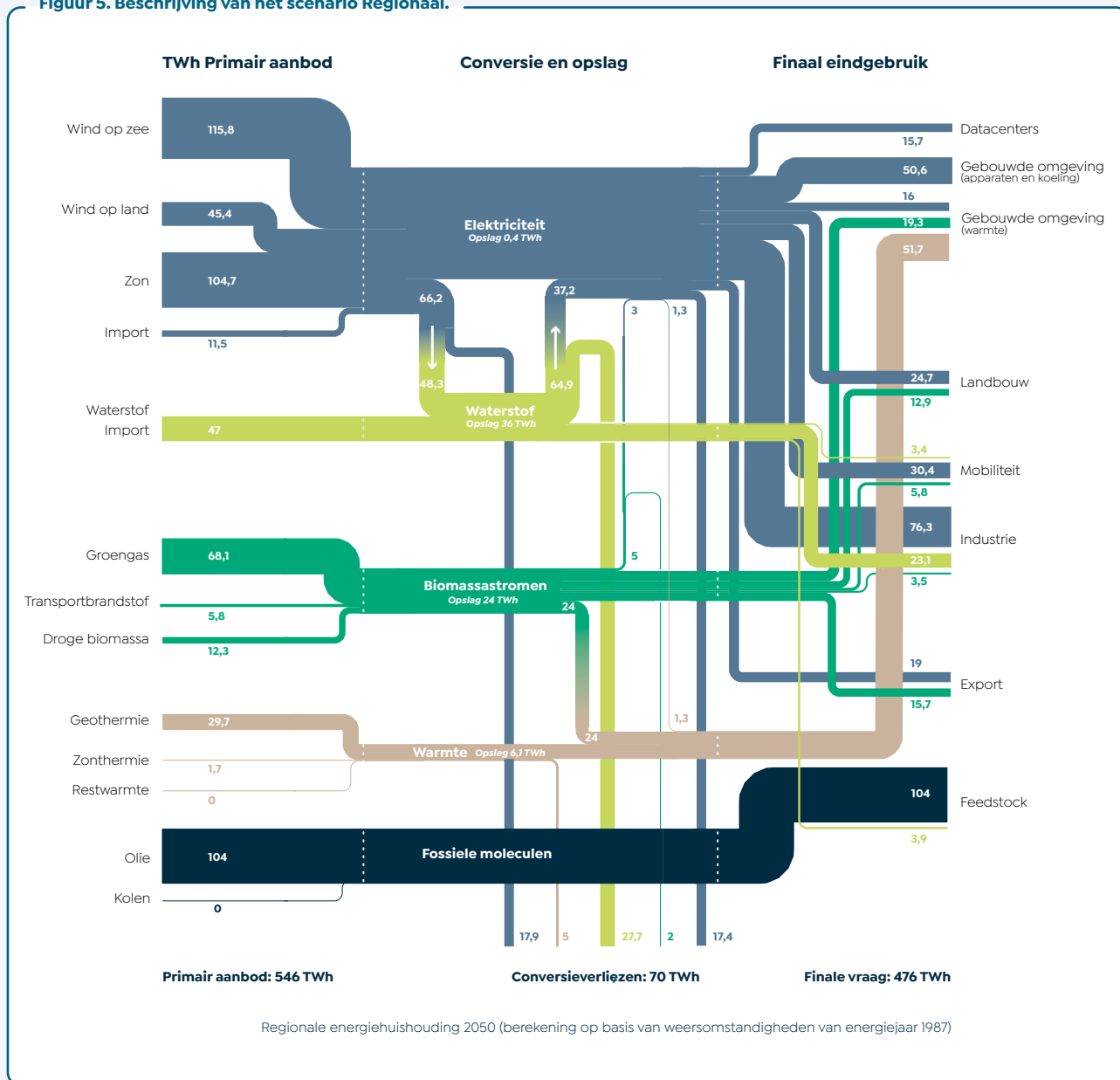
⁵ Flexibiliteitsmiddelen voor de systeembalans (zoals batterijen) zijn in fase 2 van de II3050 met eigen modellen van de netbedrijven gemodelleerd (locatie, hoeveelheid en inzetbepaling). Voor de duidelijkheid staan deze in het ETM op 0.

⁶ De hierna volgende diagrammen geven de energiestromen weer waarbij rekeningen is gehouden met verliezen.

Scenario Regionaal

Het diagram in Figuur 5 toont de relatieve omvang van de verschillende energiestromen, -bronnen en -verbruikssectoren.

Figuur 5. Beschrijving van het scenario Regionaal.



Het scenario Regionaal gaat uit van een sterke belasting van regionale elektriciteitsnetwerken. Netten met een spanningsniveau tot 150kV kennen een hoge mate van invoeding van lokaal opgewekte elektriciteit met zon- en windvermogen. Pieksituaties in verbruik leiden tot een behoefte aan extra transportcapaciteit voor het elektriciteitsnet op 380kV. Voor de gasvoorziening levert dit scenario informatie op over de belasting van gasnetten door de waterstofproductie. Deze installaties zullen waterstof invoeden op plekken in de gasnetten waar momenteel geen invoeding (van aardgas) plaatsvindt.

Dit scenario levert belangrijke informatie over warmtenetten, omdat een zeer groot deel van de warmtevoorziening via warmtenetten wordt verzorgd. In dit scenario wordt beperkt CO₂ afgevangen en opgeslagen.

Kerncijfers energiesysteem⁷

- Reductie energiegebruik⁸: 40%
- Hernieuwbaarheid: 95%
- Zelfvoorziening: 73%
- Industrie krimpt met 1% per jaar (omvang 73% van huidige omvang)
- Zon-PV: 125 GW
- Wind op land: 20 GW
- Wind op zee: 31 GW

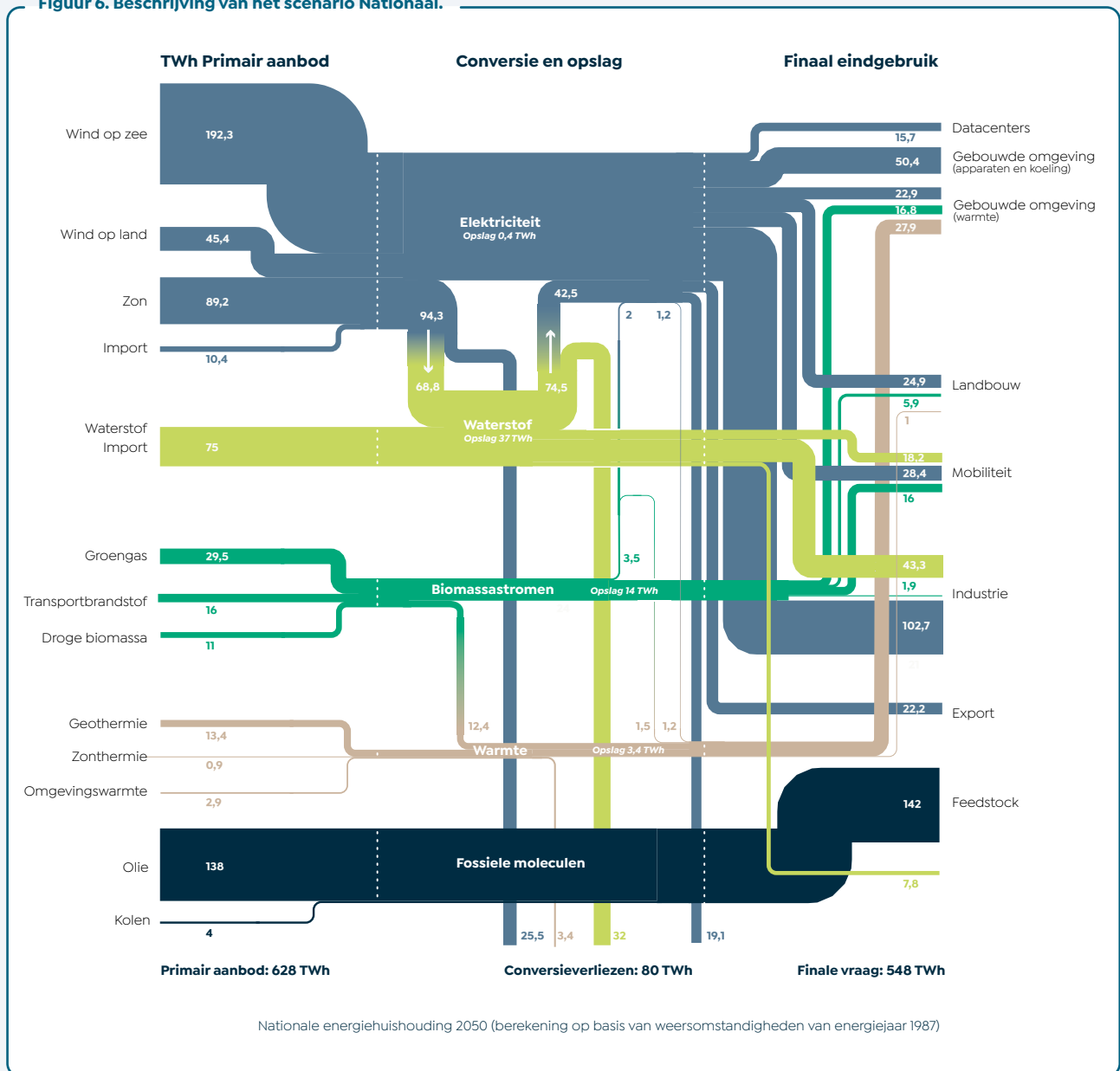
⁷ Deze kerncijfers energiesysteem zijn gebaseerd op een gemiddeld weerjaar 2015 (niet 1987). Let op: het Sankey diagram is voor een extreem weerjaar 1987 weergegeven.

⁸ Ten opzichte van 2015, en inclusief het gebruik van energie als industriële grondstof.

Scenario Nationaal

Het diagram in Figuur 6 toont de relatieve omvang van de verschillende energiestromen, -bronnen en -verbruikssectoren.

Figuur 6. Beschrijving van het scenario Nationaal.



Het scenario Nationaal gaat eveneens uit van een sterke belasting van de elektriciteitsnetwerken. Netten van alle spanningsniveaus kennen een hoge mate van invoeding van elektriciteit uit zon- en windvermogen (specifiek wind op zee). De sterke elektrificatie van de warmtevraag door warmtepompen zorgt voor pieksituaties in de winter; de extreme netbelasting heeft dus ook met verbruik te maken.

Voor de gasvoorziening levert dit scenario informatie op over de wijze waarop installaties voor waterstofproductie het gasnet belasten. Deze installaties zullen een hoge gelijktijdigheid in productie hebben en zich deels op andere plekken bevinden dan voor het scenario Regionaal wordt aangenomen.

Dit scenario levert belangrijke informatie over warmtenetten, omdat een zeer groot deel van de warmtevoorziening via warmtenetten wordt verzorgd. In dit scenario wordt beperkt CO₂ afgevangen en opgeslagen.

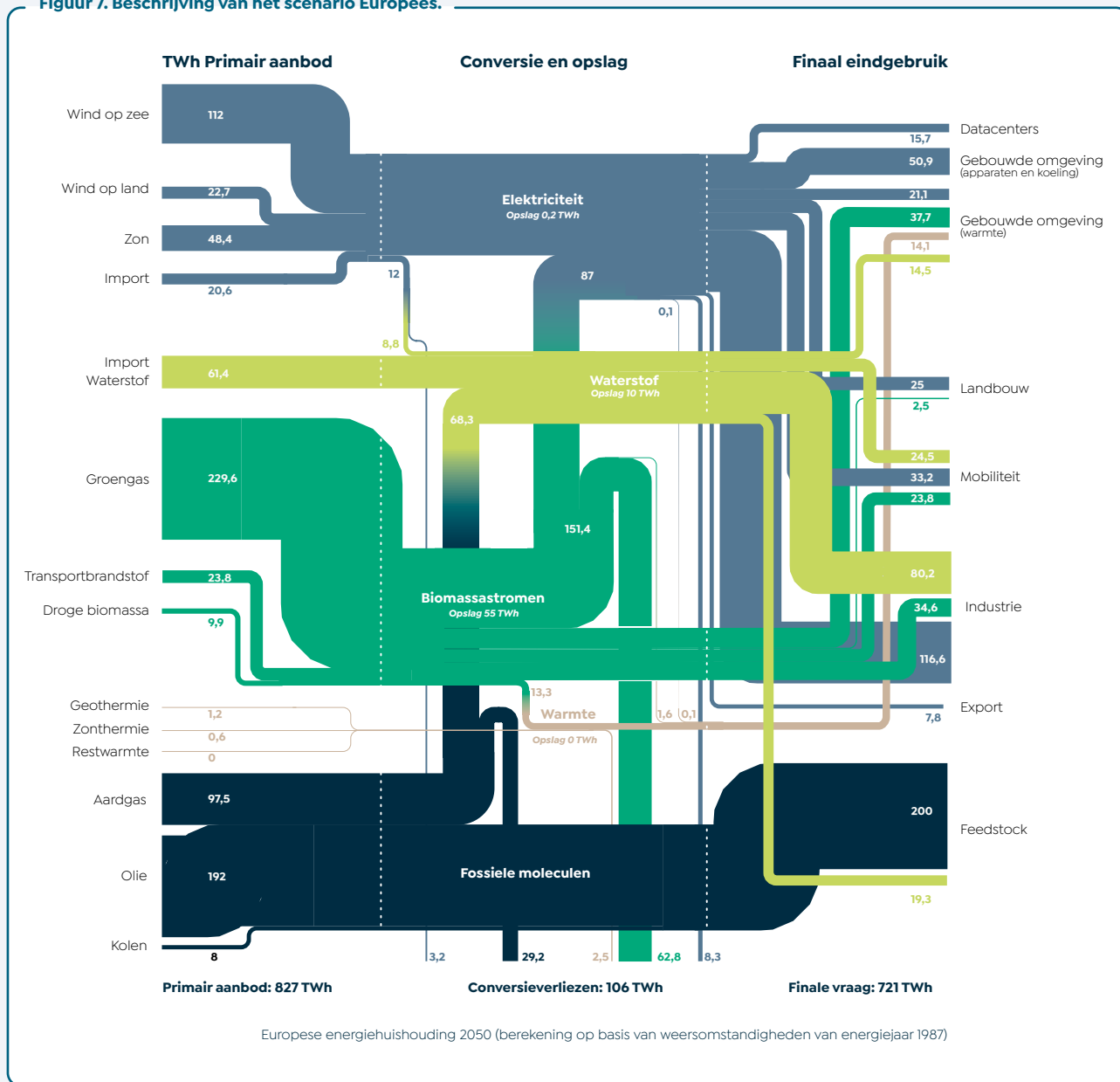
Kerncijfers energiesysteem

- Reductie energiegebruik: 25%
- Hernieuwbaarheid: 95%
- Zelfvoorziening: 71%
- Industrie blijft stabiel (omvang gelijk aan huidige omvang)
- Zon-PV: 107 GW
- Wind op land: 20 GW
- Wind op zee: 52 GW

Scenario Europees

Het diagram in Figuur 7 toont de relatieve omvang van de verschillende energiestromen, -bronnen en -verbruikssectoren.

Figuur 7. Beschrijving van het scenario Europees.



Het scenario Europees gaat uit van een mix aan verduurzamingstechnieken. In de regionale gasnetten ontstaan zowel distributienetten voor groen gas als voor waterstof. Dat komt doordat sommige gebieden groen gas inzetten als brandstof voor hybride warmtepompen en ketelsystemen en andere gebieden waterstof.

Waterstof en groen gas (hernieuwbaar methaan) zijn beide belangrijke energiedragers in dit scenario.

In dit scenario wordt een beperkt deel van de warmtevoorziening via warmtenetten verzorgd. In dit scenario wordt de meeste CO₂ afgevangen en opgeslagen.

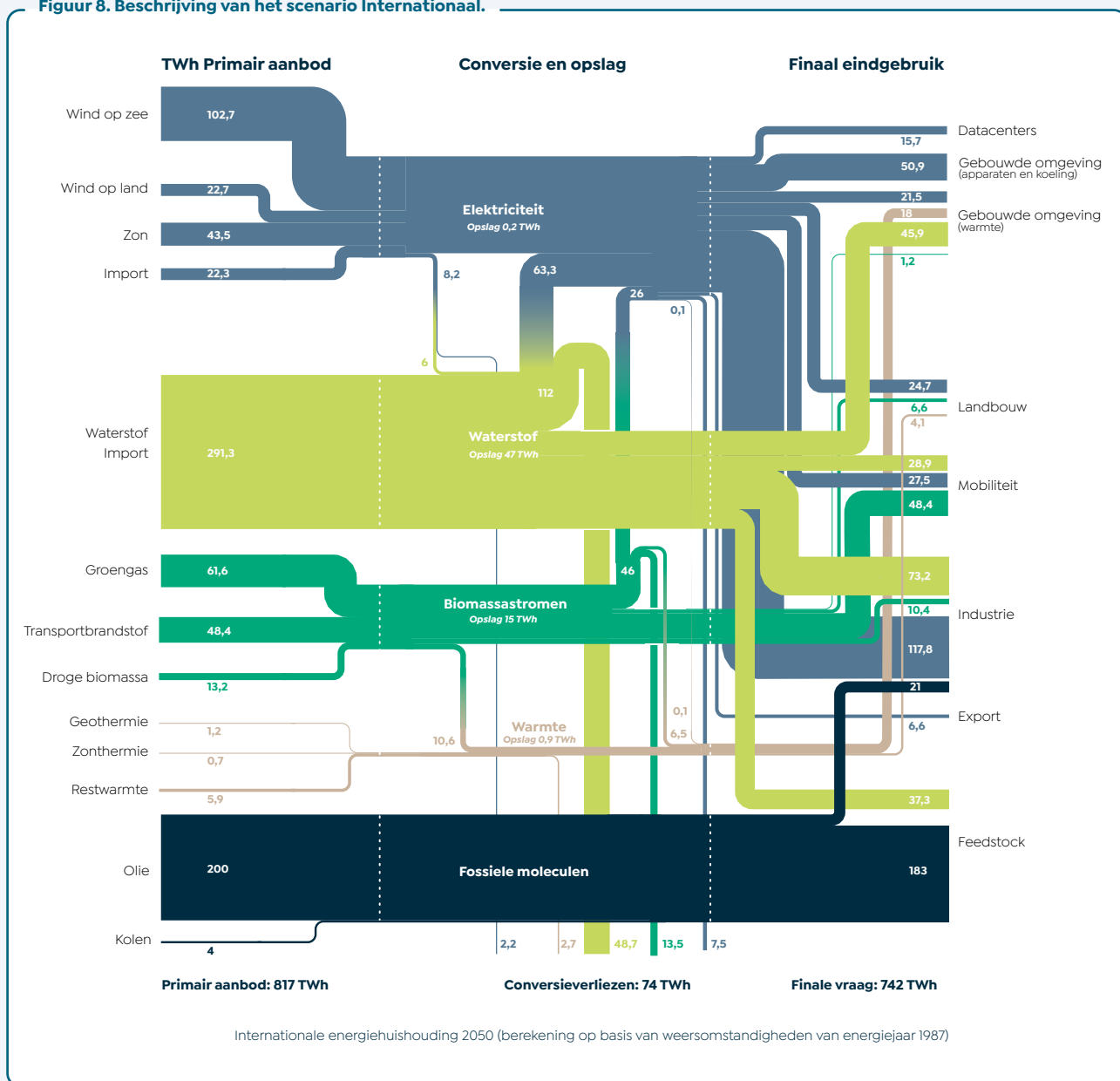
Kerncijfers energiesysteem

- Reductie energiegebruik: 0%
- Hernieuwbaarheid: 69%
- Zelfvoorziening: 33%
- Industrie groeit 1% per jaar (omvang 136% van de huidige omvang)
- Zon-PV: 58 GW
- Wind op land: 10 GW
- Wind op zee: 30 GW

Scenario Internationaal

Het diagram in Figuur 8 toont de relatieve omvang van de verschillende energiestromen, -bronnen en -verbruikssectoren.

Figuur 8. Beschrijving van het scenario Internationaal.



Het scenario Internationaal houdt rekening met de consequenties voor het gasnet van grootschalige import van waterstof via zeeschepen of per buisleiding uit de MENA-regio. In dit scenario brachten we eveneens de consequenties in kaart van de grootschalige toepassing van waterstof als transportbrandstof en als brandstof voor hybride warmtepomp/cv-ketels in de gebouwde omgeving voor de distributienetten.

In dit scenario wordt veel CO₂ afgevangen en opgeslagen.

Kerncijfers energiesysteem

- Groei energiegebruik: 2%
- Hernieuwbaarheid: 59%
- Zelfvoorziening: 32%
- Industrie groeit 1% per jaar (omvang 136% van de huidige omvang)
- Zon-PV: 52 GW
- Wind op land: 10 GW
- Wind op zee: 28 GW

Tabel 1. Overzicht parameters scenario's.

	Regionaal scenario	Nationaal scenario	Europees CO ₂ -scenario	Internationaal scenario
Gebouwde omgeving*	Isolatie label A/B 45% warmte (geothermie + groen gas/biomassa) 35% all-electric WP 20% hWP groen gas 38 PJ zonthermie	Isolatie label A 55% all-electric WP 25% warmte (geothermie + groen gas/biomassa) 20% hWP groen gas 18 PJ zonthermie	Isolatie label B 40% hWP groen gas 20% hWP waterstof 25% all-electric 15% warmte (restwarmte + groen gas/biomassa) 16 PJ zonthermie	Isolatie label B 60% hWP waterstof 25% all-electric WP 15% warmte (restwarmte + groen gas/biomassa) 12 PJ zonthermie
Mobiliteit	Personenvervoer: 100% elektrisch Vrachtovervoer: 75% elektrisch, 15% waterstof, 10% groen gas	Personenvervoer: 95% elektrisch, 5% waterstof Vrachtovervoer: 50% waterstof, 25% elektrisch, 25% biobrandstoffen	Personenvervoer: 70% elektrisch, 30% waterstof Vrachtovervoer: 25% elektrisch, 25% waterstof, 25% groen gas, 25% biobrandstoffen	Personenvervoer: 50% elektrisch, 40% waterstof, 10% biobrandstoffen Vrachtovervoer: 50% biobrandstoffen, 25% waterstof, 25% elektrisch
Industrie	Krimp 1% per jaar Efficiency 1% per jaar Sterk circulair Sterke elektrificatie inzet groen gas ICT groeit sterk Circulaire feedstock	Gelijk aan huidig Efficiency 1% per jaar Circulariteit belangrijk CCS mogelijk Sterke elektrificatie en inzet waterstof ICT groeit sterk Circulaire feedstock	Groei 1% per jaar Efficiency 1% per jaar CCS belangrijk Sterke elektrificatie en inzet waterstof ICT groeit sterk Fossiele feedstock	Groei 1% per jaar Efficiency 1% per jaar CCS belangrijk Sterke elektrificatie en inzet waterstof en fossiel+CCS ICT groeit sterk Fossiele feedstock
Landbouw	Sterke elektrificatie Nadruk op geothermie en groengasketels voor warmte	Sterke elektrificatie Nadruk op geothermie en WP met WKO voor warmte, biomassaketels en enkele groengas-WKK's	Sterke elektrificatie Nadruk op WP met WKO en geothermie voor warmte	Sterke elektrificatie Deels geothermie, daarnaast WP met WKO voor warmte, biomassa ketels en groengas-WKK's
Elektriciteit	Brandstof centrales: waterstof (+groen gas) 125 GW zon-PV** - 66 GW grootschalig - 59 GW op daken 31 GW wind-op-zee*** 20 GW wind-op-land	Brandstof centrales: waterstof (+groen gas) 107 GW zon-PV** - 58 GW grootschalig - 49 GW op daken 52 GW wind-op-zee*** 20 GW wind-op-land	Brandstof centrales: groen gas 59 GW zon-PV** - 35 GW grootschalig - 24 GW op daken 30 GW wind-op-zee*** 10 GW wind-op-land	Brandstof centrales: waterstof (+groen gas) 53 GW zon-PV** - 35 GW grootschalig - 18 GW op daken 28 GW wind-op-zee*** 10 GW wind-op-land
Scheepvaart & luchtvaart	Krimp 1% per jaar	Gelijk aan huidig	Groei 1% per jaar	Groei luchtvaart 2%, scheepvaart 1% per jaar

* Alle scenario's gaan uit van een bevolking van 18,4 miljoen inwoners en 8,8 miljoen huishoudens in 2050. In de woningen worden meer, maar wel efficiëntere apparaten gebruikt (led-verlichting, inductiekoken).

** De vermogens van zon-PV (daken, gebouwde omgeving en grootschalig zon) zijn gepresenteerd op basis van het piekvermogen dat hoort bij panelen met 24% efficiency, zoals aangenomen in de scenario's. Dit is een bijstelling met +40% ten opzichte van de vermogens die in het fase-1-rapport werden gepresenteerd. De correctie is noodzakelijk voor correcte infrastructuurberekeningen en is mogelijk omdat het ETM nu ook met 24% efficiency kan werken. De voetnoot 8 op bladzijde 39 van het fase-1-rapport is hiermee geadresseerd.

*** De analyse van brandstoffen voor de scheepvaart en (internationale) luchtvaart is niet opgenomen in de base case van deze verkenning. De impact van de productie van extra brandstoffen voor de scheepvaart en internationale luchtvaart is als gevoeligheidsanalyse beschreven in paragraaf 7.5. Zie verder het rapport over fase 1, *Klimaatneutrale energiescenario's 2050*.

Hoofdstuk 3.

Analyses van het energiesysteem en flexibiliteit



3.1 Conclusies

- De energiesysteemanalyses leren dat er in de energiemix grote verschillen zijn tussen de energievraag en het energieaanbod. Deze verschillen zijn in de scenario's Regionaal en Nationaal het grootst.
- Voor alle scenario's geldt dat er verschillen zijn zowel op uur- en dagbasis als over weken en seizoenen. De energievraag en het aanbod zijn sterk afhankelijk van het weer. In alle vier scenario's is de vraag in de winter beduidend hoger dan in de zomer terwijl het totaal aanbod in de winter juist lager is dan in de zomer.
- Om vraag en aanbod over zowel korte als langere tijdsperiodes op elkaar af te stemmen is er een grote behoefte aan flexibiliteitsmiddelen. Deze flexibiliteitsbehoefte is voor de scenario's Regionaal en Nationaal het grootst. Deze behoefte speelt zowel binnen als tussen alle beschouwde energiedragers: elektriciteit, waterstof, groen gas / aardgas (methaan) en warmte. Als bijvoorbeeld de vraag in de winter kan worden geleverd met het aanbod in de zomer vraagt dit aanzienlijke energieopslagvolumes die niet vanzelfsprekend binnen elke energiedrager beschikbaar zijn.
- Voor de scenario's Europees en Internationaal geldt dat door verlaging van het aandeel zon- en windvermogen in de energiemix vanwege import van duurzame gassen de behoefte aan batterij-opslag bijna halveert ten opzichte van de eerste twee scenario's. Daarnaast verdubbelt de inzet van gascentrales voor deze scenario's omdat deze ook voor meer reguliere elektriciteitslevering nodig zijn.
- De benodigde hoeveelheid en de inzet van power-to-gas neemt in de scenario's Europees en Internationaal sterk af omdat de piekvraag in de winter grotendeels wordt ingevuld met import van groene methaan of waterstof.
- Door de import van gasvormige energiedragers is er wel nog steeds een stevige behoefte aan gasinfrastructuur inclusief opslag.
- De voorziene flexibiliteitsbehoefte vraagt om een mix aan (nieuwe) flexibiliteitsmiddelen. Enerzijds voor de korte termijn (vraag- en aanbodsturing, batterijen) om momentane verschillen tussen vraag en aanbod te kunnen regelen. Anderzijds voor de lange termijn (combinatie van gasopslag, power-to-gas en elektriciteitscentrales) om te kunnen voldoen aan seizoensflexibiliteit. Verschillende vormen van flexibiliteit zijn nodig en vullen elkaar aan.
- Door flexibiliteitsmiddelen, zoals conversies, hybride applicaties, piek- en back-upvoorzieningen en opslag ontstaat er in toenemende mate samenwerking tussen verschillende energiedragers en verbindingen tussen verschillende energiesystemen. Flexibiliteit is dan ook een belangrijke driver voor verdere energiesysteemintegratie.
- In deze energiesysteemanalyse is gekeken hoeveel flexibiliteit nodig is om het verschil tussen vraag en

aanbod te overbruggen. Het operationele ingrijpen ten behoeve van netwerkcongestie is buiten beschouwing gelaten.

Onderstaand laten we per energiedrager zien welke flexibiliteitsmiddelen kunnen bijdragen aan de flexibiliteitsbehoefte.

Flexibiliteitsbehoefte – elektriciteit

- In het elektriciteitssysteem is de flexibiliteitsbehoefte in alle scenario's zeer groot, veel groter dan vandaag, zowel voor het vereffenen van tekorten als van overschotten.
 - **Overschotten.** De dominante rol van weersafhankelijke energiebronnen (wind- en zonne-energie) zorgt voor een drie tot zes keer zo grote aanbodpiek uit hernieuwbare elektriciteitsproductie vergeleken met de huidige totale elektriciteitsproductie uit hernieuwbare en conventionele bronnen. Dit houdt in een sterke toename van het verschil tussen vraag en aanbod op uurbasis, maar ook op de tijdschaal van seizoenen. Dit speelt in alle scenario's, maar het sterkst in de scenario's Regionaal en Nationaal.
 - **Tekorten.** De in alle scenario's forse tot verregaande elektrificatie leidt tot ruwweg een verdubbeling van de piekvraag ten opzichte van vandaag. Bij een gelijktijdig laag aanbod van weersafhankelijk productievermogen, leidt dat ook tot de vraag naar flexibel vermogen en import om de tekorten in te vullen en leveringszekerheid te garanderen. Dit speelt in alle scenario's. De leveringszekerheid is maatschappelijk van grote waarde, daarom dienen robuuste flexibiliteitsmiddelen beschikbaar te zijn.

Flexibiliteitsbehoefte – gassen

- In de gassystemen is er een grote behoefte aan flexibiliteit op de tijdschaal van seizoenen, net als vandaag. De totale vraag is in de wintermaanden ondanks toenemende elektrificatie van eindverbruikersprocessen vele malen groter dan in de zomermaanden. Naast groen *methaan* vervult ook *waterstof* een belangrijke functie voor de weersafhankelijke vraag. De rol van gassen voor de piekvraag blijft hoog en is nauwelijks afhankelijk van de techniekkeuze voor de warmtevraag in de gebouwde omgeving (warmtenet, *all-electric*, hybride). Zelfs voor scenario's met een hoog percentage *all-electric* en warmtenetten is er nog steeds een grote behoefte aan gassen voor de piekvraag, omdat de veronderstelde piekvraag niet door elektriciteits- en warmtenetten kunnen worden bediend. Een langdurige piekvraag aan elektriciteit wordt bij weinig aanbod van zon- en windvermogen ingevuld met regelbare centrales op basis van duurzame gassen (een kortdurende piekvraag aan elektriciteit kan door batterijen worden opgevangen). Een piekvraag aan warmte wordt ingevuld met ketels op basis van duurzame gassen.

- Een robuust energiesysteem heeft naast flexibele (stuurbare) vraag en aanbod een buffer nodig in de vorm van energieopslag. Met deze buffer moeten dagen en seizoenen kunnen worden overbrugd. Om dit in een “gemiddeld” jaar te kunnen overbruggen is niet voldoende; ook in jaren met een misoogst en hoge weersafhankelijke energievraag moet er voldoende energie beschikbaar zijn. Dit kan door de buffer te vergroten om op deze omstandigheden voorbereid te zijn, het kan ook door in dergelijke jaren extra te importeren. Dit laatste vergroot de afhankelijkheid van het buitenland en daarmee de kwetsbaarheid van de energievoorziening.

Flexibiliteitsmiddelen – elektriciteit

- Bij **Flexibele vraagsturing** worden processen of apparatuur in de industrie, bij bedrijven of huishoudens op- of afgeregeld op basis van het aanbod aan en de vraag naar elektriciteit. De regionale netsituatie kan hierbij een rol spelen. Flexibele vraagsturing kan een belangrijke techniek zijn om pieken in de netbelasting op te vangen of in te zetten als flexibiliteitsmiddel voor de landelijke balans. Als voorbeeld: het slim laden van elektrische auto's krijgt mogelijk een grotere potentie bij groei van het elektrische wagenpark in Nederland. Hierbij kan het uitvlakken van de piekvraag bijdragen aan verlaging van de piekbelasting van het net. Maar het kan ook een bijdrage leveren aan flexibiliteit voor de landelijke balans. Hybride technieken, zoals hybride warmtepompen of flexibele power-to-heat in de industrie en voor warmtenetten, kunnen een aanzienlijke rol spelen bij flexibele vraagsturing, door te schakelen tussen gas en elektriciteit.
- Hoewel het belangrijk is om flexibele vraagsturing verder te ontwikkelen en te ontsluiten, zal vraagsturing alleen onvoldoende zijn voor de flexibiliteitsbehoefte van het energiesysteem in de vier scenario's. Voor tekorten is er **aanvullende flexibiliteit** nodig uit import en bijvoorbeeld elektriciteitscentrales, aangevuld met stroom uit batterijen, en voor overschotten is er aanvullend behoefte aan exportmogelijkheden, bijvoorbeeld kortdurend curtailment, batterijen (kortetermijnopslag) en conversie naar gas *power-to-gas* (langetermijnflexibiliteit). De in deze studie beschouwde technologieën zijn hierbij exemplarisch voor flexibiliteitsmiddelen met de vereiste eigenschappen en zullen in werkelijkheid door verschillende technologieën kunnen worden ingevuld.
- De behoefte aan **regelbare elektriciteitscentrales** is in 2050 bijna tweemaal groter dan het vermogen van vandaag. Het gaat hier in de gekozen analyseaanpak om zowel grote efficiënte centrales, die enige duizenden uren per jaar draaien, als eenheden die kleiner, minder efficiënt en goedkoper zijn, en dichtbij de locatie van tekorten kunnen worden gebouwd voor echte piekvoorziening.
- De inzet van **batterijen** of alternatieve vormen van kortcyclische energieopslag (ten behoeve van de

kortetermijnbalancerende van het elektriciteitssysteem) is in deze studie zeer groot in termen van vermogen en in doorzet(jaarvolume), maar niet in termen van opslagvolume. Ze worden ingezet voor het opvangen van kortdurende overschotten in duurzaam vermogen, maar ook voor kortdurende situaties met weinig aanbod van duurzaam waarin zich tekorten voordoen.

Flexibiliteitsmiddelen – elektriciteit en gas

- **Power-to-gas** of equivalente technologieën voor flexibiliteit op langere termijn spelen een grote rol, vooral in de scenario's Regionaal en Nationaal. Met power-to-gas kunnen overschotten worden opgevangen. De geproduceerde waterstof kan zo nodig gedurende langere perioden in gascavernes worden opgeslagen om op een later moment aan de vraag naar groene waterstof voor de industrie, elektriciteitsopwekking en andere sectoren te kunnen voldoen. Het gaat om grote energiehoeveelheden. De analyses laten een beperkte hoeveelheid draaiuren voor power-to-gas zien.

Flexibiliteitsmiddelen – gas

- In de beschreven scenario's komt de flexibiliteit in het gassysteem voor waterstof uit opslag in **zoutcavernes**. Voor methaan gaan de scenario's uit van bestaande **gasopslagen**. De benodigde opslagcapaciteit van waterstof in cavernes is groot, het gaat om grote energievolumes per jaar, vanwege het verschil tussen vraag en aanbod in seizoenen. Om voorbereid te zijn op elk scenario is het belangrijk om te onderzoeken of waterstof ook in lege gasvelden of in cavernes in Duitsland (net over de grens) kan worden opgeslagen.

3.2 Inleiding

Een betrouwbare en veilige energievoorziening vereist op elk moment van de dag balans tussen vraag en aanbod. Daarom hebben we niet alleen transportnetwerken nodig, maar ook flexibiliteitsmiddelen, zoals conversie en opslag. Dit zijn onderdelen in het energiesysteem die meteen kunnen reageren op een onbalans in vraag en aanbod van een energiedrager. Ons energiesysteem wordt grotendeels afhankelijk van niet-stuurbare, sterk variërende, duurzame elektriciteitsproductie. Dat zorgt voor nieuwe uitdagingen op het gebied van leveringszekerheid. Deze kunnen we in de toekomst deels het hoofd bieden met nieuwe technieken.

Als voorbeeld: doordat we steeds meer energie opwekken met variabele bronnen (zon- en windenergie), neemt de behoefte aan flexibiliteit in het elektriciteitsnetwerk toe. Het gestuurd opladen van elektrische auto's en het schakelen naar elektriciteit bij een hybride ketelinstallatie

in een warmtenet (power-to-heat) zijn manieren om flexibiliteit te bieden. Ze kunnen een rol vervullen naast andere flexibiliteitsmiddelen, zoals grootschalige batterij-opslagsystemen (power-to-power), elektrolyse (power-to-gas) en elektriciteitscentrales die primair de systeembalans handhaven.

De energievraag en de productie van energie uit weersafhankelijke bronnen hangen samen met meteorologische omstandigheden, zoals buitentemperatuur en het aanbod van zon en wind. Voor de flexibiliteits- en infrastructuuranalyses maken we gebruik van historische weerdata om dit te analyseren. Hierbij worden de data van het gekozen jaar toegepast op het opgestelde vermogen aan duurzame opwek en de warmtevraag voor het jaar dat we analyseren (bijvoorbeeld 2050). Voor deze studie nemen we 1987 als uitgangspunt. Daarnaast is ter vergelijking ook het weerjaar 2015 (als min of meer “gemiddeld weerjaar”) beschouwd.

In 1987 was er in januari een langdurige vorstperiode en ook november en december waren kouder dan normaal. Daarnaast was in dit jaar het aanbod van wind en zon lager dan normaal. Voor wind op zee was deze verlaging ongeveer 15%. 1987 is daarmee een geschikt jaar om zowel het effect van extreme vraagpieken bij lage buitentemperaturen als een lage opbrengst van duurzame opwek op de infrastructuur en flexibiliteitsbehoefte inzichtelijk te maken. Dit zijn situaties waarvoor het energiesysteem moet zijn toegerust. In vergelijking met 1987 kende 2015 geen koudeperiode. Verder was de opbrengst uit zon en wind significant hoger dan in 1987, hetgeen weer andere specifieke eisen stelt aan het energiesysteem.

Het startpunt voor de analyses⁹ in dit hoofdstuk zijn integrale en uurlijkse doorrekeningen van de scenario's met het Energietransitiemodel (ETM) van Quintel Intelligence (zie bijlage C). Via de hyperlinks in tabel 2 zijn de scenario's in het ETM te openen.

Tabel 2. Hyperlinks naar de klimaatneutrale scenario's in het Energietransitiemodel.

Scenario	Link naar scenario in het ETM
Regionaal scenario	https://pro.energytransitionmodel.com/saved_scenarios/9184
Nationaal scenario	https://pro.energytransitionmodel.com/saved_scenarios/9185
Europees CO ₂ -scenario	https://pro.energytransitionmodel.com/saved_scenarios/9186
Internationaal scenario	https://pro.energytransitionmodel.com/saved_scenarios/9187

In de volgende paragrafen geven we stapsgewijs de resultaten van de analyses van het energiesysteem de flexibiliteit. Eerst wordt in paragraaf 3.3 en 3.4 de flexibiliteitsbehoefte inzichtelijk gemaakt. Daarna wordt in paragraaf 3.5 een logische keuze in flexibiliteitstechnologieën gemaakt om te voldoen aan de flexibiliteitsbehoefte. Vervolgens worden in paragraaf 3.6 en 3.7 respectievelijk de benodigde hoeveelheden en de inzet van deze flexibiliteitsmiddelen gepresenteerd. De overkoepelende resultaten worden weergegeven in paragraaf 3.8. Aanvullend wordt in paragraaf 3.9 een gevoeligheidsanalyse van de kostenafweging flexibiliteit gepresenteerd.

3.3 Balans tussen vraag en aanbod voor elk scenario

In deze paragraaf staan we stil bij de balans tussen de eindverbruikersvraag en het aanbod. Voor 1987 laten we zien hoe de verhouding tussen vraag en aanbod eruitziet, en tonen we de pieken van vraag en aanbod, waarbij de afzonderlijke energiedragers (elektriciteit, waterstof, methaan en warmte) zijn opgeteld (zie bijlage D voor de vraag aanbod situatie per energiedrager). Ook zijn de gegevens per maand weergegeven, zodat trends binnen het jaar zichtbaar worden.

De eindverbruikersvraag is het finale energiegebruik en het aanbod is het primaire aanbod (ofwel het rechter-respectievelijk linkerdeel van een Sankey-diagram). De flexibiliteitsmiddelen op systeemniveau zitten hier ‘tussen’ voor het balanceren van vraag en aanbod, op elk moment (uurlijks) en over de energiedragers. Het is deze *systeemflexbehoefte* die we in deze en de volgende paragraaf inzichtelijk maken. Daarnaast zijn in de eindverbruikersvraag en het aanbod enkele opties meegenomen en doorgerekend in het Energietransitiemodel waarmee we vraag en aanbod kunnen beïnvloeden:

- Reductie van het piekvermogen dat zonnepanelen in de netten voeden met een factor van 0,33, ook wel ‘overplanting’ genoemd. Dit vanwege de opmerkingen van stakeholders dat de omvormers van de installaties op deze factor worden gedimensioneerd.
- Flexibele inzet van hybride warmtepompen, waardoor zij bij lage temperaturen naar methaan of waterstof kunnen omschakelen.
- Toepassing van slim laden voor elektrische voertuigen, waardoor de vraag over de tijd wordt uitgesmeerd en grote vraagpieken worden voorkomen.
- Inzet van power-to-heat in de industrie, afhankelijk van elektrische overschotten uit zon en wind.

⁹ In deze verkenning onderzoeken we de flexibiliteitsvraag en het -aanbod vanuit een technische invalshoek, we kijken niet naar de vereiste marktinzet om flexibiliteit te ontsluiten.

Verder is het zaak om in gedachten te houden dat het basisaanbod van elektriciteit bestaat uit de categorieën zon-pv, wind op land en wind op zee. In de scenario's Nationaal en Internationaal komt hier de productie van elektriciteit met warmtekrachtkoppeling (WKK) bij. Voor waterstof bestaat het aanbod uit binnenlandse productie en de import van waterstof. Groenewaterstofproductie komen we in de volgende paragrafen tegen bij de conversie en opslag van elektriciteitsoverschotten. Voor warmte bestaat het aanbod uit geothermie, zonthermie en industriële restwarmte, aangevuld met warmte uit elektrische warmtepompen en biomassaketels. Het aanbod verschilt per scenario.

De berekeningen zijn uitgevoerd op uurbasis (inclusief verliezen), maar ter illustratie wordt in figuur 10 de energiebalans tussen vraag en aanbod (links) en het piekvermogen van vraag en aanbod (rechts) voor elk scenario op maandbasis getoond. In de energiebalans tussen vraag en aanbod (volumes per maand) zien we aan de vraagzijde een hogere vraag in de winter en een lagere vraag in de zomer. Het aanbod laat een tegenovergestelde trend zien: een hoger aanbod in de zomer en in het voor- en naseizoen, en een lager aanbod in de winter. Bovendien is het profiel grilliger, door variabele bronnen als zon en wind.

We zien voor elk scenario dan ook tekorten in de winter en overschotten in de zomer. Dit verschil tussen vraag en aanbod geeft een indicatie van het benodigde volume voor opslag voor de langere termijn.

In de hoogste vraag- en aanbodpieken komt deze trend terug. Binnen elke maand is de maximale piekvraag en het maximale piekaanbod van de optelsom van de energie-dragers (elektriciteit, waterstof, methaan en warmte) bepaald. Piekvraag treedt op in de winter door vooral temperatuurafhankelijk eindgebruik in de gebouwde omgeving. Het piekaanbod is tijdens de zomer en in het voor- en naseizoen redelijk gelijk. Vooral het lagere piekaanbod in de wintermaanden is opvallend, juist wanneer de vraag naar energie hoog is. Waar in het huidige energiesysteem de piekvraag een bepalende factor is voor de benodigde infrastructuur, kan dit in de toekomst het aanbod zijn. Dit geldt voornamelijk voor de scenario's Regionaal en Nationaal. Bij deze scenario's liggen de hoogste pieken in het aanbod (door weersafhankelijke bronnen als zon en wind) boven de vraagpiek. Wanneer er geen grote vermogens aan vraag tegenover staan, moeten deze overschotten door flexibiliteitsmiddelen worden opgenomen, of kunnen ze niet gebruikt worden (curtailment).

Toelichting op overplanting en curtailment

Overplanting

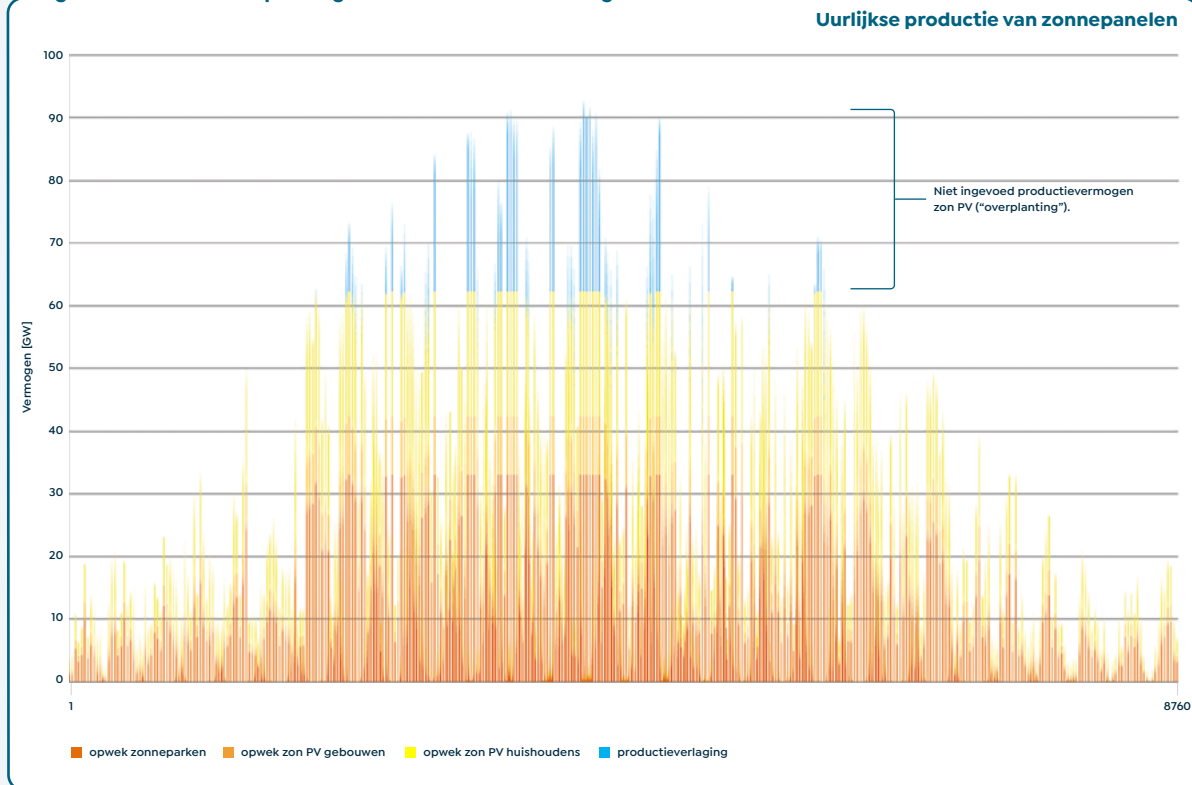
In de zon-PV-sector is het steeds gebruikelijker om bij de ontwikkeling van nieuwe zon-PV-installaties (zowel op dak, land als water) een aansluiting aan te vragen met een aansluitcapaciteit van slechts een gedeelte van het totale piekvermogen van de geïnstalleerde paneelcapaciteit van de totale installatie. Er staan dus meer panelen opgesteld dan de capaciteit van de netaansluiting en de omvormer. Dit noemen we ook wel overplanting. Het gevolg is dat de netinvoeding wordt beperkt op de momenten dat alle panelen maximaal zouden produceren (bijvoorbeeld op een zeer zonnig moment, om 12 uur 's morgens, maar op andere momenten, als de panelen minder dan hun maximum produceren, wordt gewoon alle productie in het net ingevoerd). Hierdoor wordt het invoedingsprofiel van zon-PV 'vlakker', en dit komt de netinpassing ten goede: bij een beschikbare netcapaciteit kunnen netbeheerders méér zonneproduktievermogen aansluiten en op jaarbasis dus ook méér energieopwek via het net faciliteren.

Overigens is de overplanting die we hier bedoelen, iets anders dan curtailment. Dat laatste is een situatieafhankelijke aanpassing van de productieoverschotten door marktprikkels of door de netbeheerders, om hoge belastingen in de netten te voorkomen (zie hieronder).

De netbeheerders en de zon-PV-branche hebben eind 2020 de afspraak gemaakt dat voor nieuwe grote zon-PV-installaties de netaansluiting maximaal 70% van het paneelvermogen zal zijn (zie: *Netbeheerders en zonsector slaan handen ineen - Netbeheer Nederland*). Het reductiepercentage op het piekvermogen is dan dus 30%. In de toekomst kan dat ook 50% zijn, zo geeft de PV-branche aan. Figuur 9 illustreert hoe de piekreductie en afvlakking van het zon-PV-profiel als gevolg van 'overplanting' werkt.

In de basisberekeningen van de I13050 gaan we in alle scenario's uit van een reductiepercentage voor aftopping van 33 procent. Dit percentage is echter onzeker en kan tot 2050 ook hoger (of wellicht lager) liggen.

Figuur 9. Illustratie overplanting van een zon-PV-aansluiting.



Curtailement

In de scenario's met grote opgestelde vermogens aan elektriciteitsproductie uit zon-PV en wind ontstaan er op veel momenten overschotpieken: de productie van wind en zon is groter dan de elektriciteitsvraag. Om die overschotten in het net op te nemen, zijn grote vermogens aan transportcapaciteit en flexibiliteitsmiddelen (bijvoorbeeld batterijen, power-to-heat, power-to-gas, etc.) nodig. Er zijn echter ook (afhankelijk van het scenario) momenten dat er zóveel overschot is, dat alle flexibiliteitsmiddelen en transportcapaciteit volledig wordt benut, maar dat er nog steeds een overschot resteert. Dit soort van de meest extreme overschotsituaties komt relatief sporadisch voor. Het is daarom niet economisch om additionele transportnet- en flexibiliteitscapaciteit te ontwikkelen, maar het is veel verstandiger (economischer) om dit kortstondige overschot niet te benutten. Dat kan door een deel van de overschotproductie vanuit zon-PV en wind selectief terug te regelen. Dit heet curtailement. Curtailement kan marktgedreven zijn, als de elektriciteitsprijs nul of negatief wordt, of het kan actief op instigatie van een netbeheerder, met bijvoorbeeld een sturings/communicatiekast, worden

ingezet. In technische zin zijn er verschillende opties, variërend van het uit de wind draaien van enkele windturbines tot het terugregelen van zon-PV-inverters, of in het net zelf met een weerstandsbank.

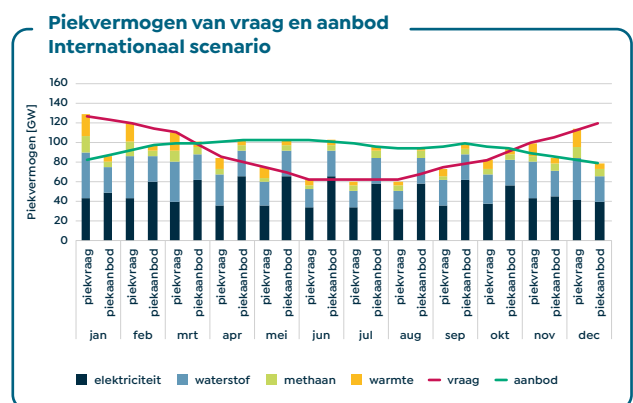
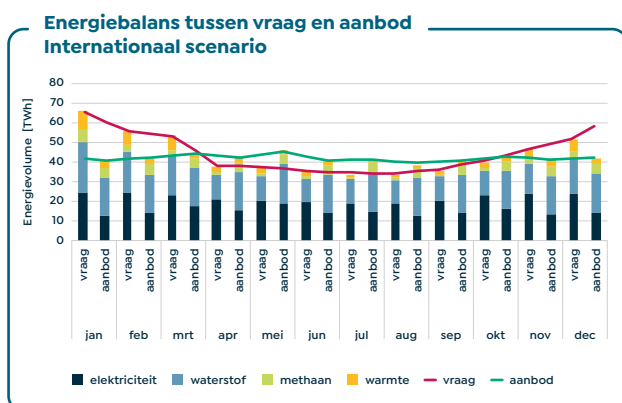
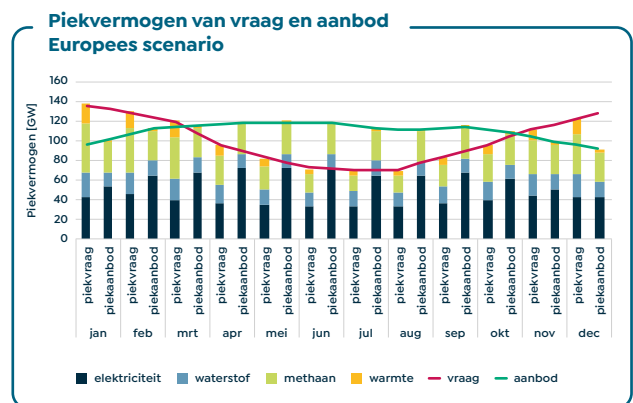
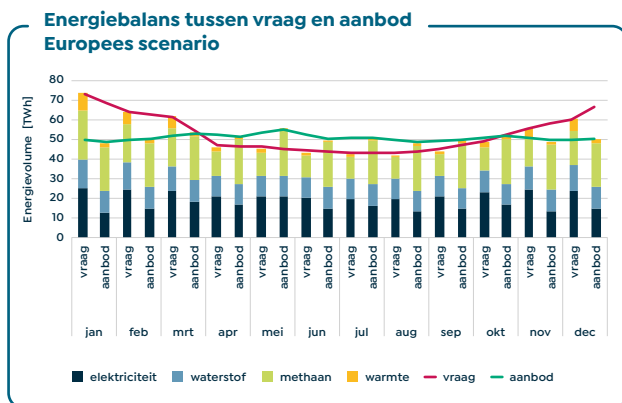
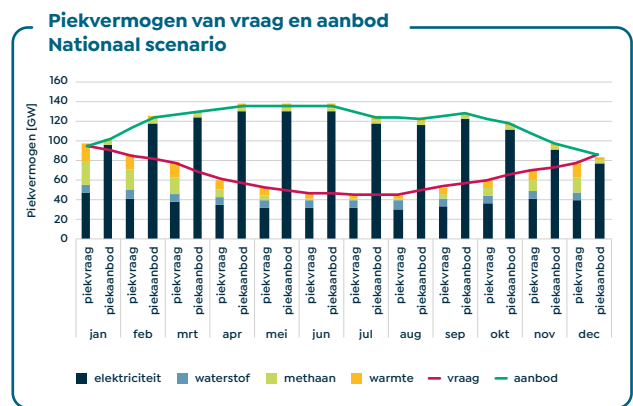
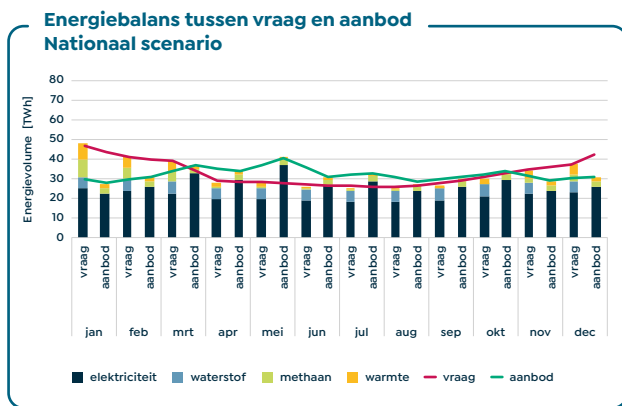
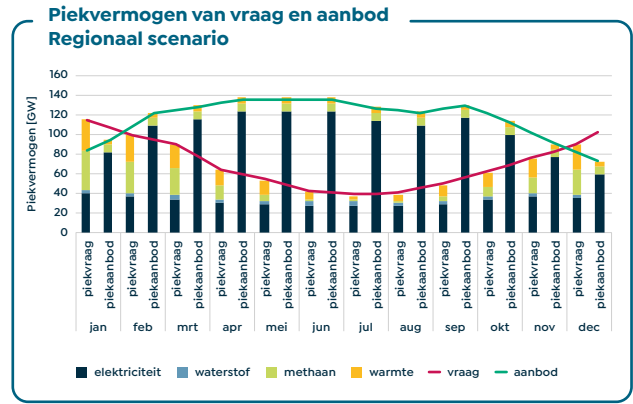
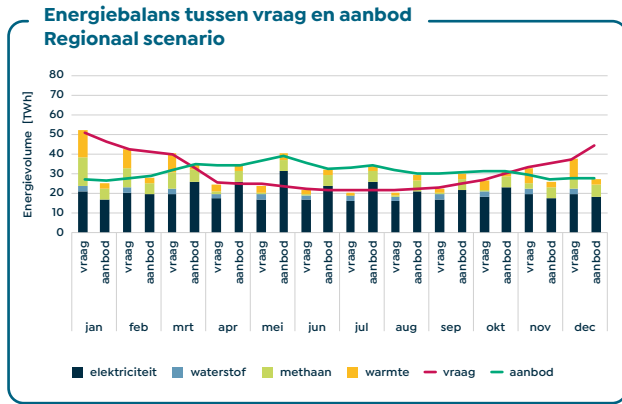
In de flexmodellering van de II3050 is curtailement meegenomen naast de "overplanting" (zie hierboven). In de II3050 is het uitgangspunt dat 5 procent van het totale volume aan elektriciteitsoverschotten niet wordt ingevoerd op het net. Curtailement van het aanbodoverschot, na het toepassen van de overplantingfactor, geeft in de scenario's Regionaal en Nationaal een extra reductie van de aanbodpiek van zon-PV van circa 40 procent (voor weerjaar 1987). Overplanting en curtailement samen leiden dus een totale reductie van 50 tot 60 procent van de oorspronkelijke aanbodpiek.

Na toepassing van curtailement, naast de productiereductie door overplanting, zijn de hoogste overschotpieken sterk naar beneden gebracht, zonder een groot verlies aan opgewekte energie. Dit resulteert in een lagere netbelasting en lagere behoefte aan flexibiliteitsmiddelen en voorkomt onevenredig hoge investeringen.

Voor het **elektrische systeem** neemt door elektrificatie de vraag naar elektriciteit toe, met de hoogste vraag in de scenario's Europees en Internationaal. De piekvraag van circa 40 GW is in alle scenario's een ruime verdubbeling ten opzichte van de piekbelasting van circa 18 GW in 2020. Aan de aanbodzijde verschillen de scenario's sterk: in de scenario's Regionaal en Nationaal is sprake van een netto elektriciteitsoverschot over het jaar. Dit overschot wordt via elektrolyse omgezet naar waterstof, zodat aan de vraag naar waterstof kan worden voldaan. Korte termijn schommelingen kunnen worden opgevangen met batterijen. De dominante rol van weersafhankelijke energiebronnen zorgt voor een sterke toename van aanbodpieken tot meer dan 120 GW. In de scenario's Europees en Internationaal is er over het jaar juist een netto elektriciteitsstekort dat met elektriciteitscentrales wordt aangevuld. In deze twee scenario's zijn er momentane pieken van 80 GW.

Voor het **gassysteem** (waterstof en methaan) geldt dat de vraag naar gas sterk afneemt ten opzichte van het huidige verbruik. Door elektrificatie en energiebesparing is deze afname het hoogst in de scenario's Regionaal en Nationaal. In lijn met de lagere vraag naar gas daalt ook de piekvraag ten opzichte van de huidige capaciteit van circa 150 GW. Anderzijds zien we dat naast het gebruik van gas als grondstof voor de industrie, gas belangrijk blijft om te voorzien in de warmtevraag in de gebouwde omgeving. Ook voor scenario's met een hoge mate van elektrificatie is er nog steeds behoefte aan gas die 40 – 80 GW van de piekvraag leveren. Enerzijds indirect in elektriciteitscentrales bij geen of beperkt aanbod van zon en wind en anderzijds als eindgebruik in hybride-warmtepompen en bij warmtenetten om te voorzien in de piekvraag.

Figuur 10. Energiebalans tussen vraag en aanbod (links) en piekvermogen van vraag en aanbod (rechts) integraal over elektriciteit, waterstof, methaan en warmte voor weerjaar 1987. De grafieken met de energiebalans laten zien dat afhankelijk van het seizoen de vraag naar energie (volumes per maand) hoger of lager is dan het aanbod van energie. De grafieken met het piekvermogen laten zien dat in de scenario's Regionaal en Nationaal het piekvermogen door voornamelijk weersafhankelijke opwek uit zon en wind wordt bepaald en deze boven de piekvraag ligt. NB. De onderliggende analyses zijn op uurbasis uitgevoerd. In de figuren zijn de resultaten op maandbasis getoond.



3.4 Flexibiliteitsbehoefte voor elk scenario

In deze paragraaf laten we twee belangrijke aspecten van de behoefte aan flexibiliteit zien: de seizoensopslagbehoefte en de momentane vermogensbehoefte.

De flexibiliteitsbehoefte is bepaald op grond van een uurlijkse analyse van vraag en aanbod (waarbij meerdere jaren zijn onderzocht). Om de stappen uit de analyse op een begrijpelijke manier te schetsen toont Figuur 11 en de onderstaande toelichting de analysestappen per maand.

Voor de indicatie van de langetermijnopslagbehoefte hebben we eerst bepaald of er over de maand een energie-tekort of een energieoverschot is. Dit is het verschil tussen de maandelijkse vraag en het aanbod van de in de vorige paragraaf gepresenteerde energiebalansen. Vervolgens is de cumulatieve som bepaald door per maand het tekort of het overschot op te tellen bij de som over de voorgaande maanden. Dit maakt inzichtelijk wanneer energie moet worden opgeslagen, om deze op een later moment weer te gebruiken – een energiebuffer. De maximale waarde in de cumulatieve som is het opslagvolume dat minimaal beschikbaar moet zijn. Uiteindelijk moet het opslagvolume wat hoger liggen, vanwege conversieverliezen. Hoeveel hoger, dat weten we nu nog niet. In deze fase van de analyse is het nog onbekend hoeveel conversie er nodig is tussen energiedragers en daarmee zijn ook de conversieverliezen nog niet goed te bepalen.

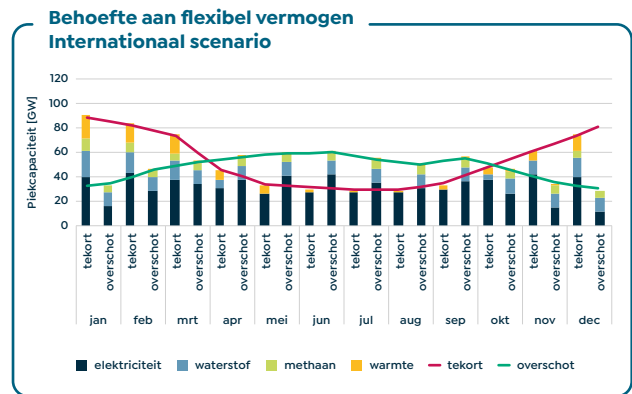
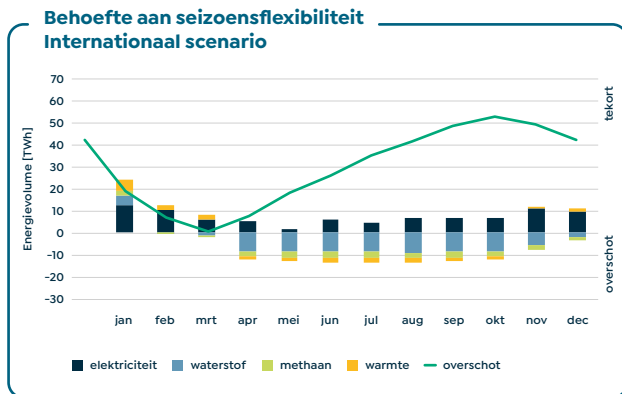
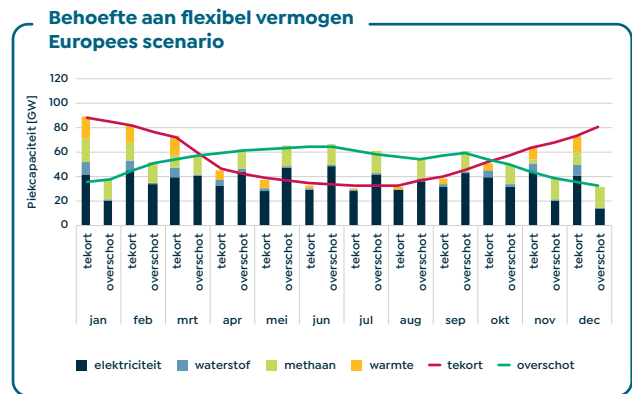
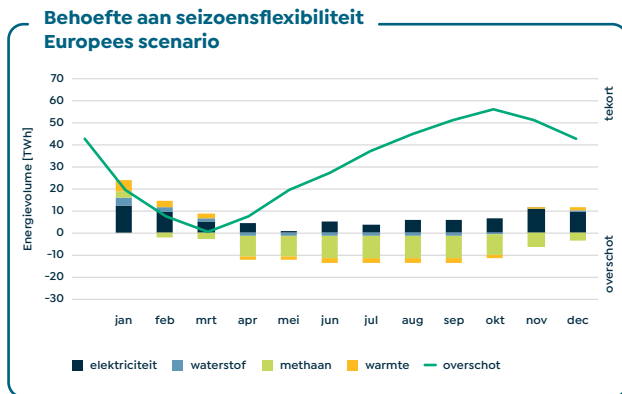
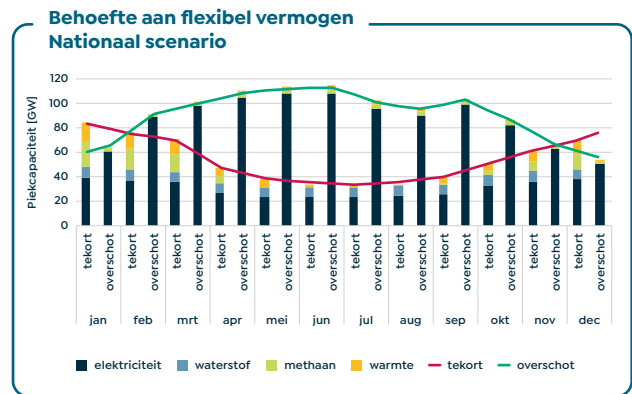
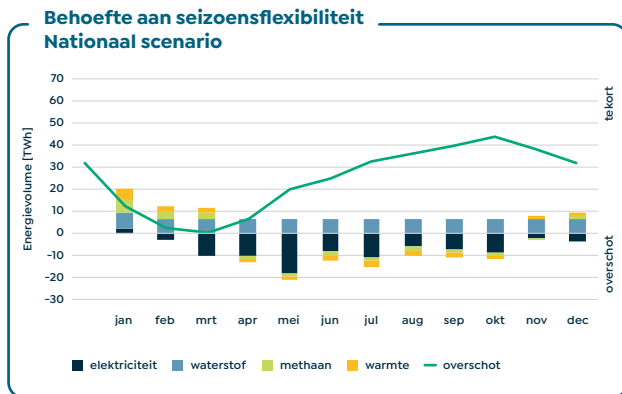
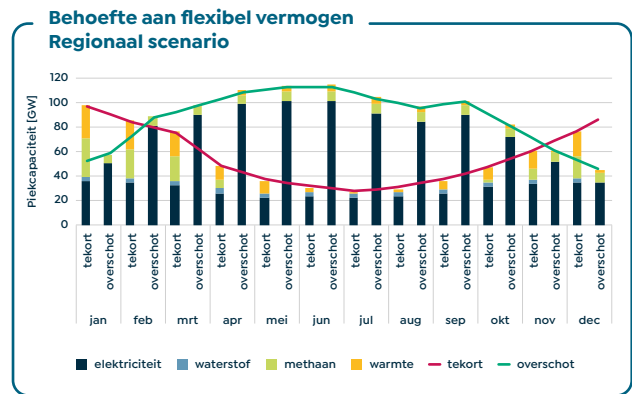
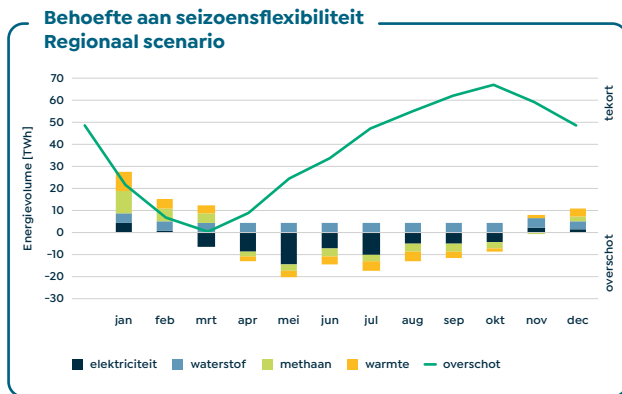
De indicatie voor de seizoensopslagbehoefte ligt in dezelfde orde grootte voor alle scenario's, zie Figuur 11. Voor de scenario's Nationaal, Europees en Internationaal

is het volume circa 45 – 60 TWh, voor het scenario Regionaal is de benodigde seizoenbuffer met circa 70 TWh wat hoger. Over de scenario's is een vergelijkbare trend te zien, waarbij er in de zomer behoefte is om overschotten op te slaan die in de winter bij tekorten weer nuttig kunnen worden ingezet.

De momentane **vermogensbehoefte** is bepaald door uit de uurlijkse residuele vraag (verschil tussen vraag en aanbod) het maximale tekort (rode lijn) en maximale overschot (blauwe lijn) te berekenen. De momentane vermogensbehoefte is aanzienlijk, zowel door overschotten als tekorten. Het aanbod van zon en wind is een bepalende factor bij overschotten. In de scenario's Regionaal en Nationaal is het piekaanbod uit zon- en windvermogen in periodes met hoge productie uit zon- en windvermogen tot een factor vijf hoger dan de vraag (waarbij al rekening is gehouden met de 33% zon-PV-piekreductie door overlapping). Dit leidt tot momentane overschotten van meer dan 100 GW. In de scenario's Europees en Internationaal is dit beperkter door de lagere geïnstalleerde vermogens van wind en zon. Bij tekorten is de lage temperatuur tijdens het winterseizoen een bepalende factor. De momentane maximale tekorten liggen tussen de circa 80 – 100 GW. Dit zijn hoge vermogens waarop de infrastructuur moet zijn afgestemd om leveringszekerheid te kunnen waarborgen.

We kennen nu de **integrale flexibiliteitsbehoefte**: de behoefte aan flexibiliteit over de vier energiedragers heen (elektriciteit, waterstof, methaan en warmte). Hierdoor kunnen we integrale keuzes maken om te voorzien in voldoende flexibiliteit. Die keuzes hebben betrekking op conversie, opslag en uitwisseling met het buitenland. Dit wordt in de volgende paragraaf verder uitgewerkt.

Figuur 11. De behoefte aan seizoensflexibiliteit (links) en aan flexibel piekvermogen (rechts) integraal over elektriciteit, waterstof, methaan en warmte voor weerjaar 1987. De grafieken met de opslagbehoefte laten zien dat het opgeslagen volume in de eerste en laatste drie maanden daalt en dat dit in de overige zes maanden weer wordt aangevuld. De grafieken met de behoefte aan flexibel piekvermogen laten zien dat de maximale tekorten in de winter doorgaans groter zijn dan de maximale overschotten; in de zomer zijn de maximale overschotten groter of gelijk aan de maximale tekorten.



3.5 Flexibiliteitsmiddelen voor invulling flexibiliteitsbehoefte

Welke flexibiliteitstechnologieën zijn het meest geschikt om te voorzien in de flexibiliteitsbehoefte? Dat hangt vooral af van hun eigenschappen en die zijn weer afhankelijk van de dragers. We hebben daarom een inventarisatie gemaakt van de flexibiliteitstechnologieën en hun karakteristieken, rekening houdend met de technologische ontwikkelingen. Een brede groep stake-holders leverde hieraan een bijdrage. De inventarisatie omvat een groot palet aan mogelijke flexibiliteitsopties die, afhankelijk van hun eigenschappen, een deel van de flexibiliteitsbehoefte van het toekomstige energiesysteem kunnen invullen.

Voor deze studie hebben we flexibiliteitsopties ingedeeld in een aantal categorieën. De gepresenteerde categorieën staan dan ook 'model' voor een groter aantal technieken om energie te converteren en op te slaan. Ook houdt de analyse rekening met de uitwisseling van elektriciteit met het buitenland. Deze uitwisseling geldt als belangrijke marktflexibiliteit en driver voor Europese integratie om de Europese klimaatdoelen te halen en marktwerking te stimuleren.

In paragraaf 3.4 maakten we bij het bepalen van de flexibiliteitsbehoefte een onderscheid tussen de momentane flexibiliteitsbehoefte en de behoefte aan seizoensopslag. In een eerste verdeling voor de inzet van flexibiliteitsmiddelen op systeemniveau brengen we eenzelfde onderscheid aan. Voor korte-termijnflexibiliteit zijn curtailment van het elektriciteitsaanbod uit duurzame bronnen, systeembatterijen en uitwisseling met het buitenland meegenomen. Voor lange-termijnflexibiliteit en seizoensopslag wordt gasopslag ingezet. Via systeemintegratie voorziet gasopslag in de lange-termijnseizoensopslag voor alle vier energiedragers.

De hiervoor benodigde conversies vinden plaats via elektriciteitscentrales, elektrolyzers en conversies ten behoeve van warmtenetten.

Vervolgens is op basis van een indicatieve kostenberekening het omslagpunt tussen korte- en lange-termijnflexibiliteit bepaald op 24 uur. Systeembatterijen of vergelijkbare flexibiliteitstechnologieën vereffenen onbalans in het elektriciteitssysteem binnen een dag, en conversies en gasopslag voorzien in balancering over langere tijdschalen en voor het gehele energiesysteem. In de economische analyse (zie bijlage E) zijn de kosten van de opgestelde vermogens en opslagvolumes per flexibiliteitsmiddel meegenomen en ook de waarde van conversieverliezen. Hieruit volgt een omslagpunt: de systeembatterij is efficiënter in conversie maar met hogere kosten voor opslag, conversie naar gas kent grotere verliezen, maar de opslag brengt lagere kosten met zich mee.

De flexibiliteitsmiddelen op systeemniveau die hier voor het toekomstige energiesysteem worden voorzien, zijn deels nieuw of worden dan op een veel grotere schaal toegepast dan nu. Dit geldt voor systeembatterijen die over een langere tijdsperiode balanceren, voor power-to-gas met grotere conversievermogens en voor waterstofopslag met grotere opslagvolumes. Dat deze technologische ontwikkelingen en schaalvoordelen (goedkoper produceren) ook gaan plaatsvinden is een belangrijke randvoorwaarde voor de ontwikkeling van een betrouwbaar energiesysteem.

In tabel 3 geven we per flexibiliteitscategorie een beknopte toelichting en in bijlage E zijn de gehanteerde technische en economische uitgangspunten per flexibiliteitscategorie gegeven. Naast de flexibiliteitsmiddelen op systeemniveau zijn ook de technische en economische uitgangspunten voor vraag- en aanbodsturing genoemd die direct in het ETM zijn opgenomen.

Tabel 3. Overzicht van de flexibiliteitsmiddelen op systeemniveau en de flexibiliteitsopties die direct in het ETM zijn meegenomen.

Flexibiliteitscategorie	Omschrijving	Technologie
Curtaillment	Curtaillment is een geschikte optie voor die momenten dat er kortstondig veel aanbod van zon en wind is, boven de gelijktijdige vraag naar elektriciteit. Het is eenvoudigweg te duur om flexibiliteitsmiddelen in te zetten of infrastructuur aan te leggen om deze beperkte hoeveelheid energie alsnog in te brengen in het energiesysteem.	Operationele ingrijpmogelijkheden door netbeheerders door afschakelen van eenheden
Elektrische interconnectie	Elektrische interconnectie is een efficiënte manier om overschotten en tekorten te verminderen, door uitwisseling van vraag en (hernieuwbaar opgewekt) aanbod met omringende landen. De mogelijkheden van import en export hangen af van vraag en aanbod in de marktgebieden ¹⁰ en van de maximale marktuitwisselcapaciteiten ¹¹ .	Transportnet
Systeembatterijen (kortetermijnopslag)	Batterijen kunnen kortdurende pieken in het aanbod opslaan, om daarna te ontladen, voordat de volgende piekbelasting plaatsvindt. Meer grootschalige toepassingen zijn in ontwikkeling.	Thuis- en wijkbatterijen, elektrische auto's, systeembatterijen, pumped hydro storage, compressed air opslag
Elektriciteitscentrales	Hier doelen we op vraaggestuurde elektriciteitscentrales met als brandstof waterstof of methaan. Een bewezen technologie, inzetbaar bij tekorten aan productie door zon en wind. We onderscheiden grootschalige centrales met een hoger aantal draaiuren en hoge efficiency (63% LHV) en piekcentrales met weinig draaiuren en een lagere efficiency (41% LHV).	OCGT, CCGT, gasmotor
Power-to-gas	Power-to-gas is de conversie van elektriciteit naar waterstof via elektrolyse. Grootschalige toepassing is in ontwikkeling.	Elektrolyzers, methanisering
Gasopslag (seizoensopslag)	Waterstof en methaan kunnen grootschalig worden opgeslagen, voor bijvoorbeeld seizoensopslag. Deze technologie is bewezen. Voor waterstof is het technisch opslagpotentieel nader onderzocht ¹² , ¹³ . Volgens het nieuwste TNO rapport kan in de Nederlandse ondergrond maximaal 15 TWh in zoutcavernes worden opgeslagen, in gasvelden circa 256 TWh. Voor methaanopslag is in de huidige situatie zo'n 140 TWh in bedrijf.	Ondergrondse opslagen, terminals
Power-to-heat industrie (vraagsturing, in ETM)	Industriële bedrijven schakelen bij overschotten van zon en wind over op elektriciteit. Voor lage temperatuur is de technologie bewezen. Toepassingen voor hogere temperaturen zijn in ontwikkeling.	Hybride ketels
Hybride warmtepompen (vraagsturing, in ETM)	Hybride warmtepompen schakelen bij lagere temperaturen over op gas. Hierdoor worden pieken in de warmtevraag van de gebouwde omgeving opgevangen met gas dat via de gasinfrastructuur wordt geleverd en worden de elektriciteitsnetten ontlast.	Op waterstof en methaan
Slim laden voor EV (vraagsturing, in ETM)	Smeert laadpieken over de dag uit waardoor hoge pieken in het elektriciteitsnet worden voorkomen.	
Aanbod en opslag warmtenetten (direct in het ETM)	Regelbaar aanbod en warmtebuffers worden aanvullend ingezet op het basisaanbod uit geothermie, zonthermie en restwarmte.	Elektrische warmtepompen, piekgasketels

¹⁰ Marktgebieden representeren elk een systeem met temporeel variabel aanbod en vraag, waarin elektrische energie door marktpartijen kan worden verhandeld onder de aanname dat er geen transportbeperkingen zijn ('koperen-plaataanname'). Een marktgebied omvat daarbij meestal een heel land (bijv. Nederland) of ook een onderdeel daarvan (bijv. Italië bestaat uit zes kleinere marktgebieden).

¹² (Gessel, Breunese, Juez Larré, Huijskes, & Remmelts, 2018)

¹³ (Gessel, Dalman, Juez-Larré, & Huijskes, 2021)

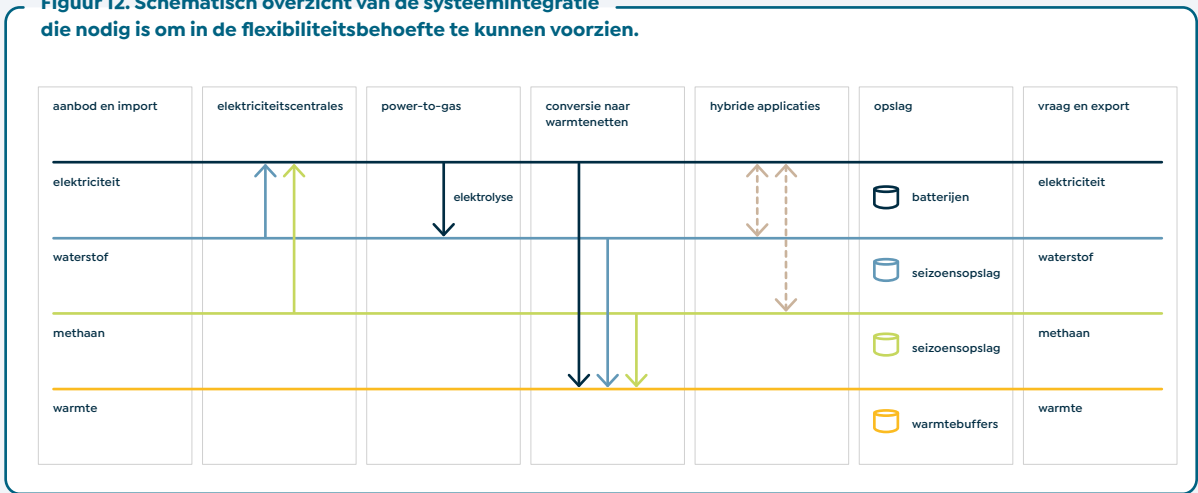
¹¹ Marktuitwisselcapaciteiten zijn het vermogen tussen marktgebieden, wat rekening houdend met technische en economische randvoorwaarden aan de markt beschikbaar wordt gesteld. De veronderstelde elektrische interconnectiecapaciteit van 15 GW is groter dan de geplande capaciteit voor 2030.

Naast andere factoren, zoals systeemkosten en ruimtelijke inpassing, is flexibiliteit een belangrijke stimulans voor systeemintegratie. Uit de analyse van de flexibiliteitsbehoefte volgde dat zowel de momentane vermogensbehoefte als ook de langetermijnopslagbehoefte aanzienlijk zijn. Op basis van deze conclusies hebben we keuzes gemaakt voor flexibiliteitsmiddelen op systeemniveau. Deze keuzes zijn ook bepalend voor de integratie van de verschillende energie-infrastructuren. Vervolgens bepalen de inzet en de locatie van

de flexibiliteitsmiddelen de impact op de netten. De netten moeten vermogens kunnen transporteren tussen vraag en aanbod, maar ook van en naar locaties voor conversie en opslag. Vanuit deze samenhang – transport, conversie en opslag – maken we in het vervolg strategische keuzes voor de inzet en voor de locatie van de flexibiliteitsmiddelen op systeemniveau.

Figuur 12 toont een schematisch overzicht van de benodigde systeemintegratie om te kunnen voorzien in de flexibiliteitsbehoefte.

Figuur 12. Schematisch overzicht van de systeemintegratie die nodig is om in de flexibiliteitsbehoefte te kunnen voorzien.



3.6 Benodigde hoeveelheid flexibiliteitsmiddelen

In deze paragraaf tonen we voor elk scenario de benodigde capaciteiten en opslagvolumes van de flexibiliteitsmiddelen op systeemniveau. De capaciteiten en opslagvolumes zijn zo bepaald, dat elk uur vraag en aanbod voor elektriciteit, methaan, waterstof en warmte in balans kunnen worden gebracht. Een nadere uitleg van de achterliggende methode om de benodigde capaciteiten en volumes te bepalen, vindt u in bijlage E.

Curtaillment, elektrische interconnectie en conversies

Figuur 13a en 13b tonen voor de vier scenario's de uitwisseling (import / export) en conversies voor weerjaar 1987. In de bovenste grafiek zijn dit de maximale capaciteiten van deze middelen en in de onderste grafiek de energievolumes. Horizontaal staan de flexibiliteitscategorien.

In de scenario's Regionaal en Nationaal zijn er zowel op de korte als op de lange termijn overschotten. Ze zijn het gevolg van de grote(re) hoeveelheden zon- en windvermogen die voor deze twee scenario's zijn voorzien. De behoeften (capaciteit en volume) voor curtaillment, batterijen en power-to-gas zijn dan ook hoger dan bij de andere twee scenario's. Voor curtaillment geldt dat aanzienlijke capaciteitsreducties van 49-55 GW haalbaar zijn, tegenover relatief beperkte energieverliezen van 6 – 7 TWh (5% van het totale jaarlijkse overschot). Curtaillment kan hiermee al voorzien in ongeveer de helft van de flexibiliteit die bij de maximale piekbelasting (een overschot van meer dan 100 GW) nodig is. Deze pieken komen beperkt voor.

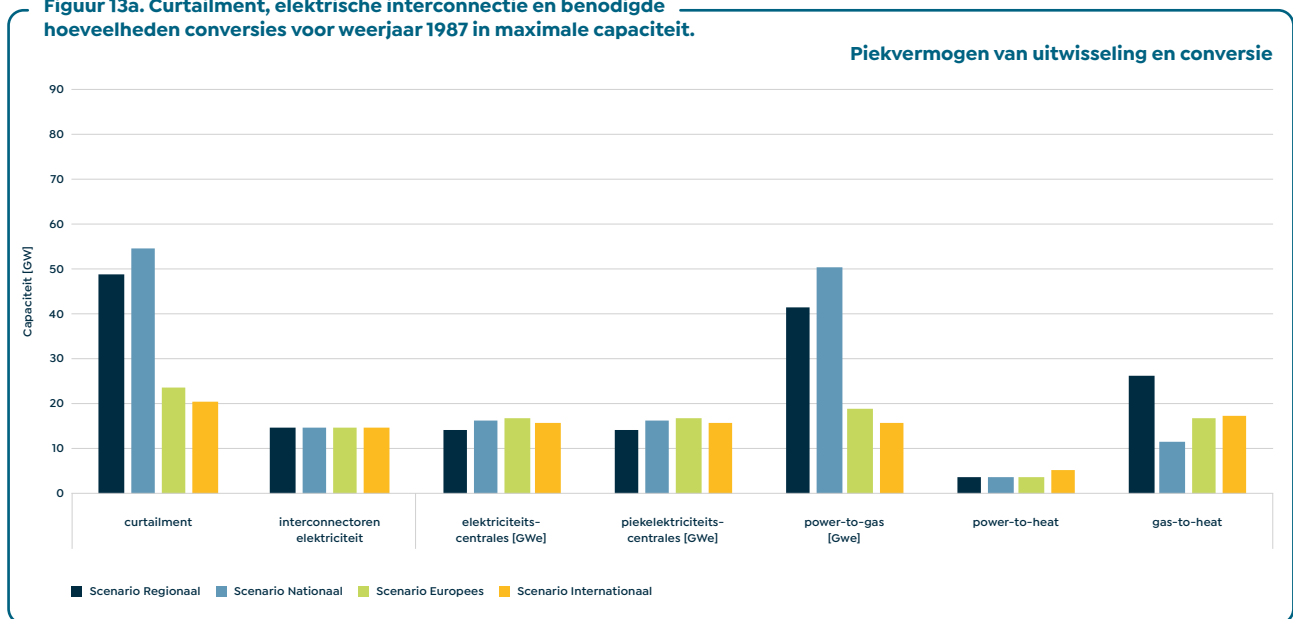
De inzet van batterijen voor de flexibiliteitsbehoefte op de korte termijn verlaagt het benodigde opgesteld vermogen van power-to-gas en elektriteitscentrales – naast de inzet van hybride applicaties, zoals power-to-heat en hybride warmtepompen. Batterijen vangen dagelijkse pieken op,

waardoor de inzet van conversie vlakker wordt. Over de scenario's varieert het benodigde vermogen aan (piek) elektriciteitscentrales tussen de 33 – 36 GW tegenover circa 20 GW nu. De inzet van elektriciteitscentrales verschilt door de verschillen in aanbod van zon en wind: in de scenario's Regionaal en Nationaal (met veel zon en wind), is de inzet van centrales ongeveer de helft in vergelijking met de andere twee scenario's.

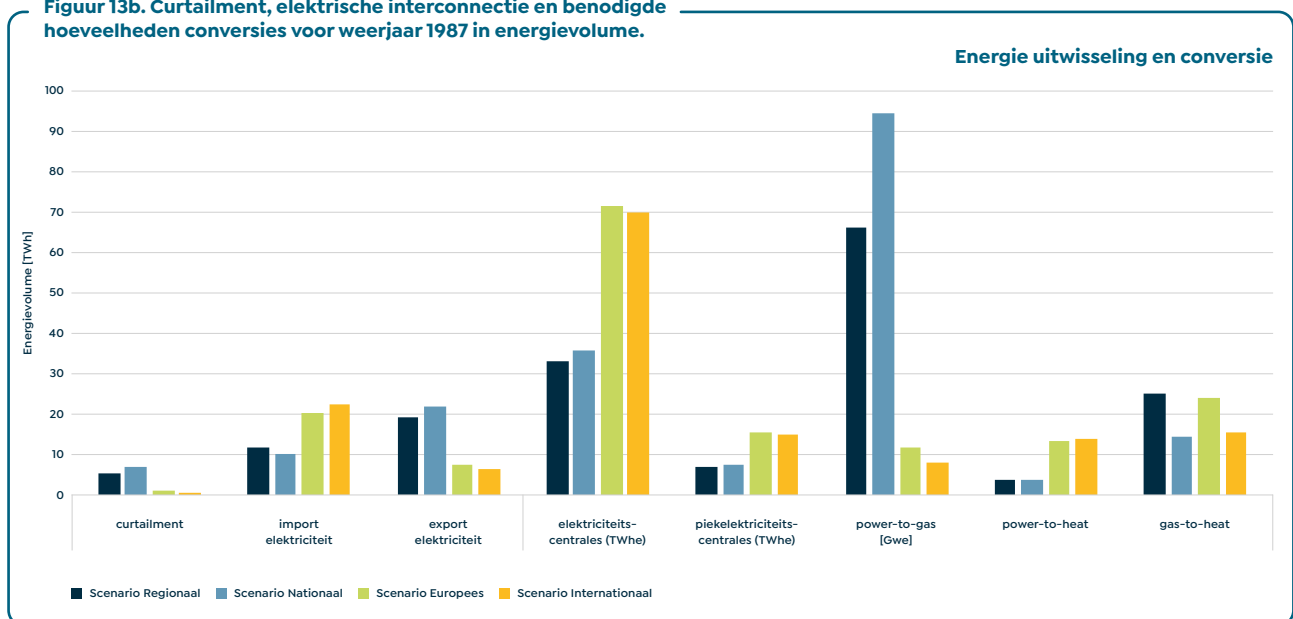
Voor alle vier scenario's geldt dat de piekvraag naar elektriciteit al verlaagd wordt door de inzet

van hybride applicaties. In de gebouwde omgeving zijn dat hybride warmtepompen die bij lagere temperaturen overschakelen naar gas. Daarmee verplaatsen ze de warmtevraag van het elektriciteits-systeem naar het gassysteem. In de industrie zijn het hybride boilers die schakelen van elektriciteit naar gas bij weinig of geen opwek uit zon en wind. Voor de vraag- en aanbodsturingsopties staan de capaciteiten en energievolumes in de overzichtstabel tabel 4 aan het einde van dit hoofdstuk, zie pagina 50.

Figuur 13a. Curtailment, elektrische interconnectie en benodigde hoeveelheden conversies voor weerjaar 1987 in maximale capaciteit.



Figuur 13b. Curtailment, elektrische interconnectie en benodigde hoeveelheden conversies voor weerjaar 1987 in energievolume.



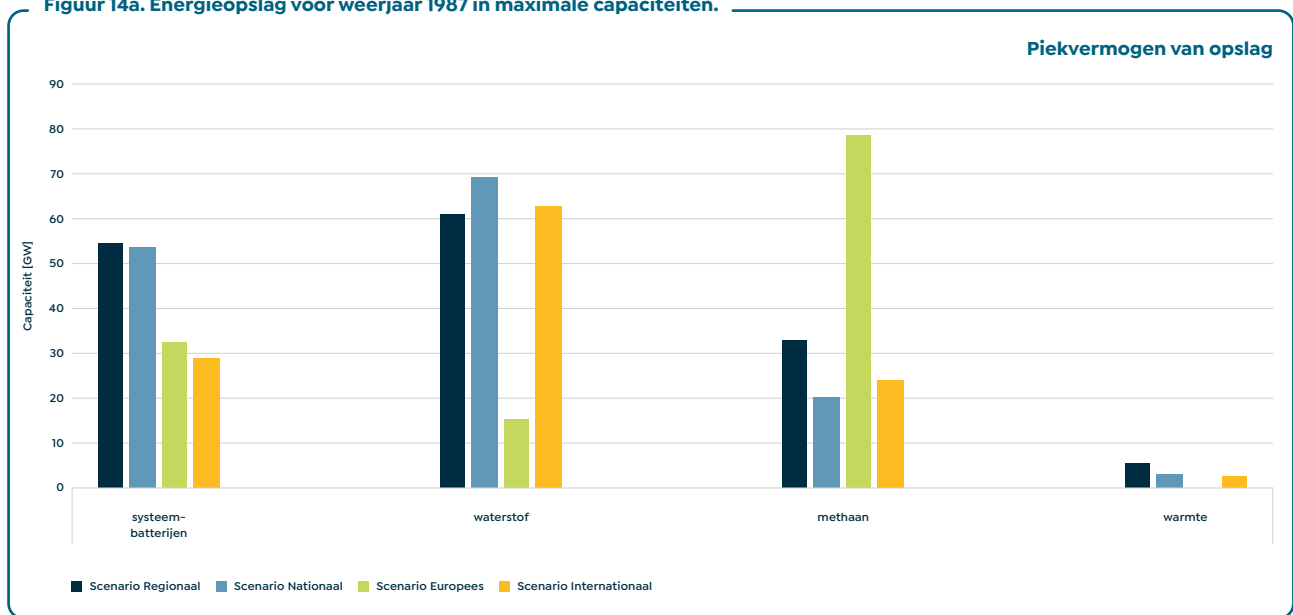
Energieopslag

Energieopslag vindt zowel plaats in batterijen, in gasopslagen en in warmteopslagen, zie Figuur 14a en Figuur 14b. De bepaalde capaciteiten voor batterijen en gasopslagen ontlopen elkaar niet veel; we gaan uit van tientallen GW. Maar in termen van volume zijn er grote verschillen: de batterijopslag blijft beperkt tot circa 0,2 – 0,4 TWh, terwijl de gasopslag van waterstof en methaan een gezamenlijk volume kent van circa 51 – 65 TWh. Bedenk hierbij dat voor opslag het energievolume bestaat uit de opslag- of buffercapaciteit. Als vergelijking is ook

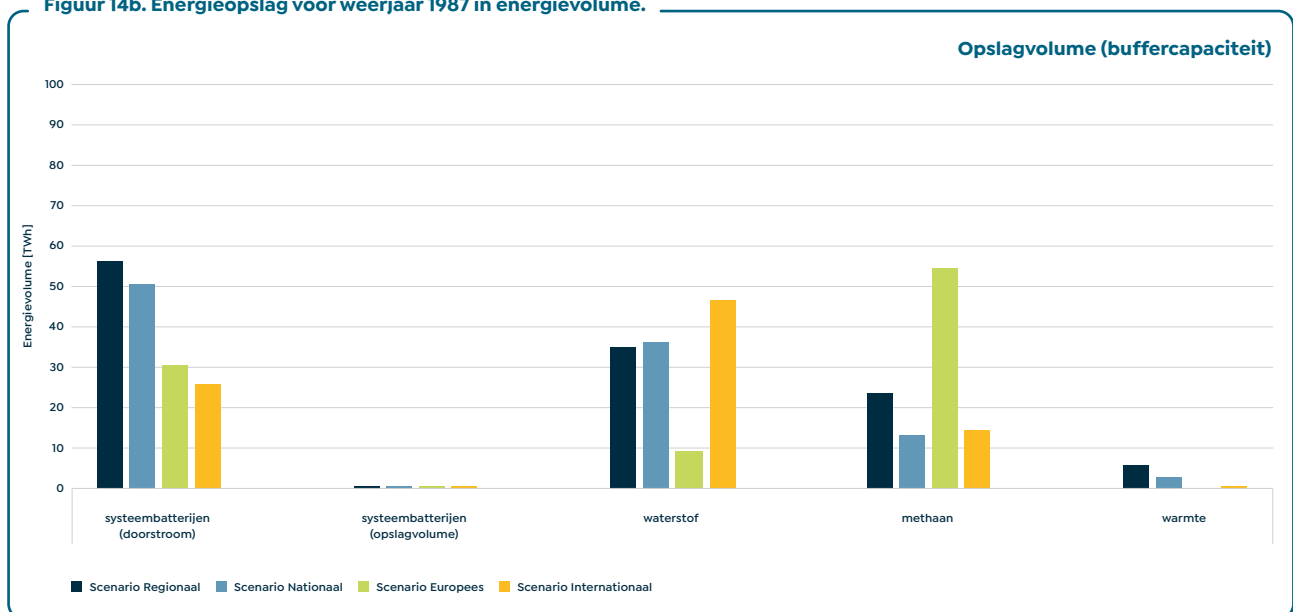
de totale hoeveelheid elektriciteit die de batterij in en weer uit gaat (de doorstroom of doorzet) aangegeven. Deze is met 29 – 54 TWh veel groter dan de elektriciteit die in batterijen wordt opgeslagen.

Alle scenario's kennen een vergelijkbare opslagbehoefte voor de lange termijn (de optelsom van waterstof- en methaanopslag)¹⁴ van 51 – 65 TWh. In de scenario's Regionaal, Nationaal en Internationaal voorziet voornamelijk waterstofopslag hierin. In het scenario Europees is dit voornamelijk methaanopslag.

Figuur 14a. Energieopslag voor weerjaar 1987 in maximale capaciteiten.



Figuur 14b. Energieopslag voor weerjaar 1987 in energievolume.



¹⁴ In deze analyse is geen rekening gehouden met een centrale strategische energieopslag om eventuele beschikbaarheidsrisico's het hoofd te kunnen bieden (zowel beschikbaarheidsrisico's m.b.t. "slechte" weerjaren (misoogsten aan energie uit zon en wind, koude periodes) als risico's t.a.v. de beschikbaarheid van internationale pijpleidingen of importketens, in relatie tot importcontracten die flexibiliteit zouden kunnen bieden). Dit vraagt nader onderzoek en (politieke) besluitvorming (zie bijlage A voor de gevoeligheidsanalyses).

3.7 Inzet van flexibiliteitsmiddelen

In de voorgaande paragrafen is beschreven welke en hoeveel flexibiliteitsmiddelen nodig zijn voor de balancering van de verschillende energiesystemen. Deze paragraaf beantwoordt de vraag hoe deze flexibiliteitsmiddelen uurlijks kunnen worden ingezet en hoe deze interacteren. Het specifieke gedrag van de toegepaste technologieën is terug te zien in de uurlijks profielen, jaarduirkrommes en het gedrag van de energieopslag dat wordt getoond.

De uurlijks inzet van flexibiliteitsmiddelen is in samenhang bepaald – de flexibiliteitstechnologieën voor de korte en de lange termijn dragen elk bij aan het balanceren van het integrale energiesysteem en ze versterken elkaars functie. Het elektriciteitssysteem maakt om te balanceren eerst gebruik van import en export van elektriciteit, om efficiëntie- en marktwerkingsredenen. De mogelijkheden zijn afhankelijk van de aanbod- en vraagsituatie in het buitenland en de beschikbare capaciteit om tussen Nederland en aangrenzende landen uit te wisselen. De mate van import en export verschilt verder per scenario.

Daarnaast vangen systeembatterijen dagelijkse aanbod of vraagpieken op. Systeembatterijen laden en ontladen efficiënt en kunnen dan ook dagelijkse pieken opvangen met beperkte verliezen. In aanvulling daarop zorgen elektrolyzers en (piek)elektriciteitscentrales voor het balanceren van respectievelijk overschotten en tekorten op de langere termijn. Doordat systeembatterijen dagelijkse pieken opvangen, is de inzet van elektrolyzers en (piek) elektriciteitscentrales vlakker.

De effectieve inzet van systeembatterijen, waarbij deze dagelijkse cycli maken, lukt alleen als systeembatterijen niet voor langere tijd vol of leeg raken. Bij elektriciteitstekorten worden daarvoor systeembatterijen buiten de dagelijkse pieken met elektriciteitscentrales geladen. Daarbij is het zeer belangrijk dat systeembatterijen altijd voldoende zijn opgeladen, zodat er geen leveringszekerheidsproblemen ontstaan. Bij overschotten leveren systeembatterijen buiten het dagelijkse piekaanbod uit zon en wind aan elektrolyzers. Deze zorgen voor voldoende vraag, zodat de systeembatterijen voor de volgende piek weer voldoende leeg zijn.

Niet gegarandeerde beschikbaarheid van flexibiliteitsmiddelen

Er zijn diverse nuancerings te plaatsen bij de flexibiliteitsanalyse. Zowel de regionalisatie als de uurlijks inzet van de flexibiliteitsmiddelen veronderstelt aanpassingen in de marktinzichting en het nettarievenstelsel ten opzichte van vandaag de dag. Deze zaken zijn niet gegarandeerd. We werken hier enige voorbeelden uit.

Locatieprikkel flexibiliteit: regionalisatie flexibiliteit nabij vraag/aanbod onbalans locaties is onzeker.

We hebben alle systeemflexmiddelen, waaronder de conversie (power-to-gas) en de elektrische opslag (batterijen) geregionaliseerd op delen in het net zodanig dat ze niet voor extra vermogenstransport tussen regio's zorgen. Voorbeeld: batterijen en power-to-gas nabij zonneweides en aanlanding van offshore wind. In werkelijkheid hebben we momenteel een landelijke (en in feite internationaal gekoppelde) energiemarkt die dergelijke locatieprikkel niet geeft. Als de flexibiliteitsmiddelen op andere plaatsen staan, resulteren andere vermogensstromen. En dat kan zeer substantieel zijn (zie paragraaf 12.3).

Flexibiliteit dieper in het net plaatsen kan bijdragen aan het voorkomen van netverzwaringen, maar dit hangt af van de inzet. En het kan ook averechts werken.

In de flexmodellering van de II3050 zijn alle flexibiliteits-

middelen (we zullen batterijen als voorbeeld aanhouden) op de koppelpunten tussen RNB-netten en TenneT geplaatst. In de werkelijkheid zullen ze in de scenario's ook deels komen te staan bij de kleinverbruiker op het LS-net, in de woonwijk (wijkbatterij) of bijvoorbeeld bij grootverbruikers achter de meter op het MS-net.

Het effect van het dieper in het net plaatsen van de flexibiliteitsmiddelen (batterijen) op belasting van de regionale netten is echter onzeker.

Dit kan twee kanten opgaan:

1. Afhankelijk van wanneer er wordt geladen en ontladen, kan flexibiliteit bijdragen aan het verminderen van netcongestie en dus verzwaringen voorkomen.
2. Maar evenzo kan het juist leiden tot een extra transportbehoefte, als de inzet van een batterij tegengesteld is aan het lokale energiesysteem (voorbeeld: een batterij die ontladend terwijl er ook invoeding van zon-PV is in dezelfde wijk).

Momenteel hebben we voor regionale elektriciteitsnetten een tarievenstelsel waarin binnen een bepaalde contractwaarde gerekend wordt met een hoge ongelijktijdigheid van energievraag/aanbod. We zien dat dit door de energietransitie op zijn kop begint te staan: zon-PV, warmtepompen en het laden van

elektrische auto's kent een grotere gelijktijdigheid dan is aangenomen bij het ontwikkelen van de laag- en middenspanningsnetten en het bepalen van de tarieven voor transportcapaciteit. Ook de nieuwe flexibiliteitstechnieken hebben, omdat ze inherent flexibel zijn, het mogelijke effect dat ze tot een grote gelijktijdige inzet komen, als ze volledig worden gestuurd door de landelijke markt bijvoorbeeld.

De huidige markt voor batterijopslag wordt bijvoorbeeld voor een belangrijk deel gevormd door de verdiensten op de kortetermijn-onbalansmechanismen (FCR, aFRR). Dat is een landelijke markt. Inzet op basis van een landelijke markt is heel anders dan de inzet die we nu in de I13050 veronderstellen.

In de I13050 nemen we nu aan dat er een inzet is die de regionale systeembalans ondersteunt, naast dat er ook een systeemprinkel op landelijk niveau is. In de I13050-scenario's is het mogelijk dat er in regio A, op een moment met veel netto aanbod, een bepaalde batterij aan het opladen is, terwijl gelijktijdig in regio B met een netto vraag, een andere batterij aan het ontladen is. In een landelijke markt (koperen plaat) is dat niet logisch, want dan zou er transport van regio A naar regio B zijn en pas daarna inzet van de opslag.

Kortom, het effect van flexibiliteit op regionale netten hangt hierom sterk samen met het markt- en tarievenbestel en de keuzes die de eigenaren van de flexibiliteitsmiddelen (batterijen) maken.

Beschikbaarheidsvraagstuk van vraag- en aanbodsturing dieper in het net.

Er zijn meer flexibiliteitsopties die onzeker zijn. De hybride warmtepomp is gemodelleerd op basis van een schakelgedrag waarbij alleen naar de buitenluchttemperatuur wordt gekeken, maar niet naar de energiemarkt. Dit voorkomt een grote inzet van de hybride WP bij koude temperaturen. Maar in de werkelijkheid, als de energiemarkt ook prikkels geeft (aanbod overschot door veel wind op zee), dan kan er een grote elektriciteitsvraag in het LS-net ontstaan. Deze impact zit niet in de studie.

Het slim laden van elektrische auto's is nu meegenomen in de vorm van een vlak profiel. In werkelijkheid is er meer dynamisch gedrag mogelijk. Grote laadpleinen vol auto's kunnen met slimme

laadpalen gelijktijdig sneller en langzamer laden. Dat kan gedaan worden om het lokale net te ontzien, maar het kan ook aangestuurd worden door een partij die helemaal niet naar het lokale net kijkt, en binnen de aansluitovereenkomst van de netaansluiting maximaal handelt op de landelijke energiemarkt. Dat kan voor hoge gelijktijdige transportbehoefte zorgen, die het regionale net niet helpt, net als bij opslag (zie hierboven).

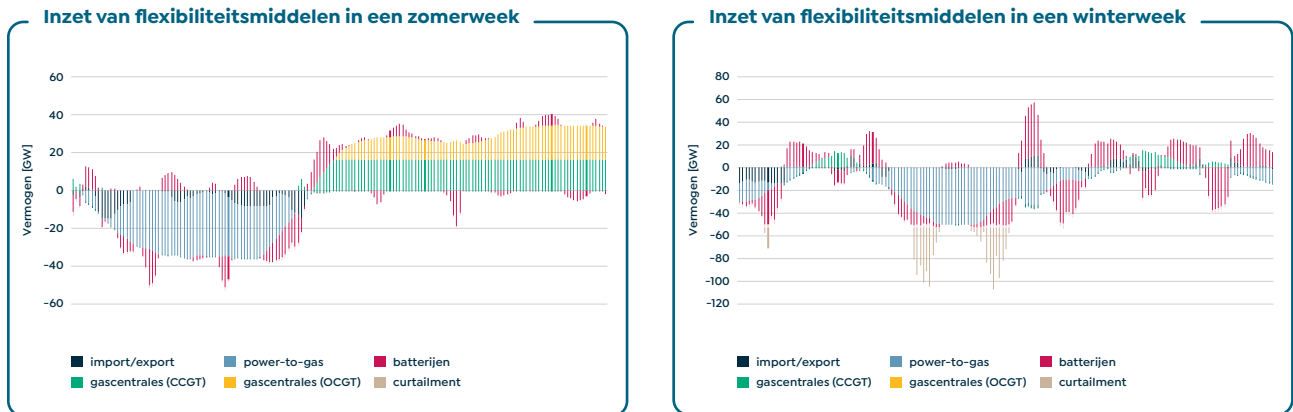
Dit zijn nuances die ook leiden tot aanbevelingen.

Take aways:

1. Voor flexibiliteitsopties waaronder batterijen in deze studie voor het niveau van de regionale congestie (koppelpunt niveau) dient een bovengrens te worden aangegeven welke bijdrage energieopslag zou kunnen leveren aan het verlichten van congestie problemen. Dit is alleen mogelijk in een marktbestel waar de prikkels ook zodanig zijn dat de batterijen komen te staan op de plekken waar we ze nu aannemen en de inzet dusdanig is dat deze het regionale energiesysteem en het regionale net helpen.
2. Het effect van flexibiliteit dieper in de regionale netten hangt samen met het markt- en tarievenbestel en de keuzes die de eigenaren van de flexibiliteitsmiddelen (batterijen) maken omdat hun gedrag hierdoor beïnvloed wordt. In het huidige markt- en tarievenbestel zal energieopslag met batterijen niet de rol vervullen die het in de gepresenteerde beelden doet, omdat de in de I13050 aangenomen locatie- en inzetprikkels er nu nog niet zijn.
3. Een regionalisering van de flexibiliteitsmiddelen dieper in het net kan netproblemen dieper in het net oplossen, maar dan moeten er nog wel randvoorwaarden worden gesteld aan de inzet van die flexibiliteitsmiddelen, die kunnen leiden tot beperkingen voor het gebruik ervan door de eigenaar. Als de regionale netbeheerder echt heel gericht congestie wil oplossen met batterijen, dan moet er een vorm van sturing zijn, en moet er een vorm van garantstelling zijn dat de inzet ook geleverd kan worden.
4. Zonder aanpassing van een tarievenbestel kan flexibiliteit waarschijnlijk slechts een beperkte rol spelen, of mogelijk zelfs een averechts effect hebben voor de regionale netten.

Figuur 15 toont de inzet van flexibiliteitstechnologieën voor het elektrische systeem voor twee exemplarische weken van het jaar, één week in de winter en één week in de zomer. Een nadere uitleg van de achterliggende methoden vindt u in bijlage E.

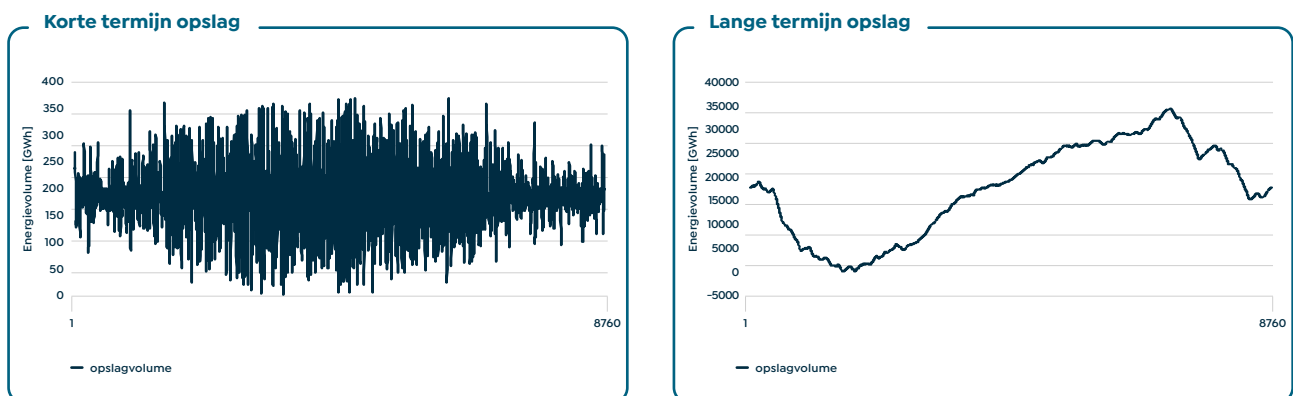
Figuur 15. De samenhangende uurlijkse inzet van flexibiliteitstechnologieën voor de korte en lange termijn, ingezet voor het balanceren van het elektrische systeem, voor één exemplarische week in de winter (links) en één exemplarische week in de zomer (rechts). Batterijen vangen kortdurende pieken op en leveren elektrische energie terug in tijden van tekorten. Langdurende overschotten of tekorten worden afgevlakt met flexibiliteitsmiddelen zoals power-to-gas en verschillende types gascentrales, met de mogelijkheid om energie in de vorm van hernieuwbaar gas voor langere periodes op te slaan. Import en export van elektrische energie met het buitenland dragen afhankelijk van de respectievelijke aanbod en vraagsituatie in de buurlanden op alle tijdschalen bij aan het balanceren van het systeem.



Zoals gezegd, gaat de benutting van systeembatterijen omhoog als deze cycli kunnen maken. Hierbij slaan ze kortstondig overschotten op in een beperkte buffer, om vervolgens (in onze aanname) nog dezelfde dag elektriciteit te leveren. Seizoensflexibiliteit is daarentegen bedoeld om langere periodes te overbruggen: één cyclus omvat een seizoen van opslaan (zomer) en benutting (winter).

In Figuur 16 presenteren we dit verschil. Voor systeembatterijen (links) is de inzet kortcyclisch en het opslagvolume met ongeveer 0,4 TWh relatief beperkt. Voor seizoensflexibiliteit (rechts) volgt de inzet het verwachte seizoenspatroon dat bekend is van gasopslag en is het opslagvolume met 40 TWh ongeveer honderd keer zo groot.

Figuur 16. De inzet van flexibiliteit op de korte (links) en lange termijn (rechts) voor het scenario Regionaal. De verschillen in inzet en opslagvolume zijn exemplarisch voor alle vier scenario's.

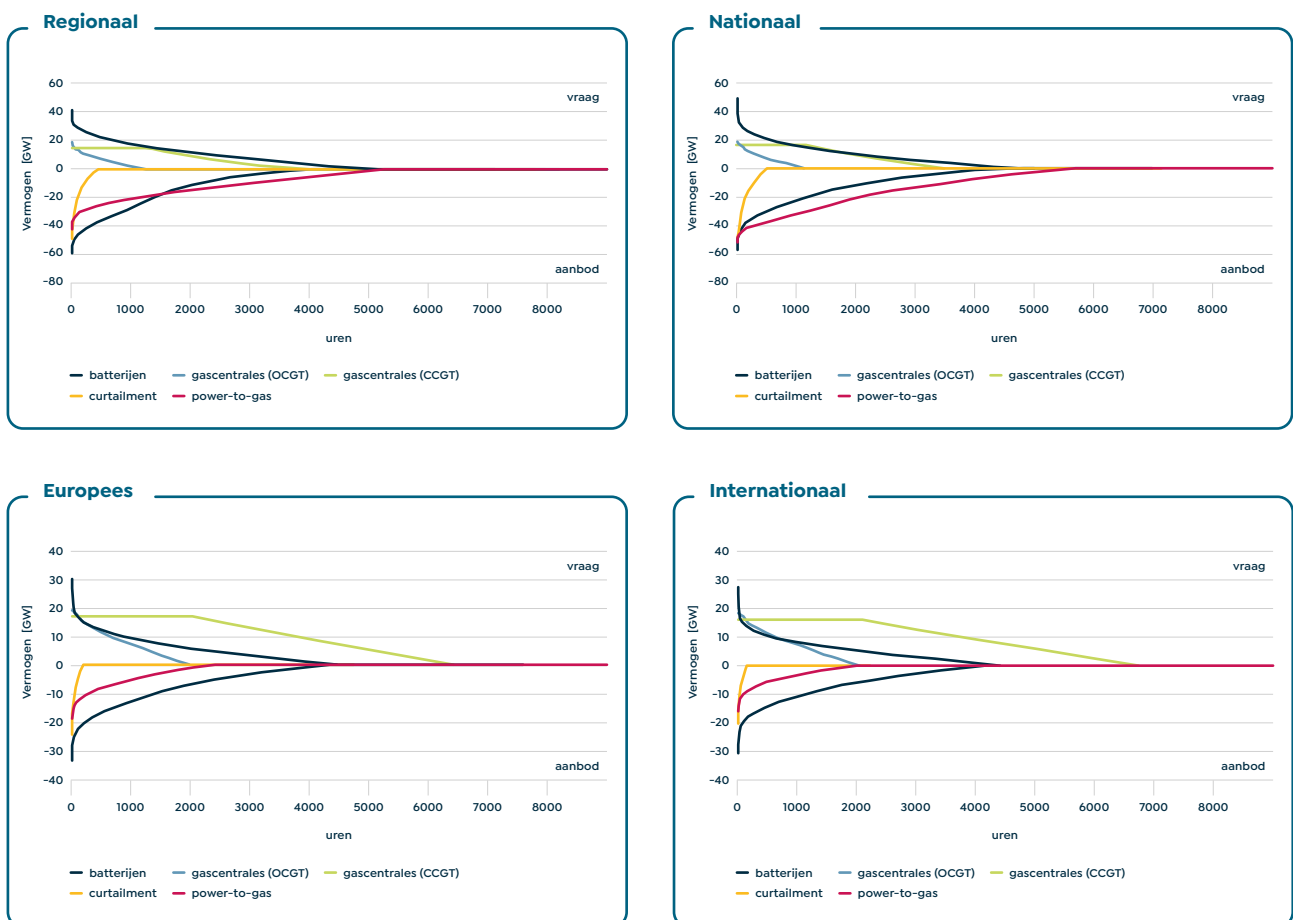


Om in één oogopslag te zien in welke mate de verschillende flexibiliteitsmiddelen worden ingezet, zijn de uurlijkse tijdreeksen omgezet naar jaarduurkrommes (load duration-curve) – een sortering van de uurlijkse inzet van hoge naar lage capaciteit. Bij een vlakke *load duration-curve* wordt de capaciteit vele uren in het jaar ingezet, waar bij een steile *load duration-curve* de capaciteit maar op een beperkt aantal uren van het jaar wordt benut.

Voor het **elektrische systeem**, zie Figuur 17, geldt dat curtailment (rode lijn) op piekmomenten in het aanbod een beperkt aantal keren in het jaar voorkomt, terwijl dit vermogenspieken in overschotten sterk reduceert. Toch zijn er in alle scenario's ook dan aanbodsituaties (negatieve deel van de verticale as) die een grote capaciteit van de flexibiliteitsmiddelen vragen voor een beperkt aantal uren. Het omslagpunt tussen flexibiliteit voor korte en lange termijn is hierin een bepalende factor. Als batterijen voor een langere periode dan een dag (tot bijvoorbeeld een week) zouden

kunnen worden ingezet, dan verbetert daarmee de inzet van de power-to-gas. Aan de vraagzijde (positieve deel van de verticale as) ligt dit voor de inzet van piek-elektriciteitscentrales (lichtgrijs) en systeembatterijen (groen) genuanceerder, omdat de leveringszekerheid gegarandeerd moet zijn. Verder laten de grafieken in Figuur 17 op basis van weerjaar 1987 gemiddelde draaiuren van power-to-gas zien tussen de 500 (scenario Internationaal) en 1900 (scenario Nationaal) zien. Vanuit het huidige perspectief is dat aan de lage kant voor een economische inzet van elektrolyse. Een significant deel van de in de analyses aangenomen capaciteit realiseert onvoldoende bedrijfsuren. Dit is belangrijk om in een volgende analyse nader te verkennen. Een verdere analyse zou zich meer moeten focussen op de kosten, waarbij ook de kosten van alle infrastructuuruitbreidingen en eventueel andere flexibiliteitsmiddelen voor een deel van de aanbodoverschotten meegenomen zouden moeten worden. In paragraaf 3.9 gaan we hier verder op in.

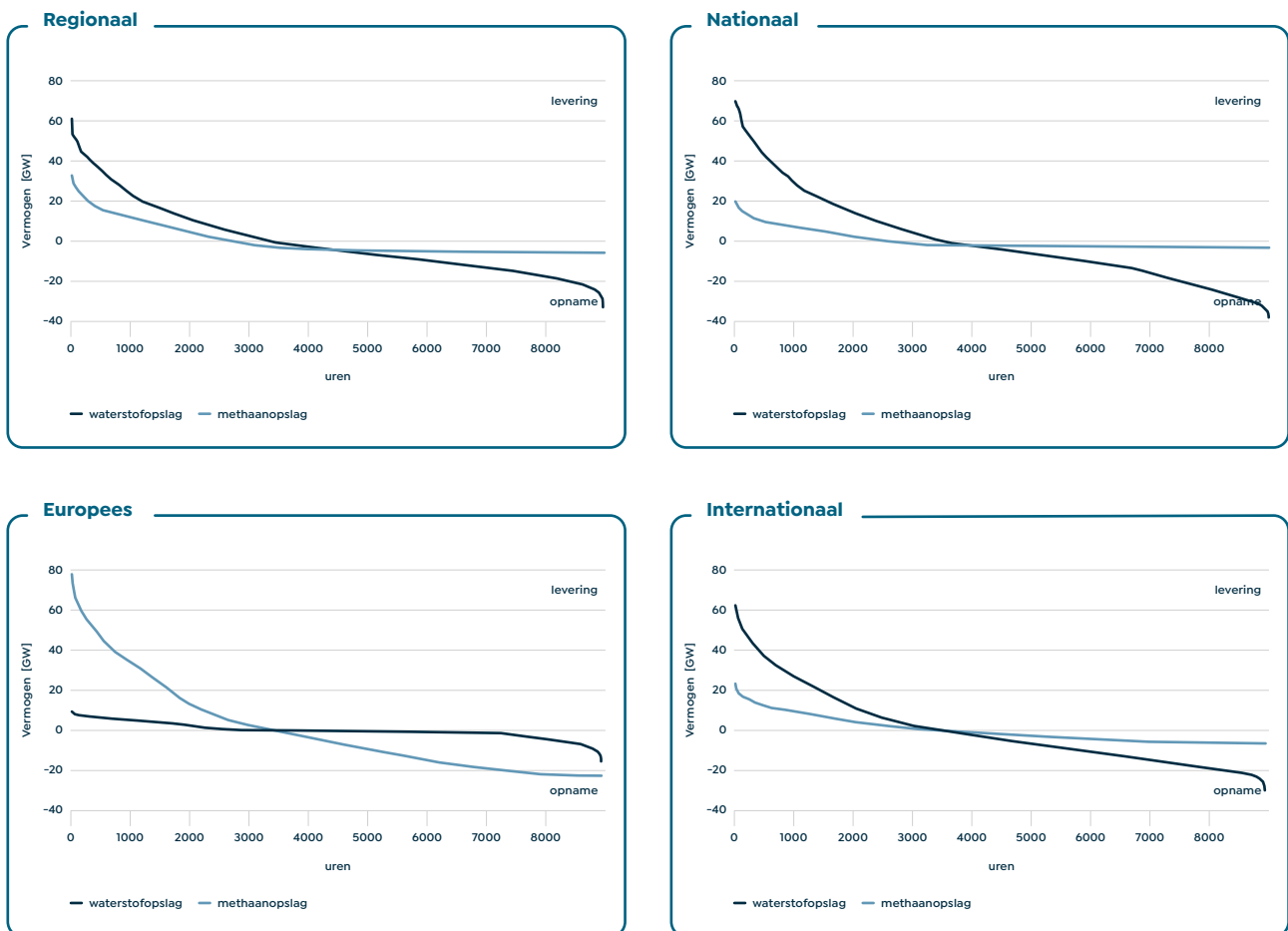
Figuur 17. Jaarduurkrommes van inzet van flexibiliteitsmiddelen in het elektrische systeem.
(Let op: door de sortering vallen aanbod- en vraagsituaties niet per se meer samen.)



Voor het **gassysteem**, zie Figuur 18, geldt dat in alle scenario's grote capaciteiten uit de gasopslag worden onttrokken bij tekorten in het energiesysteem. In de scenario's Regionaal, Nationaal en Internationaal vooral vanuit waterstofopslag (geel), en in het scenario Europees voornamelijk vanuit methaanopslag (groen).

Deze inzet kent ook een steile curve – capaciteit boven circa 40 GW wordt minder dan 1.000 uur per jaar ingezet. In het huidige energiesysteem zien we een vergelijkbare inzet van gasopslag, waarbij deze geleidelijk vult en bij hoge vraag kortstondige grote vermogens levert.

Figuur 18. Jaarduirkrommes van waterstof- en methaanopslag in het gassysteem.
(Let op: door de sortering vallen aanbod- en vraagsituaties niet per se meer samen.)



In deze paragraaf hebben we beschreven hoe de flexibiliteitsmiddelen voor korte termijn (curtailment, import en export, systeembatterijen) kunnen samenwerken met de flexibiliteitsmiddelen voor de lange termijn (elektrolyzers, elektriciteitscentrales en gasopslag). Met als doel te komen tot een energiesysteem dat de voordelen van

de verschillende technologieën zoveel mogelijk benut. De locaties om deze middelen te plaatsen, hangen technisch gezien af van de beschikbare transportcapaciteit, de ligging van de netten en de spreiding van de energievraag en het -aanbod over het land waar we in het volgende hoofdstuk verder op ingaan.

3.8 Overkoepelende resultaten

Onderstaande tabel toont een overzicht van de bepaalde capaciteiten en volumes per scenario van alle meegenomen flexibiliteitsmiddelen. Tabel 4 geeft ook een indruk van het effect van verschillende weerjaren, door ook de resultaten voor het weerjaar 2015 met een asterisk (*) te geven.

Tabel 4. Overzicht van de benodigde flexibiliteit in capaciteiten en opslagvolumes, bandbreedtes aangegeven op basis van weerjaar 1987 en 2015*.

	Regionaal		Nationaal		Europees		Internationaal	
	Capaciteit GW	Volume TWh	Capaciteit GW	Volume TWh	Capaciteit GW	Volume TWh	Capaciteit GW	Volume TWh
Vraag- en aanbod sturing¹⁵								
Zon-PV aftopping	31* - 35	3 - 5*	27* - 29	3 - 5*	14* - 16	2	13* - 14	2
Hybride WP	12		11		33		33	
EV's	1 - 2		1 - 2		1 - 2		1 - 2	
Power-to-heat	3		3		2		3	
Systeem flexibiliteit¹⁶								
Import / Export								
Elektriciteit import	15	12	15	10 - 11	15	20 - 22	15	22 - 25
Elektriciteit export	15	18* - 19	15	20* - 22	15	7	15	6
Waterstof import	0* - 5	4* - 47	1* - 9	13* - 75	5* - 7	48* - 62	27* - 33	235* - 291
Methaan import	1* - 2	11* - 16 [ex]	0* - 0,1	1	19* - 21	170* - 185	0 - 1*	2* - 5
Conversie								
Power-to-gas	39* - 42	48 - 63* [H ₂]	51	69 - 93* [H ₂]	18* - 19	9 - 13* [H ₂]	16	6 - 9* [H ₂]
Grootschalige elektriciteitscentrales	14* - 15	22* - 33 [E]	15* - 17	22* - 36 [E]	17 - 18*	59* - 71 [E]	16 - 17*	59* - 70 [E]
Piek elektriciteitscentrales	17* - 18	3* - 7 [E]	15* - 18	4* - 7 [E]	18* - 19	7* - 15 [E]	7* - 18	15 [E]
Opslag								
Systeembatterijen	50* - 54	0,4	53 - 54*	0,4	31* - 33	0,2	27* - 29	0,2
Waterstof	61	19* - 36	66* - 69	19* - 37	14* - 15	6* - 10	59* - 70	23* - 47
Methaan	21* - 33	9* - 24	13* - 20	4* - 14	71* - 78	27* - 55	18* - 24	7* - 15
Warmte	5	6	3	3	0	0	3	1
Curtaillment zon en wind, additioneel ¹⁷	39* - 49	6	45* - 55	7 - 9*	19* - 24	1 - 2*	16* - 21	1

¹⁵ Doorrekening Vraag- en aanbodsturing is met het Energietransitiemodel (ETM) uitgevoerd.

¹⁶ Doorrekening Systeemflexibiliteit is met eigen modellen van de netbeheerders uitgevoerd (locatie, hoeveelheid en inzetbepaling), behalve warmteopslag die met het ETM is uitgevoerd.

¹⁷ Deze curtaillment is additioneel op de aftopping zon-PV (33% op alle paneelvermogen) die in het ETM is gesimuleerd, en daarom hier weergegeven onder het kopje 'Systeemflexibiliteit'.

In vergelijking met het weerjaar 1987 zijn er enkele opvallende zaken voor het weerjaar 2015. Het weerjaar 2015 kende een hoger aanbod voor het elektrische systeem, door meer zon en wind, en een lagere vraag voor alle energiedragers, zowel in de momentane piekcapaciteit alsook in het jaarverbruik door een milde winter.

Kenmerkend voor de scenario's Regionaal en Nationaal is het streven naar zelfvoorziening. Toch zien we in deze scenario's dat Nederland elektriciteit exporteert en hernieuwbare gassen importeert. Er zijn enkele factoren waar dit vanaf hangt. Eén factor is de weersafhankelijke onderlinge uitwisseling van opwek uit zon en wind met het buitenland, wat netto leidt tot export voor beide weerjaren (1987 en 2015). Een tweede factor is een hogere inzet van elektriciteitscentrales, die afhankelijk is van de totale jaarlijkse opwek (1987 kent een lagere opwek uit zon en wind) en daarmee samenhangend (in onze aanname) een hogere import van gassen. Met een weersafhankelijk en grensoverschrijdend energiesysteem zullen deze variaties er altijd zijn, ook als het uitgangspunt zelfvoorzienend is.

3.9 Gevoeligheidsanalyse: kostenafweging flexibiliteit (batterijen versus centrales)

Voor de verschillende scenario's hebben we in deze studie een uitgebreide analyse van flexibiliteitsmiddelen (vraag- en aanbodsturing, conversie en opslag) gedaan. Dit omdat de inzet van flexibiliteitsmiddelen nauw samenhangt met de infrastructuurbehoefte. De analyse is 'energiesysteemtechnisch' van aard: de analyse is zo uitgevoerd dat het energiesysteem over alle energiedragers, voor alle uren van het gesimuleerde jaar, gebalanceerd is.

Deze analyse leidt tot een bepaalde behoefte aan flexibiliteitsmiddelen in de vier scenario's, zoals gepresenteerd in dit hoofdstuk. Hierbij valt op dat we in de scenario's vrij grote geïnstalleerde vermogens aan batterij-opslag en power-to-gas hebben verondersteld. De vraag is in hoeverre de resultaten van de analyse vanuit een kostenaspect te verdedigen zijn. Kan het niet goedkoper met minder batterijen? Deze gevoeligheidsanalyse bevat

een aanzet tot een kostenanalyse van de scenario's. We behandelen als eerste wat de principes zijn waarmee de benodigde capaciteiten aan flexibiliteitsmiddelen zijn bepaald. Vervolgens presenteren we een beeld van de kosten van de verschillende flexibiliteitsmiddelen, en hoe deze zich onderling verhouden. Als laatste zullen we stilstaan bij het onderwerp of er kostenoptimalisaties mogelijk zijn, en zo ja welke. Dit gaat bijvoorbeeld om het effect van minder accu's en meer centrales, of minder power-to-gas. We eindigen met de aanbeveling de economische analyse van de flexibiliteitsmiddelen te verdiepen.

Principe achter modellering flexibiliteitsmiddelen

De inzet van de flexibiliteitsmiddelen in deze studie volgt een energiesysteemtechnische aanpak. Deze leidt ertoe dat het energiesysteem in balans is. Deze aanpak sluit aan bij de technische eigenschappen van verschillende technische categorieën. De benodigde opgestelde vermogens (capaciteiten) en de inzet (energievolumes, vereiste opslagvolumes) volgen uit de modellering. De uitgevoerde inzetsimulatie gebruikt de eigenschappen van de verschillende soorten groepen aan flexibiliteitsmiddelen.

Eerst was het zaak de eigenschappen van de verschillende soorten flexibiliteitsmiddelen boven tafel te krijgen. Daartoe voerden we een inventarisatie uit van de karakteristieken van flexibiliteitsmiddelen en verwachte ontwikkelingen hierin. Een brede groep deskundigen nam deel aan expertsessies en bracht kennis in.

De energetische rendementen (energieverliezen tijdens conversie- of opslagstappen) en ook de typerende tijdschaal van inzet of energieopslagvolume bepaalden in hoofdzaak de inzet voor het opvangen van korte of lange termijn onbalansen.

De volgende tabel geeft voor een aantal categorieën flexibiliteitsmiddelen de categorisering naar tijdschaal. In de tabel zijn de flexibiliteitsmiddelen die min of meer vrij te plaatsen zijn (zowel de opgestelde vermogens/opslagcapaciteiten als de locaties zijn niet op voorhand een gegeven), in het blauwe kader weergegeven.

Tabel 5. Flexibiliteitsmiddelen met toedeling naar tijdschalen

Flexibiliteitscategorie	Technologie	Energieverliezen	Flexibiliteit tijdschaal
Elektrische interconnectie buitenland	Transportnet	Gering	Kort & lang
Systeembatterijen	Thuis- en wijkbatterijen, elektrische auto's, systeembatterijen, pumped hydro storage, compressed air opslag	Gering	Kort
Elektriciteitscentrales - basis	CCGT, kern	Significant	Kort & lang
Elektriciteitscentrales - piek	OCGT, gasmotor	Significant	Kort
Power-to-gas	Elektrolyzers, methanisering	Significant	Lang
Curtailment	Operationele ingrijpmogelijkheden door netbeheerders door afschakelen van eenheden	Significant	Kort
Gasopslag	Ondergrondse opslag, terminals	Gering	Lang
Power-to-heat industrie (vraagsturing, in ETM)	Hybride ketels	(gemodelleerd ETM)	
Hybride warmtepompen (vraagsturing, in ETM)	Op waterstof en methaan	(gemodelleerd ETM)	
Aanbod en opslag warmtenetten	Elektrische warmtepompen, piekgasketels	(gemodelleerd ETM)	

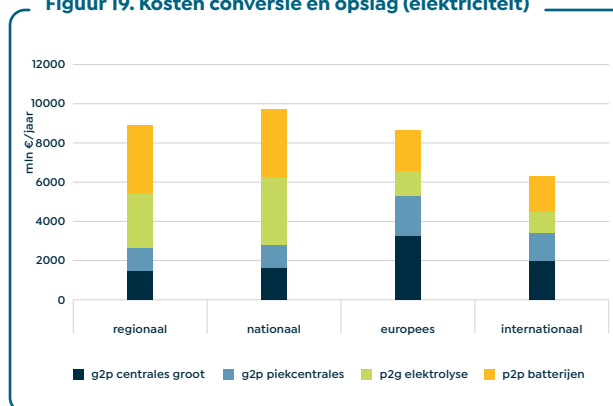
De inzet van flexibiliteitsmiddelen op basis van tijdschaal is nuttig, omdat dit helpt bij het benaderen van de economische kant van de zaak. Om een voorbeeld te geven: elektriciteitsopslag in de vorm van batterijen wordt alleen gedaan om onbalans op de korte termijn te verhelpen. Het is immers totaal oneconomisch om seizoensopslag met batterijen te beogen. Voor seizoensopslag zijn andere middelen geschikt, zoals gasbuffers. Zo kunnen we in de analyse, alhoewel we geen **economische inzetmodellering** (economische analyse van het investeringsvraagstuk en inzetvraagstuk) in de genoemde technieken hebben uitgevoerd, toch tot redelijke resultaten komen¹⁸.

Wat zijn de kosten van de flexibiliteitsmiddelen? Hoe verhouden ze zich?

Op basis van de analyse uit hoofdstuk 3 leidt dit

tot de onderstaande totale kosten (investering en operationele kosten, geannualiseerd per jaar, op basis van een omrekening van de investeringskosten van de verschillende vrij te plaatsen flexibiliteitsmiddelen.

Figuur 19. Kosten conversie en opslag (elektriciteit)



¹⁸ Wat we wel hebben gedaan is gevarieerd in de inputparameters van de flexmodellen om een verdeling van technische opties te bereiken die de laagste overall kosten laat zien, binnen het modellering/inzet framework. Dit is echter nog geen volledige economische analyse met economische inzetmodellering.

De tabel in Figuur 19 laat zien dat in de scenario's Regionaal en Nationaal power-to-gas en batterijen de grootste kostencomponent vormen. De helft van de kosten heeft in deze scenario's te maken met CAPEX: investeringskosten van batterijen, elektrolyse en centrales. In de scenario's Europees en Internationaal gaat het vooral om OPEX: circa 60 tot 70 procent van de kosten. Dat het scenario Internationaal goedkoper uitpakt dan het scenario Europees zit hem puur in verschillen in de aangenomen kosten van gas. In het scenario Europees gaat het om groen gas, tegen 50€/MWh, en in het scenario Internationaal om waterstof van 21 €/MWh (LHV).

De bandbreedte geeft resultaten van verschillende onzekerheden in de kostenraming weer. Denk aan de investeringskosten van batterijen, de kapitaalkosten voor centrales en elektrolyse, en de energieprijzen. De kostenparameters die in de berekening zijn gebruikt, staan in bijlage K.

Mogelijkheden tot kostenoptimalisatie

We hebben gezien dat power-to-gas en batterijen in sommige scenario's een heel groot deel van de totale flexibiliteitskosten uitmaken. Zou het niet goedkoper kunnen met meer centrales en minder accu's? Ja, we zien de volgende mogelijkheden voor kostenoptimalisatie.

Minder batterijen

Met minder batterijen dalen de kapitaalkosten. Echter de batterijen dragen ook een stukje bij aan de voorziening van de piekvraag. Om de leveringszekerheid te kunnen garanderen, moeten er dan wel extra piekcentrales gebouwd worden. De kleinste vorm van piekcentrales (OCGT) zijn (iets) goedkoper per vermogen dan batterijen. Met minder batterijen en meer centrales, betekent dit dus dat niet alle hernieuwbare energie, die nu in de scenario's zit, kan worden gebruikt. Resultaat is dus meer curtailment (of meer infrastructuurkosten om de overschotten naar het buitenland te transporteren). Ook moet er meer energie van worden geïmporteerd. De scenario's Regionaal en Nationaal zijn dan meer van import afhankelijk dan nu is uitgewerkt.

Minder power-to-gas

De scenario's laten met de uitgevoerde modellering allemaal vrij weinig power-to-gas-draaiuren zien in verhouding tot de geïnstalleerde capaciteit. De kapitaal- en jaarlijkse kosten zijn daarmee fors, in verhouding tot de geproduceerde waterstof. Dat is het meest duidelijk het geval in de scenario's Internationaal en Europees. Deze scenario's, die toch importafhankelijk zijn, kunnen goedkoper worden door de hoeveelheid power-to-gas te

verminderen. Immers power-to-gas is niet economisch in deze twee beelden¹⁹. In de scenario's Regionaal en Nationaal is de verhouding minder scheef, maar kan de inzet van power-to-gas nog verder geoptimaliseerd worden als het opgesteld vermogen enigszins kleiner wordt gemaakt. Met minder batterijen ontstaat er meer ruimte voor de power-to-gas, maar dan kan niet alle hernieuwbare energie gebruikt worden, en zijn ook extra centrales nodig.

Bovenstaand is een beknopte analyse. Het verdient aanbeveling om een economische analyse van het investeringsvraagstuk en van het inzetvraagstuk (gebruik van marktmodellen) uit te voeren voor de gepresenteerde scenario's. Het is dan ook aanbevolen dat alle denkbare flexibiliteitsopties, ook de flexibiliteitsopties die in het ETM zijn gemodelleerd, met een op het systeem afgestemde inzet worden gemodelleerd.

Aanbeveling

Het is aanbevolen de flexibiliteitsanalyse verder te verdiepen. De uitgevoerde flexibiliteitsanalyse gebruikt een vereenvoudigde methode om de daadwerkelijke energiemarkt- en systeemwerking te simuleren. Zoals eerder aangegeven: er is geen energiemarktsimulatie of economische optimalisatie uitgevoerd; de analyse is energiesysteemtechnisch van aard, en is gefocust op het in balans houden van het systeem en het beperken van energieverliezen. De analyse levert diverse interessante inzichten, maar we signaleren ook een aantal tekortkomingen van het gebruikte model.

Bijvoorbeeld springt in het oog dat we niet het volledige gepresenteerde vermogen aan aanbodflexibiliteit (met name power-to-gas), gegeven wat we nu weten over de minimaal wenselijke bedrijfstijd van dergelijke installaties, kunnen rechtvaardigen. De inzet van power-to-gas kan verbeteren door met een geringer opgesteld vermogen te rekenen. Het is dan echter wel mogelijk dat er dan extra elektriciteitsnetknooppunten ontstaan. Tevens zijn er dan andere flexmiddelen nodig voor systeemintegratie van hernieuwbare energie, en/of extra interconnectie. En waarschijnlijk kan dan niet alle hernieuwbare elektriciteit nuttig aangewend worden. Ook is er een afweging met de kosten van de aanvullende infrastructuuruitbreidingen. Om een antwoord te geven op de vraag wat het realistische economische optimum is van bijvoorbeeld power-to-gas in de scenario's, zouden alle kosten, inclusief infrastructuurkosten, moeten worden meegenomen. Kortom, het is sterk aanbevolen om deze analyse nader te verdiepen, en dan met een methode of model waarmee een integraal economisch optimum gevonden kan worden.

¹⁹ Kosten van waterstof die in Nederland wordt geproduceerd in eur/int. scenario's >150 €/MWh; importprijs 20-50 €/MWh.

Hoofdstuk 4.

Regionalisering van de scenario's

4.1 Conclusies

- De locaties waar aanbod en vraag zich in de toekomst gaan ontwikkelen hebben een zeer grote impact op de regionale en landelijke behoefte aan energietransport en flexibiliteitsmiddelen. Dit geldt zowel aan de aanbodkant – zoals de keuze voor bepaalde locaties voor wind en zon PV – alsook de vraagkant, bijvoorbeeld het installeren van nieuwe datacenters als grootverbruikers. Gevoeligheidsanalyses laten zien dat voor de landelijke elektriciteitsinfrastructuur van TenneT met name de netwerkaansluitpunten voor wind op zee een cruciale rol spelen.
- De precieze toekomstige locaties van de mogelijke ontwikkelingen in aanbod en vraag zijn vandaag nog grotendeels onzeker, want deze hangen samen met toekomstige maatschappelijke, ruimtelijke, economische en politieke afwegingen. Waar mogelijk moet bij beslissingen over locaties rekening worden gehouden met een integrale systeembenadering: de totale kosten en de gevolgen voor de infrastructuur.
- Wat netbedrijven helpt bij de infrastructuurontwikkeling zijn concrete en maatschappelijk gedragen plannen, of lokale, regionale en landelijke afwegingskaders. Omdat deze er vooralsnog onvoldoende zijn, is voor de I13050 een regionalisering (locatiekeuzes) opgesteld op basis van openbare databronnen en ondersteunende criteria zoals bijvoorbeeld het ruimtelijke potentieel.
- Voor flexibiliteitsmiddelen kunnen slimme locatiekeuzes sterk helpen om in een bepaald gebied vraag en aanbod tot op zekere hoogte op elkaar af te stemmen. Daarmee kan een significant deel van energietransport tussen en mogelijk binnen regio's worden voorkomen, waardoor minder infrastructuur nodig is.
- Als hoofdvariant in deze studie is de locatie van conversie en opslag zodanig gekozen, dat het elektriciteitsnetwerk kan worden ontlast en de huidige gasinfrastructuur kan worden ingezet om flexibiliteit te bieden aan het energiesysteem.
- De elektrische infrastructuur wordt ontlast als:
 - power-to-gas dichtbij locaties wordt gezet met veel invoeding van wind op zee en locaties met veel hernieuwbare energie op land om regionale overschotten op te vangen;
 - snel startende piekelektriciteitscentrales decentraal dichtbij de vraag worden geplaatst om regionale tekorten op te vangen;
 - batterijen dichtbij de hoogste (kortdurende) vermogensbehoefte worden geplaatst: dit kan aanbod maar ook vraag zijn;
 - dit geldt ook voor vergelijkbare technologieën als hierboven zijn genoemd.
- Een andere keuze voor omvang en locatie van flexibiliteitsmiddelen op systeemniveau is (meestal) minder gunstig voor het elektriciteitsnet,

wat mogelijk leidt tot meer impact op het elektriciteitsnet dan beschreven is in deze rapportage.

- Flexibiliteitsmiddelen worden op een groot aantal van de koppelpunten tussen landelijke en regionale netten in het elektrische systeem voorzien. Als flexibiliteitsmiddelen dieper in het regionale net of hoger in de landelijke netten worden geplaatst, is dit van grote invloed op het transport binnen de regionale en landelijke netten en de impact op de elektrische infrastructuur. Dit geldt met name voor systeembatterijen en power-to-gas en is afhankelijk van de inzet ervan.
- De strategische en integrale locatiekeuze voor flexibiliteitsmiddelen vereist dat er vanuit de marktinzet ook prikkels geboden worden waardoor dit ook gerealiseerd wordt. Met alleen landelijke marktprikkels (het koperenplaatprincipe) zal de regionalisering van flexibiliteitsmiddelen niet op de in deze studie aangenomen manier tot stand komen, en dan zullen er veel grotere energiestromen te transporteren zijn dan nu in de studie wordt aangenomen met navenante capaciteitsvraag.

4.2 Inleiding

Waar komt welke technologie tot ontwikkeling en wat betekent dit voor het energiesysteem? Op welke locaties ontstaan vraag en aanbod van energie? Waar komen conversie en flexibiliteitsmiddelen? Deze vraagstukken vatten we onder de noemer: de ruimtelijke doorwerking van de energiescenario's. De antwoorden hebben grote invloed op de energie-infrastructuur die nodig is.

Hoe dit soort keuzes uitpakken, weten we nu nog niet. Ze hangen samen met maatschappelijke, ruimtelijke, economische en politieke afwegingen die nog moeten worden gemaakt. De ruimtelijke doorwerking van de energiescenario's vloeit voort uit een groot aantal keuzes en beslissingen van een groot aantal partijen. Een aantal valt onder landelijke, regionale of lokale regie. Daarnaast hebben ook de autonome processen van burgers en bedrijven invloed op de ruimtelijke doorwerking van de energiescenario's.

Dat alles neemt niet weg dat we in deze studie willen rekenen aan de energiesysteems scenario's en de effecten op de infrastructuur. Daarvoor moeten we de scenario's regionaliseren. In paragraaf 4.3 worden als eerste keuzes en hoofdresultaten voor de veronderstelde ruimtelijke uitwerking van vraag en aanbod geschetst. Daarna gaan we in paragraaf 4.4 in op de strategische keuzes met betrekking tot de locaties van flexibiliteitsmiddelen op systeemniveau, in samenhang met de impact op de huidige infrastructuur. Vervolgens toont paragraaf 4.5 de verdeling van de flexibiliteitsmiddelen. Als laatste staan we in paragraaf 4.6 stil bij de onzekerheden die met regionalisering gemoeid zijn.

4.3 Regionalisering van toekomstige vraag en aanbod in Nederland

Voor 2050 ligt de ruimtelijke uitwerking niet vast, maar deze is wel nodig om energie-infrastructuuranalyses te kunnen uitvoeren. Een deel van de locaties is bekend, bijvoorbeeld als het gaat om woningen, gebouwen of industriegebieden. Maar de precieze ontwikkeling is dan nog geen gegeven: welke woonwijken blijven methaan houden, waardoor een gasnet nodig blijft? Welke gebieden gaan over op waterstof, warmte of all-electric? Daarnaast zijn er ook vraag- en aanbodsegmenten waar nog ruimtelijke afwegingen gemaakt moeten worden. Voorbeelden hiervan zijn de inpassing van nieuw zon- en windvermogen, de ontwikkeling van nieuwe datacenters en planologische keuzes (waar komen nieuwe woonwijken, bedrijventerreinen of nieuwe warmtenetten?). Daarnaast moeten locatiekeuzes worden gemaakt voor flexibiliteitsmiddelen (systeembatterijen, elektriciteitscentrales, power-to-gas, gasopslag) en energie-infrastructuur (bijvoorbeeld onderstations).

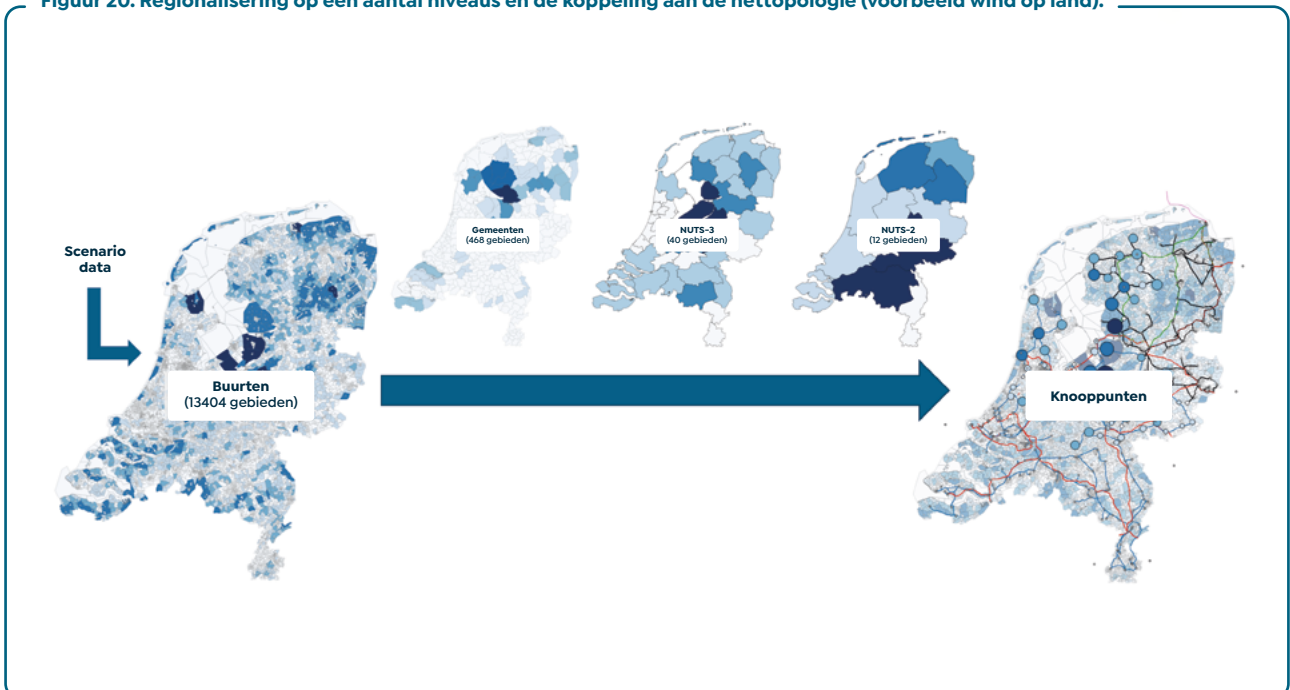
De regionalisering van toekomstige energiescenario's kent dus blinde vlekken en onzekerheden. Om toch te kunnen rekenen aan de scenario's en om de effecten op de infrastructuur te kunnen inschatten, doen we aanvullende aannames. In deze studie werken we voor een deel

met aannames gebaseerd op openbare databronnen en statistische gegevens. Daarbij is het uitgangspunt transparant te zijn over de methode (analyse, interpretatiestappen, gemaakte keuzes) om tot regionalisering te komen. Deze aannames hebben betrekking op de locatie van energiebronnen en eindverbruikers. De regionalisering in deze studie is betrekkelijk globaal, omdat er geografische databronnen en statistische gegevens van recente ontwikkelingen worden gebruikt voor 2050. Waar mogelijk hebben we inzichten met betrekking tot regionalisatie uit enkele uitgevoerde provinciale systeemstudies meegenomen (Noord/Zuid-Holland, Groningen/Drenthe en Limburg).

Een overzicht met de gemaakte aannames en bronnen vindt u in bijlage F. Het doel is de regionalisering periodiek te verbeteren (zie paragraaf 4.6).

De meeste gedetailleerde regionalisering die we in deze studie hanteren, is die van het niveau van de CBS-buurtindeling. De CBS-buurtindeling is vervolgens gekoppeld aan de netinfrastructuur via de verzorgingsgebieden van de grote netwerkcomponenten. Denk aan de koppelpunten tussen landelijke en regionale netbeheerders. Voor de analyse en rapportage gebruiken we verder deels hogere ruimtelijke aggregatieniveaus, zoals provincies. Figuur 20 illustreert hoe dit werkt aan de hand van wind op land.

Figuur 20. Regionalisering op een aantal niveaus en de koppeling aan de nettopologie (voorbeeld wind op land).

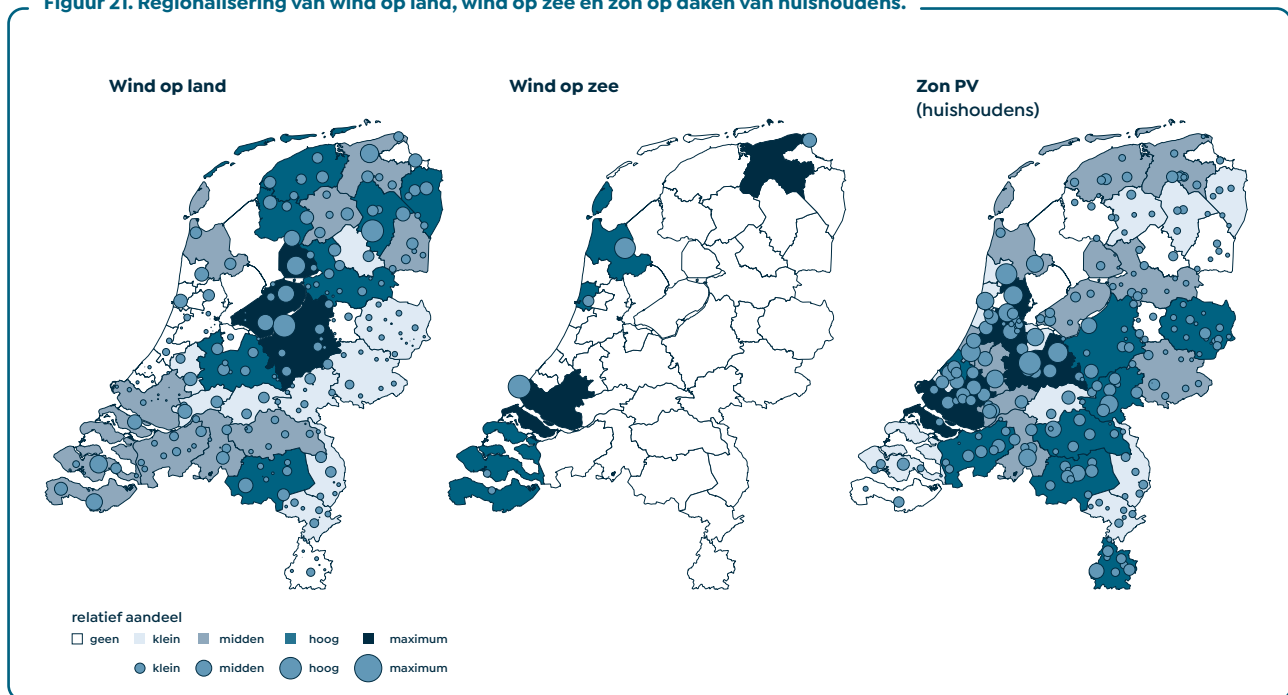


Gevoeligheidsanalyses kunnen zeer nuttig zijn om het effect van verschillende ruimtelijke keuzes op flexibiliteit en infrastructuur inzichtelijk te maken. Bijvoorbeeld als het gaat om de aanlandingslocaties van wind op zee (zie paragraaf 12.3).

Figuur 21 toont ter illustratie de regionalisering van hernieuwbare opwek op regionaal niveau (NUTS-3).

De grijsstinten geven de relatieve hoeveelheid weer; de bolletjes staan voor de omvang van hernieuwbare opwek per netwerkkoppelpunten. Een uitgebreide documentatie met visualisering van de gekozen regionale verdeelsleutels per vraag- en aanbodcategorie is beschikbaar in bijlage F van dit rapport.

Figuur 21. Regionalisering van wind op land, wind op zee en zon op daken van huishoudens.



Toelichting: de grijsstinten geven de relatieve hoeveelheid hernieuwbare opwek op regionaal niveau weer; de grootte van de bolletjes staat voor de hernieuwbare opwek die aan de netwerk-koppelpunten is gekoppeld.

Voor wind op zee zijn de aanlandingslocaties sterk bepalend voor de impact op infrastructuur. Tabel 7 toont de regionalisering die we in deze studie als aanname hebben genomen²⁰. Het effect van enkele alternatieve regionale verdelingen op flexibiliteitsmiddelen en infrastructuur hebben de netbeheerders in gevoeligheidsanalyses nader onderzocht. Er is onder meer een alternatief voor de aanlandingsroutes onderzocht. De gevoeligheidsanalyses zijn beschreven in paragraaf 12.3 en bijlage A.

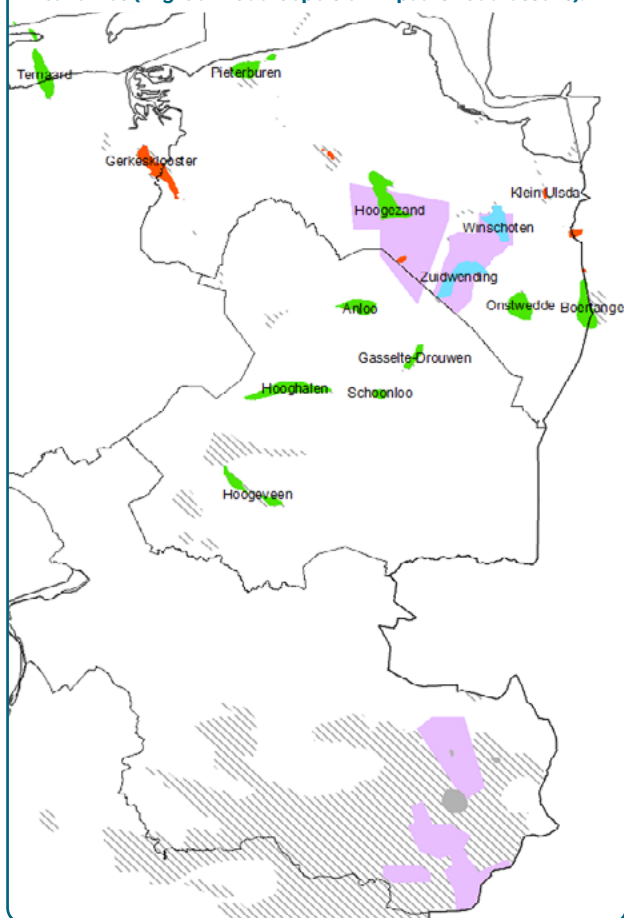
Tabel 7. Regionalisatie wind op zee.

Aanlandingslocatie	Percentage van totale capaciteit wind op zee
Borssele	5%
Noordzeekanaalgebied	10%
Eemshaven	15%
Den Helder	30%
Maasvlakte	35%
Terneuzen	5%

²⁰De verdeling is gebaseerd op een voorstel van het ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK).

Voor gasopslag is de geologische structuur van de ondergrond leidend voor de locatie – gasvelden en zoutformaties liggen op het land voornamelijk in Noord- en Oost-Nederland. Grootschalige opslag van waterstof kan bijvoorbeeld in uitgeloopte cavernes in zoutlagen en mogelijk ook in gasvelden plaatsvinden, zie Figuur 22²¹. Omdat er over de grens met Duitsland ook potentieel voor waterstofopslag is, zijn ook deze locaties meegenomen. Bestaande gasvelden zijn veelal geschikt voor het opslaan van methaan.

Figuur 22. Overzicht van zoutstructuren op land die geschikt worden geacht voor de aanleg van gasopslag-cavernes (in groen zoutkoepels en in paars zoutkussens).



4.4 Leidende principe bij de locatiekeuze van flexibiliteitsmiddelen

In het vorige hoofdstuk werd duidelijk dat het balanceren van het toekomstige energiesysteem aanzienlijke hoeveelheden flexibiliteitsmiddelen vergt. Voor vraag- en aanbodsturing liggen de locaties tot op zekere hoogte vast. Deze zijn immers aan een vraag- of aanbodcategorie gekoppeld. Denk bijvoorbeeld aan de toepassing van

hybride warmtepompen in de gebouwde omgeving of power-to-heat in de industrie. Maar voor flexibiliteitsmiddelen op systeemniveau, zoals systeembatterijen, elektriciteitscentrales en power-to-gas, liggen de locaties nog niet vast.

Een belangrijk uitgangspunt voor deze locatiekeuze is de huidige infrastructuur en de aanpassingen die daar tot 2030 aan worden gedaan. Kenmerkend voor Nederland is het feit dat we naast een elektriciteitsinfrastructuur een uitgebreid gasnetwerk hebben. We kiezen de locaties van de verschillende flexibiliteitsmiddelen zodanig dat we de bestaande infrastructuur goed benutten. De hoeveelheid flexibiliteitsmiddelen veranderen we hierbij niet.

Het leidende principe bij de locatiekeuze van flexibiliteitsmiddelen is dat we de impact op transportnetten van elektriciteit kunnen beperken door systeembatterijen, (piek)electriciteitscentrales en power-to-gas strategisch te plaatsen: afhankelijk van de onbalans dichtbij het aanbod of dichtbij de vraag in het elektriciteitssysteem. De tekorten en overschotten lopen via conversie waar mogelijk door de transportnetten van gas, waarbij we de aanwezige infrastructuur benutten. Dit betekent niet dat elektriciteitscentrales en power-to-gas ook gelijktijdig worden ingezet. Door het efficiënte transport van elektriciteit is het uitgangspunt dat het aanbod uit weersafhankelijke opwek uit zon en wind direct naar de eindgebruiker wordt getransporteerd als er op dat moment (voldoende) vraag is, bijvoorbeeld in industrie, gebouwde omgeving of mobiliteit.

Als voorbeeld: grootschalige elektrolyse aan de kust²² kan grote productieoverschotten van wind op zee opvangen. Met als voordelen: de impact op het elektriciteitsnet blijft zo klein mogelijk, we benutten de mogelijkheden van waterstoftransport met de bestaande gasinfrastructuur en tegelijk zetten we offshore wind optimaal in voor de klimaatdoelen. Ook kan bijvoorbeeld een productiepiek van een grootschalig zon-PV-park tijdelijk in een lokale batterij worden opgeslagen. Op een later moment van die dag levert de batterij de elektriciteit aan het net. Zo voorkomen we dat zo'n productiepiek een grote impact heeft op het elektriciteitstransport. Tot slot kunnen we op momenten met een vraagpiek het transport beperken door piekelectriciteitscentrales dichtbij de vraag te plaatsen.

In deze studie is de locatie van conversie en opslag zo gekozen dat conversie en opslag dichtbij de vraag of het aanbod in het elektrische systeem staan. De impact op

²¹ (Gessel, Breunese, Juez Larré, Huijskes, & Remmelts, 2018)

²² Elektrolyse op zee kan ook grootschalig transport van duurzame energie door zee efficiënter maken. Hiervoor is een gevoeligheidsanalyse (zie paragraaf 12.3) uitgevoerd.

vooral het elektriciteitsnetwerk wordt hierdoor beperkt en de huidige gasinfrastructuur wordt ingezet om flexibiliteit te bieden aan het energiesysteem. In geval van andere keuzes wordt de netimpact op het elektriciteitsnetwerk waarschijnlijk groter. Aanvullend hierop zijn enkele uitgangspunten gehanteerd. Deze zijn:

- **Grootschalige elektriciteitscentrales** zijn verondersteld op de huidige locaties van grotere elektriciteitscentrales²³.
- **Piekelectriciteitscentrales** zijn geplaatst naar rato van de regionale piektekortingen in de gebieden vlakbij de elektriciteitsvraag.
- **Power-to-gas** wordt voorzien in met name de gebieden met grote productie of aanlanding van hernieuwbare energie (gebieden met meer aanbod van duurzaam dan energievraag). Deze verdeling is geplaatst naar rato van de regionale overschotten.
- **Systeembatterijen** worden geplaatst nabij alle aanlandpunten van wind op zee en op alle koppelpunten tussen het regionale en landelijke elektriciteitsnetwerk, waarbij de hoeveelheid volgt uit de regionale balans tussen vraag en aanbod.
- **Elektrische import en export** met het buitenland zijn geografisch verdeeld volgens de huidige en toekomstig

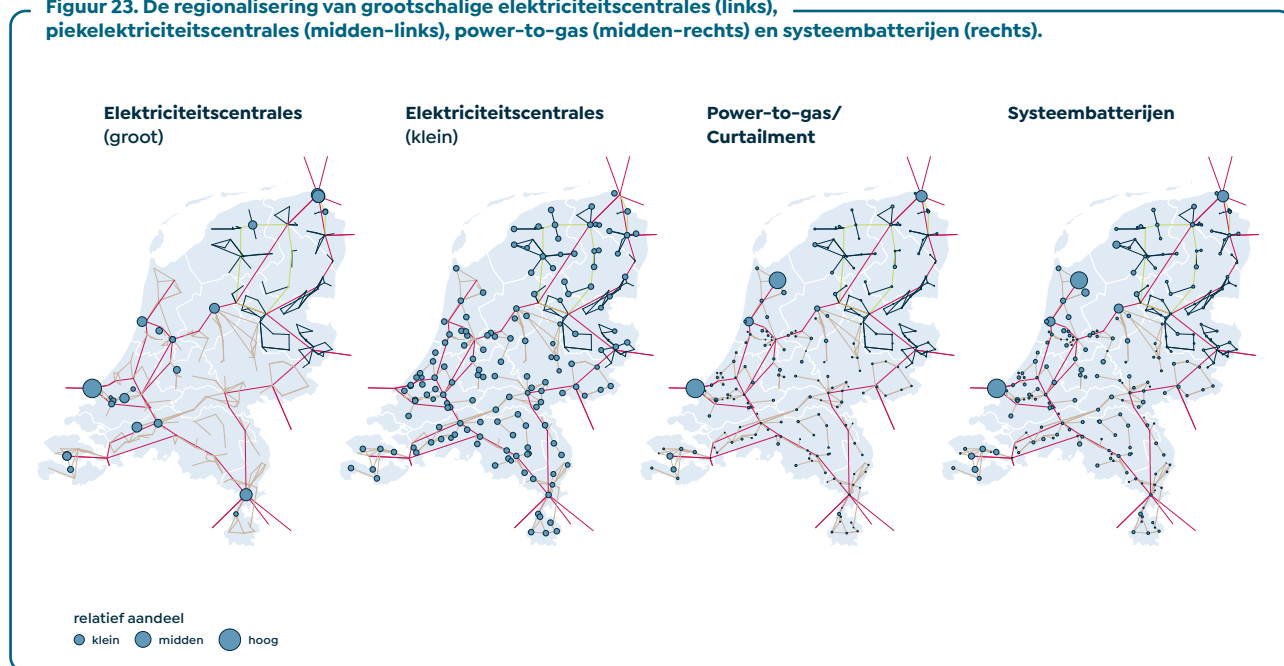
geplande²⁴ ligging van de grensoverschrijdende interconnectieverbindingen (380kV).

- **Gasimport en -export** zijn verdeeld volgens de huidige en toekomstige planning voor voornamelijk bestaande grensoverschrijdende verbindingen.
- **Gasopslag** is geplaatst op basis van het potentieel van waterstof en methaan in ondergrondse voorkomens.

4.5 Regionalisering van flexibiliteitsmiddelen op systeemniveau in Nederland

In deze paragraaf presenteren we de regionalisering van de flexibiliteitsmiddelen op systeemniveau (Figuur 23 en Figuur 24). Voor voornamelijk systeembatterijen en power-to-gas geldt dat de regionalisering model staat voor een meer gedetailleerde locatiekeuze in de regionale distributienetten. Dit is zeer relevant omdat het dieper plaatsen van deze flexibiliteitsmiddelen nauw samenhangt met de impact op de regionale netten. Deze impact moet in een vervolgonderzoek nog nader worden onderzocht.

Figuur 23. De regionalisering van grootschalige elektriciteitscentrales (links), piekelectriciteitscentrales (midden-links), power-to-gas (midden-rechts) en systeembatterijen (rechts).

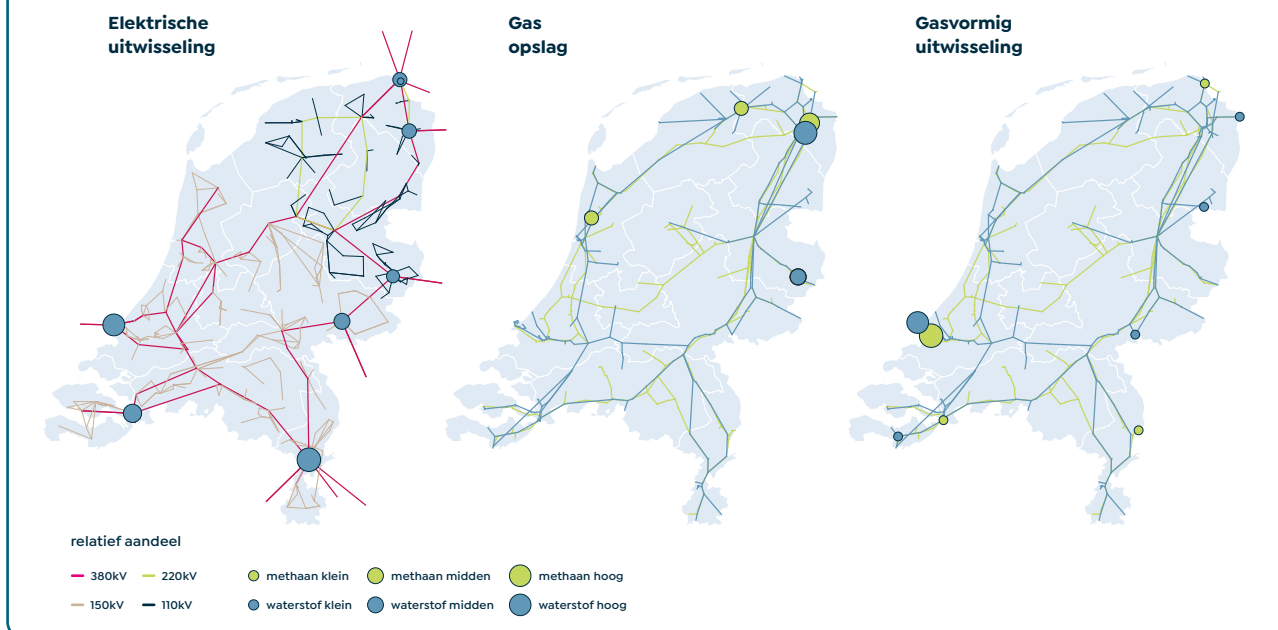


Toelichting: In deze studie is de locatie van conversie en opslag zo gekozen dat conversie en opslag dichtbij de vraag of het aanbod in het elektrisch systeem staan. Met gevoeligheidsanalyses variëren we op de hoofdvariant waarmee inzichtelijk wordt hoe andere keuzes tot een andere impact op de transportnetten leiden. De getoonde regionalisering is exemplarisch voor alle scenario's. De verschillen in de relatieve verdeling veranderen het beeld niet, wel verschillen de hoeveelheden per scenario afhankelijk van de scenariospecifieke flexibiliteitsbehoefte.

²³ Huidige centrales met een opgesteld vermogen > 100 MW en een aansluiting op de hogere netvlakken van het elektriciteitssysteem, 110 / 150kV of hoger.

²⁴ Verdeling volgens fysieke uitwisselvermogens uit TYNDP 2020-studie.

Figuur 24. De regionalisering van de elektrische (links) en opslag van waterstof en methaan (midden) en gasvormige uitwisseling van energie met het buitenland (rechts).



4.6 Onzekerheden en vervolgstappen

Zoals aangegeven, zijn er diverse onzekerheden in de gebruikte regionalisering. Om er een paar te noemen:

- De brede ruimtelijke afweging op nationaal niveau vindt momenteel plaats in het Programma Energie Hoofdinfrastructuur (PEH), dat in het kader van de Nationale Omgevingsvisie wordt opgesteld. Het PEH loopt parallel aan de I13050. De ruimtelijke uitwerking van vraag, aanbod, flexibiliteit en infrastructuur is in het kader van het PEH getoetst door EZK. EZK werkt voor de keuzes in de I13050 nog een aantal ruimtelijke alternatieven uit. Hiervoor zal voor het PEH de impact op het integrale energiesysteem nog worden bepaald als vervolg op de I13050.
- De input van de concept RES is nog niet verwerkt in de regionalisering van de I13050, omdat deze nog niet landelijk dekkend gereed was en deels ook niet concreet.
- Specifiek de locatiekeuze voor de aanlanding van de forse vermogens van wind op zee en de keuze van elektrolyse aan de kust of op zee is een grote onzekerheid in de vier scenario's. Deze keuze is sterk van invloed op de landelijke elektriciteitsnetwerken en is verder onderzocht in een gevoeligheidsanalyse (zie paragraaf 12.3).
- Een andere onzekerheid betreft de locaties van de flexibiliteitsmiddelen op systeemniveau.

De locatiekeuzes aan de hand van regionale vraag- en aanbodverschillen vergt dat er vanuit de marktinzichten ook prikkels komen die leiden tot de ontwikkeling van de flexibiliteitsmiddelen op deze locaties. Momenteel zijn deze prikkels er in de regel niet. Er geldt momenteel het zogeheten 'koperen-plaatprincipe': een consument of producent mag zijn aansluiting naar believen gebruiken, binnen de grenzen van zijn contract. Er is geen sturing die gebruik van het netwerk ontmoedigt in tijden van schaarse transportcapaciteit. Als dat zo blijft, dan pakt de regionalisering van flexibiliteitsmiddelen anders uit dan we in deze studie aannemen. De transportbehoefte wordt dan in ieder geval op het landelijke koppelnet een stuk groter dan nu in de I13050 gepresenteerd. Ook dit is in een gevoeligheidsanalyse verder verkend (zie paragraaf 3.7 en paragraaf 12.3).

Het is de bedoeling om de regionalisering van de Integrale Energiesysteem Verkenning periodiek te actualiseren op basis van nieuwe inzichten en meer specifieke gegevens uit onder andere Cluster Energiestrategieën (CES'en), de Regionale Energiestrategieën (RES'en), de Transitievisies Warmte (TVW), de Nationale Agenda Laadinfrastructuur (NAL), provinciale systeemstudies en ontwikkelingen op de Noordzee.

Hoofdstuk 5.

Netimpact energie- infrastructuren in samenhang

5.1 Inleiding

Eén van de doelen van deze verkenning is om voor elk van de vier scenario's op hoofdlijnen de energienetwerken te schetsen die in 2050 nodig zijn. Energienetwerken verbinden het aanbod van een energiedrager (productie, opslag en omzetting vanuit andere dragers) met de vraag naar een energiedrager (eindgebruik, opslag en omzetting naar andere dragers). Ze vormen een onmisbare schakel in het energiesysteem.

Nederland kent een landelijke elektriciteits- en gastransportinfrastructuur met grensoverschrijdende verbindingen die uitwisseling van energie met het buitenland mogelijk maken, uitgebreide regionale distributienetten en een beperkt aantal warmtenetten in voornamelijk stedelijke gebieden. Onderling zijn deze infrastructuren momenteel gekoppeld, door de gaslevering aan elektriciteitscentrales en stadsverwarmingsketels. Voor infrastructuurbedrijven vormt de energietransitie een grote opgave, omdat zowel de bronnen als het eindgebruik van energie sterk gaan veranderen. Dit vraagt 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.

Het energiesysteem moet zo worden ingericht dat energie-vraag en -aanbod met elkaar worden verbonden en verschillen in vraag en aanbod worden opgeheven. Deze verschillen kunnen bestaan in vorm (soort energiedrager), tijd of plaats. Verschil in vorm van energie kan worden vereffend door conversie (omzetting van de ene energiedrager naar een andere), verschil in tijd (door opslag of vraag/aanbodsturing) en verschil in plaats door transport. 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. In de hoofdstukken 6 tot en met 11 is op basis van de uitgangspunten uit hoofdstuk 3 en 4 de vraag naar de benodigde transportinfrastructuur in kaart gebracht. Deze behoefte aan infrastructuur wordt op hoofdlijnen bepaald door de vraag- en aanbod situaties zoals in de volgende paragraaf zijn beschreven.

Andere keuzes voor flexibiliteit kunnen tot andere transportknooppunten leiden, wat weer aanleiding kan zijn om in flexibiliteit iets te veranderen. Hier zijn iteratieslagen mogelijk om een steeds betere verdeling te vinden. In deze verkenning hebben we een aantal keuzes als varianten in gevoeligheidsanalyses onderzocht. Dit is in hoofdstuk 12 beschreven.

5.2 Vraag- en aanbodsituaties die de omvang van de infrastructuur bepalen

De transportinfrastructuur moet berekend zijn op vraag en aanbod in de toekomst, zodat de leveringszekerheid op ieder moment is geborgd. In het algemeen zijn drie combinaties van vraag en aanbod bepalend voor de benodigde infrastructuur, omdat deze elk een andere extreme transportbelasting op de netwerken geven:

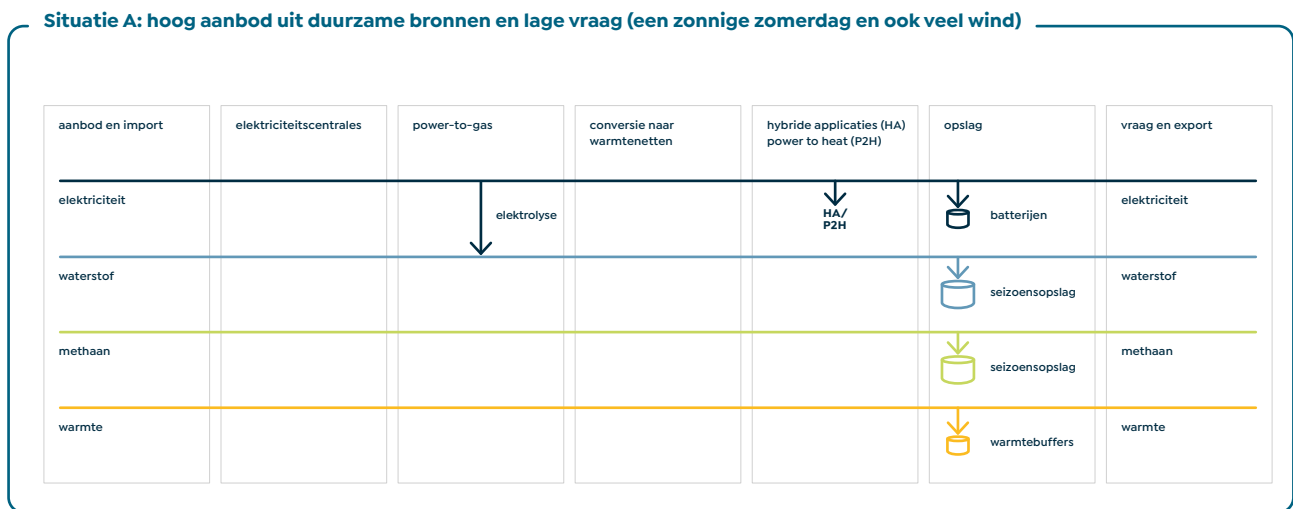
A. situaties met een hoog aanbod uit duurzame bronnen en een lage vraag, waarbij batterijen opgeladen worden en/of elektriciteit in waterstof wordt omgezet.

B. situaties met een hoog aanbod en een hoge vraag, waarbij veel transport tussen duurzame bronnen en vraag nodig is.

C. situaties met een laag aanbod en een hoge vraag, waarbij batterijen worden ontladen en waterstof of groen gas in elektriciteit wordt omgezet.

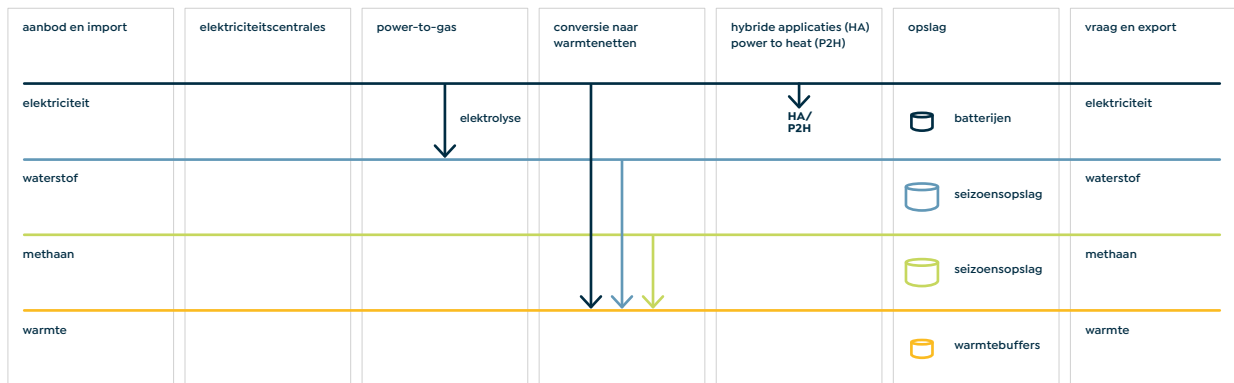
De netimpact verschilt voor deze vraag- en aanbod-combinaties. Afhankelijk van de situatie kunnen ook de tracés verschillen die hoog worden belast. Ook is de inzet van flexibiliteit per situatie anders, zie Figuur 1. Uiteindelijk moet de infrastructuur van elke energiedrager voldoende zijn om alle situaties die zich kunnen voordoen, te kunnen faciliteren.

Figuur 25. De figuren geven schematisch de verschillende situaties weer. De horizontale lijnen stellen daarin de transportnetten voor en de verticale pijlen de conversie tussen de energiedragers. Per energiedrager is bij een buffer aangeduid of deze vult (pijl omlaag) of produceert (pijl omhoog). Bij hybride toepassingen (waar tot op zekere hoogte de energiedrager gekozen kan worden) is aangegeven welke energiedrager in welke situatie de voorkeur verdient.



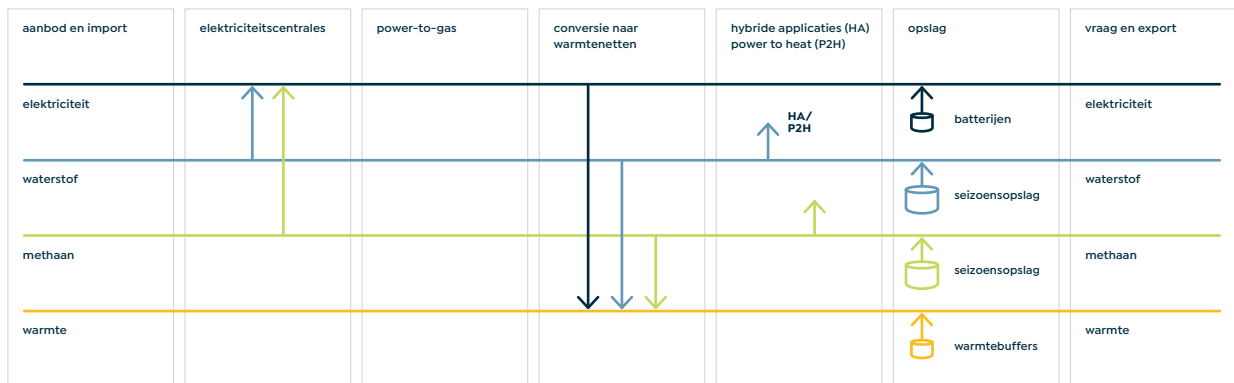
Toelichting: gedurende het jaar zijn er momenten en langdurige periodes met veel aanbod en een lage vraag. Grote overschotten komen met name voor in de vorm van elektriciteit, aangezien wind- en zonne-energie beperkt stuurbaar zijn. Deze overschotten worden deels geëxporteerd naar het buitenland, tijdelijk opgeslagen in batterijen of geconverteerd naar waterstof. Hybride applicaties schakelen over op elektriciteit en elektrolyse wordt ingezet. Bij alle energiedragers wordt energie opgeslagen, in de gassystemen ook voor seizoenopslag.

Situatie B: hoog aanbod uit duurzame bronnen en hoge vraag (een koude winterdag met zon en veel wind)



Toelichting: wanneer een hoog aanbod aan hernieuwbare energie beschikbaar is uit zon en wind gecombineerd met een hoge vraag, is het uitgangspunt: direct gebruik. Waar mogelijk wordt de elektriciteitsvraag opgevoerd door de inzet van power-to-heat en hybride applicaties over te schakelen op elektriciteit. Dit kan een hoge belasting op de elektrische transportinfrastructuur geven. Eventueel worden batterijen opgeladen. Bij voldoende elektriciteitsvraag is conversie naar een andere energiedrager niet nodig.

Situatie C: laag aanbod uit duurzame bronnen en hoge vraag (een koude winterdag)



Toelichting: een hoge vraag komt vooral voor op koudere dagen in de winter. Wanneer er gelijktijdig weinig aanbod uit wind en zon is, schakelen hybride applicaties over op waterstof of methaan, waarmee de elektrische piekvraag wordt gedempt. Om elektriciteitstekorten op te heffen vindt conversie plaats vanuit waterstof of methaan en gaan batterijen eventueel produceren. Om tekorten in warmtenetten op te vangen zullen piekinstallaties gevoed met waterstof of methaan worden ingezet. Waterstof of methaan wordt geproduceerd vanuit gasopslagen. Afhankelijk van de duur van een situatie met hoge vraag en weinig aanbod kan dit gaan om grote hoeveelheden opgeslagen energie.

Hoofdstuk 6.

Impact op landelijke infrastructuur elektriciteit 2050



6.1 Conclusies

- Alle vier scenario's hebben in verschillende mate impact op het hoogspanningsnetwerk²⁵ van TenneT. Op alle spanningsniveaus (110kV t/m 380kV) en in alle regio's ontstaan behoeftes aan verdere infrastructuuruitbreiding. Het scenario Nationaal heeft – door de meest dominante rol van wind op zee – de grootste impact op het netwerk (vooral op 220/380kV). De andere drie scenario's laten onderling een meer vergelijkbaar beeld zien.
- De grootste behoefte aan maatregelen op het 220/380kV-net ontstaat door een hoge productie van offshore wind, met gelijktijdig een grote elektrische vraag in Nederland en export naar het buitenland, waardoor de flexibiliteitsmiddelen (zoals power-to-gas en batterijen) in de nabijheid van de offshore-windaansluitingen niet of nauwelijks worden ingezet. De grote hoeveelheden offshore windenergie moeten daardoor via het elektriciteitsnetwerk landinwaarts worden getransporteerd. Het in 2030 voorziene netwerk heeft daarvoor onvoldoende transportcapaciteit. Vooral de verbindingen op de corridor Maasvlakte-Maasbracht worden in deze situatie zwaar belast. Ook voor de provincie Noord-Holland zijn infrastructuurmaatregelen nodig vanwege de voorziene aanlanding van grote hoeveelheden offshore-windvermogen in Den Helder en het ontbreken van een sterke 380kV-infrastructuur in de kop van Noord-Holland. Welke concrete infrastructuurmaatregelen nodig zijn, is afhankelijk van een groot aantal parameters die op dit moment nog onzeker zijn.
- De grootste behoefte aan maatregelen op het 110/150kV-net ontstaat in de meeste gevallen door een te groot opgesteld vermogen aan hernieuwbare productie op stations met een beperkte transportcapaciteit. Ook zijn er in sommige regio's infrastructuurmaatregelen nodig op het 110/150kV-net door een toenemende belastingvraag (elektrificatie van industrie, datacenters, additionele vraag door flexibiliteit etc.).
- Voor de duiding van de uitkomsten zijn gevoeligheidsberekeningen uitgevoerd voor de uitgangspunten, zie bijlage A. Hiermee zijn de robuustheid en validiteit van de resultaten onderzocht. De uitgevoerde berekeningen laten – voor de versterking van de elektrische infrastructuur van TenneT – zien dat onder andere de volgende parameters belangrijk zijn en een grote impact hebben op de getoonde resultaten en mogelijke investeringen in de infrastructuur:
 - Aanlandingslocaties wind op zee: De opwek van wind op zee en de behoefte aan maatregelen op het 220/380kV netwerk zijn sterk gecorreleerd. Alternatieve keuzes voor aanlandlocaties kunnen daardoor ook van invloed zijn op potentiële netverzwaringen.
 - Grootte en locaties datacenters: Grotere datacenters²⁶ vormen potentieel een significante en regionaal geconcentreerde elektrische vraag. Idealiter wordt deze vraag op het extra hoogspanningsnetwerk (220/380kV) aangesloten. Ook hier heeft de locatiekeuze direct sterk effect op het energietransport in het elektrische netwerk. Hoe dichter datacenters bij het aanbod van elektriciteit (met name wind op zee) worden geplaatst, hoe kleiner de transportbehoefte en de noodzaak van additionele netverzwaringen.
 - Locaties van power-to-gas: Power-to-gas speelt in alle scenario's een grote rol als flexibiliteitsmiddel voor de lange termijn balancerende van vraag en aanbod. De locatiekeuze voor deze elektrolyzers is hierbij van groot belang voor het landelijke elektriciteitsnetwerk.
 - Het aansluiten van grote eenheden op het 380kV-netwerk kan vanuit dit perspectief het best direct bij de aanlanding van wind op zee worden gedaan, omdat hier de grootste lokale overschotten aan energie zijn te verwachten. De analyses laten zien dat een verschuiving verder weg van deze locaties (landinwaarts) in een groot aantal uren een significante toename van de transportbehoefte en additionele behoefte aan infrastructuurmaatregelen op het 220/380kV-net als gevolg heeft.
 - Daarnaast is de afweging belangrijk of de opstelling van power-to-gas geclusterd bij de industriële waterstofvraag of decentraal op bijvoorbeeld de koppelpunten tussen regionale en landelijke elektriciteitsnetten gebeurt. Een combinatie van grotere eenheden power-to-gas op de wind op zee aanlandingslocaties en een decentrale opstelling op plekken met grote overschotten door wind op land en zon-PV leidt in het algemeen tot minder behoefte aan energietransport met name in de 110/150kV-netten.
 - Operatie van power-to-gas: Ook de inzet van power-to-gas is essentieel. Wanneer deze installaties namelijk niet aanstaan terwijl er een hoge productie vanuit wind op zee en tegelijkertijd een hoge elektrische vraag zijn, helpt de power-to-gas niet bij het verminderen van de transportbehoefte. Operationele ingrepen in de marktwerking – bijvoorbeeld door het tegelijkertijd runnen van power-to-gas en gascentrales – zouden de elektrische infrastructuur daarom kunnen ontlasten en daarmee de hoeveelheid netverzwaringen kunnen beperken, maar betekenen ook significante conversieverliezen en kosten. Het is daarom van belang om deze optie vanuit een economisch en technisch perspectief goed te overwegen. Transportafstand en tijdsduur spelen hierbij een belangrijke rol.

²⁵ De netimpact is bepaald op basis van het netwerk, zoals dat rond 2030 wordt verwacht, dus inclusief de verwachte projecten en aanpassingen van de TenneT-infrastructuur.

²⁶ Datacenters met aansluitvermogens > 100MW en hyperscale datacenters.

- De wijze waarop de energie-intensieve industrie in de toekomst van energie wordt voorzien. Voor de productie van de benodigde stoom en hoge-temperatuur-proceswarmte is er nog geen duidelijkheid of deze door groen gas, aardgas met CCS of door elektriciteit zal worden ingevuld.
- De uitdagingen van het toekomstige energiesysteem vereisen niet alleen standaard maatregelen – zoals netverzwaring en operationele ingrepen – maar ook andere, meer innovatieve oplossingsrichtingen:
 - Een integrale beschouwing van energietransport-behoefes van zowel elektronen, moleculen als warmte is noodzakelijk voor optimalisatie van het gehele energiesysteem. Juiste keuzes voor de grootte, locatie en operatie van power-to-gas, power-to-heat en andere flexibiliteitsmiddelen kunnen de transportbehoefte van het elektriciteits-netwerk verlichten.
 - Verdere ontwikkeling van de marktinzichting kan marktpartijen prikkels geven om bij te dragen aan het verlagen van de transportbehoefte op de juiste momenten.
 - De locatie van additionele vraag, aanbod en flexibiliteit in het toekomstige energiesysteem heeft een grote impact op benodigde elektriciteit netwerkmaatregelen. Door het vroegtijdig aangeven van net-technisch gunstige locaties kunnen maatregelen in het elektriciteitsnetwerk worden beperkt.

6.2 Huidige netinfrastructuur

TenneT transporteert elektriciteit over het hoogspannings-netwerk met spanningsniveaus van 110 kV en hoger. Het hoogspanningsnetwerk is via transformatoren verbonden met de regionale netwerken. Deze netwerken transporteren de elektrische energie van de bron naar de huishoudens, bedrijven en andere afnemers.

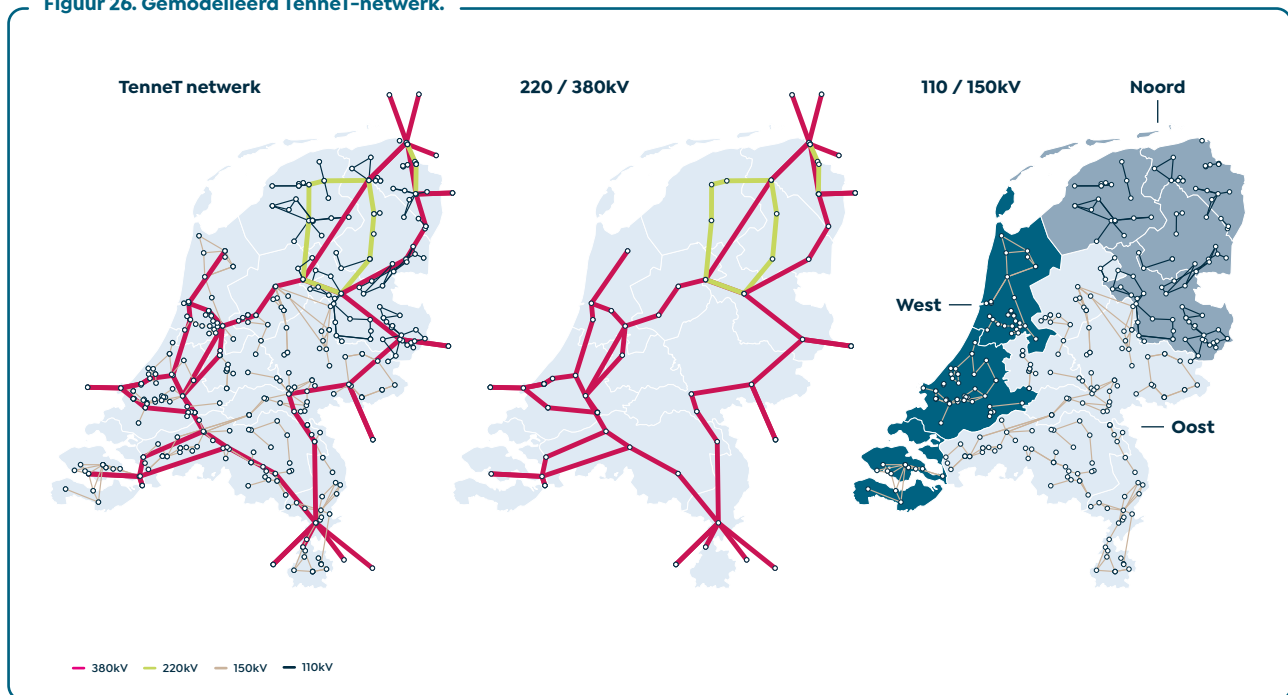
Het hoogspanningsnet in Nederland bestaat uit een netwerk met extra hoogspanning (EHS) en een netwerk met hoogspanning (HS). Het EHS-netwerk, met spanningsniveaus van 220 en 380 kV, heeft hoofdzakelijk een nationale en internationale transportfunctie. Het HS-netwerk, met spanningsniveaus van 110 en 150 kV, vervult een meer regionale en provinciale transportfunctie en zorgt in het algemeen voor de koppeling met de distributienetten. Het EHS-netwerk kent een centrale ring en ringstructuren naar Borssele, de Maasvlakte, Beverwijk en Eemshaven. 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. 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 separate pockets (deelnetten), wordt overbelasting in het HS-net voorkomen. Voor de netplanning is het HS-net binnen TenneT opgedeeld in regio Noord (met een spanningsniveau van 110 kV), regio Oost en regio West (beide met een spanningsniveau van 150 kV).

6.3 Knelpunten 2050

Om de elektrische transporten in het net te bepalen, maakten we gebruik van een DC-netmodel. Dit model representeert de voorziene netwerktopologie voor 2030. Dit bestaat uit het huidige netwerk, met daaraan toegevoegd de verwachte projecten en de komst van

de pocketstructuur (de deelnetten in de provinciale HS-netten). De bron hiervoor is het recente investeringsplan (IP 2020) van TenneT. Sommige van deze projecten zitten nog in een studiefase: er moet nog over besloten worden²⁷. Dit geldt ook voor de voorziene pocketstructuur in het HS-net. Ook over deze projecten moet nog besluitvorming plaatsvinden.

Figuur 26. Gemodelleerd TenneT-netwerk.



Belangrijke projecten die hierin zijn meegenomen, zijn onder andere:

- 380kV-verbinding tussen Eemshaven en Ens (NW380 fase 1+2)
- 380kV-verbinding tussen Borssele, Rilland en Tilburg (ZW380 West+Oost)
- 380kV-verbinding tussen Borssele en Terneuzen
- 380kV-station Graetheide, met twee 380kV-circuits verbonden aan Maasbracht
- 380kV-station Middenmeer, met twee 380kV-circuits verbonden aan Beverwijk
- 380kV-station Boxmeer
- 3^e 380kV-circuit voor verbindingen:
 - Tussen Krimpen aan de IJssel en Geertruidenberg
 - Tussen Diemen en Lelystad
 - Tussen Lelystad en Ens
- Opwaarderen naar HTLS (4kA):
 - Buitenlandverbinding tussen Rilland en Zandvliet
 - 380kV-verbinding tussen Diemen en Lelystad
 - 380kV-verbinding tussen Lelystad en Ens
 - 380kV-verbinding tussen Ens en Hengelo
 - 380kV-verbinding tussen Hengelo en Doetinchem
 - 380kV-verbinding tussen Doetinchem en Dodewaard
 - 380kV-verbinding tussen Dodewaard en Boxmeer
 - 380kV-verbinding tussen Boxmeer en Maasbracht
 - 380kV-verbinding tussen Maasbracht en Eindhoven
 - 380kV-verbinding tussen Krimpen aan de IJssel en Geertruidenberg
- Extra 380kV-stations gerelateerd aan nieuwe pocketstructuur:
 - Ter Appelkanaal
 - Veenoord Boerdijk
 - Almere
 - Wijchen
 - Kijkuit

²⁷ Het netmodel voor deze loopt hiermee vooruit op het model dat TenneT gebruikt in haar investeringsplan. Hierin worden projecten in studiefase niet meegenomen.

In het netmodel voor deze studie maakten we geen gebruik van een representatie van het netwerk in het buitenland. De stroomuitwisseling tussen het Nederlandse en buitenlandse EHS-netwerk is gemodelleerd in de vorm van stroominjecties op de aanwezige grensverbindingen (zie hoofdstuk 3).

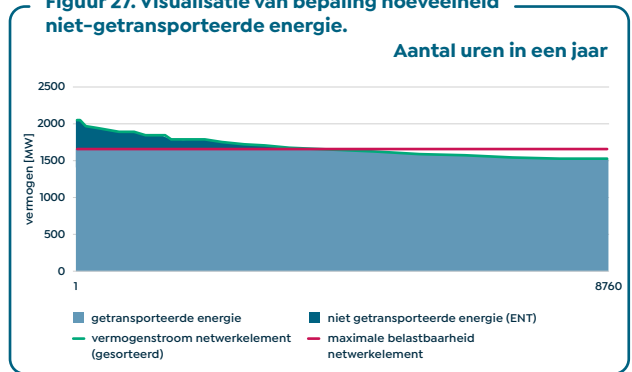
In het netmodel zijn alle netschakels gespecificeerd met een toegestane belastbaarheid. Hierbij worden maximale belastbaarheden voor de zomerperiode (april t/m oktober) en voor de winterperiode (november t/m maart) gehanteerd. Indien het berekende elektrische transport op een circuit of een transformator groter is dan de maximale belastbaarheid, dan wordt dit aangemerkt als een capaciteitsknelpunt. De vermogensstromen als gevolg van de elektrische transporten worden bepaald voor de ongestoorde situatie (n-0) en bij enkelvoudige storingen aan circuits, transformatoren en productie-eenheden bij normaal bedrijf (n-1).

Om de ernst van capaciteitsknelpunten in de EHS- en HS-netten te bepalen, maken we gebruik van een jaar-rondrekenmethode. Hierbij wordt voor ieder uur van het jaar het effect bepaald van de gelijktijdige combinatie van productie, elektriciteitsvraag en flexibiliteitsmiddelen uit de marktanalyses op het elektriciteitsnet.

De ernst van het knelpunt wordt gekwantificeerd met een *energy not transported*-indicator (ENT-indicator). Deze indicator is bepaald per relevant netwerkcomponent (verbindingen en transformatoren) en is gedefinieerd als de som van de vermogensstroom minus de maximale

belastbaarheid van de netwerkcomponent voor alle uren waarop de vermogensstroom boven de maximale belastbaarheid uitkomt. Deze indicator geeft dus per verbinding weer wat de jaarlijkse hoeveelheid energie is die niet getransporteerd kan worden. En maakt daarmee dus zowel de frequentie als de hoogte van overbelastingen zichtbaar. Daarnaast worden door TenneT een aantal andere indicatoren geëvalueerd om de ernst van een knelpunt te onderzoeken. Denk aan het aantal uren met overbelasting en de maximale belastingsituatie over het jaar heen. Voor een uitgebreide omschrijving van de methode knelpunten analyse voor de landelijke elektriciteitsnetten, zie bijlage G.

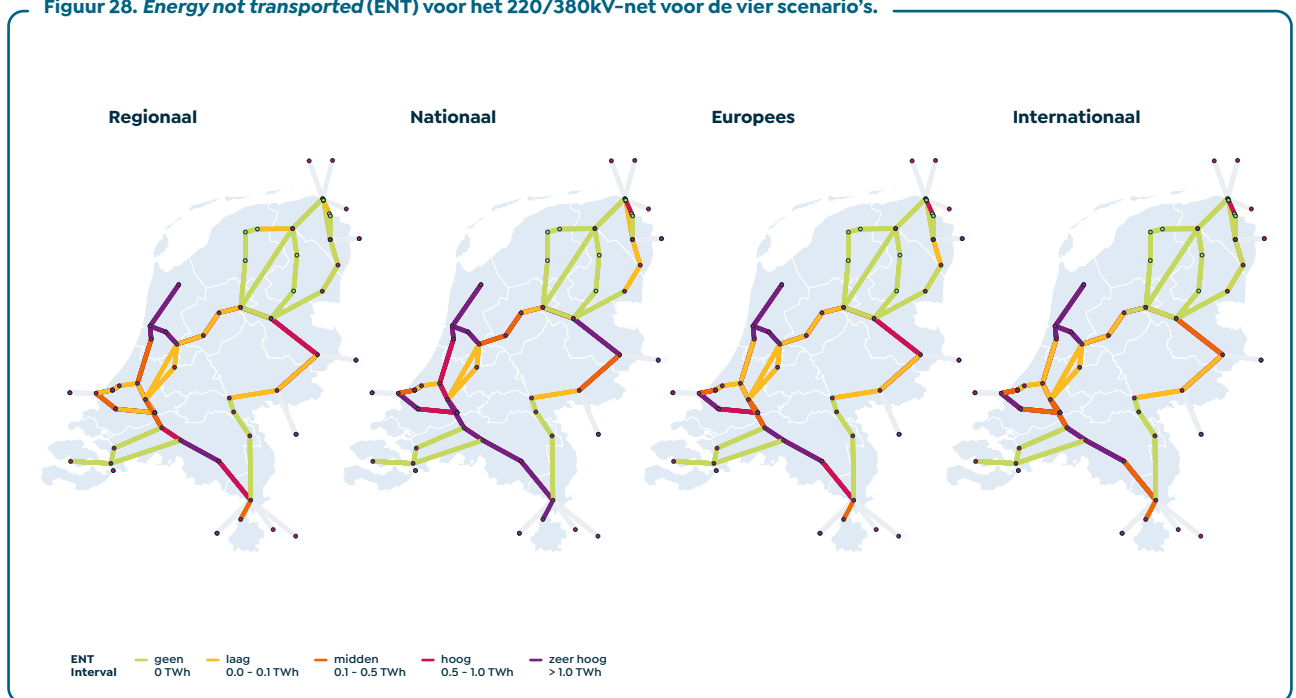
Figuur 27. Visualisatie van bepaling hoeveelheid niet-getransporteerde energie.



6.3.1 Infrastructuuranalyses 220/380kV

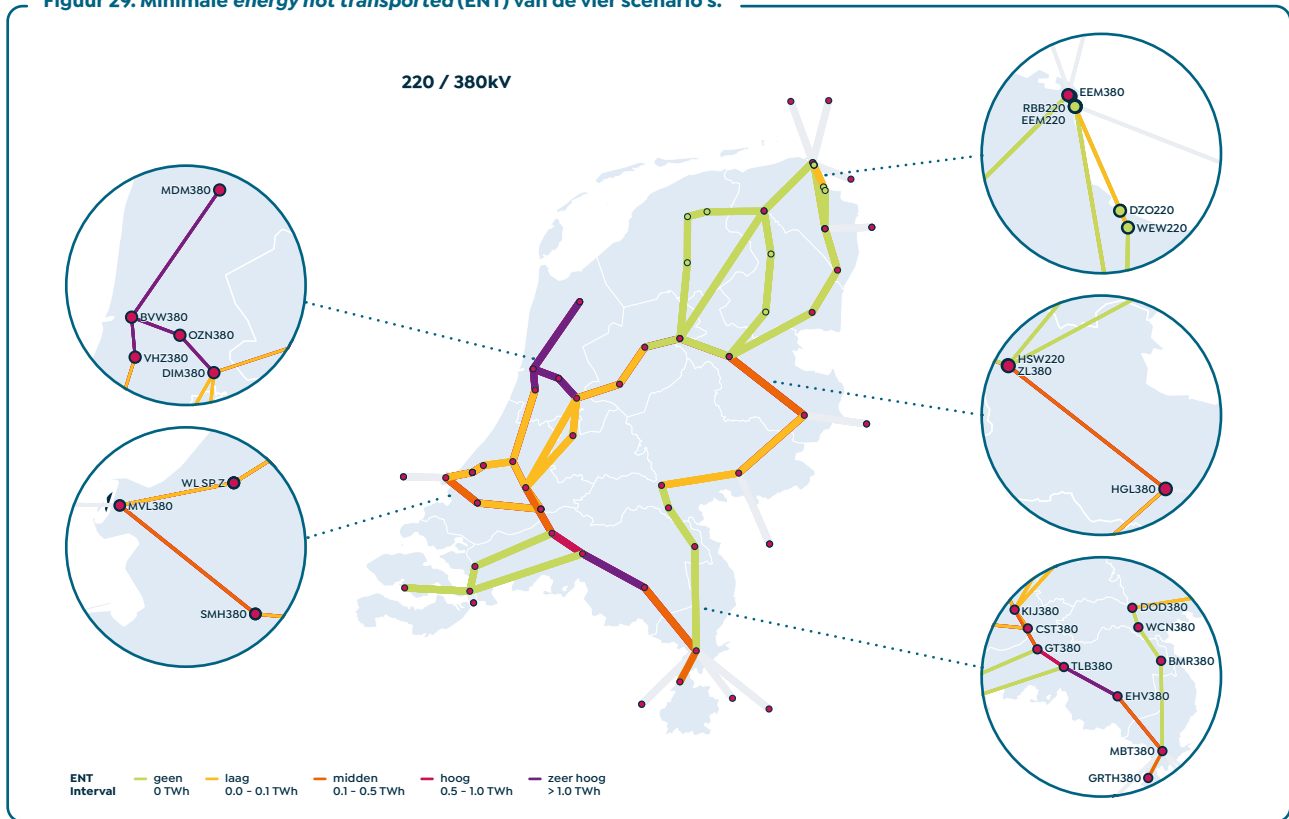
De jaarrondberekeningen laten voor elk scenario (Regionaal, Nationaal, Europees en Internationaal) de knelpunten op het 220/380 kV-net van TenneT zien. Zie Figuur 28.

Figuur 28. Energy not transported (ENT) voor het 220/380kV-net voor de vier scenario's.



Figuur 29 toont de vier scenario's samengevat in één kaart, met steeds de minimumwaarde voor de *energy not transported*.

Figuur 29. Minimale *energy not transported* (ENT) van de vier scenario's.

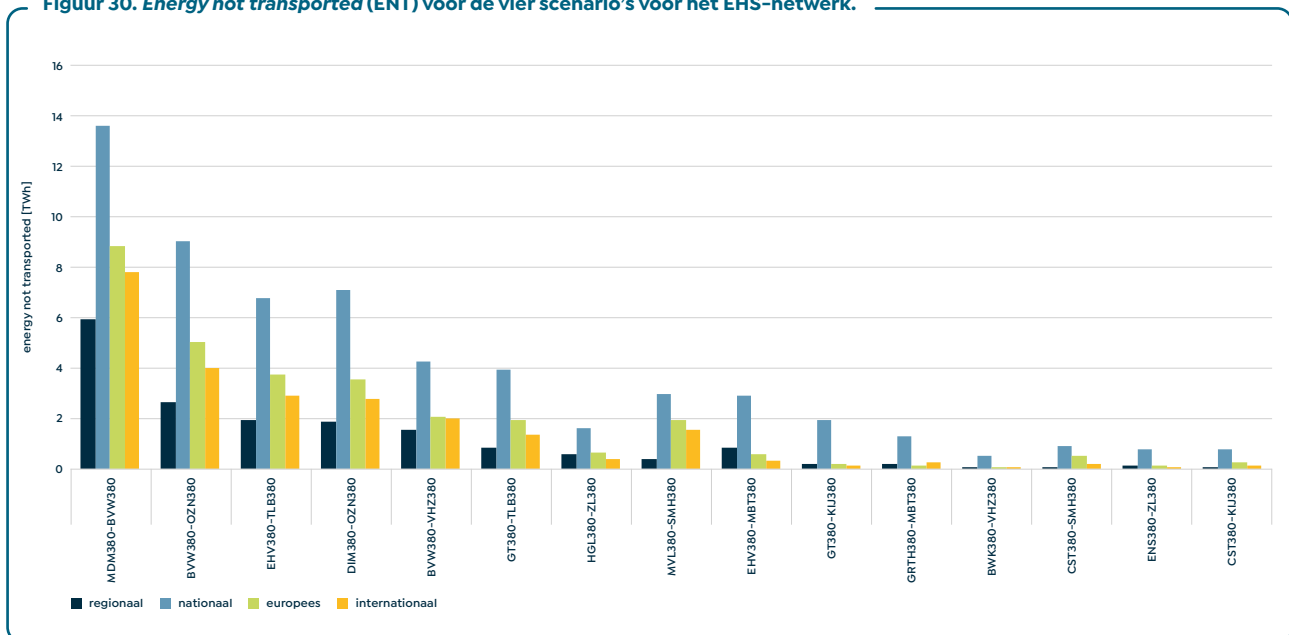


De grootste knelpunten (paarse kleur) ontstaan in Noord-Holland, waar veel elektriciteit die is opgewekt met wind op zee aan land komt bij Den Helder. Deze elektriciteit wordt waarschijnlijk ingevoerd op het nieuwe 380 kV-station Middenmeer en van daaruit naar de centrale ring getransporteerd. Ook de verbinding tussen 380 kV-stations Tilburg en Eindhoven vormt een

groot knelpunt onder de gekozen aannames voor aanbod, vraag en flexibiliteitsmiddelen.

In Figuur 30 zijn de verbindingen met de hoogste *energy not transported* (ENT > 0,1 TWh) aflopend (voor de minimumwaarde voor de *energy not transported*) gesorteerd weergegeven per scenario.

Figuur 30. *Energy not transported* (ENT) voor de vier scenario's voor het EHS-netwerk.



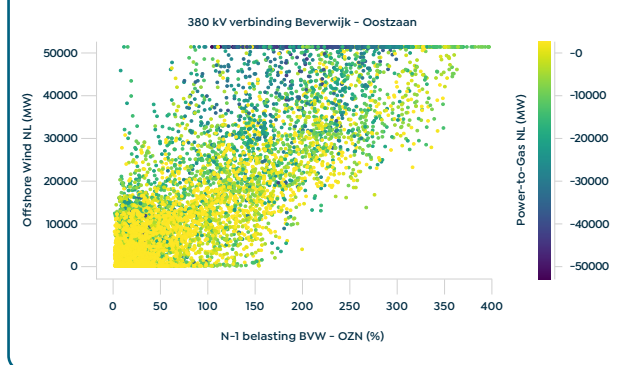
Uit zowel Figuur 28 als Figuur 30 blijkt dat het scenario Nationaal de grootste impact heeft op het 220/380kV-netwerk. De impact van de overige drie scenario's ligt wat dichterbij elkaar. Het scenario Regionaal heeft de minste impact op het 220/380kV-netwerk.

Oorzaak knelpunten 220/380kV

We hebben onderzocht waardoor de zwaarste knelpunten in het net worden veroorzaakt. Deze analyse voerden we uit met verschillende scatterplots, die relaties tussen de N-1-belasting van verbindingen en verschillende scenario-inputdata laten zien.

Figuur 31 geeft hiervan de resultaten weer voor Beverwijk – Oostzaan (BVW – OZN), één van de zwaarst belaste verbindingen. Hierin staat op de horizontale as de N-1 belasting op BVW – OZN in procenten en op de verticale as de hoeveelheid offshore wind in heel Nederland. De verschillende kleuren geven de hoeveelheid power-to-gas weer in heel Nederland. In deze plot zijn alle uren van de jaarrondberekening weergegeven voor het scenario Nationaal.

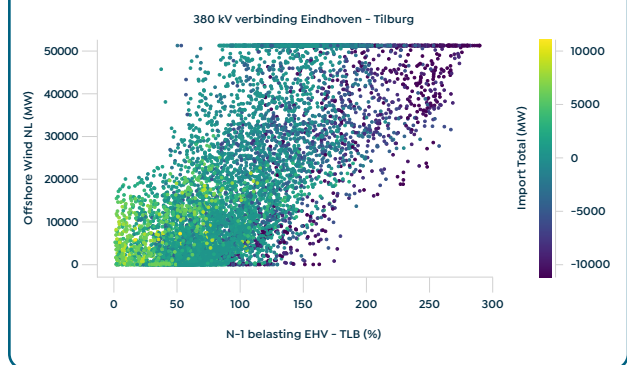
Figuur 31. Relatie tussen N-1-belasting op Beverwijk – Oostzaan (%), offshore wind in Nederland (MW) en power-to-gas in Nederland (MW) voor alle uren uit scenario Nationaal.



De grafiek laat zien dat er een sterk verband is tussen de belasting van het elektriciteitsnet (N-1) tussen Beverwijk en Oostzaan en de opwekking van elektriciteit met wind op zee. Bij grotere hoeveelheden offshore wind neemt die belasting sterk toe. De belasting is het hoogst als de hoeveelheid 'wind op zee' het grootst is en we geen flexibiliteitsmiddelen inzetten. Denk aan het omzetten van elektriciteit in gas (power-to-gas) via elektrolyzers.

We hebben een vergelijkbare grafiek gemaakt die de relatie weergeeft tussen de belasting op Eindhoven – Tilburg (EHV – TLB), offshore wind en de totale Nederlandse import van elektriciteit, zie Figuur 32. Ook hier is de sterke correlatie tussen de N-1-belasting en offshore-wind goed te zien. Daarnaast is te zien dat de zwaarst belaste uren vooral paars zijn, wat neerkomt op een hoge export (negatieve import) naar het buitenland.

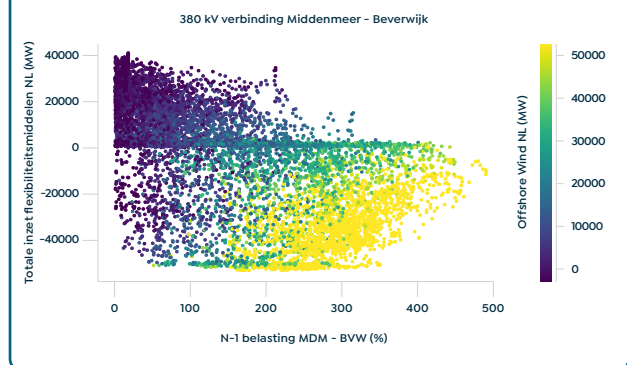
Figuur 32. Relatie tussen N-1-belasting op de verbinding Eindhoven – Tilburg (%), offshore wind in Nederland (MW) en de totale import (MW) voor alle uren uit scenario Nationaal. Negatieve waarden voor import geven de hoeveelheid export weer.



Figuur 33 toont de relatie tussen de belasting van de 380 kV-stations Middenmeer en Beverwijk (MDM – BVW) en de inzet van flexibiliteitsmiddelen (batterijen, power-to-gas, gascentrales). In kleur is de hoeveelheid offshore wind in Nederland weergegeven. Zoals binnen de elektriciteitswereld gebruikelijk staan negatieve waarden voor een overschot aan elektriciteit die door inzet van elektrolyzers en laden van batterijen gecompenseerd kunnen worden. Positieve waarden (tekorten) moeten door ontladen van batterijen en gascentrales gecompenseerd worden.

De grafiek laat zien dat de zwaarste belasting op de verbinding ontstaat bij grote hoeveelheden offshore wind en een lage inzet van flexibiliteitsmiddelen. Dit zijn de uren waarin het systeem dus al redelijk in balans is en dus weinig flexibiliteit wordt ingezet in de flexibiliteitsanalyses (zie hoofdstuk 3). Dit beeld is vergelijkbaar met dat van de eerdere scatterplot voor de verbinding tussen Beverwijk en Oostzaan.

Figuur 33. Relatie tussen N-1-belasting op Middenmeer – Beverwijk (in procenten), de inzet van flexibiliteitsmiddelen en offshore wind in Nederland voor alle uren uit scenario Nationaal.



Deze scatterplots laten zien dat de grootste overbelasting op verbindingen in het 220/380 kV-netwerk ontstaan wanneer de productie van offshore wind maximaal is, terwijl de flexibiliteitsmiddelen (zoals elektrolyzers die elektriciteit in gas kunnen omzetten) niet (maximaal) aanstaan. Die situatie doet zich voor als de vraag naar elektriciteit in Nederland

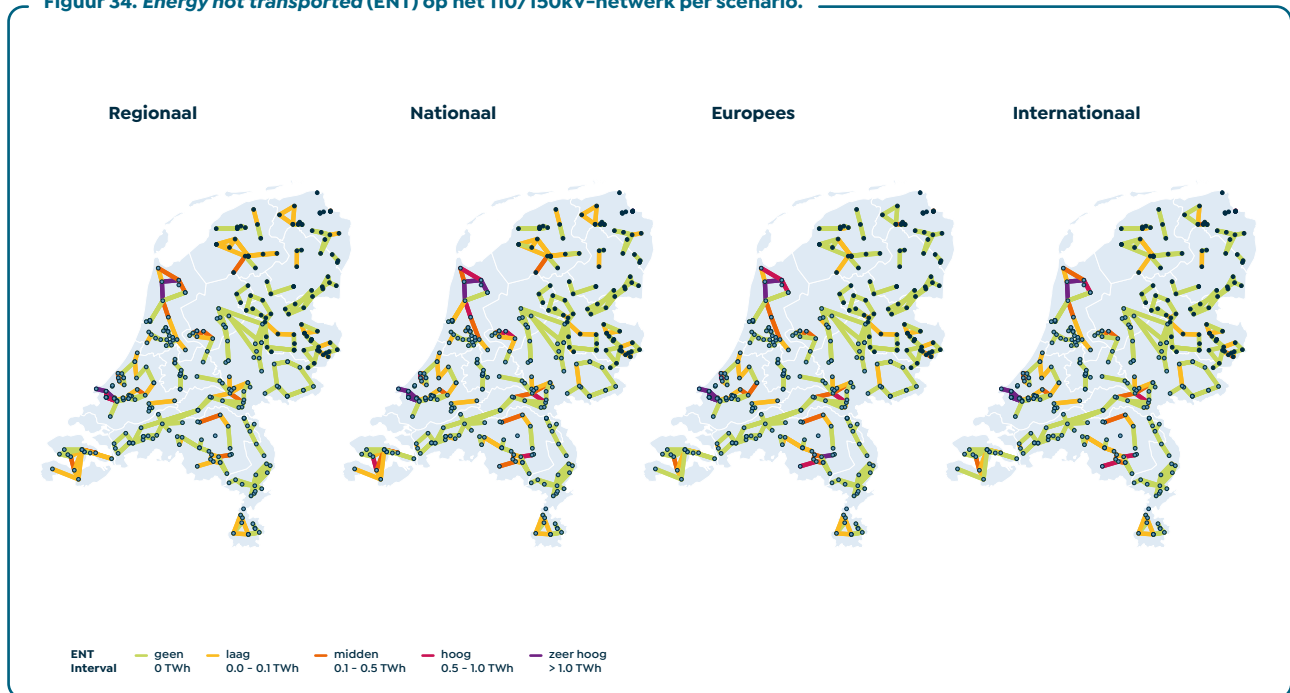
en omliggende landen groot is. Grafieken voor andere verbindingen laten eenzelfde beeld zien.

6.3.2 Infrastructuuranalyses 110/150 kV

Uit de jaarrondberekeningen zijn verschillende knelpunten op het 110/150 kV-net van TenneT naar voren gekomen. Figuur 34 toont deze knelpunten voor de vier scenario's

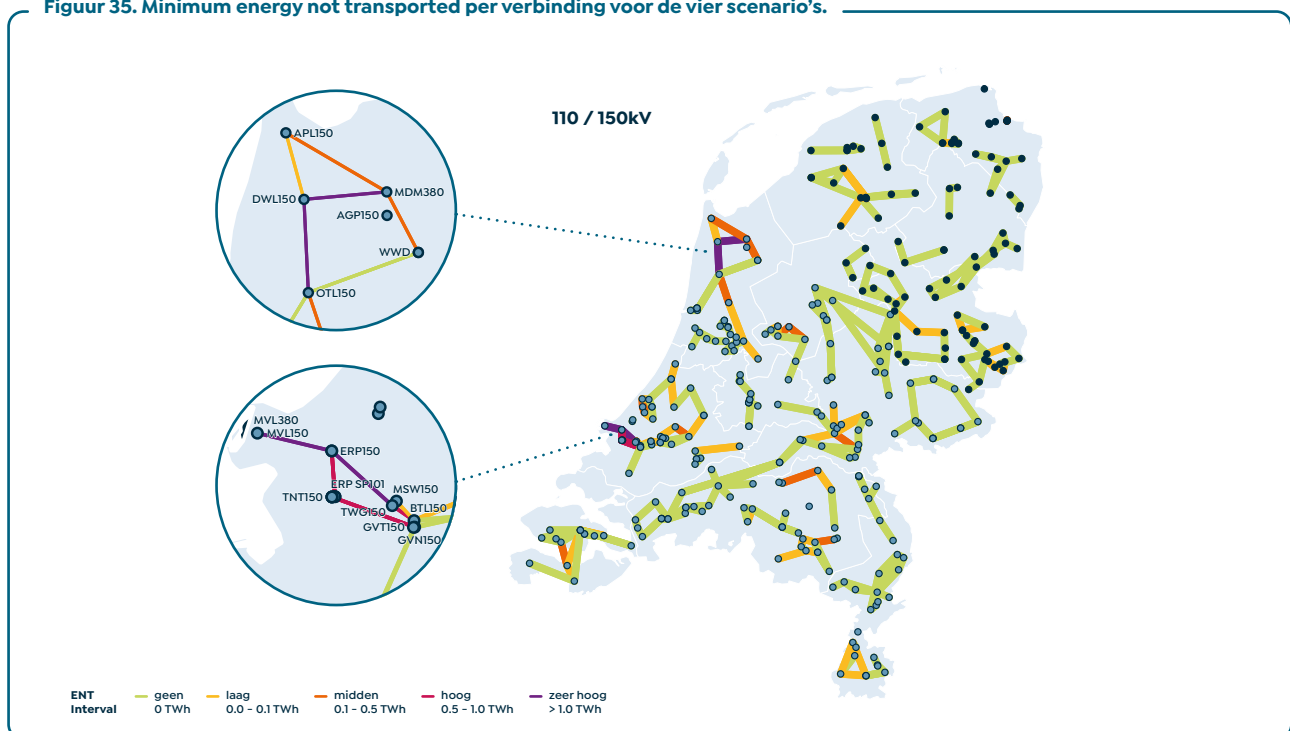
Regionaal, Nationaal, Europees en Internationaal. De hoeveelheid *energy not transported* (ENT) per verbinding is verschillend voor de vier doorberekende scenario's. Op de kaart is per scenario deze hoeveelheid geplot voor alle 110/150kV-verbindingen. De verschillende kleuren laten de omvang zien van de hoeveelheid energie die niet getransporteerd kan worden.

Figuur 34. Energy not transported (ENT) op het 110/150kV-netwerk per scenario.



Figuur 35 laat per scenario de minimale hoeveelheid energie zien die niet getransporteerd kan worden. Daarnaast wordt ingezoomd op een aantal specifieke ernstige knelpunten die oranje of paars kleuren.

Figuur 35. Minimum energy not transported per verbinding voor de vier scenario's.

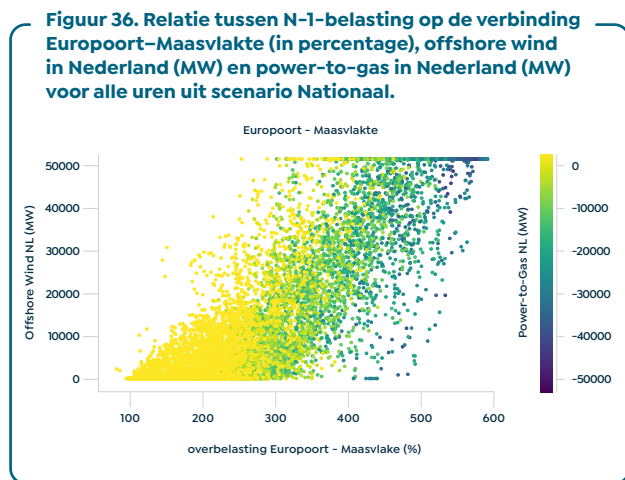


De zwaarste knelpunten (paarse kleur) ontstaan in Noord-Holland en Zuid-Holland, waar een grote hoeveelheid offshore wind is aangesloten en naar de ring moet worden getransporteerd. Het HS-net in het Botlekgebied en in de kop van Noord-Holland wordt nog met meerdere 380 kV-stations gekoppeld. Hierdoor treden hier nog wel ongewenste paralleltransporten op. Deze leiden tot grote overbelastingen.

Oorzaak knelpunten 110/150kV

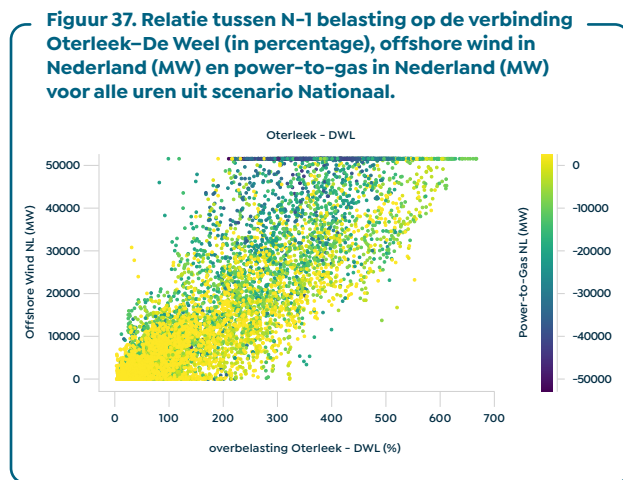
Voor de zwaarste knelpunten in het 110/150kV-net is gekeken wat de achterliggende oorzaken zijn. Dit is geanalyseerd aan de hand verschillende scatterplots, die de relaties tussen de N-1 belasting van verbindingen en verschillende scenario-inputdata tonen.

Figuur 36 laat dit zien voor Europoort–Maasvlakte, één van de zwaarst belaste verbindingen. Hierin staat op de horizontale as de N-1 belasting op Europoort–Maasvlakte in procenten en op de verticale as de hoeveelheid offshore wind in heel Nederland. De verschillende kleuren geven de hoeveelheid power-to-gas weer in heel Nederland. Deze plot toont alle uren van de jaarrondberekening voor het scenario Nationaal.



Een sterk positieve correlatie tussen de N-1 belasting op de verbinding Europoort–Maasvlakte en offshore wind is duidelijk zichtbaar in de grafiek: bij grotere hoeveelheden offshore wind is de verbinding hoger belast. Verder is te zien dat voor uren met een maximale hoeveelheid offshore wind, de N-1 belasting op de verbinding Europoort–Maasvlakte het hoogst is bij uren met een relatief hoge hoeveelheid inzet power-to-gas (groen/blauwe tinten). Dit komt door de grote omvang van de industrie die in deze regio aangesloten is op het 150 kV-net. Hierdoor ontstaat in de uren met veel power-to-gas een grote elektrische vraag. Deze elektriciteit moet eveneens via deze verbinding worden getransporteerd.

Figuur 37 laat de relatie zien tussen de belasting van de verbinding Oterleek–De Weel (DWL), het offshore wind en power-to-gas vermogen. Ook hier is de sterke correlatie tussen de N-1 belasting en offshore wind goed zichtbaar. Daarnaast is te zien dat de zwaarst belaste uren hier geel/groen gekleurd zijn, wat neerkomt op een lage inzet van power-to-gas. Dit komt meer overeen met de resultaten van het 220/380 kV-netwerk, doordat bij inzet van power-to-gas ook minder paralleltransport over het 150kV-netwerk nodig is.



6.4 Infrastructuurontwikkelingen 2050

Voor de knelpunten zijn algemene oplossingsrichtingen geformuleerd. De standaard oplossingsrichtingen bestaan uit netverzwaringen, topologische wijzigingen (pocketvorming) en re-dispatch:

- Opwaarderen van bestaande verbindingen: de maximale belasting in MW van een verbinding varieert per gebruikte technologie en per spanningsniveau. De technologie met de hoogste maximale belasting is HTLS (high temperature low sag). Dit is een oplossingsrichting met een relatief kleine impact, doordat er geen extra ruimte voor nodig is en de kosten relatief laag zijn. Dit is echter alleen een oplossing voor verbindingen die niet al eerder zijn opgewaardeerd naar HTLS (voor een groot deel van de circuits is dit wel het geval). Daarnaast is de extra transportcapaciteit beperkt (een voorbeeld: opwaarderen van 3 kA naar 4 kA geeft 33% meer transportcapaciteit).
- Bijbouwen extra infrastructuur: het bijbouwen van extra infrastructuur (stations, verbindingen en transformatoren) heeft een relatief grote impact vanwege ruimte-impact en kosten, maar creëert wel een grote hoeveelheid extra transportcapaciteit. Vanwege de impact is het van belang om de behoefte hiervoor tijdig vast te stellen en te onderbouwen.
- Topologische wijzigingen: het kan nodig zijn om de reeds voorziene pocketstructuur van het 110/150 kV-net in 2030 nog verder op te splitsen in kleinere deelnetten. Dit is het geval wanneer de belasting- en of productieontwikkeling in een separate pocket tot overbelastingen in verbindingen of transformatoraankoppeling met het EHS-net leidt. Hiervoor moeten dan per nieuwe pocket wel nieuwe EHS/HS-stations inclusief transformatoren worden gerealiseerd. Wanneer deze potentiële nieuwe stations niet in de buurt voorzien zijn van bestaande 220/380 kV-infrastructuur, zijn er ook nieuwe 220/380 kV-verbindingen nodig om deze nieuwe pockets te verbinden met het EHS-net.

- Re-dispatch: TenneT kan knelpunten ook operationeel oplossen door de inzet van productiemiddelen te veranderen. Neem bijvoorbeeld de situatie waarin er veel transport is van elektriciteit van het westen naar het oosten, door veel opwek in het westen en veel vraag in het oosten. Dan kunnen generatoren in het westen aangestuurd worden om minder op te wekken en generatoren in het oosten om juist meer op te wekken. Zo wordt de opwek dichterbij de vraag gebracht, is er minder transport nodig en wordt de balans gehandhaafd. Dit is echter een ingreep in de markt en (binnen de huidige marktwerking) kostbaar. Dit is daardoor alleen een oplossing voor niet al te zware knelpunten. Momenteel wordt er gebruik van gemaakt bij overbelasting op het 220/380kV-netwerk. Zie ook de gevoeligheidsberekening over re-dispatch in hoofdstuk 12.3.

Voor deze standaard oplossingsrichtingen is per scenario een grove inschatting gemaakt van de kosten. Kort samengevat wordt geanalyseerd of een knelpunt het best operationeel (met re-dispatch) kan worden opgelost, of dat een netverzwaring goedkoper is. In dat laatste geval wordt eerst gekeken of opwaarderen van de verbinding mogelijk is. Kan dit niet of zijn de re-dispatchkosten daarna nog steeds hoger dan het bijbouwen van extra infrastructuur, dat wordt voor die laatste optie gekozen. De oplossingsrichtingen per scenario en de indicatieve kosten zijn samengevat in respectievelijk hoofdstuk 13 en hoofdstuk 14.



Hoofdstuk 7.

Impact op landelijke infrastructuur methaan en waterstof 2050

7.1 Conclusies

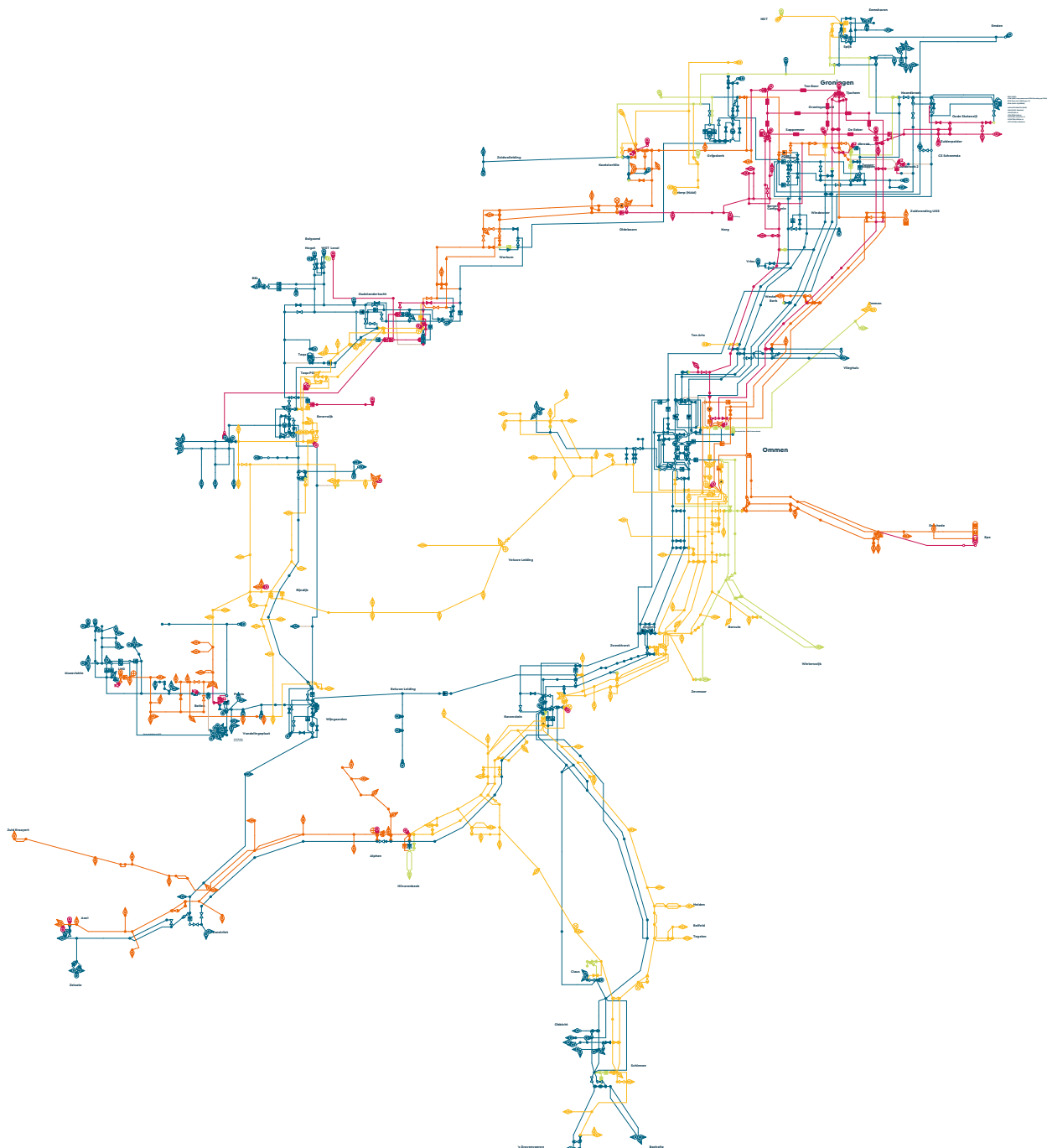
- In alle vier scenario's worden de hoofdroutes van het waterstoftransportnetwerk benut, van de aanbodlocaties (power-to-gas, industrieregio's, import) naar de vraaglocaties, en van en naar de opslag in waterstofcavernes in het noordoosten en oosten van Nederland t.b.v. flexibiliteit. In 2050 volstaat transport via de waterstofbackbone van 2030 niet meer. Versterking met vooral extra beschikbaar gekomen leidingen uit het bestaande gasnet en doorontwikkeling van deze backbone met een derde verbinding tussen oost en west en compressie is nodig om transport in de scenario's te kunnen faciliteren.
- Na deze doorontwikkeling doen zich geen knelpunten op de backbone voor. Afhankelijk van het scenario zijn er wel knelpunten op de aansluittrajecten vanaf de grootschalige elektrolyselocaties, van en naar de waterstofopslag en naar sommige waterstofcentrales. Hiervoor zullen meerdere "op- en afritten" moeten worden aangelegd.
- In het methaanetwerk zijn er geen knelpunten. Knelpunten kunnen wel voorkomen op de aansluittrajecten naar centrales en naar sommige industrieën.
- Transitostromen (bijvoorbeeld geïmporteerde waterstof op de Maasvlakte die naar het Ruhrgebied wordt geëxporteerd) veranderen dit algemene beeld niet, maar kunnen de knelpunten op de aansluittrajecten wel vergroten. Dit geldt ook voor extra waterstoftransport ten behoeve van de productie van synthetische kerosine als die als gevoeligheidsanalyse aan het scenario Nationaal wordt toegevoegd.
- In veel gevallen zijn de knelpunten in de hogedruknetten (methaan en waterstof) op te lossen of te verzachten door parallelle methaan- en waterstofleidingen te wisselen of door vrijgevallen buisleidingen van derden in te zetten (met name leidingen die eerder voor transport van gas zijn gebruikt).
- In sommige gebieden en op sommige locaties is nieuwe waterstofinfrastructuur nodig. Dit is met name het geval in het Maasdeltagebied (Maasvlakte-Wijngaarden), waar extra buisleidingen nodig zijn, en op de waterstofbackbone, waar bestaande gascompressoren moeten worden vervangen door waterstofcompressoren.
- In het middendruknet (het Regionaal Transport Leidingnet of RTL), vooral gebruikt voor transport van groen gas of waterstof naar de gebouwde omgeving, worden vanwege de afnemende gasvraag in de distributienetten geen grote knelpunten verwacht.
- Lokaal kunnen wel knelpunten ontstaan door invoeding van groen gas vanuit de distributienetten met behulp van boosters (bedoeld om de overschotten van ingevoerd groen gas vanuit de regionale distributienetten op voldoende hoge druk te brengen en door te voeren naar het landelijk transportnetwerk). Deze knelpunten zullen per geval moeten worden beoordeeld en opgelost door aanpassing van de omliggende netten en/of de boosterlocatie.
- Als er in de gebouwde omgeving na 2030 naast groen gas ook vraag is naar waterstof (in scenario Europees), ontstaat er een verdelingsvraagstuk. Een keuze per wijk of gemeente zal niet haalbaar zijn omdat elk type gas een eigen netwerk vereist (wat aanleg van parallelle netten zou betekenen). De keuze moet daarom per verzorgingsgebied worden gemaakt. De puzzel van waterstof- en methaangebieden zal in de volgende ronde van de Integrale Energiesysteem Verkenning moeten worden gelegd. Dit is een gezamenlijke opdracht voor Gasunie en de regionale netbedrijven. Mogelijke alternatieven zoals methanisering van waterstof met beschikbare CO₂ vergen nader onderzoek op financiële en technische haalbaarheid en zijn hierin daarom niet meegenomen. Een eerste globale analyse over methanisering is uitgevoerd als gevoeligheidsanalyse, zie het kader op pagina 91.

7.2 Huidige netinfrastructuur

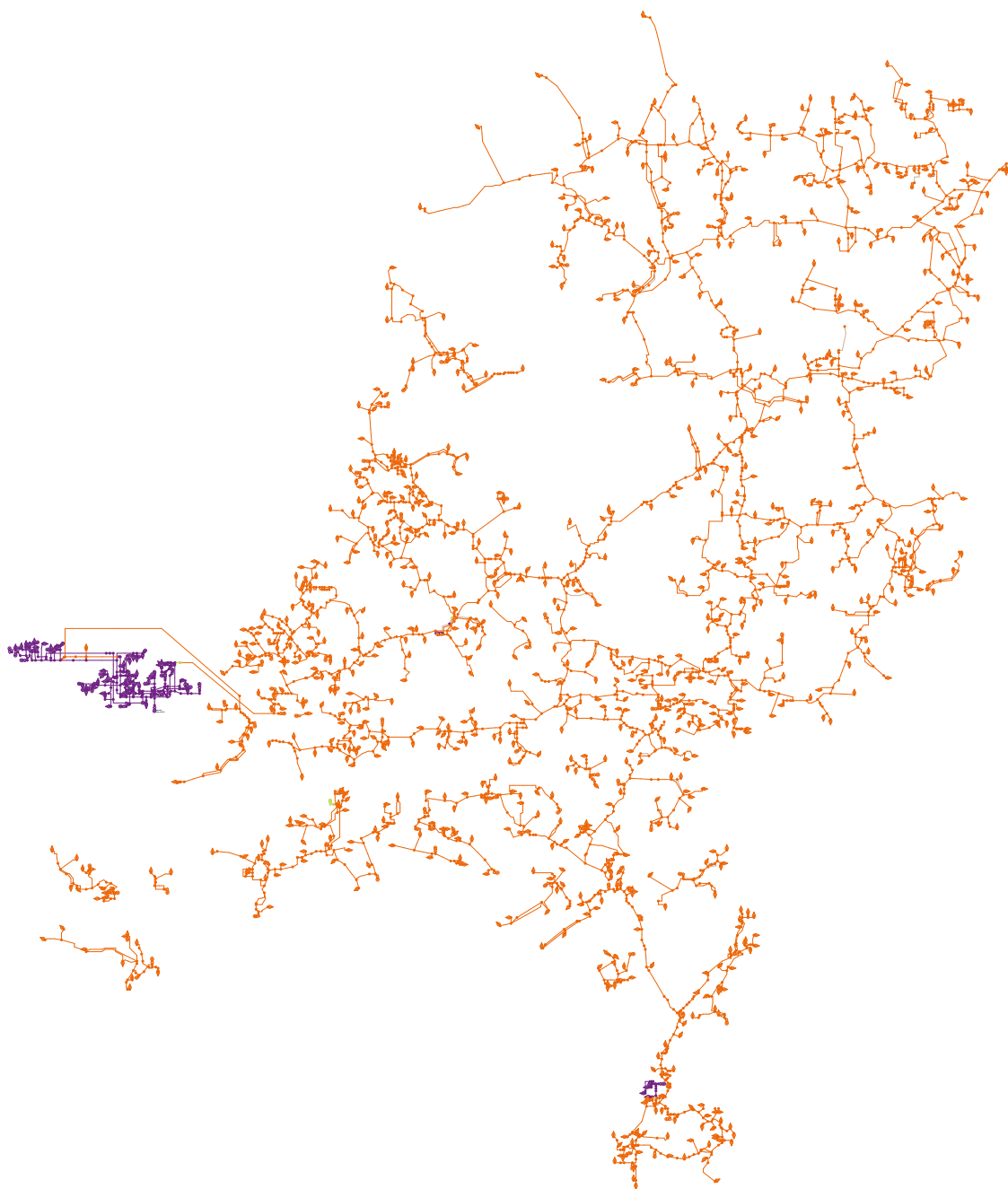
Bij de knelpuntenanalyse gaan we uit van het gasnetwerk dat er was in 2020, inclusief goedgekeurde investeringen en een aantal netwerkontwikkelingen die tot 2030 worden voorzien (met name de waterstofbackbone). Het huidige landelijk gastransportnetwerk van Gasunie Transport Services bestaat uit twee delen: een hogedruktransportnet (hoofdtransportleidingnet, HTL) en een middendruktransportnet (regionaal transportleidingnet, RTL).

Het HTL (zie figuur 38) transporteert gas over grote afstanden met een druk tussen 80 en 40 bar. Het HTL fungeert als doorvoernetwerk van en naar andere landen en transporteert daarnaast gas naar grootverbruikers, zoals de industrie en centrales. Het RTL (zie figuur 39) bestaat uit aftakkingen van het HTL, met een druk tussen 40 en 8 bar. Het RTL is een distributienet dat direct levert aan kleinere industrieën en aan de regionale netbeheerders die de kleinverbruikersmarkt verzorgen. Zie figuur 39 voor de topologie.

Figuur 38. Het landelijke hogedruknet (HTL) anno 2020. De kleuren geven de verschillende gaskwaliteiten weer (verloop van lage naar hoge energie-inhoud: rood, oranje, geel, groen, blauw).



Figuur 39. Het landelijke middendruknet (RTL) anno 2020.
(alleen rond Chemelot en bij de Maasvlakte stroomt H-gas door het RTL)



Het HTL is onderverdeeld in twee netten: een voor transport van hoogcalorisch gas en een voor laagcalorisch gas. Deze onderverdeling is historisch gegroeid: de eerste grote gasvondst in Nederland (het Slochterenveld) bleek gas te bevatten van een specifieke samenstelling met relatief veel stikstof en met een lagere gaskwaliteit (lagere energie-inhoud) dan de meeste latere gasvondsten onshore en offshore. De branders in de gasketels in vrijwel alle woningen waren geschikt voor Groningen-gas maar niet voor hogere gaskwaliteiten. Het gevolg was dat er naast het eerste transportnet (voor Groningen-gas) een tweede netwerk werd aangelegd. Het hoogcalorische gas werd bestemd voor de industrie en voor de export naar omliggende landen.

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. Op deze manier kon het Slochterenveld gespaard worden en tegelijk aan de huishoudelijke vraag worden gedaan. Afhankelijk van de omstandigheden (zomer/winter, dag/nacht) en de combinatie van aanbod en vraag stromen er allerlei gaskwaliteiten gelijktijdig door het systeem. In figuur 38 is zijn de gaskwaliteiten met verschillende kleuren zichtbaar gemaakt (van rood naar blauw neemt de energie-inhoud toe).

Figuur 38 maakt ook duidelijk dat het HTL een systeem is met veel parallelle leidingen. Vaak kunnen deze via koppelingen worden omgezet naar andere gaskwaliteiten. Op het traject tussen het noordoosten en het station Ommen liggen bijvoorbeeld negen parallelle leidingen, elk met een capaciteit van meer dan 10 GW (afhankelijk van de toegelaten drukval).

Het RTL transporteert bijna uitsluitend laagcalorisch gas. Alleen op een paar tracés tussen Pernis en de Maasvlakte en nabij Geleen wordt hoogcalorisch gas vervoerd voor de grote industrie aldaar. Het RTL wordt gevoed vanuit het HTL, op de meet- en regelstations (M&R's). Op deze M&R's wordt het gas geodoriseerd (het krijgt een 'gasluchtje'). In totaal zijn er ruim tachtig M&R's, waarvan er dus twee hoogcalorisch gas verwerken. Het laagcalorische gas wordt afgevoerd naar kleinere industrieën en naar de regionale netten. Daar wordt het afgeleverd op koppelpunten, de gasontvangstations (GOS'en).

De grootste gasstromen en de meeste dynamiek van het entry-exitsysteem zit in het HTL. 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 en mengstations voor het converteren van hoog- naar laagcalorisch gas met stikstof. Het RTL heeft een heel ander karakter; het vervoert kleinere gasstromen over gemiddeld 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.

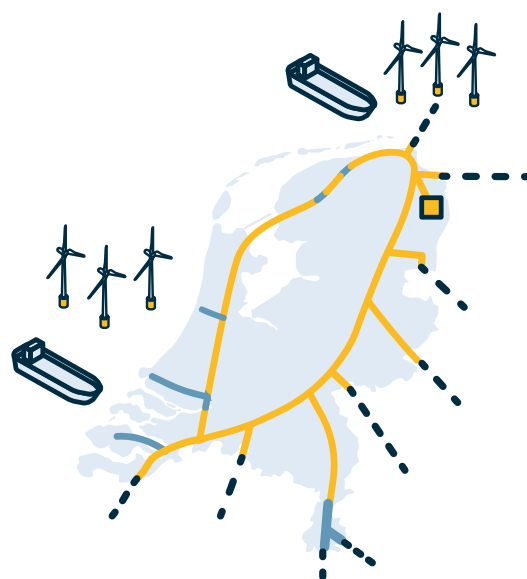
Tussen nu en 2050 verandert het landelijk gastransportnetwerk in een aantal opzichten. De belangrijkste oorzaak is de afname van de vraag naar aardgas, die tussen 2030 en 2050 voor drie van de vier scenario's helemaal naar nul zal gaan. Er blijft echter in de energiemarkt een belangrijke rol voor duurzame moleculen bestaan. Naar verwachting nemen groene methaan en vooral waterstof de rol van aardgas over. Het groene methaan uit reststromen kan bijvoorbeeld worden opgewekt in landelijke gebieden en vervolgens in de netwerken van de regionale netbeheerders worden ingevoerd. Bij onvoldoende methaan vraag in de regionale netten kan een deel worden doorgevoerd naar het HTL. Op de koppelpunten moet dan een zogenoemde 'booster' komen, die het gas op voldoende hoge druk brengt.

Dat alles neemt niet weg dat veel gasleidingen in de toekomst niet meer gebruikt worden voor aardgastransport. Dat is het directe gevolg van het beëindigen van de gaswinning in Groningen en de daling van de vraag naar

laagcalorisch gas in België, Duitsland en Frankrijk. Deze leidingen kunnen we geschikt maken voor het transport van waterstof; we kunnen als Nederland profiteren van het bestaande gastransportnetwerk. Gasunie beheert al een waterstofleiding in Zeeland. Deze voormalige aardgasleiding is twee jaar geleden omgezet naar waterstof en is sindsdien operationeel. Voor het op druk brengen van waterstof zijn aangepaste compressoren nodig; deze zullen, afhankelijk van het scenario dat zich richting 2050 voltrekt, worden geplaatst op bestaande compressorlocaties.

Als onderdeel van het Klimaatakkoord, de Kabinetsvisie Waterstof en het programma HyWay27 richt Gasunie zich op de ontwikkeling van een landelijke waterstoftransportnet dat al voor 2030 operationeel kan zijn. Dit transportnet komt gefaseerd tot stand en volgt de ontwikkeling van vraag en aanbod in de markt: van verbindingen bij en tussen grote industriële clusters naar landelijke verbindingen en naar waterstof opslag in het noorden en oosten van het land. Delen van dit waterstoftransportnet en deze waterstofopslag kunnen in de periode van 2023 tot 2030 beschikbaar komen. Sommige delen van het transportnet kunnen al rond 2025 gerealiseerd zijn (met name in het noordoosten van het land en in de haven van Rotterdam en mogelijk ook Zeeland). Voor een landelijk dekkend waterstoftransportnet kunnen grotendeels (circa 85%) bestaande leidingen worden ingezet; resteert circa 15% nieuwe waterstoftransportleidingen die we moeten aanleggen. Het resulterende verbindende netwerk van circa 1.000 km (de 'waterstofbackbone') kan ook voorzien in internationaal transport naar Duitsland (richting Ruhrgebied en Hamburg), België (Antwerpen) en verbonden worden met grootschalige productie van energie (ver) in de Noordzee. Zie figuur 40 voor een indruk.

Figuur 40. Schets van de waterstofbackbone rond 2030.²⁸ De gele lijnen zijn bestaande leidingen, de blauwe lijnen geven nieuw aan te leggen leidingen weer.



²⁸ Een leiding door de Betuwe wordt als alternatieve oost-west verbinding voor waterstof beschouwd.

Het ontwerp van het landelijke waterstoftransportnet voorziet in 15 GW transportcapaciteit in 2030 en loopt daarna verder op. De capaciteitsplanning van het gastransportnetwerk zal in eerste instantie complexer worden. Dat geldt met name in de transitiefase, waarin naast het 'klassieke aardgas' (in verschillende kwaliteiten) ook steeds meer andere gassen getransporteerd en opgeslagen worden. Het waterstoftransportnet kan tot 2030 echter zonder knelpunten voor aardgas gerealiseerd worden en richting 2050 naar behoefte verder worden uitgebreid. Uiteindelijk zal daarbij in het resterende methaangedeelte van het net naar verwachting worden overgegaan naar één kwaliteit methaan.

7.3 Knelpunten 2050 (methaan- en waterstofleidingen)

Net als bij de jaarlijkse knelpuntenanalyses voor het landelijke gasnet, is de knelpuntenanalyse voor 2050 voor het HTL en het RTL apart uitgevoerd. Ook bij significante veranderingen in het systeem blijft een scheiding tussen het dynamische hogedrukdeel en het minder dynamische middendrukdeel zinvol. Denk aan invoeding van groen gas bij een lage druk. De verwachting is daarom dat de bestaande opdeling van het landelijke gasnetwerk in een hogedrukgedeelte en een middendrukgedeelte blijft bestaan.

7.3.1 Hogedruknet – HTL

Vanwege de verwachte ontwikkelingen voor waterstof, bestaat de knelpuntenanalyse voor het HTL ook weer uit twee delen: een voor het methaannet en een voor het waterstofnet. Een belangrijke aanname is dat voor beide netten zoveel mogelijk gebruik gemaakt kan worden van bestaande gastransportleidingen. Uit onderzoek door DNV GL in 2017 blijkt dat (vrijwel) alle leidingen van het landelijk gastransportnetwerk geschikt te maken zijn voor waterstoftransport.

Het is op voorhand niet duidelijk welk deel van het gasnetwerk in 2050 ingezet wordt voor waterstoftransport. Wel is bekend hoe de landelijke waterstofbackbone voor transport tussen industrieclusters en het buitenland er rond 2030 uit kan zien. Deze backbone, beschreven in de HyWay27 studie, biedt naar verwachting voldoende transportcapaciteit rond 2030 en wellicht enkele jaren daarna. Voor het waterstofnetwerk van 2050 is verdere uitbreiding van deze waterstofbackbone (versterking met vooral extra beschikbaar gekomen leidingen uit het bestaande gasnet en compressie en doorontwikkeling met een derde verbinding) voorzien, zodanig dat een landelijk dekkend netwerk ontstaat. Dit landelijk dekkend netwerk heeft extra verbindingen vergeleken met de waterstofbackbone van 2030. Bovendien beschikt dit netwerk over compressie om het op het juiste drukniveau te houden en zo te zorgen voor extra transportcapaciteit. De additionele compressie vindt in principe plaats op de locaties waar zich nu al compressorstations voor aardgas bevinden.

Voor de knelpuntenanalyse van het waterstofnetwerk voor 2050 is de configuratie aangenomen zoals weergegeven in figuur 41, omdat het waterstofnetwerk voor 2030 de transportstromen in 2050 niet kan faciliteren. Het netwerk van figuur 41 komt grotendeels overeen met het huidige netwerk voor transport van hoogcalorisch gas (H-gas). Dit uitgangspunt kozen we omdat het huidige H-gasnetwerk zeer goede verbindingen heeft met de industrie in Nederland en met het buitenland. Daarbij is de verwachting dat waterstof eerst en vooral een grote rol gaat spelen in de industrie, zowel in Nederland als in omliggende landen.

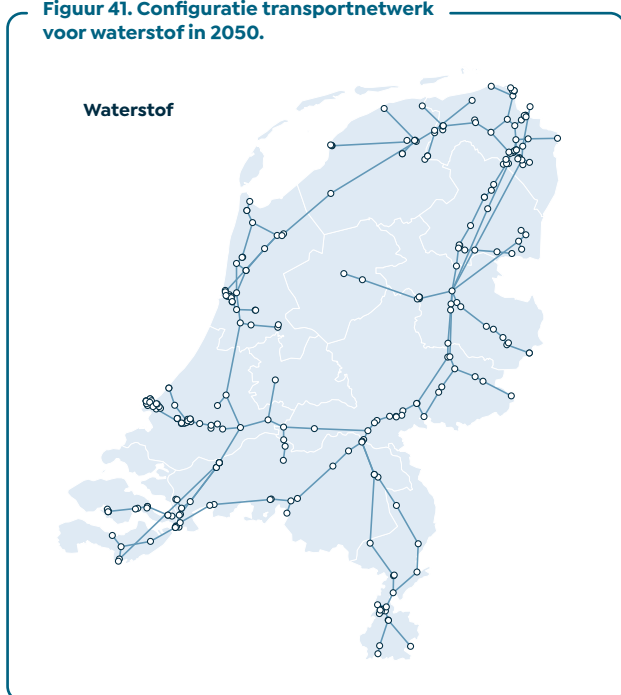
Het aldus geprojecteerde waterstofnetwerk sluit goed aan bij de routes van het huidige ontwerp van de waterstofbackbone van 2030. Met als kanttekening dat de waterstofbackbone in eerste instantie vooral zal bestaan uit spoedig vrijvallende leidingen in het netwerk voor laagcalorisch gas (G-gas), als gevolg van beëindigen van de export van laagcalorisch gas. Op veel tracés van het netwerk van Gasunie liggen meerdere leidingen naast elkaar. Vaak zijn dat zowel leidingen van het G-gas- als het H-gassysteem. Op de routes van de waterstofbackbone kunnen we daarom in een later stadium vrij eenvoudig schakelen naar leidingen van het H-gassysteem (of terug naar G-gas). De waterstofbackbone kan dus gezien worden als een tussenfase in de ontwikkeling naar het waterstofnetwerk van 2050, zoals weergegeven in figuur 41. Een in het oog springend verschil is dat het waterstofnetwerk van 2050 meerdere ringen bevat en meer oost-westverbindingen heeft dan de oorspronkelijke waterstofbackbone die tegen 2030 operationeel kan zijn.

Het methaannetwerk dat in de knelpuntenanalyse van 2050 is gebruikt, is weergegeven in figuur 42. Dit netwerk komt grotendeels overeen met het huidige G-gasnetwerk. De gedachte is dat groen methaan vooral een belangrijke rol blijft spelen in de regionale netten voor de beleving van de huishoudelijke markt, de landbouw en kleine industrie. Het G-gasnetwerk heeft, via het RTL, een uitstekende, fijnmazige aansluiting op deze sectoren.

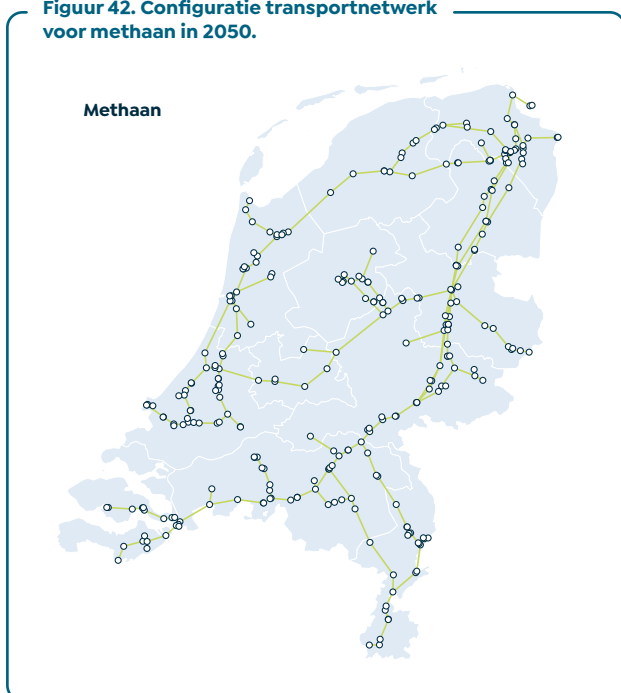
Een belangrijke aanname is dat het huidige netwerk met verschillende leidingen voor verschillende (aardgas-kwaliteiten (figuur 38) tussen 2030 en 2050 verandert naar een netwerk dat maar één kwaliteit groene methaan transporteert (naast een gescheiden netwerk dat alleen waterstof transporteert). Dit hoeft niet te betekenen dat al het geproduceerde gas exact dezelfde kwaliteit moet hebben; het gaat erom dat het getransporteerde gas zich binnen een gespecificeerde kwaliteitsband moet bevinden – en die kan behoorlijk breed zijn als de verbruikende toestellen daarop zijn voorbereid. Hoe en wanneer de omzetting naar één methaankwaliteit zich in Nederland voltrekt, is nog onderwerp van studie. Voor deze Verkenning gaan we ervan uit dat de omslag in 2050 achter de rug is.

In het algemeen geldt dat de verdeling in methaan- en waterstofleidingen die we hier presenteren, een startpunt van de analyse is, waarvan in geval van knelpunten kan worden afgeweken. Met name de vele trajecten met parallelle leidingen (tussen Groningen en Ommen maar liefst negen, elk met meer dan 10 GW transportcapaciteit) geven de mogelijkheid om het gebruik van leidingen te veranderen als het ene netwerk een knelpunt laat zien en het andere ter plekke nog capaciteit over heeft. Zo'n leidingwissel is vaak al met een kleine investering te realiseren (bijvoorbeeld aanleg van een extra koppeling en een schoonmaakoperatie).

Figuur 41. Configuratie transportnetwerk voor waterstof in 2050.



Figuur 42. Configuratie transportnetwerk voor methaan in 2050.



De vier scenario's van de II3050 leiden tot een tijdreeks van 8.760 uren voor vraag en aanbod, op een groot aantal entry-exitpunten in het waterstofnetwerk en in het methaannetwerk. In combinatie met de behoefte aan flexibiliteit worden vraag en aanbod in balans gebracht met opslag en met een hoeveelheid import of export. In een aparte berekening zijn de te verwachten transitstromen toegevoegd, met name transport van waterstof van de Maasvlakte en Emden naar het Ruhrgebied. Er is rekening gehouden met een totaal benodigde 20 GW transitcapaciteit in 2050 (op basis van ENTSOG-data en de Duitse waterstofvisie), in twee varianten: 20 GW vanaf de Maasvlakte of 10 GW elk vanaf de Maasvlakte en Eemshaven.

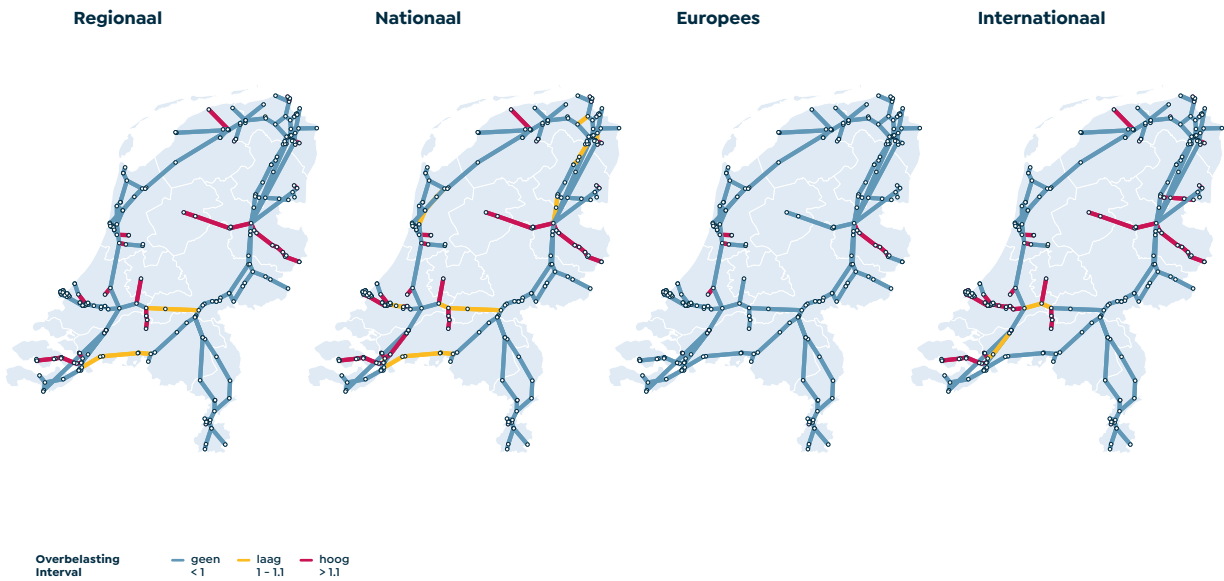
Combinaties van entry en exit die een zware netbelasting veroorzaken, zijn doorgerekend op capaciteitsconsequenties voor die netwerken. De methode waarmee de berekeningen zijn uitgevoerd, is beschreven in bijlage H.

Als in een transportsituatie voor een specifiek uur de maximale capaciteit van een leiding wordt overschreden, is sprake van een knelpunt. Berekeningen laten zien dat dit soort situaties voorkomen in alle vier scenario's en in beide netten. De knelpunten doen zich met name voor op aansluittrajecten van en naar de punten met grote vraag en/of groot aanbod. Bij de doorgaande netten (de grote waterstof- en methaanroutes voor transport over lange afstanden tussen de verschillende regio's) zijn geen knelpunten. Daarbij veronderstellen we wel dat de compressorlocaties in het waterstofnet geschikt worden gemaakt voor compressie van waterstof. In het aldus met waterstofcompressoren uitgebreide waterstofnet komen niettemin meer knelpunten voor dan in het methaannet.

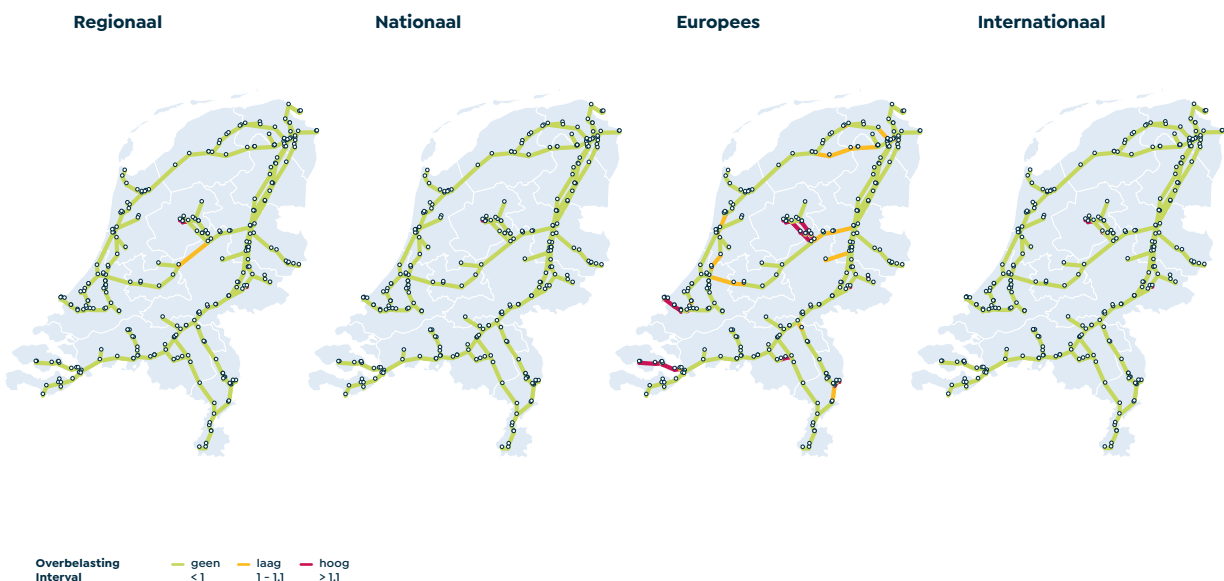
Figuur 43 en figuur 44 geven een overzicht van de belangrijkste gebieden en routes met knelpunten. De grote knelpunten zijn terug te voeren op de omvang van vraag en aanbod op:

- conversielocaties, dus plaatsen met grootschalige elektrolyse en daar waar de grote centrales zijn gesitueerd;
- locaties voor grootschalige opslag van waterstof;
- import- en exportpunten.

Figuur 43. Indicatie van knelpunten in het waterstofnet. De kleuren geel en rood geven de grootte van de maximale capaciteitsoverschrijding weer (1,1 betekent 10% meer dan de maximale capaciteit).



Figuur 44. Indicatie van knelpunten in het methaannet. De kleuren geel en rood geven de grootte van de maximale capaciteitsoverschrijding weer (1,1, betekent 10% meer dan de maximale capaciteit).



Ad 1 Conversielocaties:

grootschalige elektrolyse en centrales

Grootschalige elektrolyse (op GW-schaal) speelt in alle vier scenario's een rol, maar het meest nadrukkelijk in het scenario Nationaal als gevolg van de aanlanding van grote hoeveelheden elektriciteit van windmolens op zee. Op uren met een overschot kan een deel van de elektriciteit op de aanlandingslocatie via elektrolyse worden omgezet in waterstof. Op de grote aanlandingslocaties kan dit zoveel waterstof opleveren dat dit niet allemaal kan worden

getransporteerd naar de vraaglocaties en naar de opslag in de cavernes in het noordoosten en oosten van het land. De waterstofbackbone is de bottleneck niet, maar wel sommige aansluitroutes van de aanlanding naar de backbone. Dit betreft routes in Zeeland (Borssele-Ossendrecht), Zuid-Holland (Maasvlakte-Wijngaarden) en Noord-Holland (IJmond-Beverwijk). Het gaat om elektrolysecapaciteiten van meer dan 10 GW per locatie. Bij de aanlanding van dergelijke capaciteiten in Den Helder en Eemshaven treden geen knelpunten op.

In het methaannet zijn knelpunten zichtbaar in leidingen naar sommige grote centrales, met name de locatie van de huidige Maxima-centrale. De scenario's Europees en Internationaal gaan uit van een zeer grote capaciteit, een veelvoud van de huidige capaciteit van de aansluitleiding.

Ad 2 Grootschalige opslag van waterstof

Aan- en afvoer van methaan voor opslag in ondergrondse bergingen geven geen knelpunten. Dit komt doordat de aansluitingen op deze bergingen (met als meest prominente voorbeeld het voormalige gasveld Norg) ontworpen zijn voor de huidige grote behoefte aan aardgasopslag. Het is onvoldoende duidelijk of lege aardgasvelden in de Nederlandse ondergrond geschikt zijn voor het opslaan van waterstof. Daarom gaan we in de I13050 primair uit van opslag van waterstof in zout-cavernes. Daar zijn er op dit moment echter slechts een beperkt aantal van, in de buurt van Zuidwending (bij Veendam).

Voor de I13050 is aangenomen dat een groot deel (twee derde) van de waterstofopslag in 2050 bij Zuidwending ligt en een ander deel bij het Duitse plaatsje Epe, vlak over de grens bij Enschede (een derde). Deze keuze leidt in alle scenario's tot een overbelasting van de waterstofroute van Ommen naar Enschede. De benodigde capaciteit is in het scenario Nationaal meer dan twaalf keer groter dan de nu beschikbare leidingcapaciteit. Wanneer waterstofopslag op andere locaties beschikbaar zou komen zal de netimpact weer anders zijn.

Ad 3 Import en export

In de scenario's Regionaal en Nationaal wordt Nederland verondersteld grotendeels zelfvoorzienend te zijn.

Maar in het scenario Europees en met name in het scenario Internationaal halen we een deel van de energie uit het buitenland. Verondersteld is dat de import ons land binnenkomt via de huidige grensstations. Voor de analyse is ervoor gekozen de import van methaan te verdelen over drie punten: de Maasvlakte (LNG, vloeibaar methaan) en twee kleinere punten op de grens met Duitsland. Voor import van waterstof is eveneens gekozen voor de Maasvlakte (aanvoer per schip) en een aantal punten op de grens met Duitsland en België.

In het scenario Europees leiden de keuzes voor methaanimport tot een knelpunt bij Tegelen. Het lijkt reëler om te veronderstellen dat deze Duitse import niet bij Tegelen maar bij Oude Statenzijl plaatsvindt. Met die keuze verdwijnt het gesignaleerde lokale knelpunt in Limburg.

In het waterstofnet zien we een knelpunt in het scenario Internationaal bij grenspunt Vlieghuis. Dit punt wordt in de Duitse visie gezien als een serieuze kandidaat voor export naar Nederland.

Tabel 7 biedt een overzicht van de gevonden knelpunten in het HTL, voor waterstof en methaan. Om de in 2050 benodigde aantallen kilometers verzwaring te kunnen zien in verhouding tot de totale lengte van de netten van 2050: het HTL-waterstofnet bestaat in 2050 uit ongeveer 2.700 km leidingen, het HTL-methaannet uit ongeveer 3.500 km. Het aandeel nieuwe leidingen in het waterstofnet in 2050 is dus maximaal 18% van het totaal, in het methaannet maximaal 7% van het totaal.

Tabel 7. Knelpunten te verzwaren in het HTL – waterstof en methaan.

Waterstof - Verzwaring [km]				
Provincie	Regionaal	Nationaal	Europees	Internationaal
Groningen	21	21	1	20
Friesland	31	31	0	31
Drenthe	4	4	0	34
Overijssel	66	66	53	66
Gelderland	7	7	0	7
Flevoland	67	67	0	67
Utrecht	25	25	0	25
Noord-Holland	21	21	24	23
Zuid-Holland	24	74	10	96
Zeeland	51	51	1	51
Noord-Brabant	25	60	3	55
Limburg	8	8	6	8
Totaal	350	434	97	483
Methaan - Verzwaring [km]				
Provincie	Regionaal	Nationaal	Europees	Internationaal
Groningen	0	0	30	0
Friesland	0	0	2	0
Drenthe	0	0	0	0
Overijssel	0	0	1	0
Gelderland	3	0	35	4
Flevoland	10	4	77	16
Utrecht	0	0	0	0
Noord-Holland	0	0	3	0
Zuid-Holland	0	0	22	0
Zeeland	0	0	49	0
Noord-Brabant	0	0	10	0
Limburg	0	0	0	0
Totaal	13	4	229	20

Het scenario Europees laat in afwijking van de andere scenario's relatief veel knelpunten in het methaannet zien. Dat komt doordat de berekeningen geen aandacht besteden aan het aansluiten van de hogedruknetten op het RTL, via specifieke M&R's. De verdeling van waterstof

en methaan in het RTL is immers niet bekend (zie volgende paragraaf). Een groot deel van de methaanknelpunten verdwijnt als die verdelingspuzzel eenmaal is opgelost; sommige zouden echter kunnen terugkeren als knelpunt in het waterstofnet.

7.3.2 Middendruknet – RTL

In het RTL verwachten we voor 2050 geen knelpunten. Dit komt doordat de vraag naar gas in de gebouwde omgeving zal dalen. De inzet van groen gas uit vergisting en via andere methoden brengt deze daling niet tot staan. Een punt van aandacht is wel dat het geproduceerde groene gas niet altijd meteen lokaal gebruikt kan worden. Dat betekent dat het naar andere gebieden getransporteerd moeten worden of tijdelijk moet worden opgeslagen. Soms zal het zelfs nodig zijn dit gas vanuit de regionale netten het RTL in te voeden. Hiervoor is dan een booster nodig, die het groene gas op een hogere druk brengt alvorens het in het RTL wordt geïnjecteerd.

Schattingen voor de aantallen van deze boosters lopen uiteen van ruim honderd in het scenario Nationaal tot meer dan tweehonderd in het scenario Europees. Waar deze groengasboosters precies nodig zullen zijn en wanneer, is op dit moment niet aan te geven. Dit is onder meer afhankelijk van de ontwikkeling van vergistingsinstallaties en andere groengasproductie-opties. Eventuele knelpunten zullen te zijner tijd met maatwerk moeten worden aangepakt. Zie hoofdstuk 13.7 over ontwikkelpaden voor infrastructuur gas tussen 2030 en 2050 voor een meer gedetailleerde toelichting.

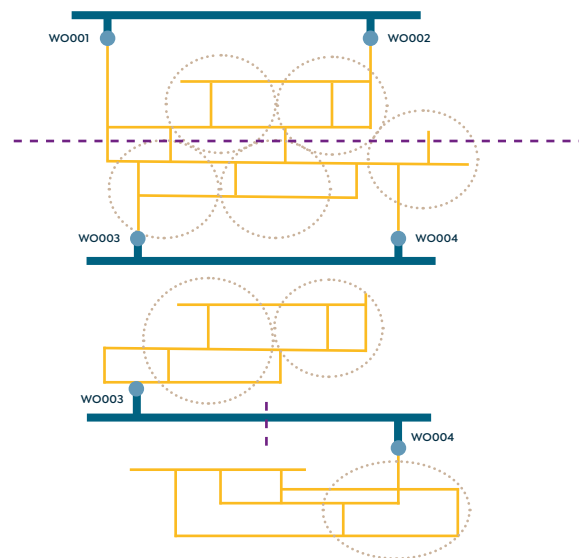
Naast groen gas kan in de gebouwde omgeving en bij kleine industrieën vraag naar waterstof ontstaan, ter vervanging van aardgas. Deze vraag neemt in de gebouwde omgeving naar verwachting pas na 2030 een aanzienlijke vorm aan. In het scenario Internationaal wordt de gebouwde omgeving voor 60% voorzien van waterstof via hybride warmtepompen. In het scenario Europees komt in de gebouwde omgeving een mix voor van groen gas en waterstof.

De knelpuntenanalyse voor het RTL wordt daarmee in het scenario Europees gereduceerd tot een verdelingsvraagstuk voor de gebouwde omgeving. De gemeenten moeten per wijk aangeven welke verduurzamingsoptie de beste is (warmtenet, all-electric, groen gas, waterstof of nog een andere optie) en welk tijdpad daarbij hoort. Vanwege het sterk vermaasde karakter van de regionale gasnetten is het echter niet mogelijk deze keuze voor elke wijk afzonderlijk te maken. De topologie van het netwerk bepaalt mede welke opties nog mogelijk zijn als voor een naburige wijk al een keuze gemaakt is. Omdat de regionale netten verbonden zijn met het RTL van Gasunie, speelt ook de configuratie van het RTL hierbij een rol.

In het scenario Europees kan het daarom beter werken als de verdelingspuzzel voor groen gas- en waterstofwijken per verzorgingsgebied eerst door netbeheerders gezamenlijk met overheden en andere belanghebbenden wordt opgelost. Een van de ideeën is om te kijken naar een hergroepering van de wijken op pseudo-GOS-niveau (zie sectie 9.2 voor een beschrijving). Een leidraad daarbij zou kunnen zijn om groen methaan dat in de landelijke gebieden is geproduceerd, ook in de landelijke gebieden te gebruiken om het transport door de gasnetten te beperken. Als gevolg van zo'n leidraad zou waterstof preferent in de stedelijke gebieden worden ingezet. De hier geschetste verdelingspuzzel is een gezamenlijke opgave voor netbeheerders en overheden en moet in een volgende energiesysteem verkenning worden gelegd.

Het verdelingsvraagstuk vereist diepgaande kennis van de configuraties van het RTL en de regionale gasnetten en van de verbindingen ertussen. Een en ander zal leiden tot het splitsen of verdubbelen van gasontvangststations en het verleggen of 'knippen' van leidingen in de verschillende systemen. Figuur 45 laat hiervan twee voorbeelden zien. Het eerste voorbeeld toont een knip in de regionale gasnetten, het tweede voorbeeld een knip in het RTL om een scheiding tussen een groen gas en waterstofnetwerk te kunnen realiseren. Omdat het verdelingsvraagstuk vooral na 2030 gaat spelen, wordt dit onderwerp verder besproken in hoofdstuk 13 over ontwikkelpaden.

Figuur 45. Twee voorbeelden van 'knippen' van leidingen om waterstof- en methaanbieden te scheiden (blauw: RTL; geel: regionaal net; stippellijn: knip).



7.4 Infrastructuurontwikkelingen 2050

7.4.1 Hogedruknet – HTL

In paragraaf 7.3 zijn drie hoofdoorzaken gegeven voor de knelpunten in het HTL: grootschalige elektrolyse, opslag van waterstof en de bouw van nieuwe centrales met een groot vermogen (zowel methaan als waterstof). Een oplossing die deze knelpunten kan opheffen, is het versterken van de betreffende routes door nieuwe infrastructuur aan te leggen. Dit kunnen nieuwe leidingen zijn die parallel aan bestaande leidingen worden gelegd, of nieuwe compressoren die ervoor zorgen dat er meer gas door de bestaande leidingen wordt getransporteerd door de druk ergens op de route te verhogen. Ook een combinatie van leidingen en compressoren is soms een mogelijkheid.

Nieuwe infrastructuur aanleggen is echter duur en het loont daarom de moeite om te kijken naar alternatieven. Misschien kan gebruik gemaakt worden van een bestaande leiding van een derde partij, in plaats van een nieuwe aan te leggen. In onderling overleg kunnen de netbeheerders proberen andere systeemplossingen te vinden. Als laatste moeten we ons realiseren dat de netberekeningen gebaseerd zijn op aannames voor verdeling en gedrag van vraag en aanbod. Het kan zinvol zijn om aannames die van invloed zijn op het knelpunt nog eens onder de loep te nemen.

Een hint voor de beste oplossing ligt vaak in genoemde hoofdoorzaken of in de situatie ter plaatse, in de regio. Voorbeelden van alternatieve oplossingen voor eerdergenoemde knelpunten zijn:

- **Waterstofroute Maasvlakte – Wijngaarden**

De route raakt overbelast door grootschalige elektrolyse (op GW-schaal) op de Maasvlakte. In overleg met TenneT is gekeken naar een andere locatie voor de elektrolyse. Een mogelijk geschikte locatie is Krimpen aan den IJssel; elektrolyse op deze plek kan overbelasting op een groot deel van het traject voorkomen. In het algemeen gaat zo'n keuze gepaard met een extra kostenafweging, i.e. tussen kosten voor een extra transportverbinding voor elektriciteit en kosten voor een nieuwe waterstofleiding (beide vanaf de Maasvlakte). In dit geval is gebleken dat elektrolyse bij Krimpen geen haalbaar alternatief is en dat verzwaren van de waterstofroute toch voor de hand ligt.

- **Waterstofroute Zuid-Beveland**

De overbelasting op deze route is het gevolg van aanlanding van veel windstroom bij Borssele en de ermee samenhangende conversie naar waterstof via elektrolyse. Op Zuid-Beveland liggen twee Gasunie-

leidingen, waarvan een gebruikt kan worden voor transport van waterstof en een voor methaan. In hetzelfde gebied liggen echter meer leidingen, waarvan sommige wellicht in de toekomst beschikbaar kunnen komen voor additioneel transport van waterstof. Niet onderzocht is of deze leidingen zo geconfigureerd kunnen worden dat transport van methaan, waterstof en CO₂ altijd tegelijk mogelijk is.

- **Waterstofroute Ommen-Enschede**

Grootschalige opslag van waterstof in (nieuw te bouwen) cavernes bij het Duitse Epe leidt tot overbelasting van het waterstoftracé tussen Ommen en de Duitse grens bij Enschede. Voor de analyses is er in de regionalisering van de vraag- en aanboddata voor gekozen de waterstofopslag te verdelen over twee locaties: bij Zuidwending (Veendam) en bij het Duitse Epe, in een capaciteitsverhouding 2:1. Alternatieven voor opslag in de Epe-cavernes zijn nog te bouwen cavernes op andere locaties in het noordoosten van Nederland of in Duitsland (vlak over de grens bij Oude Statenzijl), of wellicht grootschalige opslag van waterstof in lege gasvelden (Gessel S. v., Dalman, Juez-Larré, & Huijskes, 2021). Deze alternatieven lossen het knelpunt op de route Ommen-Epe op, zonder dat het leidt tot additionele knelpunten op andere trajecten in het waterstofnet.

- **Aansluitleiding centrale Lelystad**

Op de plaats van de huidige Flevocentrale is in de dataset een nog te bouwen centrale voorzien die gestookt wordt op groen gas. De gevraagde capaciteit is tot vele malen groter dan de capaciteit van de beschikbare gasleiding. Een mogelijke oplossing is ook hier om de vraag anders te verdelen, bijvoorbeeld door deze specifieke centrale op een andere locatie te plannen.

- **Overbelasting grensstation methaan Tegelen (Venlo)**

Tegelen is een klein grensstation. In deze studie is rekening gehouden met substantiële import van methaan op dit station, maar daar is het station niet groot genoeg voor. Het lijkt reëler om te veronderstellen dat deze Duitse import via Oude Statenzijl plaatsvindt. Met die keuze verdwijnt het gesignaleerde lokale knelpunt in Limburg.

7.4.2 Middendruknet – RTL

Investerings in het RTL doen zich naar verwachting vooral voor in de scenario's Europees en Internationaal. Een deel van het RTL moet dan voor transport van waterstof worden ingericht. Dit komt neer op inspectie en schoonmaak van bestaande leidingen en het vervangen van koppelingen en afsluiters op sommige plaatsen. In enkele gevallen is een nieuwe leiding nodig.

In het scenario Europees is het aandeel waterstof kleiner dan in het scenario Internationaal en wordt veel meer ingezet op productie van groen gas. Een deel van deze productie wordt niet lokaal gebruikt en moet dan naar andere gebieden worden getransporteerd. Via groengasboosters kan het geproduceerde groen gas vanuit de regionale gasnetten op druk worden gebracht voor transport via het RTL. Dit blijft maatwerk, omdat de situatie en de netwerkvereisten per geval verschillend kunnen zijn. Dit is hier niet verder onderzocht.

7.5 Andere mogelijke ontwikkelingen

Er zijn uiteraard ook alternatieve oplossingen denkbaar voor de aanpassingen in transportinfrastructuur.

Deze zijn in de II3050 niet nader kwantitatief bekeken, maar er worden hier drie aangestipt:

- Transitstromen methaan en waterstof, in verband met EU-brede ontwikkelingen in het methaan- en waterstofsysteem
- Synthetische brandstoffen maken (t.b.v. internationale lucht- en scheepvaart)
- Import van waterstof in de vorm van ammoniak
- Inzet van bestaande buisleidingen van derden voor het realiseren van een waterstoftransportnet.
- Methaniseren, i.e. groen methaan maken van waterstof. Dit kan een alternatief zijn voor waterstoftransport in het middendruknet, met de daaraan gekoppelde verdere distributie door regionale netbeheerders.

De onderwerpen worden in de vorm van tekstkaders uitgewerkt.

Transitstromen methaan en waterstof

Ook in de toekomst zijn Nederlandse gastransportnetten verbonden met gastransportnetten in de landen om ons heen. In het kader van de European Green Deal wordt een Europees waterstofnetwerk gerealiseerd. Het Nederlandse waterstoftransportnetwerk vormt dan samen met het toekomstige Duitse waterstofnetwerk de ruggengraat van dit Europese waterstofnetwerk. Vanaf ongeveer 2030 wordt dit netwerk uitgebreid en kunnen andere waterstofnetten erop worden aangesloten. Voor het Nederlandse gas en waterstof systeem blijven transitstromen dan ook belangrijk en infrastructuur moet de gevraagde vermogens aan kunnen.

In 2050 kent Duitsland (met name het Ruhrgebied) een grote vraag naar waterstof, zo blijkt uit recente data van ENTSOG en uit de Duitse waterstofvisie. Die waterstof komt deels uit Nederland. De Maasvlakte en Emden zijn de belangrijkste vertrekpunten. Voor beide aanlandingspunten gaat het om waterstof uit

windstroom van de Noordzee en vloeibare waterstof die via schepen wordt aangevoerd. Op de route langs Emden gaat de waterstof vanuit Duitse wateren via het Nederlandse netwerk terug naar Duitsland, naar het Ruhrgebied. Door deze route te kiezen, kunnen capaciteitsknelpunten in de Duitse netten worden omzeild.

De volumeprognoses van ENTSOG laten zien dat de totale vraag in 2050 ruim 20 GW kan bedragen. In de netwerkberekeningen hebben we deze transitcapaciteit in twee varianten meegenomen: (1) 20 GW van de Maasvlakte naar Zevenaar en (2) 10 GW van de Maasvlakte en 10 GW van de Eemshaven naar Zevenaar. Een transitcapaciteit van 10 GW vanaf de Eemshaven brengt geen knelpunten met zich mee. De transitstroom vanaf de Maasvlakte zorgt, afhankelijk van het scenario, wel voor een knelpunt: op de aanvoer-route van de Maasvlakte naar Wijngaarden.

Synthetische brandstoffen maken (t.b.v. internationale lucht- en scheepvaart)

De internationale lucht- en scheepvaart zullen in 2050 naar verwachting nog gebruik maken van (hernieuwbare) brandstoffen. Voor de luchtvaart zal het dan bijvoorbeeld om synthetische kerosine gaan. Voor synthetische brandstoffen is onder meer (groene) waterstof als grondstof nodig. Net als een bron van koolstof. We stellen ons de vraag: in hoeverre zal grootschalige productie van synthetische brandstoffen de transportinfrastructuur voor waterstof extra belasten?

De potentiële impact op de infrastructuur hangt af van drie factoren: hoeveel koolwaterstoffen ('kerosine') er in Nederland geproduceerd gaan worden, hoeveel extra wind op zee er nodig is om additionele waterstof te produceren en hoeveel brandstoffen al in de vorm van koolwaterstoffen geïmporteerd worden. Er is een analyse uitgevoerd van wat dit zou betekenen als de Nederlandse industrie dit voor een deel zelf zou gaan maken. De berekening betreft dus zowel een capaciteits- als een volumeanalyse.

Uitgangspunt is 21 GW wind op zee die aan de basis zou kunnen staan van een deel van de kerosineproductie. Dit is dus een enorme vergroting van het opgesteld vermogen wind op zee.

Als al deze output wordt gebruikt om waterstof te maken, dan levert dit met een rendement van 70 procent 15 GW in termen van waterstof, met een jaarproductie van circa 52 TWh H₂/jaar.

Om deze hoeveelheid waterstof in een continu-proces tot kerosine te verwerken, is een installatie nodig van 6,0 GWh₂. Als het niet waait, krijgt de kerosinefabriek waterstof uit cavernes te Zuidwending. Als het maximaal waait, blijft 6 GW waterstof achter in de kerosinefabriek en gaat het restant van 9 GW op transport naar Zuidwending voor opslag in de cavernes aldaar.

Voor de Gasunie netwerken zijn dit significante gas-transportstromen, maar leveren geen knelpunten op, behalve als alle kerosineproductie in Zeeland zou plaatsvinden.

Het benodigde volume aan additionele waterstof-opslag is ongeveer 10 TWh. Dit zijn circa 50 zoutcavernes. Dit aantal benodigde zoutcavernes is wel een knelpunt, omdat het bovenop het forse aantal cavernes zou komen dat al nodig is voor de wenselijke seizoens-opslag. Ook hiervoor kunnen andere vormen van ondergrondse opslag worden onderzocht.

Import van waterstof in de vorm van ammoniak

In alle scenario's wordt in 2050 import van waterstof voorzien. Een deel daarvan zal waarschijnlijk in de vorm van ammoniak per schip worden aangevoerd. Doorvoer naar het achterland (ook naar bijvoorbeeld het Ruhrgebied) kan op verschillende manieren plaatsvinden: als ammoniak per rivierschip, of, na conversie op de Maasvlakte of in de haven van Rotterdam, als waterstof via het waterstofnetwerk.

Zelfs transport van ammoniak via industriële buisleidingen is een mogelijkheid.

Aan alle opties zitten voor- en nadelen. Een van de argumenten is dat transport in de vorm van waterstof via leidingen veilig is en relatief goedkoop. Het ligt dan ook voor de hand dat de import van ammoniak ook in 2050 het waterstofnetwerk zal belasten.

Inzet van andere onshore buisleidingen

Behalve de leidingen van Gasunie Transport Services (GTS) liggen er in Nederland nog diverse andere buisleidingen in de grond. Voor de ontwikkeling van een landelijk waterstof transportnetwerk is het relevant om te kijken naar de rol van alle reeds ontwikkelde buisleidingen. (zie figuur 46²⁹)

Er zijn diverse leidingen die bestemd zijn voor het transport van vloeistoffen, zoals olie, nafta en kerosine die beschikbaar gemaakt zouden kunnen worden, waarbij wel moet worden aangetekend dat leidingen voor vloeistoffen niet zonder meer inzetbaar zijn.

Mogelijk bruikbaar zijn:

- Buisleidingen aangelegd door derden voor transport van aardgas, onder meer in Zeeland.
- Buisleidingen die zijn aangelegd t.b.v. gaswinning. Afhankelijk van het tempo van afbouw van de gaswinning in verschillende gebieden kunnen er leidingen vrijgemaakt worden. Inzet van dit soort leidingen is kansrijk – ze diende immers al voor aardgastransport. Er zijn uitgebreide leidingstelsels in het noordoosten van Nederland: in en rond het Groningenveld en in de kop van Noord-Holland. Deze leidingen hebben over het algemeen grote diameters en kunnen een hoge druk aan. Dit maakt ze in principe geschikt voor het oplossen van knelpunten in het hogedruknet van Gasunie. Bij het ontwikkelen van de waterstofbackbone wordt overigens al rekening gehouden met het inzetten van enkele van dergelijke vrijkomende leidingstukken. Dit geldt met name in het noordoosten, waar enkele stukken nodig zijn om te zorgen voor routes naar de industrieclusters Eemshaven/Delfzijl en Emmen.

Figuur 46. Alle transportleidingen gevaarlijke stoffen in Nederland.



- Vrijkomende defensieleidingen. Ook het ministerie van Defensie heeft een aantal pijpleidingen die mogelijk interessant zijn. Dit betreft onder meer een aantal kerosineleidingen naar militaire vliegvelden, waarvan sommige al jaren buiten bedrijf zijn. Sommige zouden interessant kunnen zijn vanwege de verbinding die ermee gelegd kan worden tussen industriegebieden (bijvoorbeeld Rotterdam-Venlo). Een nadeel van de DPO-leidingen is de kleine diameter (6 tot 10 inch), wat inhoudt dat de capaciteit van transport over lange afstanden maar beperkt is, vergeleken met de waterstofbackbone.

Methanisering

Methanisering is een proces waarbij waterstof, door het te koppelen aan een koolstofatoom, omgezet wordt in methaan, het belangrijkste onderdeel van aardgas of groengas. De reactie luidt:



Methanisering is dus een extra processtap die na de waterstofproductie plaatsvindt. Het proces gaat met verliezen gepaard en er moeten natuurlijk kosten worden gemaakt voor de installatie. Daarnaast is er CO_2 nodig voor het proces, waar ook kosten mee gemoeid zijn en dat ook ergens nabij beschikbaar moet zijn en naar de installatie moet kunnen worden gebracht. Het moet om biogene of niet-fossiele CO_2 gaan, om uiteindelijk groen methaan te kunnen opleveren. Het ligt misschien voor de hand CO_2 uit de lucht af te vangen, maar dat is een kostbaar proces. Een ander idee is om de CO_2 die in biogas zit te methaniseren. Het methaniseringproces zou dan het beste plaatsvinden in de buurt van vergistingsinstallaties (waarbij het dan ook efficiënt is het proces te clusteren op een aantal dicht bij elkaar gelegen locaties; dan kan het methaan in een bepaalde regio via een specifiek deel van het gasnetwerk naar de huishoudens worden gedistribueerd).

Waarom zou methanisering ondanks de kosten en energieverliezen toch wel interessant kunnen zijn? Waterstof krijgt in twee scenario's de rol van distributie naar regionale gasnetten. In het scenario Internationaal krijgen alle woningen en gebouwen die niet all-electric zijn of via een warmtenet worden verwarmd, waterstof

geleverd (als brandstof voor hybride warmtepomp). In het scenario Europees is dat een geringer aandeel, naast bijvoorbeeld groen gas (methaan). Waterstof voor de gebouwde omgeving speelt echter pas na 2030. Tot die tijd draaien alle ketels op methaan en daarna zouden dan steeds meer gebieden waterstof kunnen krijgen. Dat betekent: aanpassen of vervangen. Dat brengt extra kosten met zich mee ten opzichte van methaan.

De vraag of methanisering in Nederland haalbaar is, komt neer op een kostenafweging. Als er waterstof in de gebouwde omgeving komt, zal de apparatuur in woningen vervangen moeten worden voor het einde van de afschrijvingstermijn. De leidingen in de distributienetten waar waterstof doorheen gaat stromen, zullen vooraf moeten worden schoongemaakt en geïnspecteerd. Beide kostenposten moeten worden vergeleken met de kosten die gemaakt worden voor methanisering. Dat betreft met name de kosten van de methaniseringinstallaties, de kosten voor het beschikbaar maken van CO_2 (uit de lucht, of van elders inclusief transport naar de installaties) en de kosten voor additionele elektrolyse om verliezen in de omzetting naar methaan te compenseren. Ketels in woningen en distributieleidingen hoeven daarentegen niet te worden omgezet.

Binnen en buiten Gasunie zijn inleidende onderzoeken gedaan naar de hier genoemde aspecten, maar een betrouwbare conclusie is nog niet getrokken. Verder onderzoek van Gasunie samen met de regionale netbedrijven is in voorbereiding.

Hoofdstuk 8.

Impact op de regionale infrastructuur elektriciteit 2050

8.1 Conclusies

- In alle scenario's valt de grote extra belasting voor de regionale elektriciteitsnetten op in vergelijking met de huidige situatie. De capaciteit van de regionale netten moet fors worden vergroot. Vooral in de scenario's Regionaal en Nationaal leidt het grote aanbod van zon- en windenergie tot gemiddeld meer dan een verdubbeling van de benodigde capaciteit van het regionale net.
- Lokaal verschillen de vermogens aan opwek en vraag erg van elkaar, wat leidt tot een grote en wisselende behoefte aan netcapaciteit. In bijvoorbeeld Noord-Nederland en in Zeeland voorzien we de meeste capaciteitsproblemen door opwek; de berekende behoefte kan daar in sommige gevallen oplopen tot bijna een verdrievoudiging van de huidige capaciteit. In Zuid-Holland ontstaat daarentegen vooral extra behoefte aan netcapaciteit door ontwikkeling van de vraag, gedreven door een combinatie van (gedeeltelijke) elektrificatie van industrie, warmte en mobiliteit. De omvang en ongelijke verdeling leidt tot forse investeringen in de regionale netten. Uitvoering hiervan met inzet van alleen de klassieke netverzwaringen legt een groot ruimtelijk beslag op de openbare ruimte en in de ondergrond. Door het inzetten van onder andere systeemflexibiliteit kan deze impact gereduceerd worden.
- Het inzetten van systeemflexibiliteit – met name opslag in batterijen – kan in principe een deel van de voorziene overbelasting wegnemen. De berekeningen laten zien wat de potentie is: de knelpunten op de meeste hoofdstations in het net worden opgelost indien de benodigde flexibele opslag optimaal verdeeld wordt over het net. Maar in de huidige praktijk hebben netbeheerders beperkte mogelijkheden om te sturen op aanleg van flexibele opslag en – vanuit het systeem gezien – optimalisering van de locatiekeuze.
- De scenario's Europees en Internationaal vragen eveneens om aanzienlijke verzwaring van de regionale netten, gemiddeld 1,5 tot 2 keer de huidige capaciteit. De reden hiervoor is niet zozeer het aanbod van duurzame energie, als wel – net als in de beide andere scenario's – de sterk stijgende vraag. Denk hierbij aan elektrificatie van de warmtevraag, de industrie en de mobiliteit. Flexibele oplossingen die ingezet worden voor de systeembalans hebben in deze scenario's minder effect op de vraag dan op opwekpieken in de regionale netten, maar kunnen wel beperkt oplossing bieden voor de vraag-gerelateerde benodigde netcapaciteit. Overigens is ook in de scenario's

Europees en Internationaal sprake van veel productie van duurzame energie in Noord-Nederland en Zeeland. In deze scenario's zijn in deze regio's dus ook opwek-gerelateerde investeringen nodig.

8.2 Regionale elektriciteitsnetten

De netten voor het transport- en de distributie van elektriciteit³⁰ zijn historisch aangelegd om elektriciteit van grote, centrale productiecentrales te transporteren naar de elektriciteitsnetaansluiting van een lokale eindgebruiker, zoals huishoudens of de industrie. Om dit mogelijk te maken, zijn alle elektriciteitsnetten op lokaal, regionaal en landelijk niveau met elkaar verbonden tot één gekoppeld elektriciteitsnet.

De ontwikkelingen in de energietransitie, waaronder duurzame opwek, elektrisch vervoer, duurzaam verwarmde huizen en de vergroening van de industrie, zorgen er voor dat er grotere aanpassingen plaats moeten vinden aan het regionale elektriciteitsnet. Vroeger was de werking van het systeem relatief eenvoudig: op basis van de (voorspelbare) vraag werd vanuit een elektriciteitscentrale de energie getransporteerd naar de gebruiker. Jaarlijks groeide de vraag met enkele procenten, en daar konden de netbeheerders betrekkelijk goed op investeren. Nu de energietransitie op gang komt, neemt de uitdaging toe. De energie-opwek wordt steeds meer afhankelijk van het weer en de vraag naar elektrische energie groeit. De ontwikkelingen kunnen ook zeer snel gaan en de locaties waar de nieuwe opwek en vraag ontstaan zijn niet altijd lang van tevoren bekend.

Door de groei van productie van hernieuwbare elektriciteit verandert ook de plaats waar de elektriciteit vandaan komt. In de scenario's wordt een groot deel van de elektriciteit geproduceerd met wind en zonneparken op land. Deze parken voeden grotendeels op de regionale netten in. En ook in de haarvaten van het net wordt straks veel energie ingevoerd. Dit zet het elektriciteitssysteem gedeeltelijk op zijn kop.

De bovenstaande ontwikkelingen resulteren in een majeure uitbreidings-/investeringsopgave voor de regionale netbedrijven. Zij zijn hier vandaag de dag al volop mee bezig. Maar er is nog veel meer nodig, en in dit hoofdstuk zullen we laten zien wat er aanvullend nodig is om de ontwikkeling naar een volledig klimaatneutraal energiesysteem in 2050 te kunnen doormaken.

³⁰ 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.

Eerst zullen we nader iets uitleggen over de opbouw en de techniek van de regionale elektriciteitsnetten.

Opbouw elektriciteitsnetten

De regionale netten van Nederland kennen verschillende spanningsniveaus:

1. Tussenspanning tussen 25 en 66 kV³¹ (afgekort TS)
2. Middenspanning tussen 3 en 23 kV (afgekort MS)
3. Laagspanning 0,4 kV³² (afgekort LS)

Hoogspanningsnetten (afgekort HS) kennen een spanning van meer dan 100 kV. Deze netten worden door TenneT beheerd.

Belangrijke onderdelen van regionale elektriciteitsnetten zijn diverse soorten netstations (transformatorstations, regel- en schakelstations en distributiestations) en diverse soorten kabelverbindingen, en bijvoorbeeld ook laagspanningsverdeelstations.

In HS-TS en HS-MS transformatorstations wordt hoogspanning (110-150 kV) omgezet naar tussen-, of middenspanning. Dit zijn de koppelstations waar het HS-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. Al dit soort stations zijn belangrijk om steden en de grote industrie te voorzien van spanning. Zonne- en windparken worden rechtstreeks aangesloten op dit soort stations, net als grote bedrijven of andere installaties met een grote vermogensvraag. Een doorsnee stad van 100.000 inwoners kent ongeveer dertig van dit soort stations.

Distributiestations (MS-LS) zorgen voor de transformatie van middenspanning naar laagspanning. Een doorsnee stad van 100.000 inwoners telt ongeveer vijfhonderd distributiestations. Dat betekent dat er in elke wijk meerdere stations staan. Vanuit de distributiestations vertrekken de laagspanningskabels die onder het trottoir doorlopen. Op deze laagspanningskabels worden de individuele aansluitingen voor bijvoorbeeld woningen, openbare verlichting en laadpunten voor elektrisch vervoer gemaakt.

Betrouwbaarheid

Het elektriciteitsnet is zeer betrouwbaar en is gemiddeld meer dan 99,99% van de tijd beschikbaar. Dit komt omdat het net zó is ontworpen dat de gevolgen van een storing zo klein mogelijk zijn. Om stroomonderbrekingen door storingen (als gevolg van een defect of bijvoorbeeld graafschade) te voorkomen, leggen de netbeheerders

bepaalde onderdelen van het elektriciteitsnet dubbel aan, de zogenoemde 'redundantie'. De mate van redundantie varieert per spanningsniveau en is het resultaat van een kosten-batenafweging. Daarnaast wordt in de opbouw veel gebruik gemaakt van ringvormige structuren, waardoor door middel van schakelhandelingen de elektriciteit ook op een andere manier naar de klant kan komen.

Omvang en huidige aantallen

De regionale netbedrijven beheren een zeer groot aantal netcomponenten. De onderstaande tabellen tonen de aantallen stations per type en de lengtes aan elektriciteitskabels in kilometers (tabel 8 en tabel 9). Hierin zijn alleen de aantallen in de regionale netten opgenomen.

Tabel 8. Huidige aantallen stations per type.

Station gecategoriseerd per netniveau	Aantal
MS-LS station: van 10-23 naar 0,4kV	84.009
MS station: Zonder transformatie 3-23 kV	1671
MS-MS station: van 3-23 naar 3-23 kV	110
TS-MS station: van 25-66 naar 3-23 kV	230
HS-MS station: van 110-150 naar 3-23 kV ³³	129
HS-TS station : van 110-150 naar 25-66 kV 31 ³³	110
Totaal stations in Regionale netten	86.259

Tabel 9. Huidige kabels per kilometer.

Kabels gecategoriseerd per netniveau	Lengte in km
LS-kabel	153.445
MS-kabel	107.001
HS 50 kV	1.728
Totaal kabels in Regionale netten	262.174

Organisatie

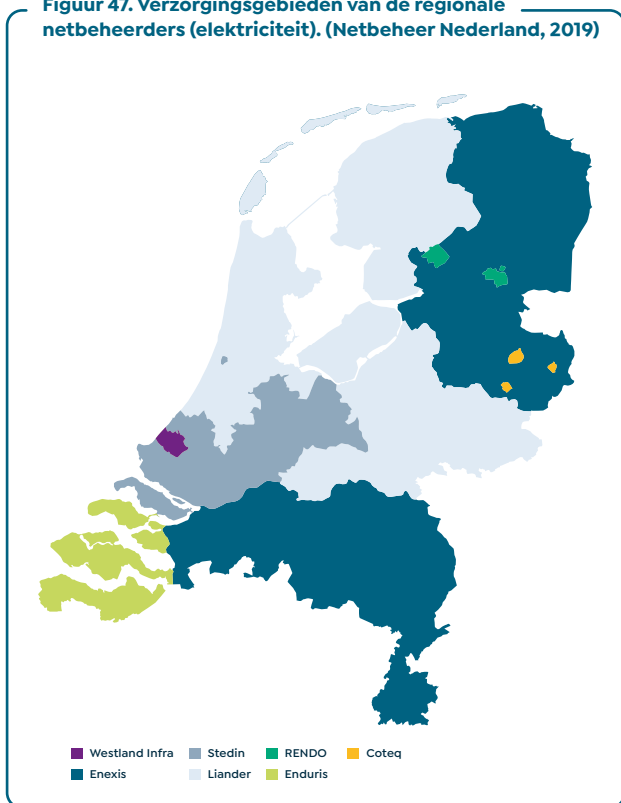
De regionale elektriciteitsnetten worden beheerd door zeven verschillende netwerkbeheerders, die verschillende gebieden beheren. Dit is historisch zo gegroeid. De onderstaande figuur geeft de verschillende netbeheerders weer. Liander, Enexis en Stedin zijn de grootste netwerkbeheerders.

³¹ kV = kiloVolt. 1 kV = 1000 Volt.

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

³³ De HS-MS- en HS-TS-stations zijn de koppelpunten met TenneT en zijn ook opgenomen in de stationstelling van TenneT.

Figuur 47. Verzorgingsgebieden van de regionale netbeheerders (elektriciteit). (Netbeheer Nederland, 2019)



De Autoriteit Consument en Markt (ACM) houdt toezicht op de netbeheerders via onder andere tariefregulering.

8.3 Methode knelpuntenanalyse en netoplossingen RNB's

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

De gebruikte modellen bevatten typisch een gedigitaliseerde representatie van het net (de diverse netcomponenten en de configuratie daarvan) en data over hoe het net nu belast wordt (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. Uit de vergelijking van de resultaten van de simulatie van de toekomstscenario's met de huidige belasting van de onderdelen van het net, kunnen we afleiden waar de knelpunten ontstaan en hoe groot deze zijn.

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

- De hoeveelheid van ieder vraag- en aanbodsegment uit de energieweb-scenario's. Bijvoorbeeld: opgesteld vermogen aan zon-PV op de daken van woningen, het aantal warmtepompen, of het aantal elektrische auto's.
- Het uurlijkse inzetprofiel van ieder segment. Bijvoorbeeld: hoe varieert de productie van zon-PV over de dag in een gesimuleerd 'weerjaar', onder historische meteorologische data. Een aantal segmenten levert een bijdrage aan flexibiliteit. In deze gevallen wordt het inzetprofiel gebruikt dat is gecorrigeerd met de inzet als flexibiliteitsmiddel. Dit geldt bijvoorbeeld voor zon-PV (aftopping) en voor de hybride warmtepomp (schakelen naar gas als het zeer koud wordt), en elektrische auto's (slim laadprofiel).
- De regionalisering van alle segmenten, in de scenario's. Dit is de verdeling over Nederland, tot het niveau van de CBS buurtcodes: in welke buurtcodes zitten welke aantallen van de segmenten. (De gebruikte scenario regionalisering is beschreven in hoofdstuk 4).
- De netcomponenten die worden gesimuleerd. Ieder station heeft een bepaald verzorgingsgebied, net als dat aan iedere kabel een aantal specifieke klanten zitten. In de simulatie worden de aantallen per buurtcode toegewezen aan de huidige verzorgingsgebieden van de stations.

Het niveau tot "hoe diep" de modellen zijn doorgerekend voor deze studie (dus ook welke netcomponenten allemaal stuk voor stuk zijn geanalyseerd), en met welke methode (capaciteitsberekeningen of ook spanningskwaliteit, load flow), verschilt per netbeheerder. Beknopte beschrijving:

- Liander en Stedin hebben profielberekeningen voor capaciteit uitgevoerd op HS-MS, HS-TS, en MS-MS stations niveau, gebaseerd op het huidige net en de onderliggende regionalisering van het scenario. Er is geen spanningsberekening of load flow uitgevoerd.
- Enexis heeft profielberekeningen voor capaciteit op HS/MS-niveau uitgevoerd evenals load flow berekeningen voor MS en LS-niveau.
- Westland Infra heeft met het simulatieprogramma Vision een loadflow berekening gemaakt van het MS netwerk. De analyse is op capaciteit.
- Enduris is meegenomen in het Stedin model.
- Coteq en RENDO zijn meegenomen in de analyse van Enexis.

De meeste modellen werken op een tijdschaal van kwartieren. De gebruikte profielen zijn meestal ontleend aan het ETM, en die profielen zijn op uurniveau. Die profielen zijn dan omgezet in kwartierwaarden.

In alle modellen worden de grotere stations HS-MS en HS-TS stations, alsmede de regel en schakelstations (MS-MS) en de koppelingen met TenneT meegenomen in de simulatie. Het onderliggende net is ook meegenomen in de analyse, op een manier die verschilt tussen de bedrijven.

- Liander en Stedin hebben de impact op MS kabels bepaald door de capaciteit naar rato te schalen uit de capaciteitsontwikkeling op de hogere stations. De impact op LS-kabel en distributiestations (MS-LS) zijn vervolgens via vuistregels uit de asset management praktijk in kaart gebracht.
- Enexis heeft de impacts voor MS- en LS wel in kaart gebracht via load flow berekeningen. De aantallen MS-stations zijn bepaald naar rato van het aantal benodigde extra kabels in MS-net. Het aantal kabels in MS-net is bepaald o.b.v. load flow berekeningen (bottom-up simulatiemodel)
- Westland Infra heeft de impacts op de MS kabels en distributiestations in kaart gebracht met het simulatieprogramma Vision. De impacts op de LS-kabels zijn in kaart gebracht door gebruikt te maken van vuistregels uit asset management.

Oplossingen voor de knelpunten

De analyse resulteert in (lange) lijsten met knelpunten. Dit zijn stations en kabelsegmenten die in de simulatie overbelast raken, d.w.z. volgens de simulatie moet er méér elektrisch vermogen doorheen dan toegestaan is op grond van de veiligheid en bedrijfszekerheid. Voor dit soort knelpunten moeten oplossingen gevonden worden.

Een oplossing voor de knelpunten is verzwaren: het vergroten van de capaciteit van stations, het stichten van nieuwe stations en het verzwaren van kabels. Deze volgen dus uit de capaciteitsanalyse voor stations en kabels. Dit resulteert in aantallen “bouwblokken” stations en kabels.

Er zijn in bepaalde omstandigheden ook andere technische oplossingen mogelijk dan een bouwblok (capaciteitsuitbreiding of nieuw station), bijvoorbeeld een andere configuratie van netten, of de spanning in het MS net opvoeren (van 10 naar 20kV). Stedin, Liander en Enexis hebben hier geen expliciete analyse van gemaakt. Westland Infra heeft,

naast de analyse van bouwblokken, ook gekeken naar andere configuraties van hun netten om de knelpunten op te lossen. Gezien de schaalomvang van het merendeel van de geïdentificeerde knelpunten is capaciteitsvergroting door extra bouwblokken (stations, kabels) de voorkeursoplossing.

Hoe zijn flexibiliteitsmiddelen meegenomen in de RNB-netimpactanalyse?

Flexibiliteit is mogelijk ook een oplossing voor een knelpunt in het net.

De impact van de systeemflexibiliteitsmiddelen beschreven in hoofdstuk 3 is ook onderzocht. In de flexibiliteitsanalyse spelen batterij-opslag, gas to power, power-to-gas en additionele curtailment een grote rol. De knelpuntanalyses zijn allemaal tweemaal uitgevoerd: met en zonder deze systeemflexibiliteitsmiddelen. In de basis tonen we de knelpuntanalyse zonder flexibiliteitsmiddelen. En vervolgens geven we aan hoeveel het zou schelen indien de flexibiliteitsmiddelen zouden worden meegenomen.

Hierbij hebben we alle systeemflexibiliteitsmiddelen op de koppelpunten meegenomen, maar niet dieper in het net. Dat is gelijk een belangrijke constatering: de analyse van de mogelijk impact van flexibiliteitsmiddelen zou nog nader kunnen worden verdiept. Zowel de gevallen waarbij flexibiliteit ook dieper in het wordt geplaatst, als het verkennen van omstandigheden waar de inzet van flexibiliteitsmiddelen tot extra netimpact leidt.

8.4 Knelpunten 2050 (koppelpunten, netten)

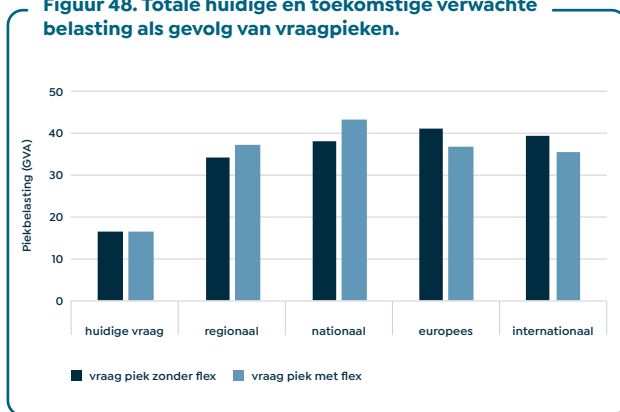
In deze paragraaf beschrijven we de resultaten van de knelpuntanalyse voor de HS-MS- en HS-TS-stations, de koppelpunten tussen TenneT en de regionale netten. Hierbij onderscheiden we knelpunten als gevolg van de toename in de levering van elektriciteit (vraag naar elektriciteit) en als gevolg van teruglevering (invoeding vanuit het onderliggende net).

In Figuur 48 is de totale opgetelde piekbelasting op de regionale elektriciteitsnetten te zien. Deze piekbelasting betreft de toename in de levering van elektriciteit aan klanten. De verschillende scenario's laten een groei zien van de piekbelastingsvraag van 17 GVA³⁴ op dit moment naar 34 tot 41 GVA in 2050, exclusief systeemflexibiliteit.

³⁴ GVA = gigavoltampère. Een maat voor het schijnbaar vermogen. Ongeveer gelijk aan gigawatt (GW) mits de arbeidsfactor ongeveer 1 is ($\cos \phi = 1$).

De inzet van systeemflexibiliteit heeft ongeveer (plus of min) tien procent invloed op deze piekbelastingsvraag: in de scenario's Regionaal en Nationaal is te zien dat de inzet van systeemflexibiliteit leidt tot een netto toename van de piekbelasting als gevolg van vraag op de regionale netten. De inzet van systeembatterijen leidt in de scenario's Europees en Internationaal tot een netto reductie van de vraag.

Figuur 48. Totale huidige en toekomstige verwachte belasting als gevolg van vraagpieken.



In Figuur 48 is te zien dat de systeemflexibiliteitsmiddelen in de scenario's Regionaal en Nationaal tot een toename van de piekbelasting leiden, in plaats van de verwachte daling zoals te zien is in de scenario's Europees en Internationaal. Dit heeft te maken met de classificeringssystematiek voor de netimpactanalyses.

Stations hebben in de 2050-scenario's regelmatig zowel knelpunten voor levering en teruglevering, dus zowel de energievraag is sterk toegenomen alsook de opwek die

achter het station zit. In de knelpuntanalyses wordt een station vervolgens geregistreerd bij de categorie waar het grootste knelpunt onder valt. Er zijn stations waar de opwekpiek de boventoon voert. Deze stations worden in de gebruikte classificering dan toegekend aan opwek. Systeembatterijen dragen minder bij aan het reduceren van de vraagknelpunten in deze stations. Wanneer de opwekknelpunten zijn gereduceerd door de inzet van systeembatterijen vallen de stations daarna dus onder vraagknelpunten.

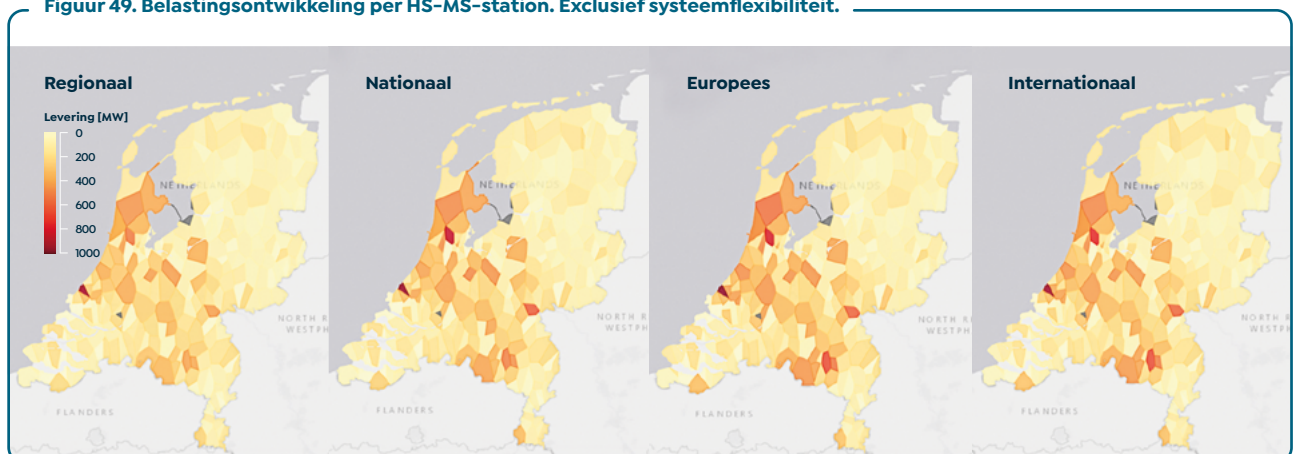
De inzet van systeembatterijen leidt in de scenario's Europees en Internationaal tot een netto reductie van de vraag. Dit komt doordat er in deze scenario's relatief minder knelpunten zijn als gevolg van opwek dan in de scenario's Regionaal en Nationaal. Daardoor worden de systeembatterijen meer ingezet om pieken als gevolg van vraag af te vlakken.

In Figuur 50 is te zien dat de flexibiliteitsmiddelen een grote rol spelen in het verminderen van de knelpunten m.b.t. invoeding van energieopwek (in alle scenario's)

In Figuur 49 is de belastingontwikkeling op de verschillende HS-MS-stations te zien voor de verschillende scenario's. De figuur is gebaseerd op zogenaamde "voronoi"-vlakken³⁵ per koppelpunt.

We zien over geheel Nederland een aanmerkelijke belastinggroei, maar de hoogste verwachte groei zit in de meer verstedelijkte gebieden. Dit hangt samen met een hogere dichtheid van woningen en bedrijvigheid. Elektrificatie in de gebouwde omgeving, de industrie en van de mobiliteit hebben hier een relatief hogere invloed.

Figuur 49. Belastingontwikkeling per HS-MS-station. Exclusief systeemflexibiliteit.

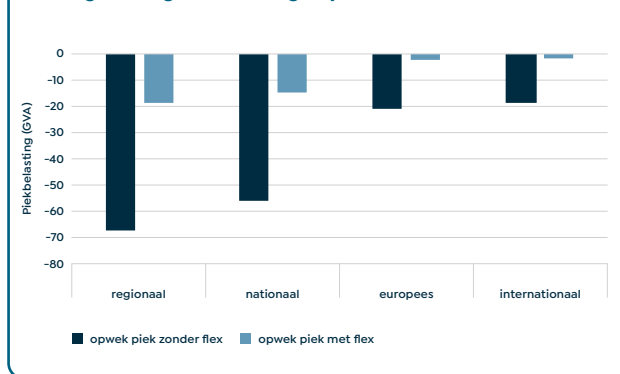


³⁵ Een voronoi-diagram is een kaartbeeld met een weergave van typische gebieden die bij een bepaald hoofdstation (koppelpunt RNB-TenneT) horen. Het voronoi-vlak is een veelhoek rond een bepaald station, waarbij de randen worden bepaald door de punten die op gelijke afstanden liggen tot een naastgelegen station. De voronoi-kaart van Nederland is een benadering van de daadwerkelijke verzorgingsgebieden van de verschillende stations.

De cumulatieve piekbelasting als gevolg van teruglevering (meestal elektriciteitsopwek) zijn weergegeven in Figuur 50.

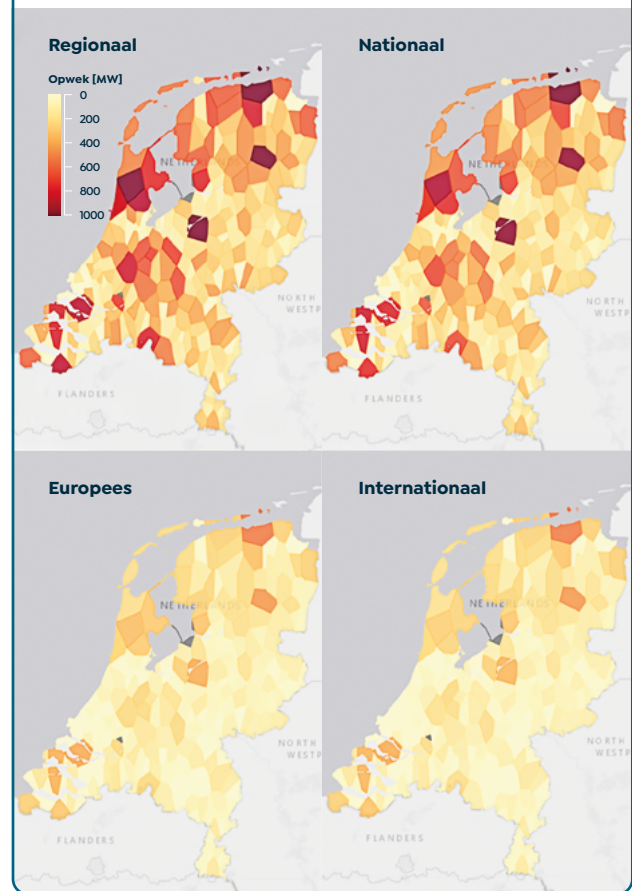
De pieken als gevolg van opwek variëren van 19 GVA in het scenario Internationaal tot 69 GVA in het scenario Regionaal³⁵. De inzet van systeemflexibiliteit (hoofdzakelijk de additionele curtailment en de systeembatterijen) heeft een enorme invloed op de te verwachten pieken op de stations in het regionale net. Hiermee worden de opwekpieken teruggebracht tot ongeveer 2 GVA in het scenario Internationaal en 20 GVA in het scenario Nationaal.

Figuur 50. Opwekpiek in de verschillende scenario's. Dit is de netto piekbelasting als gevolg van teruglevering vanuit energieopwekkers.



Figuur 51 laat de verdeling van de opwekpiek over Nederland zien op basis van de voronoi-vlakken per HS-MS-station voor de verschillende scenario's. Hierbij zien we de grotere groei van opwek in de scenario's Regionaal en Nationaal, die zich concentreert in het noordelijk deel van Nederland en in Zeeland. De opwek concentreert zich, in tegenstelling tot de vraag, juist meer in landelijke gebieden. De opwek die we hier zien, is exclusief de opwekkers die direct bij de landelijke netbeheerder worden aangesloten. Grote centrales, wind op zee en zon- of windparken die meer opwekken dan 100 MVA zitten hier dus niet in, omdat deze geen directe impact hebben op het regionale net.

Figuur 51. Verwachte opwekpieken per HS-MS station in de verschillende scenario's, exclusief systeembatterijen.³⁶

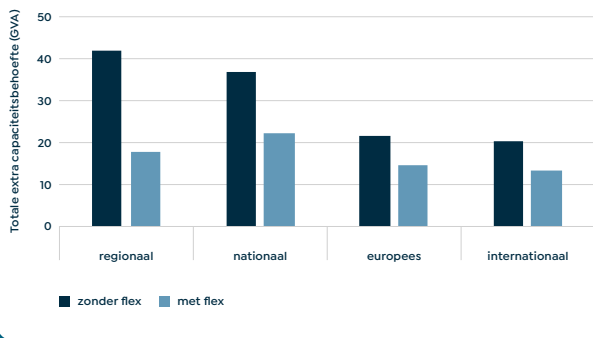


Figuur 52 laat voor ieder scenario de totale extra capaciteitsbehoefte voor HS-MS stations zien vergeleken met de huidige capaciteit. Daarbij zijn de ontwikkelingen voor vraag en aanbod afgezet tegen de huidige beschikbare capaciteit op de stations. De extra capaciteitsbehoefte varieert in de scenario's tussen de 21 en 43 GVA.

De inzet van systeemflexibiliteit heeft de potentie om dit tekort te reduceren tot circa 13 tot 22 GVA. Hierbij is het dan wel noodzakelijk dat de locatie, omvang en inzet van flexibiliteit optimaal verdeeld is en ingezet wordt voor het systeem. Een minder gunstige keuze voor omvang en locatie van flexmiddelen leidt automatisch tot meer impact op het elektriciteitsnet.

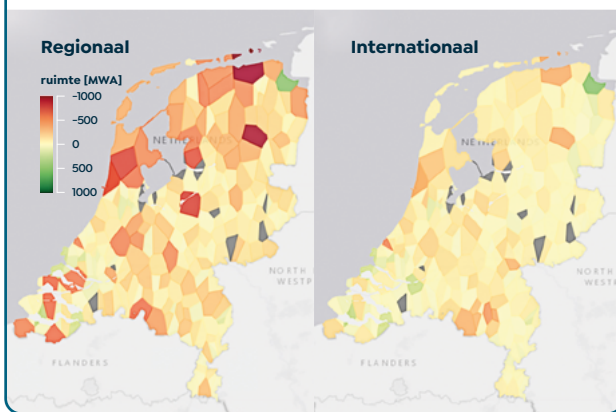
³⁶ NB: De huidige opwekpiek is niet weergegeven in de figuur. Dit komt omdat hij in veel netdelen wegvalt tegen een gelijktijdige vraag.

Figuur 52. Totaal capaciteitsstekort op de HS-MS-stations in de eindbeelden van de scenario's ten opzichte van de huidige capaciteit.



Figuur 53 laat de totale benodigde extra capaciteit of eventuele vrije ruimte op de stations zien in de eindbeelden van de scenario's, dit ten opzichte van de huidige capaciteit van de stations. De figuur toont het scenario Regionaal, met de grootste uitbreidingsbehoefte, en het scenario Internationaal, met de laagste uitbreidingsbehoefte. We zien dat de grootste tekorten optreden in Zeeland en het noorden van het land, parallel aan de verdeling van opwek over het land.

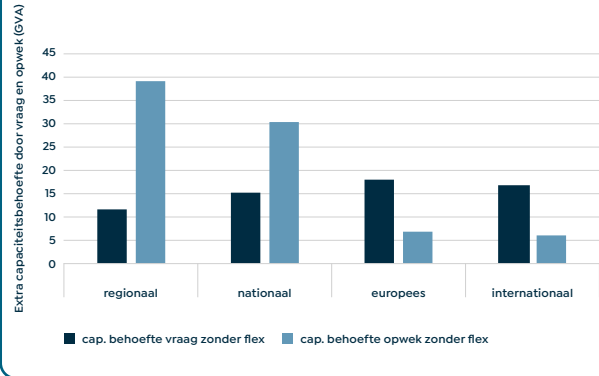
Figuur 53. Capaciteitsstekorten per HS-MS-station. De scenario's Regionaal en Internationaal spannen hier de twee uitersten op dit vlak.



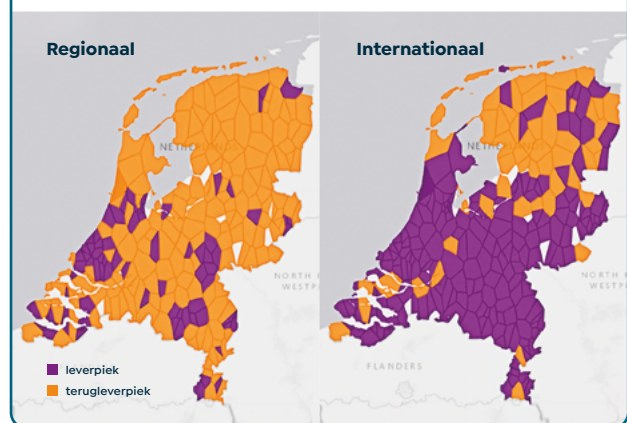
Kijkend naar de drives van de tekorten kunnen we een duidelijk onderscheid maken tussen aanbodgedreven en vraaggedreven knelpunten. In Figuur 54 is de behoefte aan extra netcapaciteit uitgesplitst tussen behoefte door

vraagpiek en behoefte door opwekpiek. De scenario's Regionaal en Nationaal laten een twee tot drie keer zo grote behoefte aan investeringen in capaciteit zien voor opwek ten opzichte van vraag. In de scenario's Europees en Internationaal is dit omgekeerd en is de behoefte aan extra capaciteit voor vraag ongeveer 2,5 keer zo hoog als voor opwek. Figuur 55 geeft per HS-MS-station weer of de capaciteitsbehoefte hoofdzakelijk wordt veroorzaakt door opwek of door vraag. In de scenario's Regionaal en Nationaal worden de pieken hoofdzakelijk bepaald door opwek in bijna het hele land. De scenario's Europees en Internationaal zijn meer vraaggedreven. Maar ook hier blijft voornamelijk in het noordelijk deel van Nederland en delen van Zeeland de opwek zeer bepalend.

Figuur 54. Extra capaciteitsbehoefte per scenario. Uitgesplitst tussen opwekgedreven en vraaggedreven tekorten.



Figuur 55. Verdeling opwek- en vraaggedreven knelpunten per station.



8.5 Infrastructuurontwikkelingen 2050

De elektriciteitsinfrastructuur van de RNB's gaat aanzienlijk veranderen richting 2050. In deze rapportage hebben we de veranderingen aan het elektriciteitsnet opgedeeld in drie componenten³⁷:

- Bestaande stations in het elektriciteitsnet uitbreiden.
- Nieuwe stations in het elektriciteitsnet bijbouwen.
- Kabels in het elektriciteitsnet nieuw plaatsen en of uitbreiden.

Hierbij worden in eerste instantie de benodigde uitbreidingen beschreven exclusief de impact van systeemflexibiliteit.

Bestaande stations in het elektriciteitsnet uitbreiden

In alle scenario's is het nodig om de stations uit te breiden. Tabel 10 toont per scenario om hoeveel stations het gaat en van welk type een uitbreiding noodzakelijk is. Dit is exclusief de behoefte aan nieuwe stations, die in de

volgende paragraaf wordt beschreven. Op 13–18% van de MS-LS-stations, 1–3% van de middenspanningsstations, en 25–45% van de hoogspanningsstations zijn uitbreidingen nodig om in de groei aan capaciteitsbehoefte te kunnen voorzien. Voor het bepalen van het aantal uitbreidingen is een inschatting gemaakt op basis van de mate van overbelasting. Aan de hand hiervan bepalen we per station of een uitbreiding mogelijk is of een nieuw station geplaatst dient te worden. Er is niet gekeken of het mogelijk is qua ruimte om al deze stations te vergroten.

In de scenario's Europees en Internationaal zijn relatief meer uitbreidingen nodig op de HS-MS- en HS-TS-stations. Dit komt doordat in deze scenario's de overbelastingen relatief lager zijn, waardoor deze knelpunten vaker met een uitbreiding van het bestaande station kunnen worden opgelost. In de scenario's Regionaal en Nationaal ontstaan voornamelijk door grootschalige opwek relatief grote knelpunten. Enkel een uitbreiding voldoet dan meestal niet; er is vaker een nieuw station nodig.

Tabel 10. Uitbreiding van stations per scenario. De huidige aantallen stations zijn als referentie opgenomen.

Uitbreidingen stations	Huidig	Regionaal	Nationaal	Europees	Internationaal
MS-LS-station	84.000	15.000	14.900	13.300	11.490
MS-, MS-MS-, TS-MS-stations	1.210	12	15	29	16
HS-MS-, HS-TS-stations	242	60	71	101	105
Totaal aantal nieuwe stations in Regionale netten	85.452	15.072	14.986	13.430	11.611

Nieuwe stations in het elektriciteitsnet bijbouwen

Een groot deel van de stations in de regionale netwerken kan niet worden uitgebreid. De benodigde extra netcapaciteit is te groot, om dit te realiseren is een nieuw station nodig. Deze situaties staan weergegeven in tabel 11. Ten opzichte van de huidige stations zijn er 9–14% extra MS-LS-stations, 70–90% extra middenspanningsstations en 40–60% extra hoogspanningsstations nodig om in de

groei aan capaciteitsbehoefte te voorzien. De ruimtelijke impact van deze nieuw te bouwen stations en bijbehorende bekabeling is zeer groot. Hierop wordt nader ingegaan in hoofdstuk 14.3.

De huidige stations zijn gedimensioneerd op de huidige typische netbelasting. Maar de scenario's leiden tot een wezenlijk hogere capaciteitsbehoefte. Het kan bijvoorbeeld

³⁷ De getallen in deze paragraaf zijn gebaseerd op de uitbreidingsbehoefte zonder de impact van systeembatterijen.

voorkomen dat een trafo van bijvoorbeeld 400kVA in een van de scenario's een nieuwe belasting krijgt van 2MVA. Met het plaatsen van twee grotere MS-LS-stations of een groter MS-station kan dan vijfhonderd procent extra capaciteit worden gerealiseerd met slechts één à twee extra stations die dan moeten worden gebouwd.

In de scenario's Regionaal en Nationaal zijn relatief meer nieuwe stations nodig. Een dergelijke behoefte aan nieuwe stations heeft een significante impact op de ruimte.

Het forse aantal nieuwe hoogspanningsstations gaat gepaard met bijbehorende hoogspanningsinfrastructuur dat ook weer een ruimtebeslag kent. Het zoeken naar locaties kan een behoorlijke maatschappelijke uitdaging zijn, zeker als het gaat om ruimte in dichtbebouwd of stedelijk gebied. Specifiek de grote extra behoefte aan middenspanningsstations brengt uitdagingen met zich mee. Deze staan vaak in of dichtbij de gebouwde omgeving, waar zowel boven- als ondergronds de ruimte vaak schaars is.

Tabel 11. Benodigde nieuwe stations per scenario. De huidige aantallen stations zijn als referentie opgenomen.

Nieuwe stations	Huidig	Regionaal	Nationaal	Europees	Internationaal
MS-LS-station	84.000	12.000	11.900	9.900	7.500
MS-, MS-MS-, TS-MS-stations	1210	780	760	660	600
HS-MS-, HS-TS-stations	242	142	135	98	91
Totaal aantal nieuwe stations in Regionale netten	85.452	12.922	12.795	10.658	8.191

Kabels in het elektriciteitsnet nieuw plaatsen/uitbreiden

Voor elke uitbreiding van een station en een nieuw station zijn nieuwe kabels nodig om het station en de klanten te voeden (tabel 12). Het grootste deel van de LS- en MS-kabels in Nederland ligt onder de grond. Dat wil zeggen dat uitbreidingen van deze netten uiteindelijk in het straatbeeld weinig effect hebben. Echter voor elke kilometer kabel

moet een kilometer straat worden opengelegd. In totaal spreken we van uitbreidingen van 29% (in het scenario Internationaal) of 30% (in het scenario Nationaal). Dat wil zeggen dat ongeveer 30% van de Nederlandse wegen opengebrouwen moet worden voor het uitbreiden van de elektriciteitsnetten. Dit heeft een grote impact op de omgeving.

Tabel 12. Benodigde nieuwe kabels per scenario. De huidige netlengtes zijn als referentie opgenomen.

Kabels nieuw/bijleggen in km	Huidig	Regionaal	Nationaal	Europees	Internationaal
LS-kabel	153.400	33.800	38.800	32.000	27.900
MS-kabel	107.000	44.400	44.100	35.200	33.600
Totaal kabels in Regionale netten	260.400	78.200	82.900	67.200	61.500

8.6 Systemflexibiliteit en de regionale netten

Zoals in hoofdstuk 3 beschreven, is de flexibiliteitsbehoefte in alle scenario's zeer groot, veel groter dan vandaag de dag, zowel voor het vereffenen van tekorten als van overschotten. In de analyses in dit hoofdstuk is een onderscheid gemaakt tussen flexibiliteitsmiddelen op systeemniveau en de flexibiliteit als gevolg van vraag- en aanbodsturing die direct in het ETM zijn opgenomen.

Flexibiliteit als gevolg van vraag- en aanbodsturing, zoals slim laden van elektrische auto's en vraagsturing van hybride warmtepompen, zijn direct in de profielen verwerkt. Ze worden daarmee op dezelfde wijze in alle analyses meegenomen. De systeemflexibiliteitsmiddelen zijn separaat gemodelleerd en aan locaties toegekend op basis van lokaal vraag- en aanbod, gecombineerd met de nationale behoefte aan flexibiliteit. Dit houdt in dat systeemflexibiliteit per scenario zo optimaal mogelijk ten dienste van het netwerk gemodelleerd is en ingezet. In deze studie is de locatie van conversie en opslag van systeemflexibiliteit zo gekozen dat conversie en opslag dichtbij de vraag of het aanbod in het elektrische systeem staan. De impact op vooral het elektriciteitsnetwerk wordt hierdoor beperkt en de huidige gasinfrastructuur wordt ingezet om flexibiliteit te bieden aan het energiesysteem.

Vanuit het perspectief van de regionale netten kunnen binnen de systeemflexibiliteit ook weer twee categorieën worden onderscheiden. Grotere flexibiliteitsmiddelen (zoals grootschalige power-to-gas en internationale import-export) die direct aan de landelijke netten gekoppeld zitten en daarmee geen netto-effect hebben op het regionale distributie net, en middelgrote of kleinere flexibiliteitsmiddelen die via het regionale distributienet aangesloten worden.

Voor de impact op het regionale net worden de grotere flexibiliteitsmiddelen dus buiten beschouwing gelaten en wordt gefocust op de impact van curtailment en systeembatterijen. Vooral de systeembatterijen hebben hierbij een grote impact op de profielen en belastings- en opwekpieken in het distributienet. In de analyses voor de

impact op de regionale elektriciteitsnetten is gekeken wat de impact is van het wel of niet meenemen van de systeembatterijen op koppelpuntniveau. In het meest optimale geval kan dit leiden tot 40 tot 65% minder behoefte aan uitbreidingen/nieuwe stations.

De impact van deze flexibiliteit op de MS- en LS-netvlakken is geen onderdeel geweest van deze studie. De systeem batterijen kunnen bijvoorbeeld als buurt- of thuisbatterijen, of batterijen in elektrisch vervoer impact hebben op die lagere netvlakken. Afhankelijk van de plaatsing, lokale situatie en inzet van de batterijen kan dit zowel een positief als negatief effect hebben op de lokaal benodigde transportcapaciteit. Dit kan onderwerp zijn van een verdiepende studie.

8.7 Gevoeligheidsanalyses

De scenario's behandelen een aantal ontwikkelingen heel expliciet en goed, maar er zijn ook ontwikkelingen mogelijk die niet uitgewerkt zijn in de scenario's.

Er zijn ontwikkelingen denkbaar die aanvullend een forse impact op de regionale netten kunnen hebben. Van een aantal van dergelijke ontwikkelingen hebben we gevoeligheidsanalyses uitgevoerd. Deze zijn opgenomen in bijlage A.

Een van de ontwikkelingen is een snelle groei van airco's (woningen, utiliteitsbouw). Dit zou tot een aanzienlijke extra netimpact kunnen leiden (3-6 GW aanvullend op HS/MS station niveau).

Een snellere groei van datacenters is ook een zeer reëel perspectief, en kan voor een forse toename van knelpunten in het regionale net zorgen. In hoofdstuk 12 staan we hier nader bij stil.

In een volgende update van de infrastructuurverkenning zullen we deze segmenten expliciet meenemen. Parallel houden de regionale netbedrijven deze ontwikkelingen scherp in de gaten, en als daar noodzaak toe is nemen we de vereiste capaciteitsuitbreidingen daarvoor mee in de investeringsplannen.



Hoofdstuk 9.

Impact op de regionale gasinfrastructuur 2050

9.1 Conclusies

- In de scenario's moet (als de huidige regelgeving van kracht blijft) tussen de 30% en 70% van het regionale gasnet worden verwijderd, omdat dit niet meer wordt gebruikt.
 - In het scenario Nationaal en Regionaal moet een relatief groot deel van het regionale gasnet worden verwijderd, omdat in deze scenario's meer gebruik wordt gemaakt van warmtenetten en all-electric warmtepompen.
 - In het scenario Europees en Internationaal wordt gebruikgemaakt van waterstof. Waarbij in het scenario Europees het minste gasnet wordt verwijderd, komt dit doordat het gasnet ook nog gebruik wordt voor groen gas.
- Het regionale gasnet is met een paar relatief kleine aanpassingen geschikt te maken voor waterstof. Alleen betekent de keuze voor waterstof wel dat er in korte tijd veel huizen overgezet moeten worden en het niet mogelijk is voor deze huishoudens om op groen gas/aardgas te blijven.
- Het huidige regionale gasnet is al geschikt om groen gas te transporteren. Er kan echter een overschot ontstaan wanneer er meer groen gas wordt ingevoerd dan verbruikt in een lokaal net. Dit probleem is te verhelpen door boosters in de netten te plaatsen die het gas naar het landelijke gasnetwerk zullen invoeden: het mogelijk maken van tweerichtingsverkeer.
- Er zullen ook decentrale gasnetten nodig zijn voor regionaal transport van waterstof uit decentrale elektrolyzers. Hiervoor is ook tweerichtingsverkeer nodig.

9.2 Huidige netinfrastructuur³⁸

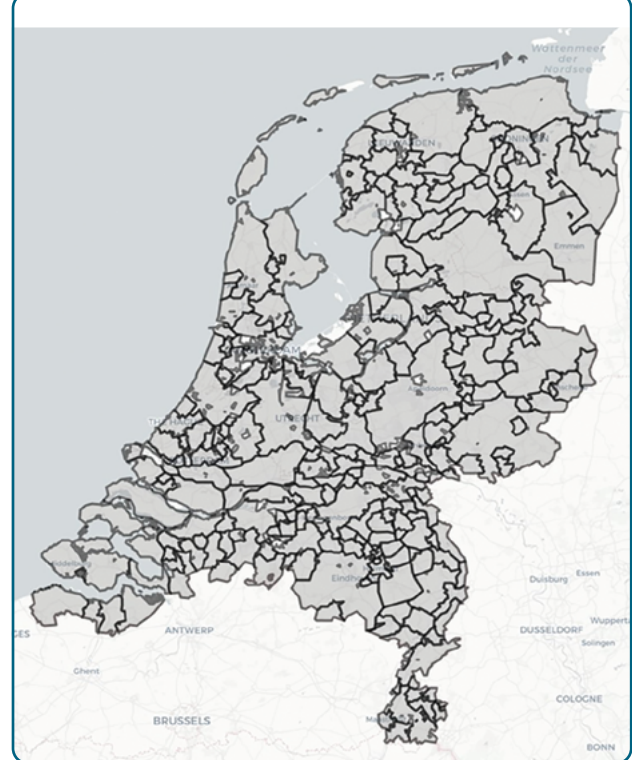
De regionale gasinfrastructuur distribueert voornamelijk gas van centrale punten, waar het gas van het landelijke transportnet wordt betrokken, naar de eindafnemers. Aardgas wordt in Nederland onder andere gebruikt voor de warmtevoorziening. Hierdoor is het verbruik en de piekvraag in de winter vele malen hoger dan in de zomer. De regionale gasinfrastructuur is afgestemd op gaslevering voor een warmtevraag bij -12°C.

De regionale gasnetten zijn opgebouwd uit diverse soorten stations, invoeders en leidingen. Een gasontvangststation (GOS) is het overdrachtspunt tussen de LNB en de RNB's. Achter ieder GOS zit een distributienet, deze netten zijn grotendeels aangelegd in een *vermaasde* structuur. Dat houdt in dat er veel netten onderling zijn gekoppeld, en

dat een net ook uit meerdere GOS'en kan worden gevoed. Een pseudo-GOS-gebied is het voedingsgebied van zo'n gekoppeld netwerk.

Zie de kaart voor de pseudo-GOS-gebieden in Nederland (Figuur 56). Er zijn in totaal rond de 285 pseudo-GOS-gebieden.

Figuur 56. De pseudo-GOS-gebieden in Nederland.



In een GOS wordt het drukniveau van 67 of 40 naar 8 bar verlaagd. Een GOS is via hogedrukleidingen (8 bar) aangesloten op district- en afleverstations waar de druk verder verlaagd wordt van 8 tot 1 bar, en uiteindelijk naar 100 tot 30 mbar; het lagedruknetwerk.

Een district- en afleverstation staat vaak aan de rand van een woonwijk. Via de district- en afleverstations wordt de gebouwde omgeving via lagedruknetwerken aangesloten. De leidingen in dit deel van het distributienetwerk noemen we hoofdleidingen en aansluitleidingen. Hoofdleidingen lopen tot aan de hoek van de straat. Aansluitleidingen distribueren het gas tot aan de bebouwing. Achter dedicated afleverstations bevinden zich ook grote aansluitingen, zoals de glastuinbouw.

Een gemiddelde stad van 100.000 inwoners heeft ongeveer drie gasontvangststations, en dan één districtsstation per 250 tot 500 woningen.

³⁸ Bron: (Netbeheer Nederland, 2019)

Decentrale invoer van groen gas en waterstof

Naast centrale distributie van aardgas is op verschillende plekken in het netwerk ook sprake van decentrale invoer van groen gas. Groen gas wordt lokaal geproduceerd door vergisting of vergassing van bronnen zoals GFT, mest, landbouw, slib en biomassa. Groen gas is opgewaardeerd zodat het dezelfde gaskwaliteit heeft als (laagcalorisch) aardgas.

Het huidige aandeel groen gas is nog bescheiden, namelijk zo'n 1,0% van het binnenlands gasverbruik³⁹ maar dit kan groeien naar 13% in 2030 (Klimaatakkoord) en wellicht tot 10%-40% in 2050, afhankelijk van de verschillende mogelijke scenario's. Bij de toename van het aandeel groen gas gaan er wel aanpassingen in gasnetten nodig zijn. De productie van groen gas is het gehele jaar door redelijk constant. Daarentegen is de gasvraag in de zomer lager dan in de winter. Daarnaast is in diverse gebieden de gasvraag in het lokale gasnet achter het aflever/districtsstation sowieso te gering om al het geproduceerde groen gas te kunnen gebruiken. Het op elkaar afstemmen van vraag en aanbod vergt dus aanvullende maatregelen.

Een oplossing om de constante invoer van groen gas kwijt te kunnen, is het koppelen van lokale netten. Hierdoor ontstaan meer mogelijkheden om vraag en aanbod op elkaar af te stemmen. Maar deze oplossing is slechts een deeloplossing, en de mismatch tussen vraag en aanbod op seizoen schaal kan zo niet worden opgelost.

Een structurele oplossing die verder gaat is om in het regionale gasnet **tweerichtingsverkeer** mogelijk te maken. Met een boosterstation kan het gas van een leidingsegment op lagere druk naar een ander leidingsegment op hogere druk worden gebracht, zodat het gas via het landelijke transportgasnet alsnog heel Nederland kan bereiken. Het is daarmee ook een mogelijkheid om groengasoverschotten op te slaan als strategische reserves.

Als groen gas gaat groeien tot de niveaus voorzien in de klimaatneutrale energiescenario's voor 2050, dan zal het noodzakelijk zijn om tweerichtingsverkeer in het gasnet op veel plaatsen mogelijk te maken. Dit vergt de installatie van een groot aantal boosterstations om het gas van een lager drukk niveau naar een hoger drukk niveau te brengen.

Alternatieven voor groen gas; waterstof

Groen gas zal altijd een (veel) geringere beschikbaarheid kennen vergeleken met de huidige beschikbaarheid van fossiel aardgas. Dit komt omdat het aanbod van duurzaam beschikbare biomassa, dat omgezet kan worden in groen

gas, veel geringer is dan de beschikbaarheid van fossiele energie. In de scenario's is de totale vraag naar gasvormige energiedragers (in de gebouwde omgeving, industrie, energiesector en mobiliteit) groter dan de bijdrage die groen gas kan leveren. Daarom worden er in de scenario's andere hernieuwbare of klimaatneutrale gassen gebruikt. Een mogelijkheid is groene of blauwe waterstof, of het gebruik van aardgas met CCS. Dit laatste is technisch alleen een optie voor grote installaties, en dus niet voor installaties in distributienetten.

In een aantal scenario's worden decentrale gasnetten omgebouwd voor distributie van waterstof. De aanpassingen hiervoor worden hieronder uiteengezet. Het is tevens een mogelijkheid dat er in decentrale netten power-to-gas installaties worden ontwikkeld die worden aangesloten op regionale gasnetten. Bijvoorbeeld in de situatie dat er grote wind- en zonneparken worden ontwikkeld in een gebied waar geen goede elektriciteitsinfrastructuur bestaat en ook geen hogedruk waterstof transportnet aanwezig is. Bij decentrale elektrolyse is het ook mogelijk dat het nodig wordt om in een deel van het distributienet tweerichtingsverkeer mogelijk te maken (net als bij de invoeding van groen gas).

9.3 Knelpunten 2050 (koppelpunten, netten)

De scenario's brengen voor de regionale gasinfrastructuur grote veranderingen met zich mee. Om de knelpunten van de scenario's voor de regionale gasinfrastructuur in beeld te brengen is een analyse in een aantal stappen gedaan. De ontwikkelingen en prognoses van de scenario's worden geregionaliseerd tot het buurtniveau aan de hand van verdeelsleutels (zie uitleg in hoofdstuk 4). Per buurt bepalen we aan de hand van verdeelsleutels per scenario de uurlijkse vraag, het aanbod en de mogelijke flexibiliteit voor de verschillende energiedragers (elektriciteit, methaan, waterstof, warmte) voor alle sectoren. Voor de vertaling naar impact op de gasnetten maken we een koppeling met de huidige topologie van de gasnetten. Hierbij hanteren we ook een consistentie in gassoort op het niveau van de LNB-RNB-koppelpunten, dat is het niveau van de pseudo-GOS-gebieden. Het uitgangspunt hierbij is dat de (regionale) gasinfrastructuur in een pseudo-GOS-gebied uiteindelijk in 2050 één enkele gassoort distribueert: hetzij 100% groen gas, hetzij 100% waterstof.

De berekeningen zijn opgebouwd op basis van drie kosten-impactelementen, die we hieronder toelichten.

³⁹ Hoeveelheid groen gas in distributienetten: 200 miljoen m³ in 2020 (Netbeheer Nederland, 2021). Hoeveelheid gas totaal in distributienetten: 20 miljard m³ in 2019 (Gasunie Transport Services, 2020).

De beschouwde impactfactoren zijn:

- het gasnet verwijderen;
- het gasnet geschikt maken om waterstof te distribueren;
- het gasnet geschikt maken om groen gas te distribueren.

Let wel, de volgende elementen zijn uitgesloten van de analyse:

- vervanging van dan wel onderhoud aan gasnetcomponenten;
- vroegtijdige afschrijving gasnet.

Voordat de methodiek van de drie kosten-/impactelementen wordt toegelicht, volgt eerst een uitleg over de doorwerking van de gasscenario's op de gebouwde omgeving.

9.3.1 Gebouwde omgeving

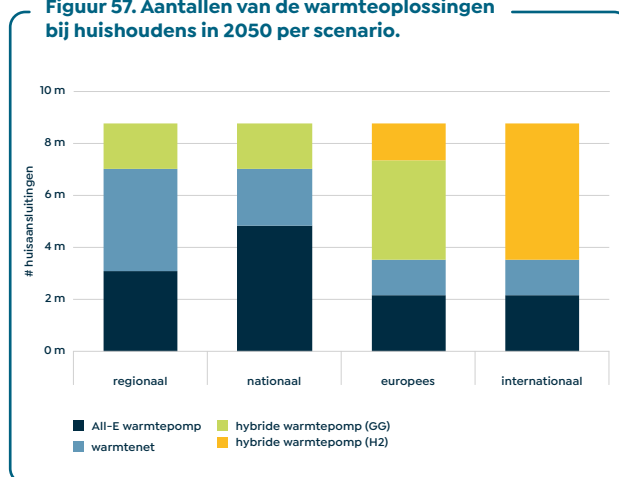
De impactanalyse voor de gebouwde omgeving is gebaseerd op de spreidingen per buurt op basis van toekomstige warmteoplossingen voor huishoudens volgens de Klimaatneutrale Energiescenario's 2050. Daar wordt onderscheid gemaakt tussen vier verschillende types warmteoplossingen: all-electric warmtepompen, hybride warmtepompen op groen gas, hybride warmtepompen op waterstof, en warmtenetten. Voor de gebouwde omgeving zijn in fase 1 de vier scenario's gemaakt. Hierbij zijn de warmteoplossingen gekozen op basis van zowel ruimtelijke als gebouwkenmerken, om tot de meest waarschijnlijke verdeling te komen. Eerst zijn gebouwen toegewezen aan warmtenetten in buurten waar (rest) warmtebronnen zijn en waar de bebouwingsdichtheid hoog is. Vervolgens is de verdeling van de gasnetten voor hybride-oplossingen vastgesteld. Dit is gedaan aan de hand van de woningen per buurt met een bouwjaar vóór 2000 of een hoge mate van landelijkheid, aangezien de totale kosten voor deze oplossingen bij dit type woningen het meest rendabel is. Als laatste is aangenomen dat gebouwen in buurten zonder warmtenet of gasnet verwarmd worden met all-electric warmtepompen.

De prognoses van de warmteoplossingen voor de vier scenario's staan in Figuur 57. De scenario's Regionaal en Nationaal gaan vooral uit van decentraal opgewekte hernieuwbare energie en een wijkgerichte aanpak om de gebouwde omgeving zo snel mogelijk van het aardgas af te krijgen. Er wordt dus grootschalig ingezet op all-electric warmtepompen (respectievelijk 35% en 55%) en warmtenetten (45% en 25%). Warmtenetten dienen meestal om aan de basislast of ruimteverwarming te voldoen. Maar om tapwater op een hogere temperatuur te krijgen, zijn er in woningen als aanvulling warmtepompen nodig. Zie verder Figuur 58. In deze twee scenario's wordt de

regionale gasinfrastructuur grotendeels verwijderd. Dat heeft in de vier scenario's de grootste impact.

In de scenario's Europees en Internationaal staat CO₂-reductie voorop. Door de verhoging van de gasprijs worden alternatieve energiedragers voor verwarming rendabel. Zo ook import van bijvoorbeeld hernieuwbare energie of waterstof. Veel landen zullen zich toeleggen op het opwekken van hernieuwbare elektriciteit om deze energie vervolgens (deels) om te zetten in waterstof. Voor veel woningen is het voordelig om over te gaan op hybride warmtepompen om zo het gasverbruik te drukken. Dit weegt dan op tegen extra investeringen die de overstap op een all-electric warmtepomp met zich meebrengen, zoals isoleren. Het (herverdeelde) scenario Europees leidt tot 60% hybride warmtepompen in de gebouwde omgeving, dat is 40% met groen gas en 20% met waterstof. Voor het scenario Internationaal heeft 60% van de gebouwde omgeving hybride warmtepompen op waterstof. In deze scenario's blijft de gasinfrastructuur grotendeels intact.

Figuur 57. Aantallen van de warmteoplossingen bij huishoudens in 2050 per scenario.

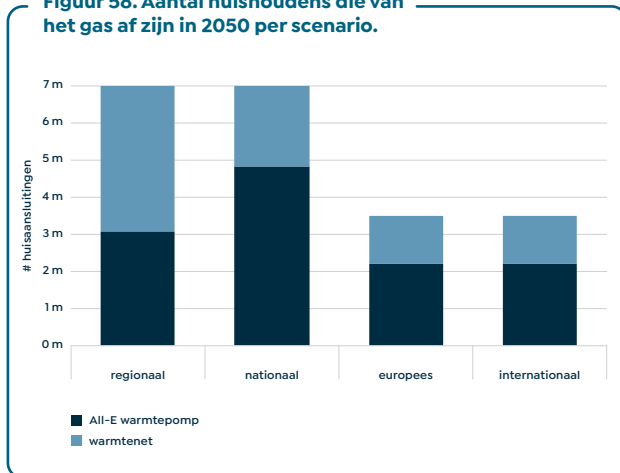


In de gebouwde omgeving wordt voor iedere buurt bepaald of het gasnet verwijderd moet worden, omgezet wordt naar waterstof of omgezet wordt naar groen gas. Vervolgens wordt de impact voor ieder van de drie mogelijkheden doorgerekend aan de hand van de spreidingen en profielen van alle segmenten op pseudo-GOS (PGOS) niveau. De gasontvangstations die zijn gekoppeld in het gasnet, worden in de modellering als één PGOS-gebied beschouwd. De lengtes van leidingen en aantallen van districts- en overslagstations van de achterliggende gasinfrastructuur zijn bepaald op basis van data die RNB's hebben aangeleverd aan het Planbureau voor de Leefomgeving voor de Leidraad. Ze zijn ingeschat op basis van Kiwa-onderzoeken én op basis van data die de RNB's zelf hebben aangeleverd voor de I13050.

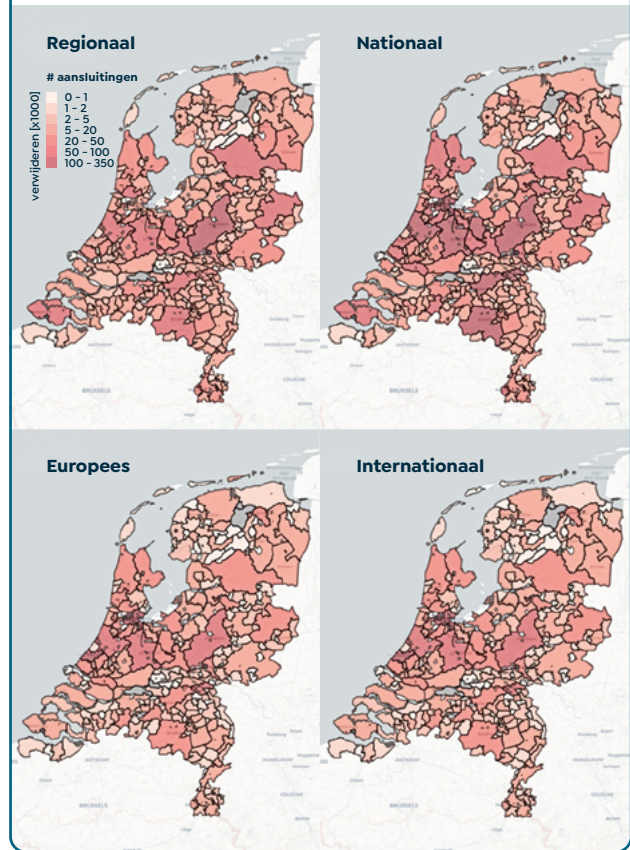
9.3.2 Verwijderen gasnet (aansluitingen KV)

Het uitgangspunt is dat het lagedruknetwerk en het hogedruknetwerk intact blijven bij de scenario's waarin veel duurzaam gas dan wel waterstof naar de gebouwde omgeving gaat. Bij de scenario's waarin de gebouwde omgeving vooral gebruik maakt van all-electric warmtepompen en warmtenetten, worden delen van het lage- en hogedruknetwerk niet meer gebruikt en daarom verwijderd bij de RNB's.⁴⁰ In Figuur 58 is te zien hoeveel huishoudens kiezen voor een gasloze oplossing (all-electric warmtepompen of warmtenet). Voor deze huishoudens moet dus een deel van het net verwijderd worden. Hierbij is te zien dat bij de scenario's Regionaal en Nationaal zo'n 7 miljoen huishoudens geen gasaansluiting meer hebben in 2050. In de scenario's Internationaal en Europees behouden de meeste woningen hun gasaansluiting en verdwijnt deze bij ongeveer 3,5 miljoen huishoudens. Figuur 59 toont de spreiding van de woningen met een all-electric-aansluiting, zodat per scenario een idee ontstaat waar het grootste deel van het gasnetwerk verwijderd moet worden.

Figuur 58. Aantal huishoudens die van het gas af zijn in 2050 per scenario.



Figuur 59. Spreiding per pseudo-GOS van gasaansluitingen die moeten worden verwijderd vanwege all-electric warmtepompen of aansluiting op het warmtenet per scenario.

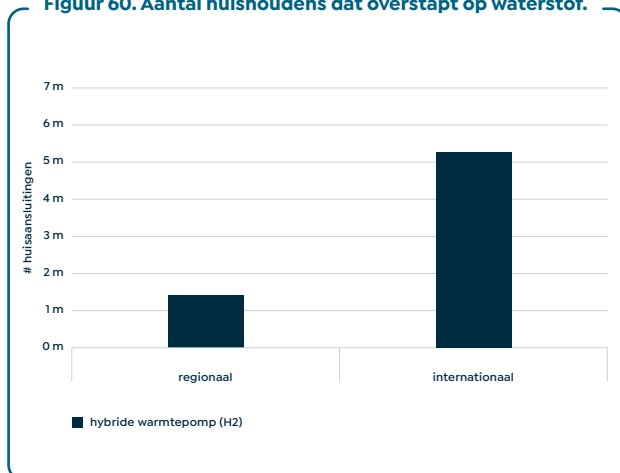


⁴⁰ Het verwijderen van leidingen die nu en in de toekomst niet gebruikt worden is wettelijk verplicht.

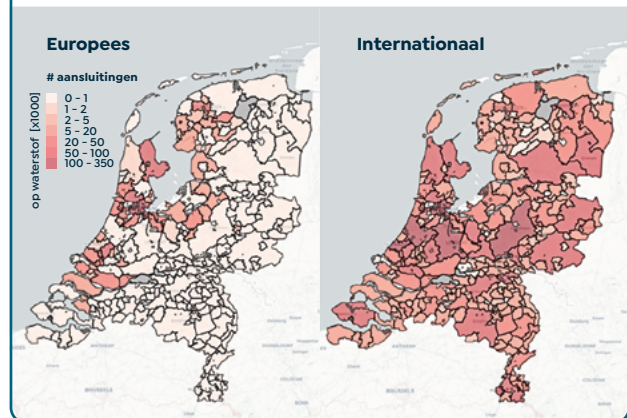
9.3.3 Het gasnet geschikt maken voor waterstof

In zowel het scenario Europees als Internationaal maken huishoudens gebruik van waterstof. Aangezien het gasnet van de RNB's voor een groot deel al geschikt is, maar met kleine aanpassingen ook voor waterstoftoepassingen geschikt kan zijn, betekent dit dat de RNB's deze delen van het gasnet hiervoor gaan gebruiken. Figuur 60 toont hoeveel huishoudens per scenario gebruik gaan maken van waterstof. In het scenario Internationaal zijn dat er 5,3 miljoen, in het scenario Europees 1,4 miljoen huishoudens. In Figuur 61 is de spreiding van deze huishoudens aangegeven. Hierbij is het belangrijk om te vermelden dat er in een pseudo-GOS-gebied alleen waterstof of groen gas getransporteerd kan worden in het RNB-net⁴¹. In deze analyse is ervan uitgegaan dat deze gebieden niet veranderen ten opzichte van 2020. Daarnaast is het goed om te vermelden dat het omzetten van het aardgasnet naar waterstof logistiek ingewikkeld is omdat dit in één keer moet gebeuren, in een korte tijd. De benodigde aanpassingen aan het gasnet staan vermeld in paragraaf 9.4 "Infrastructuurontwikkelingen 2050", waar het gaat om zowel aanpassingen aan het gasnet als aan de woningen.

Figuur 60. Aantal huishoudens dat overstapt op waterstof.



Figuur 61. Spreiding per pseudo-GOS van huishoudens die overstappen op waterstof in de scenario's Europees en Internationaal. In de scenario's Regionaal en Nationaal maken huishoudens geen gebruik van waterstof.

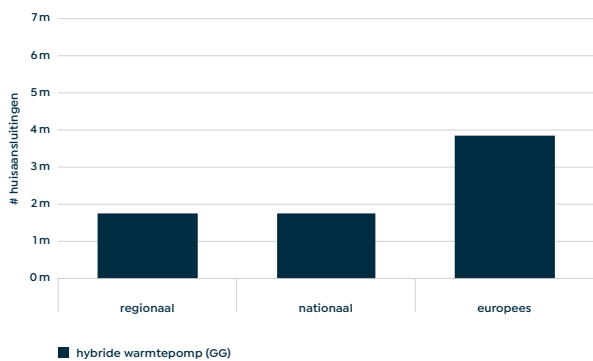


⁴¹ In het scenario Europees zien we de verdeling waterstof terug die ook genoemd wordt in de verdelingspuzzel voor methaan- en waterstofwijken van paragraaf 7.2.

9.3.4 Groen gas

In het scenario Europees is het aantal woningen met hybride warmtepompen op groen gas het hoogst: 40% van het totaal. Dit komt doordat wordt ingezet op laagdrempelige duurzame warmteoplossingen in woningen. In de scenario's Regionaal en Nationaal wordt 20% van de huishoudens verwarmd met hybride warmtepompen op groen gas. Deze woningen blijven op het huidige gasnet aangesloten (Figuur 62). Daarnaast is de industrie in het scenario Europees ook goed voor een significant aandeel groen gas. Het omzetten van groen gas in elektriciteit staat in dit scenario centraal. De elektriciteitsopwek (back-upcentrales) zal het grootste gedeelte van de groengasvraag invullen.

Figuur 62. Aantal huishoudens per scenario dat zijn huidige gasaansluiting behoudt en gebruikmaakt van groen gas. In het scenario Internationaal gebruiken huishoudens geen groen gas.

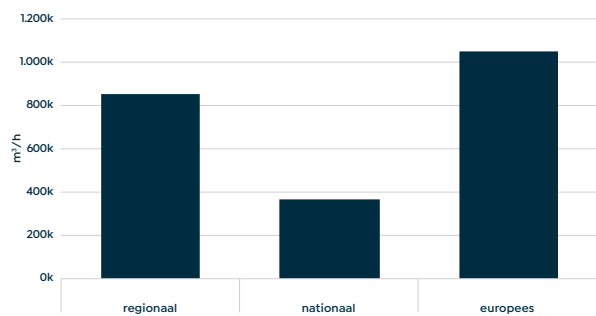


Het gasnet is al geschikt om groen gas te transporteren en distribueren. Dat neemt niet weg dat er decentraal in het gasnet overschotten kunnen ontstaan, doordat er lokaal meer productie van groen gas is dan vraag. Deze overschotten zullen we op een hoger netwerkniveau moeten invoeden of opslaan, om groen gas continu en constant te blijven distribueren. In deze analyse worden alle overschotten op een hoger netwerkniveau ingevoerd via boosters. De impactanalyse is vervolgens uitgevoerd voor alle sectoren die groen gas verbruiken of leveren

en vindt ook plaats op pseudo-GOS-niveau. Naast de regionalisering van de scenario's, zijn er profielen in de vorm van uurlijkse tijdreeksen voor een geheel jaar voor productie van en vraag naar groen gas per buurt. Zo kunnen we voor elk pseudo-GOS-gebied bepalen waar en wanneer er groengasoverschotten zijn. Die overschotten zijn berekend door op uurlijkse basis de vraag in mindering te brengen op de productie. Decentrale groengasproducenten zullen minimaal 8.000 uur invoeden om een businesscase rond te maken. Dit is tevens het kantelpunt voor de berekening van de hoeveelheid boosters die de overschotten kunnen verplaatsen naar een hoger netwerkniveau.

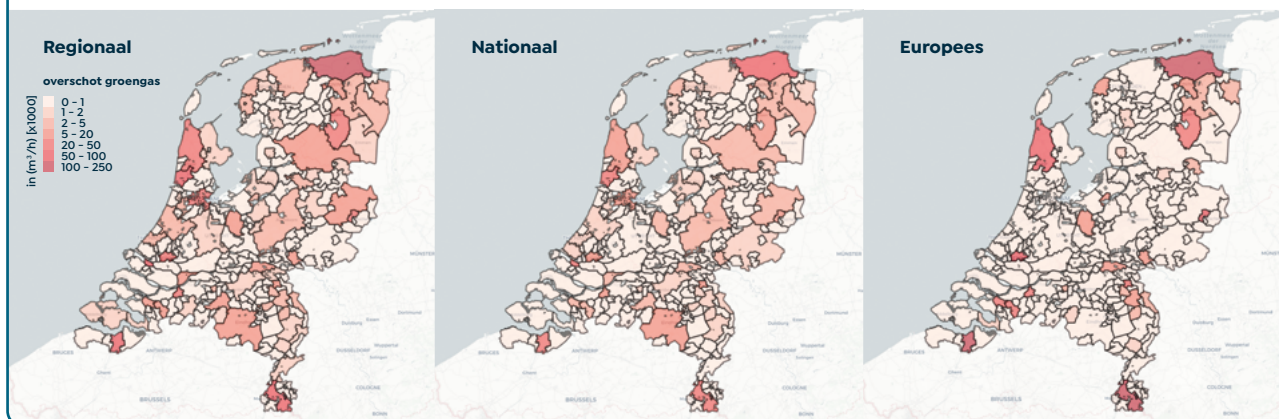
Figuur 63 toont de verdeling van de berekende overschotten per scenario. Zoals verwacht, is in het scenario Europees het overschot het grootst. Dit komt voornamelijk door gascentrales die groen gas verbruiken om elektriciteit op te wekken als back-up bij tekorten aan duurzame opwek. Het scenario Regionaal zet vooral in op decentrale opwek van elektriciteit door kleine producenten. Daardoor leidt dit vooral tot invoer in het regionale gasnet. Figuur 64 toont de spreiding van groengasoverschot per pseudo-GOS-gebied en daarmee de plekken waar boosters nodig zijn. Deze zijn vooral te vinden in PGOS-gebieden waar de vraag van de gebouwde omgeving laag is (landelijk gebied) en waar weinig industrieclusters zijn, maar juist wel veel decentrale groengasproductie door bijvoorbeeld agrariërs.

Figuur 63. Overschot van groen gas per scenario.



Hieronder is de spreiding van groengasoverschot per pseudo-GOS-gebied voor de verschillende scenario's weergegeven. In het scenario Internationaal gebruiken huishoudens geen groen gas maar waterstof, en dus wordt het RNB-net niet gebruikt voor distributie van methaan, maar is het (vrijwel volledig⁴²) omgebouwd voor de distributie van waterstof.

Figuur 64. Spreiding van overschot aan groen gas per pseudo-GOS-gebied voor de verschillende scenario's. In het scenario Internationaal gebruiken huishoudens geen groen gas wordt het RNB-net dus niet gebruikt voor de invoeding van groen gas.



9.4 Infrastructuurontwikkelingen 2050

De gasinfrastructuur van de RNB's gaat aanzienlijk veranderen richting 2050. In deze rapportage hebben we deze als volgt opgedeeld:

- Het gasnet verwijderen
- Het gasnet geschikt maken voor waterstof
- Het gasnet geschikt maken voor groen gas

Het verwijderen van het gasnet is de grootste opgave (en het duurst). Het gasnet geschikt maken voor waterstof is een hele grote uitdaging. We moeten dan grote gebieden in een snel tempo omzetten en geschikt maken voor waterstofdistributie, zodat we een deel van de huidige gasinfrastructuur kunnen blijven gebruiken. Wat nodig is om het gasnet geschikt te maken voor waterstofdistributie is kort beschreven in paragraaf 9.4.2. Het gasnet is weliswaar

al geschikt om groen gas te transporteren, wel zijn op sommige plekken boosters nodig, om de mismatch van invoer en gebruik op te lossen. In de volgende drie paragrafen werken we uit welke aanpassingen aan het net voor deze drie opties nodig zijn.

9.4.1 Het gasnet verwijderen

Als het gasnet minder wordt ingezet, zullen de RNB's volgens de heersende regelgeving een aanzienlijk deel van hun huidige net verwijderen. Tabel 13 laat per scenario zien hoeveel kilometer leiding en hoeveel districtstations zij verwachten te verwijderen. Hierbij is het goed te vermelden dat in het scenario Nationaal bijna 70% van het net verwijderd wordt, terwijl dat in de scenario's Europees en Internationaal maar 29% is⁴³. Dit komt doordat het scenario Europees uitgaat van het gebruik van zowel waterstof als groen gas.

Tabel 13. Verwijderen van het gasnet (in kilometer leidingen en aantal districtsstations).

	Huidige situatie	Regionaal	Nationaal	Europees	Internationaal
LD-leidingen (km)	108.995 km	62.923 km	75.627 km	31.087 km	31.567 km
HD-leidingen (km)	11.396 km	6.629 km	8.045 km	3.392 km	3.433 km
# Districtsstations	20.351	8.967	12.178	5.334	5.334

⁴² Er is in het scenario Internationaal een kleine rol voor groen gas. Het groen gas, dat op bepaalde locaties geproduceerd wordt, wordt ingezet voor de elektriciteitsproductie en de warmteproductie in industriële en grotere installaties. We nemen voor deze analyse aan dat de groengasproductie met vrij beperkte netlengtes ontsloten wordt naar het RTL van Gasunie.

⁴³ De percentages zijn niet hetzelfde als de percentages aansluitingen die in de scenario's een niet-gas warmtevoorziening krijgen, omdat ze volgen uit een berekening van de netlengtes die nodig blijven voor de resterende aansluitingen.

9.4.2 Het gasnet geschikt maken voor waterstof

Huishoudens

In zowel de scenario's Europees als Internationaal maken huishoudens gebruik van waterstof. Voor de RNB's betekent dit dat zij in de woningen de aansluiting moeten aanpassen, waarbij bewoners tijdelijk geen gebruik kunnen maken van

gas. In het gasnet zelf moeten we de regelaars aanpassen en de afsluiters vervangen. Tabel 14 laat zien om welke aantallen het gaat. De tabel toont ook dat er in het scenario Internationaal meer dan vijf miljoen huishoudens gebruik maken van waterstof, terwijl dit er in het scenario Europees 1,4 miljoen zijn.

Tabel 14. Aanpassingen aan het gasnet die nodig zijn om huishoudens om te zetten naar waterstof.

	Europees	Internationaal
#Huishoudens overzetten naar H2 (x1000)	1.414	5.280
#Afsluiters vervangen (x1000)	43	162
#Regelaars omzetten (x1000)	4	14

Industrie en utiliteit

Het bepalen van het toekomstige type energiedrager voor de industriële sector vindt plaats aan de hand van de vraagpatronen binnen deze sector voor verschillende energiedragers, zoals elektriciteit, methaan (groen gas) en waterstof. Deze vraagpatronen zijn gespreid per buurtcode en bieden informatie over de ontwikkelingen van de industrie, maar zeggen niets over de huidige energiedragers. Het in kaart brengen van de kosten

van het gasnet binnen deze sector is op basis van de energievraagverdeling in heel Nederland van 2015 t.o.v. 2050 opgesteld. Voor de segmenten industrie en utiliteit kan dit op basis van het type van de energiedrager, de energievraag ten opzichte van de totale vraag, en de hoeveelheid aansluitingen per gemeente (tabel 15). Op deze drie elementen berusten generieke aannames, waardoor de resultaten met een hoge mate van onzekerheid geïnterpreteerd moeten worden.

Tabel 15. Analyse aantallen verwijderingen en ombouw voor industrie en utiliteit.

Aantallen	Regionaal	Nationaal	Europees	Internationaal
#Gasaansluitingen industrie verwijderen	2.000	2.000	2.000	3.000
#aansluitingen industrie overzetten naar H2	2.000	3.000	3.000	3.000
#Utiliteitsbouw gasaansluitingen verwijderen [x1000]	600	800	900	900
#Utiliteitsbouw overzetten naar H2 [x1000]	-	-	100	300

9.4.3 Groengasboosters

In tabel 16 toont het aantal boosters per scenario. In het scenario Europees zijn de meeste boosters

nodig, doordat er relatief veel groen gas wordt ingevoerd, terwijl huishoudens daar relatief weinig van verbruiken.

Tabel 16. Aanpassingen aan het gasnet voor de invoer van groen gas.

	Regionaal	Nationaal	Europees
#Boosters nodig voor groen gas	132	108	232

9.4.4 Onzekerheden

Extra aanpassingen aan regionale gasnetten voor waterstof

Naast de bovenvermelde aanpassingen, zijn er ook aanpassingen aan de regionale gasnetten denkbaar die wel in beeld, maar niet verder gekwantificeerd zijn omdat ze voorsnog te onzeker zijn om kwantitatief uit te werken. De belangrijkste zijn onder andere:

- De eventuele extra netlengtes die wellicht nodig zijn tijdens de transitiefase (2030-2050) om zowel groen gas 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 waterstoftankstations mobiliteit, scheepvaart e.d.

Het is aanbevolen om bovenstaande zaken verder te verkennen als deze perspectieven op regionale waterstofnetten concreter worden.

Industrie en utiliteit, overige sectoren

De schattingen van aantallen ombouw waterstof industrie en utiliteit zijn zeer onzeker omdat we gebruik maken van een energiemix op het landelijke scenario en dit vertalen naar

aantallen bedrijven in de verzorgingsgebieden, zonder dat we een analyse op individueel bedrijfsniveau kunnen doen.

Inschattingen van de gasinfrastructuur, leidinglengtes en aantallen districtsstations

We hebben als bron voor de leidinglengtes en aantallen de data uit de "Leidraad" van het Expertise Centrum Warmte (ECW, 2020) gebruikt. Alle regionale netbeheerders hebben informatie aangeleverd over het aantal aansluitingen en de lengte van het lagedruknetwerk. Om de lengte van het hogedruknetwerk te schatten, hebben we een inschatting gemaakt dat dit een tiende van de lengte van het lagedruknetwerk is. Het aantal districtsstations hebben we bepaald op basis van aantal aansluitingen per districtsstation. Dit is een benadering van de werkelijke situatie en is deels onzeker, maar lijkt een redelijke inschatting zijn om uitspraken te kunnen doen over de totale impact op het gasnet in 2050.

In de analyses waren een aantal complicaties waardoor de impact analyse wellicht niet volledig is.

- Het aantal aansluitingen van de Leidraad (aangeleverd door RNB's met peildatum 2019-01-01) komt echter niet overeen met de aantallen die in de I13050 gebruikt worden.
- De Leidraad data is gebruikt om de lengtes van het gasnetwerk te berekenen per buurt, echter zijn er 1.108 Leidraad/VESTA-MAIS buurten die niet in de I13050 buurten voorkomen. Voor deze I13050-buurten is geen impactanalyse gemaakt.

Hoofdstuk 10.

Impact op infrastructuur warmte 2050

10.1 Conclusies

- De warmtevoorziening via warmtenetten bestaat enerzijds uit continu (baseload) warmteaanbod en anderzijds uit piekverwarming om aan variabele vraag naar warmte te kunnen voldoen. Zeer grootschalig transport van baseload warmte vindt plaats via transportnetten, waarop in het algemeen meerdere warmtebronnen zijn aangesloten. Verdere distributie en lokaal transport van warmte naar huishoudens en gebouwen vindt plaats via distributienetten. Distributienetten moeten aan de piekvraag kunnen voldoen.
- In de scenario's vindt de warmtevoorziening van 15%-45% van de gebouwen via warmtenetten plaats. In de scenario's Regionaal en Nationaal is geothermie als primaire basislast (baseload) warmtebron voor het warmtenet verondersteld. In de scenario's Europees en Internationaal is restwarmte van de industrie de primaire warmtebron.
- In de regio's Rotterdam-Den Haag, Amsterdam, Groningen en Nijmegen vinden in alle vier scenario's aanzienlijke hoeveelheden warmtetransport plaats tussen de warmtebronnen (geothermie, industrie) en de gebouwen. Voor deze grote warmtetransporten kunnen grotere warmtetransportnetten worden aangelegd. Het scenario Regionaal heeft veruit de grootste warmtetransportopgave, het scenario Europees de kleinste.
- Naast deze baseload warmtevoorziening, is er op piekmomenten flexibele levering van warmte vanuit lokale (duurzame) gasketels richting gebouwen nodig, via lokale

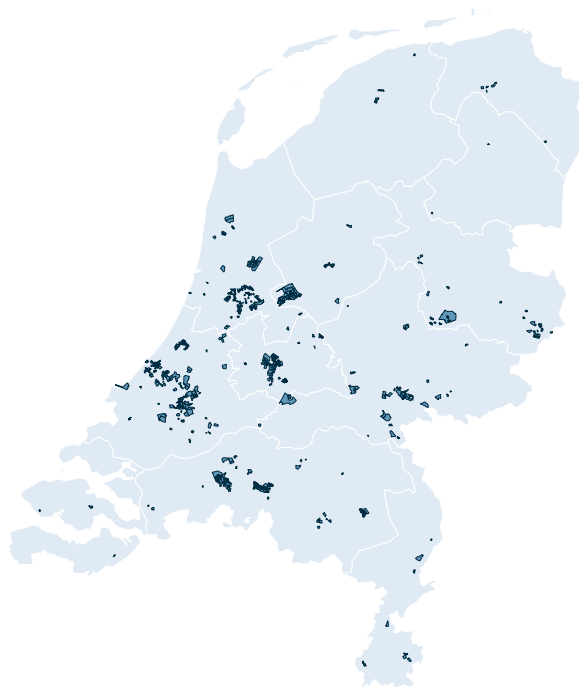
warmtedistributienetten. Door deze lokale (duurzame) gasketels vlakbij de warmtevraag te plaatsen (zoals ook nu al gebruikelijk is), kunnen investeringen in (relatief kostbare) warmtenetten worden beperkt.

- In alle scenario's is het uitgangspunt gekozen dat landbouw beschikt over lokale warmtebronnen, waardoor aansluiting op grootschalige warmtenetten niet nodig is.

10.2 Huidige warmtenetwerken

In het huidige energiesysteem kent Nederland vooral lokale warmte-infrastructuur voor de gebouwde omgeving, de glastuinbouw en industrie. Afnemers van warmte zijn daarin verbonden met warmtedistributienetten die door één of enkele warmtebronnen worden beleverd. Van grootschalige regionale warmtetransportnetwerken is geen sprake. Er vindt enig grootschalig transport plaats in de omgeving van Rotterdam, waarbij vermogens tot circa 250 MW kunnen worden getransporteerd over afstanden tot ca 20 km. Figuur 65 toont voor Nederland de buurten waar warmtenetten zijn⁴². Gelet op het aantal aansluitingen op warmtenetten van circa 400.000 ligt ongeveer de helft van de warmtenetwerken in de gemeenten Amsterdam, Rotterdam (inclusief Capelle aan den IJssel en enkele andere omliggende gemeenten), Almere en Utrecht (inclusief Nieuwegein), met elk circa 50.000 aangesloten woningen. De andere warmtenetwerken liggen meer verspreid over Nederland, ook voornamelijk in grotere woonkernen.

Figuur 65. De huidige ligging van warmtenetten in Nederland. Nederland heeft lokale warmtedistributienetten in de sectoren gebouwde omgeving, landbouw en industrie. Grootschalige regionale transportnetwerken komen niet voor.⁴⁴



⁴⁴ Bron: RVO (2021)

10.3 Vraag en aanbod van warmte in 2050

In de Klimaatneutrale Energiescenario's 2050 (Ouden, et al., 2020)⁴⁵ zijn de warmtevraag en het warmteaanbod op verschillende manieren uitgewerkt, zie tabel 17 en tabel 18.

In het scenario Regionaal is de rol van warmte het grootst. In dit scenario is 45% (McKinsey & Company, 2018) van de gebouwde omgeving (huishoudens en utiliteiten) aangesloten op een warmtenet. Door enorme ambities van gemeenten en groot draagvlak van burgers en woningbouwcorporaties, is het mogelijk in korte tijd veel warmtenetten aan te leggen. Gemeenten gaan via gemeentelijke warmtebedrijven op zoek naar geothermiebronnen om warmte beschikbaar te stellen aan hun bewoners.

In het scenario Nationaal is 25% van de gebouwde omgeving aangesloten op een warmtenet. In dit scenario kiest een deel van de woningbouwcorporaties voor het aanleggen van nieuwe warmtenetten, samen met de warmtebedrijven. Particuliere woningeigenaren sluiten zich hierbij aan. Er worden naast de bestaande warmtenetten

nog enkele warmtenetten aangelegd, maar minder dan in het scenario Regionaal. Ook in het scenario Nationaal is geothermie de primaire bron van warmte.

In de scenario's Europees en Internationaal is de rol van warmte kleiner, met 15% van de gebouwde omgeving aangesloten op een warmtenet. In deze scenario's vlakt de ontwikkeling van warmtenetten na 2030 af. Deze warmtenetten worden voornamelijk door groen gas of waterstof, biomassa en restwarmte gevoed. Geothermie levert beperkte warmte ten opzichte van deze bronnen. Hoewel er minder warmtenetten zijn, is de piekvraag wel vergelijkbaar met het scenario Nationaal. Dit komt doordat er minder geïsoleerd wordt, tot gemiddeld label B in plaats van A in de andere twee scenario's. In de scenario's Europees en Internationaal worden woningen en gebouwen voornamelijk door hybride warmtepompen (elektriciteit in combinatie met duurzame gassen) verwarmd.

In alle vier de scenario's hebben de warmtenetten een piek- en back-upvoorziening op basis van duurzame gassen.

Tabel 17. Overzicht van het aandeel warmtenetten in huishoudens en gebouwen en de warmtebronnen voor elk van de vier scenario's.

	Regionaal	Nationaal	Europees	Internationaal
Aandeel warmtenetten	45% gemiddeld label A	25% gemiddeld label A	15% gemiddeld label B	15% gemiddeld label B
Aanbod warmtenetten huishoudens	100% geothermie met piek groen gas/biomassa	70% geothermie, 15% groen gas, 10% biomassa, 5% restwarmte AVI's met piek groen gas/biomassa	14% geothermie, 66% groen gas, 8% biomassa, 12% restwarmte AVI's en industrie met piek groen gas/biomassa	14% geothermie, 21% waterstof, 28% biomassa, 37% restwarmte AVI's en industrie met piek waterstof
Aanbod warmtenetten gebouwen	100% geothermie met piek groen gas/biomassa	100% geothermie met piek groen gas/biomassa	73% biomassa, 27% restwarmte AVI's en industrie met piek groen gas/biomassa	7% biomassa, 93% restwarmte AVI's en industrie met piek waterstof

Tabel 18. Overzicht van de maximale capaciteitsvraag in de sectoren landbouw, huishoudens en utiliteit per scenario. De capaciteiten in de scenario's Europees en Internationaal liggen in verhouding tot het aandeel warmtenetten hoger door beperktere isolatie. Het deel van de warmtevraag van de landbouw is niet verder in de analyse meegenomen. Er is verondersteld dat landbouw via een lokaal warmtenet direct wordt aangesloten op een lokale warmtebron.

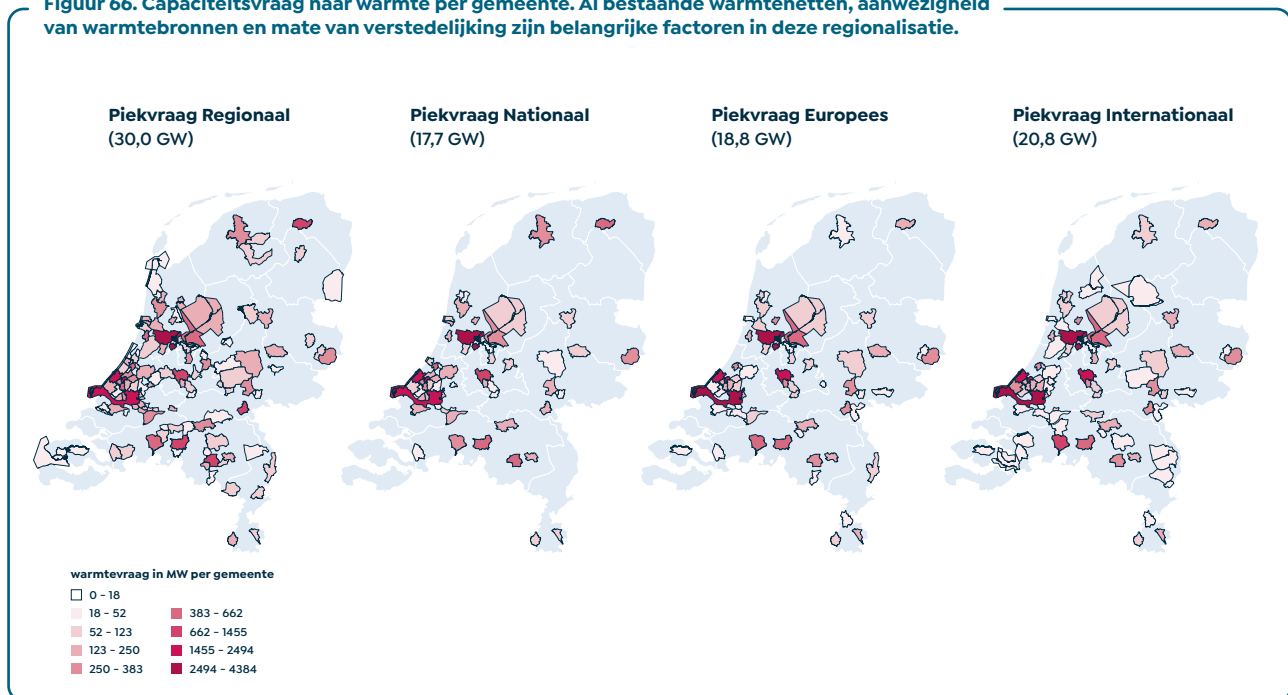
Vraag per scenario [GW]	Regionaal	Nationaal	Europees	Internationaal
Landbouw	0	0,6	0	2,6
Huishoudens	22,4	12,0	8,1	8,1
Utiliteit	7,8	5,3	10,7	10,8
Totaal	30,2	17,9	18,8	21,6

Regionalisatie van de warmtevraag

Voor de circa 13.000 buurten in Nederland is bepaald op welk duurzaam verwarmingsalternatief een buurt overgaat. Hierin zijn enkele bepalende factoren meegenomen. Voor warmtenetten zijn dat de aanwezigheid van bestaande warmtenetten, de nabijheid van warmtebronnen en de mate van verstedelijking. Voor het laatste geldt hoe hoger de mate

van verstedelijking hoe kansrijker een warmtenet. Hoewel er bij deze 'top-down' benadering kanttekeningen zijn te plaatsen geeft het wel voldoende richting voor het doel van deze studie, het inzichtelijk maken van de behoefte aan energie-infrastructuur. Figuur 66 toont per gemeente waar warmtevraag is voor de vier scenario's.

Figuur 66. Capaciteitsvraag naar warmte per gemeente. Al bestaande warmtenetten, aanwezigheid van warmtebronnen en mate van verstedelijking zijn belangrijke factoren in deze regionalisatie.



Regionalisatie van het warmte-aanbod

De regionalisatie van het warmteaanbod is gebaseerd op broninformatie achter de Startanalyse van PBL. De bron-informatie bevat diverse kaartlagen, onder ander de technische potentie voor Aardwarmte geothermie (Thermogis, 2019) en de ligging van midden en laag temperatuur puntbronnen voor warmtenetten (RVO, 2021). Dit zijn locaties met industriële restwarmte,

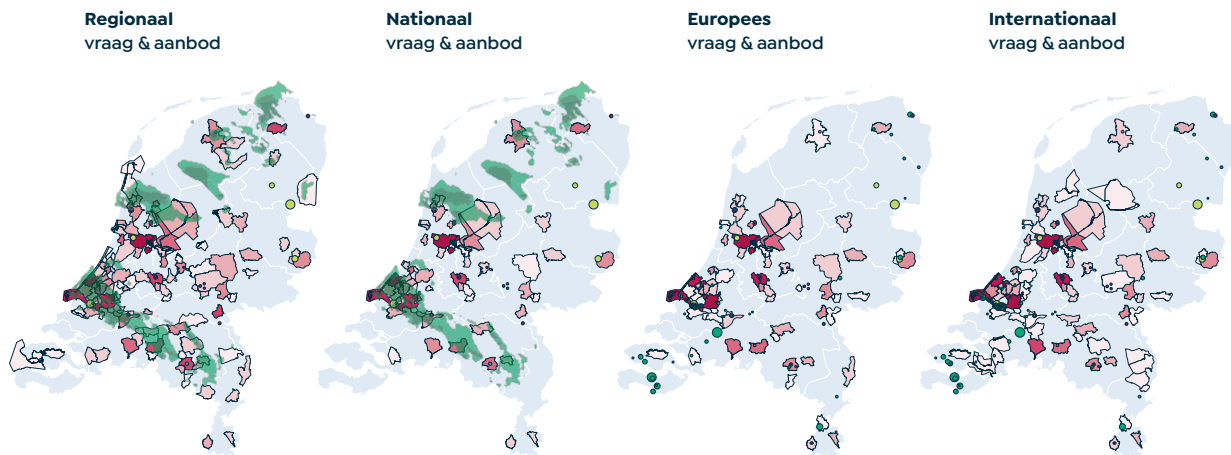
en restwarmte vanuit bijvoorbeeld AVI's en WKK's. Deze types warmtebronnen zullen met name in de basisvraag van warmtenetten voorzien. Voor het opvangen van een hogere piekvraag naar warmte in koudere periodes worden duurzame piekketels ingezet. Dit zijn ketels op duurzame gassen. Deze dienen ook als back-up. Piekketels worden bij voorkeur vlakbij de vraag geplaatst, dat is het meest efficiënt.

Behoeftte aan grootschalig warmtetransport

In Figuur 67 zijn vraag en aanbod (zoals hiervóór beschreven) samengevoegd. In de scenario's Europees en Internationaal tonen we puntbronnen met aanbod van restwarmte. Deze puntbronnen liggen vooral in en nabij de grotere industriële clusters als Rotterdam-Moerdijk, het Noordzeekanaalgebied en Eemshaven, en enkele locaties in het oosten van Nederland. In de scenario's Regionaal en Nationaal is geothermie toegevoegd, waarvan het technisch potentieel met donkergroene vlakken is weergegeven. In de lijn van Eindhoven naar Rotterdam is er een hoge potentie voor aardwarmte. En ook in Noord-Holland en Groningen zien we potentie voor geothermie met in de nabijheid gemeenten met warmtevraag.

Uit het samenvoegen van vraag en aanbod volgt dat er in enkele regio's behoefte is aan grootschalig warmtetransport omdat vraag en aanbod te ver uit elkaar liggen (voor lokale warmtedistributie). Voor het regionale en nationale scenario waarin geothermie in de basis warmtevraag voorziet blijkt dat er een grootschalige transportbehoefte is in Noord- en Zuid-Holland, Groningen en Noord-Brabant. Voor de scenario's Europees en Internationaal zien we voor dezelfde regio's ook een behoefte aan warmtetransport, maar dan om restwarmte vanuit lokale bronnen te verbinden met de vraag.

Figuur 67. De locatie van warmtevraag en warmte-aanbod in Nederland voor de scenario's. In de regio's Noord- en Zuid-Holland, Groningen en Noord-Brabant is er behoefte aan grootschalig warmtetransport tussen vraag en aanbod. Duurzaam warmteaanbod: geothermie (donkergroene vlakken) in scenario's Regionaal en Nationaal en restwarmte (groene stippen) in scenario's Europees en Internationaal.



10.4 Infrastructuurontwikkelingen 2050

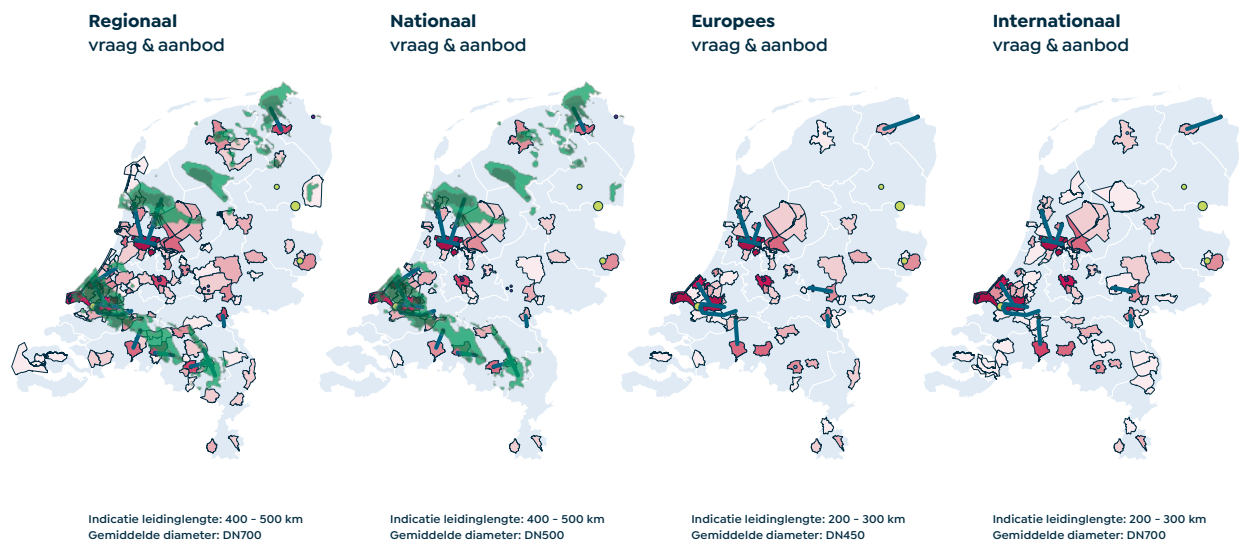
In de voorgaande paragraaf identificeerden we een behoefte aan grootschalig warmtetransport voor enkele regio's in Nederland. In de volgende stap laten we op hoofdlijnen zien welke warmte-infrastructuur in deze transportbehoefte kan voorzien en geven we een indicatie van de benodigde leidinglengtes en diameters.

Figuur 68 toont waar grootschalig warmtetransport voorstelbaar is. In het regionale en nationale scenario zijn dit verbindingen tussen vraag en aanbod van *geothermie*. Voor deze twee scenario's zijn in meerdere regio's warmte-transportleidingen te schetsen tussen locaties met potentie

voor geothermie en gemeenten met warmtevraag. De totale lengte telt op tot zo'n 400 – 500 km. Daarbij zijn er ook aanzienlijke leidingdiameters nodig van gemiddeld DN500 tot DN700 om voldoende warmte te kunnen transporteren. In de scenario's Europees en Internationaal zijn verbindingen tussen vraag en aanbod van *restwarmte* ingetekend. Het aandeel warmtenetten is in deze scenario's lager. Het aantal verbindingen is hierdoor kleiner en de totale lengte is met 200 – 300 km dan ook korter in vergelijking met de 400 – 500 km aan warmtetransportinfrastructuur voor de andere twee scenario's.

Voor alle vier scenario's geldt dat in Noord- en Zuid-Holland uitgebreidere warmtetransportinfrastructuren voorstelbaar zijn met meerdere verbindingen.

Figuur 68. Inschatting van enkele technische kentallen van grootschalig warmtetransport voor de vier scenario's. De figuren geven op hoofdlijnen een inschatting van grootschalige warmte-infrastructuur tussen vraag en aanbod die te ver uit elkaar ligt voor lokale warmtedistributienetten.



Hoofdstuk 11.

Impact op infrastructuur CO₂ 2050



11.1 Conclusies

- Omdat er in alle scenario's sprake is van meer of minder CO₂-opslag (CCS), zal er vrijwel zeker infrastructuur op de Noordzee worden ontwikkeld om CO₂ offshore op te slaan. Deels kan hierbij gebruik worden gemaakt van bestaande leidingen.
- De verwachting is dat reeds in ontwikkeling zijnde infrastructuur (Porthos, Athos) in de scenario's Europees en Internationaal wordt uitgebouwd, zodat industrieën, die nog niet bij de eerste fase van deze projecten zijn betrokken, kunnen worden aangesloten (voor afvoer: "upstream").
- Omdat België en Duitsland niet beschikken over lege offshore gasvelden, houden de scenario's Europees en Internationaal rekening met aansluiting van de CO₂-infrastructuur op de industrieclusters bij Antwerpen en in het Ruhrgebied. Daarmee ontstaat in Zeeland en Zuid-Limburg schaalgroottes om via CO₂-pijpleidingen te worden aangesloten op de offshore CCS-infrastructuur via Porthos of Athos. In de scenario's zonder internationale samenwerking zal CO₂-transport uit die regio's mogelijk plaatsvinden met schepen.

11.2 CO₂-aanbod en ontwikkelpaden

In alle vier scenario's vindt afvang en opslag van CO₂ plaats. In de scenario's Regionaal en Nationaal is dit beperkt: er is alleen afvang en opslag als er geen of hele dure alternatieven zijn voor CO₂-emissiereductie. De resterende CO₂-uitstoot wordt gecompenseerd door op een deel van de elektriciteitsproductie CCS

(carbon capture and storage) toe te passen. Omdat de brandstof voor deze elektriciteitsproductie al groen is zijn dit zogenoemde negatieve emissies. In de scenario's Europees en Internationaal is er daarentegen ruimte voor de afvang en opslag van CO₂. De bedrijvigheid in Nederland neemt in deze scenario's juist toe, wellicht mede doordat Nederland met CCS voor bedrijven in de EU aantrekkelijke mogelijkheden biedt om CO₂-vrij te kunnen produceren. Naast binnenlandse CO₂-afvang bij industrieën en elektriciteitscentrales, is er ook import van CO₂ die in Nederland wordt opgeslagen. In het scenario Europees wordt bij waterstofproductie uit aardgas CO₂ afgevangen – daarom spreken we van blauwe waterstof. Ook in de scenario's Europees en Internationaal worden negatieve emissies gerealiseerd, als maatregel om het energiesysteem CO₂-neutraal te maken. In tabel 19 is een overzicht opgenomen van de afvang en opslag van CO₂ voor de scenario's.

Nederland is geen eiland. Ook onze buurlanden hebben industrieën die CO₂-arm moeten produceren. Tenzij die landen kiezen voor 'regionale sturing', waardoor de industriële activiteiten worden afgebouwd. Vooralsnog zijn daartoe geen plannen. België en Duitsland hebben echter geen beschikking over lege offshore-gasvelden. Het ligt dan ook voor de hand om bij de ontwikkeling van infrastructuur rekening te houden met het Belgische industriecluster bij Antwerpen en met het Duitse Ruhrgebied, zeker in de scenario's Europees en Internationaal. Richting 2050 zal ook CO₂-utilisatie, het gebruik van CO₂ als grondstof voor producten, een belangrijke rol spelen om grootschalige circulariteit in de industrie mogelijk te maken (DNV GL Netherlands B.V., 2020).

Tabel 19. De hoeveelheden CO₂-aanbod per scenario.

	Regionaal	Nationaal	Europees	Internationaal
Waterstofproductie	0	0	12,3	0
Industrie	3,2	3,7	3,4	10,1
Elektriciteitsproductie	1,4	2,1	6,4	5,7
Import	0	0	5	10 ⁴⁶
Totaal [Mton/a]	4,6	5,8	27,1	25,8
Waarvan negatieve emissies	1,4	1,5	5,5	4,2

In fase 1 van de II3050 is bepaald bij welke sectoren, zoals industrie en elektriciteitsproductie CO₂ wordt afgevangen en waar deze sectoren in Nederland liggen. Dit laat zien waar CO₂-afvang kansrijk is en hoeveel CO₂ op deze locaties wordt afgevangen.

⁴⁶ Dit is een aanvulling op het oorspronkelijke scenario. Import van CO₂ is ook in dit scenario voorstelbaar vanwege de internationale samenwerking en het toepassen van CCS in de industrie.

11.3 Infrastructuurontwikkelingen 2050

In het huidige energiesysteem vindt regionaal distributie van CO₂-plaats, bijvoorbeeld binnen industrieclusters of tussen de industrie en de glastuinbouw. De CO₂-ketens verbinden vraag en aanbod, waarbij de CO₂ ook groten-deels direct gebruikt wordt. Er vindt geen langdurige ondergrondse opslag plaats, zoals in de vier scenario's voor 2050. Naast de bestaande CO₂-infrastructuur zijn er ook mogelijkheden om bestaande buisleidingen te hergebruiken en voor het transport van CO₂ in te zetten.

In het Klimaatakkoord voor 2030 is CCS onderdeel van de emissiereductie maatregelen. De CCS-maatregelen moeten de jaarlijks CO₂-uitstoot met 10 Mton terugbrengen. Die maatregelen vragen een uitgebreidere infrastructuur voor CO₂ dan we nu hebben. Er vindt dan grootschalig afvang, transport en ondergrondse opslag plaats van CO₂. Deze ontwikkelingen beginnen in grote industriële clusters, zoals het Rotterdamse havengebied en het Noordzeekanaal-gebied. De ondergrondse opslag vindt op zee plaats. Op meerdere plaatsen in Nederland wordt gekeken naar het ontwikkelen van CO₂ transport- en opslaginfra.

Voor 2050 verschilt de benodigde CO₂-infrastructuur per scenario, zie Figuur 69. In de scenario's Regionaal en Nationaal is er ten opzichte van 2030 slechts beperkte uitbreiding nodig. Er wordt verwacht dat CO₂ steeds meer wordt hergebruikt, bijvoorbeeld in kassen en voor de productie van materialen ('downstream'). Daarnaast worden nieuwe lege gasvelden verder uit de kust op de Noordzee aangesloten voor opslag, omdat de velden nabij de kust vol raken. Mogelijk dat er een koppeling komt met het Britse CCS-systeem dat ontwikkeld wordt. Op termijn zullen de CCS-systemen van Amsterdam en Rotterdam

waarschijnlijk offshore op elkaar worden aangesloten, om zo efficiënt mogelijk gebruik te maken van de infrastructuur.

In de scenario's Europees en Internationaal krijgt de regionale infrastructuur een landelijk karakter. Er komen pijpleidingen naar Zeeland en Zuid-Limburg. Naar verwachting gebeurt dat in samenwerking met Belgische en Duitse CO₂-aanbieders. Voor de import van CO₂ zijn transportleidingen met grote industriële complexen in België (Antwerpen) en Duitsland (Ruhrgebied) voorstelbaar. Zo ontstaat wellicht voldoende omvang voor de aanleg van een pijpleiding. Door verbindingen met België en Duitsland ontstaat voor respectievelijk Zeeland en Zuid-Limburg dan schaalgroottes om via CO₂-pijpleidingen te worden aangesloten op de ondergrondse CO₂-opslag op de Noordzee. In de scenario's Regionaal en Nationaal is er geen samenwerking met buurlanden en vindt eventueel CO₂-transport uit die regio's wellicht plaats via Rotterdam of Noord-Holland, eventueel naar Noorwegen of het Verenigd Koninkrijk.

Een alternatief voor België en Duitsland is aansluiting zoeken bij de Noorse of Engelse initiatieven. Voor Antwerpen ligt het dan voor de hand het transport met zeeschepen te doen, tenzij er een CO₂-pijpleiding komt van Noorwegen-Verenigd Koninkrijk naar het continent-Antwerpen. Schepen die CO₂ vervoeren tussen een afvanglocatie en de plaats voor offshore-opslag is een realistische optie. Voor het Ruhrgebied zijn er alternatieve routes voor pijpleidingen mogelijk, bijvoorbeeld naar Emden, via Nederland naar Rotterdam of via België naar Antwerpen/Zeebrugge.

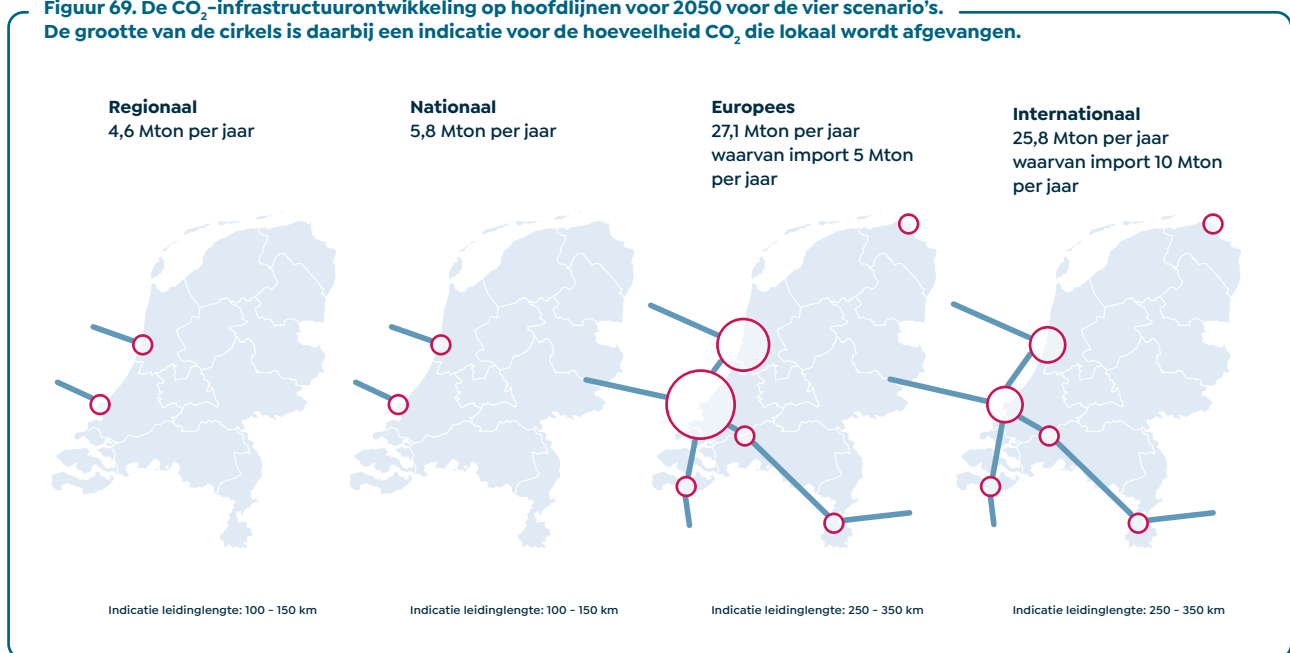
Of transport via leidingen of op een alternatieve manier plaatsvindt, is per regio verschillend. Voor grotere CO₂-stromen vanuit het binnenland en import uit het achterland is transport via leidingen een logische keuze.

Kleinere hoeveelheden CO₂ worden verscheept. Denk aan CO₂ die wordt afgevangen nabij kustlocaties, zoals de Eemshavendelta. Bij grote hoeveelheden over een langere periode ligt transport via een pijpleiding over het algemeen het meest voor de hand.

CO₂ wordt offshore opgeslagen. Dit betekent dat er onder de Noordzee infrastructuur komt. Het ligt voor de hand dat het transport met pijpleidingen plaatsvindt. Voor de binnenlandse infrastructuur zijn meestal nieuwe leidingen nodig. Eventueel kunnen bestaande leidingen worden ingezet, afhankelijk wanneer en waar leidingen vrijkomen, of ze kunnen worden ingezet voor CO₂-transport en hoeveel CO₂ ermee kan worden vervoerd.

In het algemeen zullen bestaande aardgasleidingen die vrijvallen gemakkelijker worden omgezet naar waterstof dan naar CO₂. Voor CO₂-transport worden lagere drukregimes gehanteerd, om te voorkomen dat tweefasenflow (gas en vloeistof) ontstaat. Voor substantiële CO₂-stromen zijn daarom leidingen met relatief grote diameters noodzakelijk, zeker als transport over lange afstanden nodig is. De prioriteit bij Gasunie ligt dan ook bij omzetten naar waterstof. Pas als dat niet aan de orde is, kan omzetten naar CO₂ worden overwogen. In veel gevallen van CO₂-transport zal nieuwbouw de aangewezen optie zijn, zo mogelijk in gereserveerde leidingstroken.

Figuur 69. De CO₂-infrastructuurontwikkeling op hoofdlijnen voor 2050 voor de vier scenario's.
De grootte van de cirkels is daarbij een indicatie voor de hoeveelheid CO₂ die lokaal wordt afgevangen.



Hoofdstuk 12.

Integrale impact op infrastructuur



12.1 Conclusies

- Uit de geïntegreerde aanpak van I13050 en een aantal gevoeligheidsanalyses blijkt dat de keuze van locatie en keuze van inzet van flexibiliteitsmiddelen grote invloed hebben op de belasting van de transportnetten. Door alternatieve opties met elkaar te vergelijken blijkt hoe eventuele knelpunten wellicht beter (bijvoorbeeld goedkoper of met minder ruimtebeslag) opgelost kunnen worden.
- Op de lange termijn en bij infrastructuur aanpassingen met een grote impact wordt het belangrijker om ontwikkelingen in het energiesysteem in samenhang te beschouwen.
- Integrale infrastructuuro oplossingen uitwerken vergt echte regie, via een langjarige programmatische samenwerking tussen overheden en netbedrijven, zowel op nationaal als regionaal niveau. Hiermee kunnen sectorale ontwikkelingen integraal in beeld worden gebracht en consequenties van deze ontwikkelingen worden uitgewerkt tot ontwikkelpaden.
- Op de lange termijn en bij aanpassingen met een grote impact wordt het belangrijker om de samenhang te benaderen: integraliteit loont dan des te meer. Alleen zo kunnen we over het energiesysteem heen alternatieve oplossingen in kaart brengen en vergelijken. Namelijk door vanuit een maatschappelijk kader kosten, ruimte en uitvoerbaarheid af te wegen.
- Op basis van een integrale afweging over de verschillende sectoren heen kunnen keuzes worden gemaakt, de vervolgens kunnen worden uitgewerkt in investeringsplannen.

12.2 Integrale infrastructuur benadering

In de aanpak onderscheiden we vier stappen. Om voor elk van de scenario's de flexibiliteitsmiddelen en het transport te bepalen zijn in de eerste stap de hoeveelheden, inzet en locatie van flexibiliteitsmiddelen bepaald. De netimpact werd daarin nog niet meegenomen. De netimpact is in de tweede stap bepaald, voor zowel elektriciteit, waterstof en methaan en voor zowel transport- en distributienetten. Nu beide (flexibiliteitsmiddelen en transport) bekend zijn kan ook gekeken worden of met andere keuzes verder geoptimaliseerd kan worden. Hiermee bedoelen we hoe door andere locatie keuzes óf door andere inzet van flexibiliteitsmiddelen de netimpact verandert. Met dit inzicht kunnen afwegingen tussen flexibiliteitsmiddelen en infrastructuur worden gemaakt. In dit hoofdstuk gaan we hier verder op in door voorbeelden te noemen van integrale afwegingen tussen flexibiliteitsmiddelen en transport.

Voor de I13050 studie hebben we dus een geïntegreerde aanpak uitgevoerd in de vorm van een 'viertrapsraket':

als eerste een flexibiliteitsanalyse op systeemniveau, als tweede heeft elk netbedrijf een knelpuntenanalyse uitgevoerd voor het eigen netwerk, en daarna hebben we als netbedrijven gezamenlijk gekeken of met andere keuzes voor de locatie en de inzet van flexibiliteitsmiddelen een knelpunt wellicht beter (bijvoorbeeld goedkoper of met minder ruimtebeslag) opgelost kan worden. Dit laatste helpt met name op trajecten waar verschillende energiedragers min of meer parallel getransporteerd worden (bijvoorbeeld van Maasvlakte naar Rotterdam) en brengt vaak een afweging op koppelpunten en conversiepunten met zich mee. Om een voorbeeld te geven van zo'n oplossingsrichting 'over de netten heen': bij knelpunten in het waterstofnetwerk als gevolg van grootschalige elektrolyse, is gekeken of een andere locatie voor de elektrolyse een oplossing kan bieden. Hieraan ligt onder andere een vergelijking ten grondslag tussen transportkosten van waterstof en elektriciteit over min of meer hetzelfde traject.

Integrale infrastructuuro oplossingen uitwerken vergt echte regie, via een langjarige programmatische samenwerking tussen overheden en netbedrijven, zowel op nationaal als regionaal niveau. Hiermee kunnen sectorale ontwikkelingen integraal in beeld worden gebracht en afwegingen en keuzes met betrekking tot infrastructuur over de verschillende sectoren heen worden gemaakt. De consequenties van deze keuzes worden vervolgens door netbedrijven verwerkt naar infrastructuurontwikkelpaden, die vervolgens nader worden uitgewerkt in investeringsplannen. Op de lange termijn en bij infrastructuur aanpassingen met een grote impact wordt het belangrijker om ontwikkelingen binnen het energiesysteem in samenhang te beschouwen: integraliteit loont dan des te meer. Alleen zo kunnen we over het energiesysteem heen alternatieve oplossingen in kaart brengen en vergelijken. Namelijk door vanuit een maatschappelijk kader kosten, ruimte en uitvoerbaarheid af te wegen.

Integrale infrastructuurplanning vergt ook nieuwe methoden. Voor mogelijke vervolgstudies op de I13050 wordt nu al gekeken naar methoden om de netwerkplanning op een meer geïntegreerd platform te kunnen uitvoeren. Eén van de denkrichtingen gaat uit van een zogeheten *multi-model*. Dit is een ICT-oplossing die verschillende loadflowmodellen via onder meer input- en outputinstructies koppelt, zonder dat elke partij inzicht hoeft te hebben in de onderliggende modellen. Vertrouwelijkheid van data is daarmee gegarandeerd. Verder wordt gedacht aan een planningsmethodiek waarin de klassieke aanpak met hoekpuntsenario's op termijn wordt vervangen door een onzekerheidsaanpak die de hele scenario-ruimte opspant (Gridmaster).

Voor volgende Integrale Energiesysteem Verkenningen is het wenselijk dat verder wordt verdiept op de mogelijkheden van systeemintegratie als oplossingsrichting om kosten en ruimtebeslag van de energietransitie te beperken.

12.3 Uitwerkingen van integrale afwegingen⁴⁷

Locatie van systeembatterijen in de regionale-netten

Het opwekken van elektriciteit met zon en wind heeft grote impact op de regionale distributienetten. Daarbij veronderstellen we systeembatterijen bij de koppeling van het regionale met het landelijke elektriciteitsnetwerk. Door deze locatie te veranderen en systeembatterijen dieper in de regionale distributienetten te plaatsten verandert ook de net impact in de regionale distributienetten. Op veel plaatsen zijn batterijen nodig. Als we deze (deels) plaatsen in wijken en woningen (in plaats van bij de koppelstations) verkleinen we de impact op de netten.

Locatie van elektrolyzers

De integratie van grootschalige offshore wind in het energiesysteem is uitdagend en kan grote knelpunten veroorzaken, in zowel het elektriciteits- als het waterstofnetwerk. Voor drie alternatieve locatiekeuzes van elektrolyzers beschrijven we welke factoren bij een integrale infrastructuur oplossing meewegen.

Alternatief 1 Het verplaatsen van elektrolyzers dichterbij de buurt van de waterstofronde

In de hoofdberekening zijn elektrolyzers direct aan de kust bij de aanlanding van wind op zee geplaatst. Het verder landinwaarts plaatsen van elektrolyzers, dichterbij waterstofronde, kan knelpunten op regionale verbindingen naar de waterstofronde toe verlichten. Dit gaat vooral om de elektrolyzers die in de basisberekening zijn geplaatst op Maasvlakte en in Borssele en die als alternatief zijn verplaatst naar Krimpen a/d IJssel en Rilland. Door deze verplaatsing worden de 380kV-verbindingen tussen de aanlandlocaties van wind op zee (Maasvlakte en Borssele) en de nieuwe locaties van de elektrolyzers (Krimpen a/d IJssel en Rilland) een stuk zwaarder belast, omdat alle opgewekte elektriciteit uit wind op zee nu verder landinwaarts getransporteerd moeten worden. In de regio Maasvlakte verergert dit de knelpunten voor TenneT, terwijl in Zeeland de extra belasting niet leidt tot een knelpunt op het 380 kV-netwerk. Dit komt door het sterke elektriciteitsnet aldaar.

Alternatief 2 Een centralere clustering van elektrolyzers bij bestaande industrie

In de hoofdberekening zijn elektrolyzers op de koppelpunten tussen het regionale en landelijke elektriciteitsnetwerk geplaatst afhankelijk van de lokale vraag en aanbod situatie. Een clustering van elektrolyzers op centralere locaties, bijvoorbeeld in industriële clusters, kan leiden tot een grotere verzwaringsbehoefte van de elektrische infrastructuur. Dit komt door het lokaal toevoegen van een additionele vraag van elektrolyse.

Dit effect kan verschillen per regio. In een enkel geval kan de clustering ook een ontlastend effect hebben door het opnemen van overschotten van elektriciteit, bijvoorbeeld richting de kust dicht bij aanlanding wind op zee.

Bij grotere transportafstanden tussen locaties met regionale elektriciteitsoverschotten en locaties waarop vraag is naar elektrolyse, leidt een centrale clustering van power-to-gas gemiddeld tot een grotere behoefte aan verzwaringen van de 110/150kV elektriciteitsnetten. Dit komt vooral doordat er in deze variant minder lokale elektrische vraag van power-to-gas staat tegenover het hernieuwbare aanbod uit wind en zon.

Alternatief 3 Het plaatsen van elektrolyzers offshore bij grote windparken of op kunstmatige eilanden

In de berekeningen zijn elektrolyzers onshore geplaatst. Dat kan echter ook verder stroomopwaarts, offshore. De kosten van elektrolyse liggen dan hoger, maar op het gebied van transport kunnen behoorlijks besparingen worden bereikt omdat energietransport met een waterstofleiding veel goedkoper is dan met een elektriciteitskabel. Hoe de afweging uitvalt hangt uiteraard van meerdere factoren af, maar dit alternatief is wel de moeite waard om verder in beeld te brengen. In Denemarken is al een besluit genomen om een eiland in te richten (De Ingenieur, 2021).

Inzet van elektrolyzers (re-dispatch)

Voor deze verkenning worden elektrolyzers gebruikt als flexibiliteitsmiddel om de balans tussen vraag en aanbod te handhaven. Elektrolyzers kunnen daarnaast ook worden gebruikt om de transportbehoefte te verminderen. Wanneer deze immers bij aanlandingslocaties voor wind op zee worden geplaatst en veel vermogen vragen op hetzelfde moment dat er veel wind op zee productie is, hoeft een gedeelte van deze elektriciteit niet verder landinwaarts te worden getransporteerd.

Een vereiste is dan natuurlijk wel dat elektrolyzers daadwerkelijk ingezet worden op momenten van veel opwek uit wind op zee. Echter, uit de analyses blijkt dat elektrolyzers vaak niet of nauwelijks ingezet worden in uren met veel opwek uit wind op zee en tegelijkertijd een hoge vraag naar elektriciteit verder landinwaarts of in het buitenland (export). Elektrolyzers kunnen in deze gevallen toch worden ingezet om de transportbehoefte te verlagen. Voor het handhaven van de balans is het dan noodzakelijk dat verder landinwaarts de productie wordt verhoogd of de vraag wordt verlaagd (of eventueel de export wordt beperkt).

In een gevoeligheidsanalyse is een dergelijke marketingreep (re-dispatch) gemodelleerd, waar in uren van grote transportbehoefte de power-to-gas vraag is verhoogd in Maasvlakte en Middenmeer en tegelijkertijd gas-to-power is ingezet in

⁴⁷ De gevoeligheidsanalyses in deze paragraaf zijn in meer detail beschreven in bijlage A.

Maasbracht en Hengelo. Vanwege de ernst van sommige knelpunten is de hoeveelheid benodigde re-dispatch om deze knelpunten op te lossen groot.

Deze marketingreep is binnen de huidige marktwerking redelijk prijzig per benodigde MWh re-dispatch. In dit geval is re-dispatch alleen een realistische oplossing voor minder zware knelpunten of voor een gedeelte van de capaciteit. Zo'n keuze vergt wel een afweging: een vergelijk van het vergroten van de inzet van elektrolyse (en elektriciteitscentrales) met de daarbij behorende conversieverliezen en het uitsparen van investeringen in transport. Daarbij hangt het eerste sterk af van het aantal uren, en het tweede hangt sterk af van de afstand. Tegelijkertijd is het wel een erg effectief middel om de piekbelasting van verbindingen te verlagen en om zo de benodigde infrastructuur te beperken. Nader onderzoek naar verdere ontwikkeling van de marktinrichting zou deze oplossingsrichting beter in kaart kunnen brengen.

Vergroten uitwisseling met het buitenland voor import/export van elektriciteit

In deze studie is uitgegaan van een uitwisselingscapaciteit van elektriciteit van in totaal 15GW met België, Duitsland, het Verenigd Koninkrijk, Denemarken en Noorwegen. Zowel onshore als offshore zou de transportcapaciteit voor uitwisseling met het buitenland verder uitgebreid kunnen worden. Dit zou de behoefte aan flexibiliteit kunnen veranderen, vanwege een grotere connectie tussen overschotten en tekorten in het buitenland en Nederland die elkaar ook deels kunnen vereffenen.

Aan de andere kant gaat een verdere uitbreiding van import/exportcapaciteit wel gepaard met een grotere impact op de elektriciteitsinfrastructuur, zowel offshore als onshore, omdat er grotere hoeveelheden elektriciteit moeten worden getransporteerd.

Ook moet worden opgemerkt dat er nog grote onzekerheden over de ontwikkeling van de respectievelijke energiesystemen in de buurlanden van Nederland bestaan; we weten niet precies welke aanbod- en vraagtechnologieën deze landen in de toekomst gaan inzetten.

Inzet van curtailment van duurzaam opgewekte energie

In deze studie is uitgegaan van een curtailment-percentage van 5% van het volume van de elektriciteitsoverschotten. Voor het scenario Nationaal komt dit neer op een afname van al 55GW van het piekoverschot. Grotere hoeveelheden curtailment kunnen elektrische overschotvermogens verder verminderen en kunnen hiermee helpen om investeringen in andere flexibiliteitsmiddelen en ook

infrastructuur verder te optimaliseren. Echter, dit neemt verhoudingsgewijs wel af. Eerst kunnen nog de hoogste en minst voorkomende pieken worden gecurtailed. Maar bij hogere curtailmentspercentages treft dit ook vlakkere en meer voorkomende overschotvermogens. Vanuit een integraal energiesysteem perspectief betekent inzet van curtailment wederom een afweging: een vergelijk tussen de opbrengsten van energieproductie, het uitsparen van investeringen in power-to-gas en batterijen, en door het substitueren van power-to-gas door curtailment en dus minder binnenlandse productie van waterstof meer waterstofimport. Daarbij is een optimum sterk afhankelijk van prijzen en de relatieve verhoudingen daar tussen.

Systemeffecten van een snellere groei van datacenters

Naar verwachting groeit het aantal datacenters in Nederland de komende decennia door het uitstekende vestigingsklimaat en de toenemende vraag naar ICT-diensten. De groei van het aantal datacenters gaat gepaard met een flinke toename van het elektriciteitsverbruik. Het tempo is uiteraard onzeker. In de scenario's is aangenomen dat datacenters 1,8 GW aan gelijktijdig vermogen opnemen, met een elektriciteitsvraag van 16 TWh. Dat is een flink hoger ten opzichte van vandaag de dag, maar mogelijk toch te conservatief. Om te onderzoeken wat een grotere groei zou betekenen voor infrastructuur, en hoe dat eventueel samen kan gaan met de inpassing van hernieuwbaar, is een gevoeligheidsanalyse uitgevoerd. Hierbij gaan we uit van een jaarlijkse groei van 6% per jaar, waarmee het in 2050 om 9 GW vermogen zou gaan; met een jaarlijkse elektriciteitsvraag van 79 TWh. De impact van een dergelijke toename zal uiteraard fors doorwerken op de infrastructuur, maar ook op de flexibiliteitsbehoefte. De volledige gevoeligheidsanalyse is opgenomen in bijlage A. Hieronder de belangrijkste effecten.

Het elektriciteitsnet zou dankzij de extra vraag van datacenters kunnen worden ontlast indien de datacenters worden gerealiseerd nabij locaties waar grote aanbodoverschotten bestaan, en indien het extra back-upvermogen (gascentrales of batterijen - de ICT stopt niet als er geen wind of zon is), ook in dezelfde regio wordt gesitueerd. In andere situaties resulteert juist een grote extra transportbehoefte voor elektriciteitsnetten, waardoor extra verzwaringen nodig zijn. Ook de transportbehoefte van de gasnetten wordt door de extra benodigde duurzame gascentrales t.b.v. flexibiliteit groter. Afhankelijk van de precieze locatiekeuzes hiervan kan een knelpunt ontstaan.

Op basis van deze gevoeligheidsanalyse is het aanbevolen om grotere datacenters (>100MW) (geclusterd) op het 220/380kV-netwerk aan te sluiten. Aansluiten op het 110/150kV-netwerk leidt tot een groter aantal knelpunten. Verder is het zinvol om op regionaal niveau de ontwikkeling van datacenters samen te laten vallen met de ontwikkeling van hernieuwbare opwek en regelbare elektriciteitscentrales.

Aanlandingslocatie van wind op zee

Keuzes voor de aanlandingslocaties van wind op zee hebben – gezien de grote vermogens waar het om gaat – logischerwijs een grote directe impact op de elektriciteitstransportnetten. Tevens bestaat er via power-to-gas-installaties, die dichtbij de aanlandingslocaties worden verondersteld, ook een directe koppeling met de waterstofinfrastructuur. In de scenario's is gewerkt met een verdeling over de aanlandingslocaties op basis van een voorstel van het Ministerie van EZK. Hierin gaat 35% van de windstroom naar de Maasvlakte, 30% naar Middenmeer in de kop van Noord-Holland, 15% naar de Eemshaven, 10% naar Beverwijk, 5% naar het Sloegebied (Vlissingen) en 5% naar Terneuzen. De impact hiervan is beschreven in voorgaande hoofdstukken.

Daarnaast hebben we een aantal gevoeligheidsanalyses met verschillende alternatieve aansluitvarianten door-gerekend. Zowel de capaciteit en uitbreidingsbehoefte van de elektriciteit als de waterstoftransportinfrastructuur zijn hierbij onderzocht.

Variant A: meer gelijke spreiding

In een eerste variant is een meer gelijkmatige spreiding langs de aanlandingslocaties verondersteld: Maasvlakte en Eemsdelta beide 25%, Middenmeer 20%, en Sloegebied, Terneuzen en Beverwijk allen 10%.

In deze variant worden diverse knelpunten in de 220 en 380 kV netwerken verlicht, onder andere de netwerken in de regio Maasbracht, Noord-Brabant en in Noord-Holland. Er zijn nog steeds knelpunten, maar de omvang daalt.

De capaciteit van het waterstoftransportnet dat voor 2050 is doorgerekend, is voor het transport over lange afstanden grotendeels toereikend. De basisberekening leidt evenwel tot knelpunten in het Maasvlaktegebied en in Zeeland, terwijl op de noordelijke aansluittrajecten (bij Den Helder en Eemshaven) capaciteit over is. In deze onderzochte variant wordt de beschikbare capaciteit beter gebruikt.

Variant B: meer naar het binnenland

In een tweede variant wordt een deel van het power-to-gas vermogen (5-9 GW) verder landinwaarts aangesloten, met een nieuwe verbinding naar 380 kV-station Maasbracht. Dit ontlast de gehele 380 kV infrastructuur tussen Maasvlakte

en Maasbracht en verlicht de impact op het waterstofnet in de Maasvlaktegebied.

De opwek van wind op zee en de behoefte aan maatregelen op het 220-380 kV-netwerk hangen nauw met elkaar samen. Als de aansluitlocaties ergens anders komen, kan dat gevolgen hebben voor de netverzwaringen. Daarom is het zaak om de keuzes voor aansluitlocaties zorgvuldig en integraal te maken: met inachtneming van maatschappelijke, economische en technische effecten, waaronder effecten op het energiesysteem en infrastructuur. De volledige gevoeligheidsanalyse is opgenomen in bijlage A.

12.4 Verdere verdieping

Nader onderzoek naar systeemflexibiliteit

- Op basis van gevoeligheidsanalyses zijn bepaalde trends en afhankelijkheden met uitgangspunten geïdentificeerd die in een vervolgstudie nader geanalyseerd moeten worden. Zo laten de analyses een beperkte hoeveelheid en voor een economisch bedrijfsvoering onvoldoende draaiuren voor power-to-gas zien. Dit vraagt om verder onderzoek (bijvoorbeeld met een economische modelbenadering) waarin andere potentiële flexibiliteitstechnologieën (zoals persluchttopslag en redox-flow batterijen) worden meegenomen en waarin ook een afweging tussen elektrische afvoer en waterstofafvoer wordt gemaakt.

Internationale uitwisseling van elektriciteit

- In deze I13050 studie is voor alle vier scenario's de dataset van één scenario voor 2040 uit de Europese tienjaarsnetontwikkelingsplannen van ENTSO-E/ ENTSOG [1] en een sterk vereenvoudigde modelaanpak gebruikt om de elektrische uitwisseling met buurlanden te bepalen. Gelet op de uitwisselingsmogelijkheden die Nederland met buurlanden heeft en de grote impact op de binnenlandse behoefte aan flexibiliteitsmiddelen, is het belangrijk om naast modelmatige verbeteringen waar mogelijk gebruik te maken van de meeste recente sets van Europese scenario's.

Impact van curtailment als flexibiliteitsoptie verder analyseren

- In de aanpak voor I13050 wordt curtailment – gedefinieerd als het afschakelen van hernieuwbare productie in tijden van grote overschotten aan elektrische energie – toegepast. Dit betekent dat een klein deel van de zon- en windenergie niet wordt gebruikt, om hoge investeringen in additionele opslag en conversiemiddelen te voorkomen. In een vervolgstudie zal nader onderzocht worden hoe het percentage curtailment van elektrisch energie de omvang en de inzet van de flexibiliteitsmiddelen doet veranderen om zo beter inzicht te krijgen in waar het economisch optimum ligt.

Hoofdstuk 13. Ontwikkelpaden



13.1 Conclusies

Flexibiliteit

- In alle scenario's moet veel waterstofopslag worden gerealiseerd. Het gaat minimaal om tientallen zoutcavernes, mogelijk zelfs veel meer. TNO noemt in haar recente rapport een realistisch maximum van 60 dat haalbaar is in Nederland (Gessel S. v., Dalman, Juez-Larré, & Huijskes, 2021). Wellicht zijn over de grens in Duitsland ook mogelijkheden voor waterstofopslag in cavernes. Het is waarschijnlijk dat een belangrijk deel van de waterstofopslag in gasvelden zal moeten worden gerealiseerd gezien het realistisch maximum en het uitloogtempo van cavernes. De technische haalbaarheid van waterstofopslag in gasvelden is nog niet bewezen, maar eventuele ontmanteling van aardgasopslag moet weloverwogen gebeuren, in het licht van herbestemming voor waterstofopslag. Gezien de benodigde omvang van de opslag en het uitloogtempo van cavernes is het noodzakelijk om al vóór 2030 enkele cavernes ingericht te hebben voor waterstofopslag.
- Het tempo van realisatie van power-to-gas na 2030 (in het scenario Nationaal circa 2,5 GW per jaar) vereist een volwassen technologie en schaalgrootte voor 2030.
- Import en export van (elektrische) energie zorgen voor een efficiënte toegang tot flexibiliteit, ook over de nationale grenzen heen. De mogelijkheden voor een sterkere Europese marktintegratie en grensoverschrijdende uitwisseling van energie moeten daarom zo veel mogelijk worden benut.

Landelijk elektriciteitsnetwerk

- Voor het 220/380kV-netwerk is allereerst het opwaarderen van verbindingen naar High Temperature Low Sag (HTLS, geleiders waarover meer elektriciteit kan worden getransporteerd) technologie – waar dit nog niet is gedaan en waar overbelasting optreedt – van belang. Hiervoor is geen extra ruimte nodig en zo wordt de huidige infrastructuur het best benut. Daarna is het bijbouwen van extra infrastructuur zeer waarschijnlijk nodig, maar is de noodzaak en volgorde daarvan sterk afhankelijk van welk I13050-scenario wordt beschouwd en van de ontwikkelingen van wind op zee.
- Voor het 110/150kV-netwerk is het verder doorvoeren van een pocketstructuur een belangrijke eerste stap. Op basis van ontwikkelingen van belasting of opwek (groter dan 1000-1500MVA) kan een verdere opsplitsing in twee of meerdere pockets 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 direct aan te sluiten op het 220/380kV-netwerk.

Koppelpunten: 110/150kV-stations

- De verwachting is dat duurzame opwek na het jaar 2030 erg snel zal stijgen. Omdat opwek dominant is in de scenario's Regionaal en Nationaal, zorgt de snelle

stijging in deze scenario's voor een enorme groei in het werkpakket van de landelijke en regionale netbeheerders. Omdat flexibiliteit in staat is om deze capaciteitsbehoefte voor een belangrijk deel te vervullen, kan de tijdige inzet van flexibiliteit een cruciale rol spelen als het gaat om de uitvoerbaarheid van de transitie.

- Wanneer niet tijdig wordt gestart met de uitrol en inzet van flexibiliteit kan het zo zijn dat er investeringen gedaan worden die na de inzet van flexibiliteit niet meer volledig benut worden. Dit geldt met name voor de scenario's Regionaal en Nationaal, waar sprake is een snelle stijging van duurzame opwek rondom het jaar 2030. Het is daarom van belang om in de aanloop naar 2030 richting te geven aan de optimale inzet van flexibiliteit vanuit systeemperspectief.
- In sommige pockets is de stijgende capaciteitsbehoefte van dusdanige omvang dat uitbreidingen op basis van reguliere bouwblokken niet toereikend zullen zijn. In deze gevallen zal waarschijnlijk gekeken worden naar het herzien van pocketstructuren (bijvoorbeeld het opknippen van pockets), of naar mogelijke andere oplossingen (zoals de inzet van (additionele) flexibiliteitsmiddelen).

Regionale elektriciteitsnetten

Groei van de totale infrastructuur tot aan 2050

- De ontwikkelpaden van de scenario's Europees en Internationaal laten gemiddeld een grote groei van de infrastructuur tot aan 2050 zien. Het tempo is vergelijkbaar met het huidige uitbreidingstempo tot 2030. Voor de scenario's Regionaal en Nationaal zien we na 2030 een verder versneld groeitempo van de benodigde uitbreidingsinvesteringen.
- In stedelijke gebieden zien we een groei die pas ná 2030 versneld doorzet, omdat dit samenhangt met vraaggedreven knelpunten, die na 2030 sterk aanzwellen.
- In meer landelijke gebieden wordt voor 2030 al sterk versnelde groei verwacht door voornamelijk opwekgedreven knelpunten.

Trends werkpakket 2030-2050

- Het uitbreidingstempo zal gedurende het tijdvak 2030-2050 zeer fors blijven. Investeringsplannen lopen tot 2030, hierin wordt dit niet zichtbaar. Er is dus een noodzaak om verder vooruit te kijken. Het belang van het opleiden en trainen van medewerkers die onderhoud en investeringen kunnen uitvoeren wordt hiermee beter zichtbaar. Deze medewerkers blijven ook na 2030 van groot belang voor het uitbreiden en onderhouden van de netten.
- Bij het vergelijken van de werkpakketten per jaar wordt zichtbaar dat het grootste werkpakket tussen 2030 tot 2040 valt, voor eigenlijk alle netvlakken. Dit is met name door opwek gedreven. Voor alle vier scenario's zal in deze periode jaarlijks nog meer in de netten moeten worden geïnvesteerd dan op dit moment al het geval is. De omvang van de werkpakketten is wel sterk afhankelijk van de invulling van de flexibiliteitsbehoefte.

- In deze ontwikkelpaden is meegenomen dat het werk in het geplande jaar wordt uitgevoerd. Het is mogelijk dat niet alle werkzaamheden tot 2030 uitgevoerd kunnen worden. Dat zou betekenen dat er een restvraag ontstaat die in de jaren 2030 tot 2040 opgepakt moet worden bovenop de hier ingeschatte investeringen.
- Na deze periode tot 2040 zien we richting 2050 een gestage daling van de jaarlijks benodigde investeringen. Dit wordt deels veroorzaakt door het feit dat we kijken naar een zichttermijn van 2050. Ontwikkelingen die mogelijk daarna plaatsvinden en potentieel tot additionele investeringen leiden blijven daarmee buiten beschouwing.
- Bij een groei van het aantal assets groeien ook de werkzaamheden voor het in stand houden van de bestaande infrastructuur zoals vervangingsinvesteringen, reconstructies en onderhoud mee. In deze studie worden alleen de uitbreidingsinvesteringen ten behoeve van de capaciteit meegenomen. Dit zijn investeringen die nodig zijn voor het voorkomen van capaciteitsknelpunten in de vier scenario's. Hierin zijn de overige werkzaamheden niet meegenomen. De impact hiervan in kosten en uitvoerbaarheid is geen onderdeel van deze studie, maar is dus ook onderdeel van het groeiend werkpakket.

Verhouding toekomstig net

- Hoe hoger het netvlak, hoe meer verzwaring er procentueel gezien nodig is. Voornamelijk omdat de grootschalige opwek op de hoogste HS-stations worden aangesloten. In aantallen gaat het om meer verzwaringen in de lagere netvlakken. De groei in stations levert een ruimtelijke uitdaging, doordat deze bovengrondse fysieke ruimte innemen. De grote aantallen investeringen in voornamelijk kabels in de lagere netvlakken leveren een grote tijdelijke impact in de directe omgeving van aangeslotenen. Bijvoorbeeld door het opengraven van wegen. Daarnaast heeft dit ook een directe en blijvende grote impact op de reeds schaarse ruimte in de ondergrond.

Gasnetwerken

- Het waterstofnetwerk moet zich in alle scenario's spoedig na 2030 ontwikkelen van een waterstofbackbone met eenvoudige routes tussen industrieclusters tot een volwaardige waterstofinfrastructuur, met een ringstructuur met grote capaciteit in alle richtingen. Op aansluittrajecten moet worden geïnvesteerd in

nieuwe aansluitleidingen, ten behoeve van de industrieclusters, opslag in het noordoosten en verbindingen met Duitsland en België. Transitstromen en de behoefte aan synthetische brandstoffen versterken dit beeld.

- De samenhangende gasnetten (HTL, RTL en RNB) worden na 2030 op alle niveaus geconfronteerd met gelijktijdig transport van verschillende gassen (groen gas, waterstof, resterend aardgas in verschillende kwaliteiten). Hierdoor ontstaat een complexe verdelingspuzzel, die door netbeheerders gezamenlijk met overheden en andere belanghebbenden moet worden opgelost. Hiervoor is regie nodig, onder meer vanuit de overheid. Tijdelijk onbenutte leidingen kunnen de puzzel helpen oplossen; het is daarom belangrijk om bij onbenutte infrastructuur steeds de vraag te stellen of deze nu opgeruimd moet worden of dat later nog nuttig hergebruik mogelijk is.
- De ontwikkeling van vraag en aanbod van gassen tussen 2030 en 2050 heeft ook een sterk regionaal karakter, met name als het gaat om groen gas of waterstof in de gebouwde omgeving. Aanpassing en uitbreiding van de netten vereist daarom veel maatwerk (boosters, netkoppelingen, hergebruik van leidingen, etc.).

13.2 Inleiding: uitgangssituatie

De investeringsplannen van de netbeheerders zijn het vertrekpunt voor de beschrijving van de situatie in 2030 en vormen het uitgangspunt voor het schetsen van mogelijke ontwikkelpaden richting 2050. De investeringsplannen van de netbeheerders gaan uit van verschillende scenario's, op basis waarvan markt- en infrastructuuranalyses worden uitgevoerd. Deze leiden (per scenario) tot een investeringsbehoefte voor de komende tien jaar. Als gezamenlijk uitgangspunt voor de volgende beschrijvingen hanteren wij het Klimaatakkoordscenario, omdat dit deel uitmaakt van alle investeringsplannen⁴⁸. Verdere informatie is beschikbaar op de webpagina's van de netbeheerders. Tabel 20 laat het Klimaatakkoordscenario uit de meest recent gepubliceerde investeringsplannen van TenneT en Gasunie zien (TenneT, 2020) (Gasunie, 2020). Deze zijn het uitgangspunt voor een kwalitatieve beschrijving van de ontwikkelingen van aanbod, vraag en flexibilitetsmiddelen in de periode 2030-2050.

⁴⁸ Daarnaast omvatten de plannen andere scenario's en we doen hiermee geen uitspraken over het belang van de verschillende scenario's.

Tabel 20. Vergelijking scenario Klimaatakkoord 2030 uit de investeringsplannen 2020 en de II3050.

	Scenario	Referentie (2020)	Investeringsplannen Klimaatakkoord (2030)	II3050 Regionaal (2050)	II3050 Nationaal (2050)	II3050 Europees (2050)	II3050 Internationaal (2050)
Elektrisch aanbod	Eenheid						
Kernenergie	GW	0.5	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0
Steenkool	GW	4.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Elektriciteitscentrale (groot)	GW	18.0	14.0	14.7	16.5	17.1	15.9
Elektriciteitscentrale (klein)	GW			18.1	18.0	19.1	18.3
WKK	GW	0.0	0.0	0.0	0.3	0.0	1.7
Totaal conventionele opwek	GW	17	9.4	32.8	34.8	36.2	35.9
Wind op land	GW	4.5	7.8	20.0	20.0	10.0	10.0
Wind op zee	GW	2.4	11.3	31.0	51.5	30.0	27.5
Zonneweides	GW	10.1	25.0	66.4	57.1	34.3	34.3
Zon PV gebouwen	GW			18.6	9.3	7.4	5.6
Zon PV huishoudens	GW			40.1	40.1	16.0	12.0
Biomassa	GW	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Waterkracht	GW	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Andere hernieuwb. bronnen	GW	0.5	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0
Totaal hernieuwbare opwek	GW	17.5	44.6	176	178	98	89
Totaal opwek	GW	34.5	54.0	209	213	134	125
Elektrisch aanbod	Eenheid						
Power-to-heat	GW	0.0	0.5	8.0	8.0	2.0	3.0
Power-to-gas	GW	0.0	0.0 ⁴⁹	41.6	50.6	19.2	16.2
Batterijen	GW	0.0	0.0	54.2	53.4	32.6	29.2
Waterstof opslag	TWh	0	0 ⁵⁰	36.0	37.0	10.0	47.0
Methaan opslag	TWh	144 ⁵¹		24.0	14.0	55.0	15.0

Ontwikkeling van aanbod en vraag

Het opwekken van elektriciteit met zon en wind zal tot 2030 een grote rol spelen, terwijl het gebruik van kolencentrales tot een einde komt. Hernieuwbare opwek wordt goedkoper en is bovendien nodig om de nationale klimaatdoelen te halen.

⁴⁸ Hoewel in het Klimaatakkoordscenario nog geen sprake is van power-to-gas in 2030 zijn er inmiddels meerdere plannen die hierin voorzien, waarvan enkele ruim vóór 2030. Investeringsbeslissingen zijn echter nog niet genomen.

⁵⁰ Hoewel in het Klimaatakkoordscenario nog geen sprake is van waterstofopslag in 2030 zijn er inmiddels wel lopende projecten die hierin voorzien. Investeringsbeslissingen zijn echter nog niet genomen.

⁵¹ Bron: (Gas Infrastructure Europe, 2021)

13.3 Ontwikkeling flexibiliteit

De marktanalyses in het kader van het investeringsplan 2020 tonen aan dat in de behoefte aan binnenlandse flexibiliteit in 2030 voor het elektriciteitssysteem in alle scenario's nog grotendeels door import- en export van elektrische energie en de inzet van elektriciteitscentrales (waaronder gas-gestookte centrales) kan worden voorzien. Aanvullende opslag- en conversiemiddelen spelen hierin vergeleken met 2050 nog een vrij beperkte rol voor het balanceren van het elektriciteitssysteem, maar worden belangrijker hoe verder de energietransitie voortschrijdt. Vanuit het perspectief van het elektriciteitssysteem verwachten we dat er in de periode 2030-2050 grootschalig aanvullende flexibiliteit in de vorm van aanbod- en vraagsturing, conversie en opslag nodig zal zijn, gedreven door een forse toename van volatiele hernieuwbare opwekking en steeds verder gaande elektrificatie (denk aan elektrische voertuigen en warmtepompen). Dat vraagt om grote investeringen in flexibiliteitsmiddelen voor de lange termijn (bijvoorbeeld power-to-gas) en de korte termijn (bijvoorbeeld batterijen en power-to-heat). In het kader hiervan wordt een toenemende koppeling voorzien van energiedragers (elektriciteit, gas en warmte) en hun infrastructures. Niettemin kan er eerder dan 2030 een behoefte aan flexibiliteit ontstaan, die dan vooral wordt gestuurd door de vraagzijde (bijvoorbeeld waterstofvraag in de industrie) of andere marktprijsprykkels (bijvoorbeeld huishoudens die zonnestroom in batterijen opslaan), door de noodzaak om na 2030 fors te kunnen opschalen of door de behoefte om investeringen in regionale netten te vermijden die later overbodig blijken te zijn wanneer er wel flexibiliteitsmiddelen zijn geplaatst.

Import en export van energie

Net als nu, maken we na 2030 gebruik van import- en export van elektriciteit om vraag en aanbod binnen Europa op efficiënte wijze in evenwicht te brengen. Tijdelijke overschotten aan duurzame opwek in Nederland kunnen zonder conversieverliezen⁵² worden gebruikt om aan de vraag in het buitenland te voldoen. Omgekeerd kan in het buitenland opgewekte energie voorzien in de Nederlandse vraag. Internationale transportinfrastructures worden sterker. Bovendien gaat de Europese marktintegratie steeds verder. Dit vergroot de mogelijkheden om het flexibiliteitsvraagstuk steeds meer op internationale schaal te bezien en op te lossen.

Flexibiliteit voor de lange termijn

Mede doordat de rol van stuurbare, conventionele elektriciteitsproductie op lange termijn steeds verder zal

afnemen, wordt langetermijnflexibiliteit op seizoensschaal binnen Nederland in het kader van de II3050 hoofdzakelijk door een combinatie van power-to-gas, gasopslag en gascentrales gewaarborgd.

In het scenario Nationaal is uitgaand van de scenario- en modelkeuzes een geïnstalleerd vermogen aan power-to-gas voorzien van ruim 50 GW. Wanneer dat in een tijdsbestek van 20 jaar (tussen 2030 en 2050) moet worden gerealiseerd, zou dit een jaarlijkse uitbreiding met 2,5 GW betekenen. Dit is een forse jaarlijkse toename die vereist dat de technologie volwassen is rond 2030.

Met de toename van de waterstofmarkt groeit ook de behoefte aan waterstofopslag. Is die in 2030 nog beperkt, in 2050 bedraagt die tot 47 TWh⁵³. Voor cavernes is er een praktisch maximum van circa 15 TWh (60 cavernes) (Gessel S. v., Dalman, Juez-Larré, & Huijskes, 2021). Dit betekent dat jaarlijks meerdere cavernes moeten worden gemaakt. Voor de overige volumes moet andere ondergrondse opslag worden ontwikkeld, zoals gasopslag in cavernes in het buitenland of opslag van waterstof in gasvelden. Over dit laatste is nog onvoldoende bekend, maar er wordt inmiddels uitgebreid onderzoek naar gedaan⁵⁴. Nederland kent een omvangrijke opslagcapaciteit van aardgas, vrijwel allemaal in gasvelden. In het scenario Europees blijft hiervan het grootste deel over in de vorm van aardgas, in de andere scenario's beduidend minder in de vorm van aardgas maar meer in de vorm van waterstof. In welk tempo de aardgasopslagen kunnen worden ontmanteld, of omgebouwd worden naar waterstofopslag (zie alinea hierboven) is nu nog niet duidelijk.

In het scenario Internationaal wordt een opslagcapaciteit van waterstof voorzien van 47 TWh, qua fysiek volume komt dit overeen met een aardgasopslag van circa 150 TWh. Dit zou betekenen dat vrijwel alle huidige aardgasopslag nodig is voor waterstofopslag. De andere scenario's laten weliswaar een lagere waterstofopslag zien, maar omgerekend in fysiek volume is een substantieel deel van de huidige aardgasopslag nodig. Het is wel belangrijk te beseffen dat een eventuele ontmanteling weloverwogen moet gebeuren in het licht van een eventuele herbestemming voor waterstof.

Gascentrales zullen in 2030 nog grotendeels op fossiel methaan draaien. Dat neemt niet weg dat ook hier – tegelijk met het opschalen van de productie van hernieuwbare gassen – de omslag gemaakt gaat worden naar klimaatneutrale opwek. Dit vergt zowel nieuwbouw als aanpassing van bestaande gascentrales. Ook de rol van gascentrales ondergaat na 2030 een verandering: van een inzet met

⁵² Wel treden er op lange afstanden transportverliezen op, welke door innovatieve technologieën zoals DC-verbindingen kunnen worden beperkt.

⁵³ Afhankelijk van de weersomstandigheden en het gekozen klimaatjaar.

⁵⁴ Zoals bij het TNO rapport: Ondergrondse Energieopslag in Nederland 2030 - 2050 (Gessel S. v., Dalman, Juez-Larré, & Huijskes, 2021) en International Energy Agency - Hydrogen Technology Collaboration Programme (HTCP) (Leaver, 2019).

een groot aantal vollasturen naar een inzet die flexibel is, namelijk op die momenten waarop er weinig opwek uit hernieuwbare energiebronnen is. Adequate marktprikkels moeten ervoor zorgen dat de benodigde gascentrales, ondanks de lagere vollast-uren, toch worden gebouwd of in stand gehouden om tekorten in de elektriciteitsvoorziening te voorkomen.

Flexibiliteit voor de korte termijn

Mogelijkheden voor energieopslag voor de korte termijn in Nederland (in het kader van de I13050 gedefinieerd als systeembatterijen) zullen in een hoog tempo moeten groeien na 2030: uitgaande van de eerder genoemde scenario's tot circa 2,5 GW/jaar in de periode tussen 2030 en 2050. Gezien de verwachte kostendaling van batterijen, zullen deze hierin een belangrijke rol spelen. In hoeverre daarnaast andere technologieën flexibiliteit kunnen bieden, weten we nu niet.

13.4 Ontwikkeling landelijke infrastructuur elektriciteit

13.4.1 Inleiding

In de modellering van het 2030-netwerk zijn al uitbreidingsprojecten (zie hoofdstuk 6) meegenomen die nog in studiefase zijn en bij eventuele uitvoering wellicht pas na 2030 gereed zijn. De hier benoemde ontwikkelpaden starten dus bij het finaliseren van deze projecten in studiefase.

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

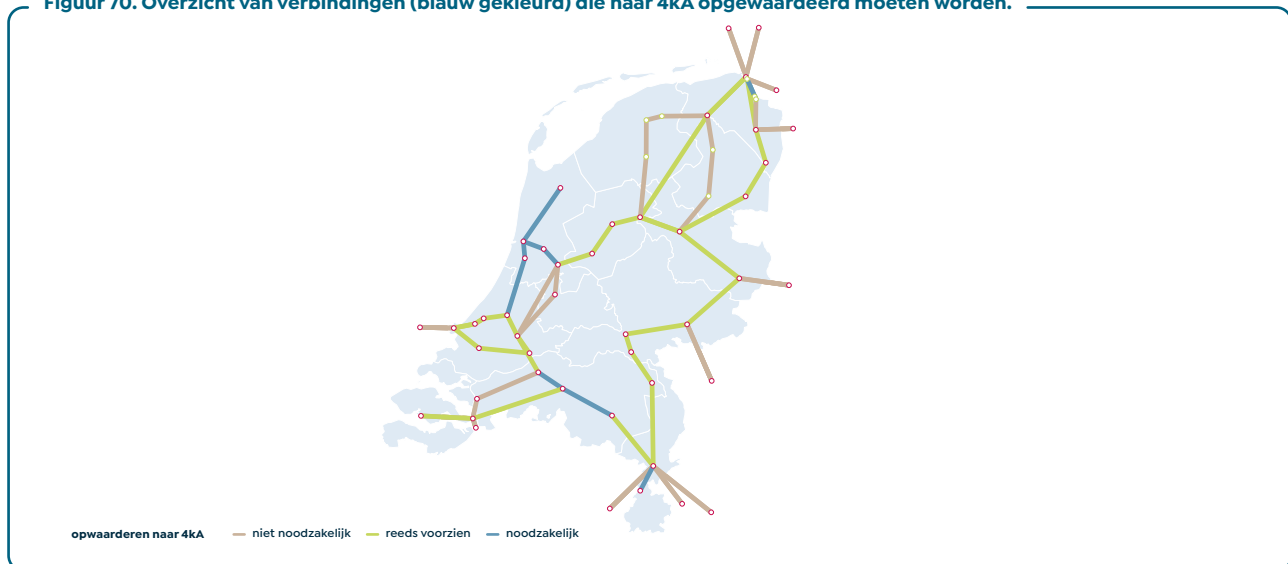
Voor het definiëren van ontwikkelpaden van het landelijk elektriciteitsnetwerk wordt verder onderscheid gemaakt tussen het 220/380kV-netwerk en het 110/150kV-netwerk.

13.4.2 Ontwikkelpaden 220/380kV-netwerk

Uit de berekeningen en de gevoeligheidsanalyses blijkt dat er in 2050 op meerdere verbindingen overbelastingen optreden. Hoe de maatregelen eruit moeten zien en wanneer in de tijd deze gerealiseerd moeten zijn, is op dit moment nog niet goed vast te stellen.

Een eerste stap in de ontwikkelpaden is het vervangen van bestaande geleiders van 2kA – 3kA naar High Temperature Low Sag (HTLS) geleiders van 4kA. Dit is een oplossingsrichting met een relatief kleine impact vanwege niet al te hoge kosten en geen extra ruimtelijke behoefte. In Figuur 70 is weergegeven voor welke verbindingen het opwaarderen naar HTLS al voorzien is in 2030 (in groen), het opwaarderen niet nodig is (in wit) en waar het opwaarderen wel nodig is (in blauw).

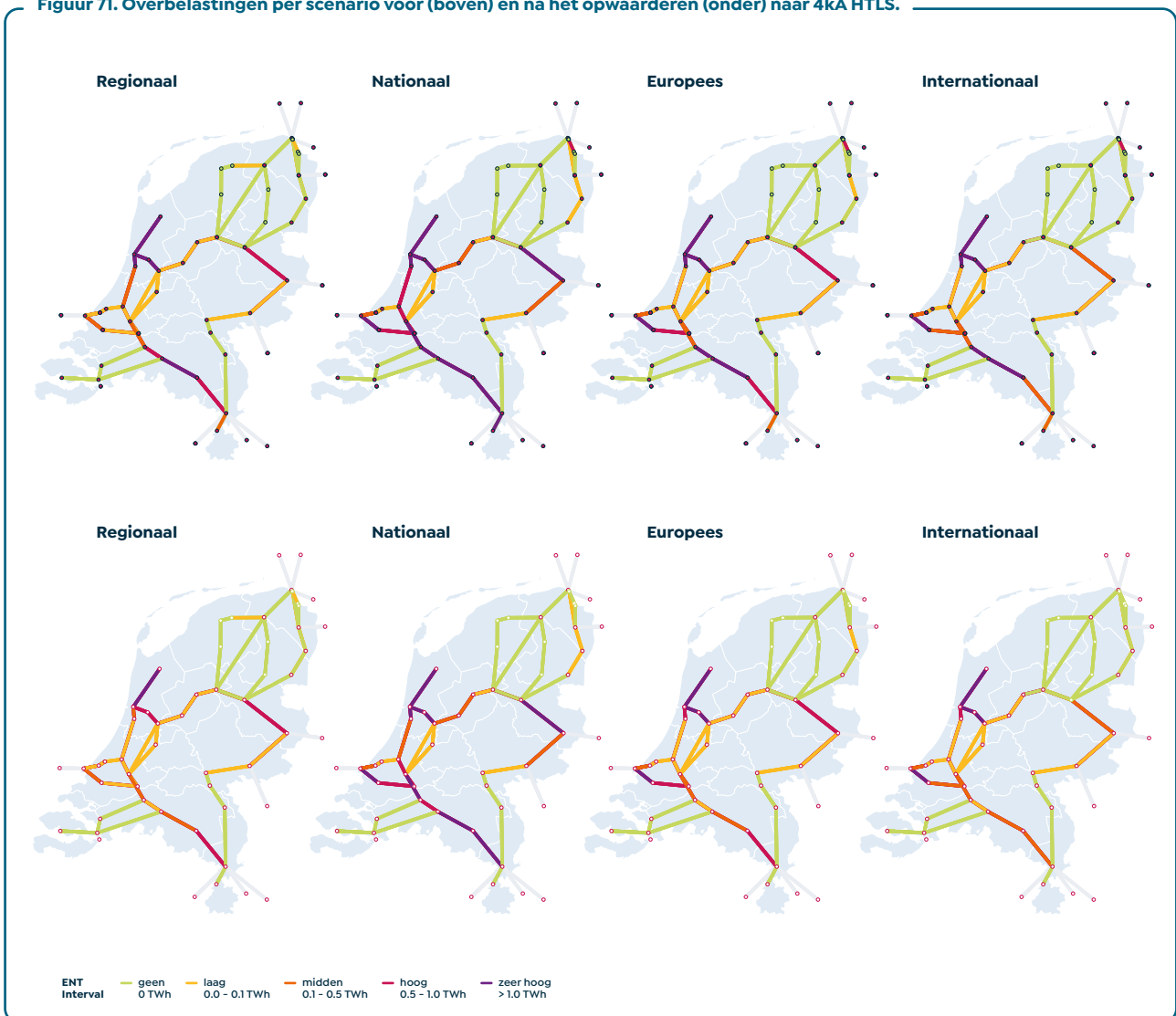
Figuur 70. Overzicht van verbindingen (blauw gekleurd) die naar 4kA opgewaardeerd moeten worden.



Voor de verbindingen in het blauw, de verbindingen Bleiswijk-Beverwijk-Diemen-Middenmeer, Geertruidenberg-Tilburg-Eindhoven en Maasbracht-Graetheide, wordt aanbevolen om deze op te waarderen naar 4kA High Temperature Low Sag- geleiders.

Het effect van het opwaarderen naar 4kA is weergegeven in Figuur 71. Hieruit blijkt dat er voor 2050 nog steeds grote overbelastingen worden voorzien. Voor overbelastingen in de categorie 'Hoog' (rood) en 'Zeer Hoog' (paars) en in zekere mate de categorie 'Midden' (oranje) is waarschijnlijk extra infrastructuur benodigd.

Figuur 71. Overbelastingen per scenario vóór (boven) en ná het opwaarderen (onder) naar 4kA HTLS.



Uit Figuur 71 blijkt ook dat de benodigde extra infrastructuur (na het opwaarderen na 4kA) afhankelijk is van het scenario. In het scenario Nationaal is de behoefte aan extra infrastructuur in 2050 duidelijk het grootst, vanwege de grote hoeveelheid wind op zee die landinwaarts getransporteerd moet worden.

Uit de gevoeligheidsanalyses (zie paragraaf 12.3 en bijlage A) is verder ook gebleken dat een redelijk kleine wijziging in de verdeling van opgewekte energie uit wind op zee over de verschillende aanlandlocaties een grote impact heeft op de belasting van het landelijke elektriciteitsnetwerk.

Dit betekent dat ook de ontwikkelpaden voor 2030-2050 sterk afhankelijk zullen zijn van de ontwikkelingen van wind op zee na 2030, waarover nu nog weinig bekend is.

Ondanks deze onzekerheden lijkt het voor een aantal resterende knelpunten toch zaak om na te gaan welke oplossingsrichting het meest geschikt is. Als uit verdere analyse blijkt dat capaciteitsuitbreiding van de elektrische infrastructuur de beste optie is, dan moet deze oplossing nader worden uitgewerkt.

Resterende knelpunten die voor verdere analyse in aanmerking komen, zijn overbelastingen op:

- de 380kV-verbindingen tussen Tilburg, Eindhoven en Maasbracht die vrijwel in alle scenario's en gevoeligheden worden vastgesteld;
- de 380kV-verbindingen in Noord-Holland, waaronder overbelastingen op de voorziene verbinding tussen Beverwijk en Middenmeer. Dit vooral vanwege het feit dat Den Helder als mogelijke aanlandlocatie is onderzocht⁵⁵. De aannames voor de verdeling van het windenergie op zee vermogen over de verschillende mogelijke aanlandlocaties is gedaan door het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat. Dit zijn aannames. Hierbij is wel geconstateerd dat de infrastructuurbehoefte sterk afhankelijk van de hoeveelheid windvermogen aldaar;
- veel verbindingen in de Maasvlakteregio. Ook hiervoor geldt dat de aangenomen verdeling van de aanlanding van wind op zee over de kustlocaties (zie tabel 7 op pagina 57) een bepalende factor voor de mitigerende maatregel is;
- de 380kV-verbindingen tussen Hengelo en Zwolle, die in veel scenario's en gevoeligheden optreden. Dit vooral vanwege elektriciteit uit wind op zee die via Hengelo naar Duitsland⁵⁶ of naar Zuid-Nederland wordt getransporteerd.

De systeemstudie ten behoeve van de Verkenning Aanlanding Wind op Zee 2030-2040, waar TenneT en Gasunie bij betrokken zijn, zal antwoord geven op de vraag hoe de groei van offshorewind met 27 GW tussen 2030 en 2040 zal worden ingevuld. Op basis van deze studie kan een verdiepingsslag worden gemaakt voor de invulling van de ontwikkelpaden tussen 2030 en 2040.

13.4.3 Ontwikkelpaden 110/150kV-netwerk

Het 110/150 kV-net verzorgt het transport van en naar de belastingpunten en de decentrale productiepunten in de voorziene pocketstructuur voor het hoogspanningsnet. De individuele pockets hebben (of krijgen) vanaf 2030 één eigen koppeling met het 220/380kV-net. Een pocket is vanwege ontwerpcriteria en beheersbaarheid in staat om maximaal 1000 tot 1500 MVA uit te wisselen met het 220/380kV-net.

Uit de berekeningen blijkt dat een aantal verbindingen in het 110/150kV-netwerk in bijna alle scenario's zwaar worden overbelast. Deze zijn aanwezig in het Rotterdamse havengebied en in de kop van Noord-Holland. De gedachte oplossing is het verder opsplitsen van de pocket Maasvlakte-Simonshaven in twee aparte pockets en het creëren van een pocket Middenmeer achter het voorziene 380kV-station Middenmeer.

De transporten in de pockets worden voor een groot deel bepaald door de belasting- en decentrale productie die in de middenspanningsnetten moet worden gefaciliteerd. De regionale netbeheerders hebben ontwikkelpaden in kaart gebracht voor de periode 2030-2050 en hoeveel belasting- en decentrale productie via de hoogspanningsstations in de individuele pockets moet worden gefaciliteerd. Met deze informatie is bepaald hoeveel nieuwe 110/150kV-hoogspanningsstations in de diverse pockets extra benodigd zijn. Indien in een pocket de uitwisseling boven de 1000 tot 1500 MVA uitkomt, zal een opsplitsing in twee of meerdere pockets met nieuwe 220- of 380kV-stations moeten worden onderzocht. Zie onderstaande paragraaf.

In een enkel geval (zoals voor Terneuzen in Zeeuws-Vlaanderen) is de voorziene nieuwe pocket niet in de buurt van bestaande 220/380 kV-infrastructuur. In dit geval zijn er ook nieuwe 220/380 kV-verbindingen nodig om de nieuwe pocket te verbinden met het bestaande EHS-net. In het geval van Terneuzen is de noodzaak van een nieuwe pocket wel sterk afhankelijk van keuzes met betrekking tot de ontwikkeling van de industrie aldaar. Vervolgens kan dit kansen bieden voor de aanlanding van wind op zee.

⁵⁵ Wel Aanwijzing van aanlandlocaties vindt plaats via de Verkenning Aanlanding Windenergie op Zee en het Programma Energie Hoofdstructuur.

⁵⁶ Hierbij moet wel worden opgemerkt dat voor deze studie het buitenlandse elektrische netwerk niet is gemodelleerd, waardoor de elektriciteit in realiteit ook via andere verbindingen naar Duitsland zou kunnen stromen, waardoor de belasting op het Nederlandse elektriciteitsnetwerk en daarmee de noodzaak voor investeringen ook kan wijzigen.

13.5 Ontwikkeling infrastructuur koppelpunten: 110/150 kV-stations

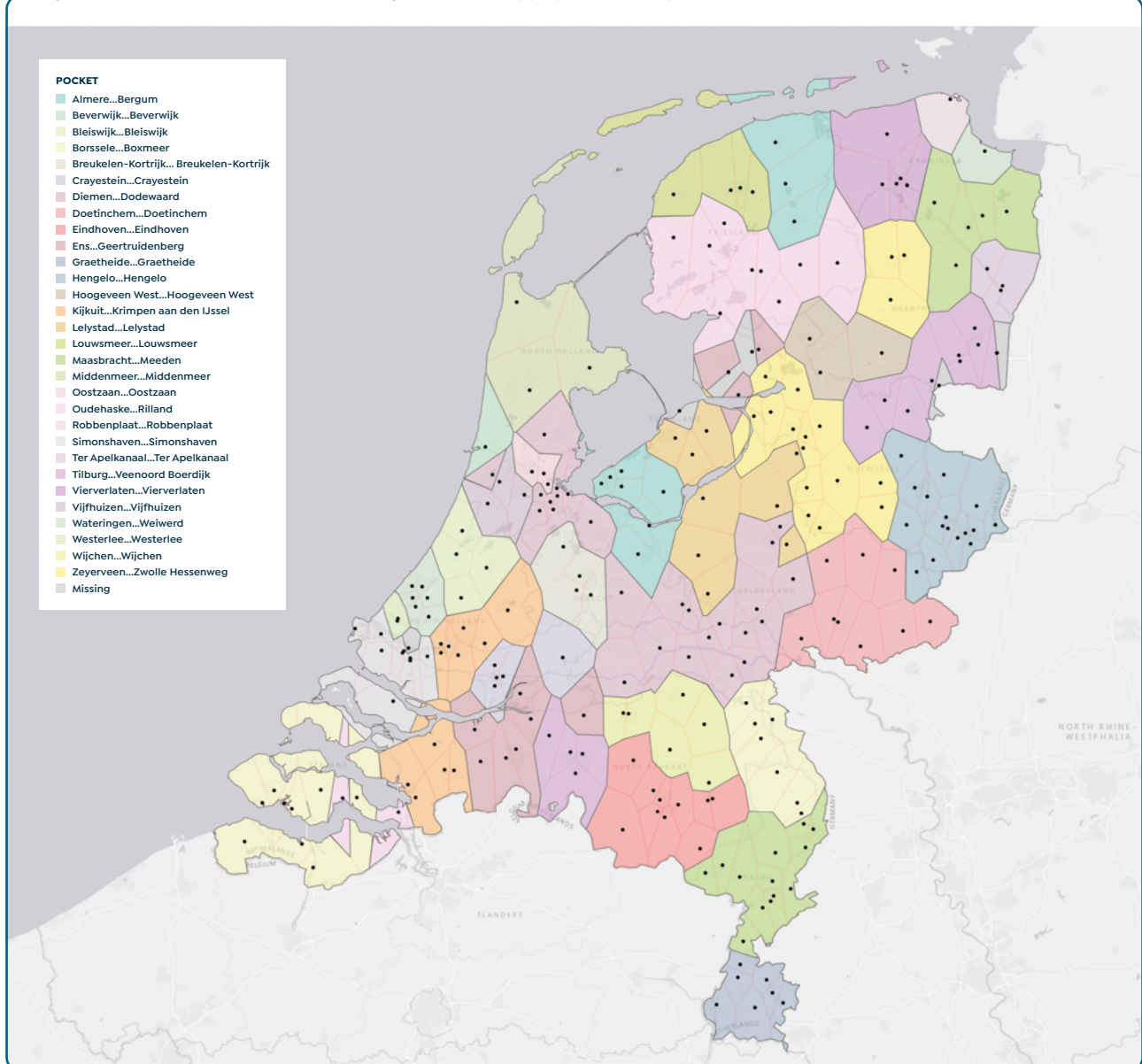
13.5.1 Methodiek

De netten van de RNB's en de LNB zijn met elkaar verbonden door middel van koppelpunten. Deze koppelpunten bestaan uit onderstations met een spanningsniveau 150 en 110kV. Vanwege de onderlinge samenhang trekken de regionale en landelijke netbeheerders gezamenlijk op om een

gesynchroniseerde aanpak van de benodigde verzwaringen te plannen als het gaat om de ontwikkeling op de koppelpunten.

Als basis voor de samenwerking zijn de 242 koppelstations van het RNB net onderverdeeld in 40 "pockets". Deze pockets zijn deelnetten die TenneT onderscheidt op het 220kV- en 380kV-niveau, en waar zij toekomstige investeringsplannen op uitstippelt. Deze uitsplitsing staat in de figuur hieronder.

Figuur 72. Overzicht van de onderverdeling van de 242 koppelpunten in 40 pockets.



Door middel van deze onderverdeling worden geplande verzwaringen van de onderliggende koppelstations geaggregeerd naar pocketniveau. Voor de impactbepaling van de verschillende ontwikkelpaden van 2030 naar 2050 is uitgegaan van een generieke 120 MVA aan uitbreidruimte alvorens een nieuw stations gerealiseerd moet worden in een bepaalde pocket. Dat wil zeggen dat er eerst een inschatting is gemaakt van de infrastructuur die

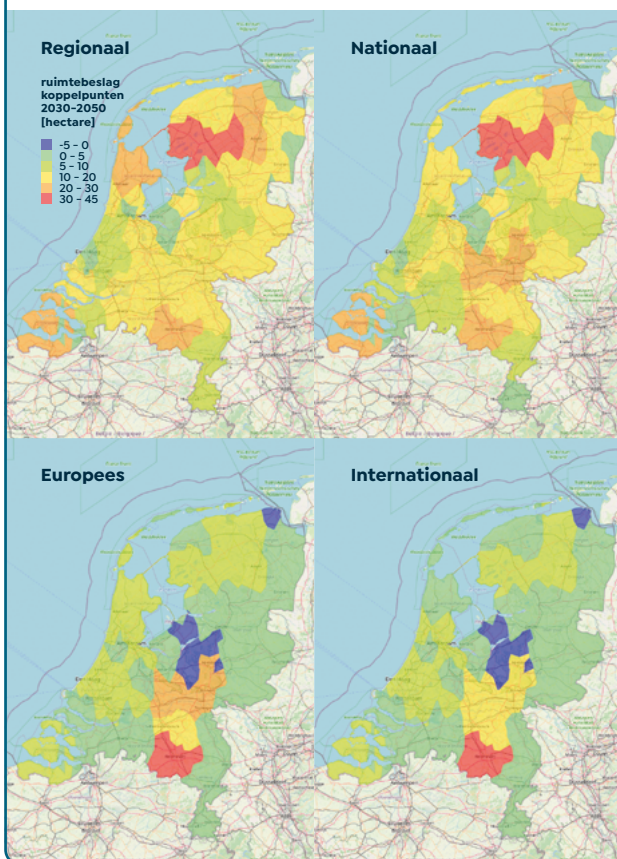
de RNB's denken nodig te hebben in 2030 (volgens het Klimaatakkoord zoals eerder besproken). Als er vervolgens in 2050 minder dan 120MVA-overbelasting plaatsvindt op die 2030-infrastructuur, dan gaan we ervan uit dat dit op te lossen is met plaatselijke uitbreiding van bestaande stations. Voor alles boven de 120MVA moeten de RNB's (en daarmee ook de LNB's) op zoek gaan naar een geschikte locatie voor een nieuw station. Door middel van deze analysemethode

per pocket kunnen de LNB's en de RNB's onderling het gesprek aangaan over wat het meest optimale zoekgebied is (of locaties zijn) om deze totale overbelasting per pocket op te gaan vangen. De uitkomst van dit RNB-LNB-gesprek gaat gevormd worden door zowel de overbelasting op het RNB-net als die op het LNB-net, om hiermee zo optimaal en betaalbaar mogelijk de energietransitie te realiseren.

13.5.2 Pocketanalyse (2030-2050)

Om inzicht te geven in de impact van de verschillende ontwikkelpaden is het ruimtebeslag van de benodigde nieuwe stations per pocket gevisualiseerd in Figuur 73. Dit betreft het ruimtebeslag dat we verwachten nodig te hebben in de twintig jaar tussen 2030 en 2050. Al het ruimtebeslag dat nodig is in de komende tien jaar is in deze analyse als maakbaar aangenomen. Daarom moeten deze getallen als conservatieve inschatting gebruikt worden. Het ruimtebeslag is bepaald op basis van de capaciteitsbehoefte voor nieuwe stations, daarbij is, zoals eerder aangegeven, de aanname gedaan dat de uitbreidingsmogelijkheden op bestaande stations eerst benut worden, het ruimtebeslag van uitbreiding op bestaande stations is niet meegenomen in onderstaande visualisaties. Voor de inschatting van ruimte is gerekend met 40MVA-blokken, en is uitgegaan van een ruimtebeslag van 40.000 m² per 300MVA.

Figuur 73. Ruimtebeslag van de te realiseren nieuwe koppelpunten per pocket, per scenario, voor het traject 2030-2050.



In het landelijke beeld zijn er twee pockets die eruit springen, dat is de pocket 'Oudehaske' in de scenario's Regionaal en Nationaal, en de pocket 'Eindhoven' in de scenario's Europees en Internationaal. In de volgende paragraaf wordt het ontwikkelpad over de jaren heen gevisualiseerd, om een beeld te geven van het verloop van de capaciteitsbehoefte over de tijd. Daarbij zal ook specifiek op deze beide pockets worden ingezoomd om een beeld te krijgen van impact en mogelijke oplossingsrichtingen op pocketniveau.

Daarnaast zien we dat er in de scenario's Europees en Internationaal twee regio's zijn waar er negatief ruimtebeslag ontstaat. Dit ontstaat doordat we hier in 2030 een grotere piekvraag verwachten dan in de scenario's Europees en Internationaal in 2050, hoofdzakelijk veroorzaakt door grootschalige opwekprojecten die wel in de Klimaatakkoord-inschatting zitten, maar zich niet bevinden in deze twee scenario's.

13.5.3 Ontwikkelpaden koppelpunten

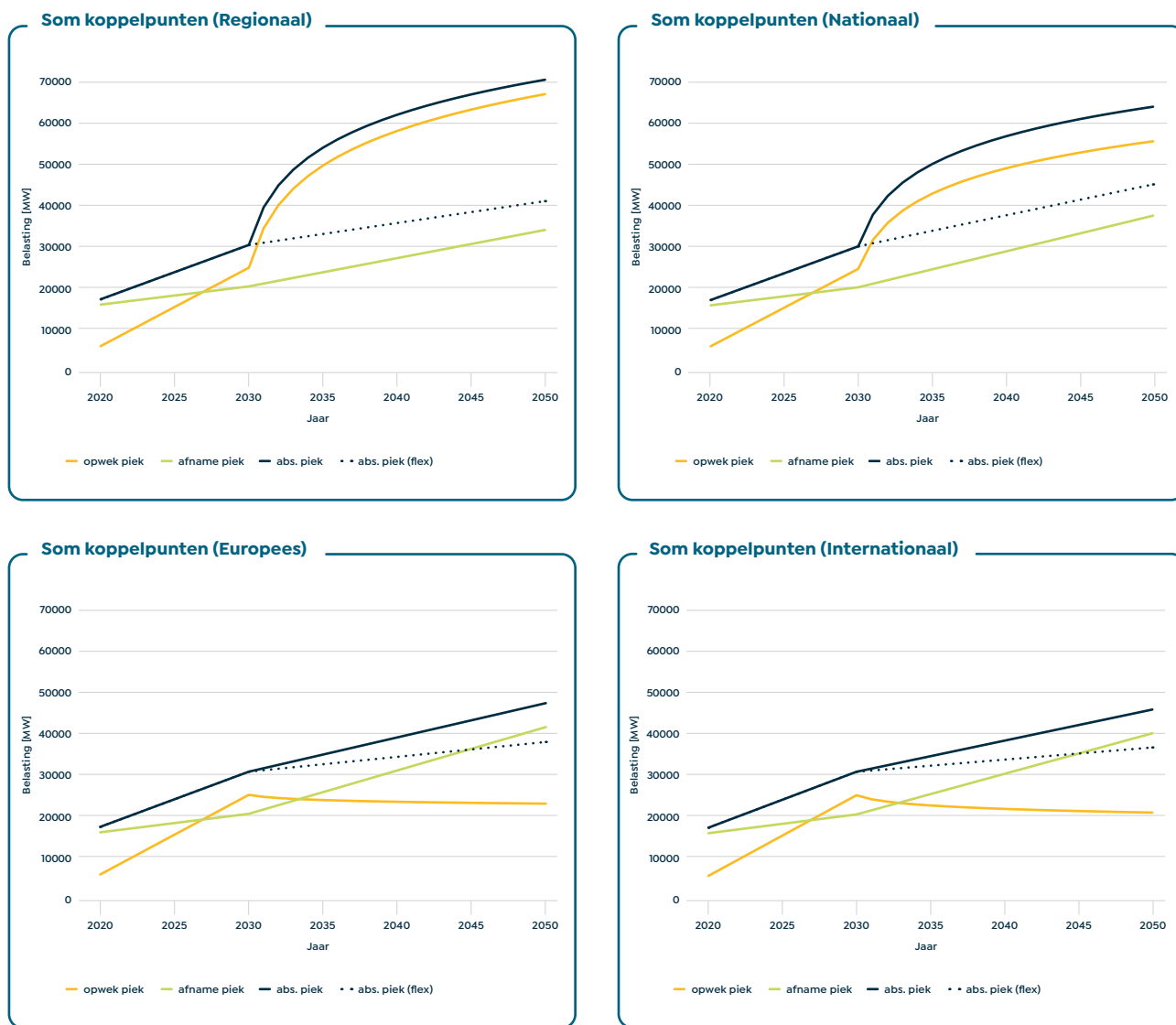
Om inzicht te krijgen in het ontwikkelpad voor de koppelpunten is de capaciteitsbehoefte over de jaren heen per koppelpunt en vervolgens per pocket in beeld gebracht. Dit is gedaan voor de verschillende scenario's. Uitgangspunt voor het ontwikkelpad tussen 2020 en 2030 is het Klimaatakkoordscenario. Uitgangspunten voor het ontwikkelpad tussen 2030 en 2050 zijn de vier verschillende scenario's en de verwachte groeicurve als het gaat om de ontwikkeling van opwek en vraag (in paragraaf 13.6 is meer uitleg te vinden over de methodiek en opzet van deze groeicurve).

De geaggregeerde ontwikkelpaden per scenario zijn gevisualiseerd in Figuur 74. De gele curve illustreert de som van de verwachte opwekpiek van alle koppelpunten, de groene curve illustreert de som van de verwachte afnamepiek. De methodiek is gebaseerd op netto jaarlijkse belastingprofielen, in de scenario's Europees en Internationaal is een afname zichtbaar in de opwekpiek, dat betekent geen afname in opwekcapaciteit, een (sterke) stijging van de vraag/afname zorgt namelijk automatisch voor een daling van de opwekpiek in het netto belastingprofiel.

In Figuur 74 is ook een zwarte lijn zichtbaar, dit is de som van de absolute piek per koppelpunt. Op sommige koppelpunten zorgt de opwekpiek voor een knelpunt, en op andere levert de afnamepiek een knelpunt op. Dit maakt dat de zwarte lijn (de som van de absolute piek per koppelpunt) ook hoger ligt dan de lijn van de opwek- en afnamepiek. De zwarte lijn geeft dan ook inzicht in de totale capaciteitsbehoefte die door de koppelpunten gefaciliteerd moet worden in de verschillende scenario's.

Omdat flexibiliteit in de toekomst een belangrijke rol kan spelen als het gaat om de invulling van de capaciteitsbehoefte voor de koppelpunten, zijn de ontwikkelpaden ook doorgerekend voor de situatie met inzet van flexibiliteit. De resultaten hiervan (voor de absolute pieken) zijn weergegeven door de stippellijnen in Figuur 74. Belangrijk om te vermelden is dat flexibiliteit in dit geval gepositioneerd moet zijn aan de RNB-zijde van de koppelpunten.

Figuur 74. Geaggregeerde ontwikkelpaden van de koppelpunten per scenario.



Op basis van Figuur 74 kunnen de volgende conclusies worden getrokken:

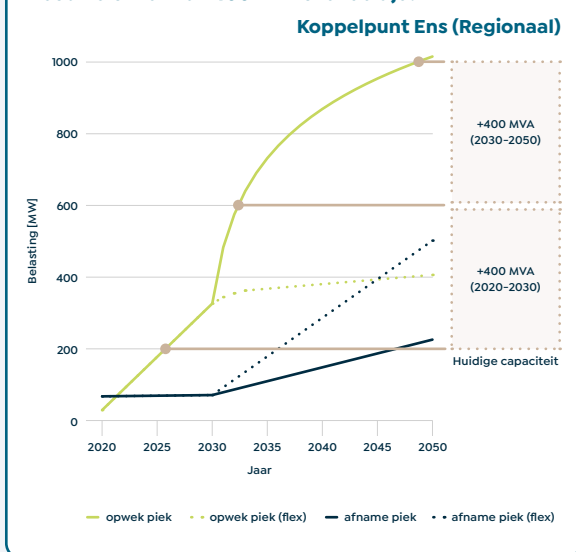
- De grootste capaciteitsbehoefte voor de koppelpunten ontstaat in de scenario's Regionaal en Nationaal als gevolg van de groei in opwek. In de scenario's Europees en Internationaal is de capaciteitsbehoefte met name een gevolg van de toenemende vraag. Dit beeld is in lijn met de resultaten van de onderliggende netten.
- Voor de scenario's Regionaal en Nationaal geldt dat er een grote potentie is voor flexibiliteit. In deze scenario's is ook meer flexibiliteit aanwezig ten behoeve van de systeembalans. Wanneer de flexibiliteit aanwezig is aan de RNB-zijde, kan deze ook optimaal worden benut voor de koppelpunten.
- De verwachting is dat duurzame opwek na het jaar 2030

- erg snel zal stijgen. Omdat opwek dominant is in de scenario's Regionaal en Nationaal, zorgt de snelle stijging in deze scenario's voor een enorme groei in het werkpakket van de landelijke en regionale netbeheerders. Omdat flexibiliteit in staat is om deze capaciteitsbehoefte te vervullen, kan de inzet van flexibiliteit een cruciale rol spelen als het gaat om de uitvoerbaarheid van de transitie.
- Wanneer niet tijdig wordt gestart met de uitrol en inzet van flexibiliteit kan het zo zijn dat er investeringen worden gedaan die na de inzet van flexibiliteit niet meer volledig worden benut. Dit geldt met name voor de scenario's Regionaal en Nationaal, waar sprake is een snelle stijging van duurzame opwek na het jaar 2030. Het is daarom van belang om in de aanloop naar 2030 richting te geven aan de optimale inzet van flexibiliteit vanuit systeem perspectief.

Toelichting werkwijze uitbreidingen pockets

Om inzicht te geven in de individuele ontwikkelpaden van de verschillende pockets, en in de gezamenlijke werkwijze van de RNB's en LNB's is in Figuur 75 het ontwikkelpad voor de pocket Ens weergegeven. Op basis van de verwachte groei in capaciteitsbehoefte in de pocket zal voor 2030 al een uitbreiding moeten plaatsvinden binnen de pocket. Om extra capaciteit te generen in een pocket wordt door TenneT gebruik gemaakt van reguliere bouwblokken, deze hebben typisch een omvang van 400MVA transformatorcapaciteit richting de middenspanningsnetten. Er zal daarbij gezocht moeten worden naar een locatie voor een nieuw te stichten station in de regio. In het tijdspad tussen 2030 en 2050 zal, afhankelijk van het scenario en het al dan niet optimaal benutten van flexibiliteit, opnieuw gezocht moeten worden naar een stationslocatie in dezelfde pocket. Het ruimtebeslag voor de nieuw te plaatsen stations voor alle pockets in de verschillende scenario's is ook al eerder weergegeven in Figuur 73.

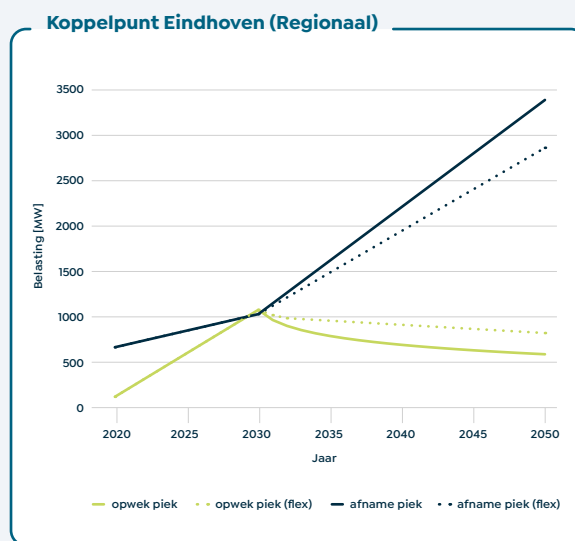
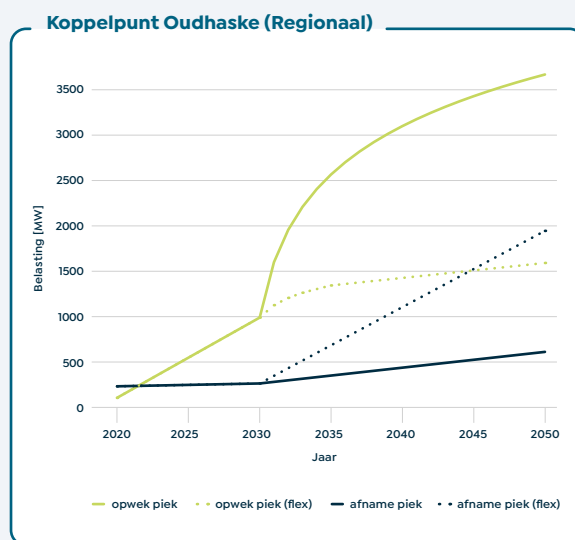
Figuur 75. Ontwikkelpaden voor de pocket Ens, inclusief illustratieve weergave van de bij te plaatsen bouwblokken van 400 MVA over de tijd.



Tot slot wordt hieronder ook nog inzicht geven in de ontwikkelpaden van de pockets 'Oudehaske' en 'Eindhoven', voor de scenario's Regionaal resp. Internationaal. Zoals al eerder geconstateerd op basis van Figuur 73 ontstaat in deze beide pockets (zonder de inzet van flexibiliteit) de grootste stijging in capaciteitsbehoefte van 2030 naar 2050. In Oudehaske is dat een gevolg van een sterke toename in duurzame

opwek, in Eindhoven is dat een gevolg van een sterke toename in vraag. Doordat de verwachte toename in vraag gelijkmatiger groeit over de jaren heen, zijn de benodigde uitbreidingen voor de pocket 'Eindhoven' evenrediger verdeeld over de jaren tussen 2030-2050. De additionele capaciteitsbehoefte in Oudehaske en Eindhoven overstijgt de omvang van de reguliere bouwblokken ruimschoots. Daarom zal in deze gevallen moeten worden gekeken naar additionele oplossingen, zoals het herzien van de pocketstructuur (bijvoorbeeld opknippen) of de mogelijke inzet van (additionele) flexibiliteitsmiddelen.

Figuur 76. Ontwikkelpaden voor de pockets Oudehaske en Eindhoven, in de scenario's Regionaal resp. Internationaal.



13.6 Ontwikkeling regionale infrastructuur elektriciteit

13.6.1 Methodiek ontwikkelpaden regionale elektriciteitsnetten

Middels de netwerkberekeningen (hoofdstuk 8) is de in 2050 benodigde infrastructuur in kaart gebracht voor de 2050 beelden uit de scenario's. De vier verschillende scenario's vragen alle een significante verzwaring van het huidige elektriciteitsnet. In dit hoofdstuk proberen we inzicht te verschaffen in hoe de ontwikkelpaden van 2030 tot 2050 van de regionale elektriciteitsnetten eruit kunnen zien. Dit helpt ons een inschatting te maken van de mogelijke werkpakketten die op de regionale netbedrijven afkomen en om eventuele "no-regret" keuzes te maken die in alle scenario's nodig zijn, waardoor netbeheerders toekomstvast en met minder risico kunnen investeren.

Het Klimaatakkoord is uitgangspunt voor het ontwikkelpad naar 2030

Alle regionale netbeheerders (RNB) hebben de netten doorgerekend met het 2020-net dat ze op dit moment in gebruik hebben. Om het ontwikkelpad van 2030 naar 2050 in kaart te brengen is als eerste stap de noodzakelijke infrastructuur voor 2030 in kaart gebracht. Dit is gedaan op basis van de aanname dat de afspraken uit het Klimaatakkoord zullen worden nagekomen.⁵⁷ De netbeheerders hebben zich, als medeondertekenaars van het Klimaatakkoord, ook verbonden aan deze doelen. Belangrijk om hierbij nog te vermelden is dat de infrastructuur in 2030 niet berust op een gezamenlijke rekenwijze, maar op een gezamenlijke bron, het Klimaatakkoord. De infrastructuur voor dit gezamenlijke scenario is gebaseerd op de individuele verwachtingen van de netbeheerders.

Assetniveau/netvlak

In de doorrekeningen is een onderscheid gemaakt tussen onderstations die de koppeling tussen het RNB- en LNB-net maken en de onderliggende LS- en MS-netten. Deze splitsing houden we hier aan, omdat we op de koppelpunten een gesynchroniseerde aanpak samen met TenneT hanteren, en het onderliggende net puur door de RNB's is geanalyseerd. De methodiek voor het opstellen van de ontwikkelpaden is grofweg dezelfde.

Flexibiliteit

De regionale elektriciteitsnetten van 2050 zijn zowel mét als zonder de invloed van systeemflexibiliteitsmiddelen (op de koppelpunten) doorgerekend. Omdat geen enkele RNB op dit moment een gedegen inschatting kan maken van de flexibiliteitsmiddelen die in het 2030-net aanwezig zullen zijn, hebben we een "flexloos" startpunt in 2030 genomen. Om een eerlijke vergelijking met het eindpunt in 2050 te maken hebben we dan ook gekozen voor 2050-scenario's zonder de invloed van flexibiliteit. Aangezien het onderliggende net zonder de incorporatie van flexibiliteit is opgepakt, correspondeert dit met de doorkijk naar 2050. De invloed van flexibiliteitsmiddelen kan in potentie groot zijn, dit hebben we gezien in hoofdstuk 8. De conclusies hierover kunnen dus meegenomen worden in het beschouwen van de ontwikkelpaden.

Methodiek voor de ontwikkelpaden 2030-2050

Om invulling te geven aan de ontwikkelpaden tussen 2030 en 2050 is voor ieder netvlak gekeken naar de specifieke ontwikkelingen en groeicurves in de vraag- en aanbod segmenten die relevant zijn voor de capaciteitsbehoefte van het betreffende netvlak. We zullen illustreren hoe dit werkt.

Verzwaringen die plaatsvinden op de hogere niveaus (HS-TS en HS-MS stations; de koppelpunten met het HS net), hangen voor opwek-knelpunten veelal samen met grootschalige zonneweides of windparken. De snelheid van de ontwikkeling van deze zonneweides en windparken is dus bepalend voor de ontwikkeling van de benodigde verzwaringen op dit niveau. Voor de vraag-geïnduceerde capaciteitsknelpunten op dit niveau zijn de belangrijkste ontwikkelingen de industrie en glastuinbouw.

Voor het laagspanningsnet zijn het daarentegen veelal de kleinschalige zon-op-dak-projecten die bepalend zijn voor de knelpunten die te maken hebben met opwek, en bijvoorbeeld warmtepompen en elektrisch vervoer die de knelpunten bepalen die met vraag te maken hebben.

Tabel 21 toont het gebruikte overzicht van onderliggende drivers dat gebruikt is om ontwikkelpad per asset-type én knelpunt-type (vraag/aanbod) een ontwikkelpad van de geplande verzwaringen voor de periode 2030-2050 te bepalen.

⁵⁷ De investeringsplannen van netbeheerders zijn gebaseerd op het Klimaatakkoord. Inmiddels weten we dat er om verschillende redenen een versnelling moet plaatsvinden. De 2050 beelden van de I13050 worden meegenomen in de nieuwe IP2022 investeringsplannen.

Tabel 21. Overzicht van bepalende ontwikkelingen in vraag en aanbod voor netvlak en onderstation.

Asset-type	Belangrijkste opwek- segmenten	Belangrijkste vraag- segmenten
TS-MS-station: van 25-66 naar 3-23 kV MS-MS-station: van 3-23 naar 3-23 kV MS-station: zonder transformatie 3-23 kV	Wind op land Zon op land GV-zon op dak	Industrie Glasmuinbouw
MS-LS-stations: van 10-23 naar 0,4kV	GV-zon op dak KV-zon op dak	Elektrisch vervoer Warmtepompen
MS-kabels	GV-zon op dak KV-zon op dak	Elektrisch vervoer Warmtepompen
LS-kabels	KV-zon op dak	Elektrisch vervoer Warmtepompen

Vanuit deze methodiek kunnen alle RNB's met dezelfde uitgangspunten een infrastructureel ontwikkelpad uitzetten. In bijlage I wordt een toelichting gegeven op de methodiek voor het bepalen van de ontwikkelpaden aan de hand van een voorbeeld.

Keuze voor het rapporteren van de resultaten op geaggregeerd RNB-niveau

Na de bovenstaande methodiek te hebben toegepast beschikt iedere RNB over een infrastructuurontwikkelpad per asset-type en per scenario. In deze rapportage presenteren we alleen de geaggregeerde uitkomsten voor het totaal van alle regionale netbeheerders. Wij denken dat het presenteren van de resultaten op dit niveau het beste weergeeft wat de grote opgave is waar de regionale netbeheerders zich voor gesteld zien. Een preciezere duiding van de locaties waar aan de slag gegaan moet worden is niet praktisch. De geografische spreiding van de scenario's in de I13050 is onzeker, evenals het exacte ontwikkelingstempo op al die locaties van opwek en vraag. (Vragen zijn bijvoorbeeld: waar precies en wanneer worden de windparken gebouwd, wat zal de ontwikkeling zijn van zon op daken en gevels, zon op landbouwgrond, zon op water; wat worden de meteorologische omstandigheden en wat zullen de invoedings-/afnameprofielen zijn, in acht nemend flexibiliteit). Kortom, er is een te groot aantal onzekerheden om in dit hoofdstuk heel precieze ontwikkelingscurves voor alle locaties in het net te presenteren. Daarom presenteren we de resultaten van de analyse op het geaggregeerde RNB-niveau.

13.6.2. Ontwikkelpaden regionale elektriciteitsnetten – cumulatieve aantallen per netvlak

Op basis van de voorgaande methodiek zijn de ontwikkelpaden voor de verschillende netvlakken van de regionale elektriciteitsnetten bepaald. In Figuur 77 staan de cumulatieve investeringen voor de verschillende netvlakken weergegeven over de tijd.

We zien dat er tussen nu en 2030 in verband met het Klimaatakkoord flink moet worden uitgebreid. Daarna is tussen 2030 en 2050 voor alle netvlakken een continue of versnelde capaciteitsuitbreiding nodig om de infrastructuur voor de 2050-scenario's gereed te krijgen. Richting 2050 betekenen de scenario's Europees en Internationaal dat het groeitempo vergelijkbaar blijft met de groeitempo tussen nu en 2030. Voor de scenario's Regionaal en Nationaal zien we echter na 2030 een sterke toename van het uitbreidings-tempo. Als Nederland echt zou gaan kiezen voor een van deze twee 2050 beelden (vrijwel zelfvoorzienend), dan is het logisch om het ontwikkelpad al eerder te gaan versnellen (investerings nog verder naar voren halen) om de "knik" in de curve met de plotselinge versnelling te voorkomen.

De infrastructuuruitbreiding in stedelijke gebieden is tot 2030 enigszins beperkter door het verband met vraaggedreven ontwikkelingen, welke pas na 2030 versneld doorzetten. In de meestal meer landelijke gebieden wordt richting 2030 al meer groei verwacht door voornamelijk opwekgedreven knelpunten.

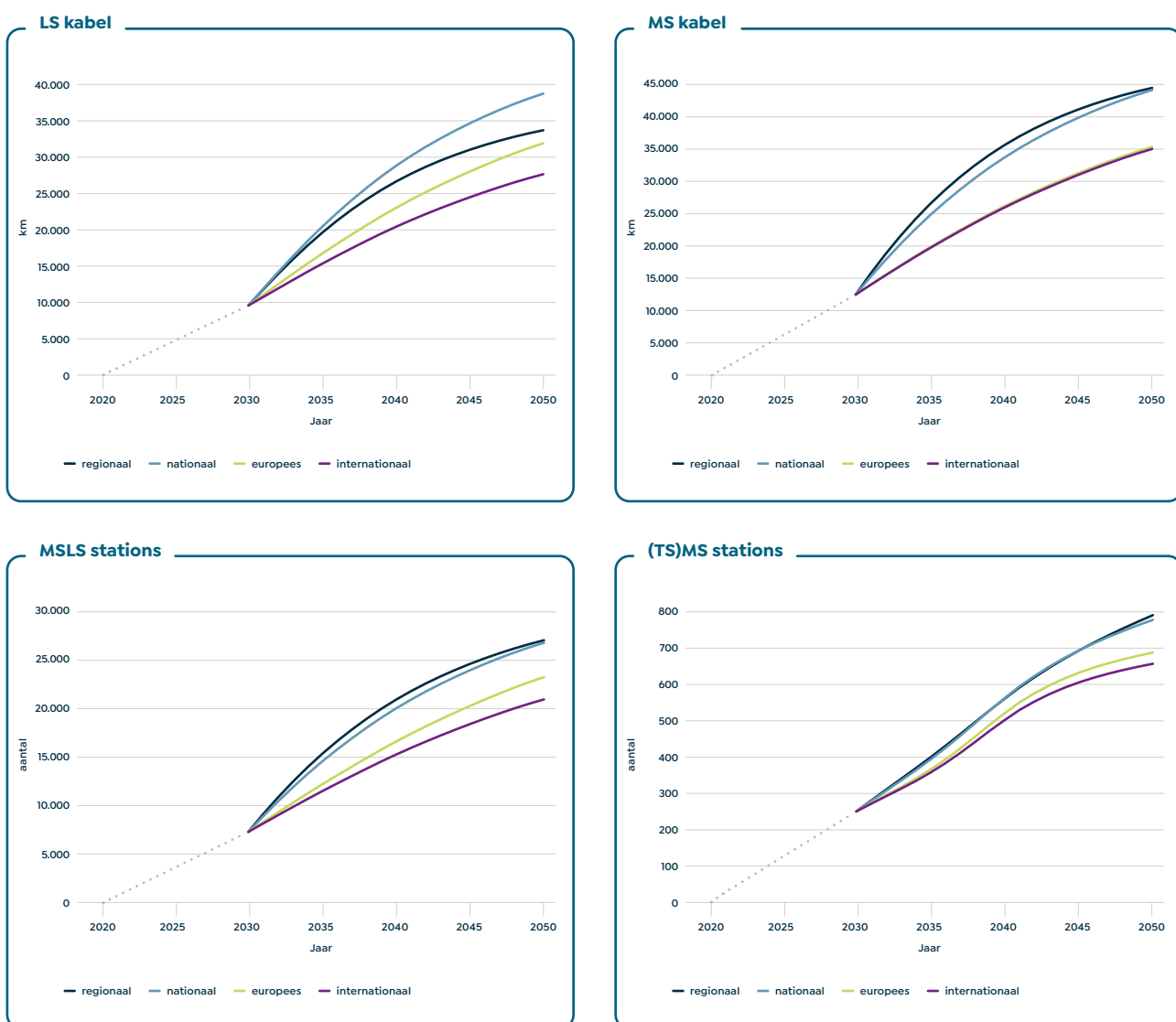
Voor de MS/LS-stations, MS-kabels en MS-stations zijn de meeste verzwaringen nodig in het scenario Regionaal (met een kleine marge ten opzichte van het scenario Nationaal). Voor de LS-kabels volgt het scenario Nationaal het hoogste investeringspad. De hogere impact op LS-kabels in het scenario Nationaal wordt veroorzaakt door een groter aandeel elektrische warmtepompen vs. meer warmtenetten in het scenario Regionaal.

Het scenario Internationaal heeft voor alle categorieën het meest gematigde infrastructuur investeringspad. Dit pad kruist de paden van andere scenario's niet en hierdoor vormt het Internationaal scenario de ondergrens

van wat er cumulatief geïnvesteerd zal moeten worden in de regionale netten. Dit betekent dat er dus minimaal zal moeten worden geïnvesteerd tot het niveau van het Internationaal scenario. Dit is dus in feite te zien als een "no-regret" investeringsniveau. Dat moet uiteraard wel vertaald worden naar concrete locaties.

Uit deze analyse volgen forse aantallen uitbreidingen ten behoeve van de scenario's. De aantallen geven geen indicatie wáár de uitbreidingen zullen plaatsvinden. No-regret maatregelen zullen dan ook per individuele asset moeten worden bepaald.

Figuur 77. Cumulatieve ontwikkelpaden voor verschillende asset-types.



In deze ontwikkelpaden is meegenomen dat het werk in het geplande jaar wordt uitgevoerd. Er zijn echter reeds nu al knelpunten in uitvoeringscapaciteit en ontwikkelingstijd van infrastructuur, waardoor het een risico is dat niet alle werkzaamheden die, bijvoorbeeld in de periode tot 2030 nodig zijn, ook tijdig uitgevoerd kunnen worden. Als dat zo is, dan ontstaat er in feite een 'restvraag' aan capaciteitsuitbreiding, die dan gaat doorschuiven naar latere jaren en bovenop de hier weergegeven investeringen komt. Hier ligt dus wel een groot vraagstuk, zeker omdat de scenario's Regionaal en Nationaal eigenlijk nog een grotere versnelling in uitvoering van uitbreiding en verzwaring vergen.

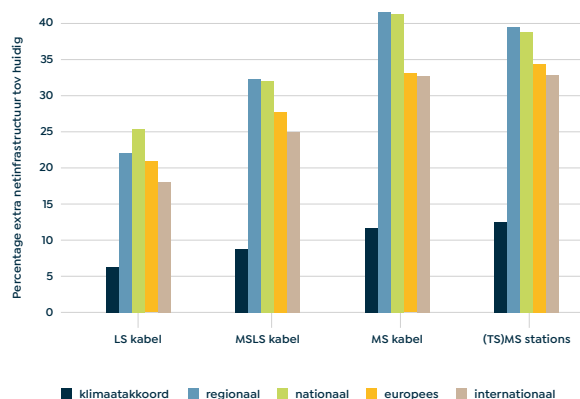
Verschillen en overeenkomsten tussen de netvlakken

De verzwaringen in de regionale netten lopen per netvlak uiteen in aantallen en percentages. Hoe hoger het netvlak, hoe meer verzwaring er verhoudingsgewijs nodig is (zie Figuur 78). De meest voorname reden is omdat de grootschalige opwek direct op de hoogste stations (TS/MS) wordt aangesloten. Dit is in lijn met de aansluitmethode die RNB's hanteren: hoe groter het aan te sluiten klantvermogen is, des te hoger het netvlak en spanningsniveau. Vanwege het hoge aandeel duurzame opwek in het scenario Regionaal zijn de benodigde investeringen voor dit scenario het hoogste voor de hogere netvlakken (HS/MS). In het scenario Nationaal is naast een hoog aandeel duurzame opwek ook een groot aandeel elektrificatie met bijv. all-electric warmteoplossingen. Omdat dit ook van grote invloed op de lagere netvlakken, zijn de investeringen in het MS/LS het hoogst in het scenario Nationaal.

Het percentage extra infrastructuur ten opzichte van het huidige net is geringer voor de lagere netvlakken.

Het gaat hier echter wel om zeer grote aantallen. Dus het aantal werkzaamheden en het aantal arbeidsuren is hier wel weer veel groter.

Figuur 78. Relatieve groei toekomstige netsituatie versus huidige situatie (zonder flexibiliteit).



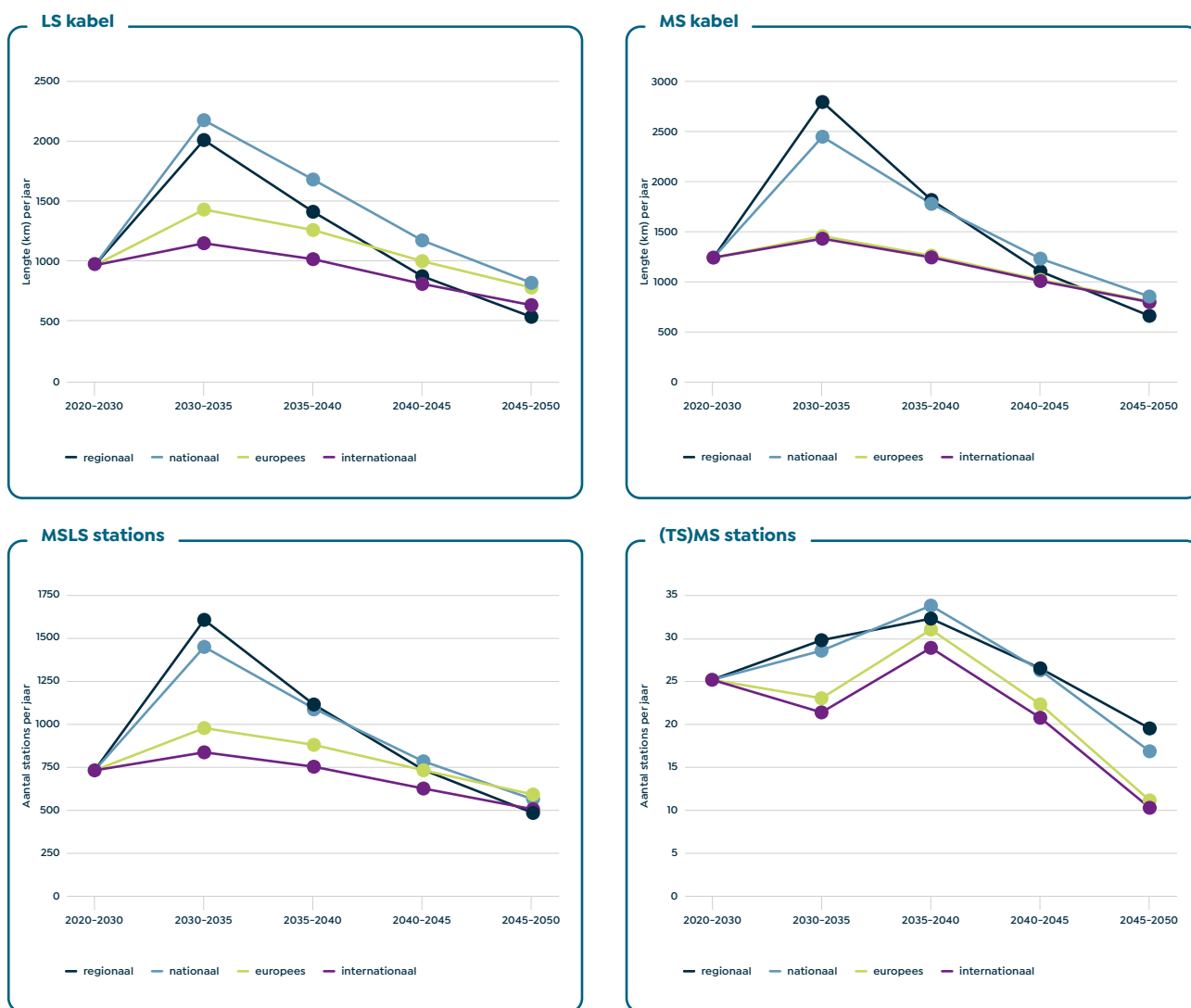
De groei in stations (met name (TS/MS) levert een ruimtelijke uitdaging op omdat deze bovengronds een forse fysieke ruimte innemen. Als deze stations ook het koppelpunt zijn met 150 of 220 kV (bovengrondse lijnen aan masten) dan wordt de ruimtelijke impact nog forser.

Het grote aantal investeringen in kabels in de lagere netvlakken zorgt voor een fors aantal werkzaamheden in de directe omgeving van aangeslotenen. Bijvoorbeeld omdat een groot deel van de straten en wegen open moeten om kabels te vervangen, wat overlast veroorzaakt. Daarnaast is er ook een grote directe impact op de reeds schaarse ruimte in de ondergrond. De ruimtelijke effecten worden uitgebreid beschreven in hoofdstuk 14.

13.6.3 Ontwikkelpaden regionale elektriciteitsnetten – ontwikkeling van het jaarlijkse werkpakket

De energie- en klimaattransitie (Klimaatakkoord 2030 en scenario's 2050) zorgen voor een toename van het jaarlijkse werkpakket van de regionale netbeheerders. Het is relevant om in beeld te brengen hoe de ontwikkeling van dit jaarlijkse werkpakket eruit ziet. Figuur 79 toont het resultaat van deze analyse. Voor het tijdvak 2020-2030, en vervolgens voor iedere 5 jaars periode tot aan 2050, toont de figuur het jaarlijkse werkpakket in termen van de lengtes LS en MS kabel en de jaarlijkse aantallen MS/LS en TS of MS stations.

Figuur 79. Jaarlijkse investeringen voor verschillende asset-types.



De werkpakketten tot 2030 zijn afkomstig uit de Klimaatakkoordberekeningen van de RNB's (zie paragraaf 13.6.1). Deze verschillen dus ook niet tussen de scenario's. De investeringen per netbeheerder tot 2030 zijn terug te vinden in de Investeringsplannen van de desbetreffende RNB.

N.B. Het is bij deze figuren belangrijk om te beseffen dat het gemiddelde jaarlijkse investeringsniveau in het tijdvak 2020-2030 significant hoger is dan het historische jaarlijkse investeringsniveau: het Klimaatakkoord vergt al versnelling zonder precedent. Bijvoorbeeld, in de periode 2015-2019 realiseerden de RNB's gemiddeld jaarlijks negen nieuwe

(TS-)/MS stations per jaar, terwijl voor het klimaatakkoord het uitbreidingstempo naar 25 per jaar zou moeten (zonder het meenemen van flexibiliteit). Het jaarlijkse werkpakket zou dan dus met een factor van ongeveer 180% moeten groeien!

Hoe de infrastructuur ontwikkelpaden verder verlopen tussen 2030 en 2050 verschilt sterk tussen de scenario's. De analyse van de scenario's Regionaal en Nationaal laat zien dat een nog verdere versnelling nodig is voor de jaren 2030-2040 voor alle asset types. De scenario's Europees en Internationaal blijven op ongeveer het investeringsniveau van 2020-2030.

In werkelijkheid zal het jaarlijkse werkpakket waarschijnlijk met minder fluctuaties omgeven zijn dan hier is weergegeven. Bijvoorbeeld pieken in het werkpakket tussen 2030 en 2035 zullen ofwel naar voren worden gehaald of wel naar achteren verschuiven, al naar gelang de mogelijkheden en uitvoeringskracht van de netbeheerders.

Bij het vergelijken van de werkpakketten per jaar wordt zichtbaar dat het grootste werkpakket tussen 2030 en 2040 valt, voor eigenlijk alle netvlakken (zie Figuur 80). Dit is met name door opwek gedreven. Voor alle vier de scenario's zal in deze periode jaarlijks nog meer in de netten moeten worden geïnvesteerd dan op dit moment al het geval is. Voor de scenario's Regionaal en Nationaal zijn de verschillen tussen de werkpakketten tot 2030 en tussen 2030 en 2040 het grootst.

Na deze periode zien we richting 2050 een gestage daling van de jaarlijks benodigde investeringen. Dit wordt deels veroorzaakt door het feit dat we kijken naar een zichttermijn tot 2050. De plaatjes laten niet zien dat er ook in en na 2050 nog additionele investeringen nodig zullen zijn. Ontwikkelingen die mogelijk daarna plaatsvinden en potentieel tot additionele investeringen leiden blijven daarmee buiten beschouwing.

Reflectie op het uitvoeringstempo

Dit is de eerst keer dat een analyse is gemaakt van de werkpakketten van de regionale netbeheerders tot en met 2050 en wat het effect van de energietransitie op die tijdshorizon is.

De investeringsplannen van de netbeheerders lopen tot 2030, hierin wordt dit effect niet zichtbaar. Er is dus een noodzaak om verder vooruit te kijken dan de tijdshorizon van de investeringsplannen.

De analyse maakt heel zichtbaar dat het zeer belangrijk is om technisch medewerkers te werven, deze op te leiden en te trainen, om zo voldoende menskracht te hebben om alle investeringen (en de overige werkzaamheden, zie onder) te kunnen uitvoeren. In hoofdstuk 14.4 gaan we door op het onderwerp uitvoerbaarheid.

Verder is het goed om te noemen dat bij een groei van het aantal assets de werkzaamheden voor onderhoud en instandhouding ook toenemen. Het gaat dan om vervangingsinvesteringen, reconstructies en ander onderhoudswerk. In deze figuren zijn alleen de uitbreidingsinvesteringen ten behoeve van de capaciteit meegenomen. De netbeheerders moeten echter ook personeel en middelen hebben voor de overige werkzaamheden. En bij een groeiend aantal assets zal hier ook een groeiend werkpakket ontstaan.

Als laatste nog de opmerking dat de analyse exclusief de mogelijke impact is van (systeem)flexibiliteitsmiddelen. In hoofdstuk 8 hebben we gezien dat dit in het meest

optimale geval 40-65% zou schelen. Dat zou dus helpen, maar inzetten van flexibiliteit zal niet voorkomen dat regionale netbeheerders heel veel nieuwe infrastructuur zullen gaan maken.

13.7 Ontwikkeling landelijke en regionale infrastructuur gas

13.7.1 Algemeen

Met behulp van ontwikkelpaden wordt de werkelijkheid van nu, via de Investeringsplannen (IP2020) tot 2030, gekoppeld aan de vier scenario's voor 2050 die in de I13050 zijn geanalyseerd. Deze scenario's geven de uiterste richtingen aan waarin de energiemarkt zich zou kunnen ontwikkelen en hoe de bijbehorende infrastructuur eruitziet. Ze zijn niet bedoeld om te 'kiezen' hoe de energiemarkt het best ontwikkeld zou kunnen worden. De werkelijkheid zal waarschijnlijk ergens in de ruimte tussen de vier scenario's uitkomen.

Het is daarom nuttig om te onderzoeken of er ontwikkelpaden zijn te definiëren waarbij de infrastructuur zich in eerste instantie voor de scenario's parallel zal ontwikkelen en waarvoor pas later in de tijd verschillende aanvullende infraontwikkelingen nodig zijn. Dit soort ontwikkelingen zouden dan als 'no-regret' maatregelen beschouwd kunnen worden. Hoe de energiemarkt zich ook zal ontwikkelen, die maatregelen zijn in alle gevallen een effectieve investering.

Uit de analyses voor 2050 wordt duidelijk dat er tussen 2030 en 2050 maatregelen genomen moeten worden, maar zonder kwantitatieve scenario's voor de ontwikkeling van vraag en aanbod in de jaren kan niet goed worden vastgesteld vanaf wanneer de maatregelen nodig zijn. Lineaire interpolatie van ontwikkelingen is in principe een zinvolle benadering, maar is in dit geval niet goed mogelijk omdat veel ontwikkelingen sterk afhankelijk zijn van later te maken keuzes (gaskwaliteiten) en van maatwerk (locatie van boosters).

Ook een kwalitatieve analyse heeft echter meerwaarde. Dit geldt zeker ook als integraal over de netbeheerders heen wordt gekeken. Het signaleren van kantelpunten in de ontwikkeling van het energiesysteem van de ene naar de andere situatie kan daarbij een belangrijke rol spelen. Eén van de uitkomsten van de kwalitatieve analyse van de ontwikkeling van de gasnetten is dat vraag en aanbod zich alleen optimaal kunnen ontwikkelen als er verbindende infrastructuur voor methaan en waterstof bestaat. Dit is een duidelijk pleidooi voor systeemintegratie.

13.7.2 Waterstof

Ontwikkeling van vraag en aanbod van waterstof

Door de huidige industriële waterstofnetten in Nederland wordt jaarlijks zo'n zestien miljard m³ waterstof getransporteerd. Deze zogenoemde grijze waterstof is vooral bedoeld als grondstof en wordt geproduceerd uit aardgas door middel van SMR (steam methane reforming). Het is de verwachting dat de hoeveelheid geproduceerde grijze waterstof voorlopig nog groot zal blijven. De productie van blauwe waterstof (SMR met afvang van CO₂) en groene waterstof (uit elektrolyse van groene stroom) zal echter toenemen en uiteindelijk de grijze waterstof verdringen. De rol van waterstof als energiedrager (en dus niet alleen meer als grondstof) krijgt hiermee gestalte: waterstof zal niet alleen meer worden ingezet als grondstof maar ook voor bepaalde verhittingsprocessen, mobiliteit en opslag. Dit zal naar verwachting richting 2030 al gebeuren in de industrie. De ontwikkeling van de waterstofbackbone is gebaseerd op beide behoeftes: inzet van waterstof als grondstof en voor verhittingsprocessen.

Vraag naar duurzame waterstof in de gebouwde omgeving kan eventueel na 2030 op gang komen, met name in woonwijken waar het duur is om over te stappen naar laagtemperatuurverwarming of waar warmtenetten niet opportuun zijn. In de scenario's voor 2050 is deze ontwikkeling beschreven in het scenario Internationaal (60% van de huishoudens op hybride warmtepompen met waterstof) en in het scenario Europees (hybride warmtepompen op zowel groen gas als waterstof in de gebouwde omgeving).

Bijmengen van waterstof in aardgasstromen wordt wel gezien als een mogelijkheid om de waterstofontwikkeling snel op gang te krijgen. Daarvoor zou een bijmengverplichting kunnen worden overwogen. Bijmengen van waterstof tot 3 vol% lijkt technisch goed mogelijk, maar het is afhankelijk van de toepassing hoever men hierin kan gaan. Veel apparatuur zal opnieuw moeten worden afgesteld en voor bijvoorbeeld gasturbines en gasmotoren is veel meer dan 3% op dit moment niet mogelijk. Voor deze studie is daarom verondersteld dat bijmengen van waterstof een tijdelijke optie is om de transitie op gang te krijgen en dat bijmengen voorlopig beperkt zal blijven tot enkele projecten in geïsoleerde aftakkingen van de landelijke en regionale netwerken.

Ontwikkeling landelijke infrastructuur waterstof

Omdat de eerste ontwikkelingen in de industrie verwacht worden, zal er tot 2030 met name een rol zijn voor Gasunie om waterstofinfrastructuur beschikbaar te maken. Na 2030 kan de rol van de regionale netbeheerders groter worden,

om waterstof tevens beschikbaar te maken in de distributienetten voor kleinere gebruikers.

Op hoog abstractieniveau bestaat het gasnet in Nederland uit een transportnetwerk en een aantal distributienetten. Het HTL-net van Gasunie is een transportnetwerk, waarbij aardgas over grote afstanden getransporteerd wordt en ook van en naar omliggende landen (de gemiddelde transportafstand van een m³ aardgas is nu 180 km). De transportcapaciteit van het leidingnetwerk wordt verhoogd door de inzet van compressoren die de druk van het gas tussentijds verhogen.

Het HTL heeft uitstekende connecties met de industrie, in het bijzonder met de vijf grote industrieclusters in Nederland (Rotterdam/Maasvlakte, IJmond, Eemshaven, Chemelot en Vlissingen/Zeeuws-Vlaanderen), maar ook met de ons omliggende landen. Voor de ontwikkeling van waterstof als energiedrager is het van groot belang dat in het landelijke netwerk routes beschikbaar komen voor het transport van waterstof. Mede dankzij de sluiting van het Slochterenveld en de afbouw van de export van laagcalorisch gas naar Duitsland en België komen al vóór 2030 grote transportleidingen beschikbaar, vooral in het oostelijke deel van het land, maar ook elders in Nederland. Door tevens gebruik te maken van enkele leidingen van de NAM (met name in het noordoosten) en door hier en daar nieuwe verbindingen te leggen, kan er in 2030 een waterstofnetwerk liggen met een transportcapaciteit van 10 tot 15 GW van punt naar punt (5-10 GW in en naar Zeeland). De verwachte stand van zaken rond die tijd is weergegeven in het linker plaatje van Figuur 80.

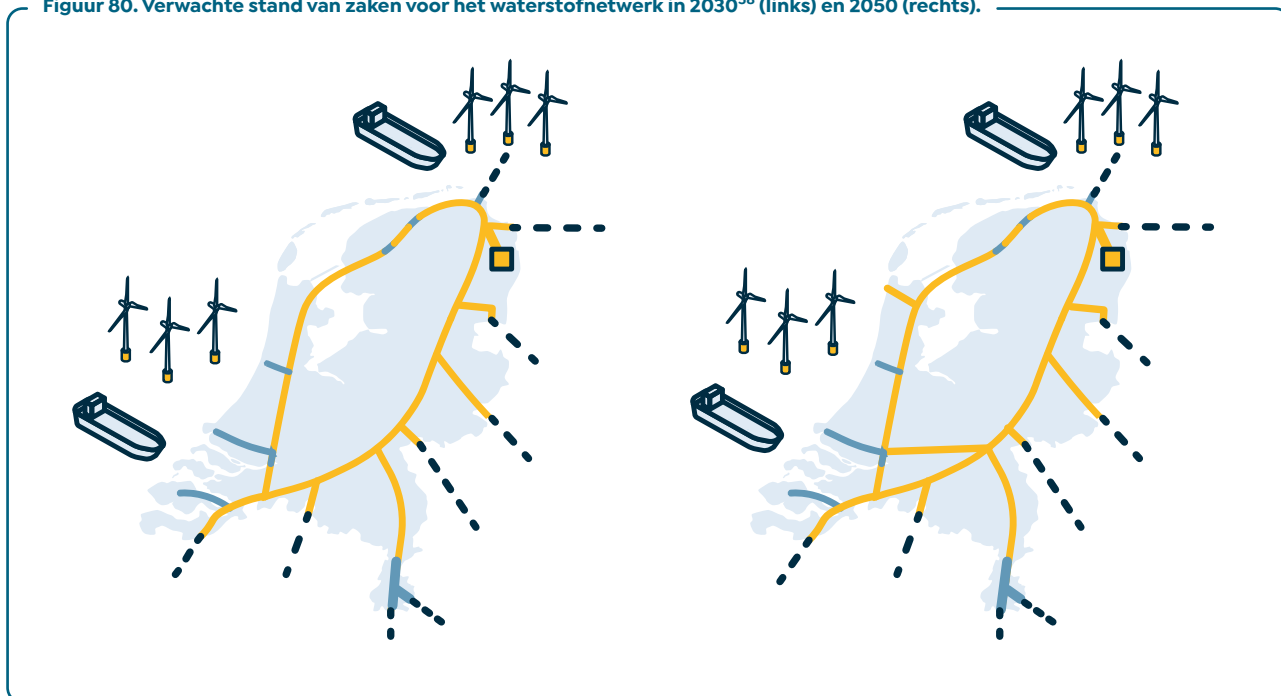
De vijf grote industrieclusters in Nederland kunnen al vóór 2030 zijn verbonden met opslagfaciliteiten in Zuidwending en met elkaar. Voorts zijn verbindingen met Duitsland (Noord-Duitsland en Ruhrgebied) en met België (via Zeeland) mogelijk.

Uit de knelpuntenanalyse van hoofdstuk 7 is gebleken dat de capaciteit van het waterstofnetwerk van 2030 onvoldoende is voor het benodigde transport van waterstof in 2050. Dit uit zich met name in knelpunten die zich voordoen op aansluittrajecten in de scenario's Regionaal, Nationaal en Internationaal en in het feit dat een extra oost-westverbinding (de Betuweroute) nodig is om alle transport van en naar de opslag in Noordoost-Nederland en naar Duitsland te kunnen accommoderen. Alle hoofdroutes worden, afhankelijk van de specifieke vraag- en aanbodsituatie, zwaar belast. Dit beeld wordt nog versterkt door de noodzaak van waterstoftransport van en naar de opslag in Zuidwending ten behoeve van

de eventuele productie van synthetische brandstoffen (met name kerosine) en de grote doortransporten van geïmporteerd waterstof vanaf de Maasvlakte naar het Ruhrgebied. De waterstofbackbone van 2030 moet

verder ontwikkelen naar een volwaardig waterstofnetwerk (met hoogwaardige aansluitingen met grote capaciteit op de ring). De configuratie voor 2050 is schematisch weergegeven in het rechterplaatje van Figuur 80.

Figuur 80. Verwachte stand van zaken voor het waterstofnetwerk in 2030⁵⁸ (links) en 2050 (rechts).



Compressie

Om grotere hoeveelheden waterstof in het voor waterstoftransport geschikt gemaakte deel van het gasnetwerk te kunnen transporteren, zal vooral op de ring compressie naar hoge druk nodig zijn. “Gewone” gascompressoren zijn hier wellicht niet geschikt voor. Hoewel grote compressorfabrikanten thans veel onderzoek doen naar compressie van waterstof, lijkt het erop dat de axiale/centrifugale compressoren zoals die nu voor aardgas worden gebruikt, vervangen moeten worden door zuigercompressoren (DNV-GL, 2017). Uit de knelpuntenanalyse van hoofdstuk 7 is gebleken dat een hoeveelheid compressie met een totaal compressievermogen van 400 MW (evenveel als in het huidige H-gasnetwerk staat opgesteld) voldoende is om het voorziene transport van waterstof op de ring in alle situaties op voldoende druk te kunnen verzorgen.

De toename van 0 naar maximaal 400 MW compressievermogen zal mogelijk niet lineair in de tijd verlopen en kan natuurlijk ook niet strikt lineair worden gebouwd, maar in “batches” per locatie. Bij voorkeur zal gebouwd worden op bestaande compressorlocaties, naast of ter vervanging van de huidige H-gascompressorinstallaties. De volgorde waarin de locaties aan de beurt komen is afhankelijk van specifieke marktontwikkelingen.

Leidingen

In het pad naar de veronderstelde eindsituaties in 2050 zal de waterstofmarkt groeien en de gasmarkt krimpen. De afname van vraag naar aardgas zorgt ervoor dat in het landelijke net leidingcapaciteit beschikbaar komt en geschikt gemaakt kan worden voor waterstoftransport. Hoe minder (aard)gastransport nodig zal zijn, hoe meer leidingen uit het HTL-netwerk beschikbaar gesteld kunnen worden voor het waterstofsysteem. Hierbij dient rekening gehouden te worden met het feit dat de volume-afname in gastransport, afhankelijk van het vraagprofiel, niet parallel hoeft te lopen aan de capaciteitsafname. Een leiding uit het methaannetwerk kan pas worden ingezet voor waterstoftransport wanneer de capaciteitsafname dit toelaat. De gasinfrastructuur wordt zo veel mogelijk hergebruikt.

In de scenario's voor 2050 is uitgegaan van een verdeling van het huidige HTL-netwerk in twee netwerken, waarbij (globaal) het huidige H-gasnetwerk geacht is beschikbaar te zijn voor waterstoftransport en het huidige G-gasnetwerk voor groengastransport. Afhankelijk van de daadwerkelijke ontwikkeling van vraag en aanbod van waterstof en groen gas, kan gekozen worden welke leidingen het meest geschikt zijn om bij te schakelen in het waterstofnetwerk. Dit is maatwerk.

⁵⁸ In 2030 wordt een leiding door de Betuwe als alternatieve oost-west verbinding voor waterstof beschouwd.

Omdat de groei in de waterstofmarkt en de krimp in de gasmarkt waarschijnlijk niet parallel verlopen, kan het zo zijn dat er toch geïnvesteerd moet worden in nieuw aan te leggen waterstofinfrastructuur. Alleen hergebruiken van aardgasleidingen is dan niet toereikend. Dit is overigens ook een argument om bestaande aardgasleidingen die door de afnemende aardgasvraag leeg komen te staan niet zonder meer te verwijderen, maar te conserveren voor eventueel later gebruik voor waterstof. Dit principe zou niet alleen in het landelijke net gehanteerd moeten worden, maar ook in de regionale gasnetten.

Mogelijkheden in de industrieclusters

In de periode 2030–2050 zal de industrie verder overgaan van aardgas op waterstof voor hun (deel)proces en/of verwarming.

Industrieën die aardgas gebruiken voor verwarming (categorie 1) kunnen in één keer overgaan. Branders en luchttoevoer zullen aangepast moeten worden om 100% waterstof volledig en veilig te verbranden.

Industrieën die aardgas gebruiken voor de aandrijving van gasturbines, gasmotoren of aardgas als grondstof gebruiken (categorie 2), kunnen geleidelijk over van aardgas naar waterstof. Omdat gasturbines die op 100% waterstof kunnen draaien nog ontwikkeld moeten worden, kunnen betreffende bedrijven lokaal waterstof bijmengen aan aardgas om zo geleidelijk te verduurzamen. Mogelijk kan het aandeel waterstof in aardgas lokaal stijgen en 100% bereiken wanneer waterstofturbines beschikbaar komen. Voor de periode van lokale bijmenging moet er naast de bestaande aardgasaansluiting een nieuwe

waterstofaansluiting worden gerealiseerd. Daar horen ook waterstofontvangstations en toevoerleidingen bij.

Om een beeld te krijgen van deze transitie voor de vijf grote industrieclusters zijn de volgende aannames en voorbehouden gemaakt:

- Een deel van de industrieën gaat over van aardgas op waterstof. Welk deel dat is, is afhankelijk van het scenario (in 2050 tussen 14% en 23% van het volume, energetisch plus non-energetisch).
- Elk van de vijf clusters kan al vóór 2030 op de waterstof-backbone aansluiten.
- Voor bedrijven die (deels) overgaan op waterstof is een inschatting gemaakt van de aansluitkosten.
- Voor industrieën uit categorie 2 zijn kosten geschat voor een 'bijmengperiode', waarbij naast het bestaande GOS een extra GOS wordt gebouwd voor H₂-levering.
- Kosten die nodig zijn voor industrieën uit categorie 2 om na de mixperiode helemaal over te gaan op waterstof zijn niet meegenomen in de kostenplaatjes van de clusters. Het zou dan gaan om kosten voor o.a. ontmantelen van aardgas-GOS, schema's, tijdelijk leidingwerk, etc.
- Kostenramingen zijn indicatief. Kosten per GOS kunnen lager worden als een naburige industrie meegaat in de ombouw naar waterstof, omdat bijvoorbeeld een toevoerleiding minder nodig is.

Tabel 22 hieronder toont de resultaten van een vinger-oefening, waarbij een aantal van 48 willekeurig gekozen bedrijven overgaat naar waterstof. Per GOS is voor de betreffende categorie een inschatting gemaakt van de aansluitkosten en hoe die kunnen variëren vanwege o.a. de afstand tot de H₂-backbone.

Tabel 22. Resultaten van een vingeroefening waarbij 48 willekeurig gekozen bedrijven overgaan naar waterstof.

	Aantal industrieën	Categorie 1	Categorie 2
Geschat aantal deelnemende industrieën van de vijf clusters	48	25	23
Maatregelen aansluiting op waterstof		Schema's en aansluitleidingen	Schema's, aansluitleidingen en GOS'sen
Kosten (mln. €)	Som: 120 +/- 50%	30	90
Extra kosten voor 23 GOS'sen (categorie 2): 90; gemiddeld 4 mln. € per GOS, variërend van 2 tot 18 mln. € per GOS; afhankelijk van ligging t.o.v. H₂-backbone			

Opslag

Een deel van de groene waterstof uit wind- en zonne-energie zal opgeslagen moeten worden vanwege ongelijktijdigheid van productie en vraag. Productie uit bijvoorbeeld zonnestroom is het grootst in de zomer, terwijl de vraag juist maximaal is in de wintermaanden. De behoefte aan opslagcapaciteit om dit verschil tussen de seizoenen te overbruggen is in 2050 heel groot. Tabel 23 geeft de getallen weer zoals die zijn gebleken uit de flexibiliteitsanalyse in hoofdstuk 3. De totale behoefte aan opslag is natuurlijk per jaar verschillend en is daarom weergegeven voor twee verschillende weerprofielen voor 2050: 1987 (zeer hoge vraag) en 2015 (grote windproductie).

Tabel 23. Behoeftte aan waterstofopslag per jaar voor elk van de vier scenario's.

Scenario	Weerjaar 1987 [TWh]	Weerjaar 2015 [TWh]
Regionaal	36	19
Nationaal	37	19
Europees	10	6
Internationaal	47	23

Te zien is dat het benodigde volume niet alleen afhangt van het scenario, maar ook van het gekozen weerjaar. In 2030 is naar verwachting 1 TWh opslagvolume voor waterstof beschikbaar, in de vorm van een aantal zoutcavernes bij Zuidwending. Dit moet groeien naar een volume tussen 10 en 47 TWh, afhankelijk van het scenario. De ondergrens van 10 TWh aan waterstof (in het scenario Europees) veronderstelt wel dat een groot deel van de seizoenflexibiliteit met groen gas kan worden geregeld.

Waterstof kan ondergronds worden opgeslagen in zoutcavernes (de genoemde 47 TWh ligt ruim boven het praktisch realiseerbaar maximum van 15 TWh voor cavernes in Nederland) en wellicht (de geschiktheid is nog niet bewezen) ook in lege gasvelden (Gessel S. v., Dalman, Juez-Larré, & Huijskes, 2021). In de netwerkberekeningen voor de scenario's in 2050 is de benodigde opslagcapaciteit voor waterstof op twee locaties waar thans al cavernes op het netwerk van Gasunie zijn aangesloten: Zuidwending (bij Veendam) en het Duitse Epe (bij Enschede).

De investeringskosten voor seizoensopslag van waterstof in cavernes worden door Gasunie op dit moment geschat als 0,33 €/kWh. Als bijvoorbeeld in het scenario Internationaal 15 TWh in cavernes zou worden gerealiseerd, dan zouden de totale investeringskosten voor caveerneopslag uitkomen op ca. 5 miljard euro. Dit is dezelfde orde van grootte als de totale investeringskosten die nodig zijn om de landelijke gas- en waterstofnetten voor 2050 te realiseren.

In 2030 zijn naar verwachting vier standaardcavernes operationeel voor de opslag van waterstof. Het beschikbare opslagvolume is ruim 2.000 ton waterstof (ongeveer 750 GWh).

In de Nederlandse ondergrond is een praktisch opslagmaximum van 15 TWh in cavernes mogelijk. Dat is beduidend minder dan wat in het scenario Internationaal nodig is: 47 TWh. Het verschil van 32 TWh zou in Nederland gerealiseerd kunnen worden door waterstof in lege gasvelden op te slaan. Het fysiek daarvoor benodigde volume is momenteel aanwezig in de bestaande Nederlandse aardgasbergingen. De kosten van opslag in deze velden zijn vele malen lager dan in zoutcavernes. Bovendien gaat het om bestaande bergingen; zoutcavernes voor waterstof moeten nog gebouwd worden. Het verdient dus de sterke aanbeveling om te onderzoeken of bestaande aardgasbergingen geschikt gemaakt kunnen worden voor waterstofopslag en deze daar dan ook beschikbaar voor te houden. Het definitief buiten bedrijf stellen van "overbodige" aardgasbergingen is geen goed idee.

Het spreekt voor zich dat voor genoemde tientallen cavernes flink geïnvesteerd zal moeten worden in aansluitleidingen en -faciliteiten. Dit is besproken in de knelpuntenanalyse van hoofdstuk 7 en meegenomen in de kosteninschatting van hoofdstuk 14.

Ontwikkeling regionale infrastructuur waterstof

Als een LNB-leiding wordt overgezet op waterstof zullen de onderliggende RNB-netten ook over moeten op waterstof, of op een andere leiding geschakeld moeten worden. Dit vereist een stapsgewijs aanpassingsplan, waarbij de RNB's elke aansluiting moeten bezoeken om de gasmeter te vervangen en installateurs de gasapparatuur van de klanten moeten vervangen of geschikt maken voor waterstof. Wellicht is bij de ombouw van een aardgas- naar een waterstofnet in enkele specifieke gevallen tijdelijk zelfs dubbele infra nodig.

Ook hier geldt weer de aanbeveling om aardgasleidingen die buiten gebruik gesteld worden door afnemende vraag, toch te behouden voor eventueel hergebruik voor waterstof. Dit hergebruik kan ook weer tijdelijk zijn.

Pilots waterstof

Conform de waterstofroadmap van Netbeheer Nederland zetten alle RNB's zich in om op zijn minst één regionaal waterstofnet te ontwikkelen voor 2025. In eerste instantie is er sprake van "eilandbedrijf", terwijl op termijn deze wijken mogelijk aangesloten kunnen worden op de waterstofbackbone. Wanneer uit de pilotwijken blijkt dat waterstof een goed en veilig alternatief voor aardgas en of groen gas is, zou dit kunnen werken als vliegwiel en de ontwikkeling van waterstof in de gebouwde omgeving kunnen versnellen. De regionale netbeheerders willen in 2027 klaar zijn met de ontwikkeling van alle kennis en ervaring om grootschalig waterstof in te zetten. Afhankelijk van de beschikbaarheid van betaalbare waterstof zal op dat moment of pas later worden begonnen met de daadwerkelijke uitrol.

Ontwikkelpad waterstof

Op grond van het voorgaande kan voor de waterstofinfrastructuur het volgende ontwikkelpad worden geschetst:

- Richting 2030 wordt de waterstofbackbone ingericht conform HyWay27⁵⁹ (zie ook Figuur 80). Dit betekent dat productielocaties en industrieclusters verbonden worden met waterstofopslag in zoutcavernes en daarmee ook onderling worden verbonden. Verbindingen met het buitenland zijn ook mogelijk. De eerste set waterstofcavernes (vier stuks, totaal 0,8 TWh) zijn rond 2027 gereed en beschikbaar voor opslag van waterstof. Ook de waterstofroute van Rotterdam via Bergen op Zoom naar Ravenstein kan dan beschikbaar zijn.
- Vanaf 2030 nemen vraag en aanbod van waterstof dusdanig toe, dat een sterkere waterstofinfrastructuur nodig is, met meer transportcapaciteit. Het gaat dan om een ringstructuur met grote capaciteit in alle richtingen (~50 GW via meerdere parallelle leidingen op sommige tracés in het oostelijke deel) en kan bereikt worden via grote, deels nieuwe aansluitleidingen voor de diverse clusters, de gasopslagen en het buitenland.
- De waterstofinfrastructuur wordt tussen 2030 en 2050 stapsgewijs voorzien van compressie om de toenemende waterstofstromen op druk te houden. Er is een maximum van 400 MW aan compressiecapaciteit voorzien. Bestaande aardgascompressoren worden vervangen door waterstofcompressoren op bestaande stations. Exacte locaties zijn maatwerk.
- Het waterstofnetwerk breidt uit van ca. 1.000 km leidingen in 2030 naar maximaal ca. 3.000 km leidingen in 2050.

Zo'n 10-15% wordt nieuw aangelegd of overgenomen van derden (met name NAM). Vrijwel alle waterstofleidingen, ook de nieuw te leggen leidingen, liggen naar verwachting in bestaande tracés.

- De waterstofopslag groeit van vier cavernes in 2027 naar tientallen cavernes in 2050. In een recent rapport van TNO wordt een praktisch uitvoerbaar maximum genoemd van 60 cavernes in Nederland (Gessel S. v., Dalman, Juez-Larré, & Huijskes, 2021). Ten behoeve van de globale analyse is hiervoor in Nederland de locatie Zuidwending genomen en in Duitsland de locatie Epe. Alternatieve opslagmogelijkheden voor waterstof (lege gasvelden, zoutcavernes in Duitsland of op de Noordzee) moeten in kaart worden gebracht, om opties achter de hand te hebben voor het geval de realisatie van gascavernes op het vasteland van Nederland een bottleneck gaat vormen voor uitbreiding van de opslagcapaciteit.
- Afhankelijk van het scenario worden verbindingen gelegd met locaties voor elektrolyse (on- en offshore), import en elektriciteitsopwekking. Locatie van elektrolyse zal samenhangen met de keuzes die in VAWOZ, Programma Energie Hoofdstructuur en het Noordzeeprogramma worden gemaakt.
- Vanaf circa 2030 worden stapsgewijs delen van het middendruknet van Gasunie omgezet naar waterstof, al naar gelang de behoefte van waterstof in de gebouwde omgeving. Deze ontwikkeling doet zich met name voor in de scenario's Internationaal en Europees en is daar substantieel (het gaat mogelijk om enkele duizenden km RTL-leiding). Hiermee samenhangend en volgens op een aantal pilots kunnen ook delen van de distributienetten van de regionale netbeheerders worden omgezet naar waterstof.
- Omvang, plaats en tempo van de aanpassingen in het waterstofnetwerk zijn op dit moment lastig te bepalen. De verwachting is dat de leadtime van aanpassingen in de transportnetten korter zal zijn dan de leadtime van aanbod, opslag en afzet, mede doordat gebruik wordt gemaakt van bestaande leidingen die gaandeweg onttrokken kunnen worden aan het huidige aardgasnetwerk. Van belang is wel dat leegstaande leidingen beschikbaar blijven voor hergebruik en dus niet voortijdig worden geruimd.

13.7.3 Groen gas

Ontwikkeling van het aanbod van groen methaan

Het landelijk aardgasnet transporteert op dit moment aardgas uit het Groningenveld en de zogenoemde "kleine velden" (on- en offshore), geïmporteerd aardgas uit Noorwegen en Rusland en met schepen aangevoerd vloeibaar aardgas (LNG) uit de rest van de wereld. De productie uit het Groningenveld wordt snel afgebouwd.

⁵⁹ Het HyWay27 rapport wordt in mei 2021 verwacht, een studie uitgevoerd door PWC in opdracht van het Ministerie van EZK.

Import vanuit het buitenland en de import van LNG zal in eerste instantie nog gaan toenemen, maar zal na 2030 ook gaan dalen. De huidige productie uit kleine velden (ca. 175 TWh per jaar) zal rond 2035 gehalveerd zijn. De benutting van de netwerken voor transport van aardgas neemt nu al af en dat zal zich tot na 2030 verder voortzetten.

Met het afnemende transport van aardgas verdwijnt echter niet alle methaan uit het netwerk. De productie van groen methaan (o.a. biogas) zal tot 2030 flink toenemen en de hoeveelheid groen gas in de netten zal na 2030 verder kunnen groeien door bijvoorbeeld import van groene methaan, zoals in de scenario's Europees en Internationaal is verondersteld.

Anders dan het aanbod van aardgas uit gasvelden, is het aanbod van groen gas meer over het land verdeeld en zal zich ook verdeeld over het land verder ontwikkelen. Dit is omdat het aanbod zal bestaan uit veel kleine decentrale producenten via het netwerk van de RNB's. Daarnaast komen er overigens ook enkele grote vergistings- of vergassingsinstallaties, die vooral op het LNB-netwerk zullen aansluiten. Vergisting komt het meeste voor in landelijk gebied, maar is ook mogelijk (wel in mindere mate) in stedelijk gebied.

Inmiddels zijn er in Nederland twee grote vergisters (2.000 m³/h in Zeeland en 3.000 m³/h in Drenthe) met een duale aansluiting, i.e. op zowel het 8-barnet van de regionale netbeheerder als op het 40-barnet van GTS. Groen gas wordt zo mogelijk ingevoerd in het RNB-net, maar wanneer er niet voldoende afname is in het RNB-net wordt het overschot aan groen gas naar het GTS-netwerk gecompriëerd. Invoeding in het RNB-net bespaart kosten en energieverbruik van compressie naar het GTS-net.

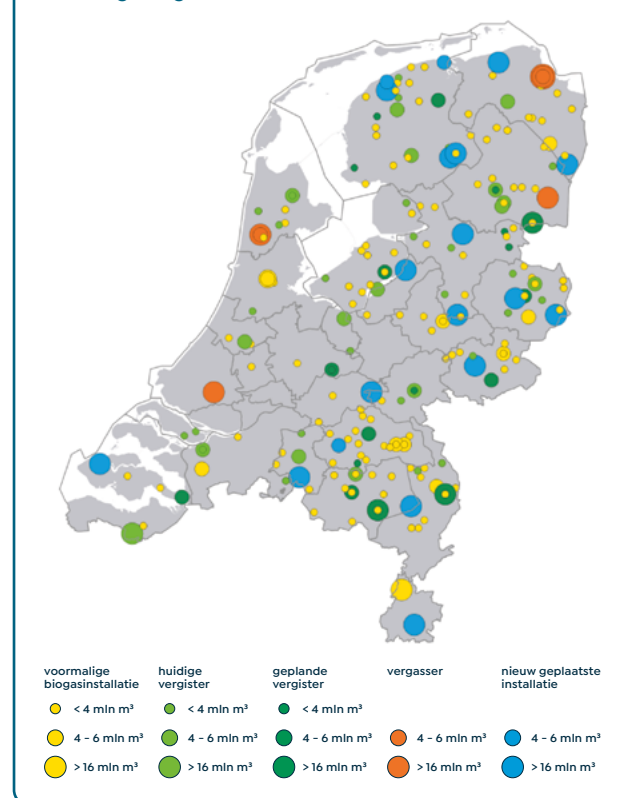
Om de ambitie van het Klimaatakkoord te halen (twee miljard kubieke meter (bcm) groen gas voor de gebouwde omgeving in 2030), is een sterk ondersteunend beleid voor groen gas en realisatie van innovatieve vergassingstechnieken noodzakelijk (Veen, Naber, & Leguijt, 2020). Het aanbod van groen gas zal in de komende jaren snel moeten groeien om deze doelstelling te halen, omdat de huidige groengasproductie in Nederland nu nog maar ca. 0,2 bcm bedraagt (stand 2019).

De nieuwe vergassingsinstallaties, die onder andere noodzakelijk zijn om het doel in 2030 te halen, zullen voornamelijk grote installaties zijn. Deze installaties zullen dan voornamelijk bij grote industrieën geplaatst worden. De invoeding kan dan ook rechtstreeks naar het HTL vanwege de gunstige ligging en grote capaciteit. De verwachting is dat door

superkritische watervergassing (SCW) er in de toekomst veel meer (honderden miljoenen m³) groen gas op het HTL-net zal worden ingevoerd.

De locatie van grote vergassingsinstallaties moet goed gekozen worden in verband met de logistiek rondom de aanvoer van te vergassen materiaal. De regio's met veel groeipotentie liggen daarom met name in het oostelijke deel van Nederland, zoals de Achterhoek, het oostelijke deel van Noord-Brabant en Drenthe, en op kustlocaties in bijvoorbeeld Alkmaar of Delfzijl. Dit zijn ook typisch gebieden met een beperkte gasvraag in de zomer (landelijke gebieden). Omdat productie van groen gas een continu proces is, ontstaat een onbalans tussen vraag (seizoensafhankelijk) en aanbod (stabiel). Regionale netwerken in deze landelijke gebieden kunnen deze onbalans zonder aanvullende maatregelen niet opvangen. Het HTL-netwerk heeft veel meer bufferwerking en is bovendien aangesloten op opslagfaciliteiten (gasbergingen).

Figuur 81. Inschatting van de locaties van de groengasinstallaties in 2030⁶⁰.



Er komen, vooral na 2030, ook kansen voor import van groen gas en groen LNG. Er zal dan een keuze gemaakt moeten worden welke van de huidige importstations hiervoor worden ingezet voor aardgas en welke kunnen worden gebruikt voor waterstof.

⁶⁰ Bron: (Veen, Naber, & Leguijt, 2020).

Ontwikkeling van de vraag naar groen gas

Het vervangen van aardgas door groen gas is een relatief makkelijke en betaalbare verduurzamingsoptie. Alleen al de mogelijke vraag uit de gebouwde omgeving (als optie met laagste totale kosten, zoals geschetst in de Startanalyse Aardgasvrije Buurten van PBL (Hoogervorst, et al., 2020) gaat ver voorbij de geschatte twee bcm aan aanbod in 2030. De vraag is deels ook te danken aan de glas- en tuinbouw, waar koolstofdioxide nodig is. Waterstof is daar een minder voor de hand liggend alternatief.

Ontwikkeling infrastructuur groen gas

Het kleine, lokale aanbod uit bijvoorbeeld vergisters⁶¹, dat aangeboden wordt in het RNB-netwerk, is voornamelijk een continu proces, terwijl het verbruik van gas in de gebouwde omgeving een typisch seizoensprofiel kent. Dit seizoensprofiel zal sterker worden naarmate het gasnet meer en meer wordt ingezet voor de piekvoorziening van energie (hybride warmtepompen en piekvoorziening bij warmtenetten).

Hierdoor ontstaat er, zeker na 2030 als de groengasmarkt goed op stoom is geraakt, een nog sterkere onbalans tussen vraag en aanbod dan nu. In het RNB-netwerk ontstaan daardoor knelpunten en zijn aanvullende maatregelen nodig. Zo moet op elk moment de afname gelijk of groter zijn dan de ingevoede hoeveelheid en dient de capaciteit van het netwerk voldoende groot te zijn.

Als de productie de vraag gaat overschrijden, zijn er verschillende netaanpassingen mogelijk. Om het afzetgebied voor het groen gas te vergroten en eventueel gebruik te kunnen maken van opslagmogelijkheden, kan het overschot gecompriëerd worden zodat het kan worden ingevoerd op leidingen met hogere druk. Dit laatste zal gaan middels groengasboosters. Een schatting uit 2018 was dat er ongeveer 80 groengasboosters in 2030 nodig zouden zijn voor invoeding van 3 bcm groen gas (bij 2 bcm zal het aantal navenant minder zijn) (Engberts, et al., 2018). Voor 2050 is de schatting dat er tussen de 100 en 230 boosters nodig zijn, afhankelijk van het scenario).

Als het aanbod van groen gas groeit, zal het vaker gaan voorkomen dat er 's zomers niet voldoende afzet in het RTL-netwerk is, waardoor vanuit het RTL-netwerk in het HTL-netwerk gecompriëerd zou moeten worden om meer opslagmogelijkheden te bereiken. Het vraagt om samenwerking tussen de RNB's, Gasunie, aanbieders van groen gas en (lokale) overheden om zo slim mogelijk te kiezen waar welk aanbod van groen gas het best geaccommodeerd kan worden. Dit soort oplossingen vergt altijd maatwerk.

Een andere oplossing is het realiseren van netkoppelingen of verzwaringen in het RNB-gebied. Afhankelijk van het scenario is dit soms zelfs de eerste keus. Een schatting van Netbeheer Nederland is dat zo'n 40 netkoppelingen/verzwaringen gemaakt moeten worden binnen en tussen RNB-netwerken om groengasproducenten te kunnen accommoderen in 2030 (uitgangspunt daarbij is 3 bcm groen gas) (Engberts, et al., 2018). De geschatte investering voor de netkoppelingen bedraagt circa 20 miljoen euro. Door de koppelingen wordt het voorzieningsgebied van één aanbieder groter, daardoor zijn er meer mogelijkheden om het groen gas af te zetten (met name in de zomer). Met name in regio's met significante potentiële volumes groen gas en beperkte vraag (landelijke regio's) zijn netkoppelingen en verzwaringen noodzakelijk.

In hetzelfde rapport van Netbeheer Nederland wordt een schatting gedaan van een derde soort benodigde netaanpassing in de RNB-netwerken: ca. 200 netgebieden met tussenboosters en (dynamisch) aangepaste drukinstelling (bij 3 bcm groen gas).

Ten slotte zijn er nog oplossingen denkbaar als opslag bij de producent, aanpassen van de afzet, affakkelen of (overzetten van continue) afnemers naar netvlakken met groengas invoeding mogelijk. Dit is uiteindelijk een kosten-batenafweging.

Aansluiten van industriële afnemers op netvlakken waar invoeding van groen gas plaatsvindt, geeft mogelijkheden om aanbod van groen gas te koppelen aan industriële vraag met een vlak vraagprofiel.

Omdat groen gas en waterstof in zowel de landelijke als regionale netten in beginsel van dezelfde infrastructuur gebruik maken, kan een complexe verdelingspuzzel ontstaan. Deze puzzel wordt nog moeilijker omdat biogas niet zomaar in de "gewone" aardgasstroom kan worden meegenomen. Sommige industrieën opteren al voor een duale aansluiting (aardgas en biogas). Door rechtstreeks biogas in te zetten kan lokaal vraag en aanbod met elkaar gekoppeld worden en kan de (kostbare) opwaardering naar groen gas overgeslagen worden. Door de afhankelijkheid van lokale productie van biogas is de leveringszekerheid van deze echter niet gelijk aan die van het openbare gasnetwerk. Als back-up is daarom een aardgasaansluiting met dito verbrandingsinstallatie nodig. Waarschijnlijk zullen dergelijke duale aansluitingen ook in het eindbeeld blijven bestaan, aangezien het een efficiënte directe inzet van een lokale bron betreft die voor leveringszekerheid afhankelijk is van een additionele aansluiting met methaan dan wel waterstof.

⁶¹ Bacteriën zetten biomassa om in biogas in een continu proces. Dit biogas kan vervolgens omgezet worden in groen gas.

Al met al is het palet aan oplossingen divers en gaat het op regionale schaal (dus met name bij groen gas) vaak om maatwerk. Het is bijvoorbeeld onmogelijk om voor boosters en koppelingen een kwantitatief nauwkeurig geregionaliseerd ontwikkelpad naar 2050 te schetsen.

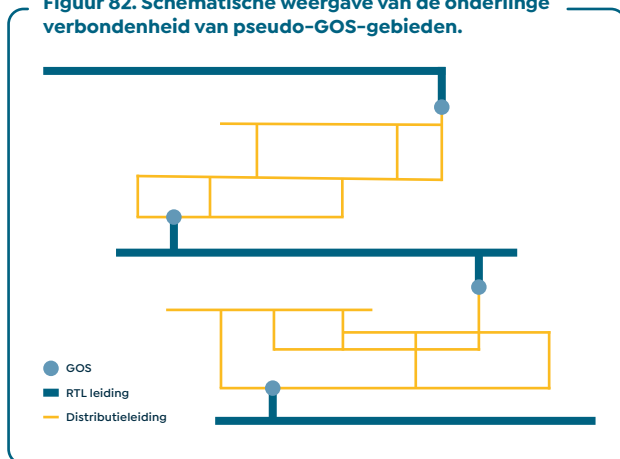
13.7.4 Verdelingspuzzel waterstof en groen gas in de gebouwde omgeving

Geografische verdeling

Als waterstof na 2030 een rol gaat spelen in de gebouwde omgeving ontstaat een verdelingspuzzel voor (groen)gas en waterstof. Dit komt vooral aan de orde als het scenario Europees zich voltrekt, maar ook in de andere scenario's kan deze puzzel een punt van aandacht worden. Dit is het gevolg van het feit dat de huidige netwerken van de RNB's en het netwerk van Gasunie sterk gekoppeld zijn, zowel binnen het eigen netwerk als met elkaar. Het RTL-net van Gasunie en de distributienetten van de RNB's zullen in de toekomst nog meer met elkaar verbonden worden, onder meer vanwege het installeren van groengasboosters en netkoppelingen om het afzetgebied voor groen gas te vergroten.

Veel aansluitingen kunnen via verschillende routes gas geleverd krijgen. Dat is gunstig voor de transportzekerheid en de leveringszekerheid en geeft de netwerkbedrijven de mogelijkheid om bijvoorbeeld onderhoud te plegen aan het netwerk. De koppelpunten tussen de hogedrukleidingen van Gasunie en de distributieleidingen van RNB's worden gasontvangststations (GOS) genoemd. Wanneer een zeker gebied gas ontvangt afkomstig van meerdere GOS'sen, worden die gebieden "pseudo-GOS-gebieden" genoemd. Pseudo-GOS-gebieden zijn bovendien weer onderling met elkaar verbonden als een GOS uit het ene pseudo-GOS-gebied op dezelfde RTL-leiding zit als een GOS uit een ander pseudo-GOS-gebied. Deze onderlinge verbondenheid is schematisch weergegeven in de onderstaande afbeelding.

Figuur 82. Schematische weergave van de onderlinge verbondenheid van pseudo-GOS-gebieden.



De mate van verbinding is in de huidige netconfiguratie zeer groot. Zonder aanpassingen van die configuratie ontstaan gebieden zoals gevisualiseerd in de onderstaande kaart. In de kaart zijn gebieden begrensd op pseudo-GOS-gebied, en de verbondenheid van pseudo-GOS-gebieden is weergegeven met eenzelfde kleur. Alle vakjes die dezelfde kleur hebben, moeten vanwege de verbondenheid, wanneer er geen maatregelen worden genomen, ook hetzelfde gas (methaan of waterstof) geleverd krijgen. Deze kaart geeft dus niet aan in welke gebieden waterstof/groen gas geleverd gaat worden, maar laat wel zien dat keuzes voor grote gebieden gemaakt moeten worden wanneer rekening wordt gehouden met infrastructuur.

Figuur 83. Gekoppelde pseudo-GOS-gebieden (elke kleur is een gekoppeld gebied).

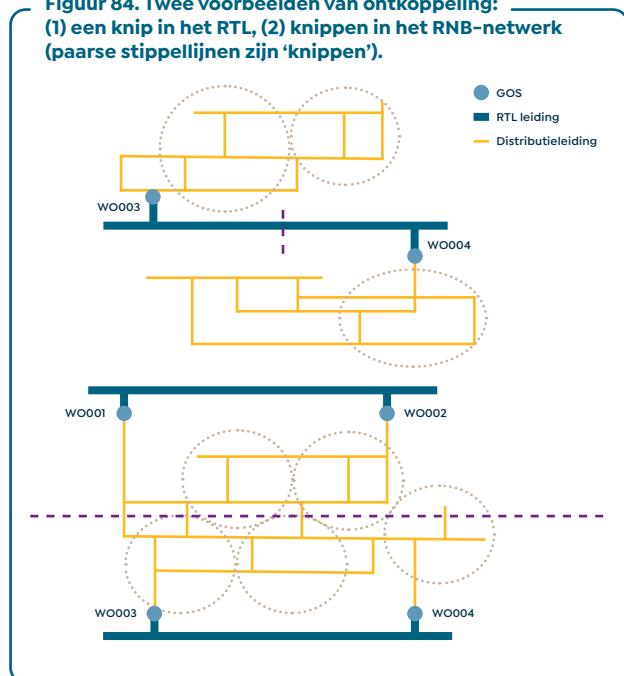


Als waterstof een substantiële rol krijgt in de gebouwde omgeving, dient er dus rekening gehouden te worden met de onderliggende infrastructuur van de RNB's en Gasunie.

Wanneer de verdeling van type gas niet verloopt zoals in de bovenstaande kaart, zullen de netwerken ontkoppeld moeten worden. Er is geen algemeen geldend voorschrift te bedenken hoe deze ontkoppeling moet plaatsvinden, omdat de netwerken per situatie anders gekoppeld zijn.

In de plaatjes hieronder zijn twee voorbeelden gegeven. In voorbeeld 1 zou het netwerk 'geknipt' kunnen worden in het RTL-netwerk van Gasunie, in voorbeeld 2 zou 'knippen' in het RNB-netwerk de oplossing zijn (zie de paarse stippellijnen in beide plaatjes).

Figuur 84. Twee voorbeelden van ont koppeling: (1) een knip in het RTL, (2) knippen in het RNB-netwerk (paarse stippellijnen zijn 'knippen').



Onbenutte leidingen

Het is momenteel nog niet definitief vast te stellen hoe 2050 eruit gaat zien, en dus ook niet hoeveel duurzaam gas uiteindelijk beschikbaar zal komen. Wanneer vandaag de dag gasleidingen verwijderd worden, worden daarmee mogelijk gasroutes uitgesloten die in de toekomst opportuun blijken te zijn. Onbenutte leidingen bieden ook extra schakelmogelijkheden en kunnen daarom helpen de hier beschreven verdelingspuzzel op te lossen.

Het laten liggen van onbenutte leidingen verdient daarom aandacht en onderzoek, niet in de laatste plaats omdat regionale netbeheerders wegens veiligheid wettelijk verplicht zijn leidingen te verwijderen die niet meer benut worden. De veiligheid van leidingen die langere tijd niet gebruikt zijn, is een punt van aandacht. In de huidige situatie kennen de RNB's twee opties voor niet langer noodzakelijke leidingen: weghalen of volschuimen. Voor de LNB (en bijvoorbeeld de NAM) is ook een optie 'conserveren' beschikbaar. De leiding wordt dan gevuld met stikstof en de leiding blijft kathodisch beschermd.

Verdeling tussen sectoren

De verdeling van de inzet van waterstof zal een hele puzzel worden. We hebben te maken met de eerdergenoemde geografische verdeling tussen methaan en waterstof, maar daarnaast ook nog met de verdeling tussen de

verschillende sectoren. Veel sectoren zien een grote rol voor waterstof weggelegd: de industrie voor proceswarmte en als grondstof, de energiesector voor de opslag van energie, de mobiliteitssector als brandstof voor zwaar transport⁶², de gebouwde omgeving voor verwarming van gebouwen, etc.

Het gaat voor de regionale netten dan ook niet alleen om de gebouwde omgeving, maar bijvoorbeeld ook om tankstations voor waterstof. Bij de regionale verdeling dient dan ook rekening gehouden te worden met deze andere sectoren. Zo zal landelijk waterstof beschikbaar moeten zijn voor de inzet in mobiliteit blijkt uit de verschillende scenario's. In scenario's met beperkt gebruik van waterstof voor mobiliteit kan dit mogelijk deels met tube-trailers aangevoerd worden of lokaal geproduceerd. In de scenario's met grotere vraag vanuit mobiliteit zal levering vanuit een waterstofnetwerk al snel rendabel zijn.

De vijf grote industrieclusters zullen waarschijnlijk als een van de eerste gebruikers overstappen op waterstof en gebruikmaken van de landelijke backbone. Daarmee geeft de markt al een eerste invulling aan de geografische spreiding van de inzet van waterstof. Daarnaast is het erg afhankelijk van de beschikbaarheid van betaalbare groene waterstof voor de mate van inzet in elke sector en de omvang van de geografische puzzel.

In meer of mindere mate zal het wenselijk zijn om rekening te houden met regionale spreiding van de inzet van waterstof. Zodat regionaal voldoende kennis en ervaring ontstaat met de dagelijkse en veilige toepassing van waterstof en verdere groei van de toepassing van waterstof kan worden gefaciliteerd.

Deze puzzel gaat lastig worden met verschillende oplossingen afhankelijk van welk uitgangspunt je neemt en welke belangen het zwaarst wegen. Daarnaast zijn de "puzzelstukjes" nog niet bekend omdat we niet weten wat de kosten van waterstof en groen gas zullen worden en hoeveel er beschikbaar zal zijn. Het is belangrijk dat we op een slimme manier regie voeren met voldoende flexibiliteit om in te spelen op de verschillende mogelijke ontwikkelpaden.

De vraag is hoe alles goed bij elkaar gepast kan worden. Vanuit de efficiency-gedachte krijg je misschien een andere optimale verdeling dan om andere redenen gewenst zou zijn.

Regie

Op dit moment ligt de regie voor de warmteoplossingen in de gebouwde omgeving bij de gemeenten (Transitievies Warmte). In hoofdlijnen kunnen gemeenten kiezen voor collectieve warmte, all-electric of een hernieuwbaar gas. Zoals eerder beschreven kan de onderliggende infrastructuur in grote mate bepalend zijn voor de (on)wenselijkheid van

⁶² Verduurzaming van de luchtvaart en scheepvaart vergt ook grote volumes waterstof als belangrijke component voor brandstof. Deze volumes zijn niet in de basis impact bepaling meegenomen. Er is wel een gevoeligheidsanalyse uitgevoerd, zie paragraaf 12.3.

welk type gas wordt ingezet in welke buurt. In de gebouwde omgeving heeft de transitie van aardgas naar waterstof voor eindgebruikers zelf maar weinig impact, terwijl de impact op de onderliggende infrastructuur groot is. Omdat er slechts één type gas door hetzelfde gasnet gaat, kan de infrastructuur bepalend zijn voor welk type gas waar opportuun is. Daarbij is er een rol weggelegd voor de landelijke overheid om de regie te houden over de juiste inzet van (schaars) groen gas en waterstof: daar waar dat maatschappelijk gezien verstandig is.

Landelijke regie heeft ook als voordeel dat de verdeling efficiënt gedaan wordt. Vanuit een landelijke regie kan ook gekeken worden naar andere uitgangspunten dan efficiëntie. Dit kan bijvoorbeeld de regionale spreiding van de verdeling van waterstof zijn of de bijdrage die het kan leveren aan andere (transitie-)opgaven. Elke regio zou toegang moeten hebben tot de verschillende gassoorten (groen gas en waterstof) om voorbereid te zijn op mogelijke ontwikkelingen in de toekomst en om ontwikkelingen in bijvoorbeeld de mobiliteitssector mogelijk te maken. Zonder regie kunnen de kosten hoger zijn en door gebrek aan draagvlak kan de transitie langer duren.

Verschillende kwaliteiten methaanhoudend gas

De analyse voor de vier scenario's in 2050 is op een hoog abstractieniveau uitgevoerd. Zo is er met betrekking tot kwaliteit voor gekozen om slechts onderscheid te maken tussen (groen) methaan-houdend gas en waterstof. In werkelijkheid zal er, zowel op regionaal als op nationaal niveau, sprake zijn van verschillende kwaliteiten gas en waterstof. In 2030 zal het HTL, net als nu, nog hoog- en laagcalorisch aardgas transporteren door gescheiden delen van het netwerk. Oplossingen om verschillende kwaliteiten tot 2050 eventueel blijvend te kunnen inpassen zullen per geval onderzocht moeten worden. Ook dit is maatwerk.

13.7.5 Ontwikkelpad methaan

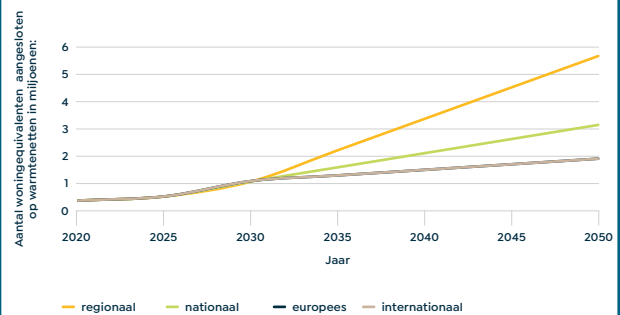
Het ontwikkelpad voor methaan ziet er anders uit dan het ontwikkelpad van waterstof, maar er bestaat wel een duidelijke afhankelijkheid. De mogelijkheden voor de ontwikkeling van het waterstofnetwerk hangen samen met het dalende gebruik van methaan, waardoor leidingcapaciteit kan worden vrijgemaakt voor waterstof. Op de installatie van boosters na is er voor het methaan netwerk sprake van een gecontroleerde reductie van benutting van transportcapaciteit.

13.8 Ontwikkeling infrastructuur warmte

Grote warmtenetten verwachten groei van het aantal aansluitingen (Segers, Niessink, Oever, & Menkveld, 2020). Deze verwachting ligt in lijn met de periode tot 2030 waarvoor in

het Klimaatakkoord de ambitie is vastgelegd om meer dan een miljoen aansluitingen te realiseren vanaf circa 400.000 aangeslotenen nu. Vanaf 2030 is de ontwikkeling meer onzeker. Afhankelijk van het klimaatneutrale energie-scenario zet de ontwikkeling van warmtenetten door tot bijna zes miljoen aansluitingen (woning equivalenten) in het scenario Regionaal. De ontwikkeling van warmtenetten kan na 2030 ook sterk afvlakken tot ongeveer 2 miljoen aansluitingen in 2050. Figuur 85 toont de ontwikkelpaden van het aantal aangeslotenen op warmtenetten. Waarbij de ontwikkelpaden voor de scenario's Europees en Internationaal vrijwel gelijk lopen.

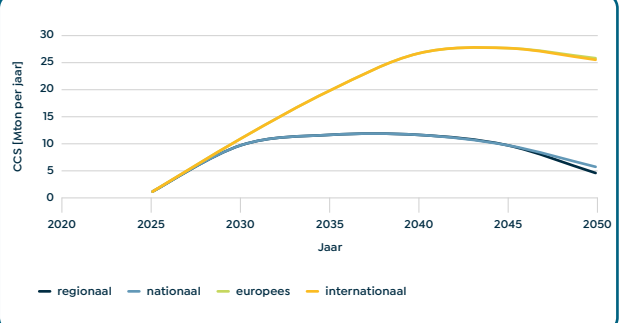
Figuur 85. Ontwikkelpaden van het aantal aansluitingen op warmtenetten. Het aantal aansluitingen is uitgedrukt in woningequivalenten, omdat het zowel huishoudens als gebouwen betreft. Hiervoor is per eenheid een warmtevraag van 30 GJ per jaar aangenomen.



13.9 Ontwikkeling infrastructuur CO₂

CCS wordt toegepast om snelheid te maken met CO₂-reductie (op korte termijn kunnen relatief grote CO₂-reducties worden behaald) of wanneer er geen goede alternatieven zijn. CCS zal op termijn langzaam maar zeker afnemen. Afhankelijk hoe snel Nederland en Europa CO₂-emissies willen terugdringen en hoe snel goedkope alternatieven beschikbaar komen, is er omstreeks 2040 meer CCS nodig dan de scenario's aangeven voor 2050. De hoeveelheid CCS in 2030 is vastgelegd in het Klimaatakkoord: 10 Mton per jaar. Hiervoor wordt momenteel de infrastructuur ontwikkeld bij Rotterdam en Amsterdam/ Noordzeekanaal. De ontwikkelpaden van CCS staan weergegeven in Figuur 86. Waarbij de ontwikkelpaden voor de scenario's Europees en Internationaal vrijwel gelijk lopen.

Figuur 86. Ontwikkelpaden van CCS in Mton per jaar.



Hoofdstuk 14.

Kosten, ruimte en uitvoerbaarheid

14.1 Conclusies

Kosten energiesysteem

- Belangrijke factor voor de kostenverschillen tussen de scenario's is de omvang van het energiesysteem. Hoe kleiner het systeem (minder energie), hoe lager de kosten zijn.
- Als we de totaalkosten voor 2050 uitdrukken in euro per megawattuur (ter correctie voor de omvang van het energiesysteem), dan blijken alle scenario's aanzienlijk duurder te zijn dan het huidige systeem met een hoge CO₂-uitstoot. Gelet op de onzekerheden ten aanzien van de prijsontwikkelingen van energiebronnen en conversietechnieken zijn de prijsverschillen tussen de scenario's te klein om er betekenis aan toe te kennen. Het maakt wel sterk uit hoe die kosten zijn opgebouwd.
- De scenario's Europees en Internationaal worden gedomineerd door de kosten van energiebronnen. Dit komt door de importkosten van groen gas en waterstof in het scenario.
- Bij de scenario's Regionaal en Nationaal zijn voornamelijk hogere kosten voor de productiemiddelen (zon en wind, wind op zee en wind op land) waarneembaar.
- De netwerkkosten (investeringen) zijn het hoogste in de scenario's Nationaal en Regionaal. Dit geldt met name voor de elektriciteitsnetten. In de scenario's Europees en Internationaal ligt de nadruk meer op gas. Dat is ook terug te zien in de kosten voor de aanpassing van de netten.

Ruimte energiesysteem

- De bovengrondse ruimtebehoefte van TenneT varieert afhankelijk van het scenario tussen 40 en 70 km². Het vinden van deze benodigde ruimte is een zeer moeilijke opgave vanwege de relatief kleine zoekgebieden waarin de ruimte moet worden gevonden. Gedegen overleg met betrokkenen uit deze gebieden is hierbij cruciaal om draagvlak te vinden voor de concrete invulling van de ruimtebehoefte.
- De ondergrondse ruimtebehoefte voor kabels is voor TenneT met een maximum van ruim 10 km² bescheiden en levert geen knelpunt op.
- De benodigde additionele ruimte voor nieuwe gasinfrastructuur van Gasunie is nihil, omdat deze vrijwel volledig op bestaande tracés en locaties kan worden gerealiseerd. Het landelijk waterstoftransportnetwerk groeit tussen 2030 en 2050 met maximaal 1.800 km, waarvan 100 tot 500 km nieuwe leiding. Deze leidingen kunnen in bestaande tracés worden ingepast.
- De aanleg van nieuwe laagspannings- en middenspanningskabels vraagt afhankelijk van het scenario

tussen de 210 en 280 km² aan extra ruimte. Er moet 60.000 tot 80.000 km kabel worden ingegraven. Dat is tweemaal de aarde rond, en daarvoor is het nodig dat één op de drie straten open moet, wat voor een behoorlijke overlast zal zorgen. Met name omdat een deel van de tracés complex zijn en aanpassingen zullen vergen aan andere infrastructuren.

- De bovengrondse ruimtebehoefte van regionale netbedrijven, is met 6 tot 11 km² geringer dan de ondergrondse ruimtebehoefte. Toch is het vinden van deze ruimte, die randvoorwaardelijk is voor het tot stand komen van de energietransitie, in het dichtbevolkte Nederland een zeer moeilijke opgave, want het moet voor een groot deel in het stedelijke gebied. Het is essentieel dat nu al wordt begonnen met het zoeken naar deze 6 tot 11 km² aan ruimte, samen met de betrokken gemeenten en andere stakeholders, want anders kunnen de ontwikkelingen in de stedelijke omgeving niet worden gefaciliteerd.
- Voor grootschalig transport van warmte wordt ingeschat dat 250 tot 500 km warmtenetten nodig is. Verder is ingeschat dat voor CO₂-transport op land 100 tot 350 km CO₂-leiding nodig is.
- De ruimtebehoefte voor extra wind-op-land concentreert zich in regio's aan de oostkant van het IJsselmeer en in Noord-Nederland en bedraagt voor heel Nederland op basis van de gemiddelde vermogensdichtheid uit het rapport van Generation Energy 2.300 km² voor de twee zelfvoorzienende scenario's en bijna 700 km² voor de importscenario's. Hierbij moet worden opgemerkt dat de benodigde ruimte voor wind-op-land in landelijk gebied nog steeds voor agrarische activiteiten beschikbaar blijft. De opgave voor inpassing wind-op-land gaat daarom meer om het creëren van opties die op draagvlak bij de bevolking kunnen rekenen.
- De ruimtebehoefte voor zonneweides varieert afhankelijk van het scenario tussen 340 en 650 km² en kent enige concentratie in regio's in Zeeland, Groningen en rond het IJsselmeer. In tegenstelling tot wind-op-land geldt voor zonneweides dat bijna het gehele oppervlak in beslag wordt genomen door de panelen. De zon-PV sector heeft aangegeven dat slechts een deel van de benodigde ruimte voor zon op land ten koste zal gaan van agrarische gronden.
- De ruimtebehoefte voor flexibiliteitsmiddelen is relatief beperkt, maar concentreert zich op kustlocaties vlakbij aanlanding van offshorewindvermogen of nabij opweklocaties van duurzame energie. Tijdige ruimtereservering voor inpassing van grootschalige flexibiliteitsmiddelen is van belang via het Programma Energie Hoofdstructuur.

Uitvoerbaarheid energiesysteem

- In de paragraaf over uitvoerbaarheid hebben we geanalyseerd welke hoeveelheid werkzaamheden moet worden verricht om het klimaatneutrale energiesysteem te realiseren, gegeven de scenario's en de doorrekeningen. De focus hierbij ligt met name op de menskracht, met de juiste vaardigheden. Er is een vergelijking gemaakt tussen de huidige 'productie' en de toekomstige vraag naar activiteiten in het net.
- Een uitgebreide kwantitatieve analyse van alle factoren die de uitvoerbaarheid bepalen is niet te doen. Wel kunnen we op grond van een kwalitatieve analyse een aantal inzichten bieden. Over het algemeen verschillen de scenario's niet significant in de opgave qua uitvoerbaarheid. De grootste opgave ligt bij de uitbreiding van de landelijke en regionale elektriciteitsnetten in de scenario's Nationaal en Regionaal, en deels ook bij de scenario's Europees en Internationaal. Een verdiepende analyse zou nodig zijn om ook per scenario per regio en in de tijd de behoefte in kaart te brengen en af te zetten tegen huidige en nabije arbeidsmarkt.
- In alle scenario's is de opgave zonder meer groot te noemen. Het is niet mogelijk om kwalificaties als realiseerbaar of niet-realiseerbaar a priori aan deze analyse te hangen. Nader onderzoek, zoals door de genoemde werkgroep van TNO, zal specifiek ingaan op de opgave en de betekenis voor de arbeids- en opleidingsmarkt.
- Gezien de doorlooptijd van een aantal activiteiten (vnl. de landelijke netbeheerders) is er winst te behalen in goede afstemming en tijdige start van de projecten om de benodigde capaciteit tijdig beschikbaar te hebben. Dit geldt met name voor het scenario Nationaal, waarbij er zowel offshore als onshore een grote opgave ligt.
- De scenario's stellen netbeheerders voor een grote uitvoeringsopgave. Het tempo om nieuwe capaciteit toe te voegen moet flink worden verhoogd: wel 3,5 – 7 keer. Een aantal zaken om dit te doen hebben netbeheerders zelf in de hand (innovatie, werkprocessen), maar er zijn ook factoren die samenhangen met maatschappelijke keuzes, een programmatische aanpak van de verzwaringen, en ondersteunend beleid.

14.2 Kosten energiesysteem

14.2.1 Inleiding

In dit hoofdstuk gaan we in op de kosten van het energiesysteem die bij de verschillende scenario's horen. In dit hoofdstuk gaan we allereerst in op de gekozen methodiek, daarna staan we stil bij de bronnen voor de kostenkennallen en de resultaten van de kosten. Tenslotte maken we nog enkele overwegingen bij de interpretatie van de resultaten.

Methodiek

In het algemeen kunnen we in deze studie drie soorten kostenberekeningen maken:

- systeem – het integrale systeemkostenperspectief;
- markt – het marginale kostenperspectief;
- 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 haar eigen sterke punten en beperkingen. Wij hebben advies gevraagd aan TNO over de wijze en scope van de kostenberekening in deze studie. Het uitgebreide advies is te lezen in de bijlage J. Op basis van dit advies is gekozen voor het integrale systeemkostenperspectief. De studie kijkt immers vanuit een integraal perspectief naar de kosten van het systeem en geeft daarmee een basis voor systeemkeuzes. In deze paragraaf beschrijven we alleen wat de gekozen methodiek inhoudt, bijlage K gaat in op de kostenonderbouwing van de eigen berekeningen.

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. Deze methodiek is onder meer toegepast in de Net van de Toekomst-studie, de voorloper van deze I13050-studie. Ook de kostenberekeningsmethodiek zoals die in het Energietransitiemodel (ETM)⁶³ 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. Dat vraagt wel om vergelijkbare scenario's, zodat er geen verschillen tussen de scenario's zijn die zich aan de kostenmethodiek onttrekken of eventuele correcties om dergelijke verschillen weg te nemen.

14.2.2 Kostenberekening in het ETM

De scenario's waarop deze studie is gebaseerd, zijn grotendeels gemodelleerd in het ETM. Daarnaast hebben de netbedrijven in het kader van de I13050 eigen rekenmodules ontworpen. Hiermee kunnen onder andere de inzet van flexibiliteitsmiddelen voor opslag en conversie van energie worden bepaald. Wij hebben TNO opdracht

gegeven om de kosten in het ETM-model te actualiseren. Voor de belangrijkste kostendrijvers in de scenario's is dat ook uitgevoerd, zodat de gepresenteerde waarden zijn gebaseerd op actuele inzichten van kostprijzontwikkeling naar 2050. De belangrijkste bron hierbij was de World Energy Outlook 2020. Naast de profielen van vraag en aanbod en consequenties voor de energiebalans, levert het model 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 (Energy Transition Model, sd):

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 ook 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 hebben wij gekozen om de kosten van de (eigen) infrastructuur buiten het ETM-model om toe te voegen.

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-infrastructuur, CCS in de industrie, flexibiliteit⁶⁴ en voertuigen. Daarnaast is er een gedetailleerd overzicht van de verschillende kostencomponenten per sector beschikbaar. De afbakening van deze sectorale kostenberekening bespreken we hieronder op hoofdlijnen.

Kostenbepaling

De bepaling van de integrale systeemkosten voor de transitie van het energiesysteem is weergegeven in tabel 24.

Tabel 24. 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)	Huishoudelijke 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-flexanalyse & 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	

⁶⁴ De hoeveelheid en inzet van flexibiliteit hebben we in het kader van de I13050 in een aparte rekenmodule buiten het ETM bepaald.

14.2.3 Conclusie kostenmethoden

Voor deze verkennende energiesysteem analyses zijn op basis van het TNO-advies de nationale kostenmethodiek en de nauw daaraan gerelateerde integrale systeemkosten gehanteerd. Daarmee worden de integrale kosten voor Nederland als geheel in kaart gebracht. Voor flexibiliteit en infrastructuur zijn de eigen flex- en infra-analyses van de I13050 leidend en zijn de kosten vanuit het Basisdocument van de netbeheerders gehanteerd, aangevuld met eigen bronnenonderzoek.

Verder wordt gewoonlijk de systeemgrens gelegd op de grens van het landelijke energiesysteem. Daarbij wordt dus netto import als een kostencomponent meegenomen. We hebben de totale kosten van de systeemverandering in kaart gebracht. We lichten dit hieronder in de resultatenparagraaf toe. Daarbij is het zaak de verschillen in dergelijke verschuivingen en/of absolute kostenniveaus voorzichtig te interpreteren. Dit vanwege de verschillende veronderstellingen als het gaat om de groei en de krimp van de industrie. De industrie is in de scenario's Europees en Internationaal twee keer zo groot als in het scenario Regionaal.

Dat werpt ook licht op de vraag in welke mate bepaalde scenario-elementen bijdragen aan de kosten van de energietransportinfrastructuur. Denk bijvoorbeeld aan de mate van elektrificatie, de ontwikkeling van een waterstofsysteem of warmte-infrastructuur, of de keuze tussen inzet van flexibiliteit of benutting van de energie-infrastructuur.

Tot slot: een dergelijk kader werpt geen licht op alternatieve methodes, zoals de maatschappelijke kosten-batenanalyse (MKBA), marginale kosten of eindverbruikerskosten. Tegen de achtergrond van de doelstelling van de I13050 en de verkennende aard van deze scenario-analyse met grote onzekerheden lijkt dat ook een gerechtvaardigde afbakening. Daarbij is het van belang de resultaten zorgvuldig te interpreteren in het kader van de aard van de scenario's.

14.2.4 Verdere verwerking van de kosten in deze studie

Zoals hierboven beschreven, gaan we van de kosten voor het energiesysteem uit van de scenario's zoals die in het energietransitiemodel zijn gemodelleerd.

We maken daarop twee uitzonderingen:

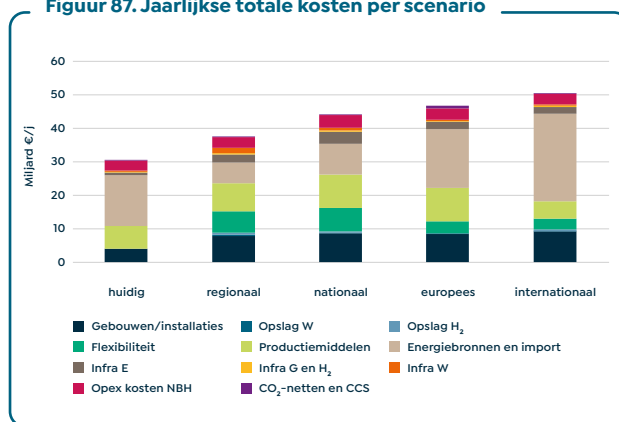
- **De kosten voor de infrastructuur:** in fase 2 van de I13050 hebben we veel aandacht besteed aan de impact van de scenario's op de energienetten. In onze analyse hebben we na de knelpuntenfase voorstellen gedaan voor infra-oplossingen. Die hebben zich vertaald in eindbeelden met bijbehorende infra. Via eigen kosten-tallen (uit het Basisdocument) komen we op kosten voor de infra. Daarbij worden de jaarlijkse instandhoudings-

kosten en beheer- en onderhoudskosten opgeteld. Dit is uitgevoerd voor de energiedragers elektriciteit, gas (methaan), gas (waterstof), warmte en CO₂. CO₂-transport is alleen van toepassing in de scenario's Europees en Internationaal. Voor de RNB's en LNB's is er gerekend met een verschillende tijdshorizon (2020-2050 versus 2030-2050), omdat het startpunt van de analyse op achtereenvolgens 2020 en 2030 lag. In de kostenberekening is dit verdisconteerd.

- **De kosten voor flexibiliteit:** in fase 2 van de I13050 hebben we met een uitgebreide analyse in kaart gebracht hoeveel flexibiliteit nodig is om het energiesysteem in balans te houden en hoe verschillende flexibiliteitsmiddelen voor de korte en de lange termijn elkaar kunnen aanvullen. Hierbij hebben we rekening gehouden met mogelijke locatiekeuzes van vraag en aanbod (dit is geen onderdeel in het ETM). Daarnaast hebben we de omvang en locatie van flexibiliteitsmiddelen gunstig gekozen zodat de noodzakelijke infrastructuur kan worden beperkt. Dat betekent dat een andere locatiekeuze voor flexibiliteit in het algemeen zal leiden tot meer transportinfrastructuur en daarmee hogere kosten.

14.2.5 Resultaten

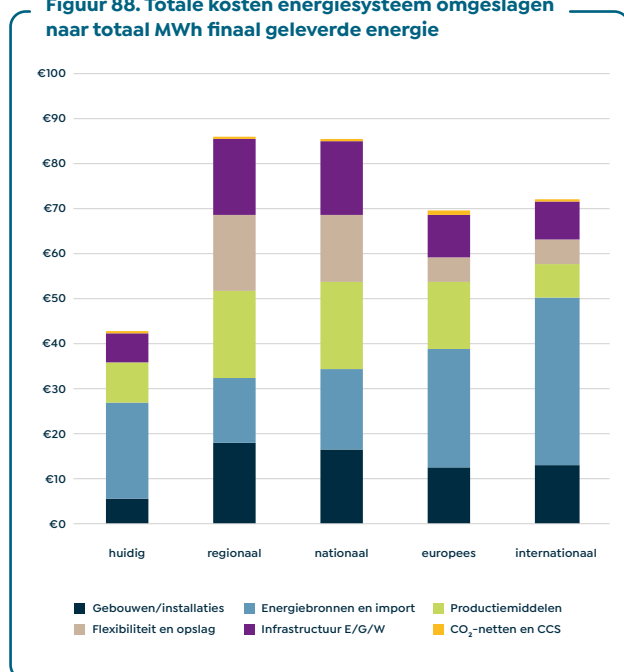
Figuur 87. Jaarlijkse totale kosten per scenario



Figuur 87 laat de jaarlijkse, nationale kosten zien van het energiesysteem. Belastingen en subsidies zijn niet meegenomen. Dat geldt ook voor de maatschappelijke kosten van CO₂-uitstoot (of baten van uitstootreductie). We wijzen opnieuw op het gevaar om de scenario's onderling met elkaar te vergelijken. In de scenario's Europees en Internationaal is een grote groei van de industrie voorzien; de energievraag van de industrie is in die scenario's twee maal groter dan het scenario Regionaal. Daarnaast moet worden gesteld dat we zijn uitgegaan van de meest recente informatie over de prijsontwikkeling van de verschillende kostencomponenten. Zeker op een aantal punten is de spreiding groot. Voor de duidelijkheid in de figuren gaan we uit van een midden scenario per kostencomponent en werken we in de figuren niet met onzekerheidsmarges.

De scenario's verschillen in omvang van het energiegebruik door verschillen in (economische) groei. Daarom is er nog een korte analyse uitgevoerd om de jaarlijkse kosten van energiesystemen te relateren aan de finaal geleverde energie per jaar en deze te vergelijken met het huidige systeem. Zoals uit figuur 88 blijkt zijn alle scenario's aanzienlijk duurder dan het huidige systeem met een hoge CO₂ uitstoot. Let wel: de kosten van CO₂-uitstoot (of de baten van CO₂-reductie) zijn hierin niet verwerkt. Gelet op de onzekerheden ten aanzien van de prijsontwikkelingen van energiebronnen en conversietechnieken zijn de prijsverschillen tussen de scenario's te klein om er betekenis aan toe te kennen. In deze studie zijn de prijsinzichten gebaseerd op World Energy Outlook (International Energy Agency, 2020). Het maakt wel sterk uit hoe die kosten zijn opgebouwd.

Figuur 88. Totale kosten energiesysteem omgeslagen naar totaal MWh finaal geleverde energie



Gebouwen/installaties

Hieronder vallen alle kosten voor warmteproductie, exclusief de brandstofkosten. Daarnaast zijn isolatiekosten in de gebouwde omgeving meegenomen. Eventuele meerkosten (investeringskosten) van elektrisch vervoer vallen ook onder deze categorie.

Opslag W

Hieronder vallen de kosten voor warmteopslag. De bron hiervoor zijn de scenarioresultaten van het ETM-model.

Opslag H₂

Hieronder vallen de kosten voor waterstofopslag. De waarden hiervoor zijn gebaseerd op een eigen analyse van de werkgroep.

Flexibiliteit

Hieronder vallen de kosten voor batterijen en flexibiliteitsmiddelen voor de omzetting van elektriciteit naar waterstof (piek- en grote centrales), de systeembatterijen (power-to-power) en de gascentrales. De kosten zijn gebaseerd op de eigen berekening van de werkgroep, die terugvertaald is in het ETM-model.

Productiemiddelen

Hieronder vallen alle kosten voor de binnenlandse productie van elektriciteit en waterstof, exclusief de brandstofkosten. De kosten van CO₂-rechten uit het ETS zijn niet meegenomen, aangezien deze kosten een belasting zijn.

Energiebronnen en import

Hieronder vallen 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 W

Hieronder vallen de kosten voor de warmtenetten, gebaseerd op een eigen berekening.

Infrastructuur G en H₂

Hieronder vallen de kosten voor het gasnet en het waterstofnet, gebaseerd op een eigen berekening.

Infrastructuur E

Hieronder vallen de kosten voor het elektriciteitsnet, 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 eigen analyse 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

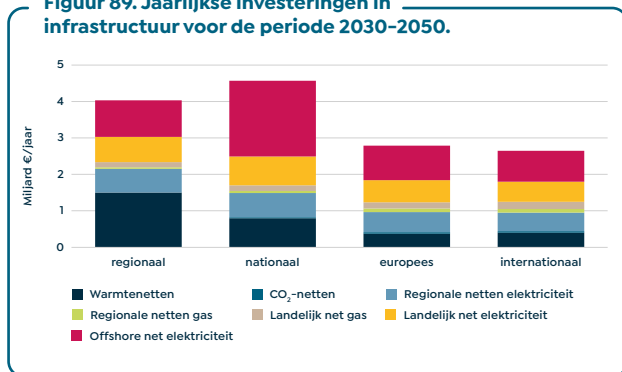
Hieronder vallen de extra investeringen voor afvanginstallaties bij elektriciteits- en waterstofcentrales, de kosten voor CO₂-infrastructuur en de kosten voor opslag van CO₂. De infrakosten op basis van eigen berekening zijn toegevoegd aan de kosten uit het ETM-model.

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.

14.2.6 Verdieping kosten infrastructuur

In deze paragraaf gaan we achtereenvolgens in op de investeringskosten van nieuw te bouwen of uit te breiden assets. We presenteren de jaarlijkse kosten, omdat deze samenhangen met de kosten die uit de ETM- bron komen. Allereerst worden de uitkomsten voor gas getoond, daarna voor elektriciteit, tenslotte voor warmte. Voor alle investeringskosten is een discontovoet van 3 procent gehanteerd en een afschrijvingstermijn van veertig jaar.

Figuur 89. Jaarlijkse investeringen in infrastructuur voor de periode 2030-2050.

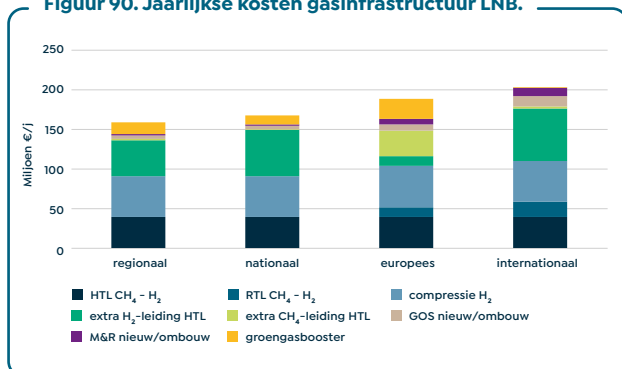


Voor de periode 2030 en 2050 is berekend dat netbedrijven afhankelijk van het scenario jaarlijks tussen 2,5 en 4,5 miljard euro moeten investeren. In uitbreiding van elektriciteitsnetwerken wordt in alle scenario's het meest geïnvesteerd. Uitschieter is hierbij het scenario Nationaal, waarin twee miljard euro, bijna de helft van de jaarlijkse investeringen, bestemd is voor de aanleg van de offshore-netverbindingen. In het scenario Regionaal 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.

Landelijk netbeheerder gasinfrastructuur

De kosten voor het aanpassen van de benodigde landelijke gasinfrastructuur tussen 2030 en 2050 zijn relatief beperkt. Zie figuren 89 en 90. De grootste kosten-posten zijn de compressoren van waterstof (in alle scenario's ongeveer gelijk), het aanleggen van waterstofleidingen (in drie van de vier scenario's een grote post) en het plaatsen en ombouwen van GOS-stations.

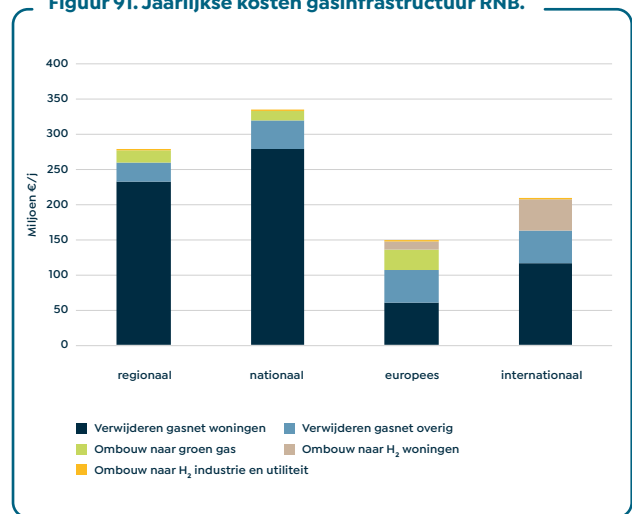
Figuur 90. Jaarlijkse kosten gasinfrastructuur LNB.



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 de onderstaande grafiek, zijn deze kosten enorm (Figuur 91). Als besloten wordt om de leidingen buiten gebruik te plaatsen en op een natuurlijk moment te verwijderen, dan zou dat een enorme besparing opleveren.

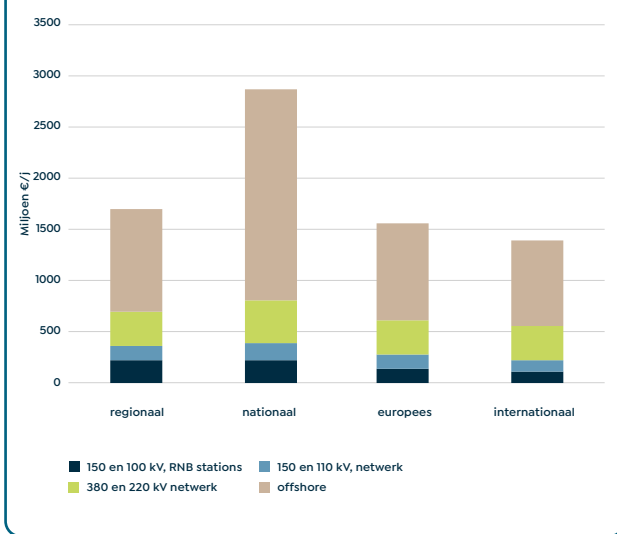
Figuur 91. Jaarlijkse kosten gasinfrastructuur RNB.



Landelijk netbeheerder elektriciteit

De landelijke netbeheerder TenneT ziet zich geplaagd voor een grote opgave. In de berekening is uitgegaan van de situatie tussen 2030 en 2050. Daarbij veronderstellen we dat het Investeringsplan (IP) voor 2030 is uitgevoerd, inclusief de projecten die nog in studiefase verkeren. De kosten betreffen investeringen in en beheer van de 220-380 kV- en 110-150 kV-infrastructuur op land en de elektrische infrastructuur 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. De kosten voor de hoofdverdeelstations (HVS) zijn opgenomen bij de regionale netbeheerders. Deze stations worden immers gebruikt en aangevraagd door de RNB's. De kosten in de volgende grafiek omvatten alleen investeringskosten en vormen een hele ruwe schatting. De scenario's zijn onzeker, bovendien zijn de daadwerkelijke kosten sterk afhankelijk van onder meer de technologische ontwikkeling (die ook kostendaling met zich mee kan brengen) en de technische uitvoering. De invloed van deze factoren op de kosten kunnen we nu niet nauwkeurig inschatten.

Figuur 92. Jaarlijkse investeringskosten elektrische infrastructuur LNB.

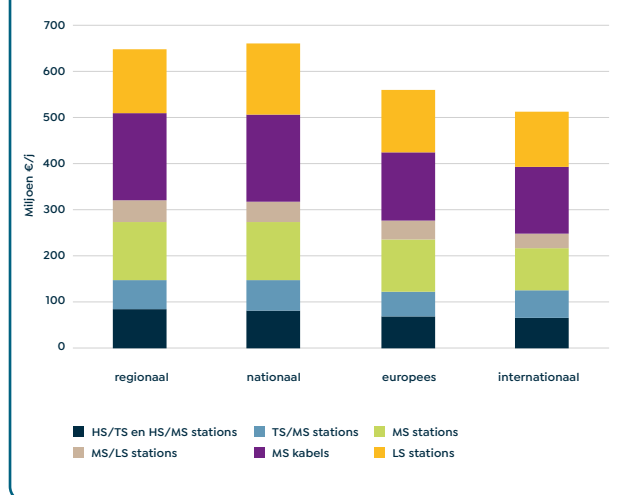


De grafiek in Figuur 92 laat duidelijk zien dat de investeringskosten in de landelijke elektrische infrastructuur in het scenario Nationaal het hoogst zijn. Dit komt vooral door de grote hoeveelheid opgesteld wind op zee-vermogen. In de kostenanalyse gaan we ervan uit dat de volledige elektriciteitsproductie uit wind op zee via kabels naar de kust wordt gebracht. De elektriciteit dient om te voorzien in de directe vraag (in binnen- of buitenland). Opslag en conversie van overschotten aan elektriciteit die met wind op zee wordt gegenereerd, vinden pas op land plaats. Deze aanname raakt de uitgevoerde infrastructuuranalyses op land weliswaar niet⁶⁵. Niettemin kunnen alternatieve oplossingen (zoals gedeeltelijke batterijopslag of conversie naar waterstof op zee) de kosten van de elektrische infrastructuur verlagen. Andere kosten (bijvoorbeeld voor het plaatsen van flexibiliteitsmiddelen op zee of het aanleggen van gaspijpleidingen) moeten dan wel in de beschouwing worden meegenomen. Een verkenning van dit vraagstuk is als gevoeligheidsanalyse uitgevoerd (zie bijlage A). Diepere analyses hiervan vallen buiten de I13050, maar komen aan bod in andere studies van de netbedrijven.

Regionale netbeheerders elektriciteit

De scenario's Regionaal en Nationaal 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 Europees en Internationaal. Bij deze laatste twee scenario's ligt de nadruk meer op gas (waterstof en groen gas) als energiedrager, bij de eerste twee scenario's meer op lokale duurzame energie-opwek door zon en wind. Dit vertaalt zich in de investeringen in de regionale netten (Figuur 93). Een relatief groot deel zit in de aanpassingen en nieuwbouw van de hoofdverdeelstations (aankoppeling met TenneT). Opvallend is dat het benodigde kabelwerk (MS en LS) voor de verschillende scenario's niet veel verschil maakt.

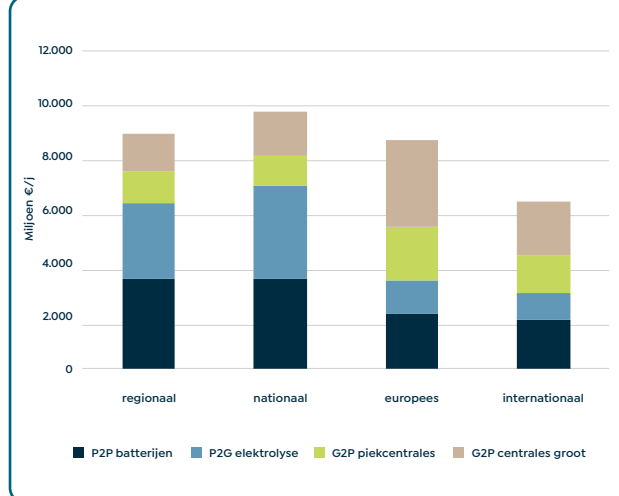
Figuur 93. Jaarlijkse kosten elektrische infrastructuur RNB.



Flexibiliteit

In de flexibiliteitsanalyse onderscheiden we vier soorten flexibiliteit: gas-to-power (grote centrales en piekcentrales), power-to-gas (elektrolyse) en systeembatterijen (als verzamelnaam voor alle power-to-poweroplossingen). Op basis van de eigen analyse over de hoeveelheid toont de grafiek de jaarlijkse cijfers (Figuur 94).

Figuur 94. Jaarlijkse kosten flexibiliteit



De grafiek laat zien dat de kosten van de gepresenteerde vormen van flexibiliteitsmiddelen duidelijk hoger zijn in de scenario's Regionaal en Nationaal, waarbij power-to-gas en batterijen de grootste kostencomponent vormen. De helft van de kosten heeft in deze scenario's te maken met CAPEX: investeringskosten van batterijen, elektrolyse en centrales. In de scenario's Europees en Internationaal gaat het vooral om OPEX (60 tot 70 procent van de kosten). Dat het scenario Internationaal goedkoper uitvalt dan het scenario Europees, wordt verklaard door de kosten van gas. Het scenario Europees gaat uit van groen gas (€ 50 per MWh), terwijl het scenario Internationaal is gebaseerd op waterstof van € 21 per MWh Lower Heating Value (LHV).

⁶⁵ Voor het landelijk netwerk zijn de gekozen aanlandingslocaties bepalend.

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 niet afzonderlijk geteld). In tabel 25 zijn de gegevens voor de afzonderlijke scenario's vermeld. De verwerking naar kosten leidt tot Figuur 95.

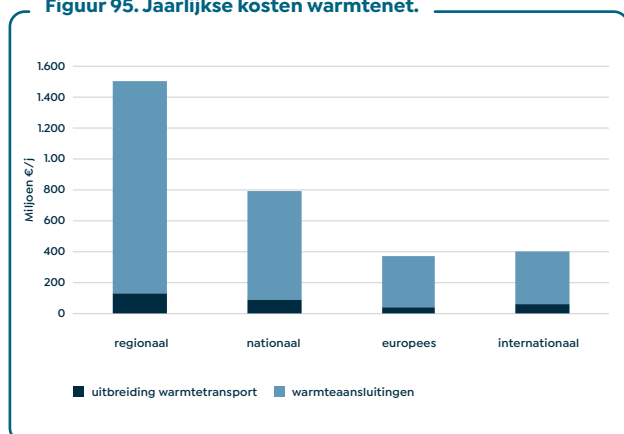
Tabel 25. Grootschalig warmtetransport per scenario.

Eigenschappen grootschalig warmtetransport	Regionaal	Nationaal	Europees	Internationaal
Biomassa / BioWKK	1,4 GW	1,3 GW	0,8 GW	1,3 GW
Geothermie	3,4 GW	1,5 GW	0,1 GW	0,1 GW
Kunstmest / Chemie / Industrie / Datacenters				0,7 GW
Totaal	4,8 GW	2,8 GW	0,9 GW	2,1 GW
Indicatie aanleglengte transportnetwerk	400 - 500 km	400 - 500 km	200 - 300 km	200 - 300 km
Gemiddelde diameter transportleiding	DN700	DN500	DN450	DN700

Tabel 26. Uitbreiding warmtetransport en warmteaansluitingen per scenario.

Scenario	Uitbreiding warmtetransport	Warmteaansluitingen	Totaal kosten
Regionaal	4,0 miljard euro	41,0 miljard euro	45,0 miljard euro
Nationaal	2,8 miljard euro	21,0 miljard euro	23,8 miljard euro
Europees	1,2 miljard euro	10,0 miljard euro	11,2 miljard euro
Internationaal	2,0 miljard euro	10,0 miljard euro	12,0 miljard euro

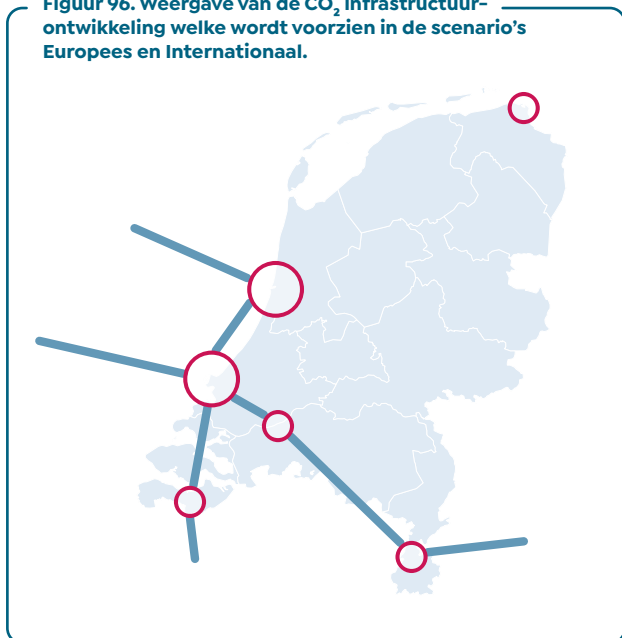
Figuur 95. Jaarlijkse kosten warmtenet.



CO₂-netten

In de scenario's Europees en Internationaal is een CO₂-leidingnet voorzien van ca. 250 km: 75 km Maasvlakte – Zeeland en 175 km Maasvlakte – Sittard.

Figuur 96. Weergave van de CO₂ infrastructuurontwikkeling welke wordt voorzien in de scenario's Europees en Internationaal.



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 5 compressoren. Deze infrakosten zijn verdisconteerd in de totale CO₂-kosten en in de totale kosten.

De kostenberekening van de I13050 focust zich op de totale jaarlijkse kosten van het energiesysteem. De kosten van het systeem zijn gebaseerd op de kostenberekening in het ETM. Voor de infrastructuurinvesteringen zijn de kosten gebaseerd op eigen infrastructuurberekeningen met eigen kostenkennallen. In deze berekening worden de extra investeringen over een vaste periode afgeschreven en de Opex-kosten (o.a. brandstof- en importkosten) worden toegekend aan de systeemkosten. De afschrijvings- en instandhoudingskosten van het huidige systeem worden eveneens in de Opex verrekend.

Het IBO-rapport Financiering Energietransitie (Interdepartementaal Beleids Onderzoek) laat de meerkosten zien van het systeem in 2050 ten opzichte van het huidige systeem. De investeringskosten in het IBO- en I13050-traject zijn onderling vergeleken en grotendeels in lijn met elkaar.

14.3 Ruimte energiesysteem

14.3.1 Inleiding

De voorziene netverzwaringen die in voorgaande hoofdstukken zijn bepaald, zijn voor een belangrijk deel het resultaat van de geografische opdeling van alle uitbreidingen in aanbod, vraag en flexibiliteit over Nederland.

Voor de inschatting van de ruimtebehoefte voor de netverzwaringen en flexibiliteit hebben de regionale netbedrijven, TenneT en Gasunie eigen analyses uitgevoerd.

In aanvulling op deze analyse hebben we op basis van de Klimaatneutrale Energiescenario's 2050 aan de hand van de opdeling van Nederland in Corop/Nuts-3-regio's de hoeveelheid benodigde ruimte voor zonneweides en windvermogen inzichtelijk gemaakt. Dit is gedaan omdat deze allocatie voor een aanzienlijk deel de behoefte aan netverzwaringen voor de regionale netbedrijven bepaalt, terwijl de huidige praktijk laat zien dat deze toewijzing vanwege de impact op de leefomgeving vaak moeilijk is te concretiseren.

Wij hopen dan ook dat deze eerste beelden over de lange termijn ruimtebehoefte die op basis van deze studie zijn verkregen binnen het RES-proces geëvalueerd worden, zodat wij bij een toekomstige actualisering van deze studie de behoefte aan netuitbreidingen weer een stap concreter in beeld kunnen brengen.

Wat betreft de ruimtelijke impact van aanbod, vraag en flexibiliteit hebben we ons beperkt tot uitbreidingen met potentieel geconcentreerd ruimtegebruik, zoals elektrolyzers of systeembatterijen op kustlocaties voor aanlanding van offshorewind. Tijdige ruimtereservering hiervoor is een randvoorwaarde voor de voortgang van de energietransitie. Voor andere uitbreidingen is geen uitsplitsing van het ruimtegebruik op Corop-niveau gemaakt, omdat de totaal benodigde ruimte van deze uitbreidingen te klein is om onderscheidend te zijn. Op lokaal niveau kunnen deze uitbreidingen wel een bepalende factor zijn voor het ruimtegebruik, zoals de benodigde ruimte voor elektrolyzers op de kustlocaties voor aanlanding van offshorewind.

14.3.2 Indicatieve schets ruimtebehoefte infrastructuur TenneT

Aannames en methodiek

Voor deze analyse is aangenomen dat de plannen voor netverzwaringen zoals in hoofdstuk 6 beschreven, zijn gerealiseerd. De analyse start dus bij het finaliseren van deze projecten. Voor de analyse van de ruimtelijke behoefte is weer onderscheid gemaakt tussen het 220/380kV-netwerk en het 110/150kV-netwerk.

Voor het 220/380kV-netwerk is gekeken naar de verschillende gevoeligheidsanalyses en op basis daarvan is bepaald wat de waarschijnlijkheid is dat er extra infrastructuur nodig is, opgedeeld in hoog, medium en laag. Voor het bouwen van extra verbindingen is aangenomen dat deze naast de al (in 2030 verwachte) bestaande verbindingen worden geplaatst. Eventuele nieuwe verbindingen voor het oplossen van knelpunten zijn in deze studie niet beschouwd. De behoefte aan ruimte is bepaald onder de aanname uit het rapport van Generation Energy van een tracébreedte van 100 meter (Generation.Energy & PosadMaxwan, 2020).

Voor het 110/150kV-netwerk bestaat de extra ruimtebehoefte grotendeels uit twee zaken. Ten eerste ruimte voor nieuwe infrastructuur voor de vergroting van de transportcapaciteit tussen de aanwezige hoogspanningsstations in de voorziene pockets en de aankoppeling met het 220/380kV-net. Ten tweede het ruimtebeslag 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 de paragraaf *Ruimtebehoefte infrastructuur RNB's*.

In het 110/150kV-net worden nieuwe verbindingen, in tegenstelling tot 220/380kV-verbindingen, meestal ondergronds aangelegd. Voor de behoefte aan ruimte is hiervoor op basis van informatie van TenneT een tracébreedte van tien meter aangehouden. Voor het bouwen van extra verbindingen is aangenomen dat deze naast de al (in 2030 verwachte) bestaande verbindingen wordt aangelegd.

Afhankelijk van de transportbehoefte kunnen de extra benodigde verbindingen in een tracé uit één of meerdere circuits bestaan. Eventuele alternatieve tracés voor de verbindingen voor het oplossen van knelpunten, het combineren met nieuwe 220/380kV-verbindingen, verdere opsplitsing van pockets door nieuwe aankoppelingen met het 220/380kV-net of grootschalige duurzame opwek in regionale gebieden direct gebundeld aansluiten op het 220/380kV-net zijn in deze studie niet beschouwd.

Ruimtebehoefte 220/380kV-netwerk

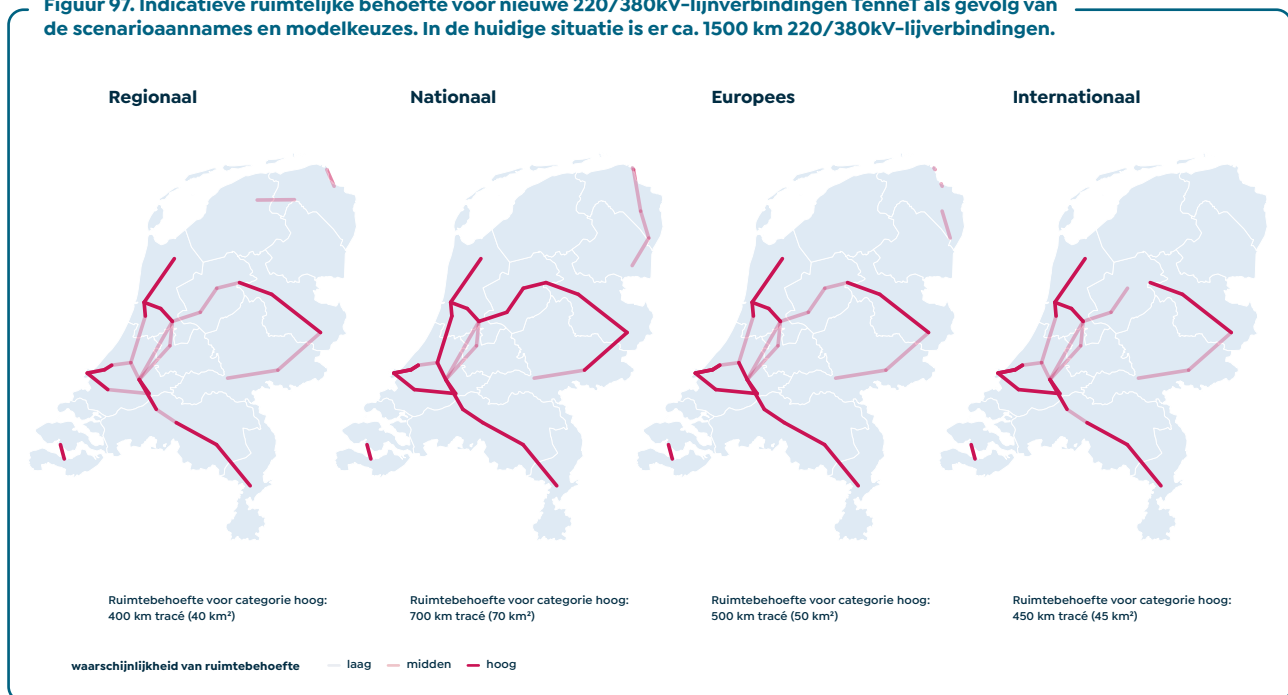
Voor het 220/380kV-netwerk is gekeken naar de verschillende gevoeligheidsanalyses en op basis daarvan is bepaald wat de waarschijnlijkheid is dat er extra infrastructuur nodig is, opgedeeld in hoog, medium en laag (zie Figuur 97). Voor het bouwen van extra verbindingen is aangenomen dat deze naast de al (in 2030 verwachte) 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. Voor de ruimtebehoefte voor het 220/380kV-netwerk is ook de voorziene verbinding tussen de nieuwe 150kV-pocket in Terneuzen en het EHS-net in Borssele meegenomen.

Zoals onderstaande figuur laat zien, is de extra ruimtelijke behoefte in het scenario Nationaal het grootst, omdat hier vanwege de grote hoeveelheid wind op zee de zwaarste belasting op het hoogspanningsnetwerk wordt voorzien. Ook in de andere scenario's is de infrastructuur (en daarmee samenhangend de ruimtebehoefte) gedreven door de grote hoeveelheden en gekozen aanlandingslocaties van wind op zee.

Alhoewel de ruimtebehoefte een fractie bedraagt van het oppervlak van Nederland, is het vinden van de benodigde ruimte een moeilijke opgave, vanwege de relatief kleine zoekgebieden waarin de ruimte moet worden gevonden. Gedegen overleg met betrokkenen uit deze gebieden is hierbij cruciaal om draagvlak te vinden voor de concrete invulling van de ruimtebehoefte.

Figuur 97. Indicatieve ruimtelijke behoefte voor nieuwe 220/380kV-lijnverbindingen TenneT als gevolg van de scenarioaannames en modelkeuzes. In de huidige situatie is er ca. 1500 km 220/380kV-lijnverbindingen.



Resultaten 110/150kV-netwerk

In tabel 27 is de indicatieve ruimtebehoefte gekwantificeerd in tracékilometers en als oppervlakte in km², berekend op basis van een tracébreedte van 10m⁶⁶.

Tabel 27. Indicatieve ruimtebehoefte voor nieuwe 110/150kV-lijnverbindingen.
De eerste kolom toont de huidige situatie in km ter beeldvorming.

Extra benodigde tracé in km (oppervlakte km ²)	Huidige situatie	Regionaal	Nationaal	Europees	Internationaal
110kV-net	1.400 km	350 km (3.5 km ²)	360 km (3.6 km ²)	270 km (2.7 km ²)	320 km (3.2 km ²)
150kV-net	3.000 km	550 km (5.5 km ²)	730 km (7.3 km ²)	610 km (6.1 km ²)	640 km (6.4 km ²)
Totaal	4.400 km	900 km (9.0 km ²)	1.090 km (10.9 km ²)	880 km (8.8 km ²)	960 km (9.6 km ²)

De lengtes en km² liggen voor de vier scenario's redelijk bij elkaar in de buurt, waarbij in het scenario Nationaal de behoefte aan uitbreiding net zoals in het 220/380kV-netwerk van TenneT het hoogst is.

Door de gekozen uniforme aanpak worden groot-schalige paralleltransporten in 150kV-net gefaciliteerd door veel extra 150kV-kabelcircuits. Deze kunnen worden voorkomen door een verdere opsplitsing van de pockets. Hierdoor zal de ruimtebehoefte iets afnemen. Wel zal voor de opgesplitste pockets altijd ruimte voor een eigen 220/380kV-aankoppeling nodig zijn in de vorm van een hoogspanningsstation met transformatoren.

14.3.3 Indicatieve schets ruimtebehoefte infrastructuur Gasunie

Aannames en methodiek

De ruimtelijke behoefte is bepaald op basis van de uitkomsten van de knelpuntenanalyse van de landelijke gasnetten (hogedruknet HTL en middendruknet RTL) in hoofdstuk 7. De investeringen betreffen overwegend het omzetten van bestaande aardgasleidingen naar gebruik voor waterstof. Slechts een klein deel (ca. 10%) van de waterstofleidingen in 2050 zijn nieuw aangelegde leidingen. Deze komen zo goed als volledig in thans aanwezige buisleidingstroken te liggen, parallel aan de al bestaande leidingen. Voor HTL-leidingen heeft dit geen gevolgen voor de totale strookbreedte.

Uitgangspunt is dat de breedte van een leidingstrook zeventig meter is. Het totale ruimtebeslag in km² kan worden berekend door de lengte (in km) van één van de leidingen in een bepaalde strook te vermenigvuldigen met 0,07 km. Een leidingbundel (meerdere parallelle leidingen) in een

tracé van 100 km beslaat daarmee een totale ruimte van $100 \times 0,07 = 7 \text{ km}^2$. Deze ruimte kan niet (volledig) worden bebouwd, maar gebruik voor bijvoorbeeld landbouw en veeteelt is vaak wel mogelijk. Het effectieve ruimtebeslag is dus kleiner dan het formeel berekende ruimtebeslag.

Lang niet alle RTL-leidingen liggen in een landelijke buisleidingstrook. Voor die RTL-leidingen geldt dan 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 nu en 2050 betreffen hoofdzakelijk het geschikt maken van al 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. Deze nieuwe leidingen leggen geen additioneel beslag op ruimte, omdat ze in bestaande leidingstroken kunnen worden gelegd. Ook de eventuele nieuwe compressoren leggen geen extra claim op ruimte, omdat ze op bestaande stations worden geplaatst.

Naast waterstofleidingen zijn, vooral in het scenario Europees en sporadisch in de andere scenario's, extra aansluitleidingen naar groengascentrales nodig. Het gaat om capaciteitsuitbreidingen op bestaande locaties; ook voor deze overwegend korte methaanleidingen kunnen dus bestaande leidingstroken worden gebruikt.

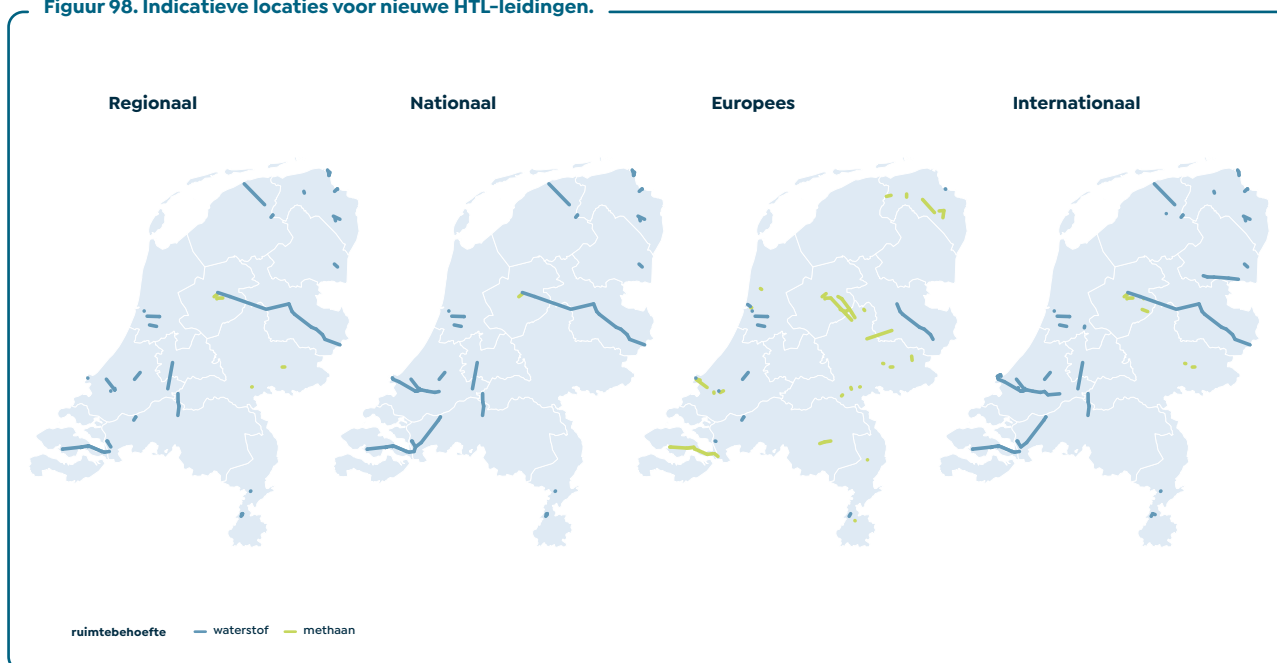
⁶⁶ Gemiddelde waarde, deze hangt feitelijk af van de concrete technische uitvoering.

Een overzicht van het aantal kilometers nieuw aan te leggen leidingen is weergegeven in onderstaande tabel. Ten overvloede: dit kan dus worden ingepast in de bestaande tracés.

Tabel 28. Indicatief aantal km nieuwe leidingen in het HTL (geen extra ruimtebeslag).
De eerste kolom toont de huidige situatie in km ter beeldvorming.

(Nieuwe) leidingen (km)	Situatie in 2030	Regionaal	Nationaal	Europees	Internationaal
HTL H ₂	ca. 1.000 km	350 km	450 km	100 km	500 km
HTL CH ₄	ca. 5.200 km	13 km	5 km	240 km	20 km

Figuur 98. Indicatieve locaties voor nieuwe HTL-leidingen.



Resultaten RTL

In twee van de vier scenario's ontwikkelt zich na 2030 een substantiële waterstofvraag in de regionale netten. Dit betekent dat een deel van het huidige RTL zal moeten worden omgezet naar waterstof. Het gaat naar grove

schatting om maximaal 2.000 km in het Europese scenario en 3.000 km in het internationale scenario. Voor deze leidingen moet rondom dus steeds twee meter extra ruimte worden gereserveerd. De uitkomsten voor het additionele ruimtebeslag staan vermeld in onderstaande tabel.

Tabel 29. Indicatieve additionele ruimtebehoefte voor naar H2 omgezette RTL-leidingen.
De eerste kolom toont de huidige situatie in km ter beeldvorming.

Extra benodigde tracé km's (oppervlakte km ²)	Huidige situatie	Regionaal	Nationaal	Europees	Internationaal
RTL	ca. 5.700 km	0 km	0 km	<2.000 km (<4 km ²)	<3.000 km (<6 m ²)

14.3.4 Indicatieve schets ruimtebehoefte infrastructuur RNB's

Aannames en methodiek

Ook voor de geschatte ruimtelijke behoefte van de infrastructuur van de RNB's geldt dat alle hieronder getoonde beelden afhangen van de grotendeels nog onzekere ontwikkelingen die in paragraaf 13.6 zijn beschreven. Andere keuzes zouden als resultaat een andere ruimtebehoefte kunnen betekenen.

Voor een inschatting van het ruimtebeslag is er onderscheid gemaakt tussen het bovengrondse netwerk (ruimte voor stations, middenspanningsruimtes, etc.) en het ondergrondse netwerk (kabeltracés). Alle getallen die hieronder genoemd worden betreffen het ruimtebeslag dat nodig is in de komende 30 jaar (dus bekeken vanaf de huidige infrastructuur tot 2050). Zo zijn ook alle infrastructuurpunten in fase 2 beschreven. Hier is voor gekozen omdat alle RNB's rekenmodellen hebben die gebaseerd zijn op de huidige infrastructuur.

Bovengronds netwerk: 110/150kV-netwerk (de koppelpunten met TenneT)

Voor het 110/150kV-netwerk is gekeken naar de nieuwbouw van stations die we verwachten nodig te hebben om de overbelastingen op de koppelpunten op te lossen in de scenario's zonder dat er systeemflexibiliteit is toegevoegd. Hierbij is uitgegaan van een 120MVA uitbreidingsmogelijkheid per station. Blijft de overbelasting binnen deze limiet, dan gaan we ervan uit dat er met uitbreiding op het desbetreffende station genoeg ruimte vrijkomt om de belastingpiek op te vangen. Mocht er meer dan 120MVA-overbelasting plaatsvinden, dan moeten er nieuwe stations gebouwd worden.

Het bijbehorende ruimtebeslag is ingeschat door de overbelasting met 40MVA-blokken op te vullen waarbij ieder blok 5.300 m² aan ruimtebeslag inneemt (in lijn met de 40.000 m² per 300MVA HS-station, het maximale ruimtebeslag dat in het document "Basisinformatie over energie-infrastructuur" van Netbeheer NL te vinden is). In deze inschatting is het TenneT-ruimtebeslag meegenomen.

Om de getallen in te passen in het TenneT-netperspectief presenteren we het bijbehorende ruimtebeslag per

TenneT-pocket, welke een cluster van verschillende koppelpunten beschrijft. De voedingsgebiedsvlakken per pocket zijn opgebouwd uit de voedingsgebieden van de onderliggende 110/150kV-stations.

Bovengronds netwerk: 50/20/10kV-stations, middenspanningsruimtes

Voor een inschatting van het ruimtebeslag op het onderliggende net hebben we de benodigde infra in twee types assets ingedeeld: een onderstation of een middenspanningsruimte. Per type asset is er een gemiddeld ruimtebeslag bepaald uit het document "Basisinformatie over energie-infrastructuur". Voor een TS/MS (indicatief voor een typisch onderstation) is dit 6.000 m², voor een MS/LS (indicatief voor de middenspanningsruimtes) is dit 22,5 m².

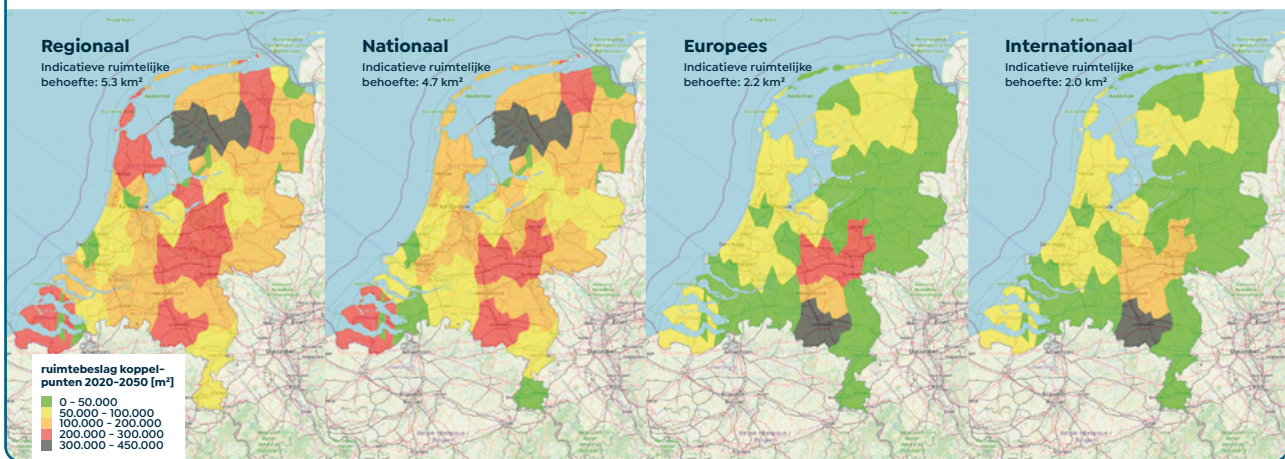
Kabels krijgen vanuit hetzelfde document een gemiddelde tracébreedte van 5,5v m (MS-kabel) en 1v m (LS-kabel).

Resultaten

Voor het 110/150kV-netwerk is het ruimtebeslag per Corop-regio gevisualiseerd in figuur 99. In de scenario's Regionaal en Nationaal is de voorziene ruimtelijke behoefte het grootst, omdat hier vanwege de grote hoeveelheid wind op land en zonneparken, en het piekende karakter van deze technieken, de zwaarste belasting op het 110/150kV-net wordt voorzien.

Het totale indicatieve ruimtebeslag over heel Nederland per scenario, inclusief het ruimtebeslag van de andere netvlakken, is beschreven in tabel 30 en tabel 31. Het ondergrondse ruimtebeslag beslaat aanzienlijk meer dan het bovengrondse en betekent dat in de komende dertig jaar er tussen circa 60.000 en 80.000 km kabel moet worden aangelegd. Omdat het hierbij, zeker voor LS-kabels, gaat om aanleg in stedelijk gebied, illustreert dit direct al de enorme maatschappelijke opgave. Een eerste inschatting vertelt ons dat één op de drie straten open zal moeten. Daarnaast vallen de cijfers die horen bij het bovengrondse ruimtebeslag niet hoog uit. Toch is de inpassing van het bovengrondse RNB-ruimtebeslag randvoorwaardelijk voor het tot stand komen van de energietransitie, en daarmee is het belang voor tijdige aanbesteding van deze ~6-11 km² aan ruimte aanzienlijk.

Figuur 99. Indicatieve ruimtelijke behoefte in km² voor nieuwe 110/150kV-stations (koppelstations RNB / TenneT).



Tabel 30. Bovengronds ruimtebeslag RNB's over heel Nederland.

Netvlak	Regionaal	Nationaal	Europees	Internationaal
110/150kV	5,3 km ²	4,6 km ²	2,2 km ²	2,0 km ²
Onderliggende onderstations	5,4 km ²	5,3 km ²	4,7 km ²	4,1 km ²
Totaal	10,7 km²	9,9 km²	6,9 km²	6,1 km²

Tabel 31. Ondergronds ruimtebeslag RNB's over heel Nederland.

Netvlak	Regionaal	Nationaal	Europees	Internationaal
MS-kabels	244 km ²	243 km ²	194 km ²	185 km ²
LS-kabels	34 km ²	39 km ²	32 km ²	28 km ²
Totaal	278 km²	281 km²	226 km²	213 km²

14.3.5 Indicatieve schets ruimtebehoefte Warmte en CO₂ infrastructuur

Uit de denkbare ontwikkeling van warmtetransportnetten en CO₂ infrastructuur op land volgt ook een eerste orde grootte van de lengte ervan, zie tabel 32. Dit zijn vooral nieuw aan te leggen ondergrondse infrastructuren. Het specifieke ruimtebeslag hangt af van de bepalingen die specifiek aan buisleidingen voor het transport van warmte en CO₂ worden gesteld. Voor warmte zijn er beperkingen tot het

gebruik van de grond boven en in de directe nabijheid van de leiding. Risico's met betrekking tot externe veiligheid zijn hierin niet bepalend, omdat het geen transport van gevaarlijke stoffen betreft. Voor het transport van CO₂ zijn externe veiligheidsrisico's daarin tegen juist wel belangrijk. Daarbij is het ook bepalend in welke vorm en op welke druk dat transport plaats gaat vinden. Omdat de infrastructuur voor CO₂ niet tot op dat detail is bepaald is voor ruimte behoefte hier de lengte gegeven voor een eerste indicatie.

Tabel 32. Indicatief (orde grootte) aan km infrastructuur voor warmtenetten en CO₂-transport.

Nieuwe infra (km)	Huidige situatie	Regionaal	Nationaal	Europees	Internationaal
Warmtenetten	< 50	400 - 500	400 - 500	200 - 300	200 - 300
CO ₂ -transport	0	100 - 150	100 - 150	250 - 350	250 - 350

14.3.6 Indicatieve schets ruimtebehoefte zonneweides en windvermogen

Methodiek en aannames

Voor de inschatting van de extra ruimtebehoefte voor zonneweides en windvermogen in de leefomgeving zijn de gemiddelde waarden van het specifieke ruimtebeslag uit het rapport van Generation Energy aangehouden (zie tabel 33).

Tabel 33. Uitgangspunten voor de inschatting van ruimtebehoefte voor zonneweides en windvermogen.

Categorie	Eenheid	Min	Max	Gemiddeld	Bron
Wind op land	MW / km ²	4	8	6	Generation Energy ⁶⁷
Zonneweides	MW / km ²	48	156	102	Generation Energy

Voor bepaling van de ruimtebehoefte voor wind op land is tevens rekening gehouden met de hoeveelheid ruimte die voor 6 GW vermogen al is gereserveerd.

De regionalisering van de opgestelde vermogens is gebaseerd op de Berenschot/Kalavasta-studie "Klimaatneutrale energiemogelijkheden 2050". In hoofdstuk 6 uit deze studie is hierover opgenomen:

Voor de regionalisering van wind op land en zonneweides is gebruikgemaakt van de ruimtelijke potentiekaarten ("Analysekaarten") die voor het Nationaal Programma RES in opdracht van EZK, BZK, IPO, VNG en UvW zijn opgesteld door de bureaus Generation Energy, CE Delft en Geodan. De datasets zijn beschikbaar op Analysekaarten NP RES - Regionale Energiestrategie (regionale-energiestrategie.nl)⁶⁸.

Hierbij zijn de vermogens uniform verspreid binnen de aangegeven gebiedstypen.

- Voor wind op land is dat: spreiding naar gebieden (buurtcodes) op basis van de buurten die geschikt voor wind op land zijn, waarbij de harde en veiligheidsrestricties meegenomen zijn. Hierbij is wel uitgegaan van molens van 3,6 MW.
- Voor zonneweides is dat: spreiding naar gebieden (buurtcodes) op basis van landbouwareaal die geschikt zijn voor zon, waarbij harde restricties zijn meegenomen.

Resultaten

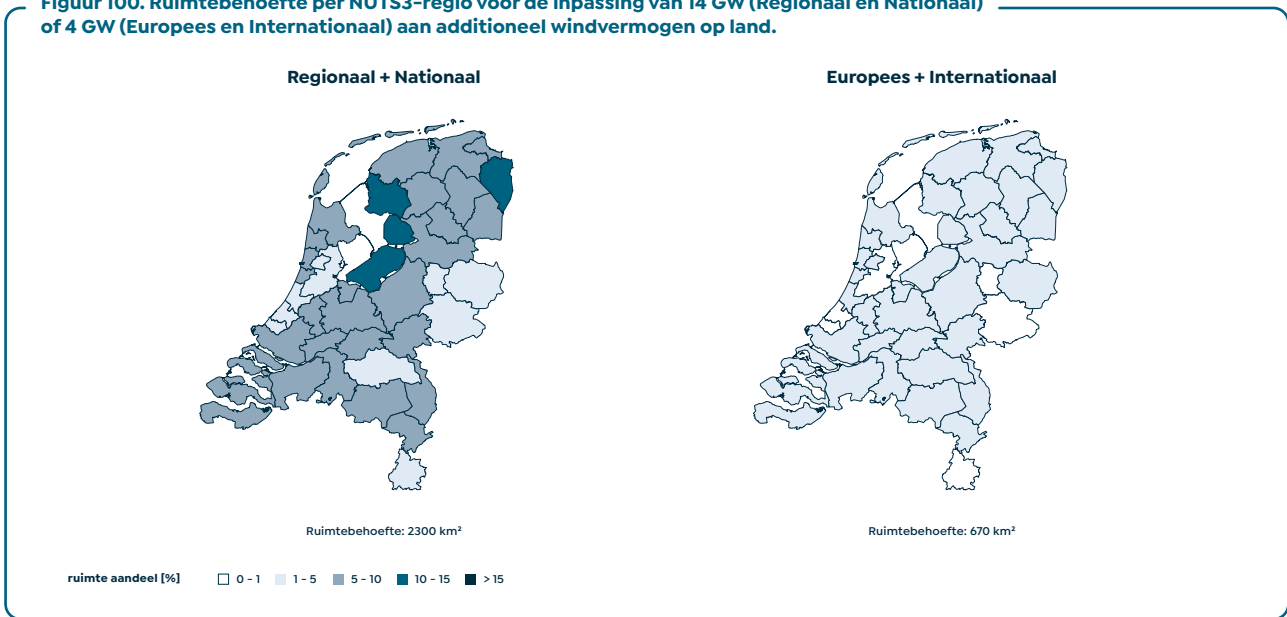
De navolgende figuren tonen voor elk van de vier scenario's indicatief het ruimtegebruik van de genoemde categorieën als percentages van het totale oppervlak per regio⁶⁹, dus zonder rekening te houden met andere gebruiksvormen.

⁶⁷ Bron: (Generation.Energy & PosadMaxwan, 2020)

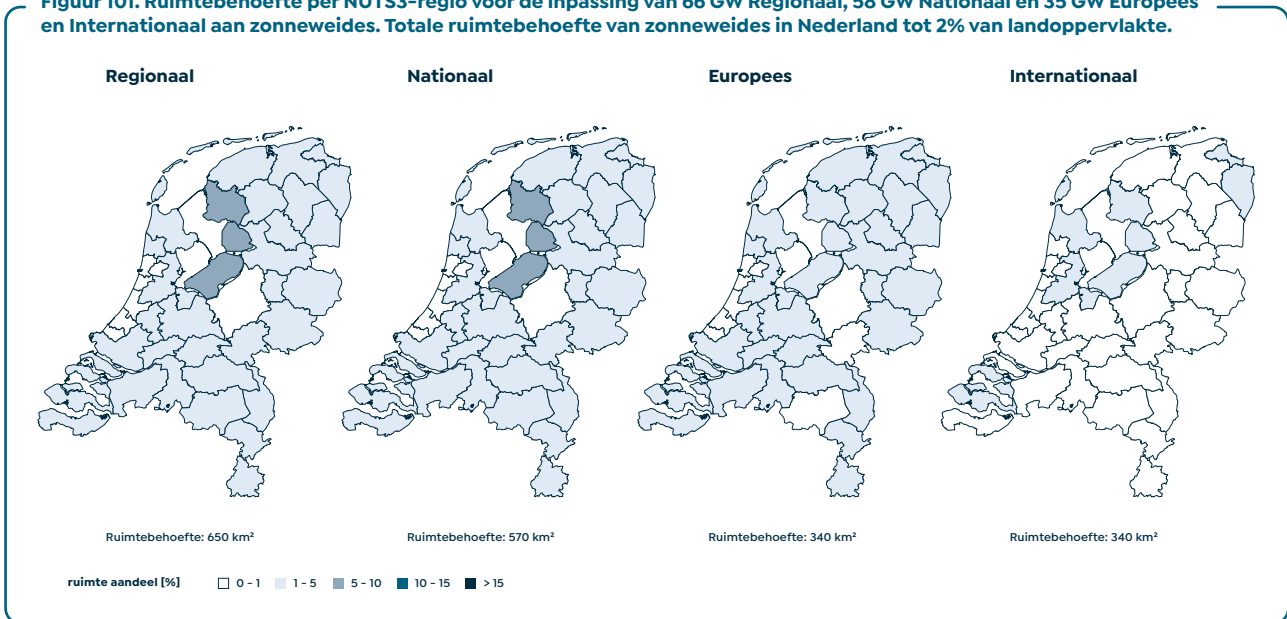
⁶⁸ De regionalisering van wind op land en zonneweides is niet conform de RES'en uitgevoerd, omdat de RES'en tijdens fase 1 van deze verkenning nog niet gereed waren.

⁶⁹ NUTS-3 indeling met een onderverdeling van Nederland in 40 regio's.

Figuur 100. Ruimtebehoefte per NUTS3-regio voor de inpassing van 14 GW (Regionaal en Nationaal) of 4 GW (Europees en Internationaal) aan additioneel windvermogen op land.



Figuur 101. Ruimtebehoefte per NUTS3-regio voor de inpassing van 66 GW Regionaal, 58 GW Nationaal en 35 GW Europees en Internationaal aan zonneweides. Totale ruimtebehoefte van zonneweides in Nederland tot 2% van landoppervlakte.



Figuur 100 en Figuur 101 laten zien dat de inpassing van 14 GW windvermogen-op-land de grootste behoefte aan ruimte kent. Hierbij moet worden opgemerkt dat de benodigde ruimte voor dit type vermogen in landelijk gebied nog steeds voor agrarische activiteiten beschikbaar blijft. De opgave voor inpassing wind op land gaat daarom meer om het creëren van opties die op draagvlak bij de bevolking kunnen rekenen.

Voor zonneweides is dit veel minder het geval en wordt bijna het gehele oppervlak in beslag genomen door de panelen. De zon-PV sector geeft aan dat aanzienlijk meer zon op daken of in gevels kan worden geïnstalleerd dan in de Klimaatneutrale Energiescenario's 2050 is aangenomen. Verder geeft deze sector aan dat een deel van het zonnestroomvermogen op binnenwater en gekoppeld aan weginfrastructuur gerealiseerd zal gaan worden. Daarmee zal naar verwachting slechts een deel van alle benodigde ruimte voor zon op land ten koste gaan van agrarische gronden.

14.3.7 Indicatieve schets ruimtebehoefte flexibiliteit

Methodiek en aannames

Voor de inschatting van de extra ruimtebehoefte voor flexibiliteit zijn de waarden van het specifieke ruimtebeslag uit de volgende bronnen aangehouden (zie tabel 34):

Tabel 34. Aannames specifieke ruimtebehoefte per aanbod-, vraag en flexibiliteitstoepassing.

Categorie	Eenheid	Min	Max	Gemiddeld	Bron
Power-to-gas	MW / km ²	5.882	12.500	9.191	ISPT ⁷⁰
Systeembatterijen	TWh / km ²	0,014	0,014	0,014	Generation Energy ⁷¹
Gascentrales	MW / km ²	13.300	29.300	21.300	EnergieNL, op basis van ruimtegebruik huidige gascentrales
WKK's	MW / km ²	13.300	29.300	21.300	Dezelfde waarden als voor gascentrales gebruikt
Waterstofopslag (bovengrondse ruimte)	TWh / km ²	8	8	8	Gasunie

Voor de verschillende scenario's is indicatief voor de flexibiliteitstoepassingen de ruimtebehoefte bepaald. Deze ruimtebehoefte is relatief beperkt, maar concentreert zich op kustlocaties vlakbij aanlanding van offshorewind of nabij opweklocaties van duurzame energie. Flexibiliteitsmiddelen zijn nodig om duurzame opwek in

het energiesysteem in te passen en om aan de vraag te kunnen voldoen in periodes van tekorten. Daarom is het van belang tijdig ruimte te reserveren voor inpassing van grootschalige flexibiliteitsmiddelen via het Programma Energiehoofdstructuur.

Tabel 35. Indicatieve ruimtebehoefte per aanbod-, vraag en flexibiliteitstoepassing.

Categorie	Regionaal [km ²]	Nationaal [km ²]	Europees [km ²]	Internationaal [km ²]
Power-to-gas	3 - 7	4 - 9	2 - 3	1 - 3
Systeembatterijen	30	30	10	10
Gascentrales	1 - 3	1 - 3	1 - 3	1 - 3
WKK's	0	<1	0	<1
Waterstofopslag (bovengrondse ruimte)	5	5	1	6

⁷⁰ Bron: (ISPT, 2020)

⁷¹ Bron: (Generation.Energy & PosadMaxwan, 2020)

14.4 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. Onze studie onderstreept dat nog eens. Naast de kosten, de ruimtelijke ordening en het publieke draagvlak, is ook de uitvoerbaarheid van groot belang om de klimaatneutrale doelen te behalen. Onder deze uitvoerbaarheid verstaan we de technische en praktische uitvoerbaarheid.

Een ingewikkeld vraagstuk

De uitvoerbaarheid laat zich lastig kwantitatief duiden. Allereerst is de vraag welke functies je daarbij in aanmerking neemt. Om de infrastructuurprojecten te realiseren zijn niet alleen mensen nodig die de uitvoering doen, maar ook medewerkers die zich bezighouden met het verkrijgen van vergunningen, de afstemming met relevante partijen en het verwerven van de grond voor het realiseren van bijvoorbeeld een hoogspanningsstation.

Het extrapoleren van de huidige bezetting van de aanneemcapaciteit (zowel intern bij de netbeheerders als bij de onderaannemers) naar een toekomstige behoefte aan arbeidskrachten is extra gecompliceerd. Het huidige personeel is immers niet alleen bezig met nieuwbouwactiviteiten, maar veelal ook met vervanging van bestaande assets.

Een derde complicatie is dat er nieuwe activiteiten gaan plaatsvinden. Denk aan het beheren van een groot waterstofnet en een veelvoud aan plekken waar invoeding plaatsvindt van groen gas, en het werken met gasboosters om het gas naar een hogere druk te brengen en te transporteren. Van deze activiteiten zijn nog geen kentallen beschikbaar. Vanwege de onzekerheden en nog deels onbekende ontwikkelingen hebben we besloten om ons in dit rapport te beperken tot kwalitatieve uitspraken over de mate waarin de scenario's uitvoerbaar zijn.

Scope - domein

In deze rapportage beperken we ons tot de specifiek infrastructuurgerelateerde activiteiten die tot het domein van de gereguleerde netbeheerders behoren. Dit betreft de elektriciteitsnetwerken en de gasnetwerken van de RNB's en de LNB's. Voor gas gaat het dus om de methaan-netwerken. Daaraan voegen we de waterstofnetwerken toe, hoewel die voor de RNB's (nog) niet tot het gereguleerde

domein behoren. Vanwege de omvang en de verhaallijn van de scenario's rekenen we de uitvoerbaarheid van de waterstofnetten wel tot de scope van de I13050.

De realiseerbaarheid van activiteiten aan de warmte- en CO₂-netten behoren niet tot de scope van dit onderzoek. Van belang is wel om de activiteiten voor de uiteindelijke realisatie van de eindbeelden te beschouwen. Ze behoren echter nu niet tot het kennisgebied van de opdrachtgevers van deze studie.

Scoping – functies

Voor de rapportage rond de uitvoerbaarheid beperken we ons verder tot de meer uitvoeringsgerichte activiteiten/afdelingen. Zoals we hierboven bij de dilemma's hebben genoemd, zijn er vele collega's bezig met zaken die voorafgaan aan de uitvoering. Daarmee doelen we op medewerkers met accountfuncties en medewerkers met functies die relaties onderhouden met stakeholders die toestemming moeten geven voor het realiseren van de infrastructuur in de openbare ruimte.

Voorbeelden van functies die wel tot de scope behoren, zijn: monteurs, werkvoorbereiders, uitvoerders, projectleiders, inbedrijfstellers, veiligheidkundigen, operationeel installatieverantwoordelijken.

Is een kwantitatieve analyse mogelijk?

Zoals we hebben aangegeven, is het te onzeker om tot en met het functie- en fte-niveau te bepalen hoeveel medewerkers er nodig zijn om het energiesysteem van 2050 te realiseren. Wel is het illustratief om in beeld te brengen wat de huidige 'productie' is per netbeheerder. We hebben deze inventarisatie samen laten lopen met de bepaling van de netimpact van de RES.

De vraag is of de productie in het verleden ook een realistisch beeld geeft van het tempo waarin in de toekomst het energiesysteem kan worden aangepast. Standardisatie van processen, componenten en systemen zal een grote impact hebben op de realiseerbaarheid en de efficiency in de uitvoeringsfase. We komen er dan ook niet door eenvoudigweg het huidige werkvolume per medewerker als uitgangspunt te nemen.

Verder geldt dat de toekomstige werkzaamheden aan het gasnet heel anders zullen zijn, als het gaat om de omvang en de aard van het werk. De scenario's gaan uit van een overgang naar waterstofnetten, groengasvoeding en gasloze wijken. Dit betekent aanpassingen in het netwerk (LNB en RNB), het plaatsen van boosters en nieuwe invoedingspunten en tenslotte het verwijderen van gasaansluitingen en -netten.

Elektriciteit

In de volgende paragraaf staan we stil bij de nieuwbouw die nodig is voor het elektriciteitssysteem (stations en bekabeling). De tabel hieronder laat zien wat er de afgelopen jaren is gebouwd. Deze informatie is afkomstig uit de opgave van de netbeheerders.

Tabel 36. Bouw van stations tussen 2015 en 2019 (in aantallen).

			2019	2018	2017	2016	2015	gemiddelde
Aantal stations TenneT	van 220 - 380 naar 110 - 150kV	EHS-HS-station	1	2	2	1	0	1,2
Aantal stations RNB	van 110 - 150 naar 25 - 66 kV	HS-TS-station	0	1	0	0	0	0,2
	van 110 - 150 naar 3 - 23 kV	HS-MS-station	1	1	0	0	1	0,6
	van 25 - 66 naar 3 - 23 kV	TS-MS-station	1	1	2	0	1	1
	van 3 - 23 naar 3 - 23 kV	MS-MS-station	1	3	4	1	1	2
	Zonder transformatie 3 - 23 kV	MS-station	4	9	6	1	5	5

De definitie vanuit de opgave en de berekening in de netwerkimpactgroep zijn niet helemaal gelijk, maar duidelijk is wel dat we hier voor een enorme opgave gesteld staan. Opmerking: De aantallen MS/LS-stations, ook wel distributieruimtes genoemd, en (MS-, LS-) kabels die nu worden gelegd, zijn geen onderdeel van deze analyse. Het gaat hier wel om grote aantallen en om werkzaamheden met een forse arbeidsinzet.

Opgave

De volgende tabellen, die al eerder zijn getoond in

hoofdstuk 8, laten zien in welke aantallen er stations bij moeten komen en hoeveel kabels er bijgelegd moeten worden, gegeven de vier scenario's. 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. In sommige situaties kunnen er nieuwe HS/MS-stations bijkomen, maar evengoed kan een bestaand hoofdverdeelstation worden uitgebreid. Via rekenregels zijn hier in een simulatieomgeving keuzes in gemaakt. Voor nu is het doel inzicht te krijgen in de totale omvang.

Tabel 37. Uitbreiding van stations per scenario.

Uitbreidingen stations	Huidig aantal	Regionaal	Nationaal	Europees	Internationaal
MS-LS station	84.000	15.000	14.900	13.300	11.490
MS, MS-MS, TS-MS stations	1.210	12	15	29	16
HS-MS, HS-TS stations	242	60	71	101	105
Totaal aantal nieuwe stations in Regionale netten	85.452	15.072	14.986	13.430	11.611

Tabel 38. Benodigde nieuwe stations per scenario.

Nieuwe stations	Huidig aantal	Regionaal	Nationaal	Europees	Internationaal
MS-LS station	84.000	12.000	11.900	9.900	7.500
MS, MS-MS, TS-MS stations	1.210	780	760	660	600
HS-MS, HS-TS stations	242	142	135	98	91
Totaal aantal uitbreidingen van stations in Regionale netten	85.452	12.922	12.795	10.658	8.191

Tabel 39. Benodigde nieuwe kabels per scenario.

Kabels nieuw/bijleggen	Huidige lengte	Regionaal	Nationaal	Europees	Internationaal
LS-kabel (km)	153.400	33.800	38.800	32.000	27.900
MS-kabel (km)	107.000	44.400	44.100	35.200	33.600
Totaal kabels in Regionale netten	260.400	78.200	82.900	67.200	61.500

Voor de activiteiten van de landelijke netbeheerder TenneT is er nog geen gedegen inschatting te maken over de omvang van de werkzaamheden die tussen 2030 en 2050 moeten worden uitgevoerd. Gezien de lange doorlooptijd voor de aanleg van bovengrondse verbindingen en stations is er tijdwinst te behalen in goede afstemming, inclusief prioritering, en tijdige start van de projecten om de benodigde netverzwaringen tijdig beschikbaar te hebben. Dit geldt met name voor het scenario Nationaal, waarbij er zowel offshore als onshore een grote opgave ligt.

Als de informatie uit tabel 36 vergeleken wordt met tabel 37 en tabel 38, dan laat dit een significante opstap zien in

de bouw van stations. Wanneer we uitbreiding en nieuwe stations bij elkaar optellen en delen door de periode 2020-2050 (30 jaar), dan kunnen we het tempo dat nodig is voor de scenario's vergelijken met het huidige tempo.

Het moge duidelijk zijn dat het tempo dat nodig is om de 2050 scenario's te verwezenlijken een stuk hoger moet liggen dan het historische tempo. Voor de HS-TS en HS-MS stations moet het tempo 7x hoger liggen dan historisch, onder alle scenario's. Voor de categorie TS-MS-, en MS-stations moet het tempo ook omhoog (factor 3 - 3,5) waarbij opvalt dat alleen het scenario Internationaal slechts een bescheiden versnelling nodig heeft.

Tabel 40. Uitbreiding en bouw nieuwe stations per scenario.

			REG	NAT	EUR	INT	Huidig gemiddelde
Aantal stations RNB	van 110 - 150 naar 25 - 66 kV	HS-TS-station en HS-MS-station	7	7	7	7	1
	van 25 - 66 naar 3 - 23 kV	TS-MS-station / MS-MS-station / MS-station	26	27	23	11	8

De analyse leert dat het historische tempo onvoldoende is voor het realiseren van de klimaatneutrale scenario's. In welke mate de uitvoerbaarheid echt een knelpunt zal gaan zijn, 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. Er zijn ook factoren die te maken hebben met de manier hoe maatschappelijke keuzes worden gemaakt, in welke technieken wordt geïnvesteerd, hoe doelmatig infrastructuur wordt gebruikt, en welke prioriteiten worden gesteld. Uiteraard zullen netbeheerders er alles aan doen om het uitvoeringstempo zo hoog mogelijk te krijgen.

Gas

Hoofdstuk 9.4 beschrijft de impact van de scenario's op de gasnetten. De tabellen die hieronder zijn opgenomen, komen hiermee overeen. We leggen nu de nadruk op de werkomvang die bij de aantallen behoren. De omschakeling van aardgas naar warmtenetten of all-electric heeft de grootste impact op de regionale netten. Het gevolg van deze transitie is het verwijderen van de gasaansluitingen en de regionale gasnetten, voor zover zij op woningen zijn aangesloten (tabel 41). In een aantal gevallen zal het gasnetwerk in deze 'gasloze' gebieden behouden blijven voor de utiliteit. Ten overvloede vermelden we dat de warmteoplossingen voor huishoudens passen bij het uitgangspunt van klimaatneutrale energiescenario's. Behoud van bestaande aardgasaansluitingen is dus in dit scenario uitgesloten.

Tabel 41. Te verwijderen RNB-assets per scenario.

	Huidige situatie	Regionaal	Nationaal	Europees	Internationaal
LD-leidingen (km)	108.995 km	62.923 km	75.627 km	31.087 km	31.567 km
HD-leidingen (km)	11.396 km	6.629 km	8.045 km	3.392 km	3.433 km
# Districtsstations	20.351	8.967	12.178	5.334	5.334

In de scenario's Europees en Internationaal gaan huishoudens over op waterstof. Uit de doorrekening van de scenario's volgt dat dit gaat om respectievelijk 1,2 en 4,9 miljoen huizen. De werkzaamheden voor deze activiteiten zijn relatief beperkt.

In een aantal scenario's is er tevens sprake van een lokaal overschot van groen gas. Dit overschot zal via boosters worden opgewerkt, zodat het geschikt is om via het gasnetwerk te worden getransporteerd (tabel 42).

Tabel 42. Aanpassingen aan het gasnet nodig om de invoer van groen gas mogelijk te maken.

	Regionaal	Nationaal	Europees	Internationaal
# Boosters nodig voor groen gas	132	108	232	0
Volume overschot groen gas	850 m ³ /h	375 m ³ /h	1.050 m ³ /h	0

Voor het landelijke infrastructuurbedrijf Gasunie worden na 2030 de volgende werkzaamheden voorzien (tabel 43). Opvallend is dat het hogedruktransportleidingnet in alle scenario's in gelijke mate moet worden omgebouwd

en uitgebreid. De scenario's Regionaal, Nationaal en Internationaal meer op waterstof zijn gebaseerd en het scenario Europees meer op methaan (groen gas). De mens-inzet voor waterstof is niet precies in te schatten, gezien het

nieuwe karakter. Afgezien van nieuwe waterstofcompressie is de hoeveelheid werk na 2030 ongeveer twee keer zo veel

als voor HyWay27. Dat duidt erop dat het beoogde waterstofnetwerk van 2050 uitvoerbaar is.

Tabel 43. Voorziene werkzaamheden voor de landelijke infrastructuur Gasunie.

Asset	Regionaal	Nationaal	Europees	Internationaal
HTL-leidingen CH ₄ → H ₂	1.800 km	1.800 km	1.800 km	1.800 km
RTL-leidingen CH ₄ → H ₂	-	-	2000 km	3000 km
Compressie H ₂	400 MW	400 MW	400 MW	400 MW
Extra H ₂ -leiding HTL	352 km	451 km	97 km	508 km
Extra CH ₄ -leiding HTL	13 km	5 km	243 km	20 km
Aansluitleiding (<1,6 km)	-	-	-	-
GOS nieuw/ombouw	100	100	200	300
M&R nieuw/ombouw	10	10	40	60

Evaluatie van de opgave

Omdat de ombouw van het energiesysteem niet vergelijkbaar is met de traditionele inzet van de netbeheerder, is het lastig om de haalbaarheid van de scenario's kwalitatief te onderbouwen.

Voor elektriciteit zien we een opschaling van met een factor 7 voor HS-stations en een factor 3,5 voor de MS-stations. Het gaat om grote aantallen! In alle scenario's is de opgave groot, voor het elektriciteits-, het gas- en het warmtesysteem. De ombouw van woningen (warmtetransitie) en de slag naar duurzame elektriciteitsproductie zijn allebei groot. In het voorjaar komt er een onderzoeksrapport uit van

TNO, in opdracht van het O&O fonds Netwerkbedrijven. Dit rapport zal meer kwalitatief en kwantitatief ingaan op de uitvoerbaarheid van de klimaatneutrale scenario's.

Leadtime

De duur verschilt enorm van project tot project. In het algemeen geldt dat de leadtime voor bijvoorbeeld TenneT-stations rond de tien jaar is, daar waar Rijkscoördinatie en een Milieu Effect Rapportage (MER) nodig zijn. In het basisdocument van Netbeheer Nederland staan de kentallen hiervoor genoemd (tabel 44). De bouwtijd van een station is vaak veel korter (tot 2 jaar).

Tabel 44. Kentallen voor leadtime voor stations en onderdelen.

Stations	Doorlooptijd	Onderdeel	Doorlooptijd
EHS/HS-station (TenneT)	7 - 10 jaar	Regionale transportleiding vervangen	1 jaar
HS/TS-station (TenneT)	5 - 7 jaar	Regionale distributieleiding vervangen	1 jaar
HS/MS-station (TenneT)	5 - 7 jaar	Gasbooster	1 jaar
TS/MS-station (RNB)	2 - 5 jaar	Groengas invoeder	0,5 jaar
MS-station (RNB)	2 - 3 jaar	Verwijderen gasontvangstation	3 jaar
MS/LS-station (RNB)	<1 jaar	Vervangen aflever- of districtsstation	0,5 jaar
		Verwijderen aflever- of districtsstation	0,5 jaar
		Aanleg districtsstation	0,5 jaar
		H ₂ -leiding aanleggen in bestaand trace (Gasunie)	4 jaar
		Ontwikkelen H ₂ caverne (Gasunie)	7 jaar
		Omzetten bestaande leiding van methaan naar waterstof	1 - 2 jaar

Hoofdstuk 15.

Hoofdconclusies



Het tijdig aanpassen van energienetwerken is een randvoorwaarde voor een succesvolle energietransitie. Tegelijkertijd is het geen sinecure. Daarom is deze verkennende studie uitgevoerd, waarin we onderzoeken wat de benodigde aanpassingen zijn in het energiesysteem, in energienetten, flexibiliteitsmiddelen, en welke systeemintegratie en koppelingen tussen sectoren nodig zijn voor een betrouwbaar, betaalbaar en robuust klimaatneutraal energiesysteem in 2050.

De hoofdconclusies van de analyses zijn:

1. Er zijn zeer forse uitbreidingen en aanpassingen van energie-infrastructuren nodig om een betrouwbare klimaatneutrale energievoorziening te kunnen faciliteren.
2. Omdat energievraag en -aanbod op tijdschalen van uren, seizoenen en over de jaren op elkaar moeten worden afgestemd, is er voor alle energiedragers een grote behoefte aan (nieuwe vormen van) flexibiliteitsmiddelen en opslag.
3. Slimme locatiekeuzes van flexibiliteitsmiddelen en aanbod- en vraagontwikkeling beperken de impact op de elektriciteitsinfrastructuur.
4. De kosten en het ruimtebeslag van het energiesysteem nemen in de scenario's sterk toe. Tussen de scenario's bestaan geen grote verschillen over de totale kosten, maar wel over hoe de kosten zijn opgebouwd en waar het ruimtegebruik zit.
5. De analyse van de ontwikkelpaden van infrastructuur-uitbreidingen en -aanspassingen laat zien dat een grote versnelling noodzakelijk is ten opzichte van het historische tempo van uitbreidingen. De uitvoerbaarheid van vereiste aanpassingen is een urgent vraagstuk dat samenhangt met keuzes over de ontwikkelingen in vraag, aanbod, conversie en opslag. Belangrijke maatschappelijke factoren hierbij zijn het grote tekort aan (technisch) personeel en de bestaande doorlooptijden voor uitbreidingen als gevolg van besluitvormingsprocessen.
6. Een langetermijnperspectief en integraliteit van energiescenario's zijn noodzakelijk om inzichten te ontwikkelen over een kosteneffectieve transitie naar een betrouwbaar en klimaatneutraal energiesysteem.

In het vervolg van dit hoofdstuk lichten we deze conclusies toe met de belangrijkste inzichten per onderwerp. De conclusies geven ook aanleiding tot een serie (beleids)aanbevelingen. Deze zijn opgenomen in het volgende hoofdstuk.

CONCLUSIE 1. Er zijn zeer forse uitbreidingen en aanpassingen van energie-infrastructuren nodig om een betrouwbare klimaatneutrale energievoorziening te kunnen faciliteren.

De scenario's beschrijven grote veranderingen in het energiesysteem. Vraag en aanbod en ook de flexibiliteitsvoorziening veranderen sterk, wat grote gevolgen heeft voor de energienetten. Hierbij is aangenomen dat flexibiliteitsmiddelen op relatief gunstige locaties een plek zullen vinden. Nieuw is dat in alle scenario's een landelijk dekkend waterstoftransportnetwerk nodig is om de industrie, en in bepaalde scenario's mogelijk ook mobiliteit en huishoudens, van waterstof te voorzien. Hier kan gebruik worden gemaakt van het huidige aardgasnetwerk dat deels wordt omgebouwd en ingezet voor het transport van waterstof. Het resterende aardgasnetwerk wordt door de afnemende vraag minder belast en wordt deels (met name op distributieniveau) overbodig. In verschillende regio's zullen warmtenetten worden aangelegd, soms kleinschalig ter grootte van enkele wijken, soms grootschalig met verbindingen tussen stedelijke gebieden (Zuid-Holland).

In alle gevallen is CCS in meer of mindere mate nodig, waarbij CO₂ wordt opgeslagen in lege gasvelden in de Noordzee. Voor bepaalde scenario's wordt ook een buisinfrastructuur voor de afvoer van CO₂ van de grote industrieclusters in Zuid Nederland, met doorverbindingen vanaf Duitsland en België, naar Rotterdam voorzien.

Hieronder worden in meer detail de effecten op de verschillende infrastructuren beschreven.

Landelijke elektriciteitsnetten

- Op alle spanningsniveaus (110kV t/m 380kV) en in alle regio's ontstaan behoeftes aan verdere infrastructuur-uitbreiding. Het nationale scenario heeft – door de meest dominante rol van wind op zee – de grootste impact op het netwerk (vooral op 220/380kV).

De andere drie scenario's laten onderling een meer vergelijkbaar beeld zien.

- De grootste overbelastingen in het 220/380kV-net ontstaan voor alle scenario's door een hoge productie van offshore wind, met gelijktijdig een grote elektrische vraag in Nederland en export naar het buitenland.
- De grootste behoefte aan maatregelen op het 110/150kV-net ontstaat in de meeste gevallen door een te groot opgesteld vermogen aan hernieuwbare productie op stations met een beperkte transportcapaciteit, en in een deel van de regio's door toenemende belastingvraag (elektrificatie van industrie, datacenters, additionele vraag door flexibiliteit etc.).
- De grootste onzekerheden voor het transportnet vormen de wijze waarop de energie-intensieve industrie de klimaatdoelen gaat invullen en de locaties en de omvang van aanlanding wind op zee, power-to-gas installaties en datacenters en de mate van zelfvoorzienendheid.

Landelijke gastransportnetten (methaan en waterstof)

- In alle scenario's zijn aanpassingen van de gastransportnetten nodig om zowel groen gas als waterstof te gaan transporteren.
- Een landelijk dekkend waterstofnetwerk is in alle scenario's noodzakelijk voor het transporteren van waterstof tussen aanbodlocaties (P2G, import) en vraaglocaties (zoals industrieclusters) en opslag van waterstof in het noorden en oosten van Nederland.
- Het uitgangspunt is dat in de periode tot 2030 een landelijke waterstofbackbone is aangelegd. In de periode 2030-2050 moet het waterstofnetwerk verder worden versterkt met extra leidingen, compressie en diverse "op- en afritten".

- Er zijn ook investeringen nodig om elektrolyzers te kunnen aansluiten, inclusief koppelingen met buisleidingen die naar de Noordzee gaan voor offshore conversie (in twee scenario's een onderdeel van de beelden).
- Waterstof, die offshore uit elektrolyse geproduceerd wordt, kan in bepaalde gevallen (afhankelijk van de productielocatie) via bestaande offshore buisleidingen richting het landelijk waterstoftransportnetwerk worden getransporteerd.
- In de landelijke hogedruknetten en het middendruknet (RTL-net) worden geen capaciteitsknelpunten voor methaan verwacht.
- Als er in de gebouwde omgeving naast groen gas ook waterstof wordt ingezet, dan ontstaat er een verdelingsvraagstuk, waarbij de keuze voor type gas per verzorgingsgebied moet worden gemaakt.

Regionale elektriciteitsnetten

- In alle scenario's valt de grote (extra) belasting voor de regionale elektriciteitsnetten op in vergelijking met de huidige situatie. Dit resulteert in een noodzakelijke grote verzwaringsopgave voor nagenoeg alle regionale elektriciteitsnetten in de meeste gebieden.
- Vooral in de scenario's Regionaal en Nationaal leidt het grote aanbod van zon- en windenergie tot gemiddeld meer dan een verdubbeling van de benodigde capaciteit van het regionale net. De scenario's Europees en Internationaal vragen eveneens om aanzienlijke verzwaring van de regionale netten, gemiddeld 1,5 tot 2 keer de huidige capaciteit. De reden hiervoor is niet zozeer het aanbod van duurzame energie, als wel – net als in de beide andere scenario's – de sterk stijgende vraag van de gebouwde omgeving, decentrale industrie en de mobiliteit.
- Zowel de aantallen benodigde nieuwe stations (transformator-, regel- en schakelstations en wijktrafo's), als ook netlengtes (MS- en LS-kabels) gaan in de scenario's met +60 tot +100% toenemen t.o.v. huidig aantallen/lengtes. Er is maar een heel klein aantal gebieden waar het huidige elektriciteitsnet voldoende is voor de vier scenario's.

- De RNB's hebben tot 2030 al een forse opgave. Op een aantal terreinen moeten de RNB's hun inspanningen intensiveren. In de ontwikkelpaden tot de vier I13050 scenario's moeten zij dit forse tempo van uitbreiden nog zeker 10 jaar langer (2030–2040) vasthouden of zelfs nog wat versnellen.

Regionale gas- en waterstofnetten

- In alle scenario's kan een deel van het gasnet uiteindelijk verwijderd worden (uit de wijken die volledig overgaan op een warmtenet of all electric), en daarnaast krijgt een ander deel van het gasnet een tweede leven, bijvoorbeeld voor de distributie van waterstof (in twee scenario's) of van groen gas (in twee andere scenario's) of een mix.
- Als er landelijk zowel groen gas als waterstof beschikbaar is als energiedrager voor de gebouwde omgeving, dan zal de topologie en configuratie van de aanwezige gasnetwerken (landelijk en regionaal) een belangrijke rol spelen bij de mogelijkheden voor hetzij waterstof hetzij groen gas. Vanwege het fijnmazige karakter van de regionale gasnetten is er op wijkniveau geen 'vrije keuze' tussen de beide duurzame gassen. Het is geen reëel perspectief dat netbeheerders in dezelfde wijk via parallelle infrastructuur zowel waterstof als groen gas gaan leveren.
- Afhankelijk van de manier hoe de transitie op wijkniveau plaatsvindt, het uitfaseringstempo van aardgas en wellicht het tempo van het beschikbaar komen van waterstof, kan het in de transitie voorkomen dat bepaalde distributieleidingen tijdelijk minder nodig zijn. Het beschikbaar houden van de pijpleidingen kan van significante waarde zijn voor ombouw van een methaan net naar een waterstofnet.
- Als waterstof doorbreekt als energiedrager, dan is het ook logisch dat er regionale gasnetten worden omgebouwd naar waterstof voor grote verbruikers (industrie, hulp/ piekketels voor warmtenetten, etc.) en invoeders, zoals decentrale elektrolyzers nabij grote wind- en zonneparken op land. Aansluiting op een landelijke waterstoftransport infrastructuur is dan logisch.

CONCLUSIE 2. Omdat energievraag en -aanbod op tijdschalen van uren, seizoenen en over de jaren op elkaar moeten worden afgestemd, is er voor alle energiedragers een grote behoefte aan (nieuwe vormen van) flexibiliteitsmiddelen en opslag.

- De 2050-scenario's laten grote verschuivingen zien in energievraag en energieaanbod ten opzichte van vandaag de dag. Dit leidt voor de elektriciteitsvoorziening tot een veel grotere behoefte aan flexibiliteit om het aanbod uit zon- en windvermogen met de vraag in overeenstemming te brengen. Voor de scenario's met weinig import kunnen de overschotten oplopen tot ruim 100 GW (circa 5 keer de huidige piek-elektriciteitsvraag). Voor de scenario's met veel import komen de maximale overschotten uit op ruim 40 GW (circa 2 keer de huidige piek-elektriciteitsvraag).
- De flexibiliteitsmiddelen, die ervoor zorgen dat het energiesysteem altijd in balans is voor alle energiedragers en in alle uren van het jaar, tellen op tot zeer hoge vermogens. Hierbij zijn we uitgegaan van een beperkt aantal representatieve technologieën. Op basis van de gekozen uitgangspunten kan dit -15-35 GW flexibele warmtevraag, 30-55 GW batterij-opslag, 15-50 GW power-to-gas, 30-35 GW regelbaar elektriciteitsvermogen, 15 GW-uitwisseling met het buitenland, en terugregelen van hernieuwbare opwek (20-55 GW) zijn. Deze vermogens zijn niet als optimum maar een mogelijke invulling van de flexibiliteitsbehoefte te beschouwen. Ondanks de omvangrijke hoeveelheden aan nieuwe vormen van flexibiliteitsmiddelen, is het opgestelde vermogen aan regelbaar gasvermogen in 2050 ongeveer het dubbele van het beschikbare gasvermogen in 2030⁷².
- In de inzetanalyse die is uitgevoerd voor de scenario's kennen piekcentrales en deels ook power-to-gas installaties bedrijfstijden die redelijk laag en weersafhankelijk zijn. De lage bedrijfstijden zorgen voor financiële risico's die in de huidige marktomgeving een obstakel voor partijen kunnen vormen om deze investeringen te doen.
- In het energiesysteem is er voor alle scenario's een grote behoefte aan flexibiliteit op de tijdschaal van seizoenen. De totale energievraag is in de wintermaanden beduidend groter dan in de zomer, wat om seizoensopslag vraagt.
- Om in de toekomst de leveringszekerheid jaarrond te kunnen waarborgen zal een buffer met een klimaat-neutrale energiedrager moeten worden opgebouwd om seizoensvariaties op te kunnen vangen. Voor de scenario's waarin Nederland zelfvoorzienend wil zijn in haar energiebehoefte is het daarnaast nodig om ook in jaren met weinig aanbod (misoogst uit zon en wind) en hoge vraag (koude winter) voldoende energie beschikbaar te hebben. Voor de import-scenario's is het van belang een reserve te hebben voor een koude winter en voor het mitigeren van beschikbaarheidsrisico's van import.
- Waterstof is een geschikte energiedrager om langdurig op te slaan. De in de scenario's voorziene behoefte aan waterstofopslag vereist sterke uitbreiding van de capaciteit van ondergrondse zoutcavernes. De capaciteit van de bestaande cavernes is hiervoor onvoldoende. Om aan de behoefte aan wateropslag te kunnen voldoen, zullen er meer cavernes en alternatieve opslagmiddelen moeten worden ontwikkeld.

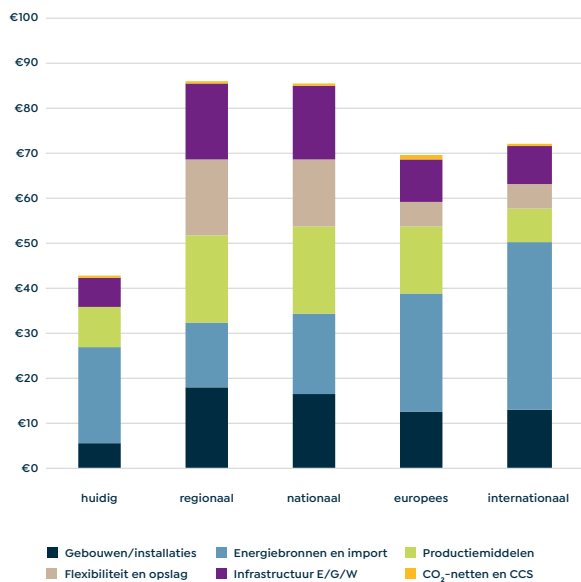
CONCLUSIE 3. Slimme locatiekeuzes van flexibiliteitsmiddelen en aanbod- en vraagontwikkeling beperken de impact op de elektriciteitsinfrastructuur.

- De behoefte aan verzwaring van elektriciteitsnetten wordt voor een groot deel bepaald door de locaties waar ontwikkelingen in vraag, aanbod, conversie en opslag zullen plaatsvinden en hoe deze installaties worden bedreven (de momenten in de tijd waarop de installaties ingezet worden).
 - We nemen voor de inzet van de grotere flexibiliteitsmiddelen aan dat de omvang, locatiekeuze en inzet van de flexibiliteitsmiddelen, zoals conversie van duurzame elektriciteit in waterstof (elektrolyse), batterij-opslag op multi-MW schaal en CO₂-vrije piekcentrales, passend zullen zijn bij de regionale verschillen in vraag/aanbod.
- Voorbeeld: power-to-gas eenheden en energieopslag in gebieden met overaanbod van zon en wind. Deze locatiekeuze is belangrijk om onnodig transport van elektriciteit tussen regio's te voorkomen.
- De omvang en de inzet van meer kleinschalige flexibiliteitsmiddelen, die zich meer in de middenspanning of in de haarvaten van de netten bevinden, kunnen ook helpen met het verminderen van de netimpact. Het gaat hierbij om zaken zoals slim laden van EV's, flexibiliteit van hybride warmtepompen, E-boilers in de industrie en bij warmtenetten. Inzet van deze flexibiliteitsmiddelen ten behoeve van buitenregionale vraag/aanbod verschillen kan anderzijds wel tot extra energietransport leiden.

CONCLUSIE 4. De kosten en het ruimtebeslag van het energiesysteem nemen in de scenario's sterk toe. Tussen de scenario's bestaan geen grote verschillen over de totale kosten, maar wel met betrekking tot de opbouw van de kosten en de benodigde ruimte.

- Alle scenario's zijn aanzienlijk duurder dan het huidige systeem met een hoge CO₂-uitstoot. Gelet op de onzekerheden ten aanzien van de prijsontwikkelingen van energiebronnen en conversietechnieken zijn de prijsverschillen tussen de scenario's te klein om er betekenis aan toe te kennen. Het maakt wel sterk uit hoe die kosten zijn opgebouwd.

Figuur 102. Totale kosten energiesysteem omgeslagen naar totaal MWh finaal geleverde energie



- In de scenario's waarin Nederland veel energie zal importeren spelen de kosten voor de inkoop van duurzame moleculen een hoofdrol, terwijl in de zelfvoorzienende scenario's de kapitaalkosten voor duurzame opwek, flexibiliteit en infrastructuur domineren.

- De bovengrondse ruimtebehoefte van TenneT varieert afhankelijk van het scenario tussen 40 en 70 km². Alhoewel deze behoefte een fractie bedraagt van het oppervlak van Nederland, is het vinden van de benodigde ruimte een zeer-moeilijke opgave, vanwege de relatief kleine zoekgebieden waarin de ruimte moet worden gevonden. De ondergrondse ruimtebehoefte voor kabels is voor TenneT met een maximum van ruim 10 km² uiterst gering.
- De aanleg van nieuwe laagspannings- en midden-spanningskabels vraagt afhankelijk van het scenario tussen de 210 en 280 km² aan extra ruimte. Ook dit lijkt een redelijk beperkte hoeveelheid, maar in de praktijk komt dit neer op het ingraven van 60.000 tot 80.000 km kabel, waarvoor grofweg één op de drie straten open moeten. De bovengrondse ruimtebehoefte van regionale netbedrijven, is met 6 tot 11 km² aanzienlijk lager dan de bovengrondse. Toch is het vinden van deze ruimte in het dichtbevolkte Nederland een moeilijke opgave.
- De ruimtebehoefte voor extra wind-op-land bedraagt tussen de 700 km² en 2.300 km² en concentreert zich in Noord-Nederland en aan de oostkant van het IJsselmeer. Deze ruimte voor extra wind op land blijft in landelijk gebied nog steeds voor agrarische activiteiten beschikbaar blijft.
- De ruimtebehoefte voor zonneweides varieert tussen 340 km² en 650 km² en concentreert zich in regio's in Zeeland, Groningen en rond het IJsselmeer.
- De ruimtebehoefte voor flexibiliteitsmiddelen is relatief beperkt, maar concentreert zich op kustlocaties vlakbij aanlanding van offshore windvermogen of nabij opweklocaties van duurzame energie.

CONCLUSIE 5. De analyse van de ontwikkelpaden van infrastructuuruitbreidingen en -aanpassingen laat zien dat een grote versnelling noodzakelijk is ten opzichte van het historische tempo van uitbreidingen. De uitvoerbaarheid van vereiste aanpassingen is een urgent vraagstuk dat samenhangt met keuzes over de ontwikkelingen in vraag, aanbod, conversie en opslag. Belangrijke maatschappelijke factoren hierbij zijn het grote tekort aan (technisch) personeel en de bestaande doorlooptijden voor uitbreidingen als gevolg van besluitvormingsprocedures.

- De analyse van de ontwikkelpaden van infrastructuuruitbreidingen en -aanpassingen laat zien dat een grote versnelling noodzakelijk is ten opzichte van het historische tempo van uitbreidingen. De uitvoerbaarheid van vereiste aanpassingen is een urgent vraagstuk dat samenhangt met keuzes over de ontwikkelingen in vraag, aanbod, conversie en opslag. Belangrijke maatschappelijke factoren hierbij zijn het grote tekort aan (technisch) personeel en de bestaande doorlooptijden voor uitbreidingen als gevolg van besluitvormingsprocessen.
- Het totale pakket aan elektriciteitsnetuitbreidingen in de periode tot 2050 vormt voor de regionale netbeheerders en de landelijke netbeheerder voor elektriciteit een enorme uitdaging en de kans is reëel dat zonder goede regie en verstandig beleid, niet alle uitbreidingen op tijd gerealiseerd kunnen worden.
- Elektriciteitsnetverzwaringen kennen een lange doorlooptijd, onder andere in verband met de besluitvorming. In het ontwikkelpad voor de infrastructuur zullen er dan ook momenten zijn waar netbeheerders niet alles tegelijk kunnen faciliteren, waar dit wel gevraagd wordt.
- De behoefte aan verzwaring van elektriciteitsnetten wordt voor een groot deel bepaald door de locaties waar ontwikkelingen in vraag, aanbod, conversie en opslag zullen plaatsvinden; de momenten in de tijd waarop deze installaties zullen worden ingezet; alsook de omvang van de ontwikkelingen in termen van daadwerkelijke capaciteitsbehoefte.
- Langdurige onzekerheid over deze locaties vormt een obstakel voor netbeheerders om de noodzakelijke netverzwaringen tijdig en efficiënt te kunnen realiseren (“in één keer de juiste capaciteit op de juiste plek”). Tegelijkertijd kan onzekerheid over de doorlooptijd van infrastructuurontwikkelingen ook marktpartijen belemmeren in hun beoogde ontwikkelingen.
- Netbeheerders moeten op grond van de huidige reguleringsprincipes non-discriminatoir aansluiten, waardoor zij netten verzwaren volgens een “first come – first served” principe. Dat principe kan ertoe leiden dat netbeheerders infrastructuren gaan aanleggen in een tijdsvolgorde die vanuit maatschappelijke overwegingen niet ideaal is.
- Integrale maatschappelijke afweging én samenwerking tussen de verschillende partijen die een rol spelen, kan zeer helpen om de vereiste onzekerheden en onduidelijkheden weg te nemen, waardoor netbeheerders in staat zullen zijn om infrastructuur sneller te kunnen ontwikkelen.

CONCLUSIE 6. Een langetermijnperspectief en integraliteit van energiescenario's zijn noodzakelijk om inzichten te ontwikkelen over een kosteneffectieve transitie naar een betrouwbaar en klimaatneutraal energiesysteem.

Om de behoefte aan infrastructuur voor elektriciteit, gas, waterstof, warmte en CO₂ te onderzoeken, is het nodig om de transitie van het energiesysteem naar klimaatneutraal⁷³, integraal te beschouwen middels gedegen en gedragen toekomstscenario's die ver genoeg in de toekomst kijken, en die zowel fundamentele onzekerheden alsook de energiesysteemkeuzes die nog moeten worden gemaakt reflecteren.

- Een langetermijnvisie (voorbij de investeringshorizon) is noodzakelijk om onzekerheden binnen de investeringshorizon te beperken en zo een toekomstvaste richting te geven aan de investeringsplannen.
- De integrale scope is noodzakelijk vanwege het toenemende aantal koppelingen tussen de verschillende sectoren, energiedragers en infrastructuur.
- De meest majeure keuzes die wij als onderscheidend voor het energiesysteem zien, zijn in hoeverre Nederland zelfvoorzienend wil zijn met binnenlandse

energieproductie en op welk bestuurlijk niveau de energietransitie wordt aangestuurd, vanuit het regionale tot het internationale perspectief.

- In integrale scenario's moeten voor alle sectoren de verduurzamings- en ontwikkelingsrichtingen worden uitgewerkt die mogelijk majeure effecten op het energiesysteem en energie-infrastructuur kunnen sorteren. Het gaat hier dan om transitie in de industrie en haar energiebronnen, de gebouwde omgeving, de mobiliteitssector, de landbouw, en aan de aanbodkant ook de elektriciteitssector (hernieuwbare opwek).
- In de scenario's dienen voor de ontwikkeling van de energie-intensieve industrie ook verschillende mogelijke ontwikkelingen (krimp of groei) en verduurzamingsrichtingen te worden uitgewerkt. De keuzes van de industrie om te verduurzamen bepalen in sterke mate de benodigde infrastructuur.

⁷³ Met klimaatneutrale scenario's bedoelen wij dat Nederland volledig en evenredig haar steen bijdraagt aan de wereldwijde inspanning om klimaatverandering te beperken tot 2 °C onder het pre-industriële tijdperk, zoals is afgesproken in het Klimaatakkoord van Parijs (2015). De reductieopgave voor Nederland bedraagt dan 95% in 2050.

Hoofdstuk 16.

Acties en aanbevelingen



De conclusies uit de integrale energiesysteem verkenning in dit rapport vormen voor de netbedrijven de leidraad bij het opstellen van hun investeringsplannen. Uit deze verkenning blijkt overduidelijk dat het werkpakket tot 2030 – dat al uitdagend was – stevige extra inspanning behoeft. De bestaande investeringsruimte wordt optimaal benut om te anticiperen op bijdragen aan het toekomstig systeem. Dit kan gaan om onderzoek of om concrete stappen om in een volgend stadium zo snel mogelijk *no regret*-maatregelen te kunnen realiseren. Voorbeelden hiervan zijn het verkennen van mogelijke tracés voor extra 380 kV verbindingen tussen Tilburg, Eindhoven en Maasbracht, in de kop van Noord-Holland en bij de Maasvlakte door Tennet.

Regionale netbeheerders zullen op een aantal terreinen hun inspanningen continueren en waar mogelijk intensiveren. Als eerste is dat: maximaal inzetten op uitvoering en het verhogen van de uitvoerbaarheid. Dit betekent het werven en opleiden van een groot aantal technische vakmensen, het verhogen van de inzet van aannemers en het verbeteren van werkprocessen, samen met ketenpartners. Innovatie in product- en productiemethodes wordt geïntensiveerd. Tweede punt is: nog meer anticiperend investeren. Tijdig extra (transformator)stations bouwen en stations en netten verzwaren. Daar waar we investeren, is het belangrijk om in één keer de capaciteit neer te zetten die nodig is om mogelijke ontwikkelingen te faciliteren. Om die mogelijke ontwikkelingen optimaal te inventariseren, zoeken netbeheerders steeds actief samenwerking met overheden, marktpartijen en ontwikkelaars.

Het bepalen van de juiste randvoorwaarden voor een succesvolle ontwikkeling van het toekomstig energiesysteem, is daarnaast aan meerdere maatschappelijke partijen en overheden. Daarom doen we op basis van de conclusies en berekeningen ook een aantal specifieke aanbevelingen. (Geadresseerde partijen staan steeds cursief vermeld aan het einde van elke aanbeveling)

AD CONCLUSIE 1. Er zijn zeer forse uitbreidingen en aanpassingen van energie-infrastructuren nodig om een betrouwbare klimaatneutrale energievoorziening te kunnen faciliteren.

- A** Zorg voor een verhoging van de investeringsruimte van netbeheerders, om de grootschalige investeringen financieel haalbaar te maken, maar ook om nu al te kunnen investeren voor de lange termijn (waar inherent risico's mee gemoeid zijn). *(ACM en aandeelhouders netbeheerders / netwerkbedrijven)*
- B** Zorg voor versnelling van de besluitvorming die nodig is voor de realisatie van energie-infrastructuur (met oog voor zorgvuldigheid en participatie), zodat netbeheerders hun investeringsprogramma's volgens de gewenste planning met het oog op de klimaatdoelstellingen kunnen uitvoeren. (Een te overwegen maatregel kan zijn het verkorten van proceduretijden.) *(ACM en netbeheerders/ netwerkbedrijven in overleg met regionale overheden.)*
- C** Investeer in landelijke waterstofinfrastructuur (transport en opslag) als *no regret*-maatregel, zodat gebruikers tijdig kunnen beschikken over een alternatief voor aardgas en fossiele grondstoffen. Wijs Gasunie aan als netbeheerder en geef ruimte om zoveel mogelijk bestaande netten in te zetten. *(Rijk)*
- D** Stimuleer de ontwikkeling en mogelijke inpassing van groen gas in de gasinfrastructuur, bijvoorbeeld d.m.v. boosters. *(Rijk, ACM, netbeheerders)*
- E** Heroverweeg de wettelijke verplichting om gasnetten op te ruimen zodra deze niet meer gebruikt worden waar sprake kan zijn van potentiële her-benutting op een later moment) *(Gemeenten in overleg met netbeheerders)*
- F** Neem de regie over de juiste inzet van (schaars) groen gas en waterstof: daar waar dat maatschappelijk gezien verstandig is. Omdat er slechts één type gas door hetzelfde gasnet gaat, kan de infrastructuur bepalend zijn voor welk type gas waar opportuun is. Keuzes hierover moeten per verzorgingsgebied worden gemaakt. *(netbedrijven in overleg met Rijk en gemeenten)*
- G** Stimuleer investeringen in CO₂-netten ten behoeve van CCS en in warmtenetten om het gebruik van duurzame warmte mogelijk te maken en daarmee de klimaatdoelstellingen te bereiken. *(Rijk)*

AD CONCLUSIE 2. Omdat energievraag en -aanbod op tijdschalen van uren, seizoenen en over de jaren op elkaar moeten worden afgestemd, is er voor alle energiedragers een grote behoefte aan (nieuwe vormen van) flexibiliteitsmiddelen en opslag.

- A** Ontwikkel met urgentie prikkels die zeker stellen dat de omvangrijke benodigde investeringen in flexibiliteitsmiddelen plaatsvinden. Het gaat om instrumenten ten behoeve van het stimuleren van korte en lange termijn opslag van energie, de vereiste flexibilisering van het elektriciteitsgebruik inclusief flexibele conversie, en flexibel regelbare CO₂-vrije elektriciteitsproductie. *(Rijk)*
- B** Neem (gekoppeld aan bovenstaande) initiatieven om (Europese) belemmeringen in energieregelgeving weg te nemen die de realisering van benodigde flexibiliteit in de weg staan. Voorbeelden van belemmeringen zijn: verschillen in de relatieve energiebelasting voor gas en elektriciteit, dubbele energiebelasting bij opslag, en asymmetrie in transporttarieven elektriciteit (alle transportkosten worden bij de afnemer in rekening gebracht). *(Rijk)*
- C** Neem het initiatief voor regelgeving om op termijn alle aspecten van de leveringszekerheid op systeemniveau (inclusief de mogelijkheden tot vraag- en aanbodsturing, conversie van energiedragers en energieopslag) te kunnen laten analyseren. Dit vanwege de verwachte toename van afhankelijkheden tussen het elektriciteits- gas en warmtesysteem. *(Rijk en netbedrijven)*
- D** Breng als vervolg op de investeringen in waterstofopslag in Nederlandse zoutcavernes ook de mogelijkheden voor waterstofopslag in lege gasvelden en zoutcavernes (in Duitsland) in kaart, om opties achter de hand te hebben voor het geval de realisatie van gascavernes op het vaste land van Nederland de bottleneck zal vormen voor uitbreiding van opslagcapaciteit. *(Rijk)*
- E** Besluit, na onderzoek, over de omvang van een centrale duurzame strategische energiereserve (vergelijkbaar met de bestaande fossiele reserves) en hoe deze moet worden gevuld. Uit de verkenning van de ontwikkelpaden blijkt dat dit beschikbaarheidsrisico's vermindert. Dit betreft zowel beschikbaarheidsrisico's m.b.t. 'slechte' weerjaren (misoogsten aan energie uit zon en wind, koude periodes) als risico's t.a.v. de beschikbaarheid van internationale pijpleidingen of importketens, in relatie tot importcontracten die flexibiliteit zouden kunnen bieden). Basis voor besluitvorming zou een kosten- en risico afweging moeten zijn. Zijn we bereid de kosten van een strategische opslag te dragen om het leveringszekerheidsrisico te verkleinen dat we lopen bij een grote importafhankelijkheid? Aanbeveling is om op korte termijn met een dergelijk onderzoek te starten. *(Rijk)*

AD CONCLUSIE 3. Slimme locatiekeuze van flexibiliteitsmiddelen en aanbod- en vraagontwikkeling beperken de impact op elektriciteitsinfrastructuur.

- A** Laat netbeheerders voor voorziene uitbreidingen van vraag, aanbod en flexibiliteit, in nauwe samenwerking met betrokken planvormers, voorstellen uitwerken over de locaties voor deze uitbreidingen. *(Rijk, provincies en gemeenten)*
- B** Leg voor uitbreidingen die veel ruimte vereisen, inclusief eventuele uitbreidingen in infrastructuur, de beoogde locaties vast in bijvoorbeeld de omgevingsplannen (opvolger van bestemmingsplannen), het Programma Energie Hoofdstructuur (PEH) en het Meerjarenprogramma voor Infrastructuur Energie en Klimaat (MIEK). Ook op regionaal niveau is het van belang een Programma voor Regionale Energie Infrastructuur in te richten. *(Rijk, provincies en gemeenten)*
- C** Ontwikkel sturingsmechanismes die, meer dan nu het geval is, bewerkstelligen dat de beschikbare transportruimte van de elektriciteitsinfrastructuur meeweegt (als onderdeel van een integrale afweging) bij locatiekeuzes voor flexibele middelen en de inzet daarvan. Ook bij de locatiekeuzes voor nieuwe vraag- en aanbod loont dit (bijvoorbeeld datacenters, laadlocaties EV, zonneparken). Overigens is bij de verkenningen het uitgangspunt geweest dat essentiële flexibiliteitsmiddelen, zoals installaties voor conversie van elektriciteit naar waterstof (*power-to-gas*) worden opgesteld op kosten- en ruimte-efficiënte locaties (bijvoorbeeld vlakbij het aanlandingspunt van wind op zee). Ook in dat geval gaat de aanleg nog steeds gepaard met aanzienlijke investeringen en inzet van menskracht om de benodigde infrastructuur- te realiseren. *(Rijk)*
- D** Stimuleer marktwerking door het creëren van randvoorwaarden en zo nodig prijsprikkels voor deelnemende marktpartijen om gewenste locatiekeuzes te bevorderen voor vraag, aanbod en flexibiliteitsmiddelen én voor optimale inzet van deze middelen, ten behoeve van een betaalbaar en betrouwbaar energiesysteem. *(Rijk)*

AD CONCLUSIE 4. De kosten en het ruimtebeslag van het energiesysteem nemen in de scenario's sterk toe. Tussen de scenario's bestaan geen grote verschillen over de totale kosten, maar wel over hoe de kosten zijn opgebouwd en waar het ruimtegebruik zit.

- A** Agendeer waar mogelijk standpuntontwikkeling over de mate waarin Nederland zelfvoorzienend wil zijn of afhankelijk van import, dit in relatie tot kosten en ruimtelijke impact. *(Rijk, provincies, gemeenten)*

B Ontwikkel een gedegen proces waarin de verschillende belangen bij de inrichting van het toekomstig energiesysteem worden gewogen, zowel op nationaal als op regionaal niveau. Los knelpunten en reserveringen waar mogelijk op het laagst mogelijke niveau op in samenhang met de integrale opgave en regie op rijksniveau. Partijen die moeten investeren zijn onderdeel van dit proces en kunnen zo hun investeringen beter op elkaar afstemmen en gezamenlijk de samenhang bewaken.” *(Rijk in samenwerking met provincies en gemeenten en netbedrijven)*

C Neem in dit proces de kosten van infrastructuur, flexibiliteit, leveringszekerheid en ruimtelijke impact mee in het bepalen van de energietransitie-keuzes op landelijk en regionaal niveau. *(Rijk, provincies en gemeenten)*

D Reserveer tijdig ruimte voor infrastructuur, ook in dichtbebouwd gebied. *(Rijk, provincies en gemeenten)*

E Draag bij aan duidelijke communicatie over de verdeling van kosten van de energietransitie. Dit is van belang voor het draagvlak van de energietransitie. In alle scenario's stijgen de kosten van de energievoorziening. *(Rijk)*

AD CONCLUSIE 5. De analyse van de ontwikkelpaden van infrastructuuruitbreidingen en -aanpassingen laat zien dat een grote versnelling noodzakelijk is ten opzichte van het historische tempo van uitbreidingen. De uitvoerbaarheid van vereiste aanpassingen is een urgent vraagstuk dat samenhangt met keuzes over de ontwikkelingen in vraag, aanbod, conversie en opslag. Belangrijke maatschappelijke factoren hierbij zijn het grote tekort aan (technisch) personeel en de bestaande doorlooptijden voor uitbreidingen a.g.v. besluitvormingsprocedures.

A Stimuleer de totstandkoming van een duidelijke relatie tussen voorziene investeringen door marktpartijen in vraag en aanbod, conversie en opslag enerzijds en de aanpassingen in energie-infrastructuur en effect op het energiesysteem die hiervan het gevolg zijn anderzijds. Dit is cruciaal om de duurzaamheidsdoelen te halen. *(Rijk en ACM)*

B Neem het voortouw om middels een integrale afweging te komen tot een integraal ontwikkelprogramma van het energiesysteem (Programma Energie Systeem), inclusief ruimtelijke keuzes en reserveringen. Gebruik Integrale Energiesysteem Verkenningen (zoals II3050) door de gezamenlijke netbedrijven, waarin de impact van regionale en sectorale programma's zoals RES'en, CES'en e.d. op het energiesysteem wordt uitgewerkt, als bouwsteen voor deze integrale afweging. Hierbij

zal parallel geïnventariseerd moeten worden welke flexibiliteitsmiddelen nodig zijn. Deze integrale afweging op basis van regionale en sectorale programma's en Energiesysteem Verkenningen is nodig voor prioritering en programmering van netuitbreidingen.

(Rijk, provincies en gemeente, netbedrijven)

C Zorg dat gemaakte (concrete) keuzes worden verankerd in stabiel beleid dat garanties biedt voor zowel de marktpartijen als netbedrijven. *(Rijk, provincies en gemeenten)*

D Stimuleer investeringen die zijn voorzien voor de korte termijn (tot circa 2030) en die passen in de lange termijn scenario's van deze studie waarvoor opschaling nodig is. Denk bijvoorbeeld aan technologie-ontwikkeling, elektrolyse, opslag, ontwikkeling van importketens. *(Rijk)*

E Draag zorg voor een grotere instroom van technici. Er zijn tienduizenden technische vakmensen extra nodig. Zelfs nu de arbeidsmarkt voor het eerst in jaren minder gespannen is, blijft het een uitdaging voor de bouwsector, installatiebranche en netbeheerders om deze vacatures in te vullen. Stel samen met de voornoemde partijen een actieplan op hoe de in- en doorstroom van technici significant te verhogen. *(Technische sector, netbedrijven, overheden)*

AD CONCLUSIE 6. Een langetermijnperspectief en integraliteit van energiescenario's zijn noodzakelijk om inzichten te ontwikkelen over een kosteneffectieve transitie naar een betrouwbaar en klimaatneutraal energiesysteem.

A Hanteer in alle plannen en programma's op het gebied van het energiesysteem (zoals VAWOZ, RES, NAL, TVW, CES, PIDI/MIEK) zoveel mogelijk één consistente set aan middel- en lange termijn-scenario's, waarin de toekomstige energiedragers, flexibiliteitsmiddelen en opslag een plaats hebben. Gebruik de investeringsplansen van de netbedrijven voor de middellange termijn en de II3050 scenario's als basis voor de lange termijn. *(Rijk, provincies en gemeenten)*

B Laat de netbedrijven periodiek een integrale energiesysteem verkenning uitvoeren, om te komen tot consistente beelden over de ontwikkelpaden voor de verschillende energiedragers en infrastructuur. Deze beelden kunnen op hun beurt fungeren als input voor alle genoemde plannen en programma's voor de transitie richting een klimaatneutrale energievoorziening. *(Rijk, uitvoeringsoverleg klimaatakkoord en netbeheerders/netwerkbedrijven)*

Hoofdstuk 17.

Voorstel voor vervolgstudie



Vervolgonderzoeken elektriciteitsnetwerken

1. Locatie flexibiliteitsmiddelen in regionale netten

- In deze studie zijn de effecten van systeemflexibiliteit op de koppelpunten tussen landelijke en regionale netten bepaald. De impact van deze flexibiliteit op de MS en LS netvlakken is geen onderdeel geweest van deze studie. Afhankelijk van de plaatsing, lokale situatie en inzet van de flexibiliteitsmiddelen (zoals batterijen) kan dit zowel een positief als negatief effect hebben op de lokaal benodigde transportcapaciteit. Dit kan onderwerp zijn van een verdiepende studie.

2. Onderzoek naar HVDC versus AC voor verzwarende 380kV-transportnet

- De voorziene groei van offshore windenergie leidt voor alle scenario's tot aanzienlijke uitdagingen voor het bestaande 380kV-transportnet. Met het aansluiten van vermogens van offshore windparken verder op zee met HVDC-kabels ontstaan mogelijkheden om kabels niet aan de kust maar verder op land (bij voorkeur dicht bij de vraag) aan te sluiten, om congestie op het transportnetwerk te verlichten. Nader onderzoek is nodig om de haalbaarheid en impact van deze optie in kaart te brengen.

Vervolgonderzoeken gasnetwerken

3. Verdelingsvraagstuk verzorgingsgebieden waterstof / methaan

- De keuze voor waterstof of methaan in de gebouwde omgeving kan per wijk worden gemaakt, maar moet wel passen bij de regionale configuratie van de netten en de lokale invoeding van groen gas of waterstof. Die configuratie wordt bepaald door verbindingen in de regionale netten en met het RTL netwerk van Gasunie. De puzzel die zo ontstaat, moet nog verder worden gelegd. Dit is een gezamenlijke opdracht voor Gasunie en de regionale netbedrijven in samenwerking met lokale overheden, die in de komende jaren zal plaatsvinden.

4. Inzet van bestaande infrastructuur van derden

- Naast buisleidingen van Gasunie liggen in de ondergrond van Nederland ook buisleidingen van andere partijen. Sommige hiervan vallen in de toekomst vrij (of zijn al vrijgevallen) en zijn mogelijk te hergebruiken voor transport van waterstof. De inzetbaarheid voor waterstof (en eventueel ook voor CO₂ en methaan) zou nader moeten worden onderzocht en vastgesteld. Het betreft met name leidingen van de NAM in het noordoosten van Nederland, leidingen in Zeeland en mogelijk ook sommige kerosineleidingen van DPO (Defensie Pijpleiding Organisatie). Eenzelfde vraag gaat ook spelen voor offshore-leidingsystemen in geval van elektrolyse op zee.

5. Infrastructuur in transitieperiode 2030-2050 (meerdere gassen, tussen steekjaren)

- In de transitieperiode tussen 2030 en 2050 zullen verschillende soorten gassen door de netten stromen: fossiel aardgas, groene methaansoorten en waterstof, in verschillende kwaliteiten. Daarnaast ook CO₂ en wellicht tijdelijk ook mengsels van methaan en waterstof. Dit betekent een verdere opsplitsing van de bestaande aardgas infrastructuur. In een vervolgstudie zullen consequenties van deze verdere opsplitsing in kaart worden gebracht. Mogelijk is tijdelijk extra infrastructuur nodig. Ook dit moet nader worden onderzocht.

Offshore infrastructuur

6. Haalbaarheid waterstof elektrolyse op de Noordzee

- In een gevoeligheidsanalyse is een eerste indicatieve verkenning gedaan over de mogelijkheden van hergebruik van offshore buisleidingen voor het transport van offshore-geproduceerde waterstof. Of hier een behoefte naar gaat ontstaan, zal afhangen van de meerkosten van offshore elektrolyse versus de meerkosten voor offshore elektriciteitstransport. In een gevoeligheidsanalyse (paragraaf 12.3 en bijlage A) is hiervoor een eerste indicatie afgegeven. In de systeemstudie VAWOZ 2030-2040 zal in opdracht van EZK een eerste verdieping van dit vraagstuk worden uitgevoerd.

Energiesysteem

7. Haalbaarheid van omzetting van waterstof in methaan (methanisering)

- De vraag of methanisering in Nederland haalbaar is, komt neer op een afweging tussen de kosten van voortijdige vervanging van de (hybride) ketels enerzijds en de kosten die gemoeid zijn met het proces van methanisering anderzijds. Dit zal aansluitend op de integrale infrastructuurverkenning door Gasunie en de regionale netbedrijven worden bestudeerd.

8. Nader onderzoek naar systeemflexibiliteit

- Op basis van gevoeligheidsanalyses zijn bepaalde trends en afhankelijkheden met uitgangspunten geïdentificeerd die in een vervolgstudie nader geanalyseerd moeten worden. Zo laten de analyses een beperkte hoeveelheid en voor een economisch bedrijfsvoering onvoldoende draaiuren voor power-to-gas zien. Dit vraagt om verder onderzoek (bijvoorbeeld met een economische modelbenadering) waarin andere potentiële flexibiliteitstechnologieën (zoals persluchttopslag en redox-flow batterijen) worden meegenomen en waarin ook een afweging tussen elektrische afvoer en waterstofafvoer wordt gemaakt.

9. Nader onderzoek naar inzet flexibiliteitsmiddelen om transportkosten te verminderen

- Elektrolyzers kunnen daarnaast ook worden gebruikt om de transportbehoefte te verminderen. Uit de analyses blijkt dat elektrolyzers vaak niet ingezet worden bij veel opwek uit wind op zee en tegelijkertijd een hoge vraag naar elektriciteit verder landinwaarts of in het buitenland (export). Elektrolyzers kunnen in deze gevallen toch worden ingezet om de transportbehoefte te verlagen. Voor het handhaven van de balans is het dan noodzakelijk dat verder landinwaarts de productie wordt verhoogd of de vraag wordt verlaagd (of eventueel de export wordt beperkt).

Zo'n keuze vergt wel een afweging: een vergelijk van het vergroten van de inzet van elektrolyse (en elektriciteitscentrales) met de daarbij behorende conversieverliezen en het uitsparen van investeringen in transport. Daarbij hangt het eerste sterk af van het aantal uren, en het tweede hangt sterk af van de afstand. Tegelijkertijd is het wel een erg effectief middel om de piekbelasting van verbindingen te verlagen en om zo de benodigde infrastructuur te beperken. Nader onderzoek naar verdere ontwikkeling van de marktinzichting zou deze oplossingsrichting beter in kaart kunnen brengen.

10. Internationale uitwisseling van elektriciteit

- In deze II3050 is voor alle vier scenario's de dataset van één scenario voor 2040 uit de Europese tienjaars-netontwikkelingsplannen van ENTSO-E/ENTSOG [1] en een sterk vereenvoudigde modelaanpak gebruikt om de elektrische uitwisseling met buurlanden te bepalen. Gelet op de uitwisselingsmogelijkheden die Nederland met buurlanden heeft en de grote impact op de binnenlandse behoefte aan flexibiliteitsmiddelen, is het belangrijk om naast modelmatige verbeteringen waar mogelijk gebruik te maken van de meeste recente sets van Europese scenario's.

11. Impact van curtailment als flexibiliteitsoptie verder analyseren

- In de aanpak voor II3050 wordt curtailment – gedefinieerd als het afschakelen van hernieuwbare productie in tijden

van grote overschotten aan elektrische energie – toegepast. Dit betekent dat een klein deel van de zon- en windenergie niet wordt gebruikt, om hoge investeringen in additionele opslag en conversiemiddelen te voorkomen. In een vervolgstudie zal nader onderzocht worden hoe het percentage curtailment van elektrisch energie de omvang en de inzet van de flexibiliteitsmiddelen doet veranderen om zo beter inzicht te krijgen in waar het economisch optimum ligt.

12. Risico's en kosten import (on)afhankelijkheid van groen methaan en waterstof bepalen

- Er is een gevoeligheidsanalyse uitgevoerd over tekorten van import (zie bijlage A): Variaties binnen een jaar worden met een seizoensbuffer opgevangen. De omvang daarvan moet voldoende zijn ook voor een "slecht" weerjaar (misoogst en koud). Variaties tussen jaren kunnen op verschillende manieren worden opgevangen: via extra eigen opwek (die dan in een extra grote buffer moet worden opgeslagen) of via een vaste hoeveelheid extra import (moet ook in een buffer worden opgeslagen) of via extra import alleen in het geval van een slecht weerjaar. Welke van deze drie (of een combinatie) de voorkeur verdient wordt mede bepaald door de gewenste afhankelijkheid van het buitenland. Nadere analyse is nodig om de kosten en risico's in kaart te brengen.

13. Invulling energietransitie door energie-intensieve industrie

- De wijze waarop de energie-intensieve industrie uiteindelijk haar CO₂-uitstoot gaat reduceren is nog grotendeels onbekend. De opties die op tafel liggen zoals grootschalige toepassing van CCS, omschakeling van aardgas op waterstof of groen gas en verregaande elektrificatie, kennen een sterk verschillende infrastructuurbehoefte. Verder kunnen mogelijkheden van flexibiliteit door de industrie nader worden onderzocht. Wanneer er meer concrete informatie uit Cluster Energie Strategieën (CESsen) of specifieke studies over de decarbonisatie van de energie-intensieve industrie bekend wordt, kan dit worden meegenomen in volgende Integrale Energiesysteem Verkenningen.

Afkortingenlijst

Afkorting	Betekenis		
AVI	Afvalverbrandingsinstallatie	iNET	Netbeheer Nederland werkgroep: integraal Netwerk en Energiesysteem voor de Toekomst
ACM	Autoriteit Consument en Markt		
aFRR	Automatic Frequency Restoration Reserve (regelvermogen)	IP	Investeringsplan
B&O	Beheer en onderhoud	LD (gasleidingen)	Lage druk
BEV	Battery electric vehicle (batterij)	LDN	Leveren door netbeheerder - vraagkant
BVW	Beverwijk	LHV	Lower Heating Value
CAPEX	capital expenditures -> alle kosten voor ontwikkeling, ontwerp of levering van niet-verbruikbare onderdelen van een product of systeem	LNB	Landelijke netbeheerder
		LNG	Liquid Natural Gas, vloeibaar methaan
		LS	Laagspanning
CBS	Centraal Bureau voor Statistiek	M&R's	Meet- en regelstations
CCGT	Combined Cycle Gas Turbine	MDM	Middenmeer
CCS	Carbon Capture and Storage	MER	Milieu Effect Rapportage
CCUS	Carbon, Capture, Utilisation and Storage	MKBA	Maatschappelijke kosten-batenanalyse
		MS	Middenspanning
CES	Cluster Energie Strategie	NAL	Nationale agenda laadinfrastructuur
Corop	Coördinatie Commissie Regionaal OnderzoeksProgramma - region indeling	NAM	Nederlandse Aardolie Maatschappij
		NBH	Netbeheerders
DC	Direct current (gelijkstroom)	NGT	NoordGas Transportleiding
DN	Nominale diameteraanduiding voor buisleidingen	Nogat	Northern Offshore Gas Transport
		NUTS	Nomenclatuur van territoriale eenheden voor de statistiek
DPO	Defensie Pijpleiding Organisatie	O&O fonds	Opleidings en Ontwikkel fonds
DSO	Distribution System Operators	OCGT	Open Cycle Gas Turbine
DWL	De Weel	ODN	Ontvangen door netbeheerder - aanbodkant
E, G, H₂, W	Elektriciteit, gas, waterstof en warmte	OPEX	Operating expenditures -> de terugkerende kosten voor een product, systeem of onderneming
EHS	Netwerk met extra hoogspanning		
EHV	Eindhoven	OZN	Oostzaan
ENT-indicator	energy not transported indicator	P2G	Power-to-gas
ETM	Energie Transitie Model	P2P	Power-to-power
EV	Electric Vehicles	PEH	Programma Energie Hoofdstructuur
EZK	Ministerie van Economische zaken en Klimaat	PES	Programma Energie Systeem
		PIDI	Programma Infrastructuur
FCEV	Fuel cell electric vehicle (brandstofcel)		
FCR	Frequency Containment Reserve (primair reserve vermogen)	PV	Photo Voltaïsch
		RES	Regionale Energie Strategie
G2P	Gas-to-power	RNBs	Regionale netbeheerders
GFT	Groente, fruit en tuin afval	RTL	Regionaal Transport Leidingnet
G-gas	Laagcalorisch gas	SCW	Superkritische watervergassing
GOS	Gasontvangstations	SMR	Steam Methane Reforming
GTS	Gasunie Transport Services	TLB	Tilburg
HD (gasleidingen)	Hoge druk	TS	Tussenspanning
H-gas	Hoogcalorisch gas	TSO	Transmission System Operators
HS	netwerk met hoogspanning	TVW	Transitievisie warmte
HTL	Hoofdtransport Leidingnet	VAWOZ	Verkenning Aanlanding Wind op Zee
HTLS	High temperature low sag	WGT	WestGas Transportleiding
HVS	Hoofdverdeelstations	WKK	Warmtekrachtkoppeling
IBO	Interdepartementaal BeleidsOnderzoek	WKO	Warmtekoude opslag
II3050	Integrale infrastructuurverkenning 2030-2050	WP	Warmtepomp

Eenheden

kA	Kilo Ampere
kV	Kilo Volt
kVA	Kilo Volt Ampere
MVA	Mega Volt Ampere
GVA	Giga Volt Ampere
MW	Mega Watt
GW	Giga Watt
MWh	Mega Watt uur
GWh	Giga Watt uur
TWh	Terra Watt uur
PJ	Peta Joule
hWP	uur wattpiek
Mton	Mega ton
bcm	billion cubic metres (m ³ gas)

Referenties

Afman, M., & Rooijers, F. (2017). *Net voor de Toekomst*. Delft: CE Delft.

De Ingenieur. (2021, Februari 10). *Denemarken kiest voor enorm energie-eiland*.

Opgehaald van De Ingenieur: www.deingenieur.nl/artikel/denemarken-kiest-voor-enorm-energie-eiland

DNV GL Netherlands B.V. (2020). *Taskforce infrastructuur Klimaatakkoord industrie*. Arnhem: DNV GL Netherlands B.V.

DNV-GL. (2017). *Verkenning waterstofinfrastructuur*. Groningen: DNV GL.

ECW. (2020, september). *De Leidraad*.

Opgehaald van Expertise Centrum Warmte: www.expertisecentrumwarmte.nl/themas/de+leidraad/default.aspx

ENCO. (2020). *Possible contribution of nuclear in the Dutch energy mix in the future*. ENCO.

Energy Transition Model. (sd). *Costs*.

Opgehaald van Energy Transition Model: <https://docs.energytransitionmodel.com/main/cost-main-principles>

Engberts, H., Droste, E., Haan, M. d., Liefvering, J., Mans, P., Pittau, P., . . . Bruchem, H. v. (2018).

Advies: 'creëren voldoende invoedruimte voor groen gas'. Den Haag: Netbeheer Nederland.

Gas Infrastructure Europe. (2021). *Storage data*. Opgehaald van Aggregated gas storage inventory: <https://agsi.gie.eu>

Gasunie. (2020, Oktober 1). *Investeringsplan 2020*.

Opgehaald van Gasunie Transport Services: www.gasunietransportservices.nl/gasmarkt/investeringsplan/investeringsplan-2020

Gasunie Transport Services. (2020). *Downloads & Formulieren - Gasbalans 2019*.

Opgehaald van Gasunie Transport Services: www.gasunietransportservices.nl/downloads-en-formulieren

Generation.Energy & PosadMaxwan. (2020). *Ruimtelijke uitwerking energiscenario's*.

Den Haag: Generation.Energy & PosadMaxwan.

Gessel, S. v., Dalman, R., Juez-Larré, J., & Huijskes, T. (2021). *Ondergrondse Energieopslag in Nederland 2030 - 2050*.

Technisch rapport. Utrecht: TNO.

Gessel, v. S., Breunese, J., Juez Larré, J., Huijskes, T., & Remmelts, G. (2018). *Ondergrondse Opslag in Nederland -*

Technische Verkenning. Utrecht: TNO.

Hoogervorst, N., Wijngaart, R. v., Bommel, B. v., Langeveld, J., Molen, F. v., Polen, S. v., & Tavares, J. (2020).

Startanalyse aardgasvrije buurten. Den Haag: PBL.

International Energy Agency. (2020). *World Energy Outlook 2020*. IEA.

ISPT. (2020). *Integration of Hydrohub GigaWatt Electrolysis Facilities in Five Industrial Clusters in The Netherlands*.

Amersfoort: ISPT.

Klimaatakkoord. (2019, juni 28).

Opgehaald van Klimaatakkoord: www.klimaatakkoord.nl/klimaatakkoord/documenten/publicaties/2019/06/28/klimaatakkoord

Leguit, C., Kruit, K., & Rooijers, F. (2018). *Contouren en instrumenten voor een Routekaart Groengas 2020-2050*.

Delft: CE Delft.

McKinsey & Company. (2018). *Masterplan Aardwarmte in Nederland*. Stichting Platform Geothermie; DAGO; Stichting Warmtenetwerk; EBN.

Netbeheer Nederland. (2018). *Hoofdstuk 1: Kerngegevens energienetten*.
Opgehaald van Energiecijfers.info: <https://energiecijfers.info/hoofdstuk-1>

Netbeheer Nederland. (2018). *Hoofdstuk 1: Kerngegevens energienetten*.
Opgehaald van Energiecijfers.info: <https://energiecijfers.info/hoofdstuk-1>

Netbeheer Nederland. (2019). *Basinformatie over energie-infrastructuur opgesteld voor de Regionale Energie Strategieën*. 's Gravenhage: Netbeheer Nederland.

Netbeheer Nederland. (2020, november 19). *Netbeheerders en zonsector slaan handen ineen*.
Opgehaald van Netbeheer Nederland: www.netbeheernederland.nl/nieuws/netbeheerders-en-zonsector-slaan-handen-ineen-1414

Netbeheer Nederland. (2021, 01 25). *Aandeel groen gas met 30% toegenomen*.
Opgehaald van Netbeheer Nederland: www.netbeheernederland.nl/nieuws/aandeel-groen-gas-met-30-toegenomen-1425#:~:text=Nederland%20is%20in%202020%20fors,dat%20nog%20148%20miljoen%20kuub

Nieuwland Automatisering BV . (2008). *Ruimtelijke Analyse Buisleidingstroken en Tracés*. Ministerie van VROM.

NP RES. (2020, november). *Analysekaarten NP RES*.
Opgehaald van regionale-energiestrategie: <https://regionale-energiestrategie.nl/ondersteuning/analysekaarten+np+res>

Ouden, B., Kerkhoven, J., Warnaars, J., Terwel, R., Coenen, M., Verboon, T., . . . Koot, A. (2020). *Klimaatneutrale energiemogelijkheden 2050*. Utrecht: Berenschot % Kalavasta.

RVO. (2021, 03 11). *Warmteatlas*.
Opgehaald van RVO: <https://rvo.b3p.nl/viewer/app/Warmteatlas/v2>

Segers, R., Niessink, R., Oever, R., & Menkveld, M. (2020). *Warmtemonitor 2019*.
Den Haag: TNO/ Rijksdienst voor Ondernemend Nederland (RVO).

TenneT & Gasunie. (2019). *Infrastructure Outlook 2050*.

TenneT. (2020, oktober 1). *Investeringsplannen*.
Opgehaald van TenneT: www.tennet.eu/nl/bedrijf/publicaties/investeringsplannen

TenneT. (2021). *Monitoring Leveringszekerheid 2020 (2019-2035)*. TenneT TSO B.V.

Thermogis. (2019, maart). *ThermoGIS v2.1, maart 2019*.
Opgehaald van Thermogis: www.thermogis.nl/thermogis-v21-maart-2019

Topsector Energie. (sd). *Systeemintegratie*.
Opgehaald van Topsector Energie: www.topsectorenergie.nl/systeemintegratie

Veen, R. v., Naber, N., & Leguijt, C. (2020). *Potentieel van lokale biomassa en invoedlocaties van groengas*. Delft: CE Delft.

Bijlage 1. Uitgangspunten en resultaten

Bijlage 1. Uitgangspunten klimaatneutrale energiescenario's 2050

	Regionaal	Nationaal	Europees	Internationaal
Uitgangspunten				
Algemeen	<p>Regionale ontwikkeling</p> <p>100% CO₂-reductie (Vrijwel) zelfvoorzienend</p> <p>Zeer geringe im-/exporten</p> <p>Krimp van energie-intensieve industrie</p> <p>Regionale focus energiesysteem, zonneweides, wind op land</p> <p>Veel warmtenetten</p> <p>Burgers zeer gedreven</p> <p>Circulariteit speerpunt voor goederen en voedselproductie</p>	<p>Nederland CO₂ reductie koploper in Europa</p> <p>100% CO₂-reductie (Vrijwel) zelfvoorzienend</p> <p>Zeer geringe im-/exporten</p> <p>Energie-intensieve industrie blijft gelijk aan de huidige omvang</p> <p>Grote nationale projecten, wind op zee (en zonneweide en wind op land)</p> <p>Circulariteit belangrijk voor goederen en voedselproductie</p>	<p>Europa haalt CO₂-doelen en is daarin koploper in de wereld</p> <p>Klimaatneutraal</p> <p>Algemene CO₂-heffing, importheffingen & compensatie aan de grenzen van Europa</p> <p>Energie-intensieve industrie groeit</p> <p>Wereldwijde waterstof- en biomassamarkt, groen gas import</p> <p>Fossiel met CCS krijgt veel ruimte</p>	<p>Gehele wereld streeft naar CO₂-doelen, fossiel wordt sterk beperkt</p> <p>100% CO₂-reductie</p> <p>Vrije handel wordt gestimuleerd</p> <p>Handelinfrastructuren worden sterk bevorderd</p> <p>Energie-intensieve industrie groeit</p> <p>Wereldwijde waterstof- en biomassamarkt</p> <p>CCS krijgt ruimte</p>
Gebouwde omgeving	<p>Isolatie label A/B</p> <p>45% warmte (geothermie + groengas/biomassa)</p> <p>35% all-electric WP</p> <p>20% hybride WP groengas</p> <p>38 PJ zonthermie</p>	<p>Isolatie label A</p> <p>55% all-electric WP</p> <p>25% warmte (geothermie + groengas/biomassa)</p> <p>20% hybride WP groengas</p> <p>18 PJ zonthermie</p>	<p>Isolatie label B</p> <p>40% hybride WP groengas</p> <p>20% hybride WP waterstof</p> <p>25% all-electric</p> <p>15% warmte (restwarmte + groengas/biomassa)</p> <p>16 PJ zonthermie</p>	<p>Isolatie label B</p> <p>60% hybride WP waterstof</p> <p>25% all-electric WP</p> <p>15% warmte (restwarmte + groengas/biomassa)</p> <p>12 PJ zonthermie</p>
Aanbod warmte netten huishoudens	100% geothermie met piek groen gas/biomassa	70% geothermie, 15% groen gas, 10% biomassa, 5% restwarmte AVI's met piek groen gas/biomassa	14% geothermie, 66% groen gas, 8% biomassa, 12% restwarmte AVI's en industrie met piek groen gas/biomassa	14% geothermie, 21% waterstof, 28% biomassa, 37% restwarmte AVI's en industrie met piek waterstof
Aanbod warmtenetten gebouwen	100% geothermie met piek groen gas/biomassa	100% geothermie met piek groen gas/biomassa	73% biomassa, 27% restwarmte AVI's en industrie met piek groen gas/biomassa	7% biomassa, 93% restwarmte AVI's en industrie met piek waterstof
Mobiliteit	<p>Personenvervoer:</p> <p>100% elektrisch</p> <p>Vrachtovervoer:</p> <p>75% elektrisch, 15% waterstof, 10% groengas</p>	<p>Personenvervoer:</p> <p>95% elektrisch, 5% waterstof</p> <p>Vrachtovervoer:</p> <p>50% waterstof, 25% elektrisch, 25% biobrandstoffen</p>	<p>Personenvervoer:</p> <p>70% elektrisch, 30% waterstof</p> <p>Vrachtovervoer:</p> <p>25% elektrisch, 25% waterstof, 25% groengas, 25% biobrandstoffen</p>	<p>Personenvervoer:</p> <p>50% elektrisch, 40% waterstof, 10% biobrandstoffen</p> <p>Vrachtovervoer:</p> <p>50% biobrandstoffen, 25% waterstof, 25% elektrisch</p>
Industrie	<p>Krimp 1% per jaar</p> <p>Efficiency 1% per jaar</p> <p>Sterk circulair</p> <p>Sterke elektrificatie, inzet groen gas</p> <p>ICT groeit sterk</p> <p>Circulaire feedstock</p>	<p>Gelijk aan huidig</p> <p>Efficiency 1% per jaar</p> <p>Circulariteit belangrijk, CCS mogelijk</p> <p>Sterke elektrificatie en inzet waterstof</p> <p>ICT groeit sterk</p> <p>Circulaire feedstock</p>	<p>Groei 1% per jaar</p> <p>Efficiency 1% per jaar</p> <p>CCS belangrijk</p> <p>Sterke elektrificatie en inzet waterstof</p> <p>ICT groeit sterk</p> <p>Fossiele feedstock</p>	<p>Groei 1% per jaar</p> <p>Efficiency 1% per jaar</p> <p>CCS belangrijk</p> <p>Sterke elektrificatie, inzet waterstof en fossiel+CCS</p> <p>ICT groeit sterk</p> <p>Fossiele feedstock</p>

Bijlage 1. Uitgangspunten klimaatneutrale energiescenario's 2050

Landbouw	Sterke elektrificatie Nadruk op geothermie en groengasketels voor warmte	Sterke elektrificatie Nadruk op geothermie en WP met WKO voor warmte, biomassaketels en enkele groengas-WKKS	Sterke elektrificatie Nadruk op WP met WKO en geothermie voor warmte	Sterke elektrificatie Deels geothermie, daarnaast WP met WKO voor warmte, biomassa ketels en groengas-WKKS
Elektriciteit	Brandstof centrales: waterstof (+groen gas) 125 GW zon-PV** - 66 GW grootschalig - 59 GW op daken 31 GW wind-op-zee*** 20 GW wind-op-land	Brandstof centrales: waterstof (+groen gas) 107 GW zon-PV** - 58 GW grootschalig - 49 GW op daken 52 GW wind-op-zee*** 20 GW wind-op-land	Brandstof centrales: groen gas 59 GW zon-PV** - 35 GW grootschalig - 24 GW op daken 30 GW wind-op-zee*** 10 GW wind-op-land	Brandstof centrales: waterstof (+groen gas) 53 GW zon-PV** - 35 GW grootschalig - 18 GW op daken 28 GW wind-op-zee*** 10 GW wind-op-land
Scheepvaart & luchtvaart brandstoffen	Krimp 1% per jaar	Gelijk aan huidig	Groei 1% per jaar	Groei luchtvaart 2%, scheepvaart 1% per jaar

* Alle scenario's gaan uit van een bevolking van 18,4 miljoen inwoners en 8,8 miljoen huishoudens in 2050. In de woningen worden meer, maar wel efficiëntere apparaten gebruikt (led-verlichting, inductiekoken).

** De vermogens van zon-PV (daken, gebouwde omgeving en grootschalig zon) zijn gepresenteerd op basis van het piekvermogen dat hoort bij panelen met 24% efficiency, zoals aangenomen in de scenario's. Dit is een bijstelling met +40% ten opzichte van de vermogens die in het fase-1-rapport werden gepresenteerd. De correctie is noodzakelijk voor correcte infrastructuurberekeningen en is mogelijk omdat het ETM nu ook met 24% efficiency kan werken. De voetnoot 8 op bladzijde 39 van het fase-1-rapport is hiermee geadresseerd.

*** De analyse van brandstoffen voor de scheepvaart en (internationale) luchtvaart is niet opgenomen in de base case van deze verkenning. De impact van de productie van extra brandstoffen voor de scheepvaart en internationale luchtvaart is als gevoeligheidsanalyse beschreven in paragraaf 7.5. Zie verder het rapport over fase 1, *Klimaatneutrale energiescenario's 2050*.

Bijlage 1. Resultaten flexibiliteit

	Regionaal	Nationaal	Europees	Internationaal				
Benodigde Flexibiliteit								
Overzicht van de benodigde flexibiliteit in capaciteiten en opslagvolumes, bandbreedtes aangegeven op basis van weerjaar 1987 en 2015*								
	Capaciteit GW	Volume TWh	Capaciteit GW	Volume TWh	Capaciteit GW	Volume TWh	Capaciteit GW	Volume TWh
Vraag- en aanbod sturing								
Zon-PV aftopping	31* - 35	3 - 5*	27* - 29	3 - 5*	14* - 16	2	13* - 14	2
Hybride WP	12		11		33		33	
EV's	1 - 2		1 - 2		1 - 2		1 - 2	
Power-to-heat	3		3		2		3	
Systeem flex								
<i>Import / Export</i>								
Elektriciteit import	15	12	15	10 - 11	15	20 - 22	15	22 - 25
Elektriciteit export	15	18*-19	15	20* - 22	15	7	15	6
Waterstof import	0* - 5	4* - 47	1* - 9	13* - 75	5* - 7	48* - 62	27* - 33	235* - 291
Methaan import	1* - 2	11*-16 [ex]	0* - 0,1	1	19* - 21	170* - 185	0 - 1*	2* - 5
<i>Conversie</i>								
Power-to-gas	39* - 42	48 - 63* [H ₂]	51	69 - 93* [H ₂]	18* - 19	9 - 13* [H ₂]	16	6 - 9* [H ₂]
Grootschalige elektriciteits-centrales	14* - 15	22* - 33 [E]	15* - 17	22* - 36 [E]	17 - 18*	59* - 71 [E]	16 - 17*	59* - 70 [E]
Piek elektriciteits-centrales	17* -18	3* - 7 [E]	15* - 18	4* - 7 [E]	18* - 19	7* - 15 [E]	7* - 18	15 [E]
<i>Opslag</i>								
Systeembatterijen	50* - 54	0,4	53 - 54*	0,4	31* - 33	0,2	27* - 29	0,2
Waterstof	61	19* - 36	66* - 69	19* - 37	14* - 15	6* - 10	59* - 70	23* - 47
Methaan	21* - 33	9* - 24	13* - 20	4* - 14	71* - 78	27* - 55	18* - 24	7* - 15
<i>Curtailment</i>								
	39* - 49	6	45* - 55	7 - 9*	19* - 24	1 - 2*	16* - 21	1

Bijlage 1. Resultaten knelpunten

	Regionaal	Nationaal	Europees	Internationaal
Te verzwaren knelpunten in HTL – waterstof (verzwaring in km)				
Provincie				
Groningen	21	21	1	20
Friesland	31	31	0	31
Drenthe	4	4	0	34
Overijssel	66	66	53	66
Gelderland	7	7	0	7
Flevoland	67	67	0	67
Utrecht	25	25	0	25
Noord-Holland	21	21	24	23
Zuid-Holland	24	74	10	96
Zeeland	52	51	1	51
Noord-Brabant	25	60	3	55
Limburg	8	8	6	8
Totaal	350	434	97	483
Te verzwaren knelpunten in HTL – methaan (verzwaring in km)				
Provincie				
Groningen	0	0	30	0
Friesland	0	0	2	
Drenthe	0	0	0	0
Overijssel	0	0	1	0
Gelderland	3	0	35	4
Flevoland	10	4	77	16
Utrecht	0	0	0	0
Noord-Holland	0	0	3	0
Zuid-Holland	0	0	22	0
Zeeland	0	0	49	0
Noord-Brabant	0	0	10	0
Limburg	0	0	0	0
Totaal	13	4	229	20

Bijlage 1. Resultaten uitbreidingen en aanpassingen

	Huidig	Regionaal	Nationaal	Europees	Internationaal
Uitbreiding van stations in Regionale netten (in aantallen). Het huidig aantal stations wordt in de eerste kolom getoond als referentie.					
MS- LS-station	84.000	15.000	14.900	13.300	11.490
MS-, MS-MS-, TS-MS- stations	1.210	12	15	29	16
HS-MS-, HS-TS-stations	242	60	71	101	105
Totaal	85.452	15.072	14.986	13.430	11.611
Benodigde nieuwe stations in Regionale netten (in aantallen). Het huidig aantal stations wordt in de eerste kolom getoond als referentie.					
MS-LS-station	84.000	12.000	11.900	9.900	7.500
MS-, MS-MS-, TS-MS-stations	1210	780	760	660	600
HS-MS-, HS-TS-stations	242	142	135	98	91
Totaal	85.452	12.922	12.795	10.658	8.191
Benodigde nieuwe kabels bij te leggen in de Regionale netten (in km). Het huidig aantal km kabel wordt in de eerste kolom getoond als referentie.					
LS-kabel	153.400	33.800	38.800	32.000	27.900
MS-kabel	107.000	44.400	44.100	35.200	33.600
Totaal	260.400	78.200	82.900	67.200	61.500

Bijlage 1. Resultaten uitbreidingen en aanpassingen

	Huidig	Regionaal	Nationaal	Europees	Internationaal
Verwijderen van het regionale gasnet (in km en aantal districtstations). De eerste kolom toont de huidige situatie in km ter beeldvorming.					
LD-leidingen (km)	108.995 km	62.923 km	75.627 km	31.087 km	31.567 km
HD-leidingen (km)	11.396 km	6.629 km	8.045 km	3.392 km	3.433 km
Districtstations (aantal)	20.351	8.967	12.178	5.334	5.334
Aanpassingen aan het gasnet die nodig zijn om huishoudens om te zetten naar waterstof (in aantallen)					
Huishoudens overzetten naar H ₂ (x1000)	-	-	-	1.414	5.280
Afsluiters vervangen (x1000)	-	-	-	43	162
Regelaars omzetten (x1000)	-	-	-	4	14
Analyse verwijderingen en ombouw voor industrie en utiliteit (in aantallen)					
Gasaansluitingen industrie verwijderen	-	2.000	2.000	2.000	3.000
Aansluitingen industrie overzetten naar H ₂	-	3.000	3.000	3.000	3.000
Gasaansluitingen utiliteitsbouw verwijderen (x1000)	-	600	800	900	900
Utiliteitsbouw overzetten naar H ₂ (x1000)	-	-	-	100	300
Aanpassingen aan het gasnet voor de invoer van groen gas (in aantallen)					
Boosters nodig voor groen gas	-	132	108	232	-
Indicatieve infrastructuur (order grootte) voor warmtenetten (in km)					
Warmtenetten	<50	400 – 500	400 – 500	200 – 300	200– 300
Indicatieve infrastructuur (order grootte) voor CO₂-transport (in km)					
CO ₂ - transport	0	100 – 150	100 – 150	250 – 350	250 – 350

Bijlage 1. Resultaten ruimte

	Huidig	Regionaal	Nationaal	Europees	Internationaal
Indicatieve ruimtelijke behoefte voor nieuwe 220/380kV-lijnverbindingen TenneT als gevolg van de scenarioaannames en modelkeuzes. De eerste kolom toont de huidige situatie in km ter beeldvorming.					
	1.500	Ruimtebehoefte voor de categorie hoog: 400 km tracé (40km ²). Figuur 97 in het rapport	Ruimtebehoefte voor de categorie hoog: 700 km tracé (70km ²). Figuur 97 in het rapport	Ruimtebehoefte voor de categorie hoog: 500 km tracé (50km ²). Figuur 97 in het rapport	Ruimtebehoefte voor de categorie hoog: 450 km tracé (45km ²). Figuur 97 in het rapport
Indicatieve ruimtebehoefte voor nieuwe 110/150kV-lijnverbindingen. Extra benodigde tracé km (oppervlakte km²). De eerste kolom toont de huidige situatie in km ter beeldvorming.					
110kV-net	1.400	350 (3,5)	360 (3,6)	270 (2,7)	320 (3,2)
150kV-net	3.000	550 (5,5)	730 (7,3)	610 (6,1)	640 (6,4)
Totaal	4.400	900 (9,0)	1.090 (10,9)	880 (8,8)	960 (9,6)
Indicatief aantal nieuwe leidingen in het HTL (in km). De eerste kolom toont de huidige situatie in km ter beeldvorming. NB. Geen extra ruimtebeslag					
HTL H ₂	-	350	450	100	500
HTL CH ₄	6.200	13	5	240	20
Indicatief additionele ruimtebehoefte voor naar H₂ omzetten van RTL-leidingen. Extra benodigde tracé km (oppervlakte km²). De eerste kolom toont de huidige situatie in km ter beeldvorming.					
RTL	5.700	0	0	<2.000 (<4)	<3.000 (<6)

Bijlage 1. Resultaten ruimte

	Regionaal	Nationaal	Europees	Internationaal
Indicatieve ruimtelijke behoefte in hectare voor nieuwe 110/150kV stations (koppelstations RNB/TenneT)				
	Indicatieve ruimtelijke behoefte (5,3 km ²). Figuur 99 in het rapport	Indicatieve ruimtelijke behoefte (4,7 km ²). Figuur 99 in het rapport	Indicatieve ruimtelijke behoefte (2,2 km ²). Figuur 99 in het rapport	Indicatieve ruimtelijke behoefte (2,0 km ²). Figuur 99 in het rapport
Bovengronds ruimtebeslag RNBs over heel Nederland				
110/150kV	5,3 km ²	4,6 km ²	2,2 km ²	2,0 km ²
Onderliggende stations	5,4 km ²	5,3 km ²	4,7 km ²	4,1 km ²
Totaal	10,7 km²	9,9 km²	6,9 km²	6,1 km²
Ondergronds ruimtebeslag RNBs over heel Nederland				
MS-kabels	244 km ²	243 km ²	194 km ²	185 km ²
LS-kabels	34 km ²	39 km ²	32 km ²	28 km ²
Totaal	278 km²	281 km²	226 km²	213 km²
Uitgangspunten voor de inschatting van extra ruimtebehoefte voor zonneweides en windvermogen in de leefomgeving. Dit zijn gemiddelde waarden van het specifieke ruimtebeslag uit het rapport van Generation Energy. (In MW / km²)				
	Min	Max	Gemiddeld	Bron
Wind op Land	4	8	6	Generation Energy
Zonneweides	48	156	102	Generation Energy
Ruimtebehoefte per NUTS3-regio voor de inpassing van 14 GW (Regionaal en Nationaal) of 4 GW (Europees en Internationaal) aan additioneel windvermogen op land				
	Ruimtebehoefte 2300 km ² Figuur 100 in het rapport		Ruimtebehoefte: 670 km ² Figuur 100 in het rapport	
Ruimtebehoefte per NUTS3-regio voor de inpassing van 66 GW regionaal 58 GW Nationaal 35 GW Europees en Internationaal aan zonneweides.				
	Ruimtebehoefte: 650 km ² Figuur 101 in het rapport	Ruimtebehoefte: 570 km ² Figuur 101 in het rapport	Ruimtebehoefte: 340 km ² Figuur 101 in het rapport	Ruimtebehoefte: 340 km ² Figuur 101 in het rapport
Indicatieve ruimtebehoefte per aanbod-, vraag en flexibiliteitstoepassing in km².				
Power-to-gas	3-7	4-9	2-3	1-3
Systeem-batterijen	30	30	10	10
Gascentrales	1-3	1-3	1-3	1-3
WKKs	0	<1	0	<1
Waterstofopslag (bovengronds)	5	5	1	6

Bijlage 1. Resultaten ruimte

	Huidig	Regionaal	Nationaal	Europees	Internationaal
Verwijderen van het regionale gasnet (in km en aantal districtstations). De huidige situatie wordt in de eerste kolom getoond als referentie.					
LD-leidingen (km)	108.995 km	62.923 km	75.627 km	31.087 km	31.567 km
HD-leidingen (km)	11.396 km	6.629 km	8.045 km	3.392 km	3.433 km
Districtstations (aantal)	20.351	8.967	12.178	5.334	5.334

Bijlage 1. Resultaten kosten

	Huidig	Regionaal	Nationaal	Europees	Internationaal
Totale, jaarlijkse kosten (in miljoenen euro's)					
Gebouwen/installaties	4.097	7.899	8.584	8.412	9.149
Opslag W	-	336	170	3	23
Opslag H ₂	-	513	528	143	671
Flexibiliteit	-	6.455	6.976	3.594	3.116
Productiemiddelen	6.671	8.362	9.969	10.052	5.281
Energiebronnen en import	15.082	6.252	9.102	17.515	26.014
Infra E	842	2.346	3.545	2.126	1.920
Infra H ₂	-	140	153	137	236
Infra G	159	36	29	95	15
Verwijderen gasnetten	-	260	320	106	163
Infra W	538	1.500	793	373	400
OPEX kosten NBH	2.882	3.276	3.696	3.256	3.216
CO ₂ netten en CCS	38	80	96	908	330
Totaal	30.309	37.455	43.957	46.720	50.534
Totale kosten energiesysteem omgeslagen naar totaal MWh finaal geleverde energie (in EUR/MWh)					
Gebouwen/ installaties	5,71	18,15	16,67	12,59	13,04
Energiebronnen en import	21	14,36	17,67	26,21	37,07
Productiemiddelen	9,29	19,21	19,36	15,04	7,53
Flexibiliteit en opslag	-	16,78	14,90	5,59	5,43
Infrastructuur E/G/W	4,81	17,41	16,74	9,14	8,55
CO ₂ -netten en CCS	0,05	0,18	0,19	1,36	0,47
Totaal	40,86	86,20	85,52	69,93	72,09

Colofon

Voorzitter werkgroep

Integrale Infrastructuurverkenning 2030-2050:

Marijke Kellner (*Gasunie*)

Werkgroep & begeleiding:

Maarten Afman (*Alliander*)

Wouter van den Akker (*Alliander*)

Raoul Bernards (*Enexis*)

Lennart Broere (*Alliander*)

Marco Bunt (*Stedin*)

Martijn Douwes (*Gasunie*)

Tim Gassmann (*TenneT*)

Madeleine de Haan (*Netbeheer Nederland*)

Aafke Huijbens (*Westland Infra*)

Jan de Jong (*TenneT*)

Elke Klaassen (*Enexis*)

Luuk Klinkert (*Gasunie*)

Fabian Kruiper (*Rendo*)

Emile van der Kuyp (*Alliander*)

Gert van der Lee (*TenneT*)

Rens Limpens (*Alliander*)

Maarten Mangnus (*Alliander*)

Rob Martens (*Netbeheer Nederland*)

Lieselot Meelker (*Netbeheer Nederland*)

Johan Morren (*Enexis*)

Piet Nienhuis (*Gasunie*)

Fenna Noltes (*Gasunie*)

Jarig Steringa (*Gasunie*)

Arjan van Voorden (*Stedin*)

Martin Wevers (*TenneT*)

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

Ontwerp en opmaak

Aandagt reclame & marketing

gasunie
crossing borders in energy

tennet

coteq
NETBEHEER

enduris

ENEXIS
NETBEHEER

alliander

RENDO
NETWERKEN

STEDIN

westland
infra netbeheer