

Bijlagen 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

Bijlagen **Het Energiesysteem** **van de Toekomst**

Integrale Infrastructuurverkenning 2030 - 2050

April 2021

Inhoudsopgave

Bijlage A – Gevoeligheidsanalyses	6
Flexibiliteitsmiddelen: overwegingen en analyses	8
Analyse 1. Modelleren van flexibiliteit: algemeen principe en marktwerking.	9
Analyse 2. Aftoppen door “overplanting”: dimensionering omvormer optimaliseren.	9
Analyse 3. Curtailment.	10
Analyse 4. Kostenafwegingen tussen flexibiliteitsmiddelen.	13
Analyse 5. Beschikbaarheid van flexibiliteitsmiddelen.	16
Power-to-gas	18
Analyse 6. Varianten met andere locaties van power-to-gas eenheden.	19
Analyse 7. Andere locaties: conversie offshore vs. onshore.	27
Analyse 8. Redispatch: Operationele ingrepen in de markt voor het voorkomen van kortdurende congesties in de stroomnetten.	29
Elektriciteitssysteem	32
Analyse 9. Interconnectie: uitwisseling elektriciteit met het buitenland.	33
Analyse 10. Varianten aanlandingslocaties van wind op zee.	34
Analyse 11. Groei van datacenters en hun systeemimpact.	39
Analyse 12. Groei van koelvraag van gebouwen en woningen (airco’s).	44
Gassysteem	46
Analyse 13. Analyse Strategieën om risico misoogst duurzame energie te mitigeren: import of een (strategische) energieopslag.	47
Analyse 14. Synthetische brandstoffen maken t.b.v. internationale lucht en scheepvaart.	48
Bijlage B – Aanpassingen klimaatneutrale energiescenario’s 2050	50
Bijlage C – Informatie over het Energietransitiemodel	57
Bijlage D – Uurlijkse verschillen tussen aanbod en vraag	58
Bijlage E – Aanpak flexibiliteitsanalyse	71
Bijlage F – Regionale indeling van Nederland en regionale verdeelsleutels	76
Bijlage G – Methode knelpuntenanalyse landelijke elektriciteitsnetten	84
Bijlage H – Methode knelpuntenanalyse landelijke gas en waterstofnetten	86
Bijlage I – Methode knelpuntenanalyse regionale netten elektriciteit	90
Bijlage J – TNO advies	92
Bijlage K – Uitgangspunten kosten	116

Bijlage A

Gevoeligheids- analyses





Inleiding

Bij het uitvoeren van de complexe en integrale analyses van het energiesysteem in 2050 gebruiken we de kennis van nu, om iets over de mogelijke toekomst te zeggen. Ook spelen modellen een belangrijke rol bij de analyses. Modellen zijn altijd abstracties van de werkelijkheid, en vereisen simplificaties, en keuzes: wat nemen we mee, en wat niet.

Het hoofdrapport beschrijft de gemaakte keuzes zo goed mogelijk - in ieder geval de keuzes waarvan het echt belangrijk is dat de lezer deze tot zich neemt bij het bestuderen van de resultaten. Het achtergrondrapport presenteert voor de vier scenario's in principe een basisberekening. Soms worden meerdere sets aan berekeningen gepresenteerd, zoals meerdere weerjaren in het hoofdstuk over de flexibiliteitsvoorziening (hoofdstuk 3). Of, in de hoofdstukken over net-impact van regionale netwerkbedrijven, de resultaten met en zonder het effect van systeemflexibiliteit. Maar er is een groter aantal extra analyses mogelijk. Er was in het achtergrondrapport geen ruimte om alle mogelijke keuzes te variëren. Daarom willen we in deze bijlage stil staan bij een aantal varianten en extra analyses.

Veel van de ideeën voor deze analyses zijn ontstaan naar aanleiding van levendige discussies met deskundigen, waaronder onze betrokken klankbordgroep. Maar ook discussies intern in de bedrijven, met de netspecialisten bijvoorbeeld. We denken dat dit materiaal toch erg interessant kan zijn voor diegenen die benieuwd zijn in de uitgewerkte onderwerpen en hopelijk een nuttige bijdrage kan leveren aan de gedachtevorming op deze onderwerpen.

Deze bijlage bevat een groot aantal analyses. Sommige analyses zijn meer overwegend van aard, en andere zijn gedetailleerd kwantitatief onderzocht. Vanwege het grote aantal, hebben we de analyses geclusterd naar onderwerp: flexibiliteitsmiddelen, locatiekeuzes power-to-gas, elektriciteitssysteem, gassysteem.

Bijlage A

Flexibiliteitsmiddelen: overwegingen en analyses

I13050 kent een grote rol toe aan systeemflexibiliteit. Het effect is met diverse modelanalyses in beeld gebracht. De aanpak van de flexibiliteitsanalyse is beschreven in Bijlage E. Daarop vooruitlopend is het goed om te beseffen dat modellen een vereenvoudigde weergave van de daadwerkelijke markt- en systeemwerking zijn, en de aannames, vereenvoudigingen en parameterkeuzes kunnen veel verschil maken. We willen transparant zijn over de veronderstelde aannames en inzichtelijk maken wat de gevolgen van andere mogelijke parameterkeuzes zijn. We starten deze bijlage met een aantal belangrijke aspecten en overwegingen over de flexibiliteitsanalyse.

Analyse 1. Modellering van flexibiliteit: algemeen principe en marktwerking.

Om de complexiteit te beperken, werken we met een aantal techniegroepen van flexibiliteitsmiddelen:

- Middelen voor flexibiliteit op de korte termijn: curtailment, batterijen, snel startende kleine gascentrales (OCGT)
- Middelen voor flexibiliteit op de lange termijn: power-to-gas, grote en efficiënte gascentrales (STEG), gasopslag

Deze flexibiliteitsmiddelen beschouwen we als 'representatieve categorieën'. Het gaat niet zozeer om de precieze technologie, maar meer om de te onderscheiden functies. Via verschillende toekomstige technologieën kunnen ze door marktpartijen worden ingezet. Bij de interpretatie van de uitkomsten is het dus erg belangrijk om rekening te houden met het feit dat vermogen en inzet van de getoonde flexibiliteitsmiddelen zich in realiteit zullen verdelen over een groter aantal verschillende technologieën. Denk aan verschillende typen batterijen of compressed air-energieopslag voor korte-termijn flexibiliteit. Bovendien kunnen technologieën voor energie-opslag op middel-lange termijn een grotere rol spelen, zoals power-to-heat, in combinatie met warmteopslag. Deze middelen kunnen effect hebben op zowel het vermogen als de bedrijfstijden van de genoemde technologieën.

De aannames in I13050 en de marktwerking

De analyses van I13050 gaan uit van aannames over het toekomstig gedrag en de locaties van systeemflex die primair zijn gekozen vanuit het oogpunt van balancering van vraag en aanbod, en ontlasting van de infrastructuur. Deze aannames veronderstellen een bepaalde mate van marktwerking, randvoorwaarden en uiteindelijk prijsprikkels voor de deelnemende marktpartijen, die er vandaag (nog) niet zijn om het aangenomen gedrag te bewerkstelligen.

- De inzet van korte-termijn-flexibiliteitsmiddelen (batterijen, curtailment) en lange-termijn-flexibiliteitsmiddelen (power-to-gas, gascentrales) zijn vanuit systeemperspectief redelijk optimaal op elkaar afgestemd en vullen elkaar aan. Batterijen ontladen bijvoorbeeld,

om centrales en power-to-gas te ondersteunen. Dit vereist in een marktsysteem dynamische prijsprikkels voor alle technieken, en geen asymmetrische heffingen of belastingen die een efficiënte marktwerking in de weg staan.

- De systeembeheerder heeft ook een monitoring-systeem voor marktdeelnemers die het verondersteld gedrag stimuleren.
- Flexibiliteitsmiddelen worden in de gekozen aanpak op die locatie geplaatst, waar de grootste regionale behoefte (onbalans van vraag en aanbod) vanuit een infrastructuurperspectief is. Binnen het huidige marktsysteem ligt de locatiekeuze echter bij de marktdeelnemers. De infrastructuurbeheerders zijn wettelijk verplicht producenten en vraag aan te sluiten, ongeacht waar deze is. Een systeem waar infrastructuurbehoefte (mogelijkheden/onmogelijkheden) werkelijk een bepalende factor voor locatiekeuze is, vereist waarschijnlijk een andere marktinrichting of een verandering van de huidige wettelijke regels.

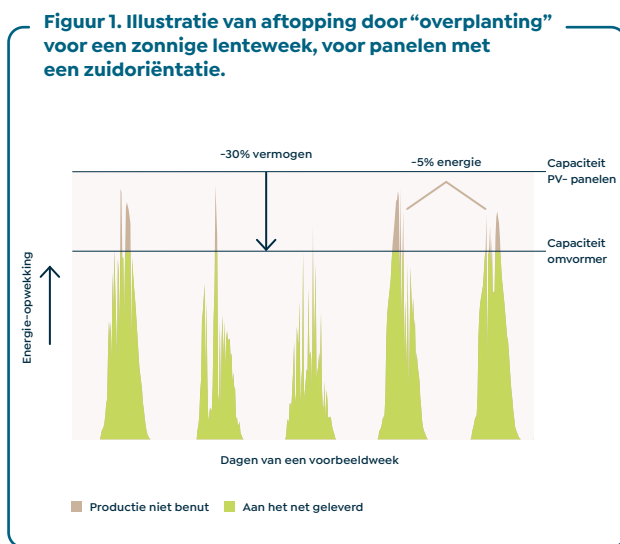
Los van de bovenstaande opmerkingen: een gedetailleerde marktanalyse is op zichzelf een complex vraagstuk en is daardoor geen onderdeel van deze I13050-studie, die verkennend en lange termijn van aard is. Wel kunnen we op basis van enkele gevoeligheidsanalyses bepaalde inzichten op doen die nu al relevant zijn en waardevolle input voor vervolganalyses leveren.

Analyse 2. Aftoppen door "overplanting": dimensionering omvormer optimaliseren.

In de zon-PV sector is het steeds gebruikelijker om bij de ontwikkeling van nieuwe zon-PV installaties, of het nu gaat om veld-, dak of andere opstellingen, meer (piek) vermogen aan zonnepanelen op te stellen dan het maximale vermogen van de DC-AC omvormer en dan de aansluiting bij de netbeheerder. Het gaat hier om een optimalisering van de dimensionering van de omvormer en netaansluiting, die vast is ingebouwd in het ontwerp van de opwekinstallatie. Dit heet wel 'overplanting'.

Het gaat hier voor een deel om een economische optimalisatie: het is niet nodig om alle onderdelen te dimensioneren op een opwek-piek die misschien maar een paar uur per jaar voorkomt. Want dan worden kosten gemaakt voor een stuk capaciteit dat eigenlijk nauwelijks wordt benut. Door een kleinere omvormer en netaansluiting te nemen, kan de investering een stuk lager worden, zonder dat er veel hernieuwbare energie niet kan worden opgewekt. Hij kan ook worden omgedraaid. Bij een gegeven capaciteit van een netaansluiting, kan door het panelenvermogen te overdimensioneren ten opzichte van de netaansluiting, op jaarbasis een stuk meer zonne-energie worden opgewekt.

Figuur 1 illustreert hoe de piekreductie en afvlakking van het zon-PV profiel als gevolg van “overplanting” werkt.



Toelichting figuur: Door de omvormer 30% kleiner te kiezen, wordt gemiddeld 30% bespaard op de kosten van de DC:AC omvormer én op de kosten van de netaansluiting. Door deze dimensioneringskeuze kan er op jaarbasis enige procenten (ca 4-5%) minder aan zonne-energie aan het net geleverd worden.

Op de tijdstippen dat alle panelen maximaal zouden kunnen produceren wordt dus een beetje minder ingevoerd dan zonder overplanting. Bij een zuidoriëntatie is dat alleen op echt zonnige dagen (lente of zomer) en dan in een aantal uren midden op de dag. Bij een oost-westoriëntatie is er sowieso sprake van een inherente overdimensionering van de panelen, want bij dergelijke oriëntaties van de panelen kunnen ze nooit allemaal tegelijkertijd hun maximale vermogen leveren.

De beperking op de invoeding tot het omvormervermogen/netaansluiting is in verreweg de meeste uren geen bottleneck. Als de zonnepanelen minder produceren dan het omvormervermogen, is alle capaciteit beschikbaar.

Het effect van overplanting is dat het invoedingsprofiel van zon-PV “vlakker” wordt, en dit komt de netinpassing ten goede. Netbeheerders kunnen meer en sneller zonneparken aansluiten als hier gebruik van wordt gemaakt. Daardoor kan er uiteindelijk op jaarbasis ook méér opwek van zonne-energie via het net plaatsvinden. Daarom hebben de netbeheerders en de zon-PV sector 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. In de basisberekeningen van I13050 gaan we in alle scenario's uit van een reductiepercentage voor aftopping van 33% (input sector). Dit percentage is echter onzeker en kan tot 2050 ook hoger (of wellicht lager) liggen. In de scenario's Regionaal en Nationaal levert het een reductie op de netaansluiting op van ca 30 GW, en in de scenario's Europees en Internationaal is dat ca. 15 GW.

De overplanting die we hier bedoelen is 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 in de volgende gevoeligheidsanalyse).

Analyse 3. Curtailment.

In de scenario's met groot opgestelde vermogens aan elektriciteitsproductie uit zon-PV en wind ontstaan er op veel momenten overschotpieken op: de productie van wind en zon is groter dan de totale elektriciteitsvraag. Dit kan op het niveau van een bepaalde regio zijn of op het niveau van gehele energiesysteem zijn. Om die overschotten in het net op te nemen, zijn grote 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, op systeemniveau.

Deze extreme overschotsituaties komt relatief sporadisch voor. Het is daarom niet economisch om additionele transportnet- en flexibiliteitscapaciteit te ontwikkelen, maar het is 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 (selectief niet terug voeden in het net). Dit heet curtailment.

Curtailment kan marktgedreven zijn, als de elektriciteitsprijs nul of negatief wordt, of het kan actief op instigatie van een netbeheerder, met bijvoorbeeld een sturings/communicatie kast. 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 flexibiliteitsmodellering van de II3050 is curtailment meegenomen naast de “overplanting” (zie hierboven). In de II3050 flexibiliteitsberekeningen is het uitgangspunt dat maximaal de meest extreme 5 procent van het totale volume aan elektriciteitsoverschotten niet wordt ingevoed op het net, kijkend naar die uren met de meest extreme overaanbodssituatie. Curtailment van het aanbodoverschot, na het toepassen van de overplantingfactor, geeft in de

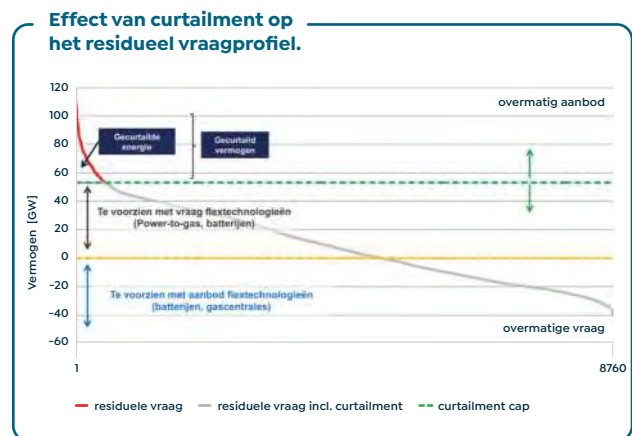
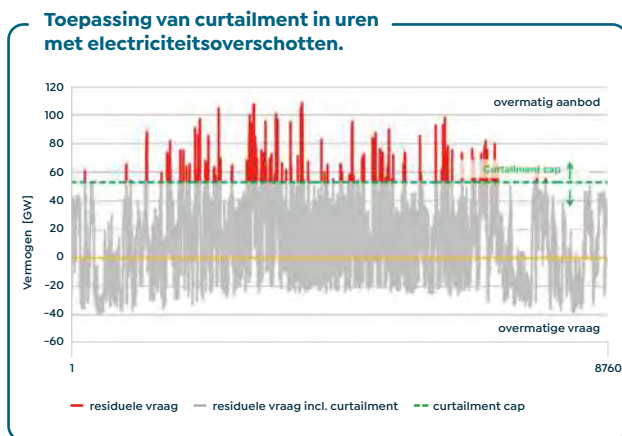
scenario's Regionaal en Nationaal een extra reductie van de aanbodpiek van circa 40 -50 GW. Dit is ca 40% van de aanbodpiek. In de scenario's Europees en Internationaal is dit ca 20 GW, verhoudingsgewijs vergelijkbaar.

Overplanting en curtailment samen leiden dus een totale reductie van 50 tot 60 procent van de oorspronkelijke aanbodpiek. Dit werkt door op het systeemniveau van heel Nederland, maar vermindert ook op het regionale niveau de transport- en flexibiliteitsbehoefte, ten koste van een vrij bescheiden deel van de eventueel verder op te wekken hernieuwbare energie.

Zonder overplanting en curtailment zouden de kosten van het energiesysteem hoger uitvallen door de kosten van additionele flexibiliteitsmiddelen om de overschotten op te vangen, vermeerderd met de kosten van extra transportinfrastructuur en evt. extra grensoverschrijdende verbindingen.

Figuur 2 toont als voorbeeld hoe het curtailmentprincipe doorwerkt op de hernieuwbare pieken in een gesimuleerd jaar en hoe de vermogensgrens wordt bepaald tot welk niveau er wordt gecurtailed (de “curtailment cap” in de figuur, de groene lijn).

Figuur 2. Toelichting principe toepassing curtailment. Eerste grafiek: residuele vraag door het jaar heen. Tweede grafiek: dezelfde data maar dan gesorteerd als jaarduurkromme.



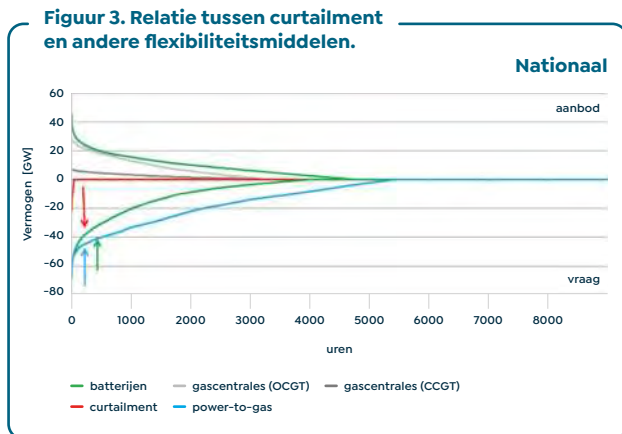
Dit werkt als volgt. Uitgangspunt is bijvoorbeeld dat we niet meer dan ca. 5% energie (doelwaarde) willen verliezen door de curtailment. We starten met de uurlijkse residuele elektriciteitsvraag. Dit is het vermogen dat per uur overblijft als de totale elektriciteitsvraag minus het totaal elektriciteitsaanbod van wind en zon (exclusief curtailment, inclusief overplanting) wordt genomen. Vervolgens wordt bepaald op welk maximaal vermogen (groene lijn) het residueel vraagprofiel aan

de overschottenkant¹ kan worden beperkt, zodat binnen het heel jaar in totaal de doelwaarde voor de afgetopte energie (oppervlakte tussen de rode en groene stippellijn) wordt bereikt. De resulterende vermogenscurve (grijze curve) representeert de overblijvende residuele vraag (profiel en jaarduurkromme). Dit zijn de overschotten en tekorten in het elektriciteitssysteem. De andere (systeem-)flexibiliteitsmiddelen worden ingezet om hier een balans in te vinden.

¹ Getoond als positieve waardes.

Het effect op andere flexibiliteitsmiddelen

Het gekozen percentage aan gecurtailde energie heeft direct effect op de benodigde hoeveelheid en inzet van de andere flexibiliteitsmiddelen, met name op power-to-gas en het laden van batterijen welke net zoals het curtailment een oplossing bieden om om te gaan met tijdelijke overschotten aan opgewekte energie in het systeem. Figuur 3 toont illustratief deze relatie op basis van de gesorteerde inzetdreeksen per flexibiliteitsmiddel, zoals al bekend uit hoofdstuk 3 van het hoofdrapport.



Aan de linker kant (y-as) is zichtbaar wat het gebruikt (piek)vermogen per technologie is, terwijl de x-as toont in hoeveel uren het respectievelijk vermogen wordt ingezet². Hoe steiler de curve, in hoe minder uren van het jaar een bepaald opgesteld vermogen aan flexibiliteit effectief wordt ingezet – met negatieve gevolgen voor de gemiddelde draaiuren in het jaar welke vaak als indicator dienen voor de economische haalbaarheid van investeringen. Intuïtief duidelijk is, dat het meer afregelen van tijdelijk beperkte overschottenproductie (rood profiel) – direct tot een kleinere behoefte aan (piek)vermogen van power-to-gas (blauw profiel) en batterijen (groen) leidt.

Deze observatie is relevant voor een economisch perspectief op de inzet van flexibiliteit. Vanuit het systeemperspectief dat hier is geschetst, kent curtailment geen directe out-of-pocket kosten, het gaat om opportuiniteitskosten

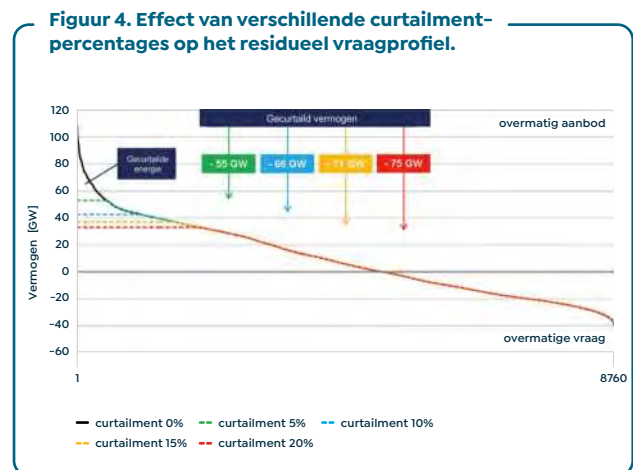
van niet-benutte hernieuwbare energie (waarvan het mogelijk is dat deze op de markt niet veel waard is op de surplussmomenten).

Zonder curtailment zouden andere power-to-gas, batterij-opslag of andere flexibele vraag investeringen nodig zijn. Het gaat hier om grote vermogens met maar zeer weinig draaiuren per jaar. Voor veel technieken is dat niet aantrekkelijk om in te investeren.

Ergens ligt een optimum. Dit optimum is niet bepaald in de analyses van de I13050, maar wij hebben wel het effect van verschillende keuzes kwalitatief (en deels ook kwantitatief) onderzocht. De toevoeging van curtailment in I13050 bovenop overplanting heeft geleid tot een verbeterde inzet van de andere flexibiliteitsmiddelen en lagere totale systeemkosten.

Gevoeligheid curtailmentpercentages

Figuur 4 laat het effect van verschillende percentages curtailment op de vermogenoverschotten van het residueel vraagprofiel zien, met een bandbreedte van 0% (geen curtailment) over 5% (zoals in de basisberekeningen van I13050 toegepast) tot maximaal 20%.



Doordat de grootste elektrische vermogenoverschotten maar in weinig uren van het jaar optreden, zorgt al een kleine reductie van het jaarlijks energievolume tot een significante verlaging van de resterende energieoverschotten in het systeem. Goed zichtbaar is verder dat het effect op het vermogen met hogere percentages door de karakteristiek

² Batterijen als opslag kunnen zowel elektrische energie opnemen als ook leveren, waardoor er elk een curve aan de overschotten- als ook de tekorten kant wordt aangegeven.

van het residuele vraagprofiel steeds verder afneemt, dus er afhankelijk van het scenario mogelijk een soort optimum bepaalbaar is. I13050 heeft niet als doel een economische optimalisaties te doen. Op basis van een aantal modelruns hebben we wel een curtailment percentage kunnen bepalen dat redelijk lijkt. In de meeste gevallen kwam dit rond de 5% uit.

Conclusie curtailmentniveau

Uit de analyses laat zich concluderen, dat curtailment een erg belangrijke rol speelt als het gaat om het voorkomen van grote elektrische overschottenvermogens, en hiermee enorm kan helpen om investeringen in kostbare flexibiliteitsmiddelen maar ook infrastructuur te beperken. Met name de opgestelde vermogens power-to-gas en batterijen kunnen door de toepassing van curtailment relatief eenvoudig worden beperkt, zonder daarbij de elektrische infrastructuur verder te belasten. Vanuit een integraal energiesysteem perspectief betekent het substitueren van power-to-gas door curtailment minder productie van waterstof, waardoor in situaties met een tekort aan elektrische energie in een beperkt aantal uren meer waterstofimport vanuit het buitenland nodig kan worden om gascentrales te laten draaien. Dit gaat wel om zeer beperkte energievolumes.

Analyse 4. Kostenafwegingen tussen flexibiliteitsmiddelen.

Voor de verschillende scenario's hebben we in deze studie een uitgebreide analyse van flexibiliteitsmiddelen (vraag- en aanbodsturing, conversie en opslag) gedaan. Dit is gedaan omdat de inzet van flexibiliteitsmiddelen nauw samenhangt met de infrastructuurbehoefte. De analyse is 'energiesysteem-technisch' 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 hoofdstuk 3. 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. Een echte economische analyse van de scenario's zou een goede vervolgstap zijn. Die analyse kan duidelijk maken waar optima liggen die ook economisch verantwoord zijn.

Achtereenvolgens komt aan bod:

- Wat zijn de principes achter de bepaling van de benodigde volumes en capaciteiten aan flexibiliteitsmiddelen?
- Wat zijn de kosten van de flexibiliteitsmiddelen (accu's, centrales en power-to-gas)? Hoe verhouden deze kosten zich onderling?
- Zijn er kostenoptimalisaties mogelijk? Kan het goedkoper met meer centrales en minder accu's?

De gebruikte kostenkennallen en techno-economische parameters zijn opgenomen in Bijlage K.

Principe achter modellering flexibiliteitsmiddelen

De inzet van de flexibiliteitsmiddelen in deze studie volgt een energiesysteem-technische 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 uitgevoerdeinzetsimulatie gebruikt de eigenschappen van de verschillende soorten groepen aan flexibiliteitsmiddelen. De eigenschappen van de verschillende soorten flexibiliteitsmiddelen en de verwachte ontwikkelingen zijn geïnventariseerd via een aantal expertsessies in januari - april 2020. Een brede groep deskundigen nam daaraan deel. 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 1. 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	OCCGT, gasmotor	Significant	Kort
Power-to-gas	Elektrolyzers	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 oneconomisch om seizoensopslag met

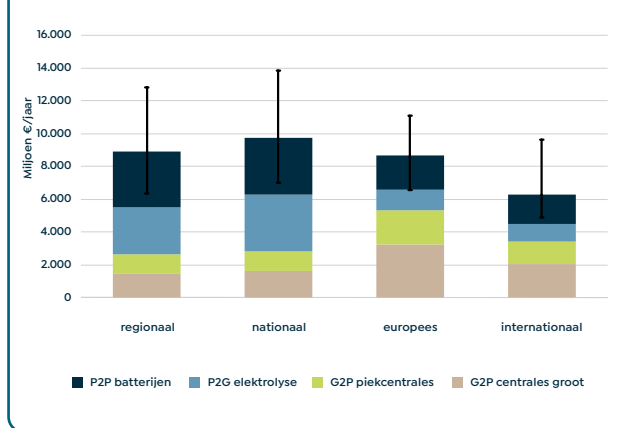
batterijen te beogen. Voor seizoensopslag zijn andere middelen geschikt, zoals gasbuffers. Zo kunnen we in de analyse, alhoewel we geen economische inzetmodellering (economische analyse van het investeringsvraagstuk en inzetvraagstuk) in de genoemde technieken hebben uitgevoerd, toch tot redelijke resultaten komen³.

³ Wat wel is 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 toch iets anders dan een volledige economische analyse met economische inzetmodellering.

Kosten van flexibiliteitsmiddelen

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 5. Kosten van flexibiliteitsmiddelen vergeleken per scenario (mln €/jaar).



De tabel in Figuur 5 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: circa 60 tot 70 procent van de kosten. Dat het scenario Internationaal goedkoper uitpakt dan het scenario Europees, zit hem in de 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 kosten optimalisatie.

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 dan meer energie 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 importafhankelijke scenario's Internationaal en Europees. De systeemkosten van deze scenario's kunnen lager worden door de power-to-gas in deze scenario's als flexibiliteitsmiddel een bescheidener rol te geven. Bij de inzet zoals gepresenteerd in de studie is de in deze twee scenario's middels power-to-gas geproduceerde groene waterstof niet op kostprijs concurrerend met importwaterstof. In de scenario's Regionaal en Nationaal is het aantal draaiuren een stuk beter. Maar ook in deze scenario's 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 door de optredende conversieverliezen niet alle hernieuwbare energie gebruikt worden, en zijn er ook extra centrales nodig.

Reflectie

De flexibiliteitsanalyse van de II3050 is enerzijds uitvoerig maar anderzijds ook een beknopte analyse. Het verdient aanbeveling om een economische analyse van het investeringsvraagstuk en van het inzetvraagstuk te verdiepen voor de gepresenteerde scenario's. Hierbij zouden een aantal modellen/analyseraamwerken moeten worden gecombineerd: energiesysteem-modellering, economische modellering, en netwerkmodellen. Daarbij is het 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.

Analyse 5. Beschikbaarheid van flexibiliteitsmiddelen.

Er zijn diverse nuanceringen te plaatsen bij de flexibiliteitsanalyse. Zowel de regionalisatie als de uurlijkse inzet van de flexibiliteitsmiddelen veronderstelt aanpassingen in de marktinzet en het nettatarievenstelsel ten opzichte van de huidige situatie. Deze zaken zijn niet gegarandeerd. We werken hier enige voorbeelden uit.

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

We hebben alle systeemflexibiliteitsmiddelen, waaronder de conversie (power-to-gas) en de elektrische opslag (batterijen) geregionaliseerd op locaties in het net zodanig dat ze in de tendens 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 locatieprikkels niet geeft. Als de flexibiliteitsmiddelen op andere plaatsen staan, resulteren andere vermogensstromen. En dat kan zeer substantieel zijn. Zie de gevoeligheidsanalyses onder het kopje power-to-gas.

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

In de flexibiliteitsmodellering van de II3050 zijn alle flexibiliteitsmiddelen (we zullen batterijen als voorbeeld aanhouden) op de koppelpunten tussen RNB-netten en TenneT geplaatst. Dit is een vorm van aggregatie ten behoeve van de modelberekening. In de werkelijkheid zullen ze ook deels komen te staan bij de kleinverbruiker op het LS-net, in de woonwijk (wijkbatterij) of bijvoorbeeld 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 dit twee kanten op gaan:

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 ontladt 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 ongelijkzijdigheid van energievraag en -aanbod. We zien dat dit door de energietransitie begint te knellen: zon-PV, warmtepompen en het laden van elektrische auto's kennen alle een grotere gelijktijdigheid dan is aangenomen bij het ontwerpen 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.

Momenteel lijkt er bijvoorbeeld een business case voor batterijopslag te ontstaan, die voor een belangrijk deel gevormd wordt door de verdiensten op de korte termijn onbalansmechanismes (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 II3050 veronderstellen.

In de II3050 nemen we nu aan dat er een inzet is die de regionale systeembalans ondersteunt, naast dat er ook een systeemprikkel op landelijk niveau is. In de II3050 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 veel potentie hebben, maar waarvan het exacte effect op het net niet zeker is en sterk samenhangt met de uitwerking van de genoemde prikkels.

De hybride warmtepomp is gemodelleerd op basis van een schakelgedrag waarbij alleen naar de buitenlucht temperatuur 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 meer geoptimaliseerd profiel (opgesteld door E-laad). In werkelijkheid is er meer dynamisch gedrag mogelijk: meer interactie met het systeem.

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

Bevinding en aanbeveling.

Een aantal flexibiliteitsopties, waaronder batterijen, geven in deze studie een bovengrens aan van wat het verwachte effect is voor wat mogelijk is met dit soort flexibiliteitsmiddelen om regionale congestie op te lossen. Dit is uitsluitend geanalyseerd tot op het hoogste niveau van de regionale netten: de koppelpunten tussen HS/MS en HS/TS.

Dit effect kan alleen worden bereikt 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.

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 energie-opslag met batterijen niet de rol vervullen die het in de gepresenteerde beelden doet, omdat de in de I13050 aangenomen locatie- en inzetprikkels er nu niet zijn.

Een regionalisering van de flexibiliteitsmiddelen dieper in het net kan netproblemen dieper in het net oplossen, maar dan moeten er nog wel aanvullende beperkingen zijn aan de inzet van die flexibiliteitsmiddelen. 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 garantiestelling zijn dat de inzet ook geleverd kan worden. Aanpassing van tariefregulering om flexibiliteit in goede banen te leiden, is dus sterk aan te bevelen om de kansen die de technieken bieden voor het voorkomen van netcongestie te kunnen uitnutten.

Bijlage A

Power-to-gas



Analyse 6. Varianten met andere locaties van power-to-gas eenheden.

Uit de vier II3050 scenario's blijkt een grote behoefte aan flexibiliteitsmiddelen, waaronder conversiemiddelen zoals power-to-gas-eenheden. Dat vergt aan de stroomkant een elektrische vraag en aan de gaskant een waterstofaanbod op een aantal decentrale en centrale plekken in Nederland. De basisaannames voor de locaties van power-to-gas in hoofdstuk 4 zijn daarbij maar één mogelijke opstelling. In realiteit is de plaatsing (en omvang per locatie) ook afhankelijk van diverse andere factoren:

- Technische locatie-afhankelijke factoren: kan restwarmte of zuurstof nuttig benut worden? Bijv. bij integratie in een industrieel complex?
- Economische omstandigheden: kan het uit, op deze plek, in deze grootte? (afhankelijk wellicht van infrastructuur mogelijkheden/onmogelijkheden)
- Maatschappelijke omstandigheden /afwegingen: is er voldoende ruimte? Kan het landschappelijk worden ingepast? Hoe reageert de omgeving?

Om het effect van alternatieve locatiekeuzes op de infrastructuur te schetsen, verkennen we de volgende twee alternatieve varianten:

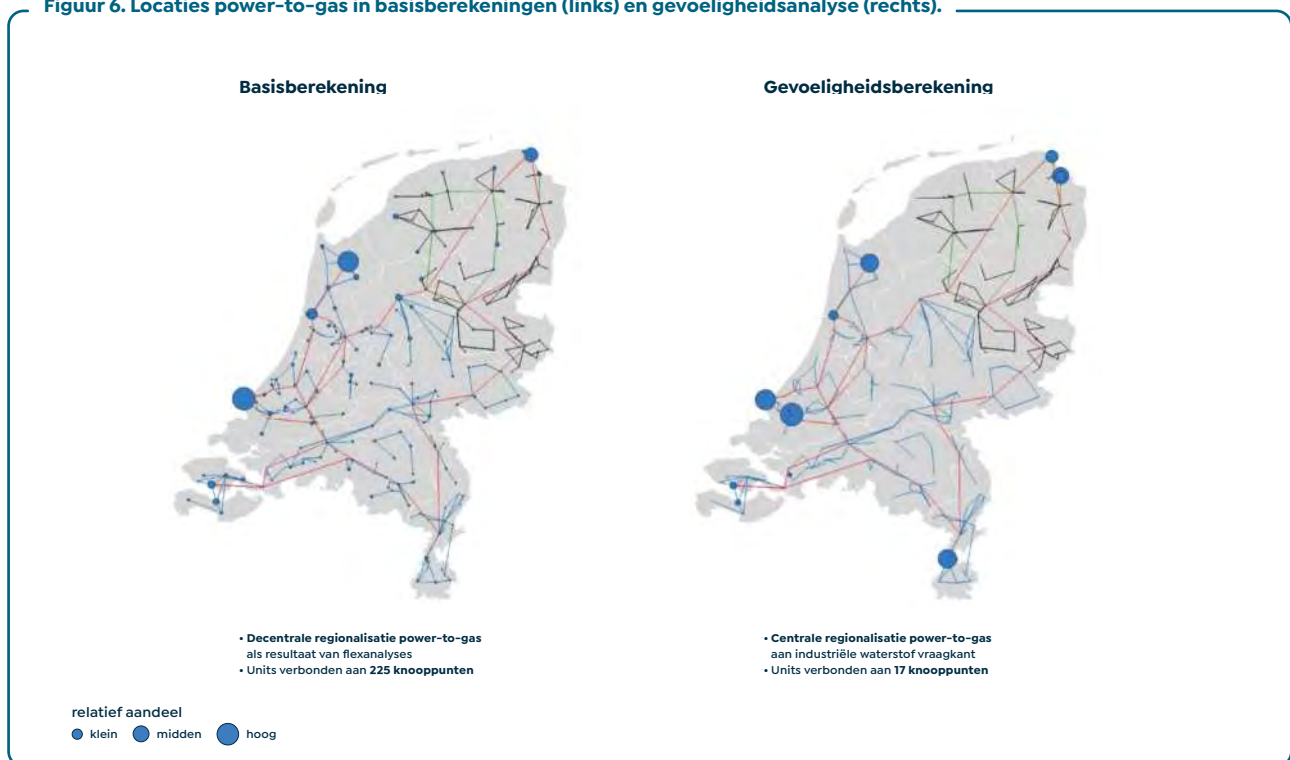
- Variant A: power-to-gas sterker geclusterd op locaties met industriële waterstofvraag
- Variant B: power-to-gas van kustlocaties verder naar het binnenland verschoven

Deze varianten hebben geen effect op de vermogens en inzetdreeksen van aanbod, vraag en flexibiliteitsmiddelen, zoals bepaald in het kader van de basisberekeningen.

Variant A: power-to-gas sterker geclusterd op locaties met industriële waterstofvraag.

Figuur 6 toont de regionalisatie van power-to-gas in de basisberekening (links) en de gevoeligheidsanalyse (rechts). De centrale locaties dicht bij wind op zee zijn niet gewijzigd, terwijl het clusteren op industriële locaties met een vraag naar waterstof het aantal (voormalig decentrale) power-to-gas-locaties significant verlaagt.

Figuur 6. Locaties power-to-gas in basisberekeningen (links) en gevoeligheidsanalyse (rechts).

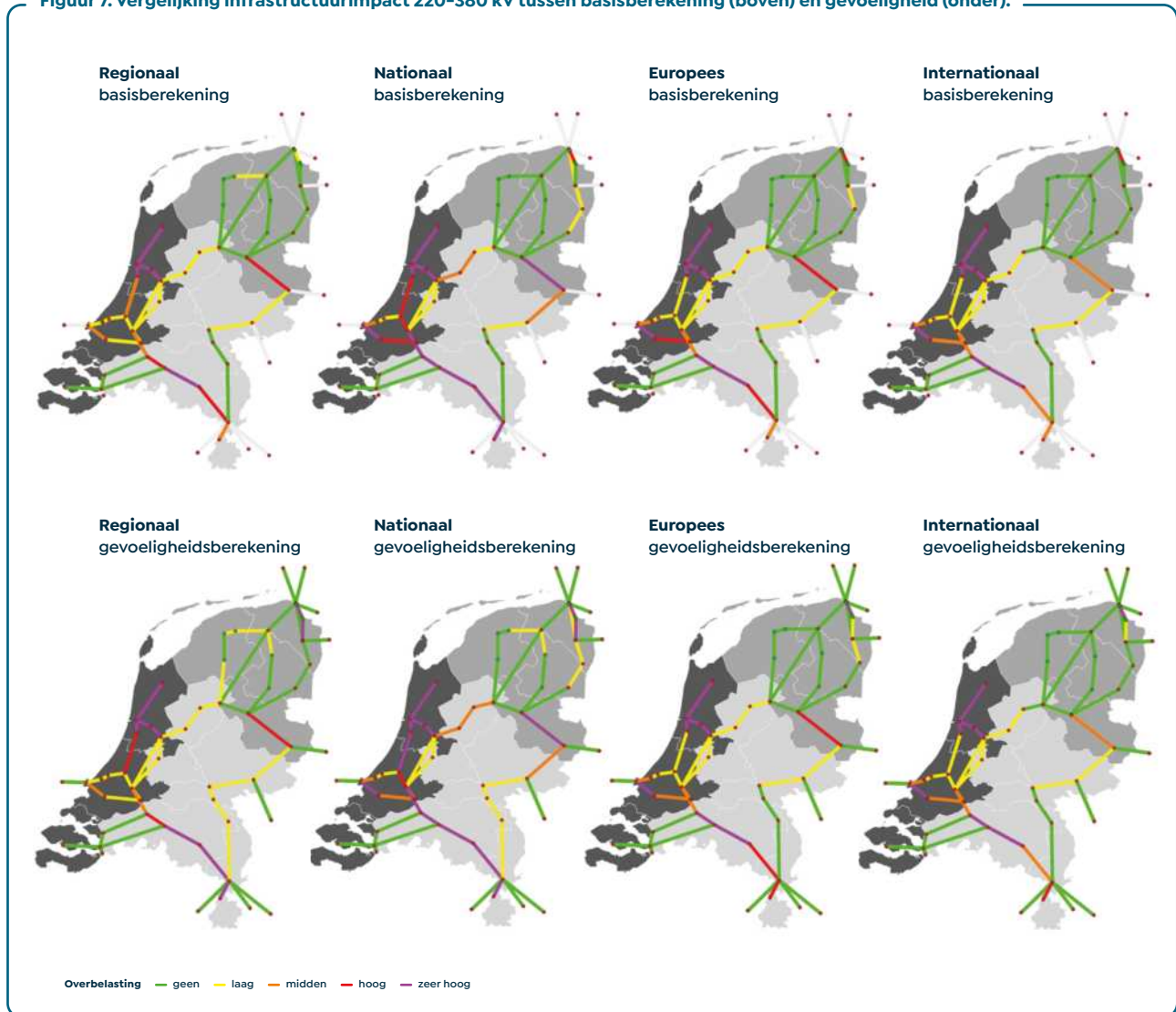


Impact op de elektrische infrastructuur (220-380kV)

Figuur 7 toont voor elk van de vier scenario's de mate van belasting op het 220-380kV-net in de basisberekening (boven) en de gevoeligheidsanalyse (onder). Hierin is te zien dat de clustering van power-to-gas-locaties op een aantal verbindingen effect heeft: in de Maasvlakteregio,

bij de Eemshaven, bij de verbinding tussen 380 kV-stations Maasbracht en Graetheide in Limburg en bij sommige verbindingen in Noord-Brabant. In de meeste gevallen neemt de netwerkbelasting in de gevoeligheidsanalyse toe, behalve voor de verbinding tussen 380kV-stations Crayestein en Simonshaven.

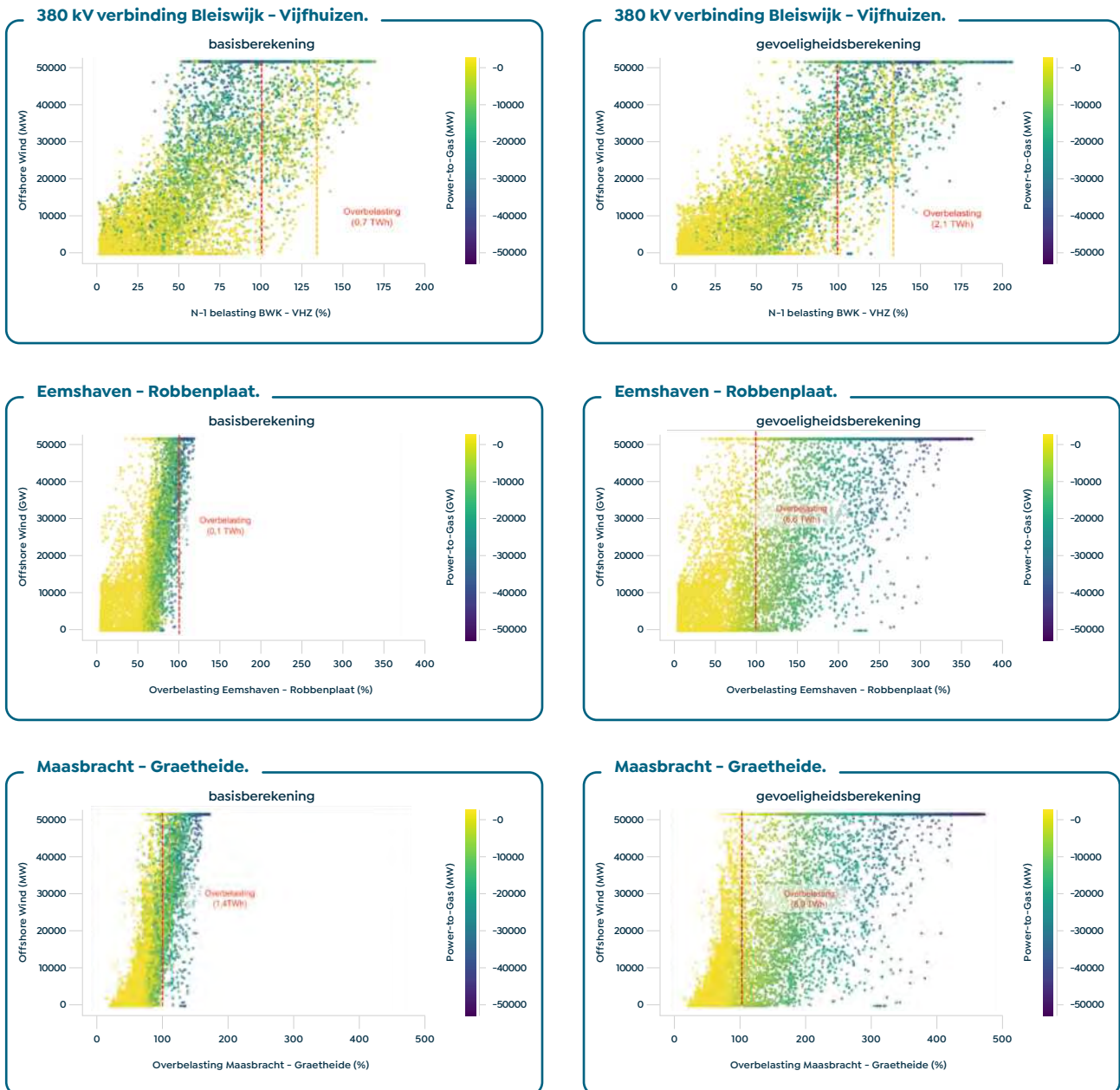
Figuur 7. Vergelijking infrastructuurimpact 220-380 kV tussen basisberekening (boven) en gevoeligheid (onder).



Figuur 8 toont voor een aantal voorbeelden die hierboven zijn genoemd de relatie tussen de belasting van de verbinding, de hoeveelheid opwek uit wind op zee en de inzet van power-to-gas weergegeven voor het nationale scenario. Zowel voor de basisberekening als

de gevoeligheidsanalyse. Voor alle drie de getoonde verbindingen is duidelijk te zien dat de elektriciteitsvraag van elektrolyzers op nieuwe locaties resulteren in een grotere transportbehoefte.

Figuur 8. Vergelijking correlaties tussen basisberekening (links) en gevoeligheid (rechts) voor verschillende verbindingen voor het scenario Nationaal.

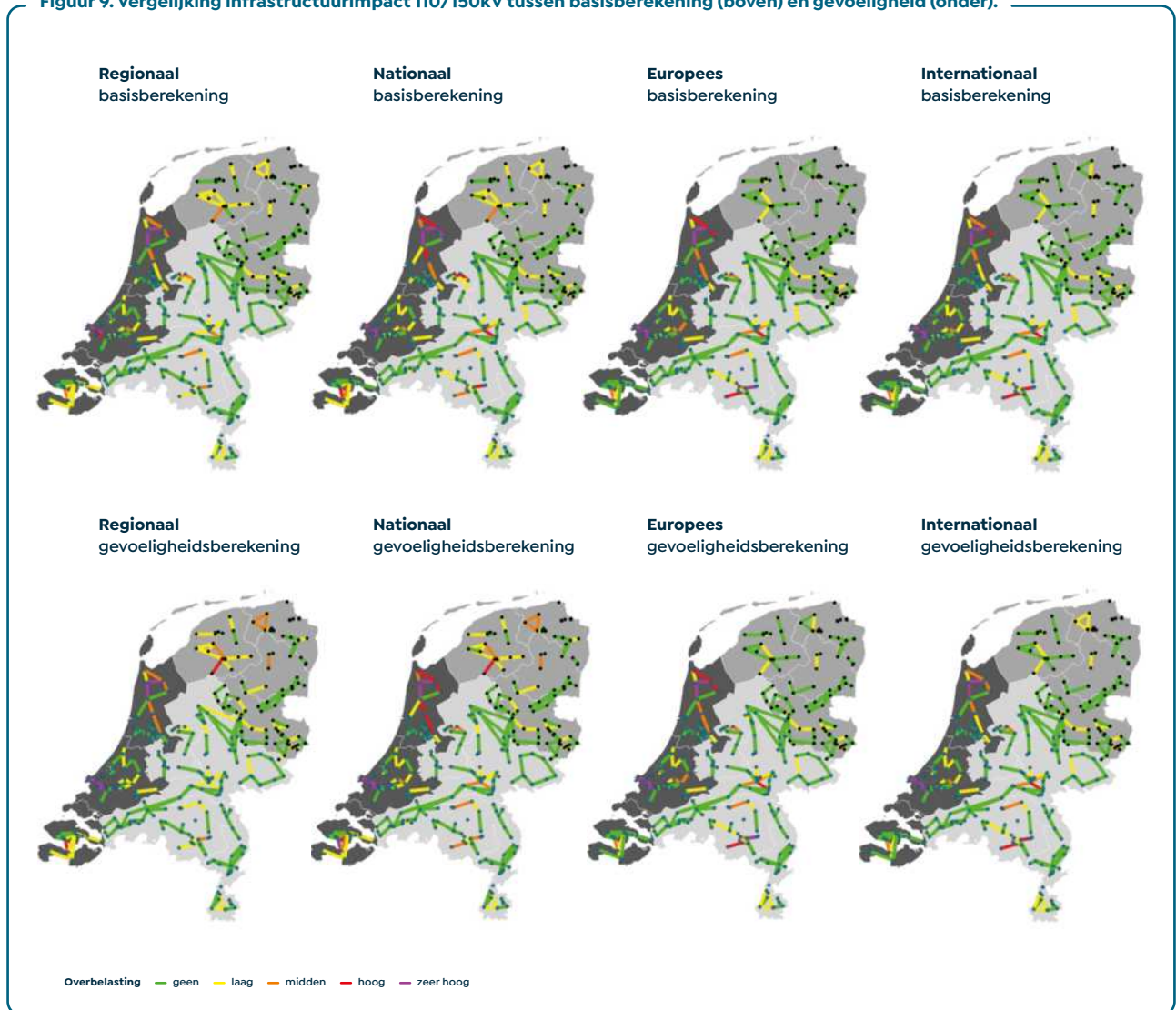


Impact op de elektrische infrastructuur (110-150 kV)

Figuur 9 toont voor elk van de vier scenario's de mate van belasting op het 110-150 kV-net in de basisberekening (boven) en de gevoeligheidsanalyse (onder).

Hierin is te zien dat in de gevoeligheidsanalyse de verbindingen in het 110-150kV-net zwaarder zijn belast dan in de basisberekening, vooral in Noord-Nederland.

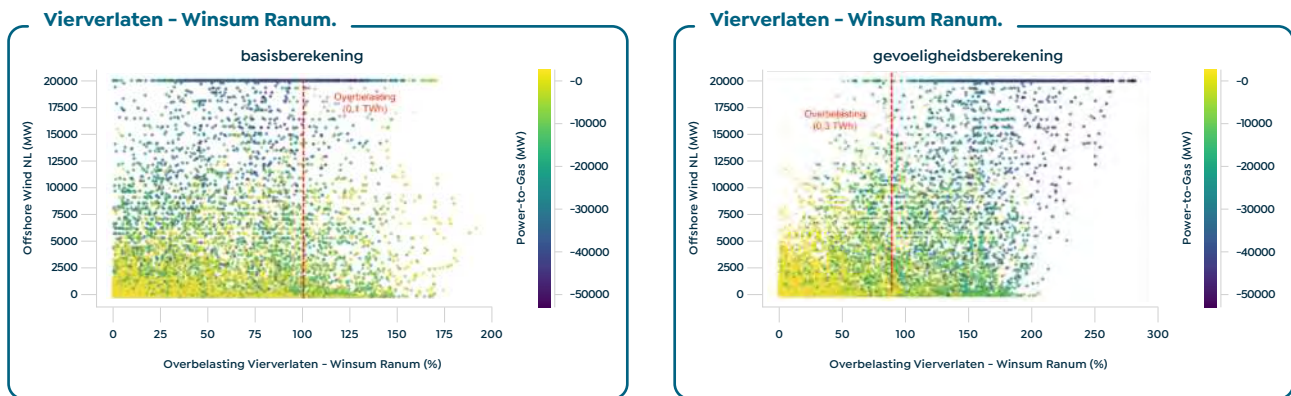
Figuur 9. Vergelijking infrastructuurimpact 110/150kV tussen basisberekening (boven) en gevoeligheid (onder).



Een van de verbindingen waar de belasting sterk is toegenomen in de gevoeligheidsberekening, is de verbinding tussen 110 kV-stations Vierverlaten en Winsum Ranum in West-Groningen. Voor deze verbinding toont Figuur 10 voor de basisberekening en de gevoeligheidsanalyse de relatie tussen de belasting van de verbinding, de hoeveelheid opwek uit wind op land en de inzet van power-to-gas voor het nationale scenario. De figuur laat zien dat in de gevoeligheidsanalyse (rechts)

de overbelasting vooral plaatsvindt in uren met veel onshore wind. In de gevoeligheidsanalyse staat er geen power-to-gas opgesteld in deze 110 kV-pocket. Dat betekent dat de opgewekte elektriciteit uit onshore wind niet direct wordt gebruikt voor de elektrolyser en moet worden getransporteerd over deze 110 kV-verbinding. In de basisberekening (links) staat er wel power-to-gas opgesteld op bijvoorbeeld Winsum Ranum. Uit de figuur blijkt dat dit de overbelastingen duidelijk kan verlichten.

Figuur 10. Vergelijking correlaties tussen basisberekening (links) en gevoeligheid (rechts) voor de verbinding tussen 110 kV stations Vierverlaten en Winsum Ranum voor het scenario Nationaal.



Op basis van de uitgevoerde analyses trekken we de volgende conclusies:

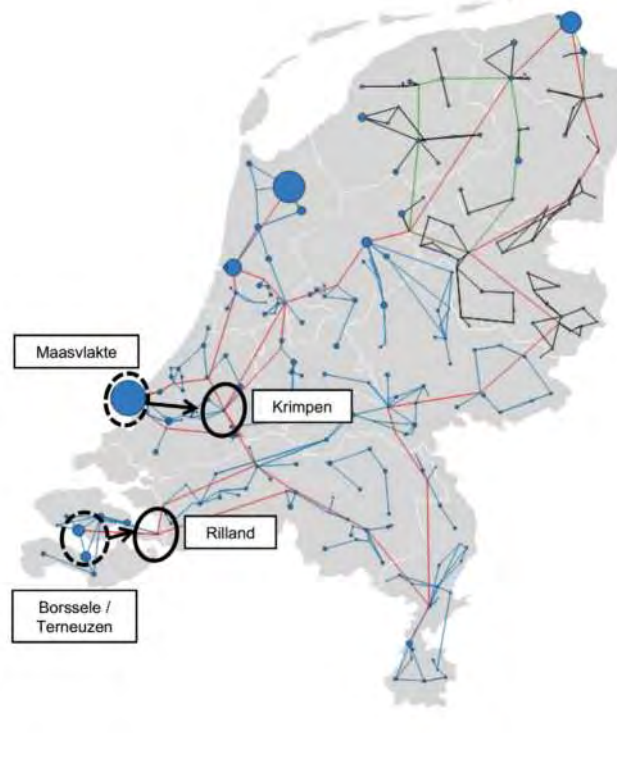
- Een clustering van power-to-gas op locaties waar nu een grote industriële waterstofvraag is, zal leiden tot een grotere verzwaringsbehoefte van de elektrische infrastructuur ten opzichte van de basisvariant, waarin we de power-to-gas dicht bij de opwek geplaatst hebben en de hoeveelheid, inzet en locatie daar op afgestemd zijn. Door, in de variant, power-to-gas eenheden nabij de industrie te situeren ontstaat er extra transport van elektriciteit van bronnen op zee én op land richting de elektrolyse-eenheden, die in de variant dus op een grotere afstand van het hernieuwbare vermogen gesitueerd zijn. Dit zorgt voor extra netbelasting op de hoofdinfrastructuur elektriciteit.
- Het effect kan verschillen per regio. In een enkel geval kan de clustering ook een ontlastend effect hebben door het opnemen van overschotten van elektriciteit, bijv. richting de kust dicht bij aanlanding wind op zee.
- Bij grotere transportafstanden tussen locaties met regionale overschotten aan elektrische energie en locaties waarop vraag is naar elektrolyse, leidt een centrale, meer geclusterde opstelling van power-to-gas gemiddeld ook tot een grotere behoefte aan verzwaringen van de 110-150 kV-netten. Dit komt vooral doordat er in deze variant minder lokale elektrische vraag van power-to-gas staat tegenover het hernieuwbare aanbod. De conclusie is dus dat het voordelen biedt om power-to-gas dicht bij de hernieuwbare opwek te situeren.

Variante B: power-to-gas van kustlocaties verder naar het binnenland verschoven

In de tweede variant kijken we wat het effect op de netten is van het verschuiven van power-to-gas van kustlocaties naar locaties verder landinwaarts. Hiervoor verplaatsen we de elektrolyse-eenheden van de Maasvlakte (Zuid-Holland) naar het station Krimpen a/d IJssel, en de eenheden op

de stations Borssele/Terneuzen (Zeeland) naar het station Rilland (zie Figuur 11). Verder wijzigen we niets. Deze optie onderzoeken we omdat in de basisberekeningen rond Maasvlakte en Borssele een hoge belasting optreedt van het transportnetwerk van Gasunie. De nieuwe locaties in deze gevoeligheidsanalyse kunnen deze knelpunten verlichten, doordat de elektrolysers nu dichterbij de geplande waterstofbackbone geplaatst zijn.

Figuur 11. Landinwaarts verschuiven van power-to-gas-locaties.



Impact op de elektrische infrastructuur (220-380 kV)

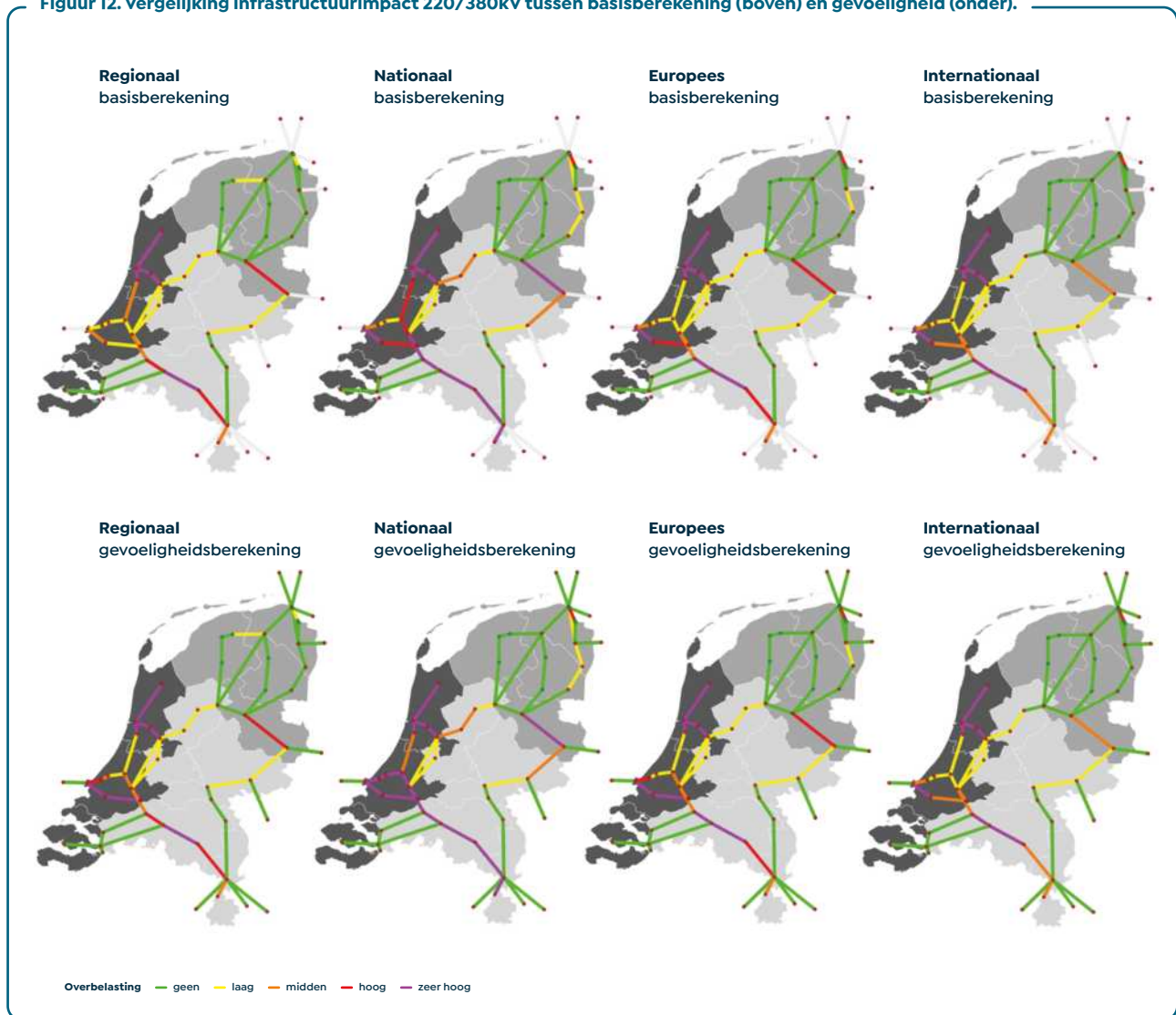
Figuur 12 toont voor elk van de vier scenario's de mate van belasting op het 220-380 kV-net in de basisberekening (boven) en de gevoeligheidsanalyse (onder). Het verplaatsen van de power-to-gas heeft de volgende effecten:

- De behoefte aan netwerkverzwaring in de Maasvlakteregio neemt erg toe. Dit is te verwachten, omdat in de basisberekening een groot gedeelte van de opgewekte elektriciteit van wind op zee direct op de Maasvlakte wordt omgezet in waterstof.

In de gevoeligheidsanalyse gebeurt dit in Krimpen a/d IJssel, waardoor het elektriciteitsnetwerk tussen Maasvlakte en Krimpen a/d IJssel een grotere hoeveelheid windenergie elektrisch moet vervoeren.

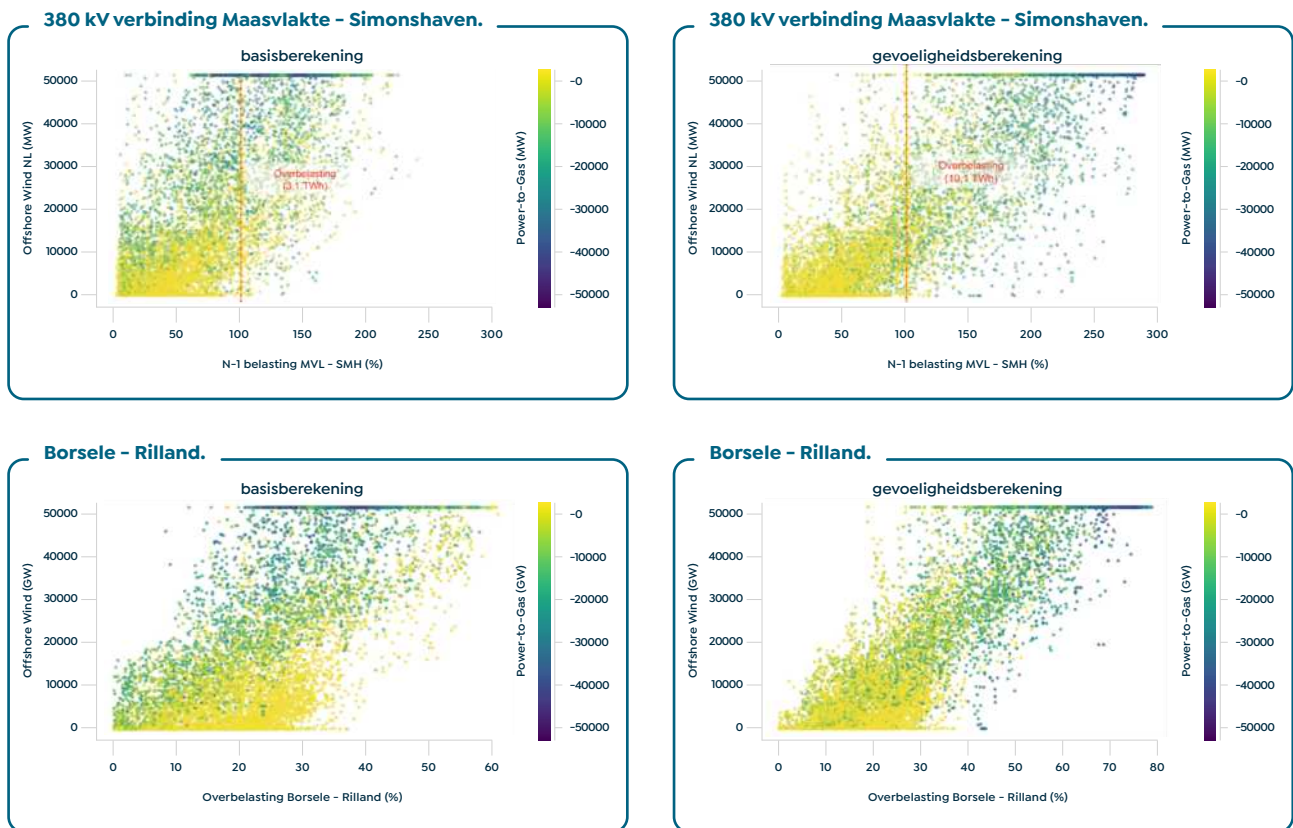
- Het verschuiven van de power-to-gas in Zeeland heeft geen effect op de verzwaringsbehoefte in het 220-380 kV-netwerk. De belasting op de verbinding wordt weliswaar hoger, maar blijft onder de 100 procent, waardoor geen additionele infrastructuurmaatregelen nodig zijn.

Figuur 12. Vergelijking infrastructuurimpact 220/380kV tussen basisberekening (boven) en gevoeligheid (onder).



Voor de verbindingen tussen 380 kV-stations Maasvlakte en Simonshaven en tussen 380 kV-stations Borssele en Rilland is de relatie weergegeven tussen de belasting van de verbinding, de hoeveelheid opwek van wind op zee en de inzet van power-to-gas in Figuur 13. Dit is gedaan voor zowel de basisberekening als de gevoeligheidsanalyse voor het nationale scenario.

Figuur 13. Vergelijking correlaties tussen basisberekening (links) en gevoeligheid (rechts) voor verschillende verbindingen voor het scenario Nationaal.



We kunnen concluderen dat het verder landinwaarts plaatsen van power-to-gas om knelpunten van Gasunie te verlichten de belasting op de verbindingen van het 380-kV netwerk tussen de aanlandlocaties van wind op zee en de nieuwe locatie van de elektrolyzers zal vergroten. 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 (wel een hogere belasting, maar nog binnen de netcapaciteit). Dit komt door het sterke elektriciteitsnet aldaar. De conclusie is

ook hier dat de basisvariant, waarin we power-to-gas zo dicht mogelijk bij de opwek hebben gesitueerd, vanuit het elektriciteitsnet gezien de voorkeur geniet. In een enkel geval kan het verder landinwaarts plaatsen van power-to-gas een knelpunt in het waterstofnetwerk oplossen, terwijl dit niet leidt tot extra investeringen in het elektriciteitsnet. In feite moeten de kosten voor elektriciteitstransportinfrastructuur per aanvullende km gewogen worden tegen de kosten van gastransport.

Analyse 7. Andere locaties: conversie offshore vs. onshore.

Voor de doorrekening van de scenario's van II3050 is aangenomen dat de conversie van windstroom van zee naar waterstof op het vasteland gebeurt, in de buurt van de aanlandingslocaties aan de kust (voor Den Helder is dit iets verder landinwaarts, bij Middenmeer). De op zee opgewekte elektriciteit wordt via nieuw te leggen kabels naar de aanlandingspunten getransporteerd. Met de aanleg van deze kabels zijn extra kosten gemoeid. Het alternatief is om (een deel van) de geproduceerde windstroom al op zee om te zetten naar waterstof. Het transport op zee kan dan via buisleidingen gedaan worden. Transport van waterstof is per GW veel goedkoper dan transport van elektriciteit. En als gebruik gemaakt wordt van bestaande buisleidingen dan is dit verschil nog groter. Op de Noordzee liggen verschillende leidingsystemen, die in gebruik zijn, of zijn geweest, voor transport van aardgas uit gasvelden op het Nederlandse deel van het Continentaal Plat. De meest uitgebreide systemen zijn het NGT-systeem, dat aanlandt in de buurt van Uithuizen (in Noord-Groningen) en de Nogat- en WGT-systemen die uitkomen op een locatie in de buurt van Den Helder (Balgzand). Een kleiner systeem, van Q8, landt aan bij IJmuiden. Figuur 14 geeft een geografisch overzicht. Genoemde leidingsystemen zijn na inspectie en schoonmaak waarschijnlijk goed in te zetten voor transport van waterstof, en eventueel ook voor mengsels van waterstof en aardgas.

Figuur 14. Offshore-gasinfrastructuur met NGT (geel), Nogat (rood) en WGT (blauw).



In een haalbaarheidsstudie in het kader van de North Sea Wind Power Hub⁴ is gekeken naar verschillende grote locaties voor elektrolyse op zee (zie Figuur 15). De gedachte is dat deze locaties kunnen worden gerealiseerd in de vorm van een eiland waar windstroom naar toe kan worden getransporteerd. Kleinere locaties zijn bijvoorbeeld mogelijk op booreilanden.

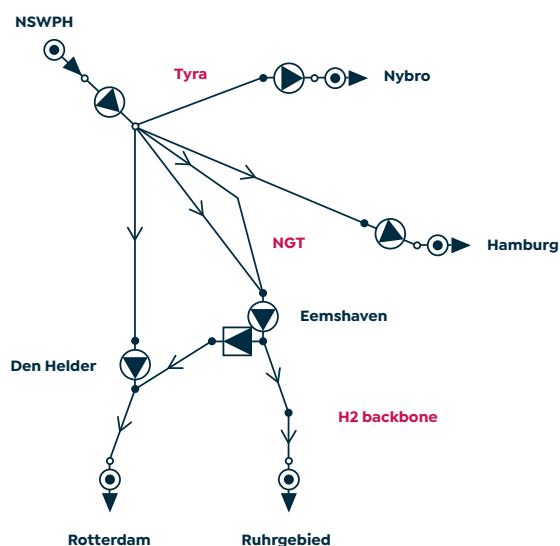
Figuur 15. Hub-locaties voor elektrolyse op zee.



Locaties 1 (Doggersbank), 2 (Doggersbank-zuid) en 3 (Deense kust) in Figuur 15 zijn strategisch gekozen in de buurt van bestaande leidingsystemen, zodat de waterstof kan worden afgevoerd naar de vaste wal zonder dat nieuwe transportleidingen hoeven te worden gelegd – afgezien van korte aansluitleidingen. In geval van een aanlandingspunt in Nederland is er ook meteen een aansluiting op het onshore-waterstofnetwerk (de waterstofbackbone), waardoor de optie van doortransport naar bijvoorbeeld Rotterdam of het Ruhrgebied gegarandeerd is. Figuur 16 laat een schematische tekening hiervan zien.

⁴ Technical feasibility study Power to Gas – A detailed analysis of the technical feasibility of P2G for the North Sea Wind Power Hub, Gasunie-Energinet-studie in het kader van de North Sea Wind Power Hub, 8 mei 2019.

Figuur 16. Generieke transportconfiguratie voor elektrolyse op zee, op basis van bestaande leidingen.



Elektrolyse op zee mag dan voordelen hebben in termen van kosten van energietransport, maar er zijn ook nadelen. Zo is er geen toepassing voor overtollige proceswarmte en zuurstof en zijn de operationele kosten hoger dan op land. Daarnaast zijn nog meer factoren om rekening mee te houden en waarvan het voor- of nadeel nog lastig is vast te stellen. Een voorbeeld is de beschikbaarheid van water: op land is niet overal voldoende zoet water beschikbaar, maar op zee moet het in overvloed aanwezige zoute water gezuiverd worden. Zo ook ruimtebeslag: aan de ene kant lijkt het een voordeel om grootschalige elektrolyse op zee te doen omdat geen land wordt geclaimd, maar daar staat tegenover dat elektrolyse op een eiland in zee een aantasting van kwetsbare marine ecosystemen kan zijn (bijvoorbeeld de Doggersbank).

Of elektrolyse het beste op land of op zee kan plaatsvinden, is uiteindelijk een kostenafweging. Zo'n kostenvergelijking heeft twee hoofdaspecten: de kosten van infrastructuur voor energietransport (tussen hub en aanlandingspunt) en de kosten van de installaties voor elektrolyse. In de haalbaarheidsstudie in het kader van de North Sea Wind Power Hub is deze analyse gedaan voor een scenario met 8 GWe elektrolyse met één transportroute naar de Nederlandse (of Deense) kust. In principe zijn de kosten voor een elektrolyse-installatie op land en op zee

ongeveer gelijk, maar er ontstaan verschillen doordat de omstandigheden verschillend zijn en doordat de ruimte op het eiland anders gebruikt wordt. Voor elektrolyse op zee is daarom een kostenopslag van 10% meegenomen.

Transportkosten zijn per GW duidelijk lager voor waterstof dan voor elektriciteit (een factor 10 tot 20), zelfs als rekening gehouden wordt met verliezen ten gevolge van de elektrolyse. Bovendien wordt er door de elektrolyse op zee te doen (inclusief verliezen) offshore minder energie getransporteerd. Ook dit verlaagt de transportkosten. In het voorbeeld van een 8 GW elektrolyse-installatie op een eiland 300 km uit de kust (locatie Doggersbank) is in de haalbaarheidsstudie in het kader van de North Sea Wind Power Hub uitgerekend dat de netto kosten na 29 jaar ongeveer hetzelfde zijn voor beide locaties. Hierbij is wel uitgegaan van het leggen van een nieuwe leiding voor het transport van waterstof. Als gebruik gemaakt kan worden van bestaande buisleidingen (bijvoorbeeld gasinfrastructuur naar Balgzand, IJmuiden of Uithuizen) wordt het break-even point veel eerder bereikt.

Een andere manier van afwegen van kosten is door te kijken naar investeringskosten. In de recente ISPT-studie naar mogelijkheden voor elektrolyse op GW-schaal⁵ wordt gesteld dat het een belangrijk doel is om de CAPEX-kosten van elektrolyse te doen zakken naar 350 €/kW. Laten we eens aannemen dat de kosten uitkomen op 700 €/kW. Een elektrolyser van 10 GWe kost dan 7 mrd €. De meerkosten op zee zijn weer 10%, dus 700 mln €. De transportinfrastructuur voor waterstof is echter goedkoper dan voor elektriciteit: een nieuwe leiding (tot 20 GW) kost minder dan 5 mln € per km, terwijl een kabel (tot 2,5 GW) op 10 mln € per km zit (voor 10 GW dus in 40 mln € per km). Uit het verschil, 35 mln € per km, valt meteen af te leiden waar het break-even-punt ligt: al bij een afstand van 20 km uit de kust kan het uit om de elektrolyse op zee te doen in plaats van op de vaste wal.

Natuurlijk is een zo'n eenvoudige berekening, op de spreekwoordelijke achterkant van een envelop, niet nauwkeurig genoeg voor het doen van ferme uitspraken. Samen met de eerste berekening wordt wel duidelijk dat elektrolyse op zee een optie is die serieus genomen moet worden, ook bij kortere afstanden uit de kust. Duidelijke kanttekeningen zijn dat voor kleinere installaties en in geval er niet al een eiland wordt aangelegd, de kostenberekening voor elektrolyse op zee minder gunstig uit gaat pakken. Het is daarom te verdedigen om de elektrolyse aan de kust te plaatsen als de afstand van de hub tot de kust kort is en de elektrolysecapaciteit klein.

⁵ Integration of Hydrohub GigaWatt Electrolysis Facilities in Five Industrial Clusters in The Netherlands, rapport ISPT-studie 15 juni 2020.

Analayse 8. Redispatch: Operationele ingrepen in de markt voor het voorkomen van kortdurende congesties in de stroomnetten.

Naast conventionele oplossingsrichtingen, zoals het versterken van de infrastructuur, kunnen er ook nieuwe mogelijkheden komen om tijdelijke overbelasting van de elektrische infrastructuur te verminderen.

Een middel dat al wordt gebruikt, is het re-dispatchen van centrales. Hierbij verandert de netbeheerder tijdelijk de inzet van hernieuwbare opwek of energiecentrales die door de stroommarkt worden bepaald om het risico van overbelasting te voorkomen. Om op elk moment van het jaar de balans te waarborgen, is het noodzakelijk dat een lokaal verminderde productie altijd samengaat met een hogere productie (of een verlaagde vraag) ergens anders in het systeem. Door het ingrijpen in de markt, kost re-dispatchen geld: marktdeelnemers moeten gecompenseerd worden voor de ingreep in de markt, want er ontstaan kosten. Bijvoorbeeld omdat minder efficiënte centrales worden ingezet. Vanuit markt- en maatschappelijk perspectief is deze oplossing dan ook alleen zinvol als het gaat om een beperkt aantal uren per jaar.

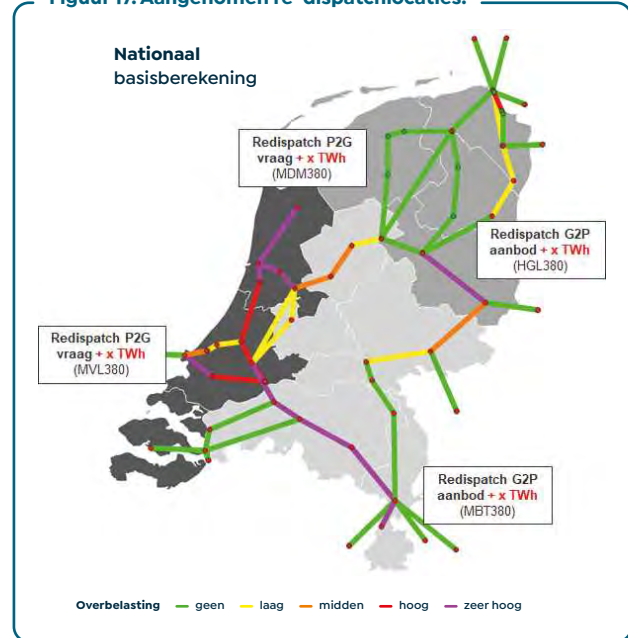
De basisberekeningen laten zien dat elektrolyse niet wordt ingezet als zich tegelijk een hoge productie uit hernieuwbare bronnen (bijvoorbeeld wind op zee) voordoet en een hoge elektrische vraag in het binnen- en in buitenland (export). Hierdoor ontstaan grote knelpunten op het elektriciteitsnetwerk van TenneT. Het inschakelen van power-to-gas kan deze knelpunten verlichten, maar ook een additionele elektrische vraag betekenen, waar dan ook additionele (stuurbare) productie van elektrische energie tegenover zou moeten staan.

Operationele ingrepen in de marktwerking (bijvoorbeeld door het tegelijkertijd runnen van power-to-gas en gascentrales) kunnen de elektrische infrastructuur dus ontlasten en daarmee de hoeveelheid netverzwaringen beperken. Ze brengen echter ook significante conversieverliezen en kosten met zich mee. Het is daarom van belang om deze optie vanuit een economisch en technisch perspectief goed te overwegen.

In Figuur 17 zijn nogmaals de resultaten van het Nationale scenario weergegeven, waarin daarnaast de gekozen re-dispatchlocaties zijn opgenomen. Op 380 kV-stations Middenmeer en Maasvlakte worden elektrolyzers aangezet in uren met hoge wind op zee-productie waarin

de elektrolyzers in de basisberekening niet aanstonden. Op 380 kV-stations Maasbracht en Hengelo wordt voor de balanshandhaving hetzelfde vermogen aan opwek ingezet. De hoeveelheid redispatch is afhankelijk van de overbelasting en is daarom in de figuur aangegeven met een 'x'.

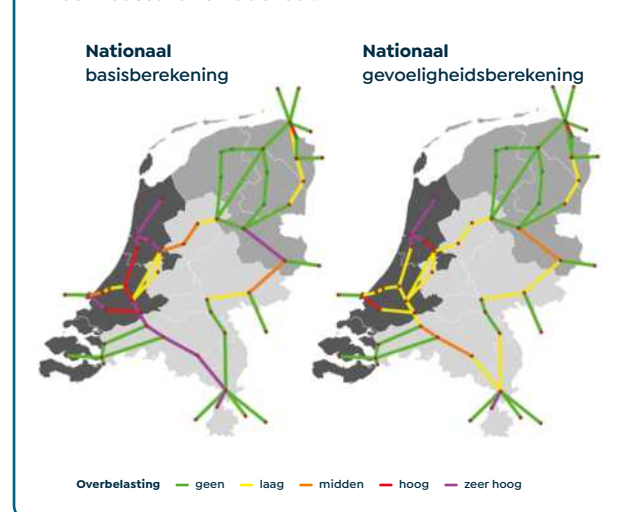
Figuur 17. Aangenomen re-dispatchlocaties.



Impact op de elektrische infrastructuur (220/380kV)

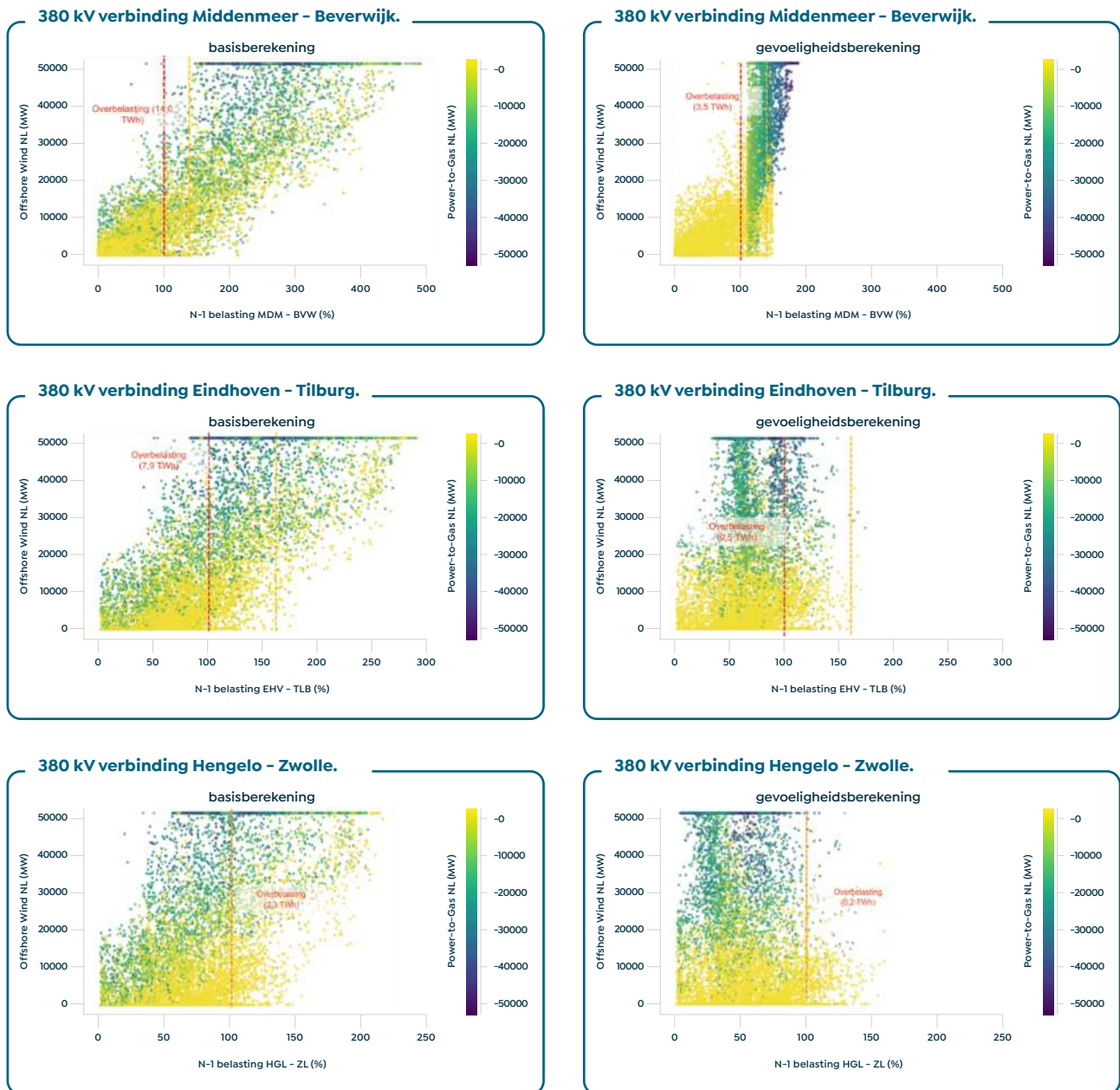
Figuur 18 toont voor het nationale scenario de mate van belasting op het 220-380 kV-net in de basisberekening (links) en de gevoeligheidsanalyse (rechts). Hierin is te zien dat de verzwaringsbehoefte van de elektrische infrastructuur van TenneT voor een aantal verbindingen significant afneemt.

Figuur 18. Vergelijk infrastructuurbenutting 220-380 kV tussen basisberekening (links) en gevoeligheid (rechts) voor het scenario Nationaal.



Voor drie van de zwaarst belaste verbindingen (tussen 380 kV-stations Middenmeer en Beverwijk, Eindhoven en Tilburg, en Hengelo en Zwolle) is de relatie weergegeven tussen de belasting van de verbinding, de hoeveelheid opwek uit wind op zee en de inzet van re-dispatch. Zie Figuur 19. Dit is gedaan voor zowel de basisberekening als de gevoeligheidsanalyse voor het nationale scenario.

Figuur 19. Vergelijking correlaties tussen basisberekening (links) en gevoeligheid (rechts) voor verschillende verbindingen voor het scenario Nationaal.



Uit bovenstaand figuur blijkt dat het re-dispatchen de belasting op de infrastructuur erg kan verlichten. Hierbij past wel de kanttekening dat dit enorme marktgrepen zijn, waaraan ook hoge maatschappelijke kosten zijn verbonden als dit gedurende vele uren gedaan moet worden. In deze gevoeligheidsanalyse is in bijna in de

helft van alle uren uit het jaar re-dispatch ingezet, met een maximale inzet van 11 GW en met een totaal volume van 20 TWh. Met de huidige marktprijzen voor re-dispatch komt dit ongeveer neer op twee miljard euro op jaarbasis. Daarnaast is het niet zeker dat deze hoeveelheden re-dispatch altijd beschikbaar zijn in de markt.

Conclusie:

We kunnen concluderen dat power-to-gas zeker de mogelijkheid heeft om verzwaren van het elektriciteitsnetwerk te voorkomen maar alleen als elektrolyzers daadwerkelijk aanstaan. Uit de analyses blijkt dat dit vaak niet of nauwelijks het geval is in uren met veel opwek uit wind op zee en tegelijkertijd een hoge vraag naar elektriciteit verder landinwaarts of in het buitenland (export). Bij een ingreep in de markt, zoals re-dispatch of door aanvullende lokale prijsprikkels,

zouden flexibiliteitsmiddelen, zoals power-to-gas, mogelijk effectiever kunnen worden ingezet ter verlaging van de belasting van het elektriciteitsnetwerk. Voor de balans is het dan wel nodig dat stuurbare productie op andere plekken (gascentrales) toeneemt of de vraag afneemt. Deze marktingrepen gaan in het huidige marktstelsel gepaard met behoorlijke kosten en technisch inherente hoge energieverliezen bij het converteren tussen elektriciteit en gas. Dus deze afweging moet in zekere zin goed worden onderzocht.

Bijlage A

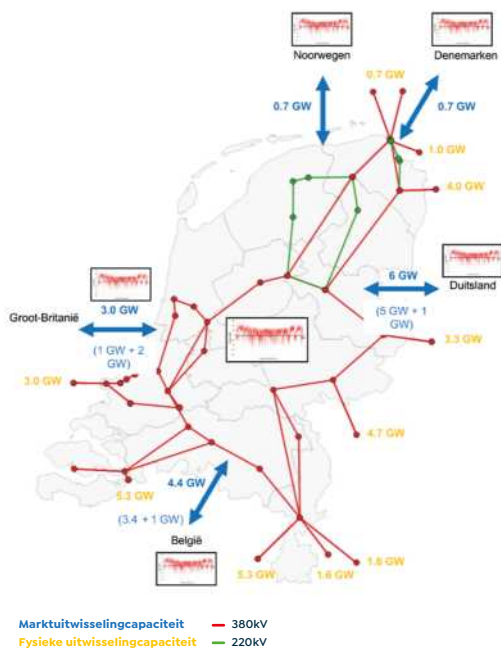
Elektriciteitssysteem



Analyse 9. Interconnectie: uitwisseling elektriciteit met het buitenland.

Nederland maakt deel uit van het geïntegreerd Europees energiesysteem met elektrische verbindingen naar Duitsland, België, Denemarken, Noorwegen en Groot-Brittannië. Dit houdt in dat afhankelijk van de respectievelijke aanbod- en vraagsituatie op elk moment elektrische energie wordt uitgewisseld tussen aangrenzende landen. De markttuitwisselcapaciteit begrenst hierbij de maximale import- en exportmogelijkheden. Deze wordt bepaald door zowel het vermogen van de directe fysieke verbindingen (lijnverbindingen, kabels) tussen de landen als ook de infrastructuur binnen de landen. De marktuitwisselcapaciteit zal door de toenemende marktintegratie en versterking van de Europese transportinfrastructuur naar verwachting groter worden in de toekomst. In de I13050 houden we op basis van Europese studies⁶ in alle vier scenario's rekening met in totaal rond 15 GW vermogen aan elektrisch markttuitwisselcapaciteit⁷ tussen Nederland en de aangrenzende landen, met een splitsing zoals getoond in Figuur 20.

Figuur 20. Aangenomen fysieke en markttuitwisselcapaciteiten in basisberekeningen van I13050.



Tegelijkertijd bestaat er op Europees niveau de ambitie om de Europese energiemarkt verder te integreren. Deze krijgt onder meer vorm via een verplichting voor de landen om in de toekomst nog hogere uitwisselcapaciteiten beschikbaar te stellen aan de markt (zie Clean Energy package³).

Mogelijk effect van grotere markttuitwisselvermogens dan in de basisberekeningen aangenomen kunnen zijn dat er minder behoefte is aan binnenlandse flexibiliteitsmiddelen, doordat vraag en aanbod uit het buitenland kunnen worden benut om het energiesysteem in Nederland te balanceren.

Wel 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. Nederland kan met de volgende effecten te maken krijgen:

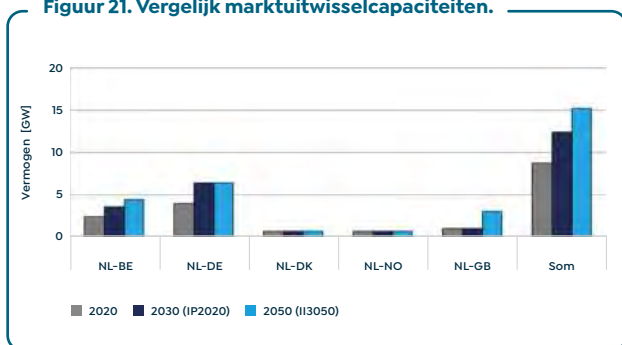
- Meer hernieuwbare opwek in het buitenland leidt in het algemeen tot meer overschotten en een prijsdaling in die markten, waardoor het aantrekkelijk wordt om die stroom te importeren. Hiermee kan Nederland voor een deel in zijn behoefte aan energie voorzien. Hierdoor zou ook de behoefte aan opwekvermogen en binnenlandse flexibiliteitsmiddelen afnemen (door de prijsdaling op de Nederlandse markt zijn investeringen in centrales ook minder lucratief).
- Anderzijds zetten de ons omringende landen ook allemaal in op meer opwekking uit wind en zon. Er is altijd in zekere mate sprake van een correlatie tussen het Nederlandse weer en de weersomstandigheden van de ons omringende landen. Dus al deze markten worden geconfronteerd met een toenemende mismatch tussen vraag en aanbod per uur. Voor het geval van de tekortsituatie hebben diverse landen mogelijk te maken met een importbehoefte. Dat kan voor een land als Nederland een investeringsprikkel geven aan de bouw van stuurbare productie (centrales).

⁶ Ten-year-network development plan (TYNDP), Identification of system needs (IOSN).

⁷ De markttuitwisselcapaciteit is duidelijk kleiner dan de fysieke capaciteit, omdat hierbij bijvoorbeeld rekening moet worden gehouden met de transportinfrastructuur in de landen en veiligheidsmarges.

De basisberekeningen van de I13050 houden rekening met een scenario voor aanbod en vraag in de buurlanden, gebaseerd op data vanuit Europese ontwikkelplannen⁵. Omdat het effect van andere scenario's voor het aangrenzende buitenland niet eenduidig is, worden verdere gevoeligheden aanbevolen. De volgende afbeelding toont de marktuitwisselcapaciteiten voor verschillende jaren. Het wordt duidelijk dat de veronderstelde vermogens binnen de basisberekeningen boven de huidige berekeningen en die van het recent IP2020 voor steekjaar 2030 liggen en overeenkomen met de lange termijnvisie op Europees niveau⁴.

Figuur 21. Vergelijk marktuitwisselcapaciteiten.



Analyse 10. Varianten aanlandingslocaties van wind op zee.

In alle vier scenario's voor 2050 vormt hernieuwbare elektriciteit uit windenergie op zee een van de belangrijkste energiebronnen. Met een opgesteld vermogen tussen 28 en 52 GW is het aandeel in de energieproductie tussen de 44 en 62 procent. Vanuit oogpunt van efficiency worden de windparken op zee geclusterd en komt de elektriciteit op slechts enkele locaties aan land. Daarvandaan vindt via het 220/380kV-netwerk van TenneT het transport naar de elektrische energievraag plaats. Ondanks de grootschalige inzet van flexibiliteitsmiddelen⁸ die in elk scenario zijn verondersteld (zie hoofdstuk 3), zijn er in alle scenario's ook grote verzwaren van het landelijke elektriciteitsnet nodig (zie hoofdstuk 6).

De locatiekeuze voor wind op zee is in de basisberekeningen gebaseerd op basis van een voorstel van het ministerie van EZK. Daarnaast heeft TenneT een aantal verdiepende gevoeligheidsanalyses met verschillende aansluitvarianten doorgerekend. Twee varianten hiervan zijn:

- **Variant A:** alternatieve verdeling over 380 kV-aanlandingsstations aan de kust.
- **Variant B:** aansluiting wind offshore op een locatie verder landinwaarts (380 kV-station Maasbracht).

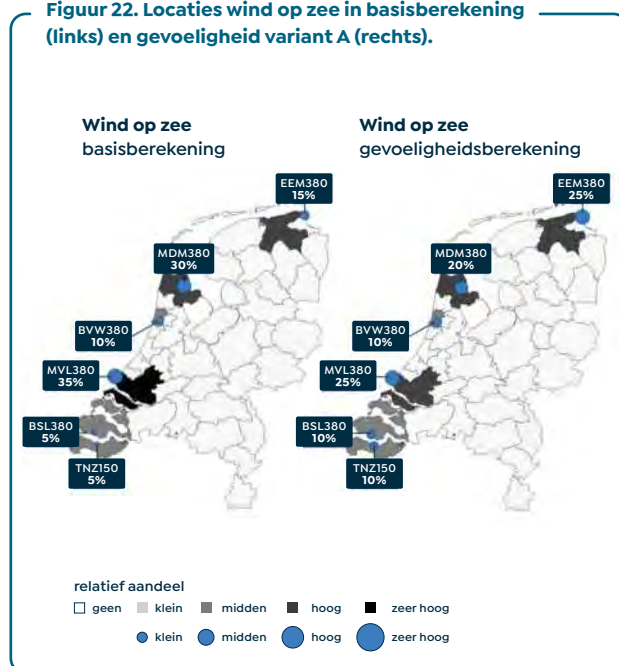
In alle scenario's bestaat er via power-to-gas installaties (die dichtbij de aanlandingslocaties van wind op zee worden verondersteld) een directe koppeling met de gasnetinfrastructuur.

De capaciteit van het waterstoftransportnet dat voor 2050 is doorgerekend, is voor het transport over lange afstanden toereikend. Niettemin kan de capaciteit op met name de aansluittrajecten te kort schieten. Het voorstel van EZK bijvoorbeeld leidt tot knelpunten in het Maasvlaktegebied en in Zeeland, terwijl op de noordelijke aansluittrajecten (bij Den Helder en Eemshaven) capaciteit over is.

Variant A: Alternatieve verdeling over 380kV-aanlandingsstations aan de kust

Figuur 22 toont de relatieve regionale verdeling over de zes aanlandingsstations in de basisvariant zoals door EZK bepaald (linker afbeelding) en de alternatieve verdeling over dezelfde stations (rechter afbeelding) in percentages⁹. Voor de alternatieve verdeling is een herberekening van het gehele energiesysteem en bijbehorend elektriciteitstransport uitgevoerd.

Figuur 22. Locaties wind op zee in basisberekening (links) en gevoeligheid variant A (rechts).



Als gevolg van de beschreven aanpak voor flexibiliteitsmiddelen uit hoofdstuk 3, hangen de locaties van conversie, opslag en curtailment direct samen met de aanbod- en vraaglocaties. Als de aanlanding van de elektriciteit van wind op zee anders wordt verdeeld, krijgen de flexibiliteitsmiddelen ook een andere plek. En - in het geval van batterijen - ook een ander inzetpatroon.

⁸ Tijdelijke overschotten aan elektrische energie in het systeem worden omgezet naar andere energiedragers (bijvoorbeeld via power-to-gas), elektrisch opgeslagen (bijvoorbeeld in batterijen) of gecurtaild (afschakelen van windmolens).

⁹ 100% = Totaal opgesteld vermogen wind op zee.

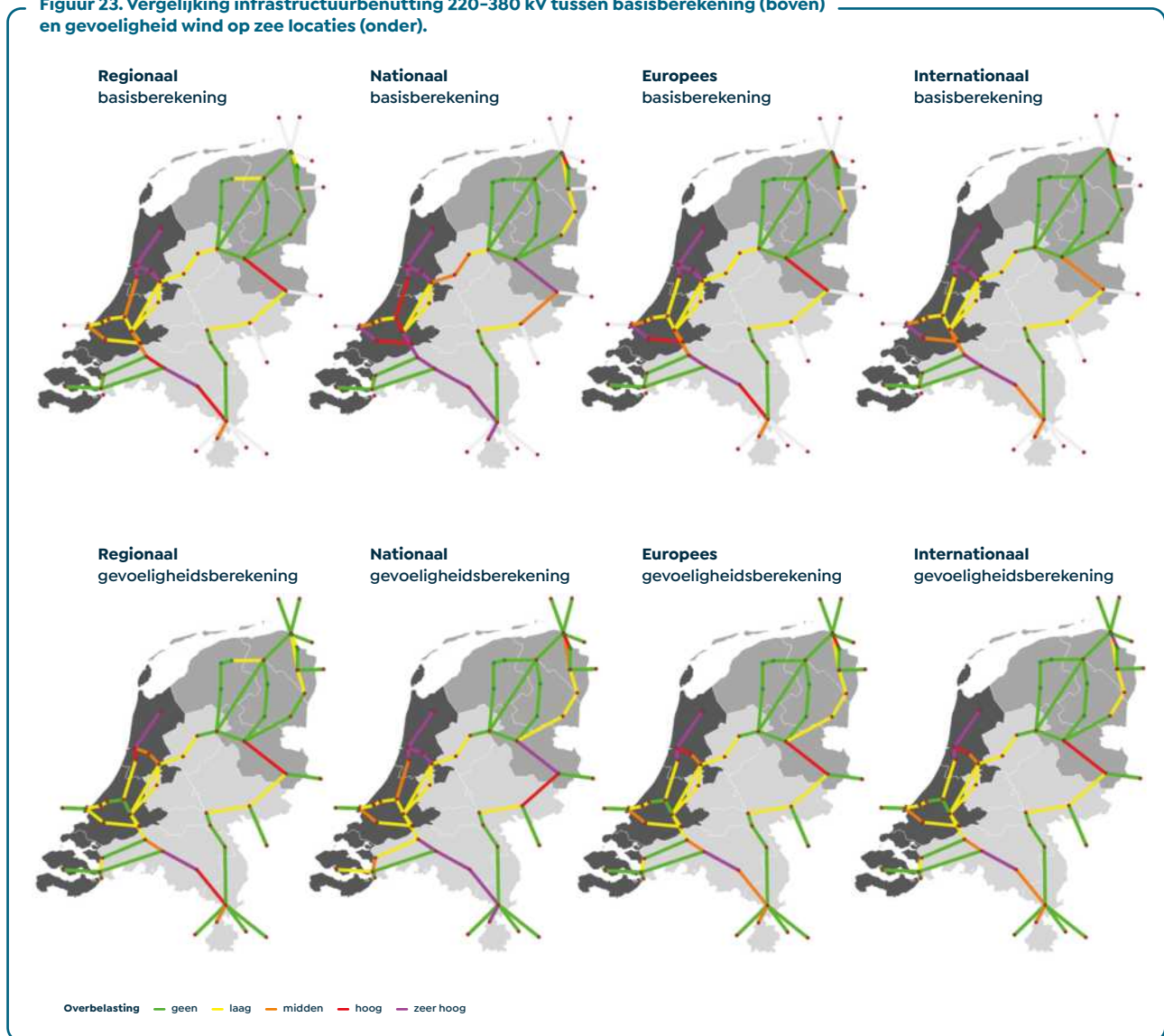
Impact op de elektrische infrastructuur (220-380 kV-netwerk)

Figuur 23 toont voor de vier scenario's de mate van belasting op het 220-380 kV-net in de basisberekening (boven) en de gevoeligheidsanalyse (onder). De kleuren geven de elektrische energie aan die binnen het gemodelleerde klimaatjaar 1987 niet kan worden getransporteerd over de verbinding in het veronderstelde elektrische netwerk (zie hoofdstuk 6). Groen betekent dat er geen knelpunten optreden, terwijl een paarse inkleuring significante knelpunten aangeeft.

Uit Figuur 23 blijkt dat een relatief kleine verschuiving van de aanlandingslocaties van wind op zee een aanzienlijk verlichtend effect heeft op de knelpunten van de elektrische infrastructuur:

- Bij extra aangesloten vermogen wind op zee in de Eemshaven en in Zeeland (gevoeligheidsanalyse), ontstaat een beperkt aantal knelpunten in het transport van deze twee locaties naar de landelijke ring.
- De knelpunten op het 220-380 kV-netwerk in de regio Maasbracht en in Noord-Holland worden verlicht in de gevoeligheidsanalyse vanwege een kleinere hoeveelheid aanlanding wind op zee op 380 kV-stations Maasvlakte en Middenmeer.
- De knelpunten op de verbindingen in Noord-Brabant worden verlicht door een afname van wind op zee dat aanlandt aan de westkust en naar het 380 kV-station Maasbracht in Limburg wordt getransporteerd.

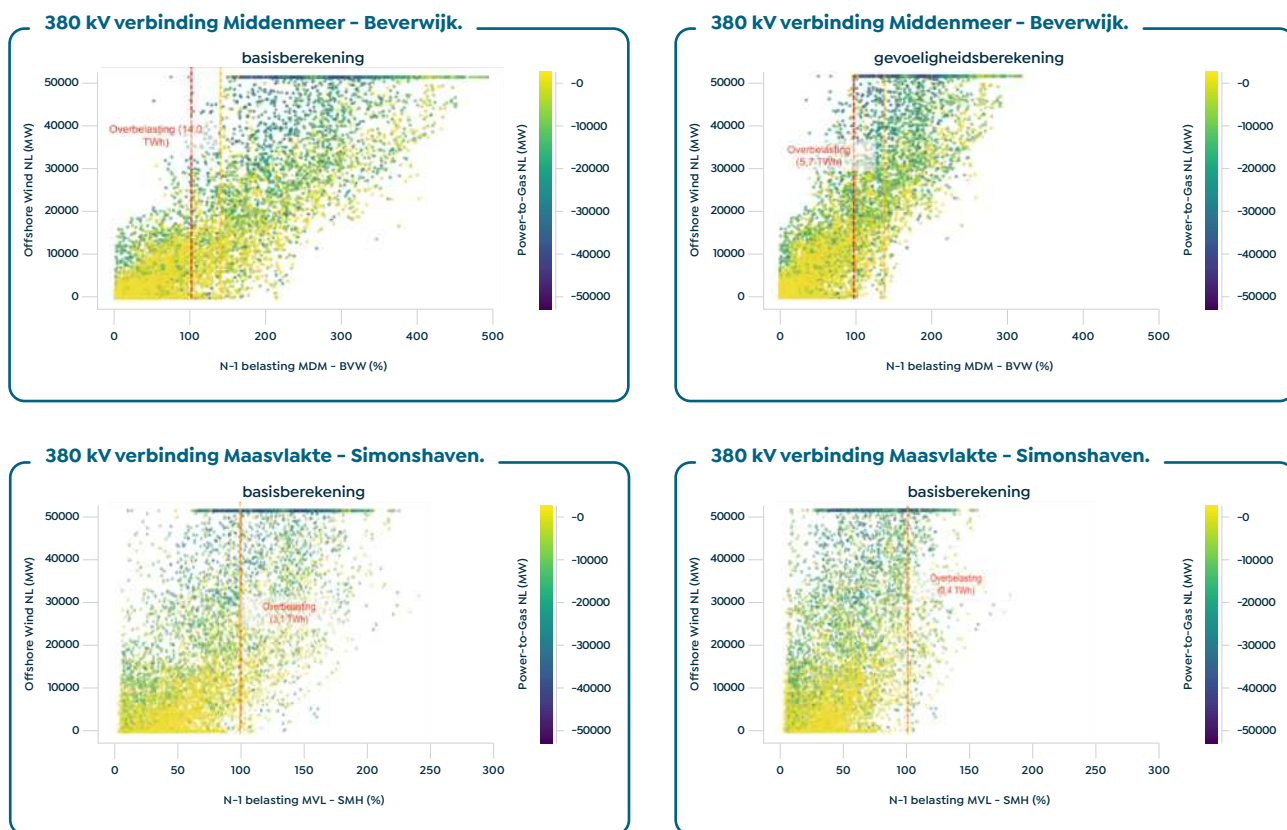
Figuur 23. Vergelijking infrastructuurbenutting 220-380 kV tussen basisberekening (boven) en gevoeligheid wind op zee locaties (onder).



De verbinding tussen 380 kV-stations Middenmeer en Beverwijk in de kop van Noord-Holland laat voor alle vier de scenario's in zowel de basisberekening als de gevoeligheidsanalyse een erg hoge benuttingsgraad zien. Toch daalt deze in de gevoeligheidsanalyse

aanzienlijk, zoals te zien is in Figuur 24. Deze figuur toont ook de verbinding tussen 380 kV-stations Maasvlakte en Simonshaven. Hiervan is de benuttingsgraad paars in de basisberekening en oranje in de gevoeligheidsberekening voor het nationale scenario.

Figuur 24. Vergelijking verbindingen Middenmeer – Beverwijk en Maasvlakte – Simonshaven tussen basisberekening (links) en gevoeligheid wind-op-zee-locaties (rechts) voor het Nationale scenario.



Impact op de gasnetinfrastructuur

De alternatieve verdeling van de aanlanding van windstroom zoals voorgesteld in deze gevoeligheidsanalyse heeft ook gevolgen voor de verdeling van de waterstofstromen. De herverdeling leidt echter niet tot nieuwe knelpunten:

- De aanlanding in de Eemshaven is groter dan in de basisvariant (15% wordt 25%). In Noord-Nederland is in 2050 voldoende gasinfrastructuur beschikbaar om deze toename op te vangen.
- De kleinere aanlanding van windstroom in Den Helder leidt ook tot minder elektrolysecapaciteit bij Middenmeer. Er zijn geen consequenties voor de capaciteit van het aansluittraject van Den Helder naar het waterstofnetwerk.
- In het Noordzeekanaalgebied is de situatie onveranderd.
- Door de verminderde aanlanding in het Rotterdamse havengebied wordt het gesignaleerde knelpunt op het aansluittraject naar Wijngaarden kleiner. Het blijft echter een capaciteitsknelpunt waarvoor versterking nodig is.
- De toename van de aanlanding van windstroom in Zeeland heeft tot gevolg dat het gesignaleerde knelpunt op het traject op Zuid-Beveland in omvang toeneemt. De voor de basissituatie aangegeven oplossingen (gebruik van infra van derden, of een nieuwe buisleiding) blijven geldig. De toename van aanlanding in Zeeuws-Vlaanderen heeft geen gevolgen omdat de aanlanding vlak bij het hoofdtraject van het waterstofnetwerk is.

De waterstofring is in 2050 groot genoeg om ook de alternatieve situatie te accommoderen.

Conclusie variant A

In deze gevoeligheidsanalyse, waarin er minder windstroom bij de Maasvlakte en in de kop van Noord-Holland aanlandt en meer naar de Eemsdelta en meer naar Zeeland gaat, daalt het aantal capaciteitsknelpunten voor het elektriciteitsnet, en verbetert ook de inpassing voor het gassysteem.

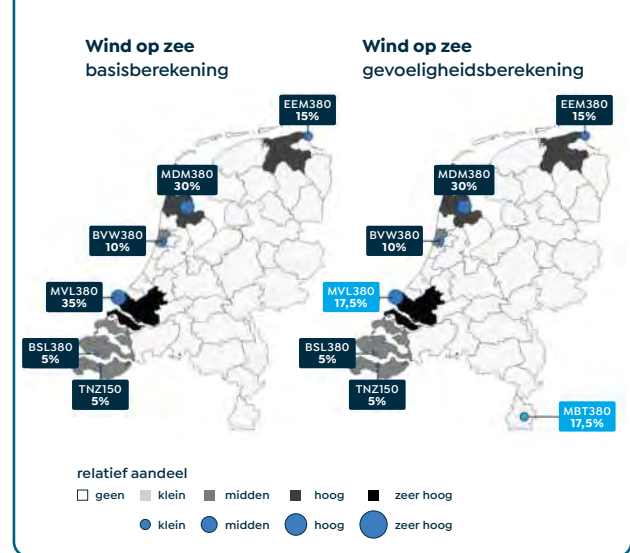
De opwek van wind op zee en de behoefte aan maatregelen op het 220-380 kV-netwerk hangen nauw met elkaar samen. Als de aansluitlocaties ergens anders komen, kan dat gevolgen hebben voor de netverzwaringen. Daarom is het zaak om de keuzes voor aansluitlocaties zorgvuldig en integraal te maken: met inachtneming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

Variant B: aansluiting wind offshore op een locatie verder landinwaarts (Maasbracht)

Naast de keuze voor andere aansluitlocaties aan de kust, kan elektriciteit opgewekt met wind op zee via lange kabelverbindingen ook verder landinwaarts gebracht worden en dichterbij de vraag aangesloten worden. De gedachte is dat, door het aanleggen van een (directe) parallelle verbinding, een groter deel van het overige transportnetwerk mogelijk ontlast kan worden, doordat de elektrische stromen op een andere manier door de circuits gaan. In de doorgevoerde gevoeligheidsanalyse

gaan we er vanuit dat 50 procent van het productievermogen wind op zee (basisscenario) dat op de Maasvlakte is aangesloten, op het station Maasbracht in Limburg is aangesloten. Het gaat hierbij om 10 tot 18 GW in totaal, waarvan de helft dan naar Maasbracht zou gaan (5-9 GW). Zie rechterafbeelding in Figuur 25).

Figuur 25. Locaties wind op zee in basisberekening (links) en gevoeligheidsvariant B (rechts).



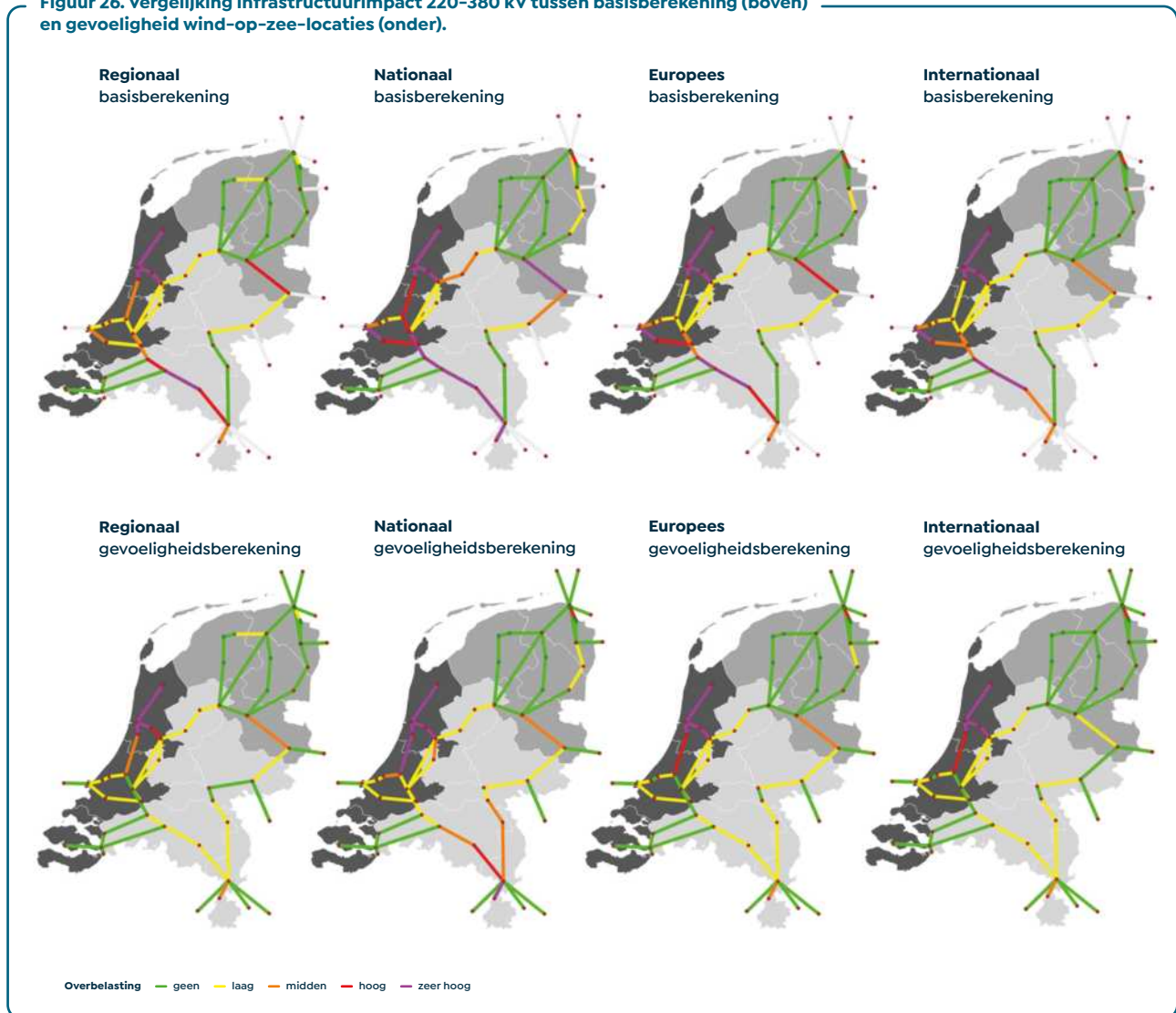
Ter vereenvoudiging is aangenomen dat inzet en locaties van conversie en opslag in deze variante gelijk zijn aan de basisberekening.

Impact op de elektrische infrastructuur (220-380 kV)

Figuur 26 toont voor elk van de vier scenario's de mate van belasting op het 220-380 kV-net in de basisberekening (boven) en de gevoeligheidsanalyse (onder). Hieruit blijkt dat een aansluiting van wind op zee dicht bij de vraag verder landinwaarts de behoefte aan infrastructuurverzwaringen behoorlijk kan verminderen. Door de nieuwe verbinding,

wordt de bestaande 380 kV-infrastructuur tussen Maasvlakte en Maasbracht voor een groot gedeelte ontlast. Hierbij past de kanttekening dat het aansluiten van 5 tot 9 GW wind op zee in Maasbracht uiteraard ook een grote infrastructuurlijke uitdaging zal zijn met hoge kosten en ruimtelijke impact. Of er onder de streep een voordeel is zal dus echt nog veel verder moeten worden verkend in toekomstige analyses.

Figuur 26. Vergelijking infrastructuurimpact 220-380 kV tussen basisberekening (boven) en gevoeligheid wind-op-zee-locaties (onder).



Conclusie variant B (aansluiten diep landinwaarts)

Het gedeeltelijk aansluiten van wind op zee dicht bij de vraag landinwaarts kan de hoge benuttingsgraad op het 380 kV-netwerk sterk verlagen. Hierbij moet wel worden opgemerkt het aansluiten van 5 tot 9 GW wind op zee in Maasbracht een grote infrastructuurlijke uitdaging is: de kosten zijn hoog, de ruimtelijke impact van het tracé is fors.

Analyse 11. Groei van datacenters en hun systeemimpact.

Naar verwachting groeit het aantal datacenters in Nederland de komende decennia. Dat komt door de toenemende vraag naar IT-diensten, de politieke keuze om datacenters hier te vestigen en door de koppeling van Nederland aan de wereldwijde IT-infrastructuur. Deze groei gaat gepaard met een flinke toename van het elektriciteitsverbruik. Datacenters zijn er in verschillende typen en grootten¹⁰, ze worden aangesloten op verschillende netvlakken, zowel in de regionale als landelijke stroomnetten.

Het is onzeker hoe datacenters door zullen groeien; de onzekerheden daarbij gaan over de aantallen, de locaties van de toekomstige datacenters, en hoe zij worden ingezet (inzetpatroon).

Vanwege de onzekerheden zullen we het effect van een alternatief scenario voor datacenters uitwerken, en de impact beschouwen op de volgende zaken:

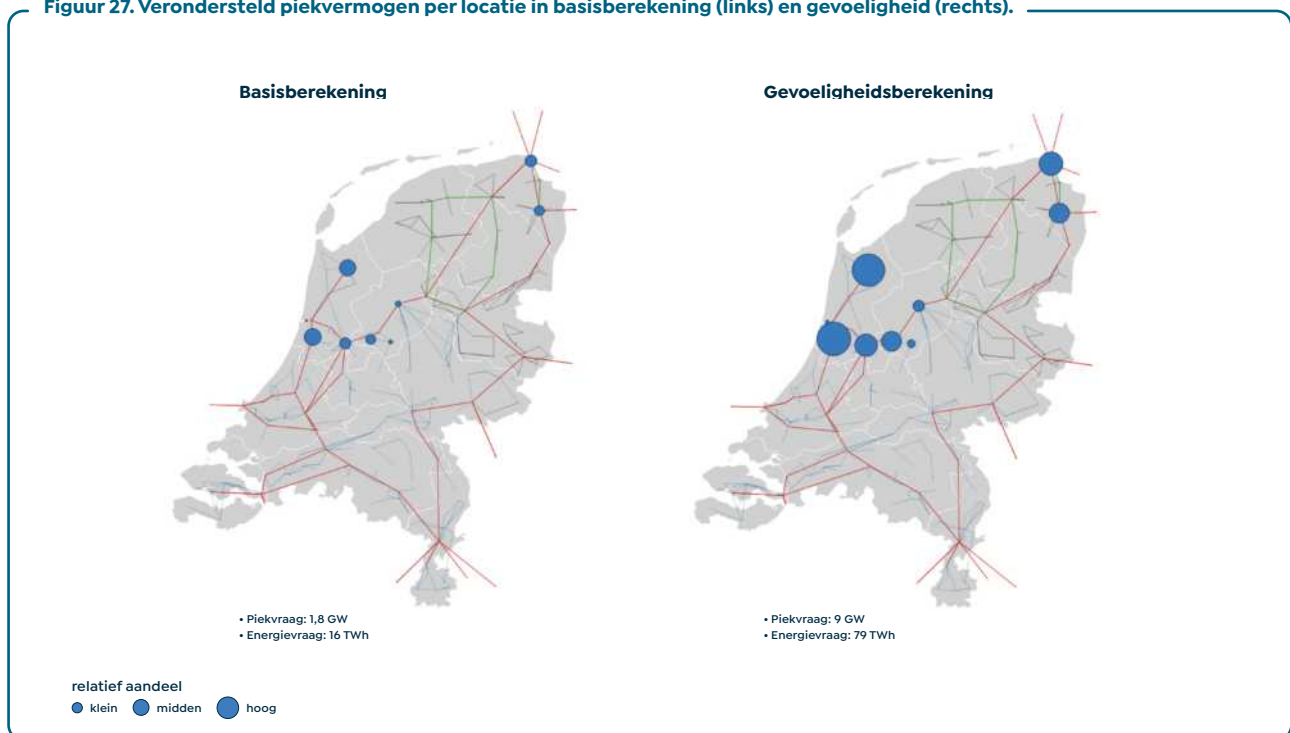
- energievraag in de verschillende energiedragers (elektriciteit en waterstof).

- inzet van flexibiliteitsmiddelen (power to gas, gas to power, opslag).
- infrastructuurimpacts voor het landelijke hoogspanningsnet.

Het elektrisch constant gevraagd vermogen door datacenters bedraagt in de basisberekeningen 1,8 GW met een jaarlijkse elektriciteitsvraag van 16 TWh. Kijkend naar de actuele groei in de sector lijkt dit een betrekkelijk conservatieve inschatting. Voor de gevoeligheidsanalyse verhogen we dit met een factor vijf tot 9 GW, met een elektriciteitsvraag van 79 TWh. De factor vijf ontstaat als de groei van 6% per jaar wordt gecontinueerd tot 2050. Het vraagprofiel (vlak), de verhouding tussen aansluiting op de regionale en landelijke netten, de aansluitlocaties en de relatieve distributie daartussen houden we ongewijzigd. Verder passen we het scenario niet aan voor de hoeveelheid additionele hernieuwbare opwekcapaciteit in vergelijking met de basisscenario's. De wijzigingen betreffen dus alleen de vraagkant en het effect op de benodigde flexibiliteitsmiddelen.

Figuur 27 laat voor beide varianten het piekvermogen per onderstation en de onderverdeling naar het aandeel op de elektrische RNB- en LNB-netten zien.

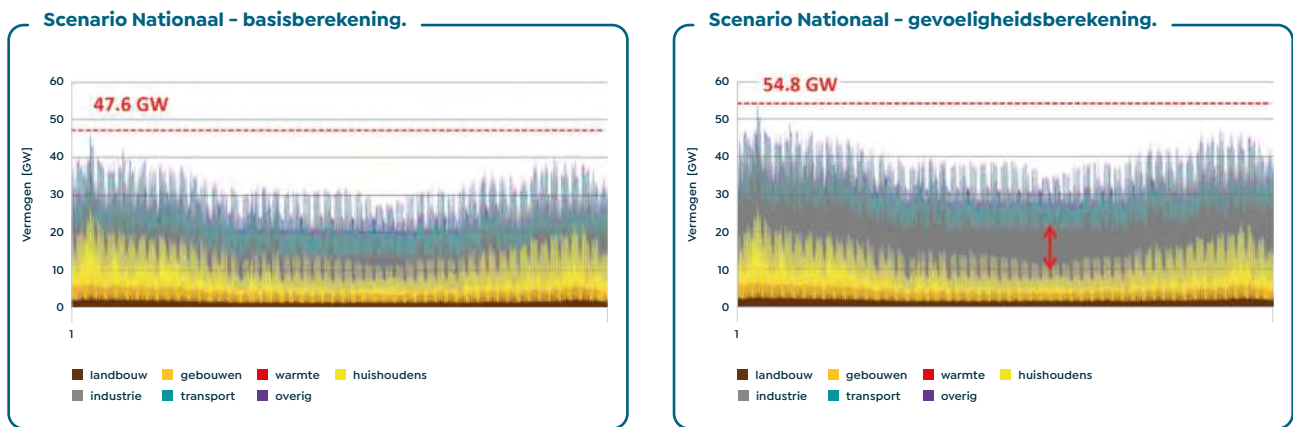
Figuur 27. Verondersteld piekvermogen per locatie in basisberekening (links) en gevoeligheid (rechts).



In eerste instantie zorgt de additionele vraag voor een duidelijke toename van de piekbelasting met 7.2 GW of vertaald naar een energievolume 63.1 TWh, zoals getoond voor het nationaal scenario in de navolgende figuren. (De extra datacenter vraag is te zien in de grijze band).

¹⁰ Er is een onderscheid tussen (geclusterde) decentrale zogeheten 'colocatie-datacenters', met een aansluitvermogen tot circa 100 MW en grootschalige zogeheten 'hyperscale datacenters', met een aansluitvermogen dat kan oplopen tot honderden MW.

Figuur 28. Elektrische vraag nationaal scenario in basisberekening (links) en gevoeligheid (rechts).



Verder heeft de forse toename van de elektrische vraag en het gelijktijdig ongewijzigde binnenlandse energieproductievolume invloed op de hoeveelheid en inzet van flexibiliteitsmiddelen die voor het balanceren van het elektriciteitssysteem nodig zijn. Met name het benodigd vermogen en de inzet van power-to-gas (afname 3 – 6 GW / 6 – 28 TWh) en curtailment (afname 4 – 6 GW / 1 – 2 TWh) dalen zichtbaar in alle scenario's. Naast meer import en

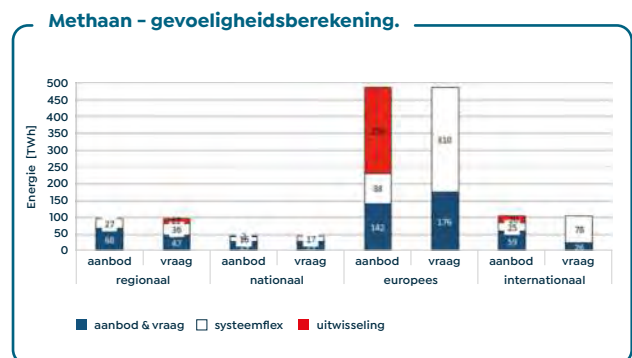
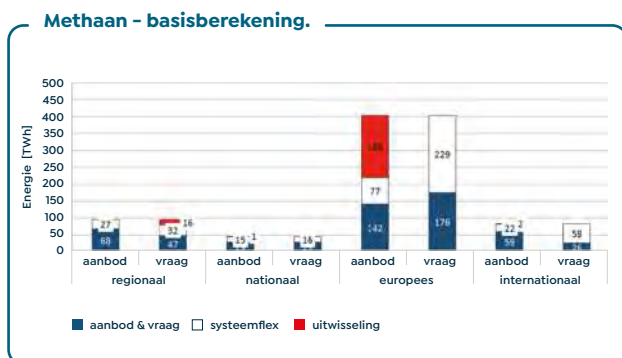
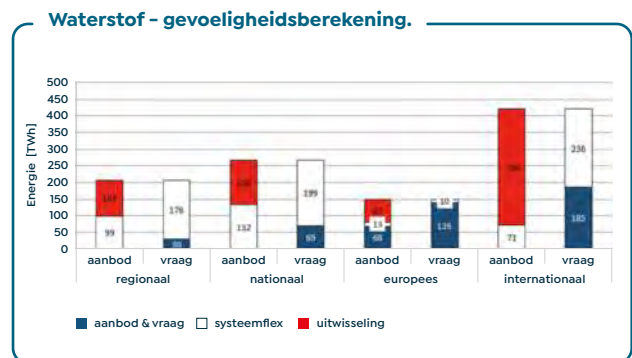
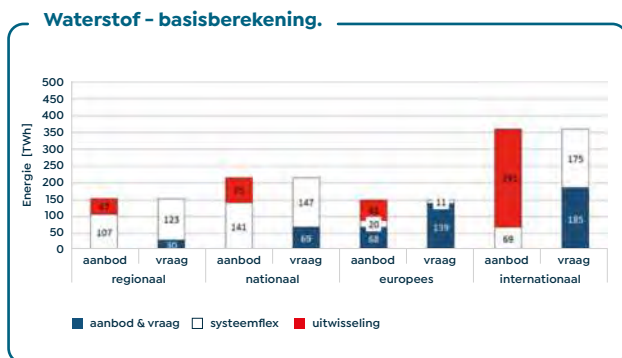
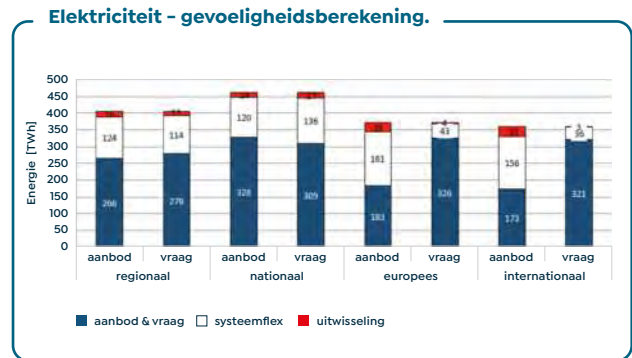
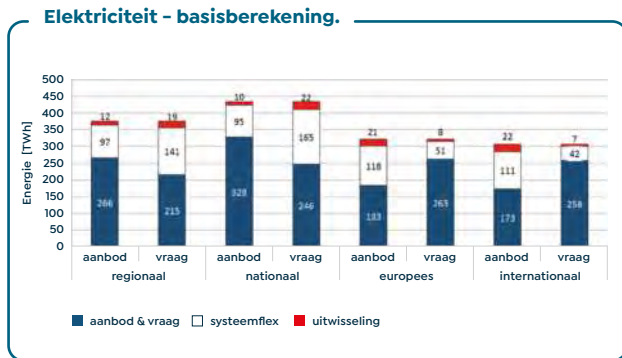
minder export neemt het benodigd vermogen van gascentrales toe en worden deze ook vaker ingezet om aan de additionele vraag te voldoen (toename 5-7 GW / 25-44 TWh). Dit heeft vervolgens ook impact op het waterstof- en methaansysteem, waar zowel de importbehoefte als gevolg van de hogere vraag door gascentrales als de doorzet van de gasopslagen in vergelijking met de basisberekening aanzienlijk stijgen.

Figuur 29 toont voor alle 4 scenario's de resultaten van zowel de basisberekening als de gevoeligheidsanalyse geclusterd naar aanbod / vraag, binnenlandse systeemflexibiliteitsmiddelen (curtailment, power-to-gas, batterijen, gascentrales) en import / export. Er zijn grafieken getoond voor

- Elektriciteitsproductie uit hernieuwbare bronnen (wind en zon) ongewijzigd.
- Elektrische vraag neemt toe met rond 63 TWh.

- Behoefte aan binnenlandse systeemflexibiliteit aan de elektrische overschottenkant (additionele vraag) neemt af, terwijl deze aan de tekorten kant (additionele regelbare productie) juist toeneemt.
- De waterstof- en methaanvraag voor de inzet van flexibele gascentrales nemen toe.
- Import van waterstof (en methaan in het scenario Europees) neemt toe om aan de additionele vraag door gascentrales te voldoen.

Figuur 29. Impact van hogere datacentervraag op aanbod, vraag en flexibiliteit in de drie systemen.



De effecten volgen uit de flexibiliteitsaanpak zoals in hoofdstuk 3 beschreven: de additionele elektrische vraag zorgt voor een kleinere residuele vraag, zowel op landelijk niveau als op het niveau van onderstations. Hierdoor ontstaat een geringere flexibiliteitsbehoefte aan de overschottenkant. De veranderde regionale flexibiliteitsbehoefte verklaart verder ook waarom de locaties van flexibiliteitsmiddelen binnen Nederland verschuiven: minder power-to-gas, curtailment en batterijen op de oorspronkelijke overschotlocaties dicht

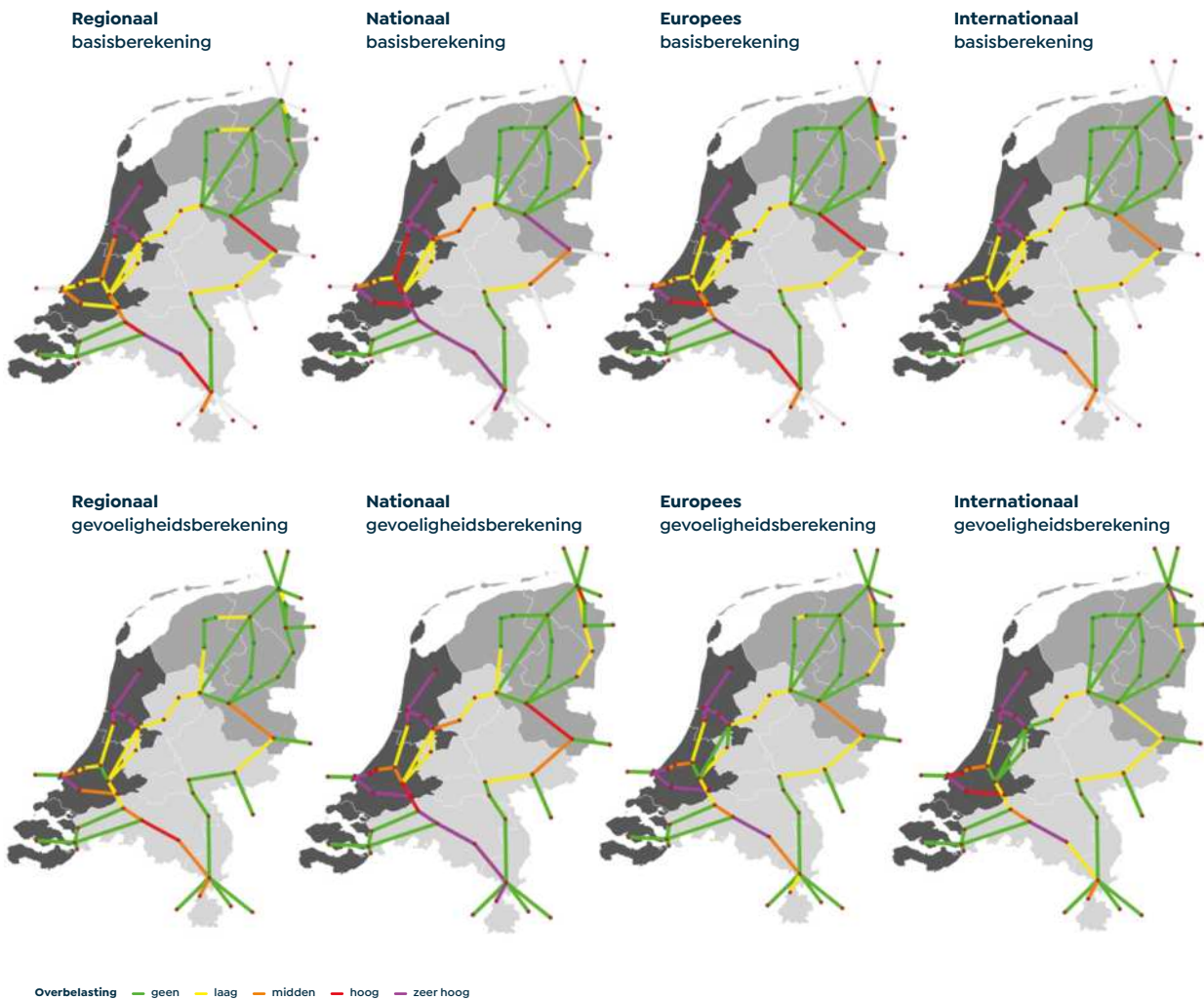
bij de datacenters (bijvoorbeeld op de locaties waar wind op zee aanlandt) en meer kleine back-upgascentrales in regio's waar de residuele elektrische vraag netto toeneemt. Deze inzichten houden we in het achterhoofd bij de analyse van de effecten op de netten.

TenneT heeft op basis van de getoonde aannames vergelijkende infrastructuurberekeningen en -analyses uitgevoerd, net zoals in de basisberekeningen zowel voor de 110 / 150kV-netten als voor de 220 / 380kV-netten.

Impact op de elektrische infrastructuur (220 / 380kV)

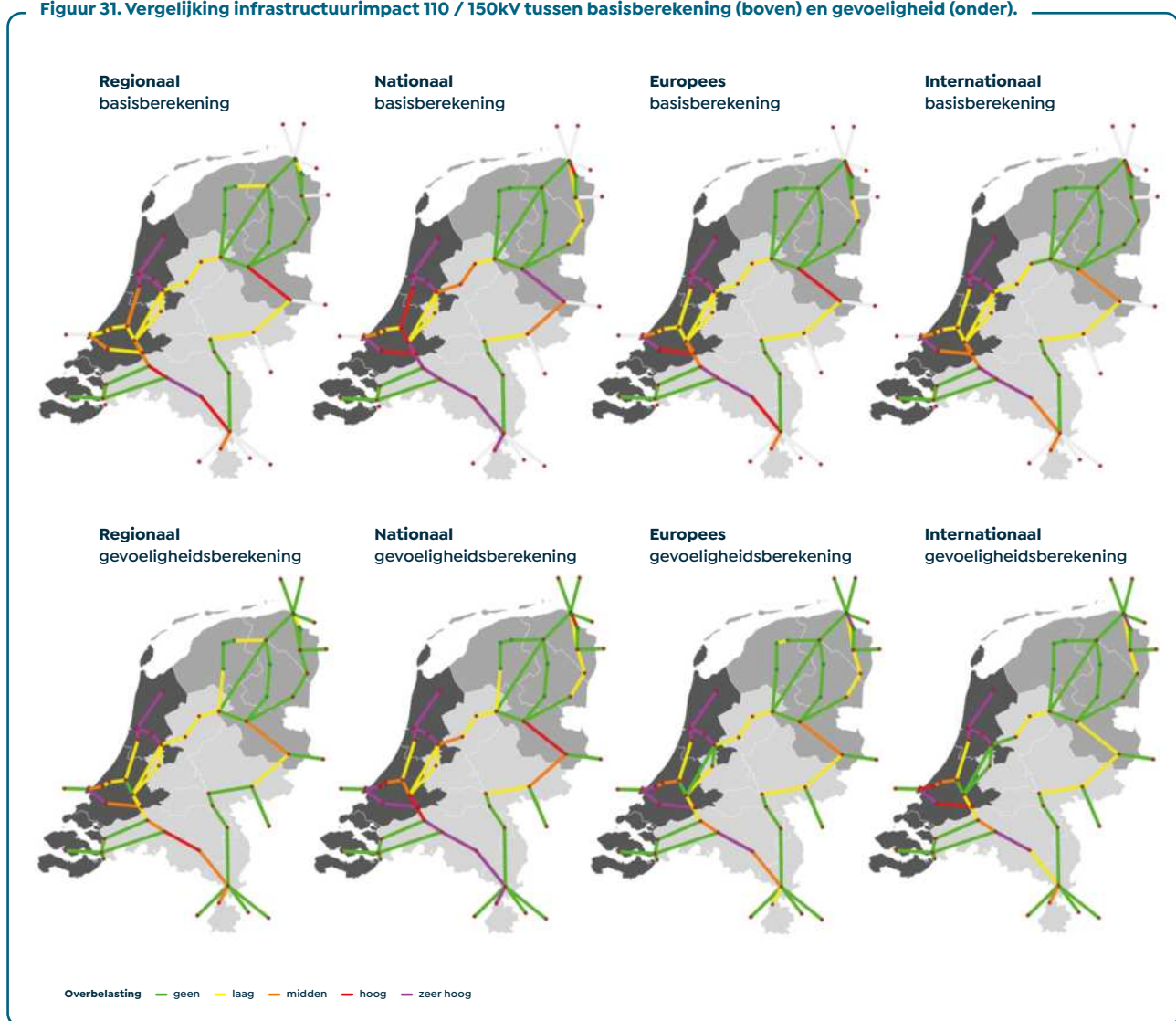
In Figuur 30 is voor elk van de vier scenario's de mate van belasting op het 220 / 380kV net in de basisberekening (boven) en de gevoeligheidsanalyse (onder) getoond.

Figuur 30. Vergelijking infrastructuurimpact 220 / 380kV -netwerk tussen basisberekening (boven) en gevoeligheid (onder).



Impact op de elektrische infrastructuur (110 / 150kV).

Figuur 31. Vergelijking infrastructuurimpact 110 / 150kV tussen basisberekening (boven) en gevoeligheid (onder).



Conclusies

In het algemeen laten de berekeningen een duidelijk effect op de elektrische transportnetten zien – afhankelijk van scenario, regio en spanningsniveau zowel ontlastend als ook belastend. Dit zijn de belangrijkste conclusies:

- Datacenters als grote vragers van basislust-elektriciteit kunnen de elektrische netten significant ontlasten, als zij dicht bij locaties met grote aanbodoverschotten worden gerealiseerd. De transportbehoefte van de elektriciteitsnetten neemt in deze gevallen immers af¹¹. Dit geldt met name voor de voorziene aansluitlocaties van wind op zee langs de kust. Om een continue elektriciteitslevering te kunnen waarborgen, is binnen de gekozen modelleringsaannames meer aanbod-

flexibiliteit nodig in de vorm van centrales (bij voorkeur nabij de extra vraag), waardoor de transportbehoefte van de gasnetten in deze gevallen ook toeneemt. Een nauwe afstemming tussen de regionale ontwikkeling van hernieuwbare opwek, datacenters en regelbare centrales is dan ook zinvol.

- Datacenters op plekken met weinig overschot en een hoge vraag naar elektriciteit resulteren in een forse toename in de transportbehoefte. Dit kan leiden tot een additionele behoefte aan maatregelen.
- Het aansluiten van grotere datacenters (>100MW) op het 110/150kV-netwerk leidt al snel tot knelpunten, deze kunnen het best (geclusterd) op het 220/380kV-netwerk worden aangesloten.

¹¹ Voor deze gevoeligheidsanalyse is de elektrische vraag gestegen, terwijl het elektrische aanbod als gelijk is aangenomen. Hierdoor neemt de hoeveelheid elektrische export ook af, waardoor knelpunten richting het oosten verlichten. Wanneer de extra elektrische vraag door datacenters wordt ingevuld met extra elektrische opwek uit bijvoorbeeld wind op zee, nemen deze knelpunten juist weer toe.

Analyse 12. Groei van koelvraag van gebouwen en woningen (airco's).

De I13050-scenario's bevatten geen expliciete verwachtingen van de groei van airco's en gebouwkoeling, terwijl deze koeling een snelle groei laat zien en de verwachting is dat deze groei aanhoudt. Airco's leiden met name in de zomermaanden tot een extra impact op het elektriciteitssysteem. In deze gevoeligheidsanalyse analyseren we wat de mogelijke impact is op de netbelasting.

Actieve gebouwkoeling om een comfortabel binnenklimaat te bereiken wordt voor huishoudens en voor gebouwen belangrijker. De groei aantallen verkochte airco's voor woningen laat dit ook duidelijk zien: de groei bedraagt jaarlijks ongeveer 30 procent, en dit is al jaren zo, en in 2020 was dit zelfs 50 procent (!). Er zijn verschillende factoren waardoor de groei waarschijnlijk doorzet:

- **Kwaliteit van de gebouwschil.** Woningen en gebouwen (nieuwbouw én bestaande bouw) worden steeds beter geïsoleerd. Naarmate woningen en utiliteitsgebouwen beter geïsoleerd worden, zal zich meer warmte 'ophopen' in de zomer. Warmte kan afkomstig zijn van de instraling van zonnewarmte door bijvoorbeeld glasoppervlakten en door het gebruik van elektrische apparaten in het gebouw. In een goed geïsoleerd gebouw kan dergelijke warmte niet gemakkelijk langs 'natuurlijke weg' worden afgevoerd (door afkoeling in de nachtelijke uren). De ophoping van warmte is nog sterker in de architecturale trend naar kantoren en woningen met grote glasoppervlaktes, zeker als er onvoldoende zonwerende maatregelen getroffen worden.
- **Klimaatverandering.** De Nederlandse zomers worden warmer. Volgens het KNMI is het aantal koeldagen per jaar (een maatstaf voor de koudebehoefte van gebouwen) in de periode 1901-2016 al driemaal zo groot geworden. Dit hangt samen met de mondiale temperatuurstijging als gevolg van klimaatverandering. Warmere zomers met meer tropische dagen zorgt voor een toenemende aantrekkelijkheid van airco's.
- **Urban heat islands, compactere stedelijke bouw, nieuwbouwwijken.** We bouwen circa 70.000 woningen per jaar, deels in nieuwe woonwijken, deels door te verdichten. Steden warmen sneller op dan buitengebied, door gebrek aan groen, veel steen en andere harde

oppervlakten. Dit vergroot de vraag naar airco's, die ook weer extra warmte toevoegen aan de omgeving.

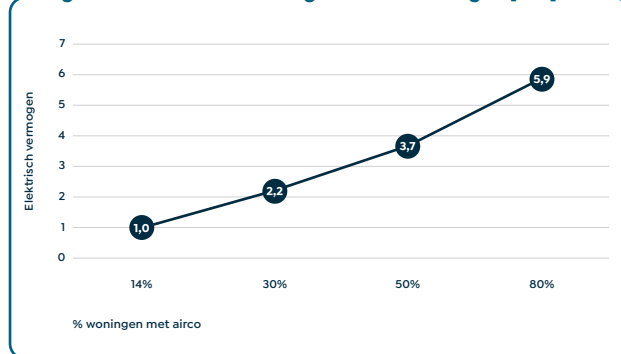
- **Elektrificatie, warmtepompen.** Elektrisch verwarmen met warmtepompen wordt meer gemeengoed. Veel warmtepompen die woningen verwarmen, zijn ook in te zetten voor gebouwkoeling (afhankelijk van het afgiftesysteem).

Raming elektrisch vermogen airco's Woningen

Voor woningen zijn airconditioningsystemen (split unit) goedkoop en los van warmtevoorziening te installeren. All electric-woningen kunnen ook koelen als het afgiftesysteem en de warmtepomp ervoor geschikt zijn (vloerverwarming en warmtepomp met koelfunctie). Losse split unit-systemen zijn nu zelfs in toenemende mate ook bij bouwmarkten te koop, geschikt voor installatie door de doe-het-zelver. De thermische capaciteit is vaak 2-3 kW koelvermogen, bij een elektrische impact van 0,7-1 kW per stuk. Dat lijkt bescheiden, maar de impact bij grote volumes kan erg groot worden.

In 2019 waren er circa 500.000 airco's geïnstalleerd¹². Als de eerder genoemde snelle groei aanhoudt, dan heeft rond 2030 meer dan 80 procent van de woningen een airco. Uiteraard is een doorgroei tot bijna 100 procent niet realistisch; op een gegeven moment treedt er verzadiging op; er zullen altijd woningen blijven zonder airco, net als er woningen zijn die geen losse airco krijgen omdat zij bijvoorbeeld al vloerkoeling hebben via warmtenet of warmtepomp. Onderstaande figuur laat het elektrische vermogen zien van de airco's voor woningen. Bij een doorgroei tot een marktpenetratie van 50 of 80 procent komt er 3-5 GW aan vermogen bij.

Figuur 32. Elektrisch vermogen airco's woningen [GW].



Dit is in lijn met analyses van CE Delft uit 2020 voor TenneT, waar ook een perspectief van 3 GW aan airco-impact wordt geschetst voor 2030. Dit vermogen betreft het geïnstalleerde elektrische vermogen op huisaansluitingsniveau. Doordat niet alle airco's gelijktijdig ingeschakeld zijn, is de vermogenspiek naar verwachting op onderstations circa 70 procent van het geïnstalleerde elektrische vermogen.

Utiliteitsbouw

Voor grote kantoren en andere typen utiliteitsgebouwen (denk aan gebouwen voor congressen en evenementen, hotels, gebouwen met sportvoorzieningen en winkelcentra) is gebouwkoeling in veel gevallen al gerealiseerd bij ingebruikname. Vaak wordt gekozen voor WKO of luchtbehandeling met afgifte van warmte aan droge of natte luchtkoelers.

Op basis van de energiegebruik-kentallen van het VESTA-model is de elektrische vermogensimpact momenteel geschat op circa 2 GW, op basis van de huidige aantallen utiliteitsgebouwen.

Door economische groei, nieuwe bedrijventerreinen en opwarming, is het voorstelbaar dat dit vermogen verdubbelt in de scenario's voor 2050 (extra 2 GW). Deze vermogensimpact komt er dan op aansluitingsniveau bij. Bedrijventerreinen kennen een relatief hoge gelijktijdigheid. 90 tot 95 procent van dit vermogen zal zich gelijktijdig op onderstationniveau manifesteren.

Impact op koppelpunten (MS-HS stations)

De onderstaande tabel vat de resultaten samen. De extra vermogensvraag voor gebouwkoeling zal 4-7 GW kunnen bedragen op aansluitingsniveau, en op onderstationniveau 3-6 GW.

Tabel 2. ontwikkeling elektrisch vermogen voor gebouwkoeling en airco's.

	Huidig	2050 schatting	Additioneel 2020-2050	Impact op koppelpunten
Utiliteitsgebouwen	ca. 2 GW	3 – 4 GW	1 – 2 GW	1 – 2 GW
Woningen	ca. 0,5 GW	3 – 6 GW	3 – 5 GW	2 – 3,5 GW
Totaal	ca. 2,5 GW	7 – 10 GW	4 – 7 GW	3 – 6 GW

Wat is de impact hiervan op systeemniveau? Het effect is niet met alle modellen van de I13050 onderzocht, maar kan fors zijn. In warme tropische dagen, draaien de airco's immers door in avond, als de productie van zon-PV wegvalt. De elektriciteit moet dan uit flexibiliteitsmiddelen komen. Het kan maar zo dat er dus 3-6 GW aan additioneel vermogen voor elektriciteitscentrales of korte termijn opslag (accu's) resteert.

De resultaten van deze gevoeligheidsanalyse zullen we meenemen in de volgende ronde van de I13050 en het is aanbevolen in regionale systeemstudies de groei van gebouwkoeling expliciet mee te nemen. Zeker als er grote verstedelijkte gebieden worden onderzocht.

Bronnen

- CBS (2021) Statline: Warmtepompen; aantallen, thermisch vermogen en energiestromen
- CE Delft (2017), Functioneel ontwerp Vesta 3.0
- CE Delft (2030), Elektrificatie en vraagprofiel 2030, Rapport experttraject TenneT E-top.
- CE Delft, PBL, Ecorys, Object Vision (2019), Functioneel ontwerp Vesta 4.0
- Duurzaam verwarmd (2020). Verkoop airco's stijgt sneller dan ooit.
- ECN (2017), Verkenning utiliteitsbouw.
- KNMI (2017), Nieuwsbericht, aantal koeldagen neemt sterk toe
- PBL (2019) Vesta 4.0, energiekentallen utiliteitsbouw.



Bijlage A
Gassysteem

Analyse 13. Analyse Strategieën om risico misoogst duurzame energie te mitigeren: import of een (strategische) energieopslag.

Tabel 3 uit paragraaf 3.8 biedt een overzicht van de benodigde import en opslag voor de weerjaren 2015 en 1987. Deze weerjaren zijn sterk verschillend. Weerjaar 1987 kenmerkt zich door een hogere weersafhankelijke vraag

(het was kouder dan normaal) en een lager weersafhankelijk aanbod (minder energie uit zon en wind). Het weerjaar 2015 had geen extreem koude periode en lijkt meer op een gemiddeld jaar, en is in deze gevoeligheidsanalyse daarom als referentie gebruikt. De verschillen tussen de weerjaren zijn op twee manieren zichtbaar in onderstaande tabel.

Deze is afgeleid van Tabel 4 van het Hoofdrapport, met de volumes voor methaan en waterstof bij elkaar opgeteld.

Tabel 3. Flexibiliteitsvoorziening geleverd door het gassysteem.

TWh	Regionaal		Nationaal		Europees		Internationaal	
	2015	1987	2015	1987	2015	1987	2015	1987
Gasopslag	28	60	23	51	33	65	30	62
Vershil 1987 en 2015		32		28		32		32
Import	15	63	13	76	218	247	237	296
Vershil 1987 en 2015		48		63		29		59

De flinke koudeperiode in 1987 vertaalt zich in een hoger opslagvolume dat nodig is en een hogere energiebehoefte en daarmee een hoger importvolume. Als het energiesysteem zuiver wordt gedimensioneerd op de omstandigheden van 2015, dan zou (zonder aanvullende maatregelen) het energiesysteem op twee manieren falen, wanneer zich een weerjaar als 1987 zou voordoen: er is een tekort aan gasopslag en er is een tekort aan importcapaciteit.

Om zulke tekorten te voorkomen is er een aantal oplossingen:

1. De opslag dimensioneren op de behoefte van weerjaar 1987 en ervoor zorgen dat deze opslag is gevuld aan het begin van het seizoen. Daarnaast moet er voldoende energie geïmporteerd kunnen worden om in de behoefte van weerjaar 1987 te voorzien. De leveringszekerheid is dan afhankelijk van de beschikbaarheid van energie op de internationale markt, in een situatie waar het in Nederland extra koud is en dus in omliggende landen ook. Deze oplossing hebben we in de basisberekeningen gebruikt.

2. Een alternatief hiervoor is om in Nederland extra opwek uit zon en wind mogelijk te maken die de misoogst in een weerjaar als 1987 kan compenseren.

3. De opslag dimensioneren op een groter volume dan nodig voor de seizoensprofilering van weerjaar 1987, waardoor we de extra benodigde energie zelf al op voorraad hebben. Dit betekent een aanzienlijke uitbreiding van de benodigde opslag, maar ook een hogere leveringszekerheid.

4. Een vierde optie is om zodanig flexibele importcontracten af te sluiten dat zowel een hogere import (op afroep) mogelijk is, en ook nog geprofileerd over de seizoenen. Daarmee zou Nederland zichzelf wel meer afhankelijk maken van het buitenland en de importflexibiliteit zal ook hogere importkosten met zich meebrengen. Voor deze optie is dan minder volume nodig dan voor optie 1.

Welke van deze vier (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.

Analyse 14. Synthetische brandstoffen maken t.b.v. internationale lucht en scheepvaart.

De internationale lucht- en scheepvaart maakt nog volop gebruik van brandstoffen als kerosine en stookolie. Alternatieven, zoals elektrificatie, krijgen in beide sectoren steeds meer aandacht. Toch is de verwachting dat kerosine in 2050 nog steeds een belangrijke rol speelt, met name in de luchtvaart. Dat zal dan geheel of gedeeltelijk synthetische kerosine zijn, gemaakt met bijvoorbeeld waterstof als grondstof. De vraag is in hoeverre dit de transportinfrastructuur voor waterstof extra zal 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.

De vragen zijn vooral relevant voor het nationale scenario (veel wind op zee) en het internationale scenario (import). De maximale hoeveelheid koolwaterstoffen zit in het internationale scenario (1.055 PJ), maar het overgrote deel (90 procent) hiervan wordt al als kerosine of andere koolwaterstof geïmporteerd. In het internationale scenario wordt de gasinfrastructuur dus nauwelijks of niet extra belast door de lucht- of scheepvaart. In het nationale scenario is dat anders: daar wordt de meeste wind op zee (maximaal 21 GW) ingezet voor de productie van waterstof (via elektrolyse) voor de raffinage van hogere koolwaterstoffen. Als gekozen wordt voor een raffinaderij die de jaarhoeveelheid waterstof volcontinu kan verwerken (bouwen op de piekcapaciteit is duur), moet een deel van de geproduceerde waterstof worden opgeslagen voor later gebruik – het waait immers niet altijd. Gezien de grote hoeveelheden, zal de opslag

in zoutcavernes moeten plaatsvinden. Bijvoorbeeld in Zuidwending, in het noordoosten van het land. Dit belast echter wel de waterstofinfrastructuur, zowel in de vorm van leidingcapaciteit als opslagvolume.

De berekening betreft dus zowel een capaciteits- als een volumeanalyse. Met een rendement van 70 procent leidt de elektrolyse van 21 GW wind op zee tot een capaciteit van 14,7 GW aan waterstof. Het uitgangspunt is dat de benodigde capaciteit vanaf de Maasvlakte naar een 'raffinaderij' in Nederland wordt getransporteerd. Voor de productie van synthetische kerosine zijn drie locaties in beeld: industriecluster Rotterdam, het Noordzeekanaalgebied en het industriegebied bij Vlissingen.

Volgens het scenariorapport is de opbrengst per jaar 188 PJ waterstof, ofwel 52,2 TWh. Om deze hoeveelheid waterstof in een continuproces tot kerosine te verwerken, is een installatie nodig met een vermogen van $52,2 \cdot 1000 / 8760 = 6,0$ GW. Als het niet waait, moet deze 6 GW waterstof naar de raffinaderij worden getransporteerd vanuit de cavernes te Zuidwending. Als het maximaal waait, blijft 6 GW waterstof achter in de raffinaderij en gaat het overschot van 8,7 GW op transport naar Zuidwending voor opslag in de cavernes aldaar.

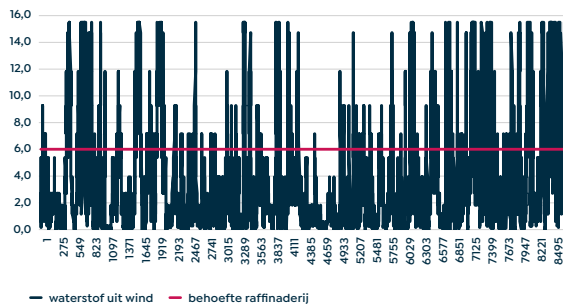
Het benodigde opslagvolume hangt af van de timing en de pieken van de waterstofoverschotten en -tekorten uit elektrolyse (zie Figuur 33) en dus van het windprofiel. Op basis van een standaardprofiel uit 2013 voor wind op zee hebben we berekend dat de behoefte aan waterstofopslag voor de lucht- en scheepvaart in de orde van grootte ligt van 34 PJ, ofwel ongeveer 9,4 TWh (hoogteverschil tussen berg en dal in Figuur 34). Dit komt overeen met zo'n vijftig cavernes. Mogelijk kunnen ook lege gasvelden worden gebruikt voor de opslag van waterstof; daarin zou meer dan voldoende ruimte zijn (140 TWh¹³).

Voor alle drie de kerosineproductielocaties geldt dat er maximaal een overschot van 8,7 GW waterstof van de Maasvlakte naar Zuidwending moet worden getransporteerd. De impact op het waterstofnet hiervan is vooral te zien op de trajecten van Maasvlakte naar Pernis en van Pernis naar Wijngaarden: overbelaste segmenten raken verder overbelast en een paar kilometer leiding die in het nationale scenario al zwaar belast zijn, raakt overbelast. De waterstofronde heeft voldoende capaciteit om de extra waterstofstroom naar Zuidwending te verwerken. De andere relevante transporttoets is als het niet waait en 6 GW waterstof uit Zuidwending naar de raffinaderij moet worden getransporteerd. De impact hiervan verschilt per locatie:

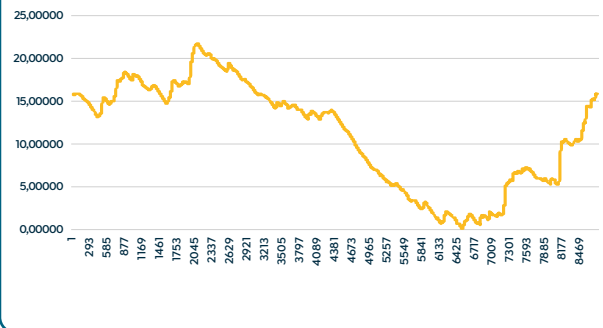
- Raffinage bij Rotterdam: levert geen additionele knelpunten op;
- Raffinage Noordzeekanaalgebied (gekozen is voor Spaarndam): levert geen additionele knelpunten op;
- Raffinage in Zeeland (bij Nieuwdorp, vlak voor Vlissingen): de waterstofleiding richting Vlissingen raakt overbelast. Op Zuid-Beveland liggen een aantal leiding van derden, waarvan sommige wellicht in de toekomst beschikbaar kunnen komen voor additioneel transport van waterstof om dit knelpunt op te lossen.

De eventuele noodzaak voor nieuwe aansluitleidingen is in de berekeningen niet meegenomen.

Figuur 33. Waterstof uit wind ten opzichte van behoefte raffinaderij (GW).



Figuur 34. Energieniveau van de waterstofopslag (PJ). Op het nulniveau is de berging leeg.



Bijlage B

Aanpassingen klimaatneutrale energiescenario's 2050

In de eerste fase van I13050 zijn de 2050 scenario's opgesteld: vier eindbeelden voor een klimaatneutraal energiesysteem in 2050. Hierbij is m.b.t. tot de scenarioverhaallijnen doorgewerkt op de scenario's uit Net voor de Toekomst (Netbeheer Nederland, 2017, Infrastructure Outlook, Gasunie en TenneT, 2018).

Deze eerste fase heeft geresulteerd in het rapport Klimaatneutrale Energiescenario's 2050 (Berenschot en Kalavasta, maart 2020). Tevens zijn de gekwantificeerde scenario's zelf beschikbaar via het Energietransitiemodel (ETM)¹⁴. Daarnaast is een extra set aan databestanden opgeleverd ten behoeve van het uitvoeren van de verdere energiesysteem- en infrastructuuranalyses. Dit bevat een set aan regionalisering (ruimtelijke allocatie/verdelingen) van de scenario's, een set aan profielen, en een set aan aanvullende Excel-analyses omdat niet alle energiesysteemberekeningen met het ETM zijn uitgevoerd.

In de tweede fase is gestart met een diepgaande energiesysteem / flexibiliteit en infrastructuuranalyse. Een van vraagstukken in de tweede fase betreft hoe en met welke middelen de balans tussen vraag en aanbod kan worden verzorgd, kijkend naar het integrale energiesysteem perspectief. Dit is een belangrijke input die mede de vereisten aan de netwerken heeft bepaald. Gedurende de tweede fase bleek het nodig om een aantal wijzigingen en correcties aan te brengen in de scenario's en ook in de modellering van de scenario's in het ETM. Het betreft energiesysteem-technische correcties, de analyse van flexibiliteitsmiddelen, de locatiekeuze van aanbod en vraag en een aantal zaken die te maken hebben met verbeteringen en nieuwe functionaliteiten in het ETM.

Technische correcties / verbeteringen

Het betreft zaken waar n.a.v. inbreng stakeholders of nadere analyse naar voren kwam dat zaken op een meer realistische manier konden worden meegenomen. Als voorbeeld een onrealistisch hoge piekinvoeding van zon-PV en piekvraag van warmtepompen in goed geïsoleerde huizen.

Analyses flexibiliteitsmiddelen en systeembalans in fase 2

In de eerste fase van de I13050 is een globale analyse van flexibiliteitsmiddelen uitgevoerd.

In de tweede fase is dit duidelijk uitgebreider gedaan, waarna de modellering in het ETM is aangepast.

Hierbij zijn een aantal extra flexibiliteitsmiddelen opgenomen in het ETM-scenario. Dit betreft bijvoorbeeld het flexibele gedrag van de hybride warmtepomp. De inzet van flexibiliteitsmiddelen voor de systeembalans

(systeemflexibiliteitsmiddelen, zoals power-to-gas, elektriciteitscentrales, en systeembatterijen) zijn in de tweede fase met eigen modellen van de netbeheerders gemodelleerd. Hierbij is zowel de locatie, het opgestelde vermogen, en de uurlijkse inzetbepaling aangepast. Vervolgens is het opgestelde vermogen, maar niet de daadwerkelijk in fase 2 bepaalde inzet per flexibiliteitsmiddel, opnieuw in de ETM-scenario's opgenomen.¹⁵

Locatiekeuze aanbod / vraag

Terwijl de meeste regionale verdeelsleutels voor aanbod- en vraag uit fase 1 werden overgenomen, hebben de netbeheerders in loop van fase 2 hierop aanvullende aannames gedaan. Dit betreft o.a. de locatiekeuze van wind op zee, de sectorale industrievraag en datacenters. Alle aannames zijn gedocumenteerd in Bijlage F "Regionale indeling van Nederland".

Verbeterde functionaliteiten in Energietransitiemodel

Gedurende 2020 zijn een aantal belangrijke verbeteringen aan het ETM uitgevoerd. Dit was grotendeel in opdracht van de netbedrijven. Daardoor kunnen er meer scenario-berekeningen binnen het ETM worden uitgevoerd. Het meeste belangrijke stuk werk is de uurlijkse doorrekening van de warmtevraag en warmtenetten, inclusief inzetvolgorde van bronnen en seizoensopslag. Dit betekent dat bepaalde berekeningen die de consultant voor fase 1 met handmatige analyse heeft uitgevoerd, inmiddels binnen het ETM gedaan kunnen worden.

De wijzigingen veranderen het karakter van de scenario's niet wezenlijk. Ook leiden ze niet tot zeer andere berekende uitkomsten binnen het Energietransitiemodel. Dit geldt voor de KPI's van het model, en voor aanbod en vraag. Op het uurlijkse niveau en voor flexibiliteitsmiddelen kan het wel om significante verschillen gaan. Daarom doen we in deze bijlage verslag van welke zaken dit betreft en waarom dit is aangepast ten opzichte van fase 1 en de rapportage Klimaatneutrale Energiescenario's 2050.

Tevens zijn er een aantal verduidelijkingen met betrekking tot de correcte interpretatie van de scenario's, omdat dit niet altijd goed begrepen werd uit het document Klimaatneutrale Energiescenario's 2050.

¹⁴ www.energytransitionmodel.com

¹⁵ Omdat het ETM de inzet van flexibiliteit op een andere manier bepaalt dan in de door de netbedrijven toegepaste methodiek, wijken inzet en hoeveelheden energie in de ETM scenario's af van de uitgevoerde berekeningen in het kader van I13050 fase 2. Het wordt momenteel onderzocht of de modelverbeteringen kunnen worden overgenomen in het ETM.

Lijst met meest voorname wijzigingen scenario's in ETM

De onderstaande tabel bevat een compact overzicht van de meest voorname wijzigingen. In het vervolg van deze bijlage lichten we bovenstaande zaken toe.

Tabel 4. Overzicht van de wijzigingen van de scenario's in ETM.

Techniek	Aanpassing
Zon-PV aftopping	Correctie van de modellering van het piekvermogen en het profiel van zon-PV. In het ETM is de mogelijkheid om de paneel-efficiency te verbeteren. (Van default waarde 17% naar 23%) De Berenschot&Kalavasta rapportage rekende op een alternatieve manier waardoor het profiel niet correct was voor Nederland. Tevens ontstond er steeds verwarring over de vermogens aan zonnepanelen waarmee in de scenario's wordt gerekend. Dit is verduidelijkt in de I13050 eindrapportage.
	Aftoppen zon-PV (dimensioneren omvormer) 33% van het piekvermogen wordt niet ingevoerd in het E-net. (inbreng branche en marktpartijen). Dit scheelt 25 GW aan pieknetbelasting. Jaarlijks is er circa 5% minder productie van de zonnepanelen.
Warmtenetten	ETM bevat nu een betere, uurlijkse modellering van warmtevraag.
	Inzetvolgorde bronnen aangepast.
	Warmteopslag (seizoenschaal) is toegevoegd in alle scenario's.
	Power to heat voor warmtenetten is toegevoegd, in het nationale scenario.
Zonthermie is toegevoegd in het regionale scenario.	
Warmtetechnieken woningen	Hybride warmtepomp: de omslagfactor van elektriciteit naar gas is aangepast, waarmee grote pieken in de elektriciteitsinzet op koude dagen worden voorkomen.
	Warmtevraag profiel van huishoudens is afgevlakt voor woningen met goede isolatie (want het inzetgedrag van de warmtepompen liet onrealistische pieken zien).
Elektrische voertuigen	Het laadprofiel veronderstelt nu altijd "slim laden".
Flexibiliteitsmiddelen t.b.v. benutten overschotten	Volgorde van flexmiddelen gewijzigd zodanig dat power-to-heat aan bod komt. De inzetvolgorde binnen het ETM is nu: 1) Opslag in batterijen en OPAC; 2) conversie naar warmte voor industrie; 3) conversie naar warmte voor warmtenetten; 4) conversie naar waterstof; 5) exporteren. <i>N.B. de inzet van systeemflexibiliteitsmiddelen is in fase 2 met eigen tooling netbeheerders gedaan en niet met de module van het ETM.</i>
Regionalisering van gastechnieken (groen gas en waterstof)	Het transitie- en verdelingsvraagstuk van duurzame gassen is aangepast. Er is meer rekening gehouden met de configuratie van de gasnetten. Dit is uitgebreid in de rapportage toegelicht.

Zon-PV Verduidelijking opgestelde vermogens

In de scenario's is aangenomen dat de zonnepanelen in 2050 een gemiddelde efficiency hebben van 24%. (Nu: ca 17%). De manier hoe dit was gedaan in het rapport

Klimaatneutrale scenario's was verwarrend, en hoe dit destijds in het ETM werd verwerkt, was niet goed. Voetnoot 8 op bladzijde 39 van het rapport Klimaatneutrale energiescenario's 2050 gaat hier ook op in.

In fase 2 is het ETM aangepast om de efficiency te kunnen gebruiken. Hiermee is het mogelijk de efficiency te verhogen bij een gegeven dak/paneeloppervlak, waardoor de piekvermogens ook hoger worden, en het profiel ook aangepast wordt.

De onderstaande tabel bevat de vermogens waarmee in de scenario's gerekend wordt. Dit is een bijstelling met +40% ten opzichte van de vermogens die in het fase-1-rapport werden gepresenteerd. De voetnoot 8 op bladzijde 39 van het fase-1-rapport is hiermee geadresseerd.

Tabel 5. Vermogens waarmee in de scenario's gerekend wordt.

	Regionaal	Nationaal	Europees	Internationaal
Zon-PV capaciteit	125 GW zon-PV - 66 GW grootschalig - 59 GW op daken	107 GW zon-PV - 58 GW grootschalig - 49 GW op daken	59 GW zon-PV - 35 GW grootschalig - 24 GW op daken	53 GW zon-PV - 35 GW grootschalig - 18 GW op daken

Een groot deel van deze bijstelling van het piekopwek-capaciteit naar boven, belandt evenwel niet in de netten, want we hebben ook een dimensionering verondersteld waarbij niet alle piekvermogen op het net wordt aangesloten (zie onderstaand).

Aftoppen piekvermogen zon, 33% van de capaciteit

Aftoppen via "overplanting" is opgenomen n.a.v. inbreng met de zon-PV-branche. Aftoppen draagt aanzienlijk bij aan de systeemintegratie van zon-PV doordat de benuttingsfactor aanzienlijk omhooggaat. Anno 2020 gebeurt dit al deels in de zin van overdimensioneren van panelen in verhouding tot omvormer. Holland Solar en de netbeheerders hebben hier ook een convenant voor gesloten. Aanvullend op overplanting hebben we ook curtailment nog meegenomen als een systeem-flexibiliteitsoptie. Aftoppen, overplanting en curtailment zijn verder toegelicht in Bijlage A.

Warmtenetten

In het ETM is een uurlijkse warmte module toegevoegd. Hieruit volgt een betere berekening van de inzet van warmtenetten. Seizoensopslag van warmte is nu ook meegenomen. Hierdoor was het nodig om in de scenario's een bronnenmix en inzetvolgorde van warmtenetten aan te passen. De resultaten zijn in lijn met de aangegeven bronnen in de II3050 fase 1 rapportage.

Tevens zijn er nieuwe bronnen voor warmtenetten toegevoegd:

- Warmte uit opgeslagen warmte (seizoensschaal warmteopslag)
- Zonthermie (alleen in scenario Regionaal)

- Power to heat (warmtepompen; daarnaast ook als plaatsgebonden flexibiliteitsmiddel in het nationaal scenario)

De vraag naar warmte in warmtenetten hangt samen met het temperatuurprofiel in het gesimuleerde weerjaar (2015 of 1987).

De inzetvolgorde van de warmtebronnen die deze vraag leveren is aangepast om een uurlijkse inzet te krijgen die past bij de verschillende technieken en bronnen, en die ook een verdeling en bronnenmix oplevert die nog steeds past bij het desbetreffende scenario.

De bronnen met een relatief vlakke beschikbaarheid, zoals restwarmte of geothermie, worden als eerste benut. Daarna (en daarbovenop) komen de regelbare bronnen zoals collectieve warmtepompen, biomassaketels. Dan komt het inzetten van de opgeslagen warmte (uit de seizoensbuffers). De laatste optie, voor de meest koude momenten, zijn de regelbare piekketels die op gas gestookt worden (waterstof of groen gas, afhankelijk van het scenario). Deze inzet is goed inzichtelijk te maken via het ETM. Bij de piekketels gaat het om max enkele tientallen procenten van de jaarwarmtevraag, maar in termen van vermogen leveren ze een duidelijke bijdrage.

De bijdrage van power-to-heat voor warmtenetten wordt enerzijds bepaald door de inzetvolgorde, maar anderzijds (buiten het stookseizoen) ook door de systeembalans. Want overschotten hernieuwbare elektriciteit worden omgezet in warmte die worden opgeslagen in grote buffers.

Zonthermie levert ook een (bescheiden) bijdrage, die samenhangt met de uurlijkse instralingsdata in het gemodelleerde weerjaar.

Hybride warmteopties

Hybride warmtepompen

De modellering van hybride warmtepompen voor woningen is aangepast. Ze schakelen nu rond het vriespunt van elektriciteit naar gas. Omdat op de koudere dagen de piekwarmtevraag hoog is, en deze met gas wordt ingevuld, draagt dit aanzienlijk bij aan het verlagen van de elektriciteitspiekvraag.

Hybride ketels in de industrie: flexibele power-to-heat

De inzet van hybride ketels is opgenomen, deze schakelen in bij elektriciteitsoverschotten. Afhankelijk van het scenario ontstaat tot 3,5 GW flexibele vraag naar elektriciteit of waterstof / methaan.

Aanpassingen van flexibiliteitsmiddelen

In diverse expertsessies over flexibiliteit (februari – april 2020) is informatie opgehaald over de flexibiliteitsmiddelen, de inzet, de hoeveelheden, de kosten, rendementen etc. Op basis van die inzichten zijn we onderscheid gaan maken tussen plaatsgebonden flexibiliteitsmiddelen en niet-plaatsgebonden systeemflexibiliteitsmiddelen. De eerste vorm is flexibiliteit die ten dienste van het systeem beschikbaar is, maar wel een vaste locatie in het net heeft, en ook verbonden is met een installatie van een klant. De tweede vorm is meer “vrij”, en kan afhankelijk van de behoefte van het energiesysteem op verschillende locaties geplaatst worden, en ook de omvang en de inzet is meer vrij. Het onderscheid is in de volgende tabel opgenomen.

Tabel 6. Het onderscheid tussen plaatsgebonden flexibiliteit en systeemflexibiliteit.

	Plaatsgebonden flexibiliteit	Systeemflexibiliteit (niet plaatsgebonden)
Omschrijving	Flexibiliteitsmiddelen die in de regel ‘decentraal’ een vaste plaats hebben, en samenhangen met een energiesysteemcomponent of klantproces in het scenario.	Flexibiliteitsmiddelen aanvullend nodig voor balanceren energiesysteem.
Beschouwde technieken	Aftoppen zon-PV door dimensionering, “overplanting” Power-to-heat in industrie: hybride ketels Power-to-heat voor warmtenetten Warmteopslag (seizoen) Slim laden van EV’s Flexibel gedrag van de hybride WP Ondergrondse pompaccumulatie (OPAC)	Centrales (gas-to-power, evt. kern/bio etc.) Power-to-gas: conversie naar waterstof Batterijen, utility scale (op koppelpunt niveau of dieper in het net) Batterijen, thuisopslag Vehicle-to-grid van EV’s Additionele curtailment (locatiespecifiek, prikkel uit net) Gasopslag Import / export van energie
Hoeveelheden, locatie, en inzetprofiel	Hoeveelheid volgens het scenario, afgestemd met stakeholders (expertsessies). Locatie volgt de regionalisering volgens de gekoppelde techniek (woningen/processen/etc). Inzet conform technische mogelijkheden techniek.	Voldoende t.b.v. systeembalans Verder optimaliseren t.b.v. infrastructuurknooppunten Ten dienste van totaal systeem (afhankelijk van plaats in net) Inzet gesimuleerd in tooling netbeheerders
Hoe is het gesimuleerd, berekend, meegenomen?	Gesimuleerd in het Energietransitiemodel.	Gesimuleerd in modellen netbeheerders.

De modellering van flexibiliteit in het ETM is verbeterd, waardoor het mogelijk werd om alle plaatsgebonden flexibiliteit volledig binnen het ETM te simuleren. Dat hebben we in fase 2 toegepast.

De systeemflexibiliteitsmiddelen zijn ook een onderdeel van de scenario’s in het ETM maar in de I13050 is een eigen model gemaakt om de inzet, locatie, en omvang

te bepalen, waarbij data uit de expertsessies flexibiliteit (kosten en rendementen) wordt gebruikt. Deze data, én de resulterende opgestelde vermogens per technologie uit de uitgebreide analyse van de systeemflexibiliteitsmiddelen, zijn weer in de ETM scenario’s verwerkt. Er wordt momenteel onderzocht of ook de verbeterde analyseaanpak van de netbedrijven m.b.t. tot flexibiliteit als toekomstige modelverbetering in het ETM kan worden opgenomen.

Bijlage C

● Informatie over het Energietransitiemodel ●

Het Energietransitiemodel (ETM) is een interactief simulatiemodel waarmee de mogelijke toekomstige ontwikkeling van het hele energiesysteem kan worden onderzocht. Quintel Intelligence heeft het ETM ontwikkeld vanuit de ambitie de besluitvorming over de energietransitie te helpen verbeteren met objectieve kennis over de verschillende elementen in het energiesysteem, hoe deze werken en wat hun onderlinge samenhang is. Met het model is het energiesysteem te simuleren op diverse schaalniveaus: nationaal, provinciaal en bijvoorbeeld gemeentelijk niveau. Het ETM is een open source model en aan het gebruik zijn geen kosten verbonden. De werking is volledig web-based: <http://energietransitiemodel.nl>

Het ETM kent een brede groep gebruikers van energieadviesbureaus, gemeenten, provincies, netbeheerders, docenten en studenten. Ook de toepassingen van het ETM zijn breed: van naslagwerk over energie tot gedetailleerde CO₂-boekhouding en energieboekhouding van vraag, aanbod, opslag en conversie op uurbasis en alles daartussenin.

Het model bevat de energievraag (per sector opgebouwd uit een aantal deelsectoren en typen energievraag), aanbod van energie, opslag, een uurlijkse berekening van de balans, en import/export.

Het model is interactief en real time: als men het scenario aanpast, geeft het ETM direct feedback over indicatoren zoals de CO₂-uitstoot, het percentage energiebesparing, de energieneutraliteit, de totale jaarlijkse kosten en andere indicatoren.

Het is mogelijk om elk uitgangspunt en elke aanname achter datasets en scenario's in het ETM te herleiden naar hun bron. De aannames achter scenario's kunnen gebruikers in een overzichtelijke Excel template documenteren. De overige data achter het ETM is beschikbaar op GitHub (zie <https://docs.energytransitionmodel.com/main/intro>). De instellingen en belangrijkste resultaten voor een specifiek scenario kunnen worden gedownload via de web-interface van het ETM.

Een groot energietransitie vraagstuk is de wens om inzicht te krijgen in hoe nationale plannen de verschillende onderdelen van het energiesysteem beïnvloeden, en ook hoe regionale plannen beïnvloeden wat er bovenregionaal moet gebeuren. De ontwikkeling van het ETM is erop gericht om in toenemende mate de ontwikkeling van het energiesysteem op diverse schaalniveaus te kunnen analyseren.

Een andere ontwikkeling is dat het model in toenemende mate geschikt is om te koppelen aan andere modellen, die op een onderdeel van het energiesysteem een gedetailleerdere of meer specifieke analyse mogelijk maken (het zogenaamde multi-modelling).

Het model is te openen via: <https://pro.energytransitionmodel.com>
Meer informatie is te raadplegen via: <https://quintel.com/etm>

Figuur 35. Voorbeeld van het ETM.



Met het ETM zijn diverse scenario's en toekomstpaden voor het hele energiesysteem in beeld te brengen, en zijn eerder gemaakte scenario's te laden en te delen. Gemaakte datasets en scenario's in het ETM blijven beschikbaar, ook na afloop van een project.

Tabel 7. Links naar de vier scenario's van de I13050.

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

Bijlage D

Uurlijkse verschillen tussen aanbod en vraag



Welke opgave ligt er voor energie infrastructuur om uurlijkse verschillen tussen aanbod en vraag te balanceren? Om dit illustreren zijn in Figuur 36 t/m Figuur 39 voor de vier scenario's en aanvullend op de Sankey diagrammen per energiedrager en voor alle uren van het jaar¹⁶ aanbod en vraag getoond. De ingaande stromen (het aanbod) en de uitgaande stromen (de vraag) zullen in het toekomstige en door hernieuwbare energiebronnen gedomineerde energiesysteem zowel tijden met grote overschotten als ook tekorten geven. Dit verandert de behoefte aan flexibiliteit ten opzichte van het huidige energiesysteem. Deze behoefte kan door verschillende (nieuwe) oplossingen zoals opslag, conversie, en uitwisseling van energie met het buitenland worden bediend.

Voor elektriciteit geven het scenario Regionaal en Nationaal sturing grote verschillen tussen aanbod en de vraag. Het opgewekte vermogen uit zon en wind piekt tot 120 -140 GW tegenover een vraag van 20-40 GW. Ook neemt de variatie in de vraag tussen de seizoenen toe ten opzichte van nu door elektrificatie van warmtevraag in vooral de gebouwde omgeving. In het hoofdrapport lieten we zien welke flexibiliteitsmiddelen hiervoor in het toekomstige energiesysteem kunnen worden ingezet.

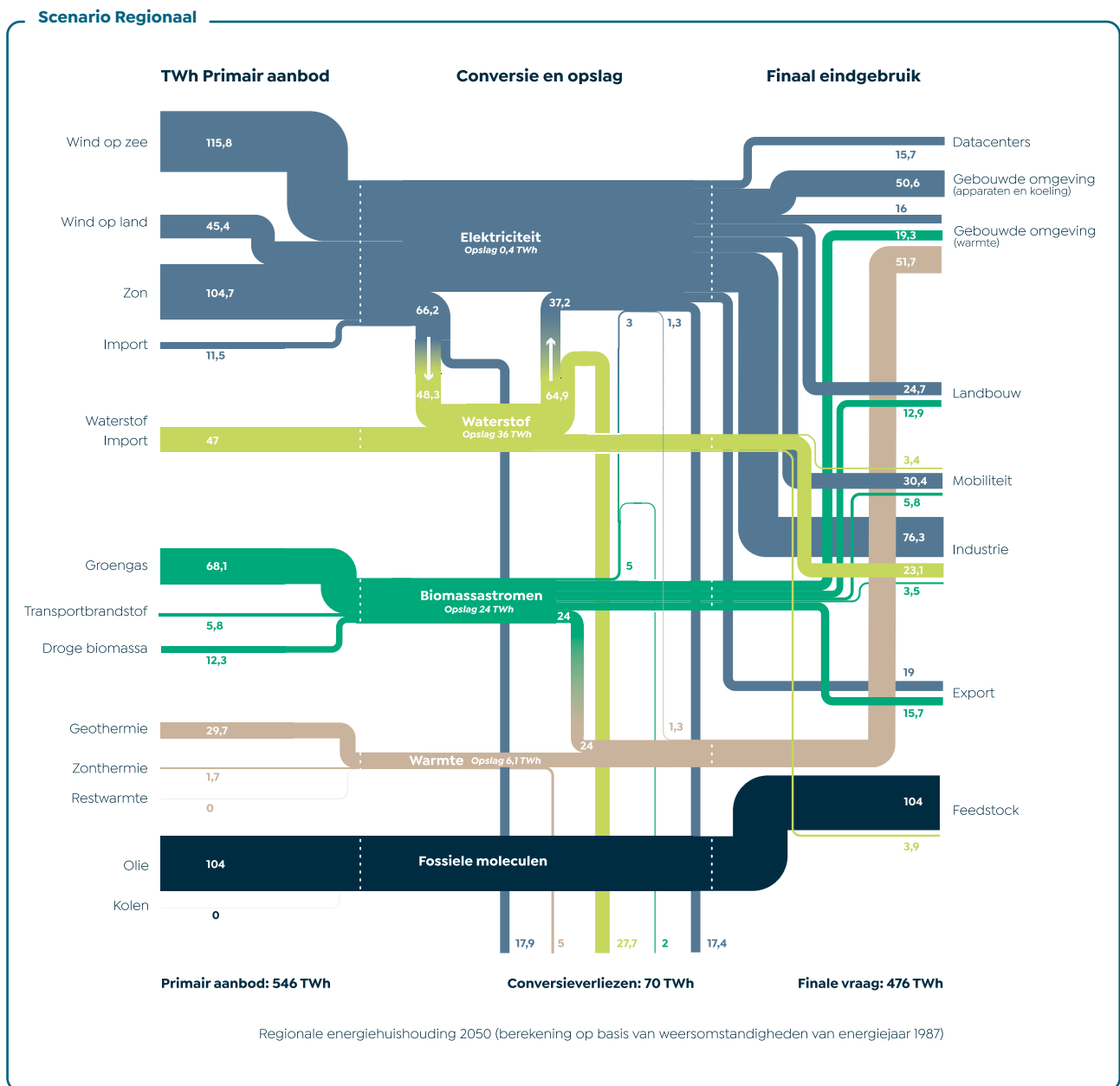
De vraag naar gassen varieert vooral sterk met de seizoenen (afhankelijk van het scenario waterstof en/of methaan), een gevolg van hybride warmtepompen en ook de systeemrol die gassen vervullen bij piekvraag naar warmte in warmtenetten. Voor het aanbod is daarentegen een vlak profiel verondersteld, zowel voor productie van

waterstof en groen gas, en de import van gassen. Er zullen wel degelijk variaties zijn, bijvoorbeeld markt gedreven variaties in de import van gassen via terminals, maar voor een eerste inschatting van de behoefte aan flexibiliteit volstaat de aanname van een vlak profiel.

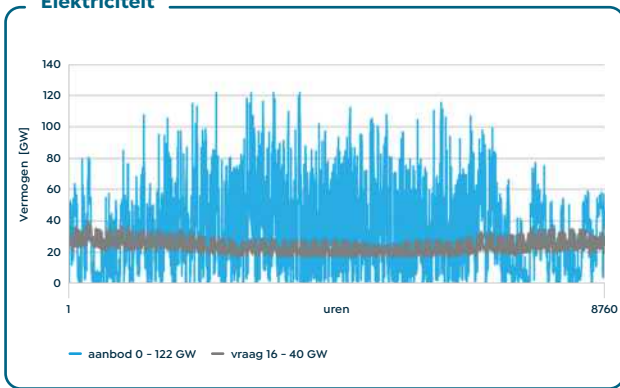
Dat een seizoens-afhankelijke vraag ook geldt voor de vraag naar warmte zal geen verrassing zijn. Voor het aanbod ligt dit echter anders. We gingen al in op de verschillende vormen van warmteaanbod voor basis-, midden- of piekbelasting. Zo zijn geothermie en restwarmte van de industrie warmtebronnen met een basislast profiel, en kunnen biomassaketels en ook elektrische warmtepompen ingezet worden voor middenlast. De figuren tonen het aanbod uit deze basis- en middenlast bronnen. Voor het vervullen van piekvraag naar warmte springen gasketels flexibel bij.

¹⁶ Basis is het historische klimaatjaar 1987.

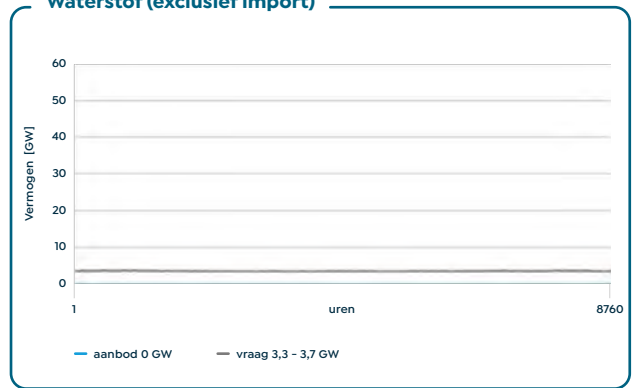
Figuur 36. Aanbod en vraag scenario Regionaal.



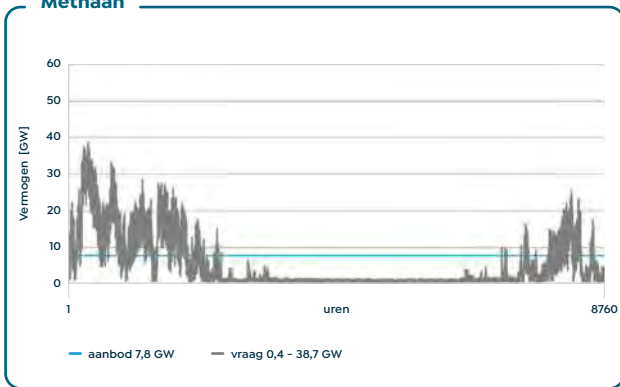
Elektriciteit



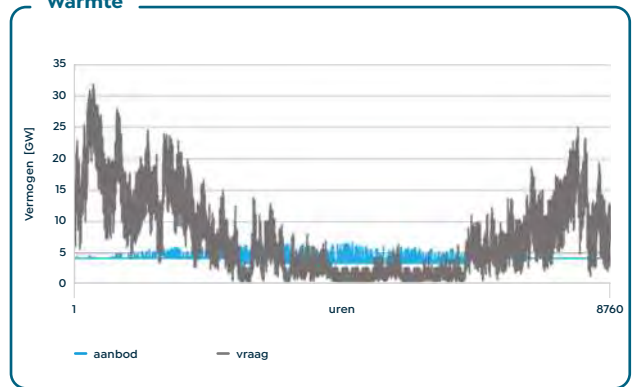
Waterstof (exclusief import)



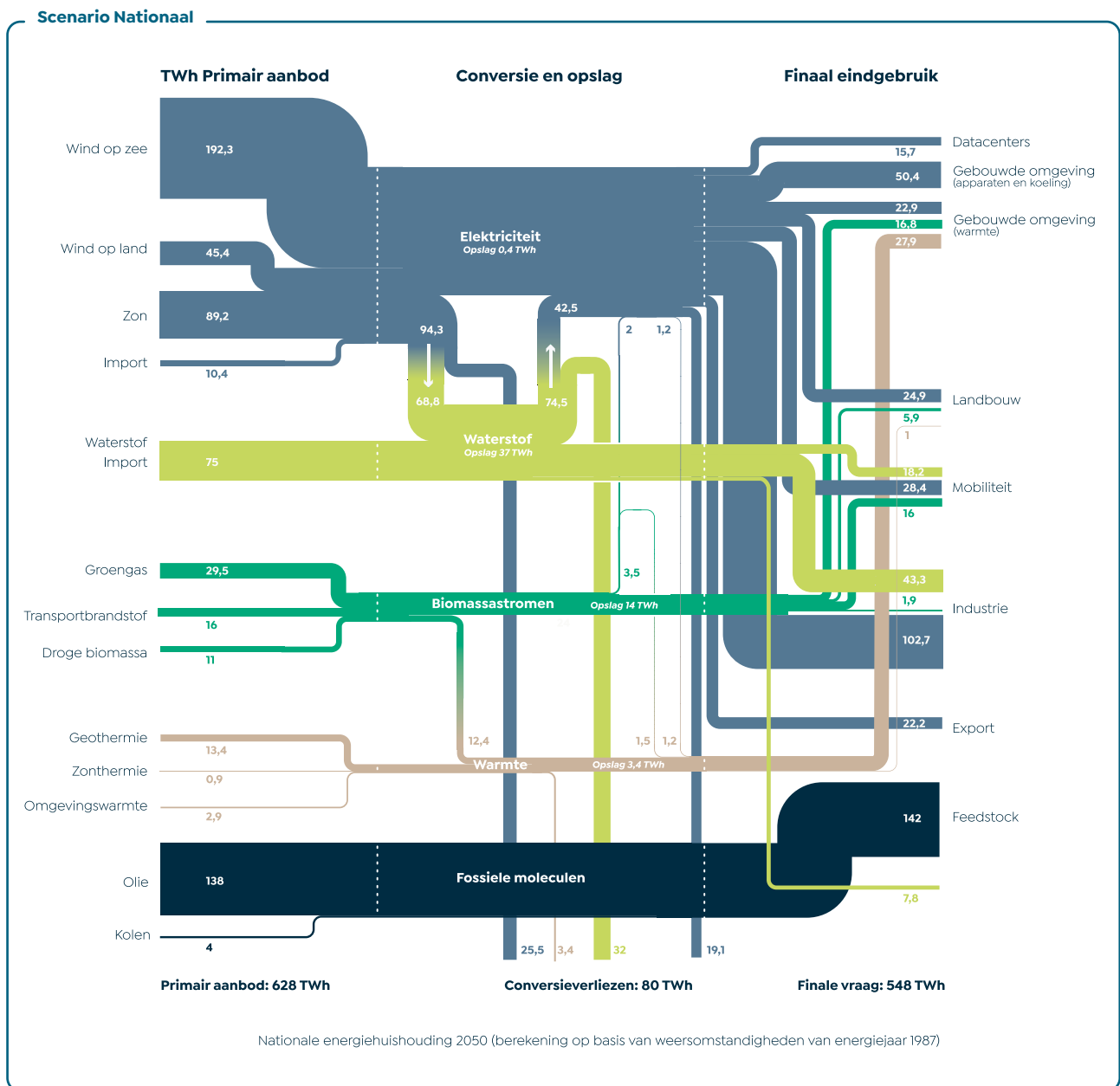
Methaan



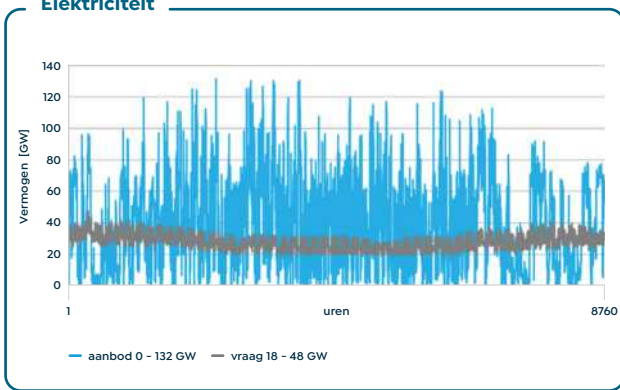
Warmte



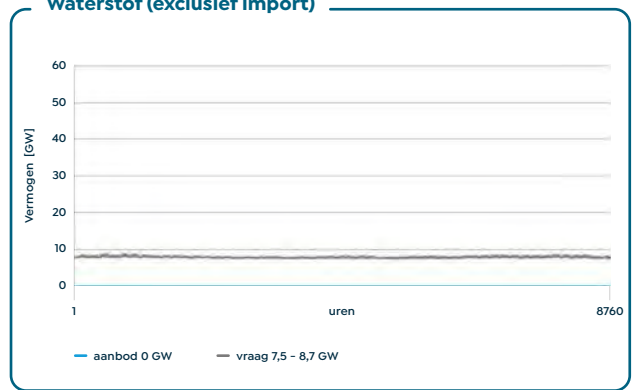
Figuur 37. Aanbod en vraag scenario Nationaal.



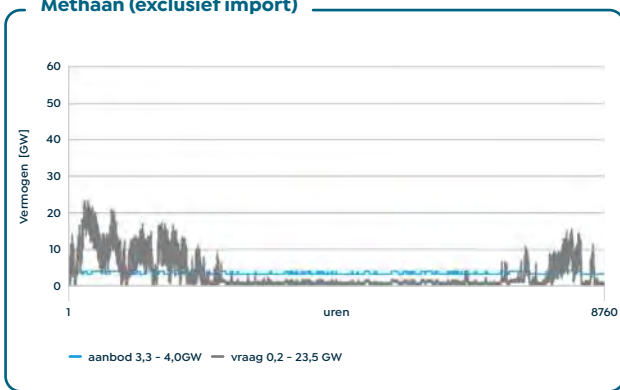
Elektriciteit



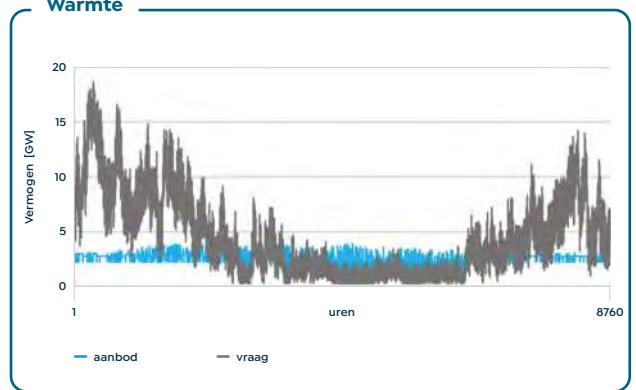
Waterstof (exclusief import)



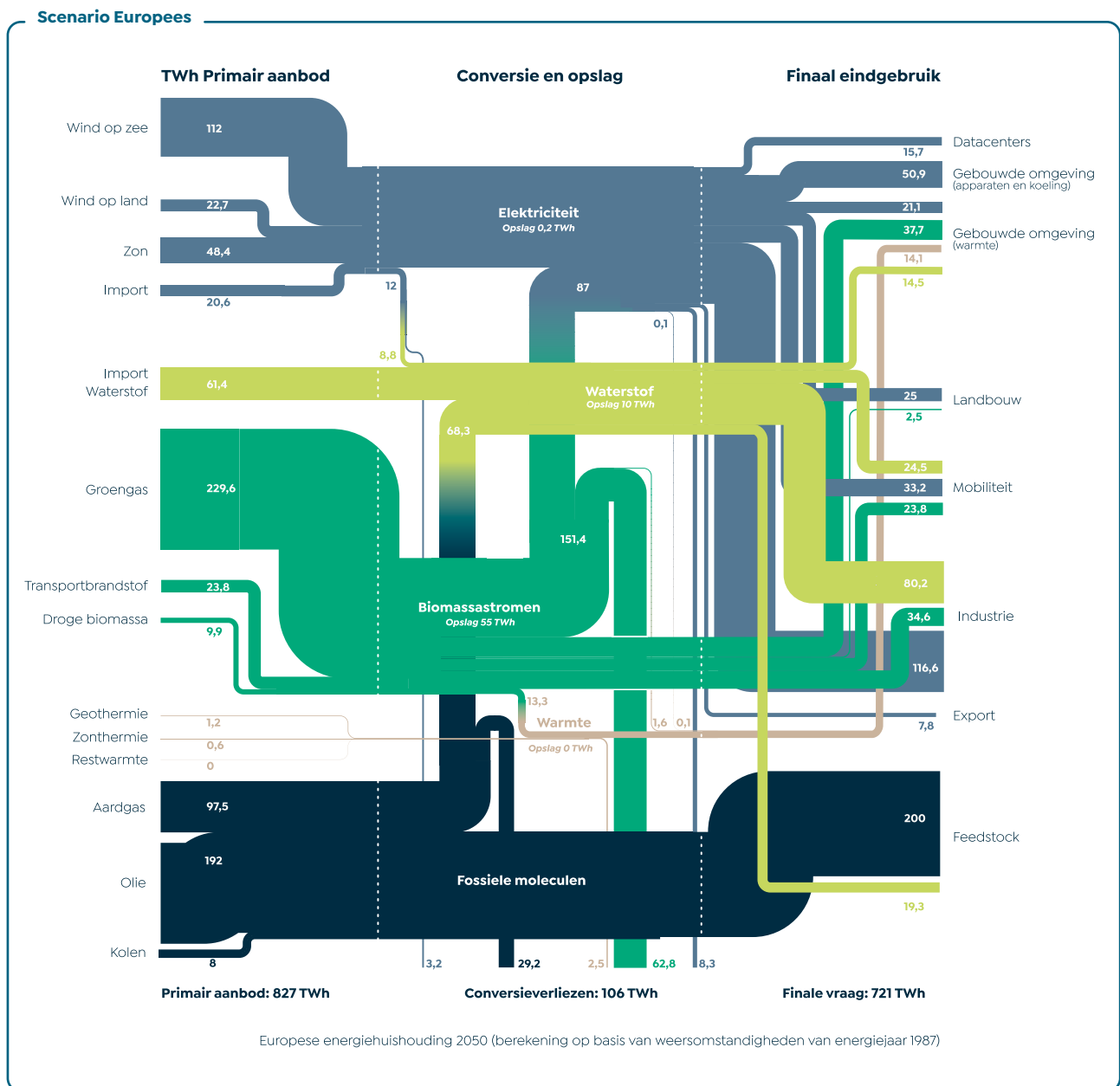
Methaan (exclusief import)



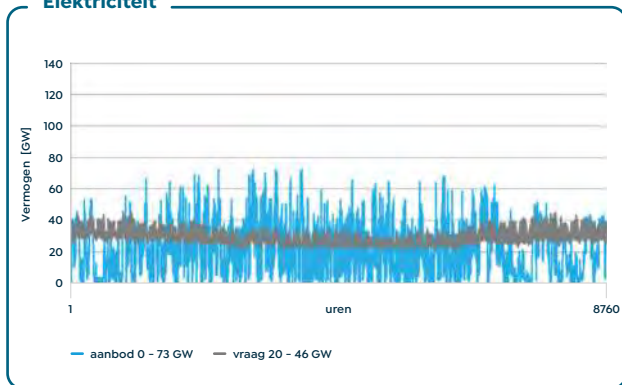
Warmte



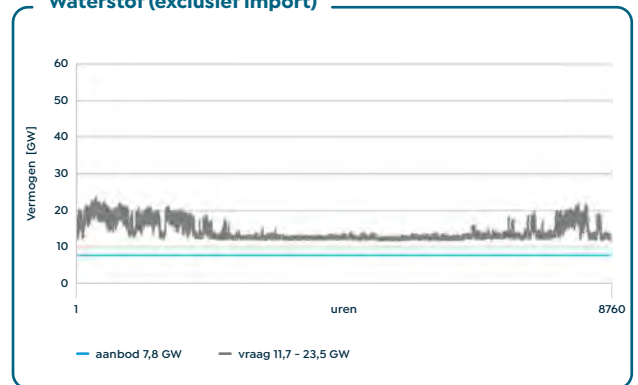
Figuur 38. Aanbod en vraag scenario Europees.



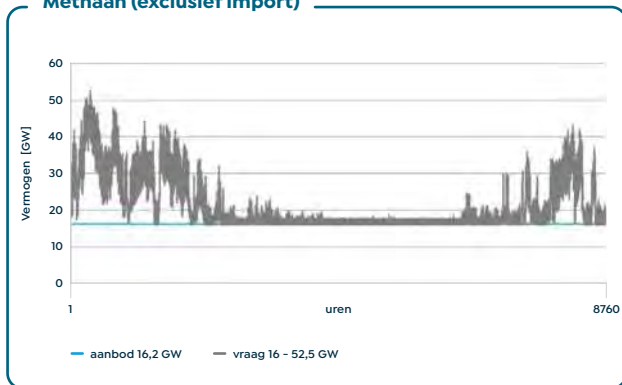
Elektriciteit



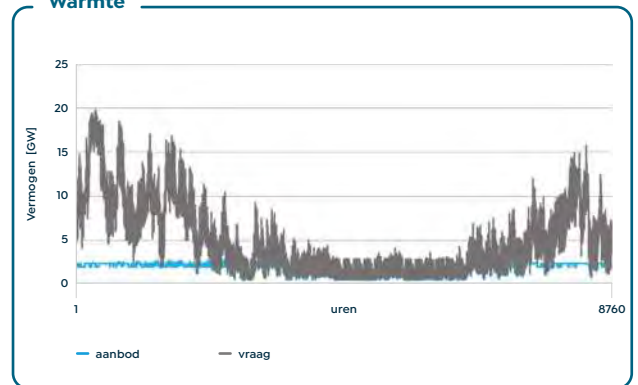
Waterstof (exclusief import)



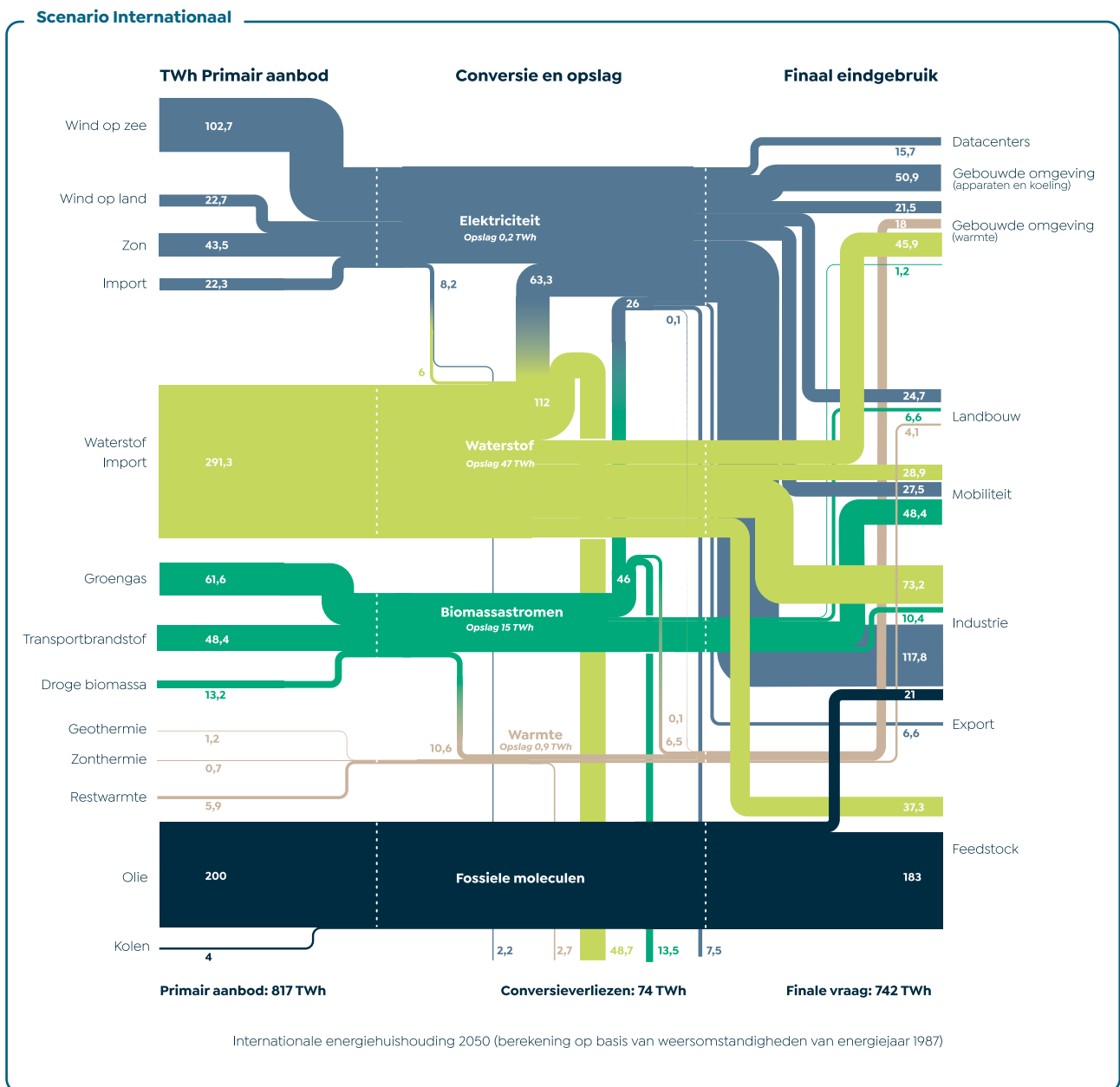
Methaan (exclusief import)



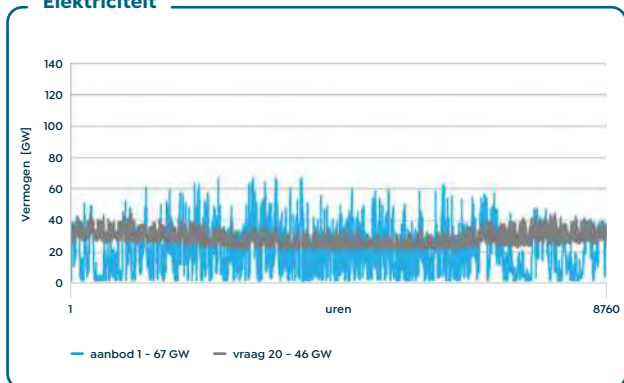
Warmte



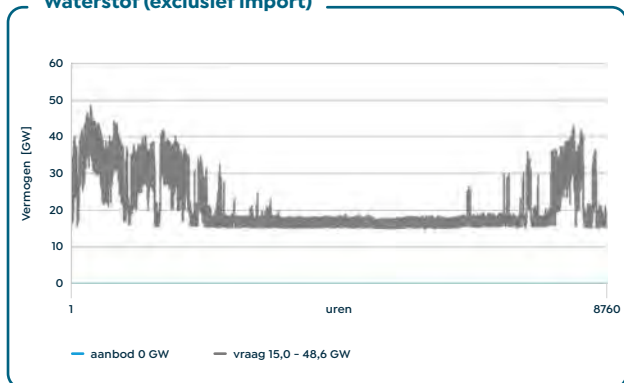
Figuur 39. Aanbod en vraag scenario Internationaal.



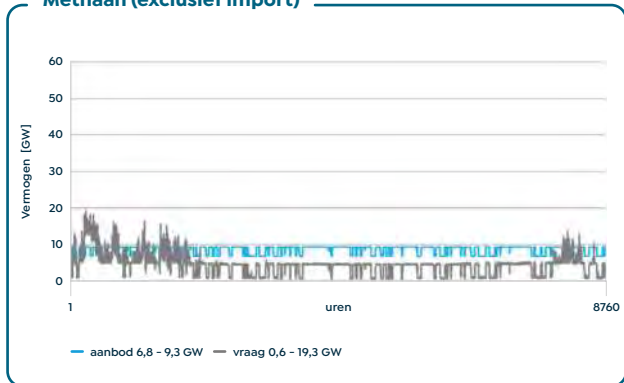
Elektriciteit



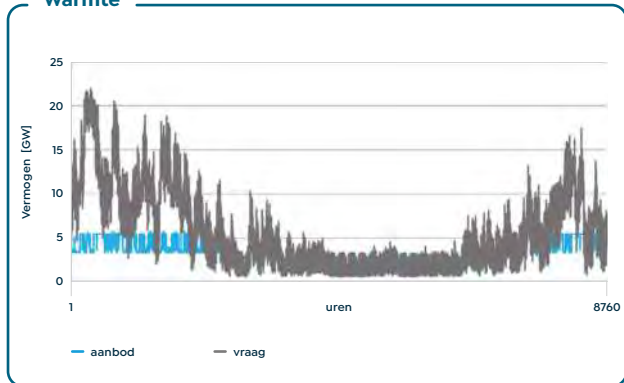
Waterstof (exclusief import)



Methaan (exclusief import)



Warmte

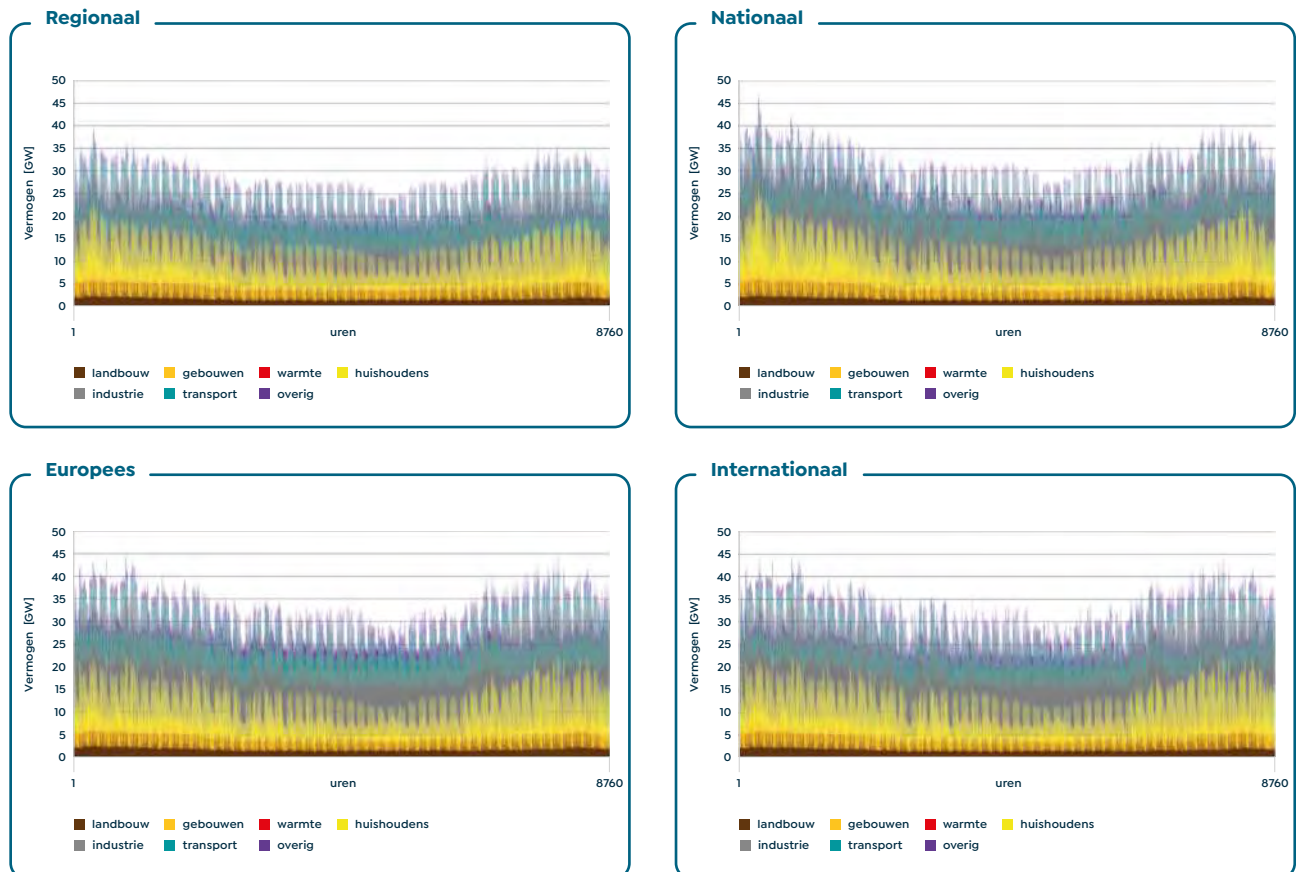


Overzicht sectorale vraag per energiedrager

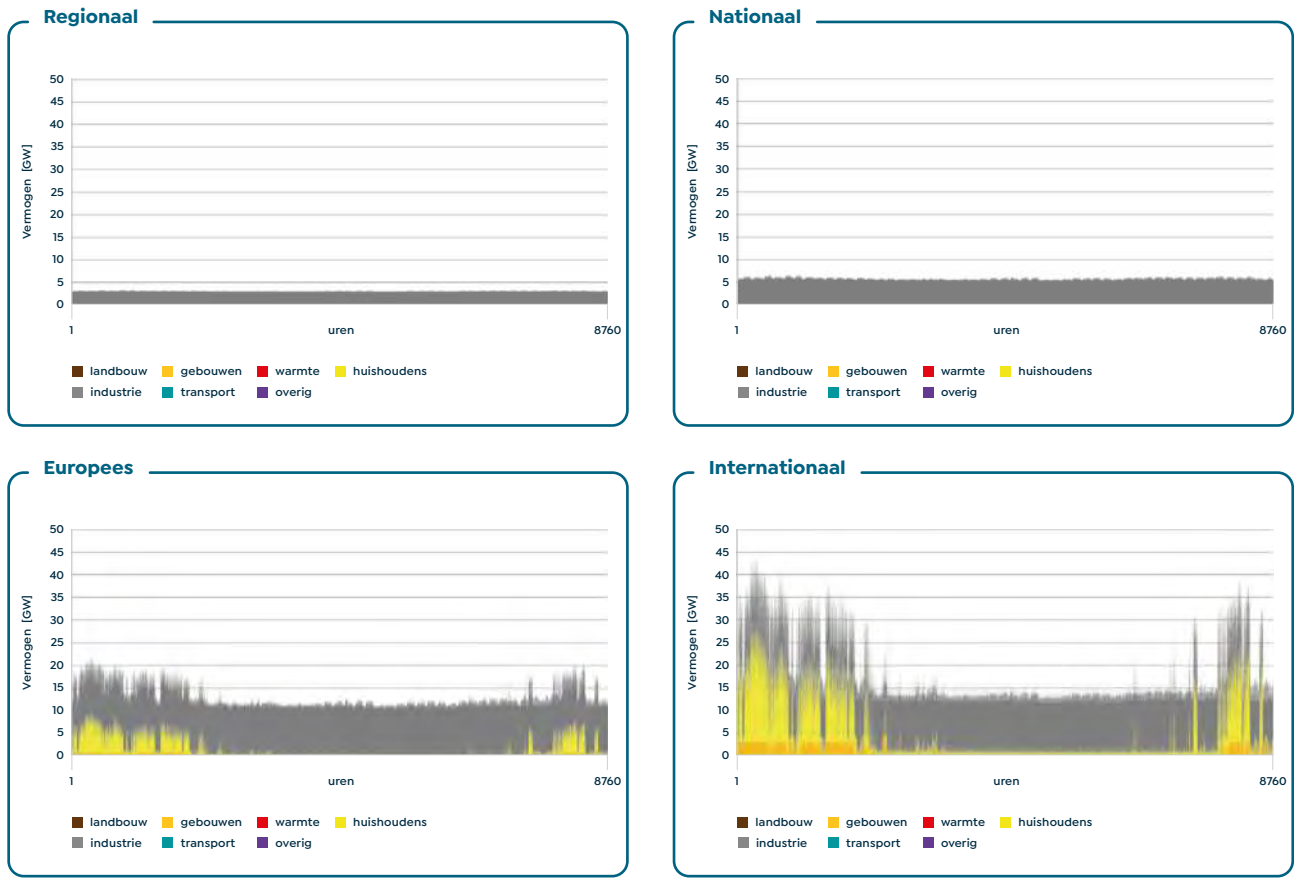
Het gebruik van energie verschilt per sector en toepassing. In Figuur 40 tot en met Figuur 42 staan per energiedrager, voor de vier scenario's en met een onderscheid naar sectoren uurlijkse tijdreeksen. Deze tijdreeksen zijn 'gestapeld', de figuren laten dus ook de totale vraag naar een energiedrager opgeteld over de sectoren heen zien.

De gebouwde omgeving is een achterliggende drijver voor seizoensvariaties, omdat de warmtevraag in de sectoren huishoudens, gebouwen en warmte (voor warmtenetten) temperatuur afhankelijk is.

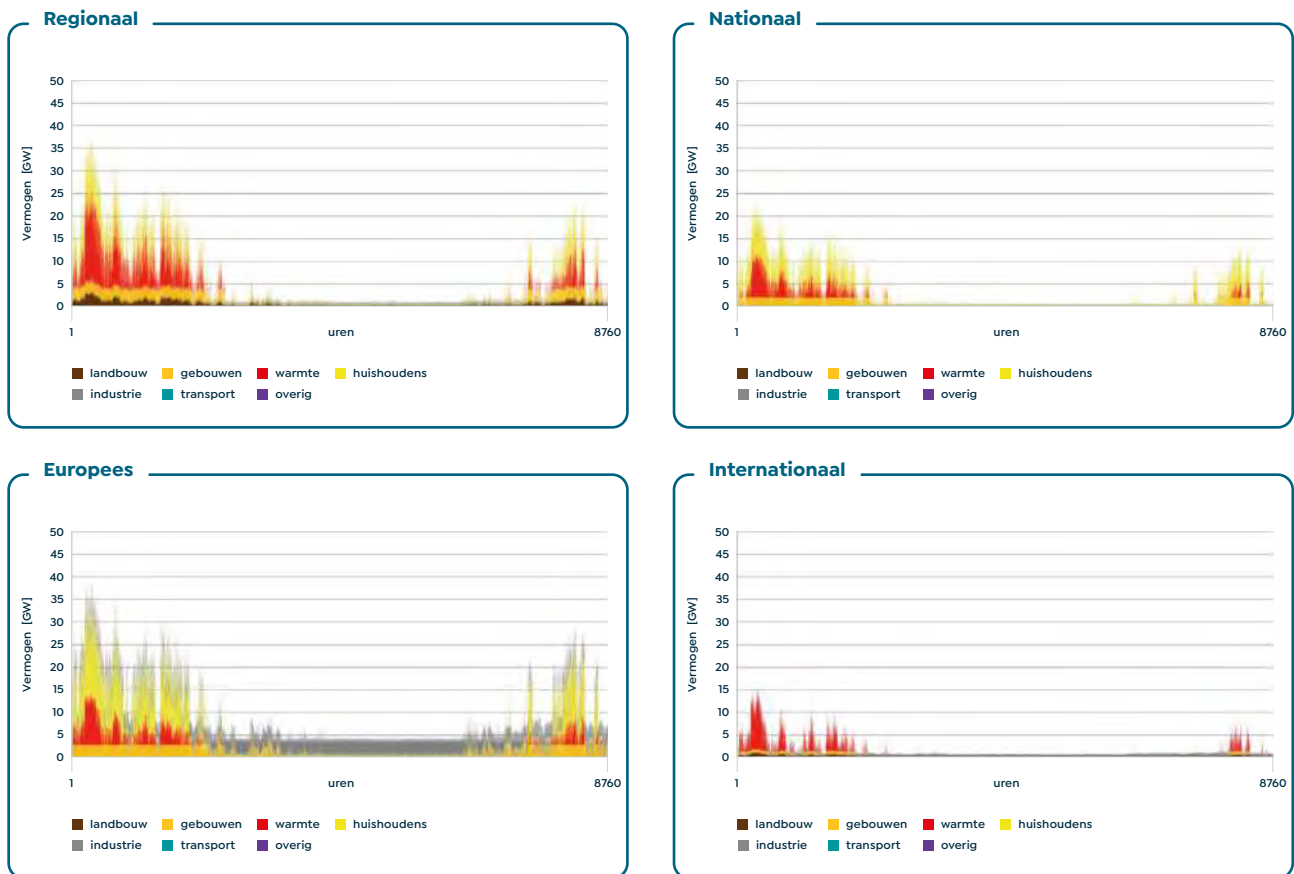
Figuur 40. Sectorale vraag in het elektriciteitssysteem.



Figuur 41. Sectorale vraag in het waterstofsysteem.



Figuur 42. Sectorale vraag in het methaansysteem.



Bijlage E

Aanpak flexibiliteitsanalyse



In de volgende secties beschrijven we in meer detail hoe de flexibilitieitsbehoefte per scenario is bepaald en op welke manier de verschillende flexibilitieitstechnologieën, die elk een deel van deze behoefte afdekken, zijn gekozen.

Aanpak flexibilitieit

De aanpak voor vraag- en aanbodsturing en systeem flexibilitieitsmiddelen verschilt. In het volgende lichten we deze verschillen toe.

Aanpak voor vraag- en aanbodsturing

De klimaatneutrale energiescenario's worden in het ETM van Quintel doorgerekend. Ook voor vraag- en aanbodsturing kunnen in het ETM keuzes worden gemaakt, gedifferentieerd per scenario. Vervolgens volgt de inzet van vraag- en aanbodsturing uit de uurlijkse doorrekeningen van het geïntegreerde energiesysteem. In Tabel 8 staat een overzicht van de gemaakte keuzes.

Voor de locatie worden dezelfde regionalisaties gebruikt als de respectievelijke aanbod of vraagtoepassing.

Tabel 8. Overzicht van de keuzes voor vraag- en aanbodsturing in het ETM.

Vraag- en aanbodsturing technologie	Keuze / instelling
Overplanting zon-PV	Productiebeperking - 33%
Hybride warmtepompen	Omslag-COP ruimteverwarming - 2,6 Omslag-COP warmwater - 6,0
Laadgedrag elektrische auto's	Slim laden (Elaad) - 100%
Hybride industrie	Scenario en sector afhankelijk

Vraag- en aanbodsturing dragen bij aan het balanceren van het energiesysteem. Maar vraag- en aanbodsturing

alleen is niet genoeg. De doorrekening in het ETM laat zien dat er nog steeds grote onbalansen zijn. Met systeemflexibilitieit wordt aan deze resterende flexbehoefte invulling gegeven.

Aanpak voor systeemflexibilitieit

Om in de flexibilitieitsbehoefte van het energiesysteem te kunnen voorzien is een samenhangende inzet van transport inclusief uitwisseling met het buitenland, conversie en curtailment, en opslag nodig. Ook is de locatie ervan bepalend. Met de gekozen aanpak beogen we deze samenhang inzichtelijk te maken.

Het startpunt is de resterende onbalans tussen vraag en aanbod na de inzet van vraag- en aanbodsturing. We bepalen een uurlijkse inzet van de systeemflexibilitieitsmiddelen zonder eerst (knelpunten in) transport mee te nemen. Voor elke energiedrager volgt dan de onbalans als het verschil tussen aanbod en vraag en ook volgt hieruit, in een aantal stappen, welke hoeveelheid opslag, conversie en curtailment nodig is om deze onbalans te vereffenen, zoals in hoofdstuk 3 is beschreven. In het volgende wordt de methodiek beschreven hoe de inzet en locatie van systeemflexibilitieitsmiddelen is bepaald.

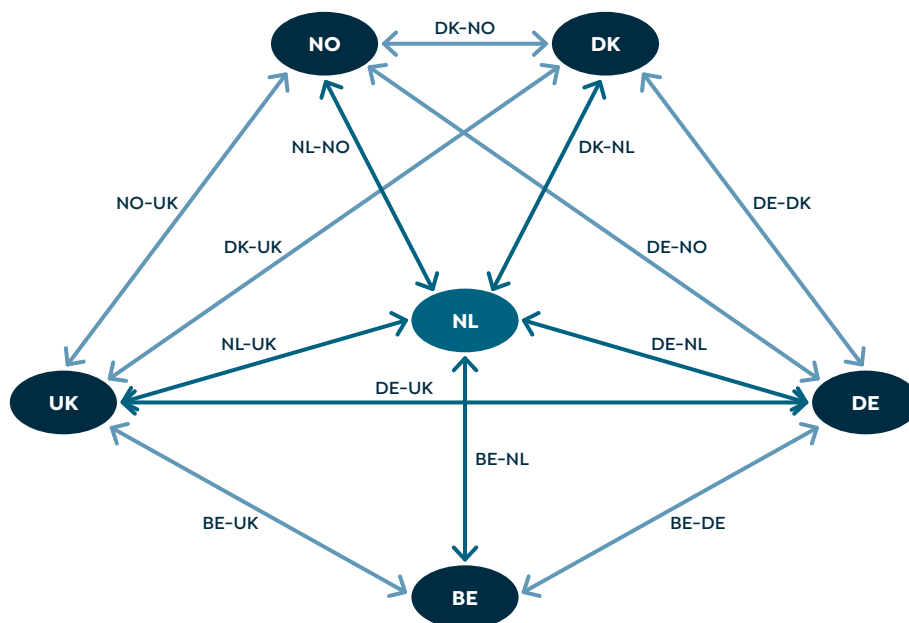
Import en export van elektricitieit

Het stroomtransportnetwerk van TenneT en het hogedruk gasnetwerk van Gasunie maken deel uit van een Europese geïntegreerde energiemarkt. In deze markt vindt continu uitwisseling van energie plaats tussen landen. Hierdoor wordt uiteindelijk een efficiënter gebruik van beschikbare energiebronnen beoogd, met als doelstelling lage energie-kosten, hoge leveringszekerheid en integratie van CO₂-arme energiebronnen als randvoorwaarde voor het bereiken van de overkoepelende Europese klimaatdoelen.

Als benadering van de (huidige) Europese stroommarkt en de elektriciteitsuitwisseling tussen landen worden zowel Nederland als de omringende landen elk als een markt ("koperen plaat") beschouwt, waartussen uitwisseling van elektriciteit binnen beperkte marktuitwisselingscapaciteiten

mogelijk is (zie Figuur 43). Deze marktuitwisselingscapaciteiten hoeven hierbij niet gelijk te zijn aan de fysieke transportcapaciteiten¹⁷ van de 380kV lijnverbindingen, maar worden beïnvloed door bijvoorbeeld binnenlandse transportbeperkingen en bepaalde veiligheidsmarges.

Figuur 43. Schematisch overzicht node model met veronderstelde marktuitwisselcapaciteiten.



Marktverbinding	Veronderstelde marktuitwissel capaciteit 2050 [MW]	Marktverbinding	Veronderstelde marktuitwissel capaciteit 2050 [MW]
BE-DE	1000	DK-NL	700
BE-NL	4400	DK-NO	1700
BE-UK	1000	DK-UK	1400
DE-DK	4100	NL-NO	700
DE-NL	6000	NL-UK	3000
DE-NO	1400	NO-UK	1400
DE-UK	1400		

Voor elk node wordt de residuele vraag (hernieuwbaar opwek – elektrische vraag) en hiermee per land/markt de behoefte aan (import) of het overaanbod (export) van elektriciteit bepaald. Zowel voor de genoemde marktuitwisselingscapaciteiten als de uurlijkse aanbod- / vraagprofielen wordt hiervoor consistente data uit het Europees netwerkontwikkelingsplan TYNDP¹⁸ gebruikt. Hierbij is het klimaatjaar gelijk aan het klimaatjaar in de I13050 ETM-berekeningen. In een volgende stap wordt met behulp van een optimalisatiemodel per uur het

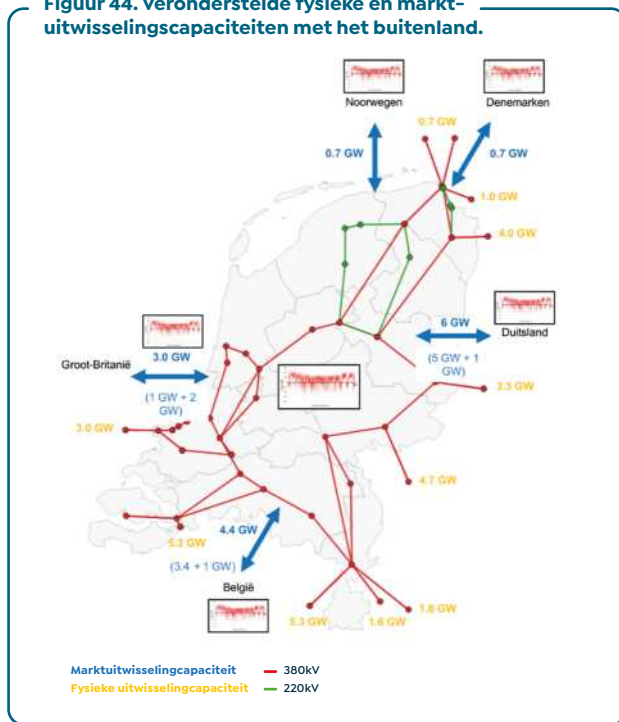
transport tussen de nodes gemaximaliseerd, waaruit zowel de uitwisseling van Nederland met andere landen als de uitwisseling tussen de omringende landen volgt. Het laatstgenoemde kan leiden tot transitstromen door Nederland, het uitwisselen van elektriciteit tussen omringende landen via het transportnetwerk van TenneT. Hoewel transitstromen de beschikbare transportcapaciteit voor binnenlands transport in bepaalde uren beperken, zijn deze dus een integraal onderdeel van het Europees energiesysteem.

¹⁷ Maximaal vermogen wat technisch over een lijnverbinding kan worden getransporteerd.

¹⁸ Ten year network development plan (TYNDP) 2020.

Figuur 44 toont zowel fysieke en marktuitwisselcapaciteiten als kaartplaatje.

Figuur 44. Veronderstelde fysieke en marktuitwisselcapaciteiten met het buitenland.



Inzet van systeemflexibiliteitsmiddelen

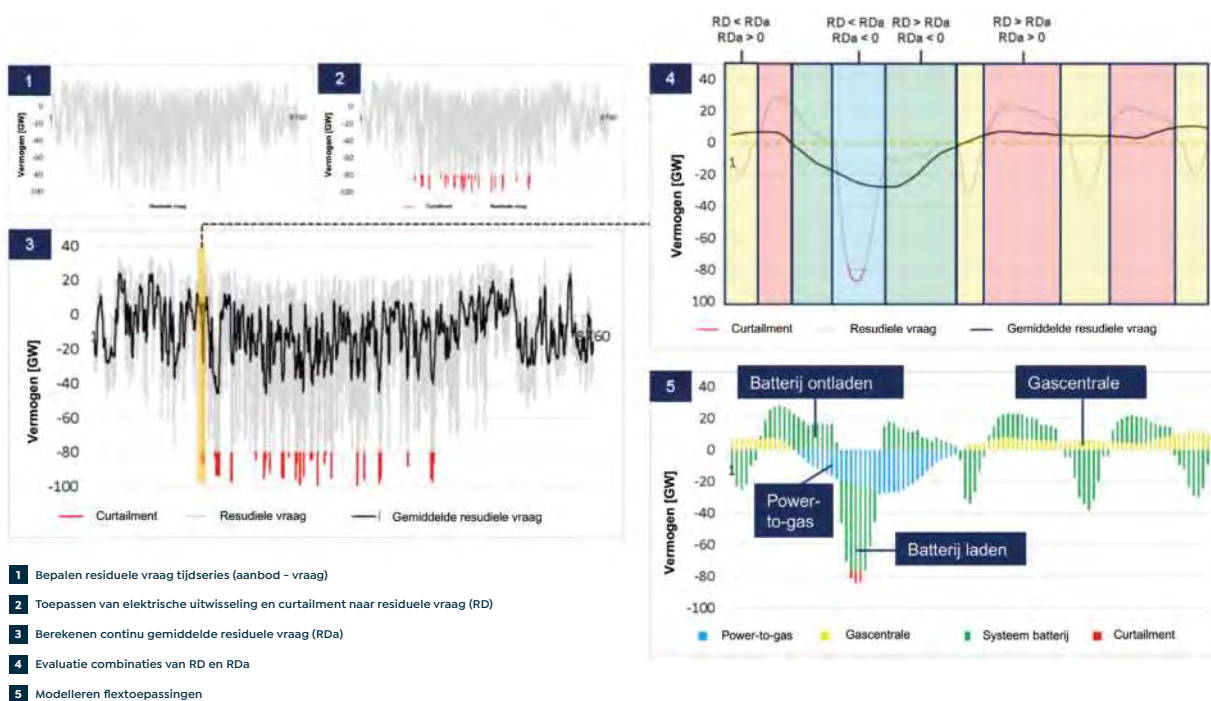
Voor elektriciteit wordt de resterende onbalans onderverdeeld in een korte en een lange termijn flexbehoefte. Om dit te bepalen wordt een voortschrijdend of zwevend gemiddelde toegepast. Zo volgt uit een zwevend gemiddelde van 24 uur de korte termijn flexbehoefte binnen een dag, zowel de capaciteit als ook de beperkt benodigde energieopslag hiervoor. En bijvoorbeeld een gemiddelde met een periode van 3 maanden geeft een indicatie voor de benodigde capaciteit en grootschalige energieopslag voor het overbruggen van seizoenen.

We spreken over een korte termijn flexibiliteitsbehoefte binnen een dag, die we kunnen vaststellen met een 24-uurs zwevend gemiddelde door de resterende uurlijkse onbalans. Echter, dit betekent niet dat dan ook de onbalans over die dag vereffend is. Het 24-uurs zwevend gemiddelde door de residuele last is meestal niet gelijk aan nul wat aangeeft dat er een elektriciteitsoverschot of tekort is over de dag heen. In een periode met veel fluctuerende opwek van zon en wind ten opzichte van de elektrische vraag blijft er, ook na de inzet van korte termijn flexibiliteitsmiddelen energie over. Als dit teveel aan opgewekte energie voor langere tijd kan worden opgeslagen dan kan dit in periodes met hoge vraag en laag aanbod juist weer worden gebruikt.

Al rekening houdend met toekomstige technologische verbeteringen geldt in het algemeen dat veel flexibiliteitstechnologieën een beperktere energieopslag kennen in vergelijking met grootschalige gasopslag. De inzet van deze technologieën beperkt zich dan ook tot korte termijn flexibiliteit. Dit geldt bijvoorbeeld voor batterijen. Voor een goede benutting van korte termijn flexibiliteitsmiddelen is het van belang dat bij overschotten deze in voldoende mate leeg is en bij tekorten voldoende gevuld. Deze specifieke inzet volgt uit het verschil tussen de resterende onbalans en het zwevend gemiddelde hierdoor. In de uitwerking wordt ook rekening gehouden met verliezen die optreden.

Voor de lange termijn flexibiliteitsbehoefte kunnen vervolgens flexibiliteitstechnologieën worden gekozen die wel geschikt zijn voor grootschalige en langdurige energieopslag, zoals elektrolyse en elektriciteitscentrales in combinatie met gasopslag. Door met hetzelfde zwevend gemiddelde ook de inzet van lange termijn flexibiliteitsmiddelen vast te stellen ontstaat een samenhangende gebruik van zowel korte en lange termijn flexibiliteitsmiddelen. Het resultaat is een gebalanceerd elektriciteitssysteem.

Figuur 45. Schematisch overzicht van de verschillende stappen voor het bepalen van een samenhangende inzet van korte en lange termijn flexibiliteitsmiddelen.



Om uiteindelijk voor alle energiedragers een uurlijkse balans te verkrijgen wordt een specifieke methode voor waterstof en methaan toegepast. Ook waterstof en methaan kennen een resterende onbalans tussen vraag en aanbod. Daarbij volgt uit de lange termijn flexibiliteitsbehoefte van elektriciteit de inzet van conversies die aan deze twee gassystemen gekoppeld zijn, zowel power-to-gas als gas-to-power. Ook leveren beide gassystemen voor pieklevering van warmte aan warmtenetten.

De residuele last die resteert, wordt in twee stappen vereffend. Eerst wordt het jaarvolume voor elk gassysteem met import of export van de betreffende energiedrager gebalanceerd. Hierbij wordt een vlak import of export profiel aangenomen. Vraag en aanbod zijn dan over het jaar heen gelijk. Vervolgens wordt ook op uur-basis een balans bereikt door de inzet van opslag. Nemen we de som over alle injecties en uitzendingen dan geeft dat de benodigde gasopslag. Omdat het jaarvolume als eerste stap in balans is gemaakt, is dit de gasopslag die nodig is om seizoenen te kunnen overbruggen. In de resultaten laten we grafieken zien waaruit dit seizoenskarakter ook meteen blijkt.

Locatie van systeemflexibiliteitsmiddelen

De locatie van de verschillende flexibiliteitsmiddelen is een bepalende factor voor de impact op het elektriciteitsnetwerk. De aanpak laat zien hoe door in de locatie strategische keuzes te maken hierin gestuurd kan worden, en welke keuzes leiden tot een beperkte toename van

transport van elektriciteit als gevolg van de inzet en ook de locatie van flexibiliteitsmiddelen. Door de grotere al aanwezige transportcapaciteit in het gassysteem leidt dit daar in het algemeen niet tot knelpunten.

Voor alle aanbod en vraag categorieën in het elektriciteitssysteem zijn regionalisatiesleutels bekend. Deze zijn op buurtniveau. Dit betekent dat op dit detail ook de onbalans tussen aanbod en vraag bepaald kan worden. Ook geeft dit de mogelijkheid om op alle tussenliggende detailniveaus – gemeente, provincie, RES-regio's, Nederland of voor leveringsgebieden achter netwerkpunten de resterende last te berekenen is uit de aggregatie van buurten.

Als locatie voor de korte termijn flexibiliteitsmiddelen, in dit geval batterijen, zijn in een eerste stap de koppelpunten tussen het landelijke en het regionale netwerk gekozen. Daarbij wordt de inzet van de batterijen ook afhankelijk van de resterende last op het koppelpunt berekend waarvoor dus het zwevend gemiddelde wordt toegepast.

Deze eerste stap is ingegeven door een aantal aspecten;

- In geval van grootschalige opwek van zon en wind op land (scenario Regionaal) weegt de nabijheid van een koppelpunt mee in de locatie van deze parken. Met aanbod en flexibiliteitsmiddelen in de nabijheid van elkaar kan dan uitbreiding van het elektrische transportnetwerk beperkt worden.

- Verder is de inzet van korte termijn flexibiliteitsmiddelen op de koppeling tussen het landelijk en regionale net voor het landelijke elektriciteitsnetwerk gunstig, omdat eventuele pieken in aanbod en vraag worden gedempt voor landelijk transport.
- Het laatste aspect is dat batterijen bij uitstek geschikt zijn voor decentrale inzet. Deze eerste stap moet vanuit dat perspectief ook als zodanig worden gezien. Als tweede stap kan vervolgens gekeken worden of het plaatsen van een deel of zelfs alle batterijen dieper in de regionale elektriciteitsnetwerken de impact verder kan verkleinen.

Voor de lange termijn flexibiliteitsmiddelen, in dit geval power-to-gas en gas-to-power, is in een eerste stap de locatie van power-to-gas hetzelfde als voor batterijen, dus op de koppelpunten tussen het landelijke en het regionale netwerk. Voor de locatie van gas-to-power geldt dit deels, naast de koppelpunten is ook een deel van de centrales voorzien op de huidige locaties waar grootschalige opwek van elektriciteit met centrales plaatsvindt.

Ook de locatie van lange termijn flexibiliteitsmiddelen is ingegeven door een aantal aspecten:

- Door ook power-to-gas en een deel van de gas-to-power regionaal te plaatsen wordt het hiervoor benodigde landelijke transport van het elektriciteitssysteem naar het gassysteem verplaatst. Hiermee wordt naast dat deze conversies toch nodig zijn ook de aanwezige transportcapaciteit van het gastransportnetwerk naar de gasopslagen benut en daarmee het elektriciteitsnet ontlast.
- Ten tweede volgt uit de samenhangende inzet van korte en lange termijn flexibiliteitsmiddelen ook transport tussen deze middelen. Immers, de inzet van power-to-gas zorgt voor extra vraag voor de batterijen zodat deze weer leeg raakt. Daarmee is ook de afstand tussen deze flexibiliteitsmiddelen bepalend voor het benodigde transport – hoe kleiner deze afstand, hoe lager de impact op transport.
- Verder geldt net als bij batterijen dat ook kleinschalige power-to-gas en gas-to-power installaties op specifieke plekken in het regionale net kunnen worden geplaatst om de impact verder te reduceren. Wederom moet deze eerste stap ook vanuit dat perspectief worden gezien.

Enkele nuancerings bij de gekozen aanpak

Alleen onderscheid tussen korte termijn en lange termijn

In deze studie maken we in het elektriciteitssysteem onderscheid tussen twee perioden, namelijk de flexibiliteitsbehoefte binnen een dag en de behoefte over langere perioden. Hiermee vereenvoudigen we de analyse aanzienlijk, maar denken we wel dat we als eerste stap enerzijds voldoende het verschil in termen

van capaciteit en energieopslag tussen deze twee perioden kunnen tonen en daarmee de keuze voor bepaalde flexibiliteitstechnologieën. Als de flexibiliteitsbehoefte, in termen van capaciteit en energieopslag, over meerdere perioden dan twee wordt bepaald dan kan ook een meer gedifferentieerde flexibiliteitsportfolio worden geïdentificeerd waarbij telkens wordt gekeken wat de best passende flexibiliteitstechnologieën zouden kunnen zijn. Dit is dan ook zeker een onderwerp voor verdere verdieping.

Geen marktmodel

Bij de gekozen aanpak spelen prijzen of kosten impliciet mee. Zo volgt de keuze voor een periode van een dag uit een kostenanalyse. Ook is de inzet van lange termijn flexibiliteit aan de hand van de nationale residuele last bepaald, waarbij Nederland als het ware als één markt wordt gezien. De inzet van korte termijn flexibiliteit in het elektriciteitsstelsel is juist wel in verre mate geregionaliseerd, wat een regionale markt voor korte termijn flexibiliteit veronderstelt. De aanpak is hiermee wezenlijk anders dan bijvoorbeeld modellen die wel expliciet op basis van prijzen en bepaalde markt regels rekenen. Ook dit is een onderwerp voor verdere verdieping.

Gevoeligheidsanalyse nr. 5 in Bijlage A gaat aanvullend nog in op de relatie met (bijvoorbeeld) markt- en tariefprikkels.

Technische en economische uitgangspunten flexibiliteitsmiddelen

Voor batterijen, elektrolyse en elektriciteitscentrales staan in Bijlage K overzichten van kosten, efficiëntie en technische levensduur zoals ze in deze studie zijn toegepast. De opgenomen kentallen kwamen naar voren in een aantal sessies met flexibiliteitsexperts. Ze gelden voor de lange termijn (2050).

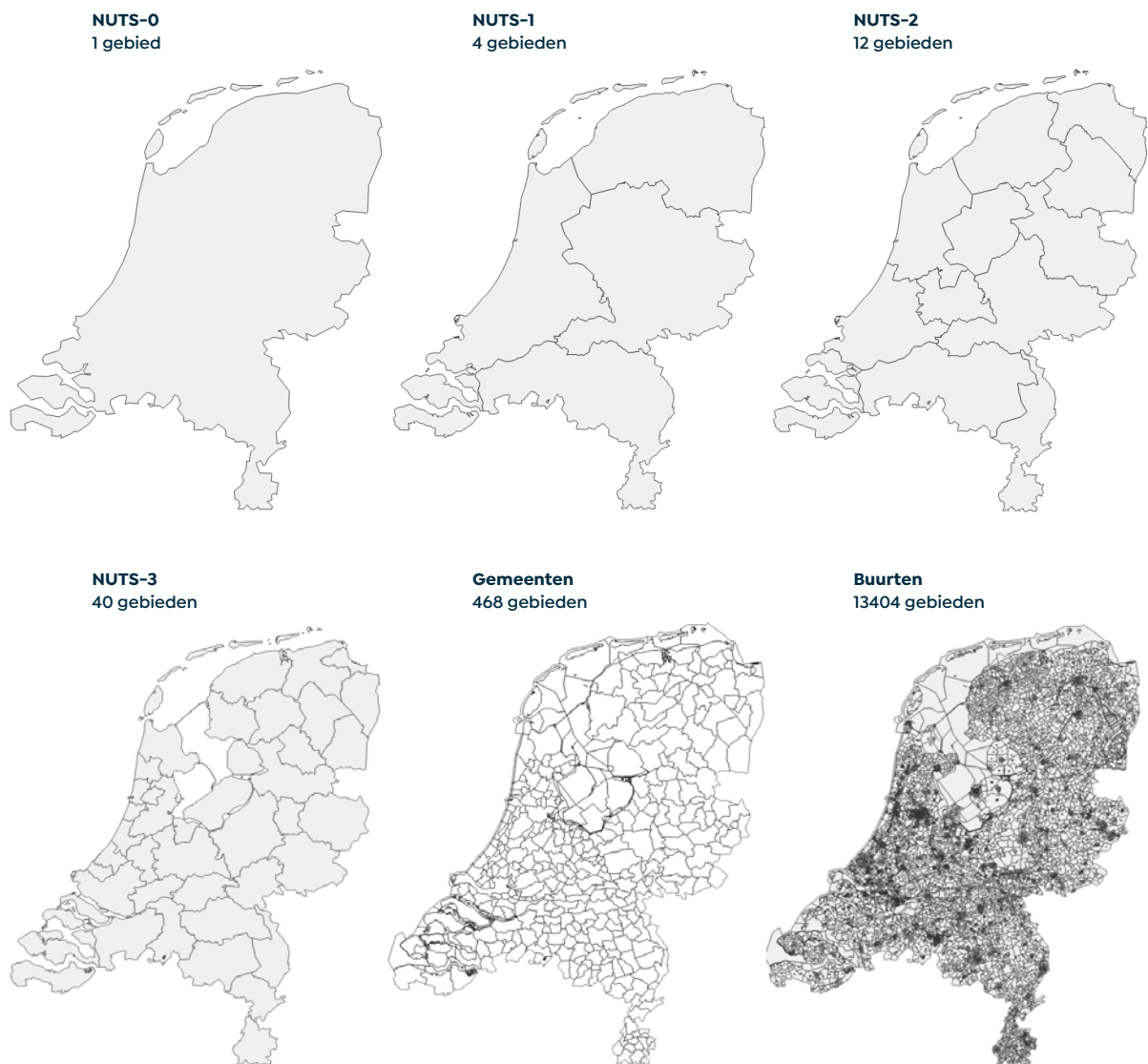
Zoals toegelicht, bestaat de flexibiliteitsanalyse uit een aantal op elkaar volgende stappen om de inzet van batterijen, elektrolyse en elektriciteitscentrales te bepalen. Dit model doet uit zichzelf geen kostenoptimalisatie, en daarom is het model een aantal keer doorgerekend waarbij het interval van het zwevend gemiddelde is gevarieerd om te bepalen bij welk interval de totale kosten voor korte termijn en lange termijn flexibiliteit het laagste zijn. Hieruit volgt een interval van 24 uur. Bij een langer interval stijgen de totale kosten door hogere kosten voor energieopslag in batterijen, en bij een korter interval door hogere kosten voor opgestelde vermogens van elektrolyse en elektriciteitscentrales en hogere conversieverliezen.

Gevoeligheidsanalyse 4 in Bijlage A gaat nader in op de kosten van flexibiliteitsmiddelen en de overwegingen en mogelijke uitruil tussen de opties die geanalyseerd zijn.

Bijlage F

Regionale indeling van Nederland en regionale verdeelsleutels

Figuur 46. Regionale indeling van Nederland.



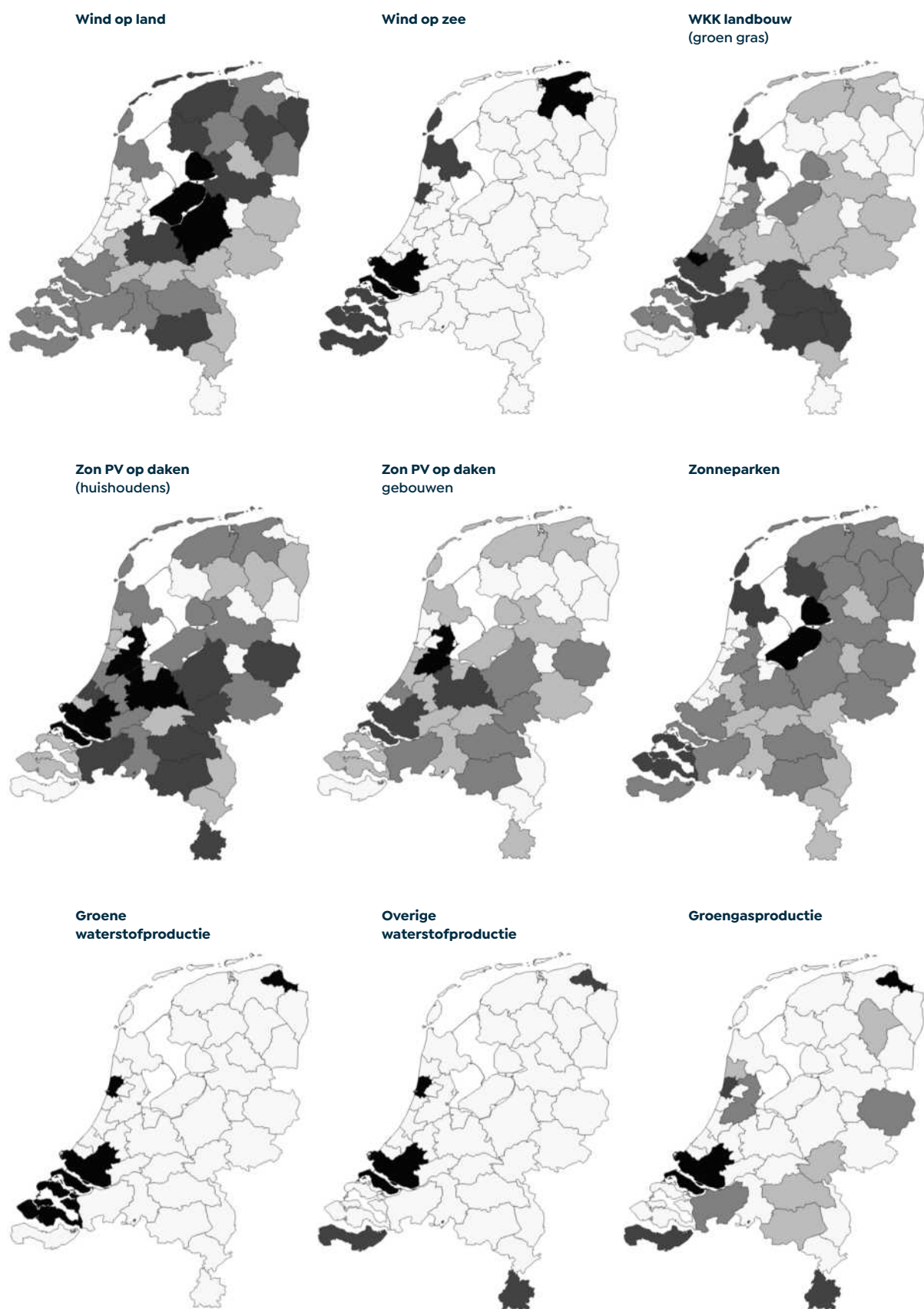
Tabel 9. Regionale verdeelsleutels en gebruikte bronnen (E=Elektriciteit, H=Waterstof, M=Methaan).

Type	Energie drager	Categorie	Distributie hoofd indicator	Bron
Aanbod	E	Wind op land	Regionaal landgebruik potentieel wind op land voor turbines > 3.6 MW	Generation Energy
	E	Wind op zee	Potentieel wind op zee verbindingpunten	EZK (base assumption), TenneT (sensitivity analyses)
	E	Zon PV huishoudens	Aantal huishoudens per buurt	CBS
	E	Zon PV gebouwen	Aantal gebouwen per buurt	CBS
	E	Zonneparken (Zon PV)	Regionaal landgebruik potentieel zon PV (landbouw / water gebieden)	Generation Energy, Nationaal Solar Trend Rapport 2018
	E, M	WKK	Huidige energievraag van de landbouw	Berenschot scenario report
	H	Productie groene waterstof	Gelijke distributie industriegebieden aan de kust	Gasunie
	H, M	Productie overige waterstof	Carbon capture and storage projectie	Gasunie
	M	Aanbod groen gas	Vergasser (50%): Gelijke distributie industriegebieden Vergister (50%): Productie capaciteit bio-energie / groen gas	Gasunie / klimaatmonitor
	M	Aanbod aardgas	LNG terminal locaties	Gasunie
	M	Torrefactie productie	Gelijke distributie industriegebieden	Gasunie
Vraag	E, H, M	Landbouw_vraag	Huidige energievraag van landbouw (gas)	Berenschot scenario report
	E, H, M	Gebouwen_vraag	Huidige gasvraag van gebouwen in de service sector	Berenschot scenario report
	E	Gebouwen_vraag_hp_elektrisch	Gebouwen met bouwjaar > 2000	CBS Statline (kerncijfers wijken en buurten 2018)
	E, H, M	Gebouwen_vraag_hp_hybride	Gebouwen met bouwjaar < 2000	CBS Statline (kerncijfers wijken en buurten 2018)
	E, H, M	Warmte_netwerk_vraag	Huidige locaties van warmtenetwerken, aantal adressen per buurt	CBS Statline (kerncijfers wijken en buurten 2018)
	E, H, M	Huishoudens_vraag	Aantal huishoudens per buurt	CBS Statline (regionale prognose bevolking 2011-2040)
	E	Huishoudens_vraag_hp_elektrisch	Gebouwen met bouwjaar > 2000	CBS Statline (kerncijfers wijken en buurten 2018)
	E, H, M	Huishoudens_vraag_hp_hybride	Gebouwen met bouwjaar < 2000	CBS Statline (kerncijfers wijken en buurten 2018)
	E, M	Industrie_vraag_aluminium	Energetische vraag per sector, CO ₂ -emissie statistieken per buurt	Emissieregistratie.nl
	E	Industrie_vraag_chemie	Geografische data van industriegebieden, cluster informatie	Regionalisering met industrieclusters, geplaatst in gemeente

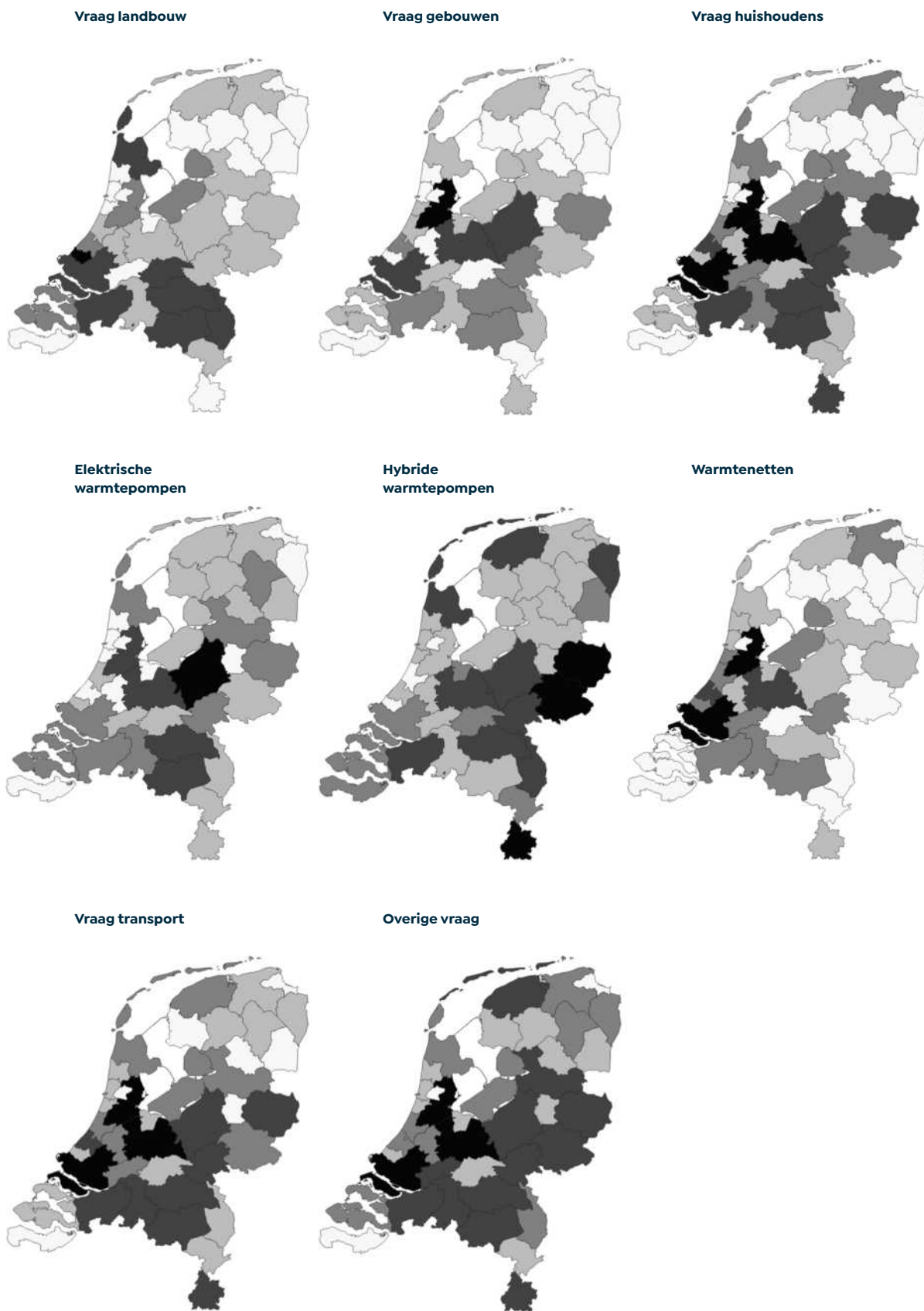
Tabel 9. Regionale verdeelsleutels en gebruikte bronnen (E=Elektriciteit, H=Waterstof, M=Methaan).

Vraag	H, M	Industrie_vraag_chemie	Energie balans 'Net voor de Toekomst 2020'	Berenschot scenario report
	E	Industrie_vraag_datacenters	Verwachte locaties van datacenters tot 2030	MRA study, assumptions TenneT / Liander
	E, H, M	Industrie_vraag_kunstmest	Geografische data van industriegebieden, cluster informatie	Regionalisering met industrieclusters, geplaatst in gemeente
	E, H, M	Industrie_vraag_voedsel	CO ₂ -emissie statistieken per buurt	Emissieregistratie.nl
	E, H, M	Industrie_vraag_metalen	Geografische data van industrie gebieden, cluster informatie	Regionalisering met industrieclusters, geplaatst in gemeente
	E, H, M	Industrie_vraag_overig	Aantal bedrijven per gemeente	CBS (SBI 2008, Vestigingen van bedrijven per bedrijfstak en gemeente)
	E, H, M	Industrie_vraag_papier	Industrie_vraag_overig	Emissieregistratie.nl
	E	Industrie_vraag_refinaderijen	Geografische data van industrie gebieden, cluster informatie	Regionalisering met industrieclusters, geplaatst in gemeente
	H, M	Industrie_vraag_refinaderijen	Energie balans 'Net voor de Toekomst 2020'	Berenschot scenario report
	E, M	Industrie_vraag_staal	Geografische data van industriegebieden, cluster informatie	Regionalisering met industrieclusters, geplaatst in gemeente
	E, H, M	Overige_vraag	Gelijke distributie	TenneT, Gasunie
	E, H, M	Transport_vraag	Populatie per buurt, tank stations	CBS
Systeem flexibiliteit	E	Curtailment	Restbelasting	Flex analyses grid operators
	E	Uitwisseling	Verwachte interconnectie capaciteit (2040)	TYNDP, ENTSO identification of sytem needs report
	E, H, M	Elektriciteitscentrale (groot)	Huidige locaties elektriciteitscentrales	TenneT
	E, H, M	Elektriciteitscentrale (klein)	Restbelasting per knooppunt (statisch maximum)	Flex analyses grid operators
	E, H	Power_to_gas	Restbelasting per knooppunt (statisch maximum)	Flex analyses grid operators
	E	Systeembatterijen	Restbelasting per knooppunt	Flex analyses grid operators
	H	Uitwisseling	Verwachte import en interconnectie locaties	Gasunie
	H	Opslag	Locaties zout formaties	TNO
	M	Uitwisseling	Huidige import en interconnectie locaties	Gasunie
	M	Opslag	Huidige gasopslag locaties	Gasunie

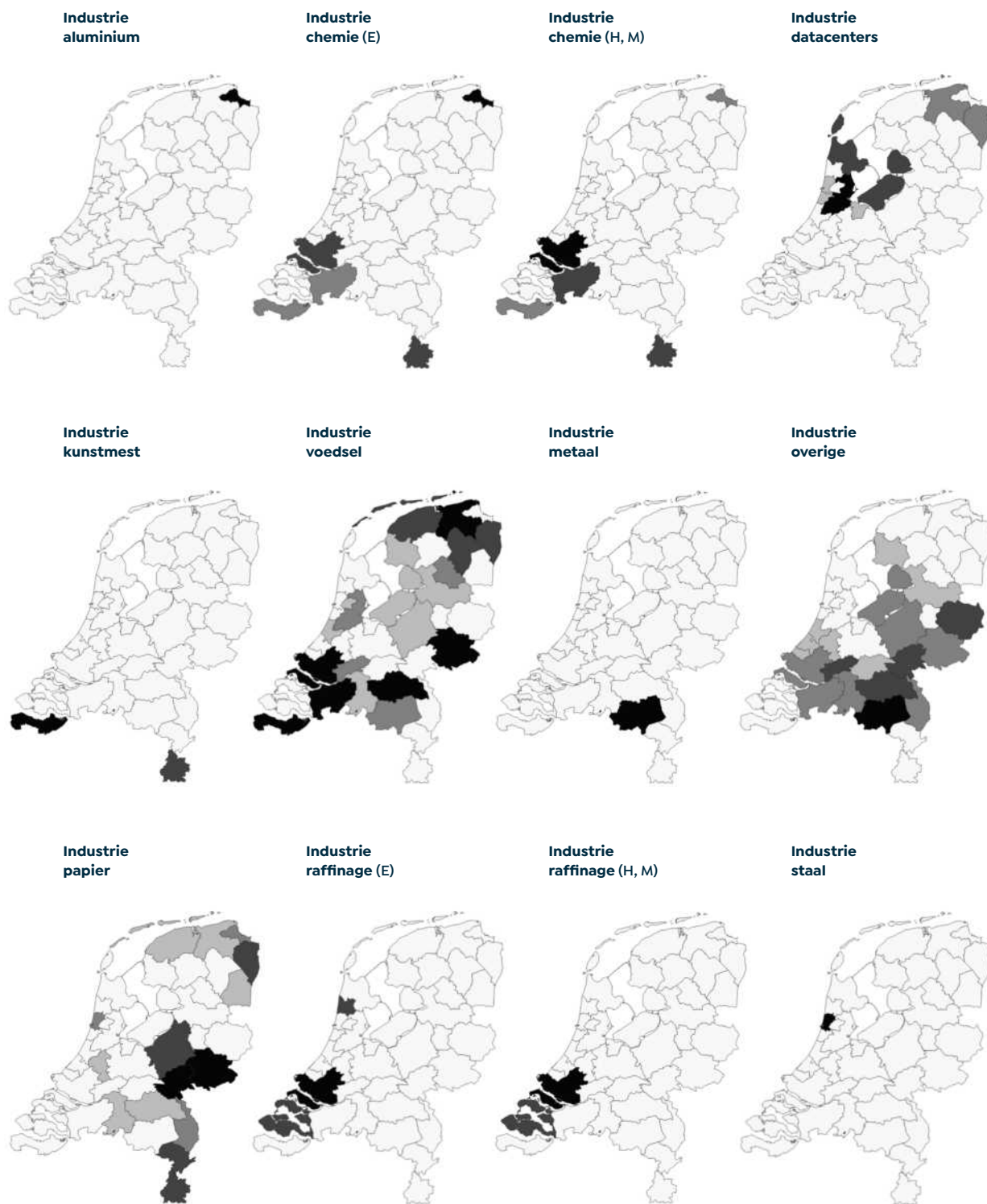
Figuur 47. Regionale verdeling aanbod (exclusief import).



Figuur 48. Regionale verdeling vraag (exclusief export).



Figuur 49. Regionale verdeling vraag industrie.



Bijlage G

Methode knelpuntenanalyse landelijke elektriciteitsnetten

Voor het bepalen van knelpunten op het landelijke elektriciteitsnet is gebruikt gemaakt van een netmodel. Dit netmodel is de representatie van de elektriciteitsinfrastructuur tussen 110kV en 380kV die is voorzien rond 2030.

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.

In het netmodel zijn alle componenten 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. Vanwege koudere temperaturen in de winter kunnen sommige componenten in deze periode zwaarder worden belast.

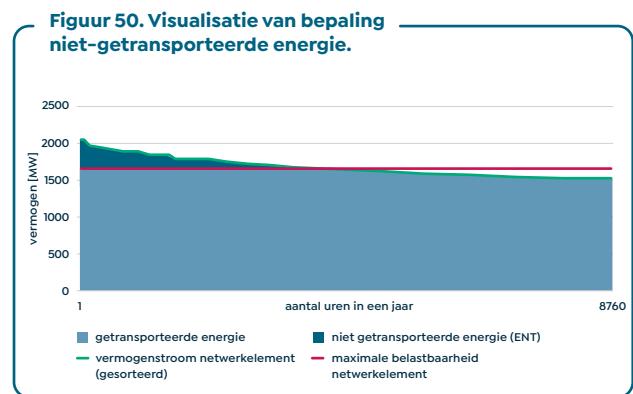
De knelpuntenanalyse is een jaarrondberekening. Dit betekent dat er voor 8760 uren in het jaar netberekeningen worden gedaan. Hiervoor wordt voor al deze uren uit het zichtjaar 2050 de data voor vraag, opwek en flexibiliteit per elektriciteitsstation ingelezen.

Met software voor power flow simulaties wordt per uur berekend hoe de elektriciteit over de verschillende componenten wordt getransporteerd van het aanbod naar de vraag. Hier wordt gebruik gemaakt van een DC (direct current) power flow, wat een schatting is van de AC (alternating current) power flow. 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 een uitval van een storing aan

één component (circuits, transformatoren, productie-eenheden) (n-1, enkelvoudig storingsreserve). Omdat het hoogspanningsnetwerk altijd n-1 moet worden bedreven, zijn de getoonde belastingen op componenten in het rapport altijd de n-1 belastingen.

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, zie Figuur 50.



Deze indicator geeft dus per verbinding weer wat de jaarlijkse hoeveelheid energie is die niet getransporteerd kan worden door een tekort aan transportcapaciteit. Daarmee is dit een indicatie voor zowel de frequentie als de hoogte van overbelastingen.

Bijlage H

Methode knelpuntenanalyse landelijke gas en waterstofnetten

Het landelijke gastransportnet dient op een veilige, doelmatige en betrouwbare wijze te worden ontwikkeld.

Aanname: ontkoppeld entry-exitsysteem

Voor de transportberekeningen is aangenomen dat het netwerk ook in 2050 als een ontkoppeld entry-exitsysteem kan worden bedreven. In een ontkoppeld entry-exitsysteem hebben netgebruikers het recht (en de vrijheid) om capaciteiten onderling onafhankelijk te benutten. Gassoort en systeembalans gelden daarbij als randvoorwaarden waaraan altijd voldaan moet worden.

Afhankelijk van het scenario en van de specifieke omstandigheden in een scenario kunnen zich gelijktijdige combinaties van entry- en exitcapaciteit voordoen die het transportnet zwaar belasten.

De zwaarte van de netbelasting wordt hierbij uitgedrukt in termen van het transportmoment T . Het transportmoment is het over alle leidingen gesommeerde product van de flow Q door een leiding en de lengte L van die leiding: $T = \sum (Q_i \cdot L_i)$. Het komt erop neer dat voor elke maand via maximalisatie van T een aantal zwaarste transportsituaties wordt gegenereerd, waarbij alle mogelijke stromingsrichtingen door het net worden doorlopen. Ook lokaal zware situaties worden meegenomen.

Het netwerk wordt zodanig ingericht dat al deze transportsituaties geaccommodeerd kunnen worden. Daarbij wordt rekening gehouden met realistisch gedrag van netgebruikers op de entry- en exitpunten, opdat niet voor onrealistische extremen geïnvesteerd hoeft te worden.

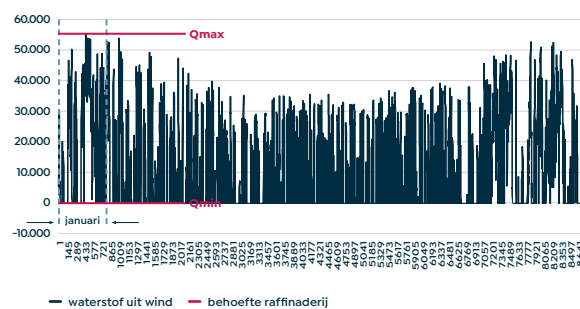
Realistisch gedrag

“Realistisch” wil zeggen dat het gedrag op entry- en exitpunten zich afspeelt binnen de contractuele (voor) waarden en in overeenstemming is met gedrag dat zich in het recente verleden heeft gemanifesteerd. Daarbij kan rekening worden gehouden met eventuele trends die in de recente realisaties zichtbaar zijn. Voor de I13050 wordt

het realistisch gedrag afgeleid uit de tijdreeksen voor vraag en aanbod zoals die voor 2050 met behulp van het ETM uit de scenario's zijn afgeleid¹⁹.

Om rekening te houden met weer- en seizoen-afhankelijkheid van het gedrag wordt de tijdreeks voor elk entry- en exitpunt opgedeeld in twaalf maanden, waarna per maand het minimum en maximum wordt vastgesteld. In Figuur 51 is dit proces zichtbaar gemaakt voor één tijdreeks, voor de maand januari. Elke entry en elke exit wordt op deze manier voorzien van een minimum- en een maximumcapaciteit; de benutting moet in de betreffende maand dus tussen dat minimum en dat maximum liggen. Vervolgens wordt een algoritme ingezet om voor elke maand gebalanceerde combinaties van entry en exit te vinden die binnen hun respectievelijke bereiken blijven en het netwerk zwaar belasten.

Figuur 51. Omzetten van een tijdreeks in snapshots (hier voor januari).



Het resultaat is dus een aantal “snapshots” per maand waarin sprake is van een zware, maar realistische transportbelasting. Deze snapshots zijn de basis voor de knelpuntenanalyse van de netten. Als in een scenario niet alle snapshots kunnen worden geaccommodeerd, is er sprake van een knelpunt.

¹⁹ Bij de omzetting van de tijdreeksen wordt gecorrigeerd voor het feit dat het binnen GTS gebruikelijk is om met de calorische bovenwaarde van gas te rekenen en binnen het ETM met calorische onderwaarde.

Een op deze wijze gegenereerd snapshot kan een zwaardere transportsituatie veroorzaken dan in de tijdreeks voorkomt waarop het snapshot gebaseerd is. Dit is terecht, gegeven het uitgangspunt van een ontkoppeld entry- en exitsysteem en het feit dat de snapshots gebaseerd zijn op één mogelijke tijdreeks. Wellicht waren in andere tijdreeksen situaties voorgekomen die zwaarder zijn dan in de gekozen tijdreeks. Door met deze snapshots te werken wordt een groter palet aan zware transportsituaties afgedekt.

De tijdreeksen van de I13050 zijn gebaseerd op weerjaar 1987. De temperatuurreeks van dat jaar leidt tot situaties met zeer grote warmtevraag. Het jaar 1987 had ook een winterperiode met weinig wind en zon, wat in de planningsberekeningen kan leiden tot een grote behoefte aan opslagcapaciteit.

Duur van een knelpunt

Met de duur van een knelpunt wordt in de gevolgde methodiek geen rekening gehouden. Gegeven de aanname van een ontkoppeld entry- en exitsysteem is de tijdsduur ook niet van belang. Alle realistische transportsituaties moeten geaccommodeerd kunnen worden.

Als een hele tijdreeks doorgerekend zou worden, zou aangegeven kunnen worden wat de duur van het knelpunt in die tijdreeks zou zijn. Om een verwachting van de gemiddelde duur van een overschrijding te kunnen geven, zou een representatief aantal tijdreeksen (voor verschillende weerjaren) doorgerekend moeten worden op basis waarvan dan een verwachte overschrijdingsduur gegeven kan worden.

Toetsing netwerkcapaciteit

Voor de toetsing van de netwerkcapaciteit worden transportmodellen gebruikt. Gezien de verschillende eigenschappen van het hogedruknetwerk (HTL) en middendruknetwerk (RTL) wordt voor de toetsing van elk een verschillende methodiek gevolgd.

Toetsing HTL

Aangenomen is dat in 2050 het transportnetwerk van GTS twee energiedragende gassoorten gescheiden zal transporteren: groengas en waterstof. Om een eerste verdeling te maken tussen beide gassoorten is ervoor gekozen om het huidige netwerk van GTS te splitsen in twee netwerken. Het deel van het huidige netwerk dat hoogcalorisch gas transporteert is in deze studie bestemd voor waterstof en het deel van het huidige netwerk dat laagcalorisch gas transporteert is in deze studie bestemd voor groengas. Deze keuze is zo gemaakt omdat het laagcalorische netwerk aangesloten is op het regionale netwerk, dat de netwerken van de regionale netbedrijven voorziet van gas. In enkele gevallen is een leiding uit het laagcalorische netwerk gekoppeld aan het waterstofnetwerk of andersom. Bijvoorbeeld wanneer er twee laagcalorische leidingen parallel liggen, zonder dat er een parallelle hoogcalorische leiding ligt. Op deze manier worden de bestaande leidingen zo goed mogelijk verdeeld over beide gassoorten.

De splitsing tussen groengas en waterstof is gekozen onafhankelijk van de scenario's. In de scenario's 'Regionale sturing' en 'Nationale sturing' wordt voorzien dat de gebouwde omgeving met groengas beleverd wordt. In het scenario 'Europese sturing' wordt er een mix van waterstof en groengas in de gebouwde omgeving voorzien en in het scenario 'Internationale sturing' wordt de gebouwde omgeving met waterstof beleverd. De gemaakte keuze voor de splitsing van het netwerk past daarom het beste bij de eerste twee scenario's. In een volgende ronde van de I13050 kan ervoor worden gekozen de initiële verdeling van het GTS-netwerk aan te passen aan elk van de scenario's die dan aan de orde zijn.

Vraag en aanbod zijn bepaald met het ETM, op buurt-niveau. Buurten zijn gekoppeld aan het GTS-netwerk door middel van de kortste geografische afstand tot een GTS-netwerkpunt. Er is voor gekozen om gebruik

te maken van de huidige entry- en exitpunten van het GTS-netwerk. Aanname is dat op elk entry- en exitpunt van het GTS-netwerk in 2050 zowel entry als exit geaccommodeerd kan worden. Vraag en aanbod van waterstof en groengas worden aan het dichtstbijzijnde netwerkpunt in het waterstofnetwerk, respectievelijk groengasnetwerk gekoppeld.

Vervolgens zijn voor elk entry- en exitpunt per maand de maximale en minimale entry- respectievelijk exitcapaciteit bepaald op basis waarvan snapshots voor het transportnetwerk gecreëerd worden (zie 'Realistisch gedrag').

Voor de doorrekening van de situatie in 2050 is geen gebruik gemaakt van drukvalberekeningen. Dat zou alleen zinvol zijn bij meer gedetailleerde investeringsafwegingen en daar is voor 2050 nog geen sprake van. Het netwerk voor 2050 is getoetst aan de hand van flowberekeningen, waarbij voor de capaciteit van elke route is uitgegaan van een maximale capaciteit die door leidingen en compressie gezamenlijk mogelijk wordt gemaakt. Hierbij is gebruik gemaakt van kentallen uit de praktijk. Zo is voor elke leidingdiameter bepaald wat de flow door de leiding kan zijn bij een maximale drukval van 3 bar per 10 km (van 46,5 tot 43,5 bar(a))²⁰.

Vervolgens zijn de 'snapshots' doorgerekend.

Bij een marginale overschrijding van een leidingcapaciteit is eerst bekeken of de maximale flow voor de betreffende route correct bepaald is op grond van leidingdiameters en compressieomvang (N.B.: hiervoor is aangenomen dat nieuwe compressorstations in 2050 op (ongeveer) dezelfde locaties staan als in de huidige situatie). Wanneer dit nadere onderzoek aanleiding gaf om de aangenomen leidingcapaciteit iets naar boven bij te stellen, is geen knelpunt gerapporteerd.

Toetsing RTL

Voor de toetsing van het RTL is de belangrijkste aanname dat de belasting van het RTL kleiner zal zijn dan de huidige belasting. Dit is omdat de vraag naar gasvormige energiedragers in 2050 lager is dan in de huidige situatie. Er is daarom geen kwantitatieve knelpuntanalyse voor het RTL uitgevoerd.

Knelpunten zouden wel kunnen ontstaan wanneer groengas vanuit de RNB's aan het RTL geleverd wordt en vanuit het RTL doorgeleverd moet worden aan het HTL. Hiervoor zijn zogenaamde groengasboosters nodig, die de druk van het groengas opvoeren zodat het aan het HTL geleverd kan worden. Dit is maatwerk en zal ook als maatwerk doorgerekend moeten worden.

Er is geen capaciteitsonderzoek gedaan naar levering van waterstof en groengas aan de RNB's om ook de gebouwde omgeving daarmee te belevaren. Zoals eerder genoemd is het te overwegen voor een volgende ronde van de I13050 om transportcapaciteit van waterstof naar de gebouwde omgeving te onderzoeken.

Scenario's waarbij in de gebouwde omgeving beide gassoorten (groengas en waterstof) voorkomen, zijn daarbij een extra uitdaging. Hiervoor dient tevens onderzocht te worden hoe scheidingen in de netwerken van de RNB's en het RTL van GTS aangebracht kunnen worden. Het doel hiervan is met het bestaande netwerk aangrenzende buurten te kunnen voorzien van waterstof en aangrenzende buurten van groengas als daarvoor gekozen is. De huidige netwerken zijn sterk vermaasd, waardoor veel buurten ter verhoging van de leveringszekerheid via verschillende routes beleverd kunnen worden. In geval van twee soorten gas in de gebouwde omgeving zal zeker gesteld moeten worden dat een buurt altijd de juiste gassoort krijgt. Dit gaat ten koste van de leveringszekerheid, omdat de mogelijkheden om een buurt via verschillende routes te belevaren dan kleiner wordt.

²⁰ Een gemiddelde afstand tussen compressorstations is ongeveer 80 km. Een gemiddelde drukval tussen de compressorstations is 23,5 bar (van 67 tot 43,5 bar(a)).

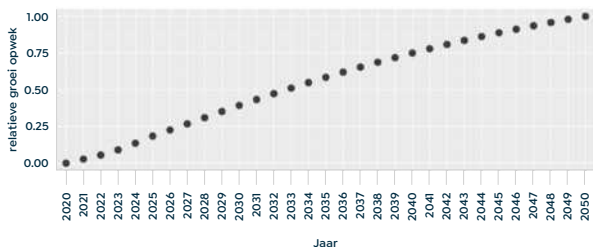
Bijlage I

Methode knelpuntenanalyse regionale netten elektriciteit

In deze bijlage wordt de methodiek voor het bepalen van de transitiepaden toegelicht. De uitwerking is een verdieping op paragraaf 13.6.1. Deze methodiek wordt uitgelegd aan de hand van een voorbeeld.

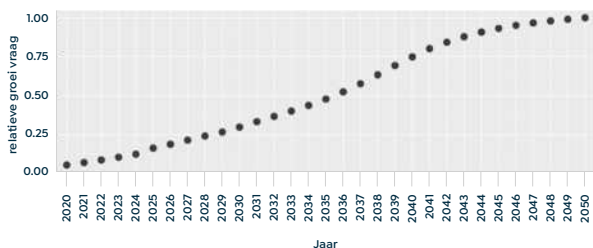
Stel dat er in Flevoland 40 nieuwe onderstations gebouwd moeten worden tussen 2030 en 2050, waarvan er 30 veroorzaakt worden door de significante groei van grootschalige opwek en 10 andere om de energievraag op te vangen. De relatieve groei van de 30 opwek-gedreven verzwaringen gaat met de trendlijn van de opgetelde vermogens van “wind op land”, “zon op land” en “GV zon op dak”:

Figuur 52. Relatieve snelheid waarmee onderstations verzwafd worden als deze door opwek-problemen gedreven worden. Dit pad is een gewogen gemiddelde van de segmenten “Wind op land”, “Zon op land” en “grootverbruik zon op dak”.



En de snelheid van de 10 vraag-gedreven verzwaringen volgt de opgetelde vermogensgroei van de segmenten “Industrie” en “Glastuinbouw”:

Figuur 53. Relatieve snelheid waarmee onderstations verzwafd worden als deze door vraag-problemen gedreven worden. Dit pad is een gewogen gemiddelde van de segmenten “Industrie” en “Glastuinbouw”.



De vermenigvuldiging van de bovenstaande relatieve infrastructurele groeipaden met het aantal bijbehorende stations geeft de absolute infrastructurele groei voor beide types (vraag en opwek). Optelling van deze infrastructurele paden geeft het totale transitiepad voor de 40 nieuwe onderstations. Dit voorbeeld geeft al aan dat de methode een vereenvoudiging is. De aanname dat “Industrie” en “Glastuinbouw” de belangrijkste energievragers zijn is natuurlijk gebiedsafhankelijk en hoeft niet het geval te zijn in Flevoland. Toch gaat het in grote lijnen wel een indicatie geven van de relatieve snelheid van vraag-gedreven en opwek-gedreven ontwikkelingen. Om de resultaten van het fase 3 model juist te interpreteren hieronder dan ook een opsomming van de belangrijkste aannames:

- De geprognosticeerde ontwikkeling van bovenstaande segmenten komt voort uit markt-strategische analyses van Liander. De aannames die hieraan ten grondslag liggen zijn vanuit Liander-verzorgingsgebied opgezet maar zijn grotendeels vertaalbaar naar heel Nederland.
- Bovenstaande punt betekent ook dat de geprognosticeerde ontwikkeling van de vraag- en aanbod segmenten (wind op land, elektrisch vervoer, etc.) niet precies overeen zal komen met de aannames, die ten grondslag liggen aan de I13050 scenario's.
- Het transitiepad-menu is eenmalig voor heel Nederland opgesteld, met als resultaat dat de relatieve ontwikkeling van windparken in bijvoorbeeld Flevoland niet afwijkt van die in Limburg.
- Het transitiepad-menu is wereldbeeld onafhankelijk. Verschillen in transitiepaden tussen de wereldbeelden en provincies komen geheel voort uit de verhouding opwek/vraag gedreven knelpunten en het aantal van deze knelpunten.
- Voor de inschatting van het fractie opwek/vraag-gedreven overbelastingen is de analyse op het OS-net gebruikt. Deze fracties hebben we gelijk gehouden naar de lagere netvlakken toe.

Bijlage J

TNO advies



*Notitie***Aan**

Arjan van Voorden

Van

Drs. J.S. Hers, Peter Mulder, Binod Koirala en Jos Sijm

Onderwerp

Kosten II3050 2050 scenario's

Radarweg 60
1043 NT Amsterdam

www.tno.nl

T +31 88 866 50 10

Datum

3 juli 2020

Onze referentie

TNO 2020 M11515

E-mail

sebastiaan.hers@tno.nl

Inleiding

In deze notitie gaan we in op de mogelijkheden voor methoden voor kostenberekening en -afbakening die van nut kunnen zijn voor de scenario analyse in het lopende project Integrale infrastructuurverkenning 2030-2050 van de werkgroep iNET van Netbeheer Nederland (kortweg II3050). Daarbij gaan we kort in op verschillende berekeningsmethoden en wijzen van afbakening zoals die in de literatuur over energiesysteemstudies zijn voorgesteld en/of worden toegepast.

Daarbij moet opgemerkt worden dat de verschillende methoden ook geschikt zijn voor verschillende doeleinden. De verschillende methoden onderscheiden zich onder meer in de vraag die er mee kan worden beantwoord. Dat hangt samen met het doel dat beoogd wordt met de scenario analyse in II3050. De scenario's zijn immers met deze doelstelling in gedachte ontworpen, en het ontwerp van de scenario's bepaalt in sterke mate welke vragen er mee beantwoord kunnen worden.

We starten deze notitie dan ook met een nadere duiding van de scenario's die voor II3050 zijn ontworpen. Vervolgens bespreken we het type vragen dat met dergelijke scenario's kan worden onderzocht. In de tweede plaats bespreken we een serie kostenberekenings-methoden, aan de hand van een karakterisering van de methodiek, sterkten en zwakten en het type vragen dat er mee beantwoord kan worden. Na deze methodische paragraaf brengen we de kostenberekening zoals die gehanteerd wordt in het Energietransitiemodel (kortweg het ETM) nader in beeld, omdat de II3050 scenario's zijn opgesteld in dit raamwerk. We sluiten de notitie af met aanbevelingen voor de kostenberekening in II3050.

Karakterisering van de I13050 scenario's

De energietransitie laat, met het internationale akkoord van Parijs en het navolgende Nederlandse Klimaatakkoord, een versnelling zien. Deze transitie zal naar verwachting grote gevolgen hebben voor de toekomstige energietransportbehoefte en flexibiliteitsbehoefte (waaronder opslag en conversie) voor verschillende energiedragers. Nu al is er bijvoorbeeld sprake van toenemende congestie op verschillende netvlakken, m.n. door hernieuwbare energieproductie. Naarmate ook energiegebruikers in toenemende mate zullen overstappen op klimaatneutrale alternatieven, kan dat grote gevolgen hebben voor de aard en dynamiek van de behoefte aan energietransport.

Dit stelt netbeheerders voor uitdagingen om aan hun wettelijke zorgplicht te voldoen, maar kan er bovendien toe leiden dat de energietransitie vertraging oploopt als de benodigde energietransport-infrastructuur niet tijdig wordt ontwikkeld. De investeringskeuzes van de netbeheerders zullen mede bepalend zijn voor de richting en snelheid van de energietransitie. Zicht op hoe de energietransitie kan gaan verlopen en welke infrastructuren daarbij dienen te worden aangepast, of zelfs geheel nieuw moeten worden ontwikkeld, is daarom niet alleen belangrijk voor de netbeheerders. Het is ook van groot belang voor alle partijen die betrokken zijn bij de uitvoering van het Klimaatakkoord en het realiseren van de 2050-klimaatdoelstelling.

Netbeheer Nederland liet daarom al in 2010 de eerste studie Net voor de Toekomst uitvoeren door CE Delft. In 2017 werd CE Delft gevraagd een tweede Net voor de Toekomst studie uit te voeren (zie ook (CE Delft, 2017)). Het doel van deze studie was o.m. om inzicht geven in aard en omvang van de energietransitie en consequenties voor de energienetten, op basis van een scenarioanalyse over hoe de energietransitie zich zou kunnen gaan ontploegen. Daarnaast had de studie ook als doel om belanghebbenden te informeren, een dialoog met de belanghebbenden en maatschappij in te zetten, en stakeholders uit te nodigen tot het maken van systeemkeuzes.

Uit de analyse blijkt dat de behoefte aan energie-infrastructuur sterk zal gaan veranderen. Zo zal de behoefte aan elektrische infrastructuur toenemen, door decentrale opwekking van hernieuwbare elektriciteit en elektrificatie, kan waterstof een belangrijke rol gaan spelen als moleculaire energiedrager ter vervanging van aardgas en kunnen ook warmtenetten een belangrijke rol gaan spelen in de verduurzaming van de warmtevoorziening.

TenneT en Gasunie voerden vervolgens in 2018 een nadere verkenning van de benodigde infrastructuur uit met als resultaat de Infrastructure Outlook 2050 (kortweg IO2050, zie ook (Gasunie & TenneT, 2019)). Daarin werden de consequenties van de verschillende scenario's van de Net van de Toekomst studie voor de Nederlandse elektriciteits- en gasnetten in beeld gebracht in samenhang met een vergelijkbare analyse voor Duitsland op basis van recente scenario's voor het Duitse systeem.

Datum

3 juli 2020

Onze referentie

TNO 2020 M11515

Blad

2/23

In het Klimaatakkoord werd het belang van de toekomstige energie-infrastructuur voor de energietransitie dan ook breed onderkend (zie ook het Klimaatakkoord, pagina 186):

“Gasunie en TenneT starten in 2019, samen met de regionale netbeheerders, een integrale infrastructuurverkenning 2030-2050 (oplevering is voorzien in 2021), die de basis vormt voor afspraken rond de prioritering van investeringen in infrastructuur tussen netbeheerders en overheden. In de verkenning zijn inzichten vanuit de energiesector, vraagontwikkeling in de industrie en bevindingen vanuit de RES meegenomen.”

Nadien hebben de netbeheerders gezamenlijk het initiatief genomen tot de Integrale infrastructuurverkenning (II3050). Daarbij werd globaal eenzelfde methodiek beoogd als gebruikt in de Net voor de Toekomst en de navolgende IO2050 studie;

- 1) Scenario's 2050 vaststellen;
- 2) Netwerkanalyses 2050 uitwerken;
- 3) Infrastructuurpaden 2030-2050 uitstippelen.

Hierin zijn de scenario's er op gericht zicht te geven op de aard en omvang van de energietransitie en consequenties voor de energienetten. Voor II3050 is een nieuw scenario-ontwerp opgezet, recentelijk gepubliceerd in Klimaatneutrale energiescenario's 2050 door Berenschot en Kalavasta (zie ook (Berenschot & Kalavasta, 2020)).

De scenario's volgen globaal de al eerder ontwikkelde narratieven zoals die zijn neergelegd in de Net van de Toekomst studie uit 2017. Hierbij worden vier eindbeelden onderscheiden naar het primaat van het sturingsmechanisme op weg daarnaartoe;

- Sturing regionaal
- Sturing nationaal
- Europese CO₂-sturing
- Internationale sturing.

Elk van deze beelden wordt vervolgens vertaald naar energievraag en -aanbod voor 2050, met een uurlijkse resolutie, voor verschillende energiedragers, en alle energiesysteemsegmenten.

Enkele belangrijke karakteristieken van deze scenario's zijn;

- 1) Industriële ontwikkeling
De scenario's onderscheiden verschillende maten van industriële groei/krimp, van sterkere krimp in regionaal tot sterkere groei in internationaal.
- 2) Import afhankelijkheid
Verschillende mate van afhankelijkheid van het buitenland, met lagere mate van afhankelijkheid in regionaal en hogere mate van afhankelijkheid in internationaal.
- 3) Energie beschikbaarheid

Datum

3 juli 2020

Onze referentie

TNO 2020 M11515

Blad

3/23

In samenhang met voorgaande karakteristieken zijn in de scenario's ook verschillende maten van beschikbaarheid van energiedragers verondersteld, met bijv. relatief veel hernieuwbare elektriciteit in regionaal en nationaal en bijvoorbeeld groengas en waterstof in Europees en internationaal.

Datum
3 juli 2020

Onze referentie
TNO 2020 M11515

Blad
4/23

De eindbeelden zijn bedoeld om de uithoeken van het speelveld op te spannen; ze vormen vrij extreme toekomstbeelden om de mogelijke toekomstige behoefte aan energietransport-infrastructuur in kaart te brengen. Daarbij moet opgemerkt worden dat deze uithoeken wijd uiteenlopen, vanwege de grote onzekerheden die met deze exercitie gemoeid zijn. Het gaat daarbij om grote onzekerheden in zowel in technisch, financieel, economisch, regulatorisch, sociaal als politiek opzicht. De scenario's moeten dus gekarakteriseerd worden als eindbeelden bedoeld om de uithoeken van de toekomstige energietransport behoefte op te spannen, en omvatten vooralsnog een relatief hoge mate van onzekerheid.

Dat heeft consequenties voor de vragen die kunnen worden beantwoord met berekening van kosten(elementen) die met deze scenario's gepaard zouden gaan. Zo kunnen bijvoorbeeld de kostenverschillen tussen de scenario's in beeld worden gebracht, maar zal dat niet veel zeggen over de kosten van de energietransitie. Het zegt wel iets over de kosten van de energietransitie ingeval deze zich ontvouwd langs de lijnen van de scenario's, inclusief het onderscheid naar industriële ontwikkeling, import afhankelijkheid en (gerelateerde) beschikbaarheid van energiedragers. Voor deze scenario's kan bijvoorbeeld ook in beeld worden gebracht hoe de infrastructuurkosten zich verhouden tot de totale kosten, de kostenverhoudingen in de afweging tussen energietransport-infrastructuur en flexibiliteit, of bijvoorbeeld de investeringsopgave die ermee gemoeid zou zijn.

In die zin kan een kostenberekening ook een beeld schetsen van (kostentechnisch) minder wenselijke ontwikkelingen, i.e. *welke ontwikkelingen brengen relatief hoge kosten met zich mee*. Het zal echter minder eenvoudig zijn om aan de brede waaier aan scenario's een beeld te ontleen van wat wel aantrekkelijk is, i.e. *een wenselijk pad voor de ontwikkeling van de energietransitie (vanuit kostenperspectief)*. Bovendien brengen de scenario's enkele complicerende factoren met zich mee. Zo kan blijken dat de kosten die gepaard gaan met verregaande elektrificatie relatief hoog zijn, maar zal dat beeld wel beïnvloed worden door de veronderstelde industriële groei in de scenario's regionaal en nationaal.

Ook een beeld van de kosten van infrastructuur in verhouding tot de totale kosten zou vragen om zorgvuldige interpretatie. Aangezien het om eindbeelden gaat, die de uithoeken van de toekomstige energietransportbehoefte omspannen, mag aangenomen worden dat de energietransportbehoefte en de daarmee samenhangende flexibiliteitsbehoefte relatief hoog zal liggen. Een waarschijnlijker middenpad kan mogelijk substantieel lagere kosten voor de energietransport-infrastructuur en flexibiliteit met zich meebrengen. Dat geldt zeker ook indien dergelijke analyse nog een stap verder wordt gebracht, tot het in kaart brengen van de bijbehorende investeringsopgave. Anderzijds kunnen de scenario's wel

helpen risico's in investeringen in energietransport-infrastructuur in kaart te brengen.

Tot slot bieden de scenario's geen verdere basis om de kosten te vergelijken met alternatieven buiten de scenario's. Een referentie zou kunnen worden geschetst voor voortgang op de oude voet, i.e. het conventionele systeem. In dat geval zou wel een inschatting van de kosten van CO₂ emissies moeten worden opgesteld voor vergelijkbaarheid; de scenario's in II3050 zijn per slot van rekening ontworpen op een klimaatneutraal 2050. Vergelijking met een niet klimaatneutrale toekomst zal dus mank gaan zonder verdere waardering van de kosten van CO₂ emissies in een conventioneel referentiescenario.

Los van de achtergrond van de scenario's die in II3050 gehanteerd zijn, hangt het verder ook af van de gehanteerde methode van kostenberekening welke vragen er beantwoord kunnen worden. In de navolgende paragraaf gaan we hier verder op in.

Methoden voor kostenberekeningen in energiesysteemstudies

Globaal kan onderscheid gemaakt worden tussen een drietal verschillende kostenperspectieven:

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

De aard van elk van deze kostenperspectieven loopt uiteen, zodat daarmee verschillende vragen kunnen worden beantwoord en de toepassing van deze methoden verschilt dan ook. Elk van de methoden kent haar eigen sterke punten en beperkingen. In de ze paragraaf zullen we verschillende methoden, zoals die worden toegepast praktijk en gerapporteerd in literatuur, de revue laten passeren.

Systeem – De nationale kosten methodiek

Het Planbureau voor de leefomgeving (PBL) definieert nationale kosten als het saldo van jaarlijkse directe kosten en directe baten vanuit maatschappelijk kostenperspectief, zie ook (Planbureau voor de Leefomgeving, 2020). In theorie zou het de voorkeur hebben om ook indirecte kosten en baten in beeld te brengen. In de praktijk valt echter te betwijfelen of indirecte kosten op langere termijn goed ingeschat kunnen worden. Verder moet opgemerkt worden dat het bij nationale kosten veelal gaat het om de kosten en baten van maatregelen ten opzichte van een vastgestelde referentie.

Voor wat betreft directe kosten worden hiermee de kosten van energie import en winning binnen Nederland bedoeld, evenals de kosten van conversie, opslag en transport en gebruik van energie om in de landelijke behoeften te voorzien. Directe kosten zijn bijvoorbeeld de jaarlijkse rente en afschrijvingen op

Datum
3 juli 2020

Onze referentie
TNO 2020 M11515

Blad
5/23

investeringen voor installaties of apparatuur en kosten voor de bediening en het onderhoud daarvan. Denk aan investeringen in - en onderhoudskosten van windmolens, zonnepanelen, energienetten, zuinigere apparaten, isolatiemaatregelen, elektrische auto's, etc. Directe baten volgens de aanvullende omschrijving van het PBL kunnen baten zijn als gevolg van bespaarde of nationaal gewonnen energie. In feite wordt hier respectievelijk gedoeld op de verminderde energiebehoefte door isolatie en verminderde energie import behoefte door winning in eigen land.

Datum

3 juli 2020

Onze referentie

TNO 2020 M11515

Blad

6/23

Nationale kosten zijn kosten voor de Nederlandse samenleving als geheel (de 'BV Nederland'). Voor het PBL is het relevant om kosten vanuit een nationaal perspectief te beschouwen, omdat daarmee een beeld wordt gegeven van de directe welvaartseffecten voor de samenleving. De nationale kosten worden los gezien van hoe die kosten zijn verdeeld over partijen in de samenleving.

Belangrijk hierbij is dat subsidies en (gederfde) belastingen dus geen onderdeel zijn van de nationale kosten, omdat deze als overdrachten worden gezien (herverdeling van geld tussen partijen in de Nederlandse samenleving); ze hebben geen invloed op de kosten voor de samenleving als geheel. Voor de verdeling van de kosten over de verschillende partijen in de samenleving zijn subsidies en belastingen uiteraard wel van belang.

Een aspect dat hierbij bijzondere aandacht vergt is dat de verrekening van kosten en baten op verschillende momenten in de tijd; die zijn niet zonder meer vergelijkbaar. Een euro in de toekomst is niet alleen minder waard door inflatie, maar ook omdat (de meeste) mensen meer waarde hechten aan een euro nu dan aan een euro later. Hierdoor hebben toekomstige kosten of baten van een maatregel minder waarde naarmate zij verder in de toekomst liggen. Om een zinvolle vergelijking te maken tussen huidige en toekomstige kosten of baten moet hun waarde worden teruggerekend naar een (gemeenschappelijk) basisjaar, bijvoorbeeld het jaar waarin de investering wordt gedaan. Dit gebeurt met de discontovoet en levert de zogeheten contante waarde op. In de context van de nationale kostenmethodiek wordt hiervoor de maatschappelijke discontovoet, en niet verdisconteerd op basis van marktprijzen. Zie verder Bijlage A.

In de Klimaat- en Energieverkenning, evenals haar voorgangers, de Nationale Energieverkenning en de Referentieramingen, wordt de nationale kostenmethodiek toegepast om de kosten van het energiesysteem in kaart te brengen. Het mag duidelijk zijn dat deze kosten niet direct gerelateerd zijn aan kosten voor gebruikers (zie ook eindverbruikersprijzen) of investeringskosten. De nationale kosten geven een beeld van de totale kosten voor BV Nederland.

Systeem – De integrale systeemkosten methodiek

Als er in de praktijk van de energietransitie gesproken wordt over totale of integrale systeemkosten wordt, bij navraag, meestal zoiets bedoeld als nationale kosten. 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 o.m. toegepast in de Net van de Toekomst studie, zie ook bijlage B. Ook de kostenberekeningsmethodiek zoals die in het Energietransitiemodel (kortweg ETM)¹ wordt gehanteerd is nauw verwant aan deze benadering.

Datum
3 juli 2020

Onze referentie
TNO 2020 M11515

Blad
7/23

De integrale kostenmethodiek en de nationale kostenmethodiek werpen geen licht op de kosten voor eindverbruikers of andere belanghebbenden. Daar staat tegen 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 verschillend tussen de scenario's zijn die zich aan de kostenmethodiek onttrekken of evt. correcties om dergelijke verschillen weg te nemen.

Markt - Marginale kosten methodiek

Marginale kosten zijn de extra kosten die worden gemaakt bij de productie van nog een eenheid van een goed of dienst en bepalend voor de ondergrens van marktprijzen voor een energiedrager. Netwerk kosten worden in dit perspectief gewoonlijk niet aan de orde gesteld; netwerkkosten worden veelal gesocialiseerd, i.e. de totale netwerkkosten worden d.m.v. tarieven toegewezen aan gebruikers (veelal de afnemers van energie) van het netwerk.

Marginaal betekent voor economen dus niet: iets dat niet belangrijk is. Het geeft aan wat de kosten zijn van een verandering aan de marge, oftewel aan de rand van het productieproces. Marginale kosten worden afgeleid van de variabele productiekosten, aangezien op korte termijn de vaste kosten niet veranderen naarmate de output verandert. Om een extra eenheid van een goed of dienst te maken bovenop de huidige of beoogde productie, worden er op korte termijn geen extra vaste kosten gemaakt maar wel extra variabele kosten.

Marginale kosten spelen een belangrijke rol in het bepalen van het theoretische marktevenwicht. In een markt leidt de interactie tussen vraag naar en aanbod van een product of dienst tot een evenwichtsprijs en evenwichtshoeveelheid; de markt is in evenwicht als de vraag- en aanbodcurve elkaar kruisen:

- De aanbod curve geeft de relatie weer tussen de prijs van een product en de hoeveelheid die producenten te koop aanbieden. De aanbodcurve voor de meeste producten laat zien dat het aanbod stijgt als de prijzen stijgen. Bij hogere prijzen zullen meer producenten tot de markt voor het betreffende product toetreden, omdat het eenvoudiger wordt om gemaakte kosten goed te maken. Omgekeerd, als de prijs van een goed daalt, zullen meer producenten de markt verlaten. De aanbodcurve kan je daarom ook zien als een *willingness to supply*-curve: het verloop van de aanbodcurve laat zien hoeveel

¹ Zie ook het ETM 2020: <https://energytransitionmodel.com/>.

Datum
3 juli 2020

Onze referentie
TNO 2020 M11515

Blad
8/23

de producent bereid is om aan te bieden bij een bepaalde prijsstijging, en dat bedrag is dus een financiële maatstaf voor de kosten die het produceren van extra eenheid van het goed haar kost. Daarom is de aanbodcurve per definitie ook een marginale kosten-curve.

- Analooq geeft de vraagcurve de relatie weer tussen de prijs van een product en de hoeveelheid producten die consumenten vragen. De vraagcurve voor de meeste producten laat zien dat de vraag daalt als de prijzen stijgen. De vraagcurve kan je daarom ook zien als een *willingness to pay-curve*: het verloop van de vraagcurve laat zien dat de consument steeds minder bereid is te betalen, naarmate de consument meer van een product koopt. Het product wordt bij toenemend aankoopvolume steeds minder van extra (marginaal) nut voor de consument, zodat de baten van aanschaf afnemen. Daarom is de vraagcurve per definitie ook een marginale baten-curve.

De markt voor een product of dienst is in evenwicht als de vraag- en aanbodcurve elkaar kruisen. Omdat de aanbodcurve ook gedefinieerd is als een marginale kostencurve, betekent dit dat de markt in evenwicht is als de marginale kosten van het produceren van een extra eenheid gelijk zijn aan de marginale baten van het consumeren van een extra eenheid.

Marginale kosten hangen in energiesysteemanalyse nauw samen met systeemallocatie; de marginale kosten in competitieve energiemarkten (met voldoende capaciteit en aanbieders) reflecteren de marginale kosten van productie en vormen de basis voor beprijzing van energieproducten. Om grote structurele veranderingen in een markt op de lange termijn te duiden, bieden de marginale kosten een beperkt beeld. Immers, op de lange termijn, en na grote veranderingen in het productiesysteem, veranderen niet alleen de variabele kosten maar ook de vaste kosten significant. Het gaat dan vaak niet primair om de vraag wat de waarde is van een verandering aan de marge, oftewel aan de rand van het productieproces.

Markt - Eindgebruikerskosten

Eindgebruikerskosten zijn kosten voor degene die een product of dienst koopt (consument, eindgebruiker). Ze zijn afgeleid van nationale kosten (eigenlijk gaat het om de marginale kosten), maar in tegenstelling tot nationale kosten zijn eindgebruikerskosten het resultaat van aanvullende kostenverdelingsmechanismen over partijen in de samenleving. Denk daarbij aan aanvullende componenten zoals subsidies, belastingen/heffingen, tarieven (zoals netwerktarieven die de totale netwerkkosten verdelen over de netgebruikers) en winstmarges. Zowel subsidies en belastingen (voortvloeiend uit beleid) als winstmarges van producenten (het verschil tussen de marktprijzen en de productiekosten) hebben invloed op de eindgebruikerskosten, maar niet op de nationale kosten. Deze kostenelementen betreffen een herverdeling van geld tussen partijen in dezelfde samenleving. Met andere woorden, eindgebruikerskosten zijn dat deel van de nationale kosten die betaald worden door de consument of eindverbruiker.

Gegeven het feit dat dergelijke kosten in belangrijke mate afhangen van beleidskeuzes is het niet gebruikelijk dat ze voor de lange termijn worden opgesteld.

Sociaal - Milieuprijzen & schaduwrijzen

Milieuprijzen zijn kengetallen die de maatschappelijke waarde van milieuvervuiling berekenen en uitdrukken in euro's per kilogram vervuilende stof. Milieuprijzen geven daarmee de welvaartsverliezen weer die optreden als er één extra kilogram van de stof in het milieu terecht komt. Overigens kunnen milieuprijzen ook worden toegepast op niet-stoffelijke vervuiling, zoals geluidshinder of radioactiviteit, en verdere welvaartseffecten met betrekking tot bijv. reistijd, gezondheid, milieu en natuur. In dergelijke gevallen is de schaduwprijs gesteld in euro's per eenheid hinder (bijvoorbeeld gemeten in decibel). Milieuprijzen zijn daarmee in de meeste gevallen gelijk aan de externe kosten.

Milieuprijzen geven gemiddelde waarderingen in Nederland voor emissies vanuit een gemiddelde uitstootbron op een gemiddelde uitstootlocatie in het jaar 2015. In het Handboek Milieuprijzen van CE Delft (zie ook (CE Delft, 2017)) worden waarderingen voor meer dan 500 milieugevaarlijke stoffen op drie niveaus gepresenteerd: een onder- en een bovenwaarde die worden aanbevolen voor gebruik in maatschappelijke kosten-batenanalyses (MKBA's) en een centrale waarde die kan worden gebruikt door bedrijven in levenscyclusanalyses.

Een schaduwprijs is een geschatte prijs voor iets dat normaal niet in de markt wordt geprijsd of op de markt wordt verkocht (zogenaamde externaliteiten). Het wordt vaak gebruikt in de kosten-batenanalyse om immateriële activa te waarderen, maar het kan ook worden gebruikt om de werkelijke prijs van een geldmarktaandeel te onthullen, of door economen om een prijskaartje te geven aan externe effecten. In bovengenoemd handboek van CE Delft geven schaduwrijzen de waarde voor het milieu weer aan de hand van de marginale kosten die gemaakt moesten worden om aan de doelstellingen uit het milieubeleid te voldoen.

MKBA's worden veelal gebruikt om maatschappelijke keuzes te verantwoorden, zoals bijvoorbeeld de investeringsbeslissingen in interconnectiecapaciteit. In dergelijke gevallen worden de maatschappelijke kosten van het nul-alternatief (niets doen) veelal afgezet tegen de maatschappelijke kosten van een interventie. Voor systeemanalyse worden MKBA's gewoonlijk niet toegepast, aangezien die (gegeven de onzekerheden) veelal het karakter hebben van verkenningen om trade-offs en/of kantelpunten in systeemontwikkeling in kaart te brengen.

Kostenberekening in het ETM

De II3050 scenario's zoals die zijn opgesteld door Berenschot en Kalavasta zijn beschikbaar gemaakt in het Energietransitiemodel² van Quintel. In dit platform

² Zie ook het ETM 2020: <https://energytransitionmodel.com/>

Datum

3 juli 2020

Onze referentie

TNO 2020 M11515

Blad

9/23

worden ook kostenberekeningen mogelijk gemaakt. In deze paragraaf geven we een kort overzicht van de beschikbare kostenberekeningsmethodologie, die gekarakteriseerd kan worden als een integrale kostenmethodiek.

In het ETM worden de totale jaarlijkse kosten van een scenario voor de energievoorziening berekend. Het omvat de som van afschrijvingskosten, kapitaalkosten, brandstofkosten, emissiekosten en O & M-kosten. Het ETM houdt zich bij de kostenberekening aan de volgende principes³:

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.

Voor wat betreft de green field veronderstelling moet opgemerkt worden dat dit consequenties heeft voor de interpretatie in kostenverschillen tussen verschillende scenario's. In principe kan de omissie van de waarde van bestaande infrastructuur in beide scenario's weggestreept worden. Bovendien betekent het achterwege laten van de bestaande infrastructuur in de kostenberekening dat de absolute kostenschatting een overschatting met zich mee zou brengen.

De totale jaarlijkse kosten zijn de belangrijkste uitkomst van de kostenberekeningsmethodiek in het ETM en zijn verder onderverdeeld in tien categorieën: warmte, elektriciteit, waterstof, transport, brandstoffen, niet-energetische brandstoffen (feedstock), energie-infrastructuur, CCS in de industrie, flexibiliteit en voertuigen. Daarnaast is er ook een gedetailleerd overzicht van de verschillende kostencomponenten per sector beschikbaar. De afbakening van deze sectorale kostenberekening bespreken we hieronder op hoofdlijnen.

Gebouwde omgeving

Binnen de afbakening: het ETM beschrijft de nuttige energievraag (i.e. de behoefte aan ruimteverwarming, verlichting, koeling, elektriciteit voor apparaten, e.d.). De investeringskosten, beheers- & onderhoudskosten (B&O) en energiekosten van technologieën die nodig zijn om aan deze nuttige vraag te voldoen worden in de kostenberekening meegenomen. Dit betekent dat voor koeling, ruimteverwarming, isolatie, zon-pv en thermische zonne-energie de

³ Zie ook <https://docs.energytransitionmodel.com/main/cost-main-principles>

Datum

3 juli 2020

Onze referentie

TNO 2020 M11515

Blad

10/23

investeringskosten, B&O en energiekosten binnen de afbakening vallen. Hierbij moet opgemerkt worden dat in het ETM ook rekening gehouden wordt met verschillen worden meegenomen met betrekking tot energie labels van woningen op basis van de BAG (Basisregistratie Adressen en Gebouwen) gegevens. Daarbij wordt de besparing t.o.v. label G als maatstaf gebruikt, en de kosten voor isolatie in drie categorieën (laag/midden/hoog) gebaseerd op analyse van voorgaande analyse van Ecofys (Ecofys, 2015). Voor huishoudelijke apparaten (droger, stofzuiger, wasmachine, televisie, computer, vaatwasser en koelkasten), niet-huishoudelijke apparaten, verlichting en koken worden enkel energiekosten meegenomen.

Buiten de afbakening: investeringskosten van alle huishoudelijke apparaten (droger, stofzuiger, wasmachine, televisie, computer, vaatwasser en koelkasten), niet-huishoudelijke apparaten, verlichting en koken zijn niet in de kostenberekening opgenomen. De reikwijdte van de ETM-kostenberekening is afgebakend tot aan de levering van energie.

Transport / mobiliteit

Binnen de afbakening: de brandstofkosten voor transport/mobiliteit worden in de kostenberekening in het ETM meegenomen. Voor batterij-elektrische en brandstofcel-elektrische personenauto's kan de gebruiker ook het verschil in investeringskosten ten opzichte van een huidige gemiddelde auto's invoeren.

Buiten de afbakening: Alle transportkosten overige kosten voor deze categorie worden in het ETM niet meegenomen. Bijkomende kosten voor vrachtvervoer, scheepvaart en luchtvaart en andere voertuigen dan auto's worden dus niet in de kostenberekening opgenomen.

Landbouw

Binnen de afbakening: voor landbouw worden dezelfde principes als de gebouwde omgeving gevolgd. Voor koeling en ruimteverwarming vallen de investering, B&O en energiekosten. In geval van aanvullende apparaten en installaties, zoals landbouwwerktuigen, vallen alleen de energiekosten binnen de afbakening.

Buiten de afbakening: niet inbegrepen zijn de investering en B&O kosten van apparaten die in de landbouw worden gebruikt. De investeringskosten en B&O kosten van alle voertuigen die in de landbouw worden gebruikt, vallen buiten de afbakening.

Industrie

Binnen de afbakening: de investeringskosten, B&O kosten en brandstofkosten (of energiekosten) van de verwarmingstechnologieën vallen binnen de scope van de kostenberekening voor de sectoren staal, aluminium, kunstmest, chemie, raffinaderijen, voeding en papier. Investeringskosten en B&O kosten van de

Datum

3 juli 2020

Onze referentie

TNO 2020 M11515

Blad

11/23

meeste marginale maatregelen, zoals inpassing van de e-boiler en warmtepompen worden meegenomen. Alle andere sectoren vallen in de groep 'overig'. Voor laatstgenoemde categorie vallen alleen de brandstofkosten binnen de reikwijdte van de kostenberekening. Voor CCS kan de gebruiker uitgaan van een kostprijs per afgevangen ton CO₂.

Datum
3 juli 2020

Onze referentie
TNO 2020 M11515

Blad
12/23

Buiten de afbakening: gedetailleerde berekeningen zoals bijvoorbeeld van raffinageprocessen of chemische processen vallen buiten het toepassingsgebied van de ETM. Zo valt niet alle waterstofproductie als tussenproduct in deze sectoren binnen de scope. Ook zijn de investerings- en B&O kosten voor grondstof en apparaten (zoals datacenters) niet inbegrepen; alleen de energiekosten worden meegenomen. Tot slot zijn toekomstige volledige procesherzieningen, zoals investeringen en B&O kosten voor bijvoorbeeld e-fuels of e-crackers niet in kaart gebracht in het ETM.

Energietransport-infrastructuur

Binnen de afbakening: de investeringskosten en B&O kosten van elektriciteit, stadsverwarming, waterstof en aardgas vallen binnen de afbakening van de kostenberekening van het ETM. De berekeningsmethoden verschillen echter:

- Elektriciteit: investeringskosten en B&O kosten worden per netniveau (HS/MS/LS) meegenomen en ook de offshore netkosten, interconnectie en transformatoren worden apart berekend.
- Stadsverwarming: investeringen in stadsverwarming en B&O kosten worden meegenomen. Daarbij worden kosten achter de voordeur, primaire en secundaire distributieleidingen, onderstations en opslagkosten (per opgeslagen MWh) meegenomen.
- Waterstof: in dit geval kunnen kosten per getransporteerde MWh en opslagkosten per opgeslagen MWh worden verondersteld.
- Aardgas: kosten worden berekend door een vast bedrag aan infrastructuurkosten op jaarbasis op te voeren. Deze hoeveelheid is gebiedsafhankelijk, maar varieert niet met de gasvraag in een scenario.

Buiten de afbakening: alles behalve het bovenstaande valt buiten het bereik. In geval van waterstof vallen investeringskosten en B&O kosten, voor zover niet gedekt in de opgave per MWh, buiten de afbakening. Extra aard- of groengasinfrastructuur valt bijvoorbeeld buiten de scope. Infrastructuur voor olie, nafta, chemische producten, etc. valt ook buiten de scope.

Aanvullende opmerking: in eerdere vergelijking tussen kostenberekening in Net voor de Toekomst en de kosten van de bijbehorende scenario's in het ETM bleken met name verschillen op te treden in de kosten voor energietransport-infrastructuur. In dat kader lijkt toepassing van de ETM kostenberekening te vragen om aandacht voor dit onderdeel. De aanpak in I13050 biedt daartoe overigens in principe goede mogelijkheden.

Datum
3 juli 2020

Onze referentie
TNO 2020 M11515

Blad
13/23

Flexibiliteit

Binnen de afbakening: Voor de meeste gangbare flexibiliteitstechnologieën zijn de investeringskosten, B&O kosten en brandstof- of energiekosten inbegrepen.

Buiten de afbakening: alle overige kosten.

Energie

Binnen de afbakening: de investering, B&O en brandstofkosten van gangbare energieconversie technologieën in het gebied vallen binnen de scope. De kosten van import van energie kunnen worden ingevoerd. In het bijzonder;

- Elektriciteitsproductie: voor elke geïnstalleerde energiecentrale houdt de ETM rekening met de kosten van investeringen, B&O en (input)brandstof. Voor invoer kan in het model een prijs (curve) worden ingesteld. De elektriciteitsprijs per uur volgt uit de Merit Order-berekening
- Warmteproductie: voor elke verwarming houdt de ETM rekening met de kosten van investeringen, B&O en (input)brandstof. Voor warmtebetrekking kunnen kosten per GJ in het model worden vastgesteld.
- Waterstofproductie: voor elke geïnstalleerde waterstoffabriek houdt de ETM rekening met de kosten van investeringen, B&O en (input)brandstof. Voor import van waterstof kunnen kosten per MWh in het model worden vastgelegd.
- Voor de import van andere dragers (aardgas, kolen, olie, transportbrandstoffen, biomassa etc.) kunnen de kosten per eenheid (MWh, vat, ton etc.) in het model worden vastgelegd

Buiten de afbakening: Voor overige energiedragers zijn investeringskosten en B&O kosten niet beschikbaar. Deze kosten kunnen eventueel worden opgevoerd als kosten per eenheid energie. Voor de import van andere dragers (aardgas, kolen, olie, transportbrandstoffen, biomassa etc.) kunnen de kosten per eenheid (MWh, vat, ton etc.) in het model worden vastgelegd.

Conclusie

Samenvattend biedt het ETM een nuttig startpunt voor de kostenberekening op basis van integrale systeemkosten. Op een aantal punten vraagt het om scherpe afbakening in de interpretatie of aanvullende kostenberekeningen. Een overzicht van de elementen die aanvullende aandacht vragen is weergegeven in Tabel 1.

Datum
3 juli 2020

Onze referentie
TNO 2020 M11515

Blad
14/23

Tabel 1: overzicht afbakening kosten investeringen en B&O kosten in het ETM

Sector	In scope	Niet in scope
gebouwde omgeving	Energietechnologieën nuttige vraag (ruimteverwarming, verlichting, koeling, elektriciteit voor apparaten, e.d.)	huishoudelijke apparaten (droger, stofzuiger, wasmachine, televisie, computer, vaatwasser en koelkasten), niet-huishoudelijke apparaten, verlichting en koken
transport/mobiliteit	Veronderstelling aanvullende kosten BEV en FCEV (ten opzichte van conventionele auto's)	Andere transport modaliteiten
landbouw	Conform gebouwde omgeving, voor koeling en ruimteverwarming	Bedrijfsinstallaties
industrie	Proceswarmte (voor staal, aluminium, kunstmest, (overige) chemie, raffinaderijen, voeding en papier an 'anders')	Grondstoffen en overige installaties (waartoe datacenters worden gerekend) Gedetailleerde raffinageprocessen of chemische processen. Volledige procesherziening.
energie-transport infra	Elektriciteit (HV/MV/LV), warmtenetten (stations, primair/secundair, aanpassing woning). Veronderstelling waterstof kosten per MWh getransporteerd en opslag. Veronderstelling voor totale jaarlijkse kosten aardgassysteem.	Investeringskosten en O&M waterstof en aardgas.
energie	Elektriciteit, warmte, groengas, biomassa, biobrandstoffen. Veronderstelling voor import m.b.t. kosten per volume eenheid (aardgas, kolen, olie, brandstoffen, biomassa).	
flexibiliteit	Alle flexibele technologieën	

Conclusie

Voor verkennende energiesysteemanalyses worden gewoonlijk de nationale kostenmethodiek en de nauw daaraan gerelateerde integrale systeemkosten gehanteerd. Daarmee worden de integrale kosten voor Nederland als geheel in kaart gebracht. In theorie zou het de voorkeur verdienen om daarbij directe en indirecte kosten in kaart te brengen, maar in de praktijk valt te betwijfelen of indirecte kosten op langere termijn goed ingeschat kunnen worden. In de praktijk worden daarom meestal enkel de directe kosten in kaart gebracht.

Verder wordt gewoonlijk de systeemgrens gelegd op de grens van het landelijke energiesysteem. Daarbij wordt dus netto import als een kostencomponent meegenomen. De systeemgrens zou alle aanvullende energiesysteemkosten in relatie tot het doelbereik (een klimaatneutraal energiesysteem in 2050) van het scenario in kaart moeten brengen. Zo zouden kosten voor aanpassing van de woning bij aanpassing van de warmtevoorziening en bijv. de additionele kosten van elektrische voertuigen (ten opzichte van het conventionele alternatief) moeten worden meegenomen voor 'een zorgvuldig en volledig beeld van de nationale kosten of integrale systeemkosten.

De nationale of integrale kostenmethodiek laat niet toe om eindverbruikerskosten in kaart te brengen of bijvoorbeeld de kosten van de investeringsopgave die gemoeid is met de verdere ontwikkeling van het energietransport-infrastructuur. Daarvoor ontbreken in dat geval de aanvullende kostenverdelingselementen (zoals belastingen/heffingen, tarieven, etc.) die in deze methoden buiten beschouwing worden gelaten. Het verdelingsvraagstuk wordt gedreven door marktinzicht, regulering, belastingen en heffingen, en vormt daarmee veelal een politiek vraagstuk. Wel kunnen op deze wijze de integrale kosten voor Nederland als geheel in kaart worden gebracht, zodat daarmee de kosten van verschillende scenario's voor energiesysteem ontwikkeling kunnen worden vergeleken (los van de vraag bij welke stakeholders welke kosten en baten zouden landen).

De nationale kostenmethodiek staat toe om vrij van het verdelingsvraagstuk de totale kosten van systeemverandering in kaart te brengen. In die zin kunnen daarmee ook de nationale kosten voor de verschillende scenario's in II3050 in kaart worden gebracht en vergeleken. Daarbij zal echter zorgvuldigheid betracht moeten worden bij de interpretatie van de resultaten, zoals die samenhangen met de scenario veronderstellingen. Zo zullen de kosten een beeld geven van de kosten die gemoeid zouden zijn met eindbeelden die de hoekpunten van het speelveld voor energietransport-infrastructuur omspannen.

Het is daarbij goed denkbaar dat de (variabele) energiekosten in deze eindbeelden lager zullen uitvallen dan voor het huidige systeem, zeker voor scenario's met relatief lage netto importen (zoals het scenario regionaal, maar ook voor de overige scenario's). Anderzijds zullen de kosten voor energietransport-infrastructuur mogelijk juist relatief hoog uitvallen, vanwege de relatief extreme veronderstellingen met betrekking tot de energietransportbehoefte. Daarbij zal ook voorzichtig omgegaan moeten worden met de interpretatie van de verschillen in

Datum
3 juli 2020

Onze referentie
TNO 2020 M11515

Blad
15/23

dergelijke verschuivingen en/of absolute kostenniveaus vanwege de verschillende veronderstellingen met betrekking tot economische groei en/of krimp. Binnen deze randvoorwaarden zou een nationale kostenberekening of de gerelateerde integrale systeemkostenbenadering een beeld kunnen schetsen van de kosten van de scenario's voor de samenleving als geheel, en de relatieve bijdrage van de energietransport-infrastructuur aan die kosten indien dergelijke scenario's bewaarheid worden.

Dat zal ook een licht werpen op de vraag of bepaalde scenario-elementen in deze scenario's in hoge mate bijdragen aan de energietransport-infrastructuur, bijvoorbeeld de mate van elektrificatie versus de ontwikkeling van een waterstofsysteem, of de wisselwerking tussen kosten van energietransport-infrastructuur en de inzet van flexibiliteit om deze juist te ontlasten.

De aard van de scenario's als hoekpunten van energietransport impliceert dat een vergelijking met alternatieven buiten de bestaande set aan scenario's zou vragen om zorgvuldig scenario-ontwerp van een referentie die op vergelijkbare wijze energie-transport als uithoek(en) in kaart brengt voor een klimaatneutraal 2050. Tot slot zal een dergelijk kader geen verder licht werpen op alternatieven als de MKBA, marginale kosten of eindverbruikerskosten. Tegen de achtergrond van de doelstelling van II3050 en de verkennende aard van deze scenario analyse met grote onzekerheden lijkt dat ook een gerechtvaardigde afbakening. Daarbij is het van belang de interpretatie van de resultaten zorgvuldig te presenteren in het kader van de aard van de scenario's.

Datum

3 juli 2020

Onze referentie

TNO 2020 M11515

Blad

16/23

Referenties

- Berenschot & Kalavasta. (2020). *Klimaatneutrale energiescenario's 2050*. Utrecht: Berenschot.
- CE Delft. (2017). *Handboek Milieuprijzen 2017*. Delft: CE Delft.
- CE Delft. (2017). *Net voor de toekomst - achtergrondrapport*. Delft: CE Delft.
- Centraal PlanBureau & Planbureau voor de Leefomgeving. (2013). *Algemene leidraad voor maatschappelijke kosten-batenanalyse*. Den Haag: Centraal PlanBureau & Planbureau voor de Leefomgeving.
- Ecofys. (2015). *De systeemkosten van warmte voor woningen*. Utrecht: Ecofys.
- Ewijk, C. '. (2015). *RAPPORT WERKGROEP DISCONTOVOET 2015*. Den Haag: Ministerie van Financiën.
- Gasunie & TenneT. (2019). *Infrastructure Outlook 2050*. Groningen/Arnhem: Gasunie & TenneT.
- Planbureau voor de Leefomgeving. (2020). *Nationale kosten van maatregelen gericht op het realiseren van doelstellingen uit het Energieakkoord 2013*. Den Haag: Planbureau voor de leefomgeving.

Datum

3 juli 2020

Onze referentie

TNO 2020 M11515

Blad

17/23

Bijlage A: Discontovoet

Datum
3 juli 2020

Onze referentie
TNO 2020 M11515

Blad
18/23

Kosten en baten op verschillende momenten in de tijd zijn niet zonder meer vergelijkbaar. Een euro in de toekomst is niet alleen minder waard door inflatie, maar ook omdat (de meeste) mensen meer waarde hechten aan een euro nu dan aan een euro later. Hierdoor hebben toekomstige kosten of baten van een maatregel minder waarde naarmate zij verder in de toekomst liggen. Om een zinvolle vergelijking te maken tussen huidige en toekomstige kosten of baten moet hun waarde worden teruggerekend naar een (gemeenschappelijk) basisjaar, bijvoorbeeld het jaar waarin de investering wordt gedaan. Dit gebeurt met de discontovoet en levert de zogeheten contante waarde op (zie ook (Centraal PlanBureau & Planbureau voor de Leefomgeving, 2013)).

De discontovoet kan worden gezien als een rendementseis van een individu om de besteding van inkomen een jaar uit te stellen (sparen). Nut wordt gegenereerd door consumptie die wordt betaald uit inkomen. Het uitstellen van de besteding van inkomen betekent dus het uitstellen van nut. Iemand is pas bereid een euro te sparen als de gespaarde euro hem over een jaar evenveel nut oplevert als het huidige nut van consumptie nu. Maar de consument waardeert consumptie over een jaar minder dan consumptie nu: het verschil is de tijdvoorkeursvoet. Om over een jaar een vergelijkbaar nut te kunnen genereren, moet de gespaarde euro een rendement opleveren dat gelijk is aan de voor marginaal nut van inkomen gecorrigeerde tijdvoorkeursvoet. Dat is de discontovoet. Het verband tussen tijdvoorkeur, marginaal nut van inkomen en consumptie komt in zijn meest basale vorm tot uiting in de zogeheten Keynes-Ramseyregel.⁴

De discontovoet wordt beïnvloed door onzekerheid: naarmate het bedrag dat iemand over een jaar krijgt minder zeker is, zal hij vanwege zijn risicoafkeer een hogere discontovoet willen hebben om te compenseren voor het risico. Deze opslag op de discontovoet wordt de risicopremie genoemd. De (reële) discontovoet bestaat daarmee uit de (reële) risicovrije discontovoet en de risicopremie. Een discontovoet wordt uitgedrukt als een (klein) percentage per jaar. Als de discontovoet d is, dan is de waarde die iemand nu toekent aan een bate van een euro over een jaar gelijk aan $1/(1+p)$; een euro over twee jaar is nu $1/(1+p)^2$ waard, enzovoort. Dit wordt verdisconteren of contant maken genoemd. De resulterende huidige waarde van een toekomstige euro wordt de contante waarde genoemd.

⁴ De Keynes-Ramsey-regel (KRR) maakt deel uit van de neoklassieke groeitheorie en beschrijft de relatie tussen de groeisnelheid van consumptie, de rentevoet, de tijdvoorkeur en de intertemporele elasticiteit van substitutie. Die regel van Keynes-Ramsey is wie volgt: $\Delta c = \frac{1}{\sigma}(r - \rho)$, waarbij Δc staat voor de groei van consumptie; $\sigma > 0$ voor de intertemporele substitutie elasticiteit; r de reële interestvoet (= de nominale interestvoet minus de inflatie); ρ de discontovoet (ook wel het tijdvoorkeurstarief genoemd). De intertemporele substitutie elasticiteit geeft de mate weer waarin consumenten hun consumptie in over de tijd willen spreiden. De KRR formule geeft dus weer dat consumptie sneller groeit bij een geringe bereidheid van consumenten om hun consumptie over de tijd te willen spreiden en wanneer de reële interestvoet hoger is dan de discontovoet, oftewel het tijdvoorkeurstarief.

Om kostenramingen te kunnen vertalen naar (welvaarts)effecten (die o.a. gebruikt worden in een MKBA) gelden onder meer de volgende uitgangspunten:

- De kosten worden bepaald door het begrip *opportunity cost* te hanteren: de waarde van de beste alternatieve aanwending van ingezette productiemiddelen.
- De kosten worden berekend in marktprijzen en uitgedrukt in het prijspeil van een vast gekozen basisjaar.
- Expliciteer de risicovoorziening in de geraamde kosten; Risico's kunnen impliciet in de kostenramingen zijn opgenomen. Bijvoorbeeld door de kosten iets hoger te ramen (en de opbrengsten lager), de kosten (en opbrengsten) later in de tijd te ramen, een post onvoorzien op te nemen of een risico-opslag in de (nominale) discontovoet. Dit leidt tot (veel) impliciete risicovoorzieningen in de kostenraming, die welvaartseconomisch als verzekeringspremies kunnen worden gezien. Het kan echter zijn dat maatschappelijk gezien risico's groter of kleiner kunnen zijn dan wordt afgedekt met de impliciete risico-opslag. Het impliciete karakter van de risico-opslagen betekent ook dat niet duidelijk is welk deel van de kostenraming de risico-opslag betreft. Het gevaar bestaat bovendien dat er vervolgens bovenop de risico-opslag nog nadere analyses van onzekerheden en risico's moeten worden gemaakt. De kostenraming moet een zo goed mogelijke weergave zijn van de verwachte kosten. Risicovoorzieningen moeten daarom expliciet worden gemaakt en uit de kostenraming worden verwijderd.
- Schrap overheidssubsidies en -bijdragen; Een financiële bijdrage van de overheid reduceert de uitgaven aan een maatregel voor de initiatiefnemer, maar niet de kosten van een maatregel in de zin van verbruikte productiemiddelen. Dergelijke bijdragen moeten daarom uit de kostenraming worden geschrapt. Bij een overzicht van de verdeling van de kosten en baten voor de verschillende betrokkenen komt een eventuele overheidsbijdrage weer in beeld als een overdracht tussen overheid en initiatiefnemer.
- Pas alle prijzen aan naar reële waarden (inflatie eruit filteren)
- Converteer de nominale waarden (inclusief prijsontwikkeling) uit de bedrijfseconomische analyse naar reële waarden door de inflatie eruit te filteren.
- Hanteer een reële discontovoet met risico-opslag; In een MKBA wordt uitgegaan van een reële risicovrije discontovoet (2,5%) met een maatregelspecifieke opslag voor macro-economische risico's. De algemene risico-opslag wordt, samen met de te hanteren reële risicovrije discontovoet, bepaald door het Kabinet. In een kabinetsbesluit uit 2011 wordt de reële risicovrije discontovoet vast gesteld op 2,5% en de algemene risico-opslag (de macro risicopremie) op 3%. Voor onomkeerbare effecten wordt een afslag van 1,5% op de discontovoet gerekend.⁵

Datum

3 juli 2020

Onze referentie

TNO 2020 M11515

Blad

19/23

⁵ Maatregelspecifiek betekent dat de risico-opslag per kosten- of batenpost kan verschillen. Deze kan bijvoorbeeld lager zijn voor opbrengsten uit de verkopen van grond voor woningbouw dan voor opbrengsten uit de verkopen van grond voor kantoren. In de praktijk is het bepalen van een maatregelspecifieke opslag voor macro-economische risico's tot op heden dikwijls niet haalbaar

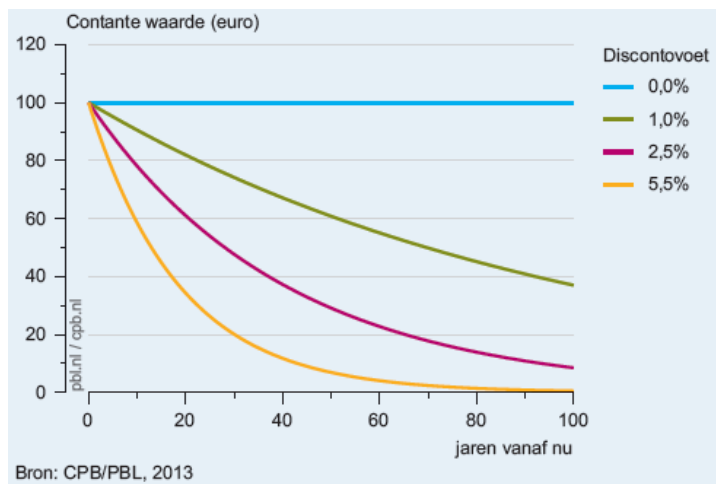
Datum
3 juli 2020

Onze referentie
TNO 2020 M11515

Blad
20/23

In het meer recente rapport van de ‘werkgroep discontovoet 2015 – MKBA’⁶ wordt voor publieke fysieke investeringen met substantiële vaste kosten een discontovoet van 4,5 procent geadviseerd. Onder vaste kosten verstaat de werkgroep die kosten die niet of maar zeer beperkt meebewegen met de benutting van het project. Het kan hierbij gaan om de investeringskosten aan het begin van een project (sunk cost), zoals de kosten van het aanleggen van een weg, maar ook om vaste kosten tijdens de looptijd, zoals vaste exploitatiekosten en vaste onderhoudskosten. Dat zijn de kosten van het in stand houden van een investering, ongeacht het gebruik. Vaste kosten maken de netto baten van een project gevoeliger voor fluctuaties in het gebruik en daardoor meer risicovol in economische termen, vandaar de hogere discontovoet. Voorbeelden van publieke fysieke investeringen met hoge vaste kosten zijn (transport)infrastructuur, (energie)netwerken, energiecentrales en havens.

De hoogte van de discontovoet maakt dus nogal wat uit voor bijvoorbeeld de waarde van een welvaartswinst van 100 euro over 25 jaar. Figuur 1 laat zien wat deze verdisconteringspercentages betekenen voor de huidige welvaartswaarde (contante waarde) van 100 euro naarmate deze verder in de toekomst uitbetaald wordt.



Figuur 1. De huidige waarde van 100 euro na een aantal jaren vanaf nu bij verschillende discontovoeten

gebleken. Het is daarom gebruikelijk om de standaardwaarde voor de opslag voor macro-economische risico's van 3% te hanteren. De kosten en opbrengsten worden dan contant gemaakt naar het basisjaar op basis van een discontovoet van 5,5% (2,5% reëel risicovrij + 3% opslag voor macro-economisch risico). Indien kan worden onderbouwd dat het macro-economisch risico van de maatregel of het project(onderdeel) afwijkt van het landelijk gemiddelde, kan ook een projectspecifieke opslag worden gehanteerd.

⁶ Zie ook (Ewijk, 2015) Merk op dat het CPB om herziening van het advies uit 2015 over de discontovoet heeft gevraagd. De aanleiding is onder meer de sterk gedaalde rentes en de verwachte rendementen van de pensioenfondsen. Er komt daarom een nieuwe werkgroep Discontovoet om te adviseren over de hoogte van de bij MKBA's te hanteren discontovoet.

Bij een discontovoet van 2,5 procent bedraagt de huidige welvaartswinst 54 euro; bij een discontovoet van 5,5 procent is dat nog 26 euro. Na honderd jaar is de huidige welvaartswinst van datzelfde bedrag geslonken tot 8 euro bij 2,5 procent en tot minder dan een halve euro bij 5,5 procent. Disconteren heeft dus grote gevolgen voor de waarde van effecten die ver in de toekomst optreden; de hoogte van de discontovoet maakt hiervoor erg veel uit.

Datum

3 juli 2020

Onze referentie

TNO 2020 M11515

Blad

21/23

Bijlage B: Integrale kostenmethodiek

Datum
3 juli 2020

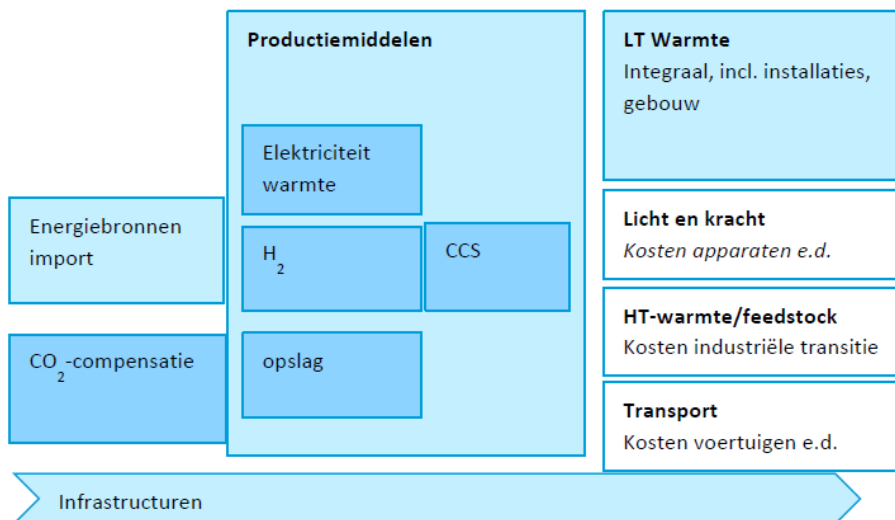
Onze referentie
TNO 2020 M11515

Blad
22/23

De integrale systeemkostenbenadering maakt gebruik van een integrale systeemanalyse die formeel directe en indirecte kosten in kaart brengt van scenario's voor de ontwikkeling van het energiesysteem. In de praktijk worden gewoonlijk enkel directe kosten in kaart gebracht, i.e. investeringskosten (CAPEX) en de operationele kosten (OPEX) voor alle segmenten van het energiesysteem, met onderliggend vaak de kosten van uitwisseling op de systeemgrens (veelal het buitenland). De begrenzing van het energiesysteem ligt gewoonlijk bij het energiesysteem zelf. Zo zouden in de energietransitie bijvoorbeeld investeringen in elektrische auto's slecht moeten worden meegenomen waar het gaat om kostenverschillen met conventionele auto's; de overige kosten worden al gemaakt om in de mobiliteitsbehoefte te voorzien (en niet eigen emissies te reduceren).

Figuur 40 in het Achtergrondrapport bij het rapport Net voor de Toekomst van CE Delft biedt een goed aanknopingspunt voor scope van integrale systeemkostenmodellering.

Figuur 40 - Scope kostenmodellering (blauw gearceerd: meegenomen in kostenmodellering)



Er wordt hier dus gekozen om de volgende onderdelen en aspecten van het energiesysteem mee te nemen in de berekeningen:

- Infrastructuren elektriciteit, warmte, gas, CO₂
- Energiebronnen en import van energie
- Productiemiddelen elektriciteit en WKK-warmte
- Opslag en conversie: elektrolysecapaciteit, opslagsystemen
- Gebouwaanpassingen en warmte-installaties in gebouwen
- CO₂-netten en de kosten van het afvangen, transporteren en injecteren van CO₂. Ook: kosten voor CO₂-compensatie restemissies.

De volgende onderdelen en aspecten van het energiesysteem worden (dus) niet meegenomen in de berekeningen:

- Kosten van apparaten zelf (licht en kracht; bij lage temperatuur warmtevoorziening zijn de opwekdistributie-en afgiftesystemen wel meegenomen omdat het CEGOIA-model een integrale kostenoptimalisatie doet).
- Kosten van vervoermiddelen (geen relevante meerkosten).
- Kosten van de industriële transitie, dus geen aanpassingskosten van de industrie. Dit omdat dit fundamenteel nog vrijwel onmogelijk is om te bepalen.

Tevens zijn geen kosten opgenomen voor meer maatschappelijke, publieke en/of externe zaken zoals ruimte, horizon en milieukwaliteit (anders dan CO₂). Naast kosten zijn er ook baten, bijvoorbeeld in de sfeer van leveringszekerheid, importonafhankelijkheid, werkgelegenheid. Ook deze baten zijn niet gekwantificeerd.

Een punt van aandacht is de kosten van de industriële transitie. Naar verwachting gaat de industrie een belangrijke rol spelen in het nieuwe energiesysteem, onder meer door afgifte van warmte, productie van waterstof en daarmee opslag van elektriciteit, CCS etc. Oftewel, het industriële energiesysteem raakt meer geïntegreerd in het nationale energiesysteem. De kosten en baten van de transformatie van het industriële energiesysteem reiken daarmee verder dan de industrie sector zelf. Dit rechtvaardigt de vraag of het industriële energiesysteem, ondanks de fundamentele onzekerheden, niet meegenomen moet worden in de scope van een nationale energiekostenberekening.

Datum

3 juli 2020

Onze referentie

TNO 2020 M11515

Blad

23/23

Bijlage K

Uitgangspunten kosten

De kostenberekening voor de klimaatneutrale scenario's zijn uit 2 delen opgebouwd: De hoofddeel (voornamelijk voor het bredere energiesystemen. De aanvulling/correctie hierop is van eigen infrastructuur (en opslag) berekeningen. In deze bijlage gaan we alleen in op de kostenonderbouwing van de eigen berekeningen. De scenario's zijn gemodelleerd in het ETM model en aldaar openlijk toegankelijk.

Regionaal	https://pro.energytransitionmodel.com/saved_scenarios/10106
Nationaal	https://pro.energytransitionmodel.com/saved_scenarios/10107
Europees	https://pro.energytransitionmodel.com/saved_scenarios/10108
Internationaal	https://pro.energytransitionmodel.com/saved_scenarios/10109

De oorsprong van de kostenaannames ligt in de scenario studie van I13050 fase 1 Klimaatneutrale Energiescenario's 2050. Na de rapportage is door TNO een kostenreview

gedaan. Als bron hiervoor is onder andere de World Energy Outlook 2020 gebruikt. Dit heeft geleid tot andere kostenaannames voor een beperkt aantal parameters. De nieuwste informatie is verwerkt in de bovengenoemde scenario. Het is van belang om te benadrukken dat het zgn. "midden" niveau gekozen is, naast een optie om 'laag' dan wel 'hoog' te kiezen. Voor verdere toelichting verwijzen we naar het rapport van fase 1.

De kengetallen die gebruikt zijn voor de eigen berekeningen zullen hieronder worden gerapporteerd en zo nodig toegelicht.

Elektriciteit

– regionaal

De investeringskosten voor de aanpassingen in het regionale net worden bepaald door de aantallen die in het rapport vermeld staan en de onderstaande kostenkengetallen. Duidelijk moet zijn dat het om gemiddelde bedragen voor gemiddelde installaties gaat. Specifieke situaties zullen tot andere getallen leiden.

Elektriciteit - regionaal

Activiteit	Toelichting	Kengetal
HS-MS station: van 110-150 naar 3-23 kV	MS installatie, HS aansluit(veld) en trafo	€ 13.000.000
HS-TS station: van 110-150 naar 25-66 kV	TS installatie, HS aansluit(veld) en trafo	€ 13.000.000
MS station: Zonder transformatie 3-23 kV	MS installatie (gemiddeld)	€ 3.000.000
MS-LS station: van 10-23 naar 0,4kV	Distributieruimte (gemiddeld)	€ 40.000
MS-MS station: van 3-23 naar 3-23 kV	MS installatie (2) incl. transformatoren	€ 9.000.000
TS-MS station: van 25-66 naar 3-23 kV	TS installatie, MS installatie, incl. trafo	€ 10.000.000
LS_kabel per meter	Leggingskosten, incl. materiaal	€ 70
MS_kabel per meter	Leggingskosten, incl. materiaal	€ 100

Elektriciteit - landelijk

Activiteit	Toelichting	Kengetal
Nieuw 110 of 150 kV station	Gemiddelde station, incl. 10km kabel	€ 57.000.000
Bijbouwen 110/150 dubbelcircuit	Prijs per km	€ 3.500.000
Aansluiting HS op EHS	1 trafo, 1 380 kV en 150 kV veld	€ 12.000.000
Opwaardering EHS circuit	Opwaardering naar 4 kA per km	€ 5.000.000
Bijbouwen extra dubbelcircuit	Per km	€ 10.000.000 € 20.000.000 voor extra velden
Offshore Wind op Zee	Capex per GW	€ 1.000.000
	Opex	2.0%
	Geschatte Levensduur	30

Warmte

Activiteit	Kosten/eenheid	Bron
Warmte transportnet per km per GW	€ 2.000.000	Expert opinion
Gemiddelde waternet per woning equivalent	7,5 meter	Expert opinion
Prijs per warmtenet per m	€ 1450	Expert opinion

Gas

– landelijk

Gas - landelijk

Activiteit	Kosten/eenheid	Bron
Omzetten HTL leidingen aardgas naar waterstofgas per km	€ 500.000	Begroting H ₂ -backbone 2018
Omzetten RTL leidingen aardgas naar waterstofgas per km	€ 150.000	Schatting o.b.v. Handboek Economie en begroting H ₂ -backbone
Compressie waterstof per MW	€ 3.000.000	Begroting H ₂ -backbone 2018
Extra H ₂ -leiding HTL per km	€ 3.000.000	Handboek Economie
Extra CH ₄ -leiding HTL per km	€ 3.000.000	Handboek Economie
Aansluitleiding (<1,6 km) per km	€ 1.500.000	Handboek Economie
GOS nieuw/ombouw	€ 1.000.000	Handboek Economie
M&R nieuw/ombouw	€ 4.000.000	Handboek Economie

– opslag H₂

Uitgangspunt voor de kosten is een expertmeeting bij de Gasunie. Er is nog niet veel ervaring met H₂ opslag. Er is nauwkeuriger gekeken naar de benodigde inzetopties voor de bergingen (o.a. aantal cycli per jaar en benodigde omschakelsnelheid) en naar de omvang van de bovengrondse installatie (compressoren en aansluitleidingen). Conclusie is dat de kosten kengetal van 0,33 €/kWh moet worden aangehouden.

Gas - regionaal

Activiteit	Kosten/eenheid	Bron
Kosten verwijderen Groot Verbruik aansluiting	€ 7.000	Afgeleid uit kosten LNB
Kosten verwijderen utiliteiten	€ 728,29	Afgeleid uit kosten LNB
Kosten verwijderen leidingen per meter	€ 100	Afgeleid uit kosten LNB
Kosten verwijderen district stations per station	€ 10.000	Afgeleid uit kosten LNB
Kosten omzetten naar H ₂ (excl. GV ²¹) per aansluiting Bij de klant: – Waarvan 75% van de kosten voor aanpassing voor de aansluiting Netaanpassingskosten: – 22% van de kosten om de afsluiters te vervangen – 3% van de kosten om de regelaars aan te passen	€ 200	Afgeleid van www.pbl.nl/publicaties/waterstof-voor-de-gebouwde-omgeving-operationalisering-in-de-startanalyse-2020 Plus eigen inzichten van LNB over kosten voor het omzetten naar waterstof
Omzetten GV naar H ₂ per aansluiting	€ 820	Afgeleid uit kosten LNB
Kosten groengas booster per stuk	€ 3.000.000	Afgeleid uit kosten LNB

²¹ GV = GrootVerbruik

CO₂

Voor de CO₂ berekening baseren we de kosten voornamelijk op de modellering in het ETM model. Daar zijn 3 uitzonderingen op.

- De kosten voor afvang bij Elektriciteitscentrales zijn onvoldoende meegenomen. Daarom wordt hier een bedrag van € 24,9 Miljoen per jaar aan toegevoegd.
- De kosten voor infrastructuur tussen Maasvlakte en Zeeland (75 km) en Maasvlakte- Sittard (175 km) zijn

nog niet meegenomen in de berekening. Hiervoor wordt € 2 Miljoen per km investeringskosten gerekend. Dit geldt alleen in de scenario's Europees en Internationaal.

- Voor de bovengenoemde verbindingen is ook compressie nodig. Dit is 1 compressor per 100 km. De kosten van zo'n compressor bedragen € 15 Miljoen voor een capaciteit van 1 Mton/jaar. Voor de verbinding naar Zeeland (5 Mton) is dat € 75 Miljoen en voor naar Sittard (10 Mton) bedraagt dat €150 Miljoen.

CO₂

Activiteit	Kosten/eenheid	Bron
Kosten CO ₂ leiding per km	€ 2.000.000	Expert opinion
Kosten compressor per capaciteit Mton/jaar	€ 15.000.000	Expert opinion

OPEX

In de berekening van de infrastructuur is tot nu toe alleen de capex kosten in rekening gebracht. Daarbovenop komen de jaarlijkse opex kosten. Er is hier gekozen voor het prijspeil 2019. Een toename aan assets zou een hogere opex rechtvaardigen, aan de andere kant kan er mogelijk nog wat efficiëntie gewonnen worden. We hebben daarom het prijspeil 2019 aangehouden.

Voor de RNB (E/G) en TenneT hebben we ons gebaseerd op het onderzoek in het kader van FIEN (Financiering Energietransitie): € 2,3 Miljard per jaar. Hieraan toegevoegd zijn de kosten voor Gasunie € 582 Miljoen en de kosten voor Wind op Zee. Deze zijn scenario afhankelijk, variërend

tussen € 3.216 Miljoen (scenario Internationaal) en € 3.696 Miljoen (scenario Nationaal).

Flex: Technische en economische parameters van de systeem-flexibiliteitsmiddelen

De kosten van deze flexibiliteitsmiddelen per geïnstalleerd vermogen staan in de onderstaande tabel. Deze kentallen kwamen naar voren in een aantal sessies met flexibiliteit-experts. We gaan er vanuit dat geldig zijn voor de langetermijn (2050).

We hebben deze kostenkentallen voor de kostenberekening gebruikt om de 'schuifjes' die het EnergieTransitieModel voor de kosten heeft, te herijken.

Batterijen

		Gemiddeld	Laag	Hoog
Batterijen (4 uur)	CAPEX [€/kW]	187	91,2	316
	CAPEX [€/kW] (alternatief)	749	364,8	1264
	Round Trip Efficiency [%]	85%		
	Lifetime [years]	15		
	OPEX fixed [% of CAPEX]	2,5%		

Bron: www.nrel.gov/docs/fy19osti/73222.pdf

Elektrolyse/ power-to-gas

Elektrolyse/ power-to-gas	CAPEX [€/kW]		650
	Efficiency LHV [%]		73%
	Lifetime [years]		30
	OPEX [% of CAPEX]		4%

Bron: NSWPH

Centrales

		CCGT CH ₄	OCGT CH ₄	CCGT H ₂	OCGT H ₂	G2P groot	G2P piek
Centrales	CAPEX [€/kW]	633	550	728	600	680,5	575
	Efficiency HHV	57%	37%	54%	36%	56%	37%
	Efficiency LHV	63%	41%	63%	42%	63%	42%
	Lifetime [years]	25	20	25	20	25	20
	OPEX [% of CAPEX]	5%	3%	4%	4%	4,5%	3,5%

Bron: NSWPH

Opmerkingen:

- Het ETM werkt met LHV, dus moeten we met LHV-efficiencies werken. Ook onderstaande prijzen zijn uitgedrukt in LHV.
- De basisenergieprijs voor waterstof voor centrales (import) is 22 €/MWhLHV. (De kosten van in NL geproduceerde H₂ in scenario's Europees en Internationaal >= 150 €/MWh; importprijs 20-50 €/MWh).
- De basisprijs voor groen gas is 50 €/MWh (bron: Ecofys 2018, Gas for Climate). Bandbreedte: 40 tot 60 €/MWh.

De kosten van de energieverliezen die ontstaan bij conversie (G2P en P2G) en opslag zijn meegenomen in de operationele kosten. Hierbij is voor de centrales gerekend met de waterstofmarktprijs. Voor de marktprijs van geladen /

geconverteerde stroom is gerekend met 10 €/MWh [bandbreedte 5-15]. Dit is een stelpost die als volgt kan worden berekend. Een optimistische aanname is dat de LCOE (Levelised Costs of Electricity) van hernieuwbare energie richting de 20 €/MWh zal zijn in 2050. Deze aanname is in lijn met scenario's Regionaal en Nationaal, waar elektrolyse en batterijen het belangrijkste zijn. De elektrolyser of batterij betaalt tijdens de overschoturen een lager bedrag per MWh dan de LCOE van hernieuwbaar. Maar hoe kunnen zon- en windparken dan toch uit de kosten komen? Deze verdienen zich terug omdat in de uren met een nettovraag de marktprijs significant boven de LCOE van hernieuwbare energie zal liggen. Op basis van marginale kostenbeprijzing ligt tijdens die uren de prijs rond de 40-100 €/MWh, afhankelijk van de gasprijs waarmee wordt gerekend.

