

Het in kaart brengen van de elektriciteits- en netto
waterstofvraag van de industrie voor de periode 2030-2040 per
cluster en aanlandingspunt Wind op Zee,
inclusief varianten met SMR's en Zon op Zee

*'Onderzoek vraagarticulatie industrie voor
VAWOZ en programma Kernenergie'*



T.b.v. het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat
via
De Werkgroep "Power to Industry"

31 augustus, 2023

Bart Visser, John Kerkhoven

Samenvatting

Het doel van dit onderzoek is om voor de periode 2030-2040 inzichten te genereren in de industriële baseload en flexibele elektriciteitsvraag, de daarmee corresponderende netto waterstofvraag en de identificatie van hoe dit past bij het elektriciteitsaanbod bij aanlandingspunten van wind op zee en zon op zee, alsook de elektriciteitsopwek door Small Modular Reactors (SMR's).

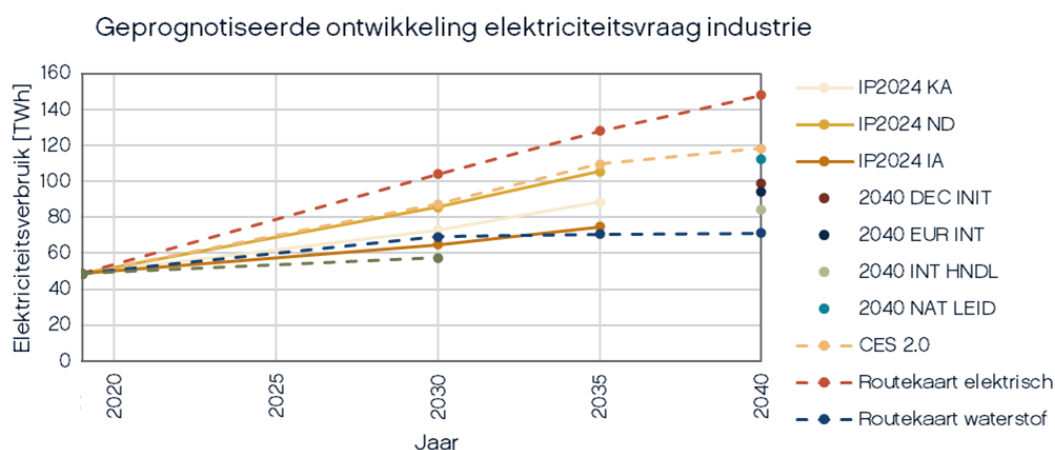
Er zijn aanzienlijke verschillen tussen industriële energiestenari's, deze verschillen zijn zowel methodologisch als inhoudelijk van aard en niet altijd goed te duiden

Er zijn meerdere datasets vergeleken met scenario's voor de ontwikkeling van de industriële energievraag in 2030-2040; drie IP2024 scenario's, vier II3050 scenario's, twee scenario's uit de Routekaart Elektrificatie in de Industrie, één scenario op basis van de Cluster Energiestrategieën 2.0 (CES 2.0) en één scenario op basis van openbare aankondigen van de industrie. De scenario's zijn aangepast zodat deze beter op elkaar aansluiten qua scope en definities (verder toegelicht in hoofdstuk 2 van het hoofdrapport).

De elektriciteitsvraag van industrie en datacenters stijgt van bijna 50 TWh naar 70 tot 150 TWh in 2040, afhankelijk van het scenario (zie Figuur 1). De netto waterstofvraag neemt in de scenario's toe tot ruim 100 TWh in 2040 binnen het Routekaart waterstof scenario. De overige scenario's vallen substantieel lager uit in 2040 binnen een bandbreedte van 15 – 40 TWh (m.u.v. Routekaart elektrisch). In 2030 ligt de waterstofvraag in de meeste scenario's onder de 25 TWh.

De scenario's verschillen onderling dus aanzienlijk. Deze verschillen tussen de scenario's zijn zowel methodologisch als inhoudelijk van aard. Inhoudelijke verschillen kunnen door gebrek aan transparantie van sommige datasets niet goed worden geduid.

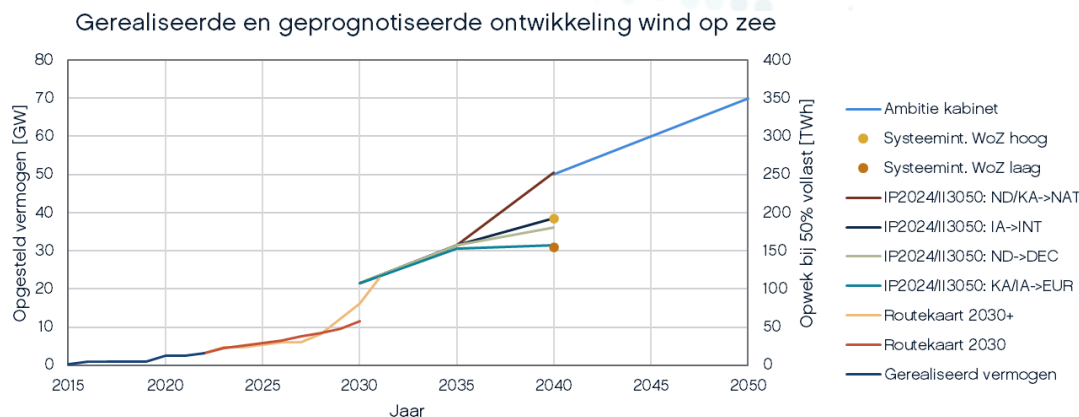
Het is daarom aanbevolen toe te werken naar transparante datasets voor industrie scenario's gespecificeerd tot op site niveau, op basis van een eenduidige methodiek, waarmee kan worden bepaald in welke mate energievraag zich zal concentreren rond aanlandingslocaties wind op zee.



Figuur 1. Ontwikkeling elektriciteitsvraag industrie en datacenters, exclusief elektrolyse. Scenario's zijn aangepast qua scope en definities. Voor de gestippelde scenario's is geen (volledige) data beschikbaar voor datacenters. Deze scenario's zijn aangevuld met gemiddelde waarden voor datacenters uit de IP2024/II3050 scenario's. Daarnaast ontbreekt voor CES 2.0 data uit Cluster 6. Dit is aangevuld met gemiddelde waarden voor Cluster 6 uit IP2024/II3050

Toenemende wind op zee ambities overstijgen de vraag van industriële clusters aan de kust, maar zijn nodig voor de industrie landinwaarts en andere sectoren aan de kust of verder landinwaarts

Overheidsambities voor wind op zee worden continu verhoogd. Zo werd in het rapport *Systeemintegratie Wind op Zee 2030-2040* nog uitgegaan van 31 – 38,5 GW wind op zee in 2040, waar in één van de II3050 scenario's van de netbeheerders al wordt gerekend met meer dan 50 GW (zie Figuur 2).



Figuur 2. Ontwikkeling van wind op zee 2015-2050 in termen van opgesteld vermogen aan het eind van het jaar en jaarlijkse elektriciteitsopwek (bij 50% vollast, vollasturen nemen toe over de jaren door innovaties op het gebied van windturbines. Hier is in dit overzicht geen rekening mee gehouden)^{1, 2, 3, 4}

In alle varianten voor aanlanding wind op zee is de piekcapaciteit (GW) die aanlandt in clusters substantieel hoger dan de gemiddelde elektrische vraag van industrieclusters aan de kust (inclusief datacenters, exclusief elektrolyse). In termen energievolumes (TWh) ligt de aanlanding wind op zee dicht bij het elektriciteitsverbruik van industriële clusters (zie Figuur 3), al kan dit niet volledig door industrie worden gebruikt door mismatch van vraag en aanbod in de tijd.

Een aanzienlijk deel van het surplus wind op zee kunnen worden geabsorbeerd door flexibele vraag in de industriële clusters door onder andere hybride warmte, warmtebuffering en voornamelijk grootschalige elektrolyse. Industriële flexibiliteit is echter breder dan de hier genoemde voorbeelden, maar is vooralsnog slechts beperkt kwantificeerbaar door het gebrek aan beschikbare data. Op basis van de in deze studie meegenomen vormen van industriële flexibiliteit is er in alle clusters, maar voornamelijk in Rotterdam-Moerdijk en Noord-Nederland, ook inclusief deze extra vraag nog een surplus wind op zee in de kustclusters. Dit surplus zal dus moeten worden getransporteerd en gebruikt in overige sectoren aan de kust of verder landinwaarts. Op nationaal niveau is er meer dan voldoende elektriciteitsvraag om deze opgewekte volumes van wind op zee te absorberen.

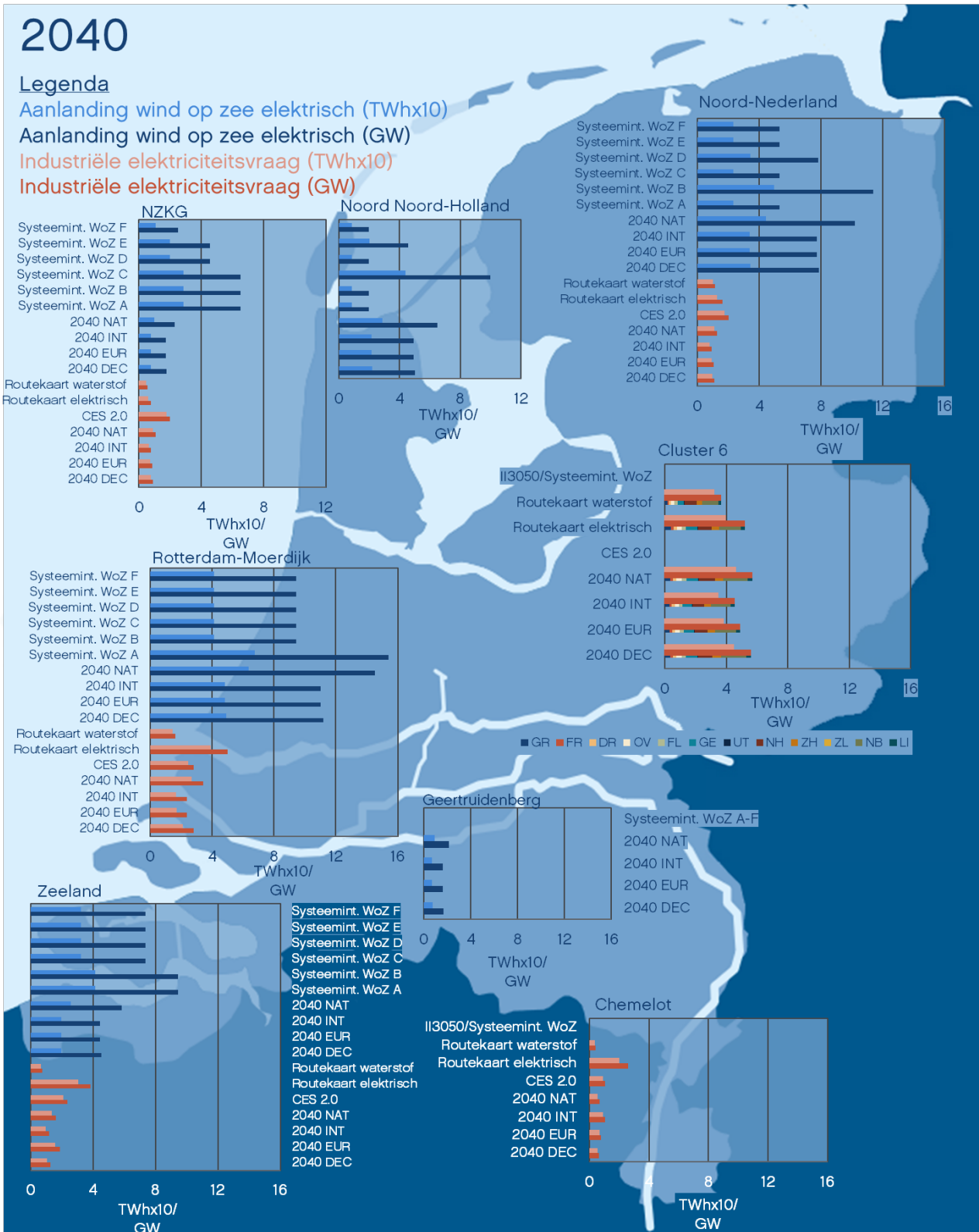
Er zijn verschillende opties denkbaar voor aanlanding wind op zee, of overige vormen van CO₂ vrije elektriciteitsopwek (bijv. SMR's), buiten industrieclusters aan de kust. Op basis van concentratie van industriële elektriciteitsvraag liggen hierbij de provincies Noord-Holland, Gelderland en Noord-Brabant alsook cluster Chemelot voor de hand.

¹ CBS (2023). Hernieuwbare elektriciteit; productie en vermogen

² Wiebes, E. (2018, 27 maart). Routekaart windenergie op zee 2030 [Kamerbrief]

³ Jetten, R.A.A. (2022, 10 juni). Aanvullende routekaart windenergie op zee 2030 [Kamerbrief]

⁴ Jetten, R.A.A. (2022, 16 september). Kamerbrief windenergie op zee 2030-2050 [Kamerbrief]



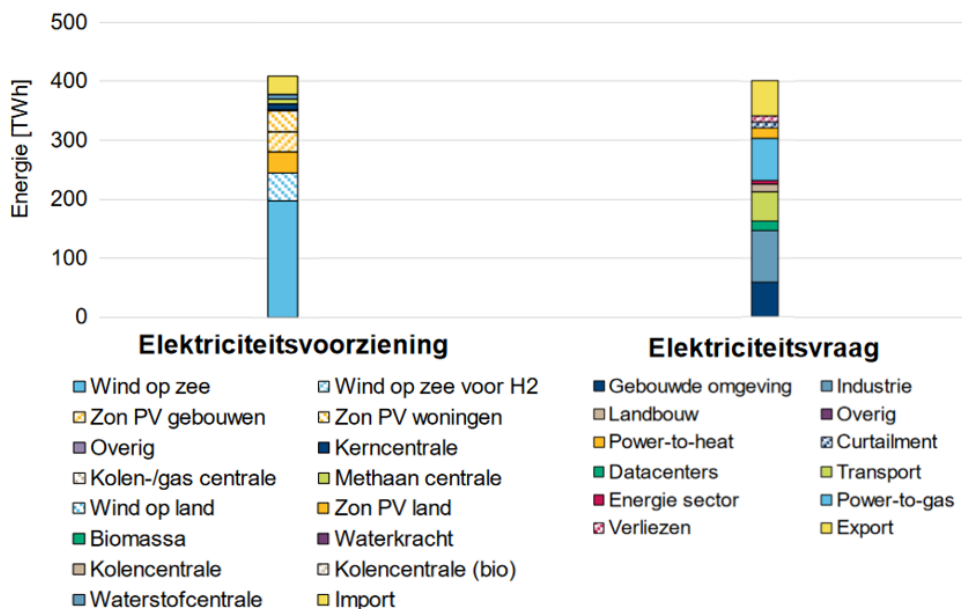
Figuur 3. Overzicht van mogelijke varianten voor elektrische aanlanding wind op zee (blauw) en scenario's voor industriële elektriciteitsvraag inclusief datacenters en hybride warmte, exclusief electrolyzers (oranje) in termen van zowel elektrisch vermogen als volume (50% vollast aangenomen voor wind op zee) per cluster en voor overige aanlandingslocaties, 2040

Keuzes over aanlanding wind op zee vereist gedetailleerde systeemscenario's en grondige kennis van netberekeningen. Het verdient daarom de aanbeveling om voor externe partijen waarbij deze kennis (deels) ontbreekt, gereserveerd te zijn in het doen van harde uitspraken over keuzes over netuitbreidingen zoals aanlanding van wind op zee. Netbeheerders zullen immers doorgaans beter in staat te zijn afwegingen over aanlanding van wind op zee te maken wanneer wordt gewerkt met integrale energiesysteemscenario's.

Tenslotte blijkt dat er in de kustclusters binnen de meeste scenario's voldoende waterstofvraag is om een aanzienlijk volume waterstof te absorberen, hetzij aangeland als waterstof, hetzij waterstof omgezet vanuit elektrische aanlanding wind op zee. Hoeveel groene waterstofproductie er op land in iedere cluster plaats zal vinden is echter nog onzeker. Dit maakt het lastig om, puur op basis van de waterstofvraag, een uitspraak te doen over welke kustcluster(s) meer of minder geschikt is/zijn voor directe aanlanding van waterstof.

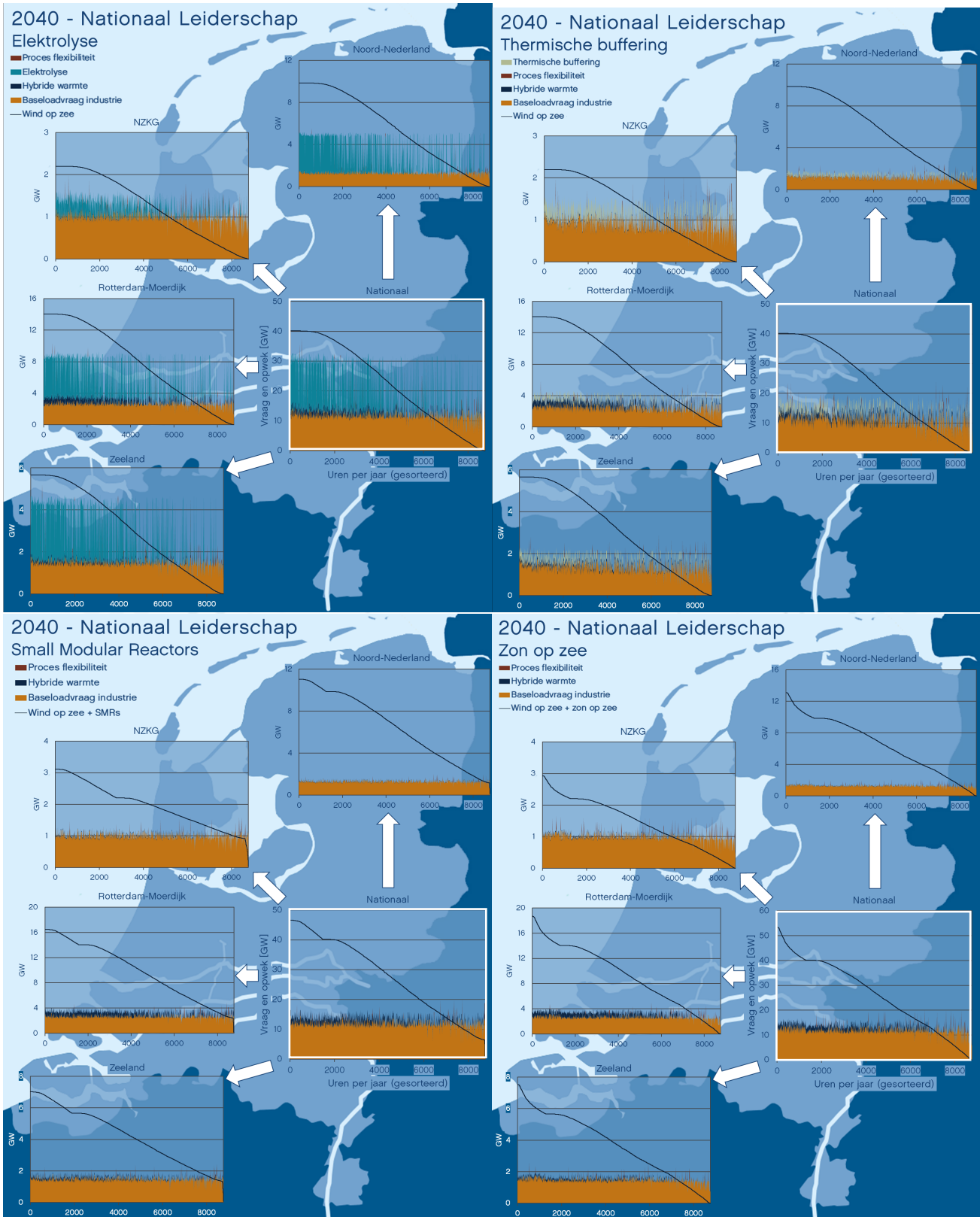
Opwek uit wind op zee overstijgt gedurende de meeste uren van het jaar de elektriciteitsvraag van industriële clusters aan de kust, maar niet de nationale vraag

Figuur 5 (volgende pagina) toont de uitsplitsing van de industriële elektriciteitsvraag en opwek wind op zee op uurbasis voor de verschillende industriële clusters aan de kust voor het 2040 Nationaal Leiderschap scenario. Om de leesbaarheid van deze data te vergroten zijn de uren van het jaar gesorteerd op basis van de hoogte van de opwek wind op zee. Op uurbasis overstijgt deze opwek gedurende het overgrote deel van het jaar de industriële elektriciteitsvraag in de kustclusters. Op nationaal niveau is de elektriciteitsvraag echter aanzienlijk groter dan de opwek van wind op zee (zie Figuur 4).



Figuur 4. Vraag en aanbod van elektriciteit in het 2040 Nationaal Leiderschap scenario⁵

⁵ Netbeheer Nederland (2023). Het energiesysteem van de toekomst: de I13050-scenario's



Figuur 5. Uurlijkse opwek wind op zee en elektriciteitsvraag op nationaal en op kustcluster niveau. Uren in het jaar zijn gesorteerd van maximale naar minimale opwek wind op zee. Er is ongeveer 2 GW hybride warmte, 35% procesflexibiliteit en 16,8 GW elektrolyse (linksboven) aanwezig in het originele scenario, met additioneel 3 GW thermische buffering (rechtsboven), 7 GW aan Small Modular Reactors (SMR's) (linksonder) en 41,5 GW zon op zee (rechtsonder)

Flexibele elektriciteitsvraag kan windenergie absorptie in kustclusters verhogen maar de marktdynamiek belemmert de maximale absorptie van het surplus

Figuur 5 (vorige pagina) toont vier varianten, de varianten bevatten allen hybride warmte en procesflexibiliteit zoals onderdeel is van het oorspronkelijke 2040 Nationaal Leiderschap scenario. De eerste variant bevat ook waterstofproductie uit elektrolyse zoals reeds onderdeel is van het oorspronkelijke scenario. Vervolgens is additioneel thermische buffercapaciteit voor extra industriële flexibiliteit toegevoegd (variant 2), elektriciteitsopwek uit Small Modular Reactors (SMR's) (variant 3) en zon op zee (variant 4).

Met een flexibele elektriciteitsvraag middels bijvoorbeeld hybride warmte, procesflexibiliteit, thermische buffering en voornamelijk elektrolyse kunnen industriële clusters aan de kust meer opwek wind op zee absorberen.

Echter komt het gedrag van deze flexmiddelen in de kustclusters slechts deels overeen met wat ideaal zou zijn voor het maximaal absorberen het surplus wind op zee, doordat de inzet naar verwachting wordt bepaald op basis van de elektriciteitsmarkt en niet alleen op basis van de opwek uit wind op zee. Hierdoor kan mogelijk zelfs extra netcongestie ontstaan. Hier dient rekening mee worden gehouden binnen systeemplanning. Het opleggen van beperkingen (buiten de elektriciteitsmarkt om) of hervormingen van de elektriciteitsmarkt (bijvoorbeeld herziening van biedzones) of (aanvullende beleidsinstrumenten zouden deze problemen kunnen beperken.

Opwek uit SMR's dient beperkt lokale vraag industrie in de kustclusters maar vooral overige vraag in/nabij clusters en verder landinwaarts; beschouw in een volgend onderzoek heel Nederland als mogelijke plek voor SMR's en niet alleen kustclusters

Wanneer Small Modular Reactors (SMR's) zouden worden geplaatst in de kustclusters draaien deze ongeveer 70% van het jaar wanneer deze uitsluitend stroom leveren op momenten dat de elektriciteitsprijzen positief zijn. Binnen het energiesysteem kan deze extra opwek uit SMR's dus goed worden geabsorbeerd.

SMR's in of nabij kustclusters voorzien echter maar 10-40% van de tijd in lokale industriële vraag, doordat er vaak voldoende opwek uit lokale aanlanding uit wind op zee beschikbaar is. Wanneer SMR's geen lokale industriële vraag dienen, dienen ze overige vraag in/nabij de clusters (bijv. elektrolyzers) of verder landinwaarts (bijv. cluster 6, gebouwde omgeving en transport).

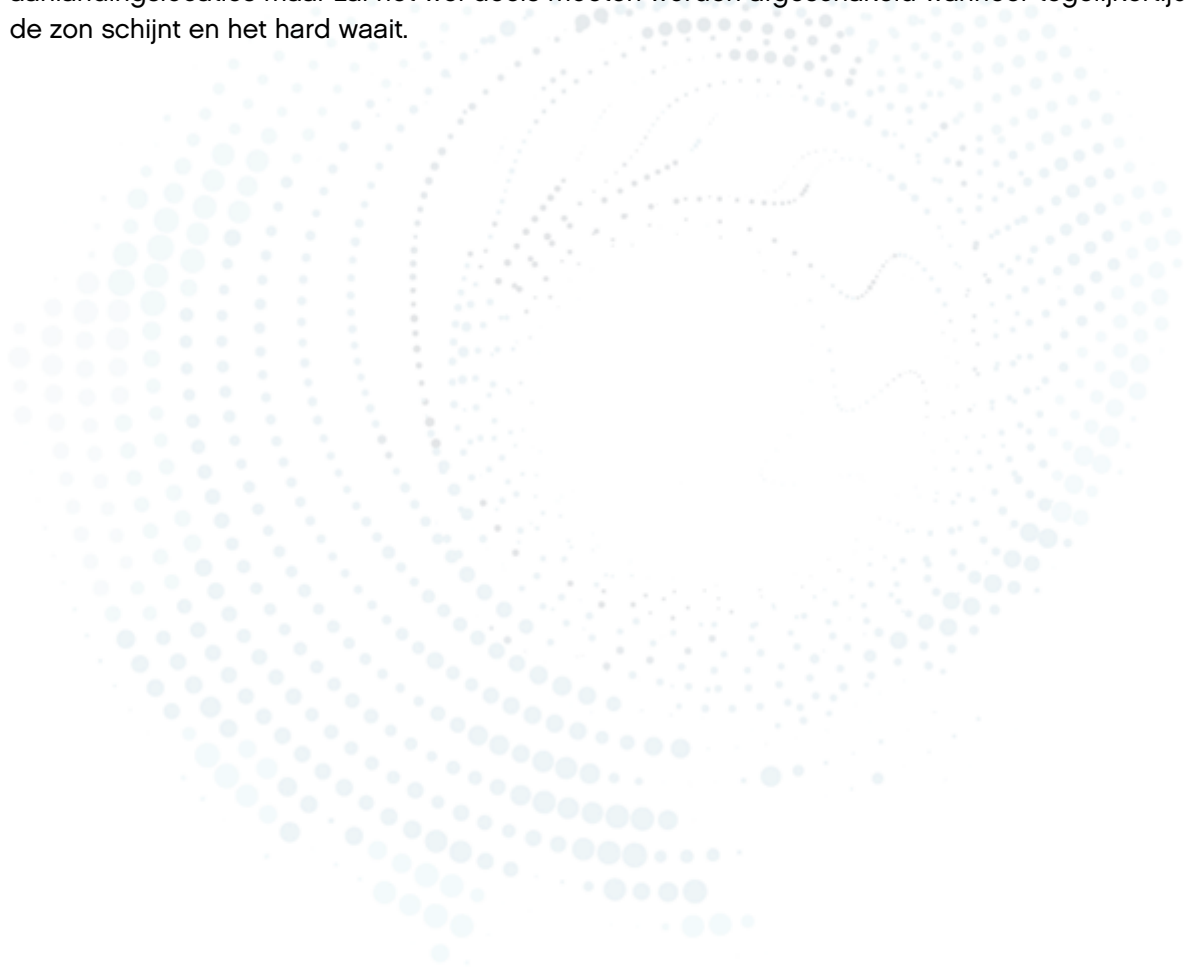
Opwek van SMR's in gebieden zonder aanlanding van wind op zee kan mogelijk meer lokaal worden gebruikt dan wanneer SMR's bij kustclusters worden geplaatst. Voor de uiteindelijke keuze voor de plaatsing van SMR's dienen echter ook andere factoren mee te worden genomen, zoals de uiteindelijke inzet van SMR's (must-run of als back-up), lokale warmte behoefte, lokale opwek uit bijvoorbeeld wind of zon op land, eventueel ligging van de waterstof backbone en de verdere ontwikkeling van de industrie. Of een SMR op een veronderstelde locatie uiteindelijk zal bijdragen aan het verlichten van netcongestie of het verminderen van de noodzaak tot netverzwaring in de komende jaren dient uiteindelijk door de netbeheerder te worden bepaald. Het is daarom aanbevolen in een volgend onderzoek heel Nederland te beschouwen als mogelijke plek voor inzet van SMR's en niet alleen de industriële kustclusters.

Daarnaast zal uiteraard moeten worden gekeken in hoeverre de plaatsing van SMR's vanuit systeemkosten perspectief interessant is. Hierbij kan onder andere worden gekeken naar hoe een extra GW SMR's zich verhoudt tot een extra GW aan wind op zee en/of een extra GW aan waterstof back-up centrales. Hierbij dient ook te worden bepaald hoe gevoelig deze keuzes zijn

voor de rentevoet en welke garanties de Rijksoverheid moet bieden voor het tot stand komen van deze opties.

Zon op zee in combinatie met wind op zee zorgt voor meer stabiele en hogere opwek, hoeveelheid benodigd back-up vermogen daalt niet

Zon- en windenergie zijn deels complementair, wat resulteert in een meer stabiele en hogere hernieuwbare elektriciteitsopwekking op zee. Deze opwek kan 70-95% van de tijd voldoen aan de baseload elektriciteitsvraag van industriële kustclusters (i.p.v. 60-90% voor alleen wind op zee), waardoor de tekorten afnemen. Echter, het back-up vermogen voor de industrie blijft noodzakelijk omdat er altijd momenten zijn zonder zon en/of wind. Wanneer zon en wind op zee dezelfde infrastructuur gebruiken, leidt extra zon op zee niet tot hogere piekvermogens bij de aanlandingslocaties maar zal het wel deels moeten worden afgeschakeld wanneer tegelijkertijd de zon schijnt en het hard waait.



Inhoud

Samenvatting.....	2
1. Inleiding.....	10
2. Industriële energie scenario's.....	11
<i>Er zijn meerdere datasets vergeleken met scenario's voor de ontwikkeling van de industriële energievraag in 2030-2040.....</i>	<i>11</i>
<i>De scenario's zijn aangepast zodat deze beter op elkaar aansluiten qua scope en definities.....</i>	<i>12</i>
<i>De elektriciteitsvraag van industrie en datacenters stijgt van bijna 50 TWh naar 70 tot 150 TWh in 2040, afhankelijk van het scenario.....</i>	<i>13</i>
<i>Industriële waterstofvraag varieert sterk tussen scenario's en is rond 2030 in veel scenario's lager dan doelen voor groene waterstofproductie.....</i>	<i>14</i>
<i>De verschillen tussen de scenario's zijn zowel methodologisch als inhoudelijk van aard.....</i>	<i>24</i>
3. Aanlanding wind op zee.....	27
<i>Ambities voor wind op zee worden continu verhoogd.....</i>	<i>27</i>
<i>Plannen netbeheerders voor aanlanding wind op zee wijken af van de ideeën uit het rapport</i>	
<i>Systeemintegratie Wind op Zee 2030-2040.....</i>	<i>28</i>
<i>Piekcapaciteit wind op zee die aanlandt in clusters is substantieel hoger dan gemiddelde elektrische vraag van industrieclusters aan de kust.....</i>	<i>31</i>
<i>Er zijn verscheidende opties denkbaar voor aanlanding wind op zee of voor overige CO₂ arme opwek buiten industrieclusters aan de kust.....</i>	<i>35</i>
<i>Het is lastig om enkel op basis van de waterstofvraag in kustclusters te bepalen welke locaties het meest geschikt zijn voor waterstof aanlanding.....</i>	<i>35</i>
4. Variantenanalyse.....	37
<i>Opwek uit wind op zee wordt ook deels buiten de industrie gebruikt.....</i>	<i>37</i>
<i>Het Nationaal Leiderschap scenario gaat uit van flexibiliteit uit procesflexibiliteit, hybride warmte en elektrolyse.....</i>	<i>38</i>
<i>Thermische buffering is geen onderdeel van het Nationaal Leiderschap scenario maar kan wel bijdragen aan betere absorptie wind op zee.....</i>	<i>43</i>
<i>Opwek uit SMR's dient beperkt lokale vraag industrie in de kustclusters maar vooral overige vraag in/nabij clusters en verder landinwaarts.....</i>	<i>45</i>
<i>Zon op zee in combinatie met wind op zee zorgt voor meer stabiele en hogere opwek, hoeveelheid benodigd back-up vermogen daalt niet.....</i>	<i>48</i>
5. Conclusies en aanbevelingen.....	50
Conclusies.....	50
Beantwoording onderzoeksvragen.....	52
Aanbevelingen.....	53
Bijlage I. Vollasturen hybride warmte.....	55
Bijlage II. Tabellen elektriciteitsverbruik industrie en opwek wind op zee.....	56

1. Inleiding

Het doel van dit onderzoek is om voor de periode 2030-2040 inzichten te genereren in de industriële baseload en flexibele elektriciteitsvraag, de daarmee corresponderende netto waterstofvraag en de identificatie van hoe dit past bij het elektriciteitsaanbod bij aanlandingspunten van wind op zee en zon op zee, alsook de elektriciteitsopwek door Small Modular Reactors (SMR's).

Dit rapport is opgesteld door Kalavasta op verzoek van de werkgroep Power to Industry (P2I). Dit gebeurt in opdracht van het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat dat dit onderwerp behandelt binnen het Nationaal Programma Verduurzaming Industrie (NPVI), in overleg met het Programma Verbindingen Aanlandingen Wind op Zee (pVAWOZ).

Vanuit de opdrachtgever is verzocht in te gaan op de volgende onderzoeksvragen:

1. Hoeveel industriële elektriciteits- en waterstofvraag verwachten we in de periode 2030-2040 per industrie cluster?
2. Hoe ziet deze vraag eruit in termen van baseload, flexibiliteit en energiedrager?
3. Welke andere industriële elektriciteits- en waterstofvraag verwachten we die verder weg ligt van de clusters?
4. Hoe sluit de opwek uit offshore wind via de aanlandingspunten aan bij de vraag in de industrieclusters voor elektriciteit en waterstof?
5. Wat is de impact op de bovengenoemde onderzoeksvragen wanneer wind op zee wordt aangevuld met elektriciteitsopwek uit SMR's of zon op zee?

In hoofdstuk 5 worden de conclusies en aanbevelingen besproken waarbij onder meer antwoord wordt gegeven op deze onderzoeksvragen. Verdere toelichting is beschreven in de hierop volgende hoofdstukken. Zo worden in hoofdstuk 2 de verschillende industriële energie scenario's geanalyseerd. Wordt in hoofdstuk 3 ingegaan op de aanlanding van wind op zee en de samenhang met de industriële elektriciteitsvraag en wordt in hoofdstuk 4 gekeken naar de rol van industriële flexibiliteit alsook de impact van opwek uit SMR's en zon op zee.

De scope van dit onderzoek beperkt zich tot wind op zee, zon op zee, SMR's en industriële elektriciteit- en waterstofvraag. Hierbij ligt de focus specifiek op wind op zee en industrie. Opwek van wind op zee dient echter niet uitsluitend industriële energievraag, maar ook overige energievraag in de Nederlandse economie en in het buitenland. Op basis van de vergelijking tussen alleen aanlanding van wind op zee en industrie kan dus niet worden geconcludeerd of er bijvoorbeeld teveel opwek wind op zee aanlandt.

2. Industriële energie scenario's

In dit hoofdstuk wordt de voorspelde vraag naar elektriciteit en waterstof in de Nederlandse industrie getoond op basis van meerdere datasets. De energievraag wordt verdeeld over de zes industriële clusters. De elektriciteitsvraag van datacenters wordt vervolgens apart weergegeven.

Er zijn meerdere datasets vergeleken met scenario's voor de ontwikkeling van de industriële energievraag in 2030-2040

Er zijn zes verschillende datasets met toekomstscenario's van industriële energievraag verzameld:

- **IP2024⁶**: drie scenario's voor de jaren 2030 en 2035, ontwikkeld door de Nederlandse netbeheerders voor hun investeringsplannen:
 - Klimaatambitie (KA)
 - Nationale Drijfveren (ND)
 - Internationale Ambitie (IA)
- **II3050⁷**: vier scenario's voor de jaren 2040 en 2050 (alleen 2040 wordt gebruikt in dit rapport), ontwikkeld door de Nederlandse netbeheerders ter ondersteuning van langetermijnstrategieën:
 - Nationaal Leiderschap (NAT LEID)
 - Europese Integratie (EUR INT)
 - Internationale Handel (INT HNDL)
 - Decentrale Initiatieven (DEC INIT)
- **Routekaart Elektrificatie in de Industrie⁸**: twee scenario's voor 2030, 2040 en 2050 (alleen 2030 en 2040 worden gebruikt in dit rapport) die het potentieel voor directe en indirecte elektrificatie in de industrie onderzoeken:
 - Maximale directe elektrificatie (Routekaart elektrisch)
 - Maximale indirecte elektrificatie (Routekaart waterstof)
- **CES 2.0⁹**: één scenario voor de jaren 2025, 2030, 2035, 2040 en 2050 (alleen 2030, 2035 en 2040 worden gebruikt in dit rapport), ontwikkeld door industriële bedrijven, netbeheerders, energieproducenten en regionale overheden.
- **2030 publiek¹⁰**: één scenario voor 2030 op basis van publieke aankondigingen van grote industriële bedrijven, gekwantificeerd met behulp van het Carbon Transition Model. Er is onvoldoende beschikbare informatie voor publieke aankondigingen voor de jaren 2035 en 2040 om een scenario op te baseren. Daarom beschrijft het publieke scenario alleen het jaar 2030.
- **2019¹¹**: historische gegevens gebaseerd op het jaar 2019, afkomstig van het Carbon Transition Model.

⁶ Netbeheer Nederland (2023). Scenario's investeringsplannen 2024

⁷ Netbeheer Nederland (2023). Het energiesysteem van de toekomst: de II3050-scenario's

⁸ TNO, DNV, MSG Sustainable Strategies & TKI Energie en Industrie (2021). Routekaart Elektrificatie in de Industrie

⁹ PBL & TNO (2022). Reflectie op cluster energiestrategieën 2022 (CES 2.0)

¹⁰ Kalavasta (2023). Public CTM scenario 2030. Beschikbaar via:

<https://carbontransitionmodel.com/guides/Public%20CTM%20scenario%202030.pdf>

¹¹ <https://carbontransitionmodel.com>

De scenario's zijn aangepast zodat deze beter op elkaar aansluiten qua scope en definities

Figuur 8 tot en met Figuur 10 tonen de elektriciteitsvraag per cluster voor de verschillende scenario's, exclusief off-site elektrolyzers en datacenters. Figuur 11 tot en met Figuur 13 tonen de netto waterstofvraag per cluster voor de verschillende scenario's. De netto waterstofvraag wordt gedefinieerd als de totale waterstofvraag per cluster, verminderd met de totale waterstofproductie door industriële locaties in dat cluster. Bijvoorbeeld, als een stoomkraker of raffinaderij kiest restgassen om te zetten in waterstof en deze waterstof gebruikt om de fornuizen te stoken, wordt dit niet beschouwd als netto waterstofvraag.

Er zijn verschillende wijzigingen/correcties doorgevoerd in de datasets om de compatibiliteit qua scope en definities te vergroten:

- Voor de IP2024, II3050 en Routekaart Elektrificatie scenario's zijn aanpassingen gedaan aan het aantal bedrijfsuren van hybride vermogen-naar-warmte¹². De effecten van deze aanpassingen zijn marginaal voor de IP2024 en II3050 scenario's vanwege hun relatief lage hybride warmtecapaciteiten, maar groter voor het Routekaart Elektrificatie scenario waarin hogere hoeveelheden hybride warmte worden gebruikt. De oorspronkelijke en nieuw berekende bedrijfsuren van de scenario's worden vermeld in Bijlage I.
- Bovendien is er regionalisatie van de IP2024- en II3050-scenario's naar industriële clusters gedaan met behulp van het Carbon Transition Model (CTM)¹³. De elektriciteitsvraag, waterstofvraag en hybride warmtecapaciteiten worden toegewezen aan specifieke locaties, terwijl de regionalisatie door netbeheerders hybride warmtecapaciteiten toewijst op basis van regionale elektriciteitsvraag.
- In de IP2024 en II3050 is 8 TWh historische waterstofvraag in Rotterdam-Moerdijk niet opgenomen in de scenario's. Dit omvat historische waterstofvraag van industriële locaties die deel uitmaken van de 300 NEa locaties maar niet de 20 bottom-up gemodelleerde CTM-locaties. De IP2024/II3050-gegevens in dit rapport zijn gecorrigeerd voor deze ontbrekende waterstofvraag.
- De Routekaart Elektrificatie gegevens bevatten alleen de potentiële toekomstige elektriciteitsvraag per cluster, maar niet de huidige elektriciteitsvraag. De historische elektriciteitsvraag van 2019 uit het CTM is toegevoegd als basisvraag.
- De Routekaart Elektrificatie scenario's bevatten geen volledige beschrijving van het energiesysteem zoals het geval is bij IP2024/II3050. Het aantal bedrijfsuren, dat afhangt van het evenwicht tussen vraag en aanbod van elektriciteit binnen het hele energiesysteem, wordt dus niet gespecificeerd in de scenario's. In plaats daarvan worden de bedrijfsuren van de IP2024/II3050 ND/NAT LEID-scenario's gebruikt.

¹² In zowel IP2024 als II3050 wordt overtollige hernieuwbare elektriciteit eerst gebruikt door elektriciteit voordat het wordt gebruikt door hybride vermogen-naar-warmte. Echter, vanuit een efficiëntieperspectief (en dus ook een economisch perspectief) verplaatst vermogen-naar-warmte aardgas of waterstof met een hogere efficiëntie (1 MWh elektriciteit bespaart ongeveer 1,1 MWh brandstof) in vergelijking met de productie-efficiëntie van elektriciteit (1 MWh elektriciteit produceert ongeveer 0,7 MWh waterstof). Daarom zou systeemefficiëntie (en daarmee efficiënte markten) de voorkeur geven aan hybride vermogen-naar-warmte boven elektrolyse.

¹³ Het CTM is gebruikt om de industriële energievraag voor deze scenario's te modelleren en bevat gedetailleerde beschrijvingen van 20 grote industriële locaties (raffinaderijen, staalproductie, kunstmest, stoomkrakers, industriële gassen, zout- en chlooralkali), evenals meer algemene beschrijvingen van 300 locaties op basis van gegevens van de Nederlandse Emissieautoriteit (NEa), CBS en Eurostat. Voor documentatie, zie: https://carbontransitionmodel.com/guides/CTM_documentation.pdf

- De CES 2.0-gegevens zijn zoveel mogelijk gecorrigeerd om de afstemming van scope en definities met de IP2024/II3050-datasets te verbeteren. Dit is gedaan door Kalavasta voor de CES 2.0-reflectie door PBL & TNO¹⁴. De vraag naar elektriciteit en waterstof is gecorrigeerd (voor zover mogelijk) voor off-site elektrolyzers, datacenters, energiecentrales en systeemgrenzen. In IP2024, II3050 en Routekaart Elektrificatie wordt extern geleverde energievraag aan een locatie gezien als netto vraag, waarbij interne productie en consumptie worden verrekend. Er zijn verschillen in systeemgrensdefinities tussen de clusters in CES 2.0, waarvoor gecorrigeerd is in dit rapport.

De elektriciteitsvraag van industrie en datacenters stijgt van bijna 50 TWh naar 70 tot 150 TWh in 2040, afhankelijk van het scenario

Voor de eerdergenoemde scenario's is de ontwikkeling van de elektriciteitsvraag van industrie en datacenters op nationaal niveau weergegeven in Figuur 6. De figuur bevat data gecorrigeerd voor verschillen in scope en definities zoals eerder dit hoofdstuk is beschreven. Ook bevatten alleen de IP2024 en II3050 scenario's complete data over datacenters. Het gemiddelde van deze IP2024/II3050 scenario's is als uitgangspunt gebruikt voor CES 2.0, Routekaart en het 2030 publieke scenario. Daarnaast is er geen (volledige) data van Cluster 6 voor CES 2.0. Dit is aangevuld met gemiddelde waarden voor Cluster 6 uit IP2024/II3050.

De onderstaande figuur laat zien dat de elektriciteitsvraag in de scenario's toeneemt van bijna 50 TWh in 2019 naar 70 tot 150 TWh in 2040. CES 2.0 lijkt op nationaal niveau overeen te komen met de bovenkant van de bandbreedte van IP2024/II3050. De twee routekaart scenario's beschrijven de onder- en bovenkant van de bandbreedte voor 2040.

In het Nationaal plan energiesysteem¹⁵ wordt aangegeven dat het kabinet uitgaat van de hoogste vraagscenario's als het gaat om energiebeleid. Dit houdt dus in dat voornamelijk de scenario's aan de bovenkant van de bandbreedte (binnen deze studie Routekaart elektrisch, CES 2.0, IP2024 ND & II3050 NAT LEID) relevant zullen zijn voor energiebeleid.

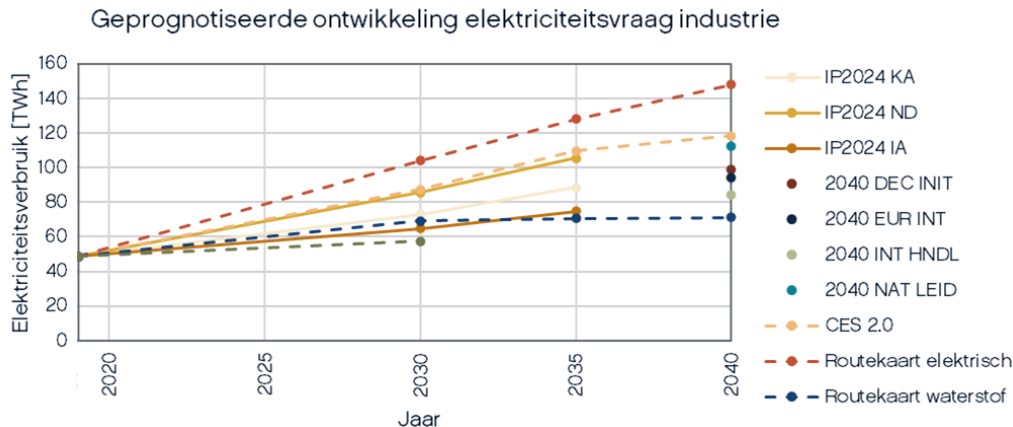
In dit rapport wordt uitsluitend data gerapporteerd tot 2040. De verschillende scenario's zijn echter beschreven tot aan 2050. In de periode 2040-2050 neemt de elektriciteitsvraag binnen de meeste scenario's nauwelijks meer toe, behalve in de II3050 scenario's Nationaal Leiderschap en Europese Integratie. In deze scenario's vindt er gedurende deze periode nog een substantiële stijging van zowel elektriciteit als waterstofvraag plaats als gevolg van synthetische brand- en grondstoffenproductie in Nederland.

In het 2040 Nationaal Leiderschap scenario zijn de 10 industriële sites met de grootste elektriciteitsvraag goed voor ongeveer 35% van de totale industriële elektriciteitsvraag (incl. datacenters) en de 40 grootste sites zijn goed voor ongeveer 50% van de vraag¹⁶. De elektriciteitsvraag is dus redelijk geconcentreerd in een aantal industriële sites, maar tamelijk minder geconcentreerd dan het huidige verbruik van fossiele energiedragers zoals olie en kolen.

¹⁴ PBL & TNO (2022). Reflectie op cluster energiestrategieën 2022 (CES 2.0)

¹⁵ Ministerie van Economische zaken en Klimaat (2023). Nationaal plan energiesysteem

¹⁶ Het Nationaal Leiderschap scenario is gebruikt als voorbeeld omdat de elektriciteitsvraag binnen dit scenario in het midden ligt van de gehele set aan scenario's. Daarnaast is alleen voor de IP2024/II3050 scenario's inzichtelijk wat het energieverbruik is op site-niveau.

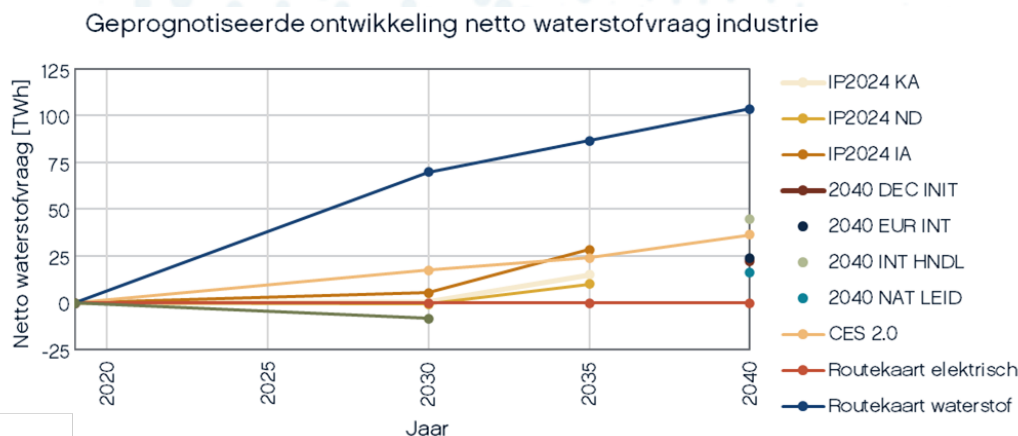


Figuur 6. Ontwikkeling elektriciteitsvraag industrie en datacenters, exclusief elektrolyse. Scenario's zijn aangepast qua scope en definities. Voor de gestippelde scenario's is geen (volledige) data beschikbaar voor datacenters. Scenario's zijn aangevuld met gemiddelde waarden voor datacenters uit de IP2024/II3050 scenario's. CES 2.0 data uit Cluster 6 is aangevuld met gemiddeldes voor Cluster 6 uit IP2024/II3050

Industriële waterstofvraag varieert sterk tussen scenario's en is rond 2030 in veel scenario's lager dan doelen voor groene waterstofproductie

De ontwikkeling van de netto waterstofvraag van industrie op nationaal niveau is voor de verschillende scenario's weergegeven in Figuur 7. Netto waterstofvraag is gedefinieerd als de totale waterstofbehoefte minus de totale waterstofproductie door industriële sites. De figuur bevat data gecorrigeerd voor verschillen in scope en definities zoals eerder dit hoofdstuk is beschreven. Er is geen (volledige) data van Cluster 6 voor CES 2.0.

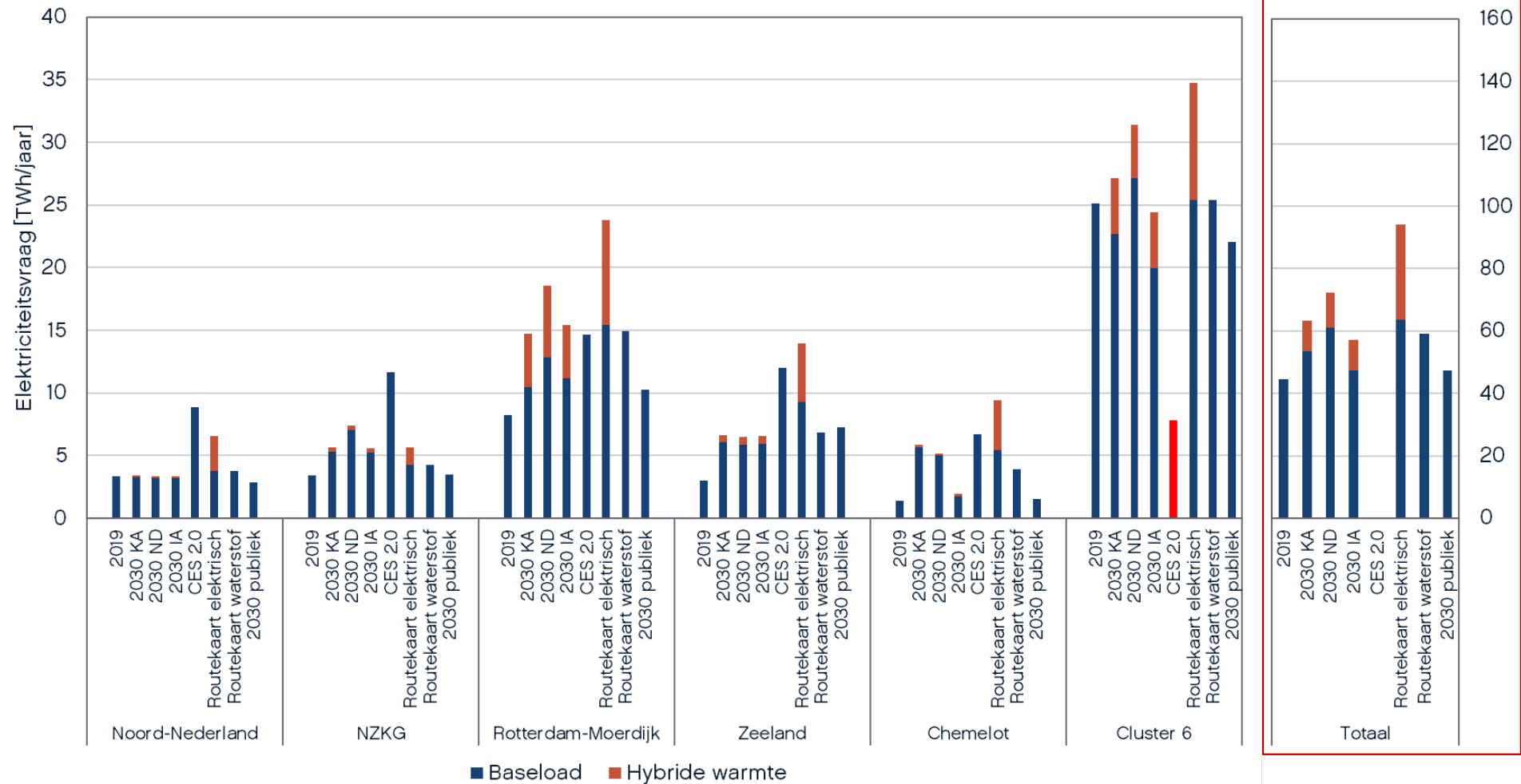
De onderstaande figuur laat zien dat de netto waterstofvraag in de scenario's toeneemt naar ruim 100 TWh in 2040 binnen het Routekaart waterstof scenario. De overige scenario's vallen substantieel lager uit in 2040 binnen een bandbreedte van 15 – 40 TWh (m.u.v. Routekaart elektrisch). In 2030 ligt de waterstofvraag in de meeste scenario's onder de 25 TWh. Dit is lager dan de doelen voor groene waterstofproductie van 8 GW¹⁷ elektrolysecapaciteit in 2032 met ongeveer 24 – 32 TWh groene waterstofproductie (o.b.v. 3000 – 4000 draaiuren per jaar).



Figuur 7. Ontwikkeling netto waterstofvraag industrie. Netto waterstofvraag is gedefinieerd als de waterstofvraag minus de waterstofproductie door industriële sites. Scenario's zijn aangepast qua scope en definities

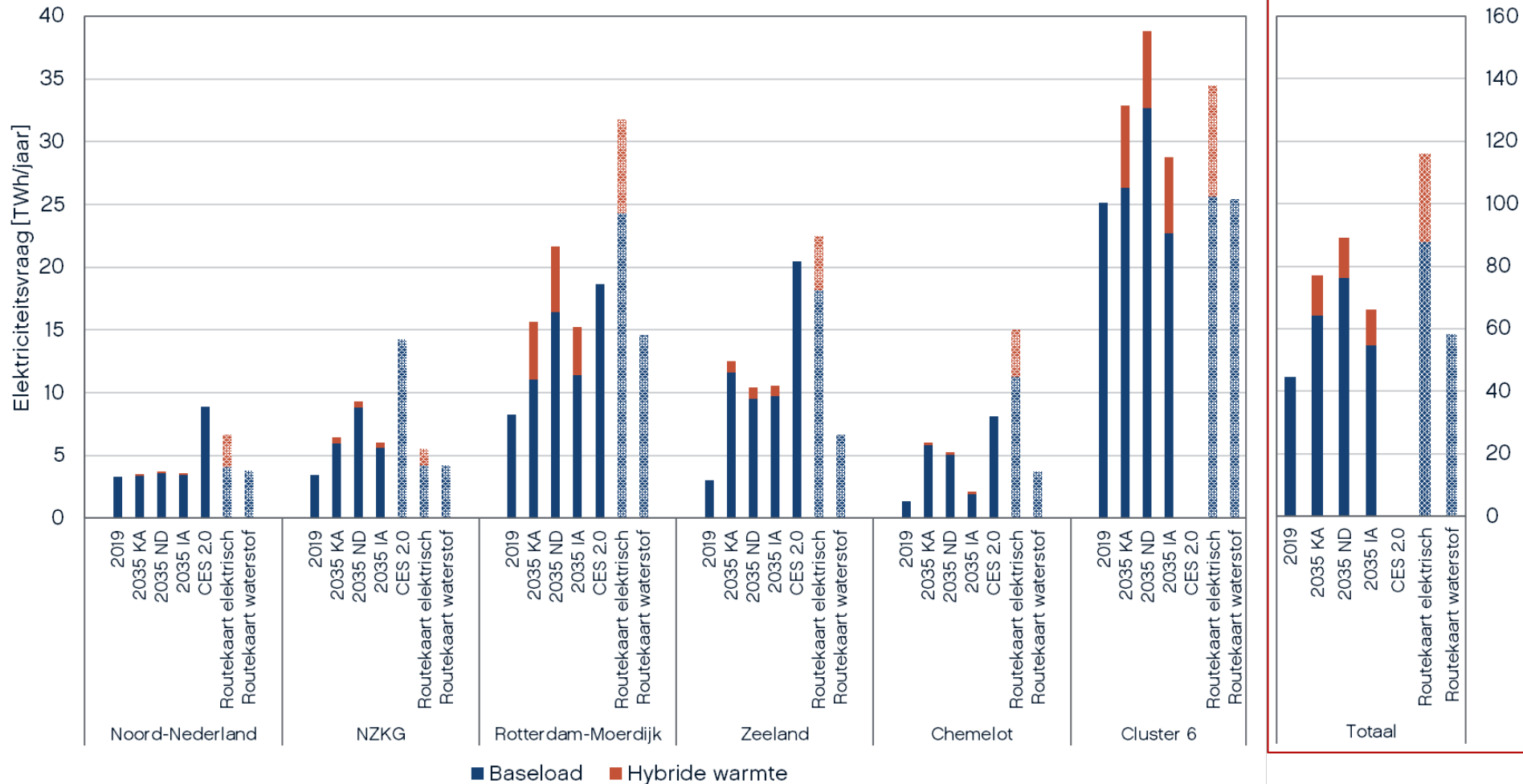
¹⁷ Jetten, R.A.A. (2023, 23 juni). Kamerbrief windenergie op zee 2030-2050 [Kamerbrief]

Elektriciteitsvraag per cluster excl. elektrolyse & datacenters - 2030



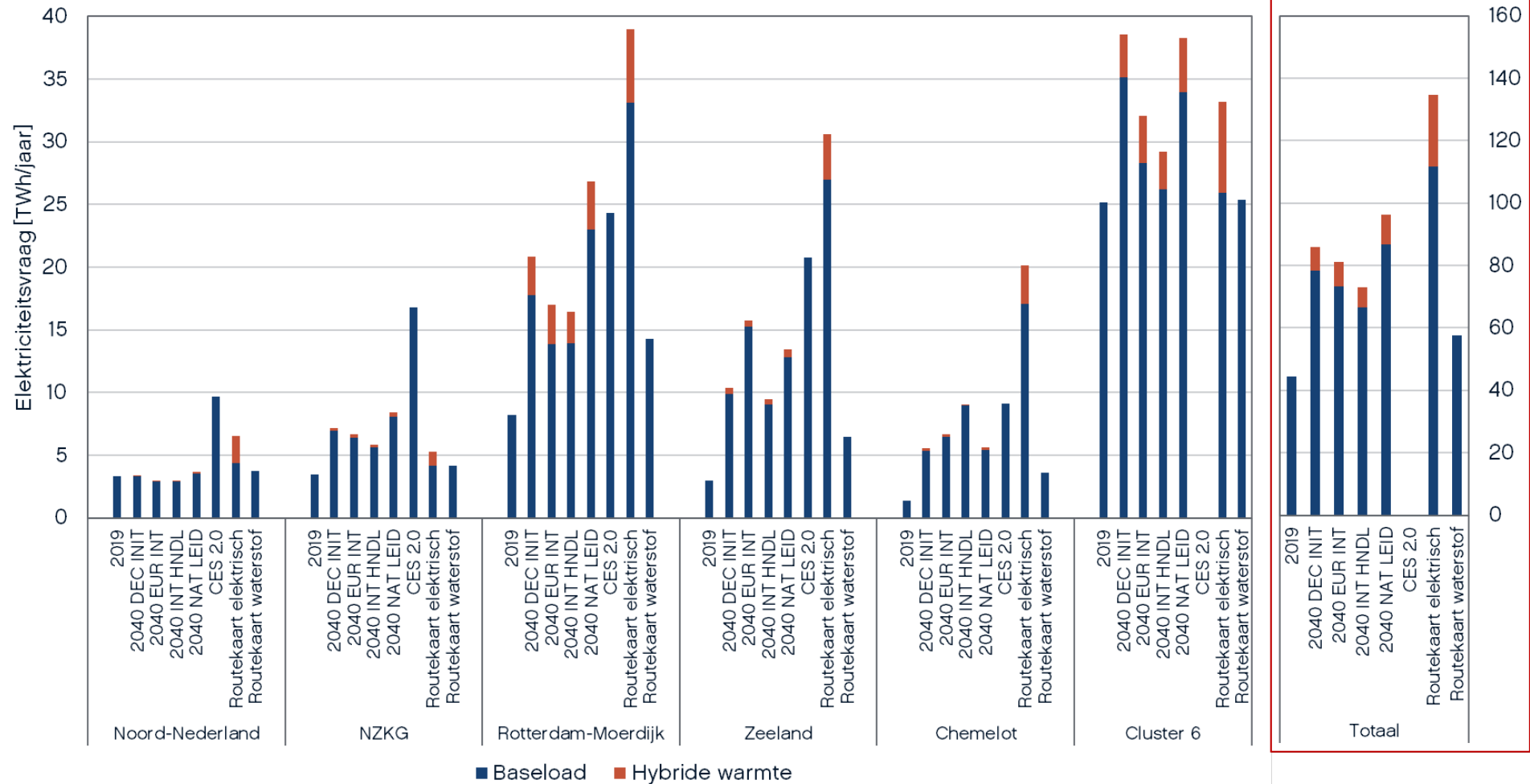
Figuur 8. Elektriciteitsvraag per cluster, exclusief off-site elektrolyse of datacenters. Verschillen tussen datasets zijn te wijten aan methodologische of inhoudelijke verschillen, evenals de (on)vollledigheid van datasets, zie Tabel 1 voor meer informatie

Elektriciteitsvraag per cluster excl. elektrolyse & datacenters - 2035

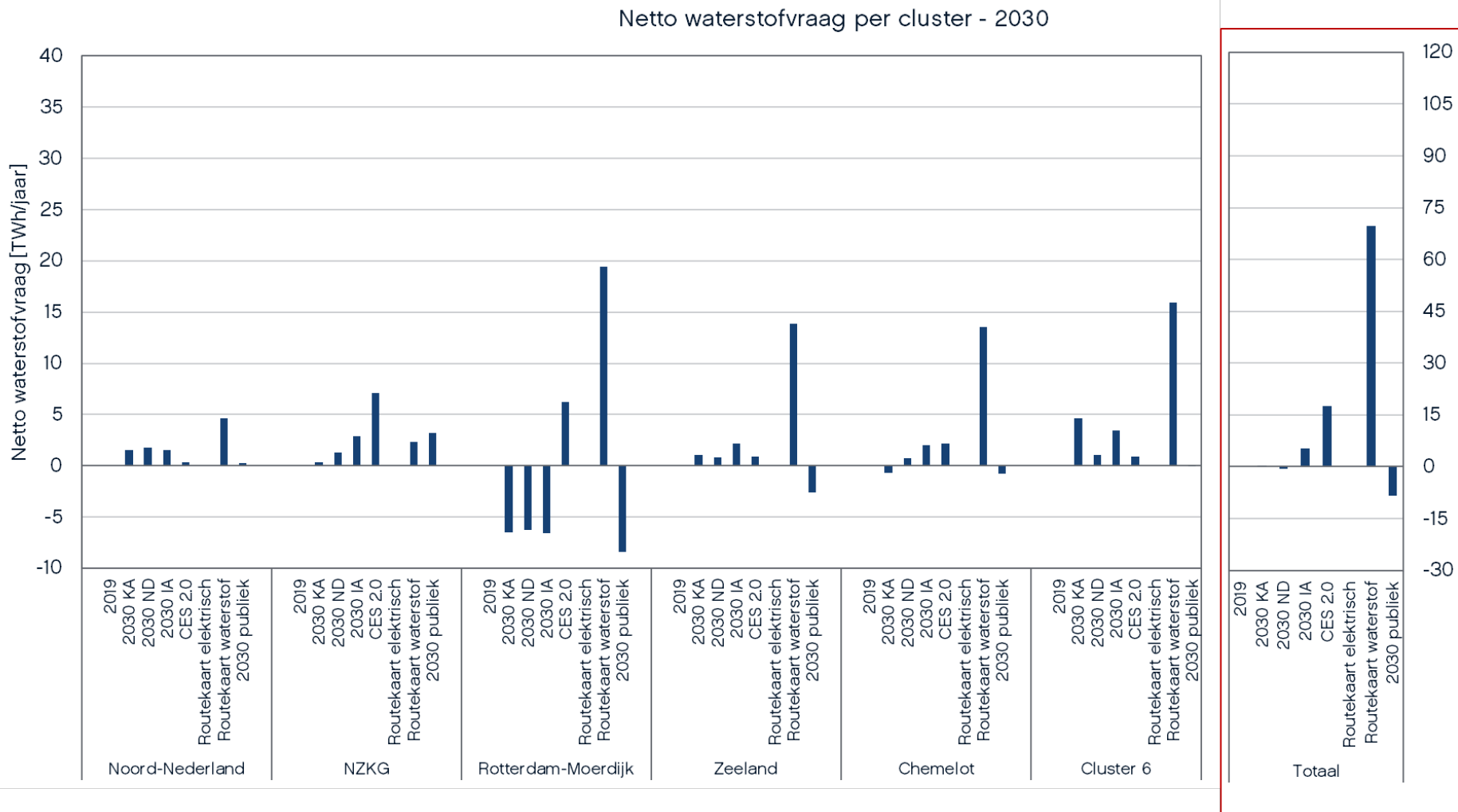


Figuur 9. Elektriciteitsvraag per cluster, exclusief off-site elektrolyse of datacenters. Gestippelde kolommen zijn gebaseerd op lineaire interpolatie tussen 2030 en 2040. Verschillen tussen datasets zijn te wijten aan methodologische of inhoudelijke verschillen, evenals de (on)volledigheid van datasets, zie Tabel 1 voor meer informatie

Elektriciteitsvraag per cluster excl. elektrolyse & datacenters - 2040

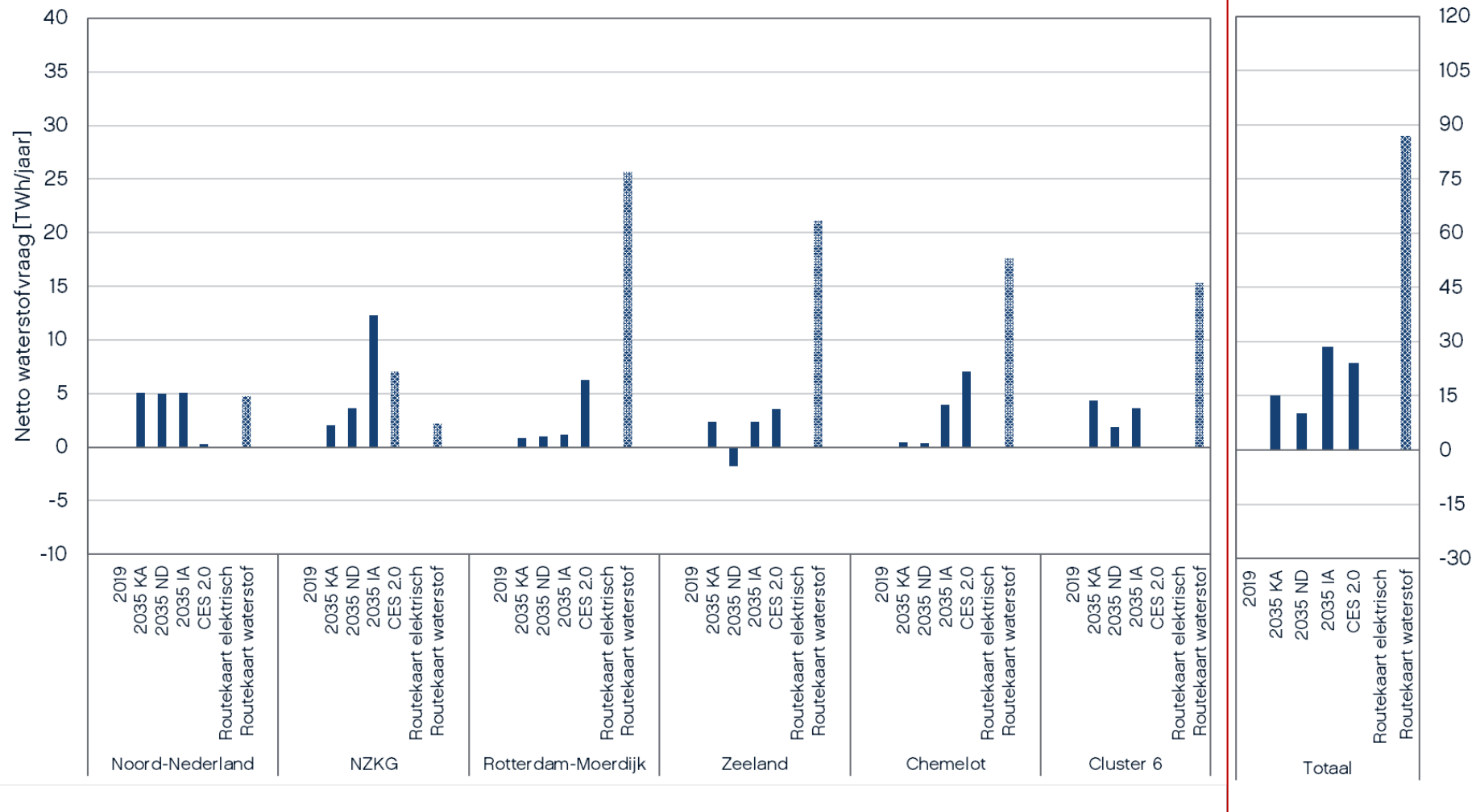


Figuur 10. Elektriciteitsvraag per cluster, exclusief off-site elektrolyse of datacenters. Verschillen tussen datasets zijn te wijten aan methodologische of inhoudelijke verschillen, evenals de (on)volledigheid van datasets, zie Tabel 1 voor meer informatie



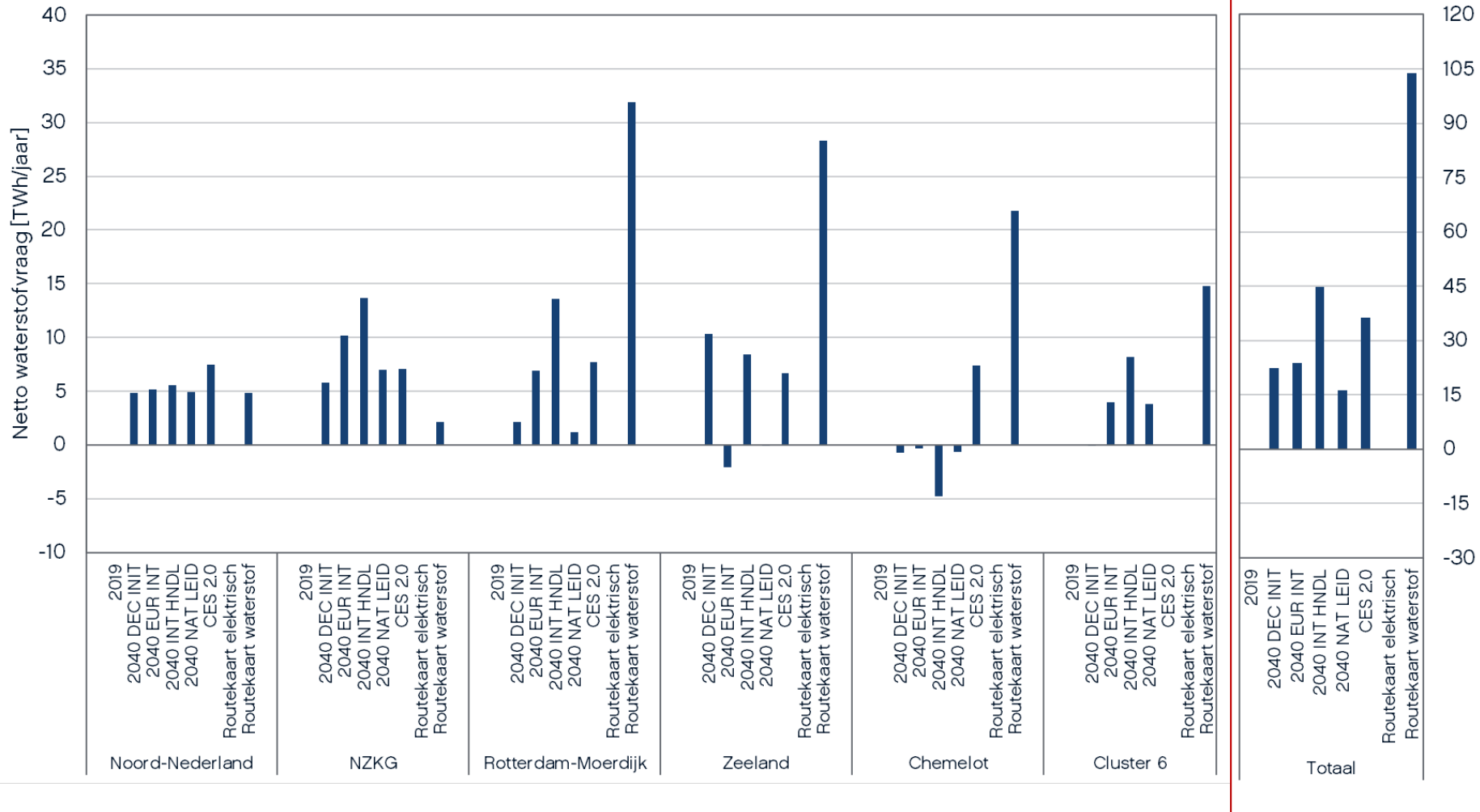
Figuur 11. Netto waterstofvraag per cluster, gedefinieerd als de totale waterstofbehoefte minus de totale waterstofproductie door industriële sites in dat cluster. Verschillen tussen datasets zijn te wijten aan methodologische of inhoudelijke verschillen, evenals de (on)volledigheid van datasets, zie Tabel 1 voor meer informatie

Netto waterstofvraag per cluster - 2035



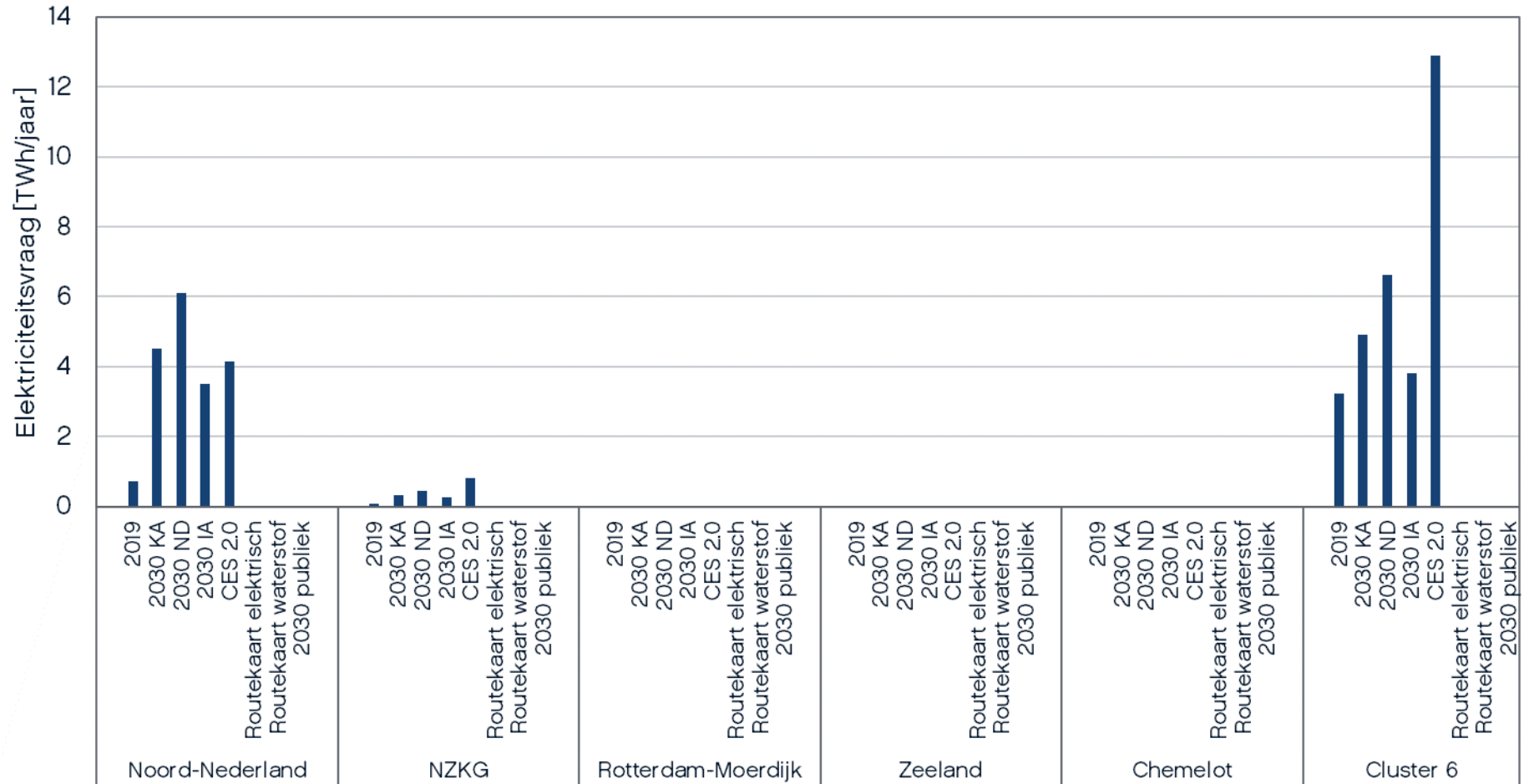
Figuur 12. Netto waterstofvraag per cluster, gedefinieerd als de totale waterstofbehoefte minus de totale waterstofproductie door industriële sites in dat cluster. Gestippelde kolommen zijn gebaseerd op lineaire interpolatie tussen 2030 en 2040. Verschillen tussen datasets zijn te wijten aan methodologische of inhoudelijke verschillen, evenals de (on)volledigheid van datasets, zie Tabel 1 voor meer informatie

Netto waterstofvraag per cluster - 2040



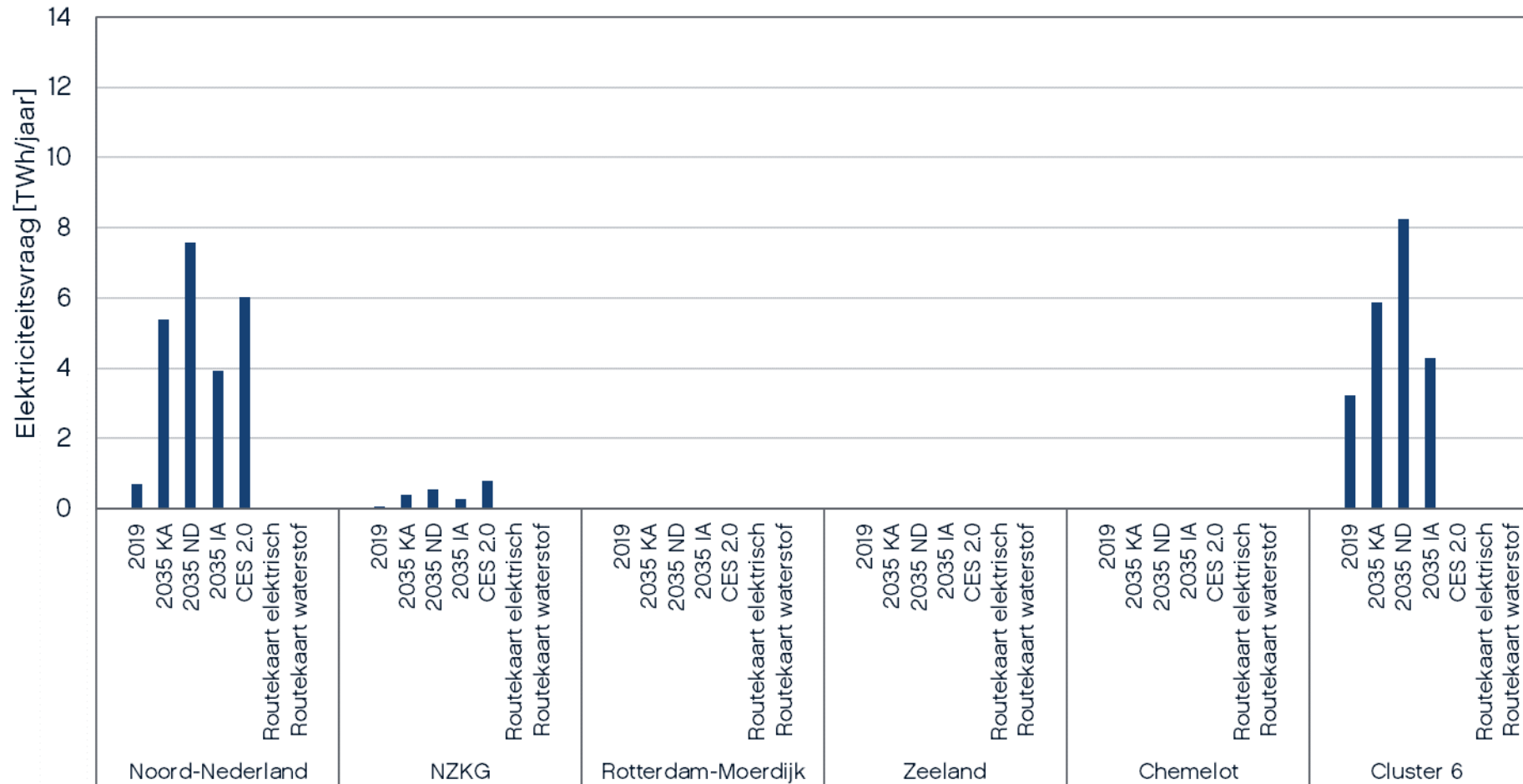
Figuur 13. Netto waterstofvraag per cluster, gedefinieerd als de totale waterstofbehoefte minus de totale waterstofproductie door industriële sites in dat cluster. Verschillen tussen datasets zijn te wijten aan methodologische of inhoudelijke verschillen, evenals de (on)volledigheid van datasets, zie Tabel 1 voor meer informatie

Elektriciteitsvraag datacenters per cluster - 2030



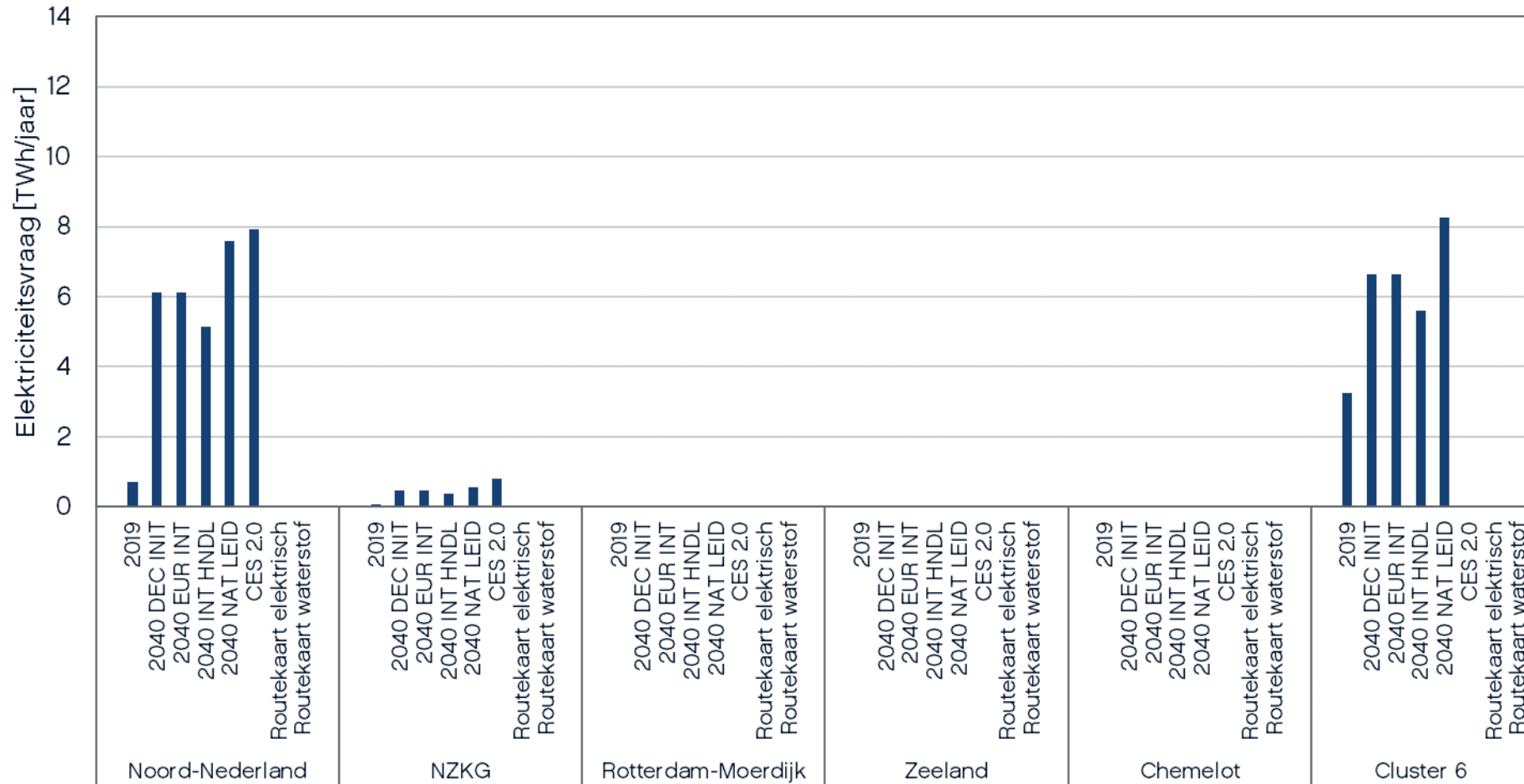
Figuur 14. Verschillen tussen datasets zijn te wijten aan methodologische of inhoudelijke verschillen, evenals de (on)volledigheid van datasets, zie Tabel 2 voor meer informatie

Elektriciteitsvraag datacenters per cluster - 2035



Figuur 15. Verschillen tussen datasets zijn te wijten aan methodologische of inhoudelijke verschillen, evenals de (on)volledigheid van datasets, zie Tabel 2 voor meer informatie

Elektriciteitsvraag datacenters per cluster - 2040



Figuur 16. Verschillen tussen datasets zijn te wijten aan methodologische of inhoudelijke verschillen, evenals de (on)volledigheid van datasets, zie Tabel 2 voor meer informatie

De verschillen tussen de scenario's zijn zowel methodologisch als inhoudelijk van aard

De elektriciteits- en waterstofvraag die in de bovenstaande figuren worden getoond, verschilt aanzienlijk tussen de scenario's. Het is belangrijk om onderscheid te maken tussen methodologische verschillen en inhoudelijke verschillen. Tabel 1 geeft deze verschillen weer voor elk scenario met betrekking tot de elektriciteits- en waterstofvraag, exclusief datacenters en elektrolyzers. Tabel 2 geeft de verschillen weer voor elk scenario met betrekking tot de elektriciteitsvraag van datacenters.

Tabel 1. Onderlinge methodologische en inhoudelijke verschillen tussen de scenario's met betrekking tot elektriciteits- en waterstofvraag exclusief datacenters en elektrolyzers voor de gehele periode 2030-2040. Omdat er geen vast referentiekader voor methodologie en inhoud, wordt er van een 'verschil' gesproken als een scenario op een bepaald punt sterk afwijkt van de set aan overige scenario's

	Methodologische verschillen	Inhoudelijke verschillen
CES 2.0 - Noord-Nederland	<ul style="list-style-type: none"> - Beperkte methodologische verschillen 	<ul style="list-style-type: none"> - Extra elektriciteitsvraag gecategoriseerd als 'overig' in de CES 2.0 dataset - Extra waterstofvraag in 2040 voor de productie van synthetische brandstoffen/voedingsstoffen
CES 2.0 - NZKG	<ul style="list-style-type: none"> - Een toename van ongeveer 1,5 TWh in de vraag naar elektriciteit is te wijten aan verschillen in reikwijdte, aangezien CES 2.0 waarschijnlijk meer industriële locaties omvat dan andere datasets - Het aandeel waterstof dat door energiecentrales wordt gebruikt was niet duidelijk in de dataset, waardoor de correctie onzeker is 	<ul style="list-style-type: none"> - De extra toename van de vraag naar elektriciteit, die verder gaat dan de 1,5 TWh die wordt verklaard onder 'Methodologische verschillen', is te wijten aan een toename van de productiviteit in het cluster die niet is geregistreerd in andere datasets - De verschuiving naar waterstof als grondstof vindt eerder plaats dan in andere datasets, maar stagneert dan
CES 2.0 - Rotterdam-Moerdijk	<ul style="list-style-type: none"> - Het is niet duidelijk of datacenters aanwezig zijn in de dataset - Het lijkt erop dat waterstof afkomstig van oliegrondstoffen in de raffinaderijen niet is opgenomen in de productie van waterstof, waardoor de netto waterstofvraag toeneemt 	<ul style="list-style-type: none"> - Er kunnen geen verdere verschillen worden verklaard op basis van de CES 2.0 dataset
CES 2.0 - Zeeland	<ul style="list-style-type: none"> - Het lijkt erop dat waterstof afkomstig van oliegrondstoffen in de raffinaderijen niet is opgenomen in de productie van waterstof, waardoor de netto waterstofvraag toeneemt 	<ul style="list-style-type: none"> - De relatieve toename in de vraag naar elektriciteit is te wijten aan 'elektrificatie COP <= 1', wat vaak overeenkomt met elektrificatie in hogere temperatuurdomeinen
CES 2.0 - Chemelot	<ul style="list-style-type: none"> - Chemelot is het enige cluster dat drie scenario's heeft gedefinieerd voor CES 2.0 (laag, midden en hoog). Het midden scenario wordt gebruikt voor dit rapport 	<ul style="list-style-type: none"> - Het is onduidelijk wat zorgt voor de licht hogere vraag naar elektriciteit en de aanzienlijk hogere vraag naar waterstof op basis van de beschikbare CES 2.0 gegevens
CES 2.0 - Cluster 6	<ul style="list-style-type: none"> - Minder dan 50% van de industriële locaties in cluster 6 is opgenomen in de dataset - Er zijn geen gegevens beschikbaar voor 2035 en 2040 	<ul style="list-style-type: none"> - Er kunnen geen verschillen worden verklaard omdat CES 2.0 onvolledig is of ontbreekt

IP2024/II3050	<ul style="list-style-type: none"> - De industriële energievraag van de grootste locaties (in termen van energieverbruik en emissies) is gebaseerd op gegevens verzameld door middel van gesprekken met die industriële bedrijven. Voor de overige kleinere industriële locaties zijn scenario's opgesteld op basis van beschikbare datasets en aannames met betrekking tot potentiële industriële elektrificatie 	<ul style="list-style-type: none"> - 0-6 TWh (afhankelijk van het scenario) van de waterstofvraag voor synthetische brandstoffen is niet toegewezen aan een specifiek cluster. In dit rapport wordt het toegewezen aan het cluster Rotterdam-Moerdijk - 8 TWh historische waterstofvraag in Rotterdam-Moerdijk is niet opgenomen in de scenario's. Dit omvat historische waterstofvraag van industriële locaties die deel uitmaken van de 300 NEa locaties maar niet de 20 bottom-up gemodelleerde CTM-locaties. De IP2024/II3050-gegevens in dit rapport zijn gecorrigeerd voor deze ontbrekende waterstofvraag
Routekaart Elektrificatie in de Industrie	<ul style="list-style-type: none"> - Gegevens worden niet verzameld bij industriële bedrijven, maar geproduceerd op basis van beschikbare datasets en aannames met betrekking tot potentiële industriële elektrificatie 	<ul style="list-style-type: none"> - Twee scenario's onderzoeken het <u>maximale</u> potentieel voor directe of indirecte elektrificatie. - Geen synthetische brandstofproductie is gespecificeerd voor de clusters - De vraag naar elektriciteit tegen 2040 groeit harder dan andere scenario's, voornamelijk door het hoge elektriciteitsgebruik door elektrische fornuizen (chemicaliën en raffinaderijen) in combinatie met relatief lage efficiëntiewinsten als gevolg van bijvoorbeeld verbeterde warmte-integratie voor deze elektrificerende sectoren - Staalproductie elektrificeert pas na 2040 of gebruikt waterstof als grondstof, dus dit komt niet voor in de periode 2030-2040
2030 publiek	<ul style="list-style-type: none"> - De industriële energievraag van de grootste locaties (in termen van energieverbruik en emissies) is gebaseerd op openbare aankondigingen van de desbetreffende industriële bedrijven. Voor de overige kleinere industriële locaties zijn scenario's opgesteld op basis van beschikbare datasets en aannames met betrekking tot potentiële industriële elektrificatie 	<ul style="list-style-type: none"> - Er zijn soms geen of minder expliciete publieke aankondigingen beschikbaar voor energietransitie strategieën van de grootste industriële locaties, in vergelijking met gegevens verzameld tijdens interviews voor II3050 - Het komt ook voor dat nieuw publiekelijk aangekondigde strategieën nog niet zijn opgenomen in datasets zoals IP2024/II3050 of CES 2.0

Tabel 2. Methodologische en inhoudelijke verschillen tussen de scenario's met betrekking tot elektriciteitsvraag van datacenters

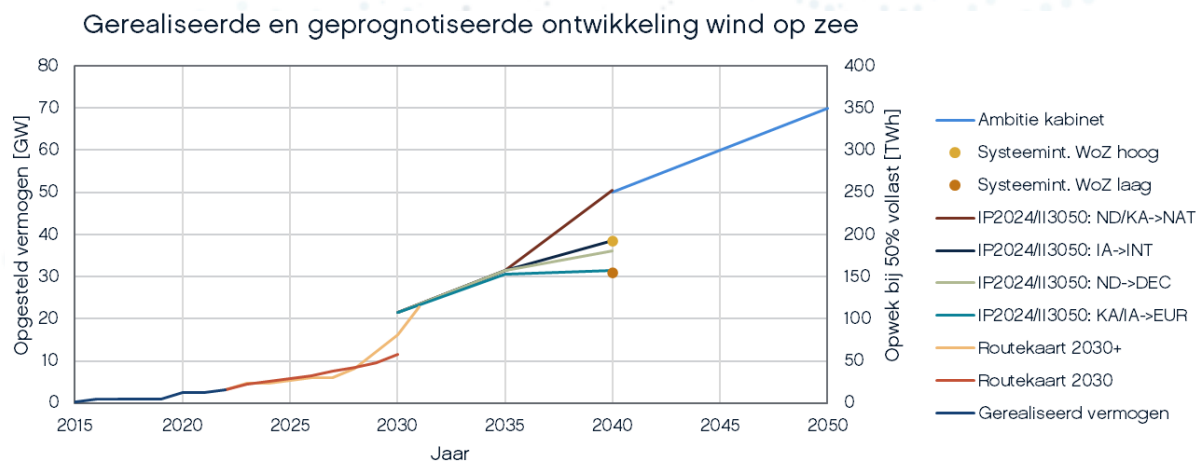
	Methodologische verschillen	Inhoudelijke verschillen
CES 2.0	<ul style="list-style-type: none"> - De gegevens zijn gebaseerd op CES 1.0. - De energievraag van datacenters is gebaseerd op schattingen van NL-Digital met behulp van openbare documenten van gemeenten - Gegevens voor datacenters ontbreken/zijn niet gespecificeerd voor Rotterdam-Moerdijk en Chemelot - Gegevens voor datacenters ontbreken voor 2035 en 2040 	<ul style="list-style-type: none"> - De gegevens zijn afkomstig van CES 1.0 van vóór 2022, het jaar waarin nieuwe hyperscale datacenters streng gereguleerd werden. De energievraag is daardoor aanzienlijk hoger dan de IP2024/II3050-gegevens
IP2024/II3050	<ul style="list-style-type: none"> - Gegevens voor datacenters zijn gebaseerd op schattingen van netbeheerders - Gegevens voor regionalisatie van datacenters zijn alleen beschikbaar voor 2040 (II3050) en zijn verstrekt door netbeheerders voor dit onderzoek. Regionalisatie voor 2030 en 2035 is gebaseerd op 2040 - De energievraag van datacenters ontbreekt niet voor Rotterdam-Moerdijk, Zeeland en Chemelot, maar de energievraag wordt verondersteld nul te zijn 	
Routekaart Elektrificatie in de Industrie	<ul style="list-style-type: none"> - Datacenters maken geen deel uit van het scenario 	
2030 publiek	<ul style="list-style-type: none"> - Datacenters maken geen deel uit van het scenario 	

3. Aanlanding wind op zee

Na het vergelijken van de industriële elektriciteits- en waterstofvraag per cluster voor verschillende scenario's, ligt de focus in dit hoofdstuk op de aanlanding van wind op zee voor verschillende scenario's in 2030, 2035 en 2040. Vervolgens wordt per cluster het elektrische aanlandingsvermogen vergeleken met de industriële elektriciteitsvraag.

Ambities voor wind op zee worden continu verhoogd

Figuur 17 geeft een overzicht van de gerealiseerde en geprognoseerde ontwikkeling van het opgestelde vermogen wind op zee op de Nederlandse Noordzee. De figuur baseert zich op Routekaarten en uitgesproken ambities van de overheid, op de eerdergenoemde IP2024/II3050 scenario's van netbeheerders, en op varianten uit het rapport *Systeemintegratie wind op zee 2030-2040*¹⁸.



Figuur 17. Ontwikkeling van wind op zee 2015-2050 in termen van opgesteld vermogen aan het eind van het jaar en jaarlijkse elektriciteitsopwek (bij 50% vollast, vollasturen nemen toe over de jaren door innovaties op het gebied van windturbines. Hier is in dit overzicht geen rekening mee gehouden)^{19, 20, 21, 22}

Wat opvalt in Figuur 17 is dat ambities voor wind op zee herhaaldelijk zijn verhoogd. Zo zijn de ambities rond 2030 verhoogd van ruim 11 naar meer dan 20 GW. Ook wordt in II3050 rekening gehouden met ruim 50 GW in 2040, hetgeen aansluit op de meest recente uitgesproken ambities van de regering. In het rapport *Systeemintegratie wind op zee 2030-2040* werd nog rekening gehouden met minder dan 40 GW.

Ook valt op dat in de IP2024 scenario's al meer dan 20 GW staat opgesteld in 2030, terwijl dit in de Routekaart 2030+ pas wordt bereikt in 2031. Het lijkt er dus op dat in de IP2024 scenario's al een voorschot is genomen op deze toename in 2031.

¹⁸ Guidehouse & Berenschot (2021). *Systeemintegratie wind op zee 2030-2040*

¹⁹ CBS (2023). *Hernieuwbare elektriciteit; productie en vermogen*

²⁰ Wiebes, E. (2018, 27 maart). *Routekaart windenergie op zee 2030* [Kamerbrief]

²¹ Jetten, R.A.A. (2022, 10 juni). *Aanvullende routekaart windenergie op zee 2030* [Kamerbrief]

²² Jetten, R.A.A. (2022, 16 september). *Kamerbrief windenergie op zee 2030-2050* [Kamerbrief]

Plannen netbeheerders voor aanlanding wind op zee wijken af van de ideeën uit het rapport *Systeemintegratie Wind op Zee 2030-2040*

Figuur 18 en Figuur 19 tonen hoe de opgestelde vermogens wind op zee elektrisch zouden kunnen worden aangeland bij de industriële clusters en overige aanlandingslocaties voor 2030, 2035 en 2040. Dit op basis van de IP2024 en I13050 scenario's van de netbeheerders en op basis van het rapport *Systeemintegratie wind op zee 2030-2040*²³. Veel varianten gaan daarnaast ook uit van gedeeltelijke aanlanding van waterstof vanaf 2035, echter zijn de aanlandingslocaties hiervan niet altijd expliciet gemaakt.

Voor 2030 zijn de plannen hiervoor al grotendeels definitief. Er wordt dan ook uit gegaan van één scenario met daarin 21,5 GW wind op zee, gebaseerd op het IP2024 van de netbeheerders.

Voor 2035 wordt ook uitgegaan van het IP2024. Er zit hierbij enig verschil tussen de drie scenario's, waarbij in het 2035 KA scenario 27,5 GW wind op zee elektrisch wordt aangeland, maar in de ND en IA scenario's 29,5 en 25,5 GW respectievelijk. Daarnaast wordt nog eens 2 tot 6 GW wind op zee aangeland als waterstof (locatie nog onzeker). Voor de verdeling van elektrische aanlanding over de clusters is in dit rapport alleen data beschikbaar voor het 2035 KA scenario.

Voor 2040 wordt zowel gekeken naar de vier I13050 scenario's (31,5 – 41,5 GW wind op zee elektrisch aangeland en 0 – 9 GW via waterstof) en zes varianten uit het rapport *Systeemintegratie wind op zee 2030-2040* (26,5 – 38,5 GW wind op zee elektrisch aangeland en 0 – 12 GW via waterstof).

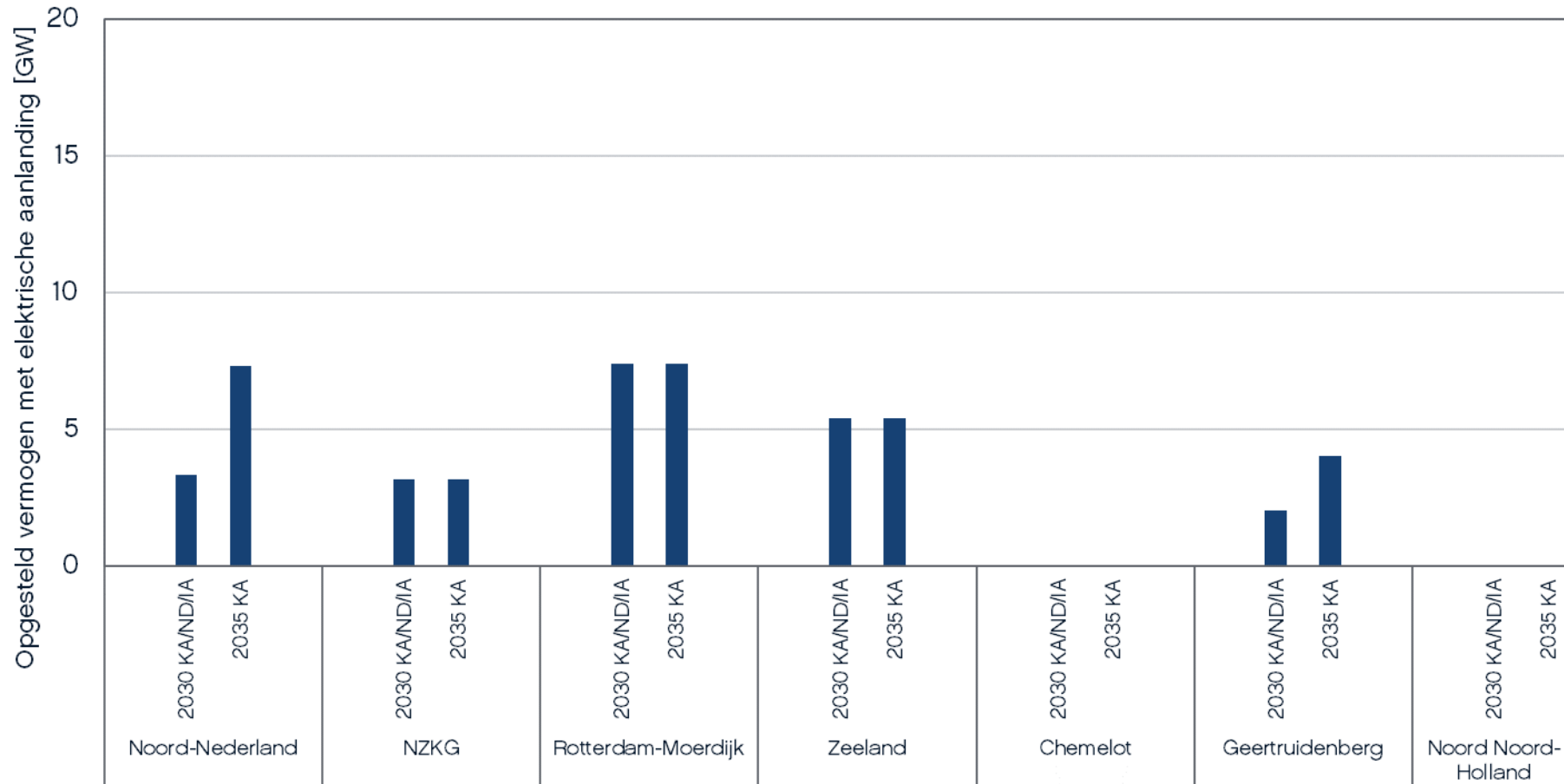
Het valt op dat er geen volledige consistentie is tussen 2035 uit IP2024 en 2040 uit I13050/Systeemintegratie. Zo vindt er voor beide databronnen in 2040 een daling plaats in de aanlandingscapaciteit op locatie Geertruidenberg en voor I13050 ook in cluster Zeeland. Het is niet duidelijk waar dit door komt.

Tenslotte wordt een variant met daarin diepere aanlanding naar cluster Chemelot niet getoond. In het rapport *Target Grid* van TenneT²⁴ wordt namelijk pas over deze variant gesproken na 2040. Deze diepere aanlandingsoptie zal worden gecombineerd met de Delta Corridor initiatieven. Mocht dit infrastructuur project al voor 2040 worden gerealiseerd betekent dat ook mogelijk dat een diepere aanlanding naar cluster Chemelot ook al eerder aanwezig is.

²³ Guidehouse & Berenschot (2021). *Systeemintegratie wind op zee 2030-2040*

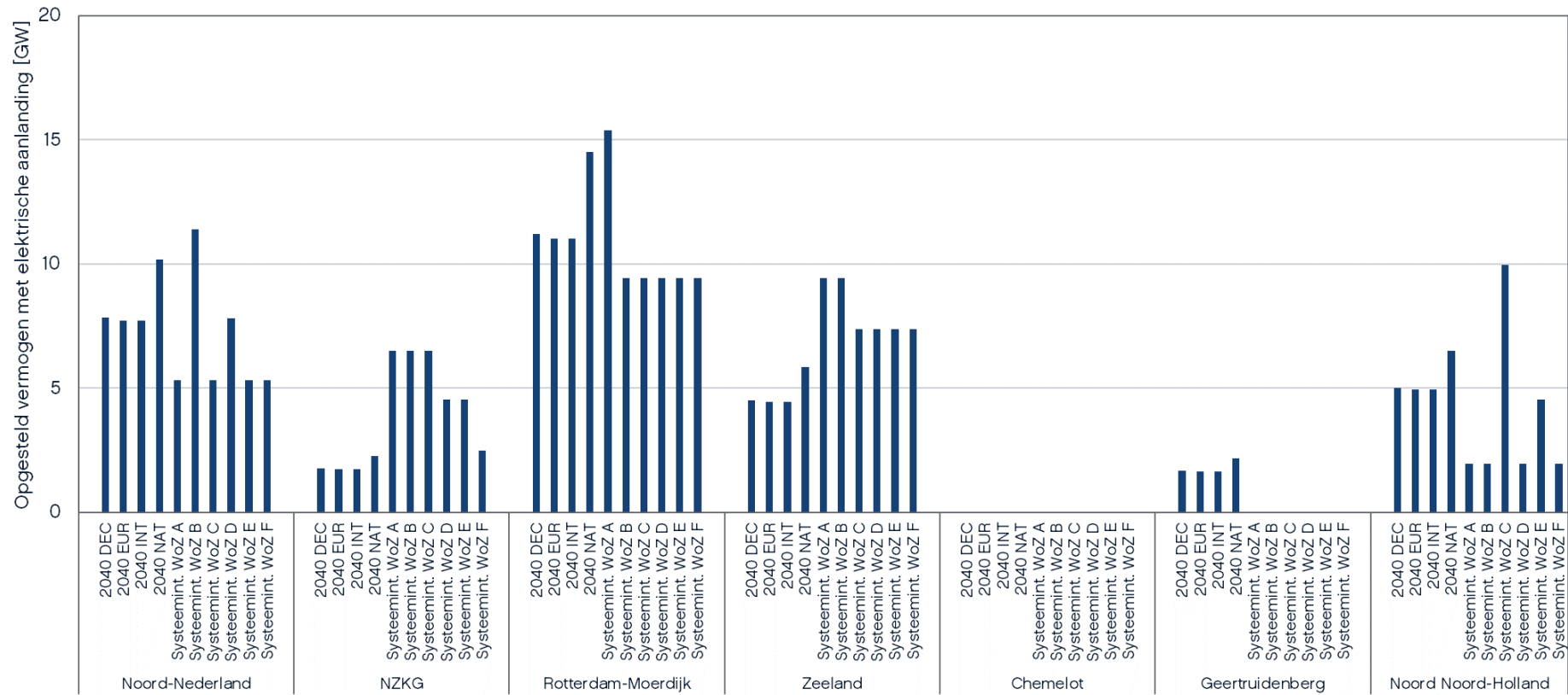
²⁴ TenneT (2023). *Target Grid*

Elektrische aanlanding wind op zee - 2030 & 2035



Figuur 18. Opgesteld vermogen wind op zee dat elektrisch wordt aangeland bij verschillende industriële clusters en overige aanlandingslocaties voor 2030 en 2035 o.b.v. de IP2024 scenario's van de netbeheerders

Elektrische aanlanding wind op zee - 2040



Figuur 19. Opgesteld vermogen wind op zee dat elektrisch wordt aangeland bij verschillende industriële clusters en overige aanlandingslocaties voor 2040 o.b.v. de I13050 scenario's van de netbeheerders en o.b.v. het rapport *Systeemintegratie wind op zee 2030-2040* (Guidehouse & Berenschot, 2021)

Piekcapaciteit wind op zee die aanlandt in clusters is substantieel hoger dan gemiddelde elektrische vraag van industrieclusters aan de kust

In Figuur 20 tot en met Figuur 22 wordt voor de verschillende scenario's in 2030, 2035 en 2040 getoond hoe elektrische aanlanding van wind op zee zich verhoudt met de industriële elektriciteitsvraag per cluster zowel in termen van elektrisch vermogen (GW) en volume (TWh). In de figuren wordt TWhx10 als eenheid gebruikt. Hiervoor is uit praktische overwegingen gekozen zodat zowel het vermogen (GW) als het volume (TWhx10) op één as past. Bijlage II bevat de achterliggende data voor opwek en verbruik volumes in tabelvorm.

Hierbij dient te worden benadrukt dat de figuren geen definitieve plannen voor aanlanding wind op zee tonen, maar slechts varianten die worden gebruikt in scenario's. De daadwerkelijke verdeling van wind op zee over de verschillende aanlandingslocaties zal nog worden bepaald binnen het programma VAWOZ.

Het aanbod van wind op zee in termen van (piek)vermogen overstijgt in alle scenario's en in alle industriële clusters aan de kust de elektriciteitsvraag van de industrie. Industriële elektriciteitsvraag kan dus maar een deel van het maximaal aangelande vermogen wind op zee absorberen. Dit betekent echter niet dat er te veel wind op zee aanlandt bij de industriële clusters. Opgesteld vermogen van wind op zee kent namelijk aanzienlijk minder draaiuren dan elektriciteitsvraag van de industrie. Het aanbod van wind op zee in termen van volume elektriciteitsopwek²⁵ komt al dichterbij de buurt van de industriële elektriciteitsvraag zoals te zien is in Figuur 20 tot en met Figuur 22. Daarnaast zullen ook andere sectoren gebruik maken van opwek uit wind op zee.

Ook valt op dat er niet altijd een duidelijke relatie bestaat tussen aangeland vermogen en industriële elektriciteitsvraag. Zo landt er relatief meer wind op zee aan in Noord-Nederland ten opzichte van de elektriciteitsvraag in vergelijking met de andere clusters.

De industriële elektriciteitsvraag per cluster bevat wél datacenters, maar geen elektrolyzers. Omdat het elektriciteitsverbruik van datacenters voor de Routekaart Elektrificatie scenario's en het 2030 publieke scenario niet bekend is, wordt hiervoor het gemiddelde verbruik van datacenters per cluster in de IP2024/II3050 scenario's aangehouden.

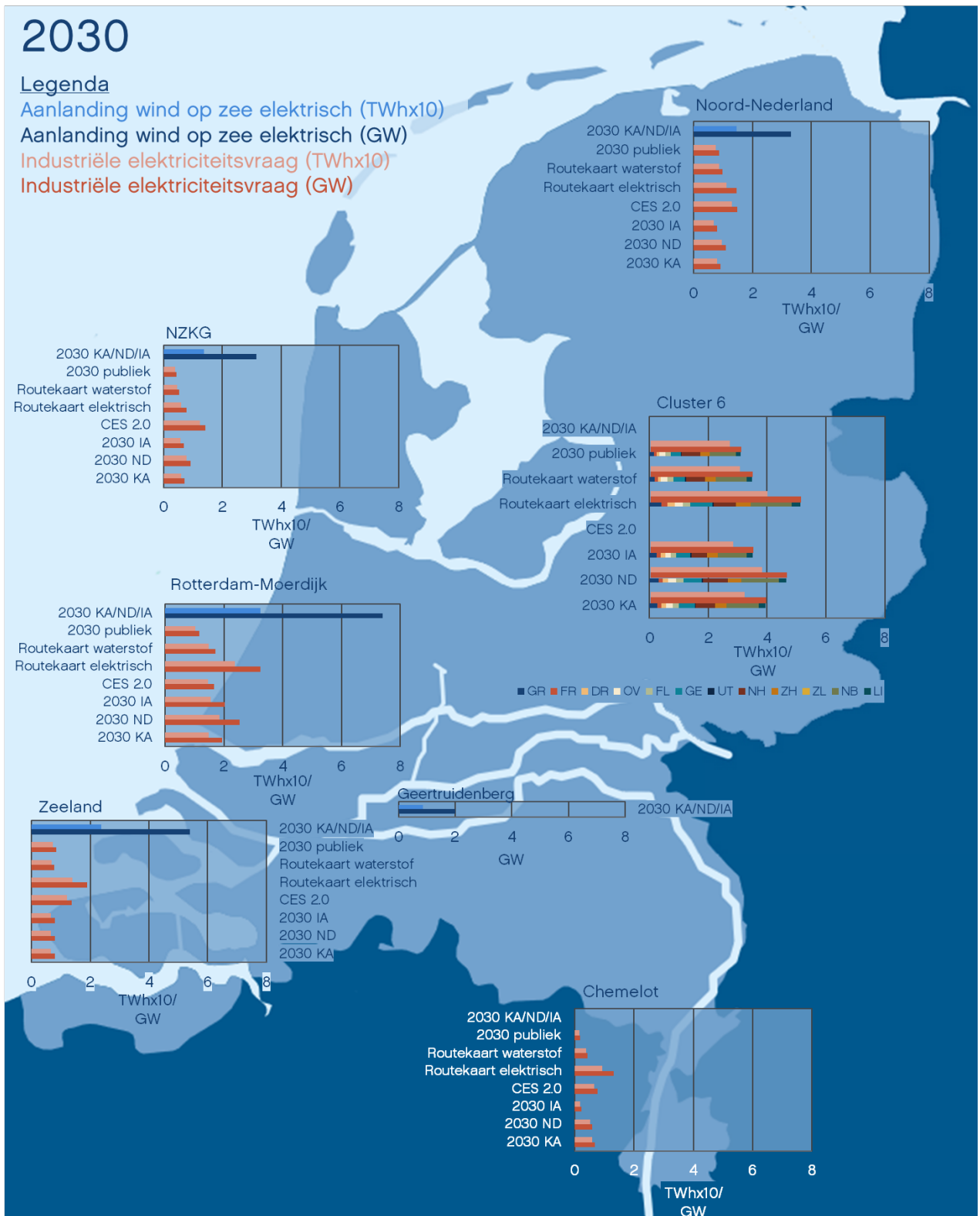
De elektriciteitsvraag is getoond in termen van vermogen (GW) en volume (TWh). Het vermogen is het gemiddelde dat op basis van de jaarlijkse elektriciteitsvraag kan worden verwacht plus het elektrisch vermogen van hybride warmte²⁶. De elektriciteitsvraag per uur zal hiervan afwijken, hier zal verder op in worden gegaan in het volgende hoofdstuk.

Daarnaast tonen de figuren de elektrisch opgestelde capaciteit van wind op zee per aanlandingslocatie. Het elektrisch vermogen dat daadwerkelijk bij de cluster binnenkomt hangt uiteraard af van windsnelheden. Daarnaast vinden er ook nog transportverliezen plaats en is de beschikbaarheid van windturbines door zaken als onderhoud geen 100%²⁷.

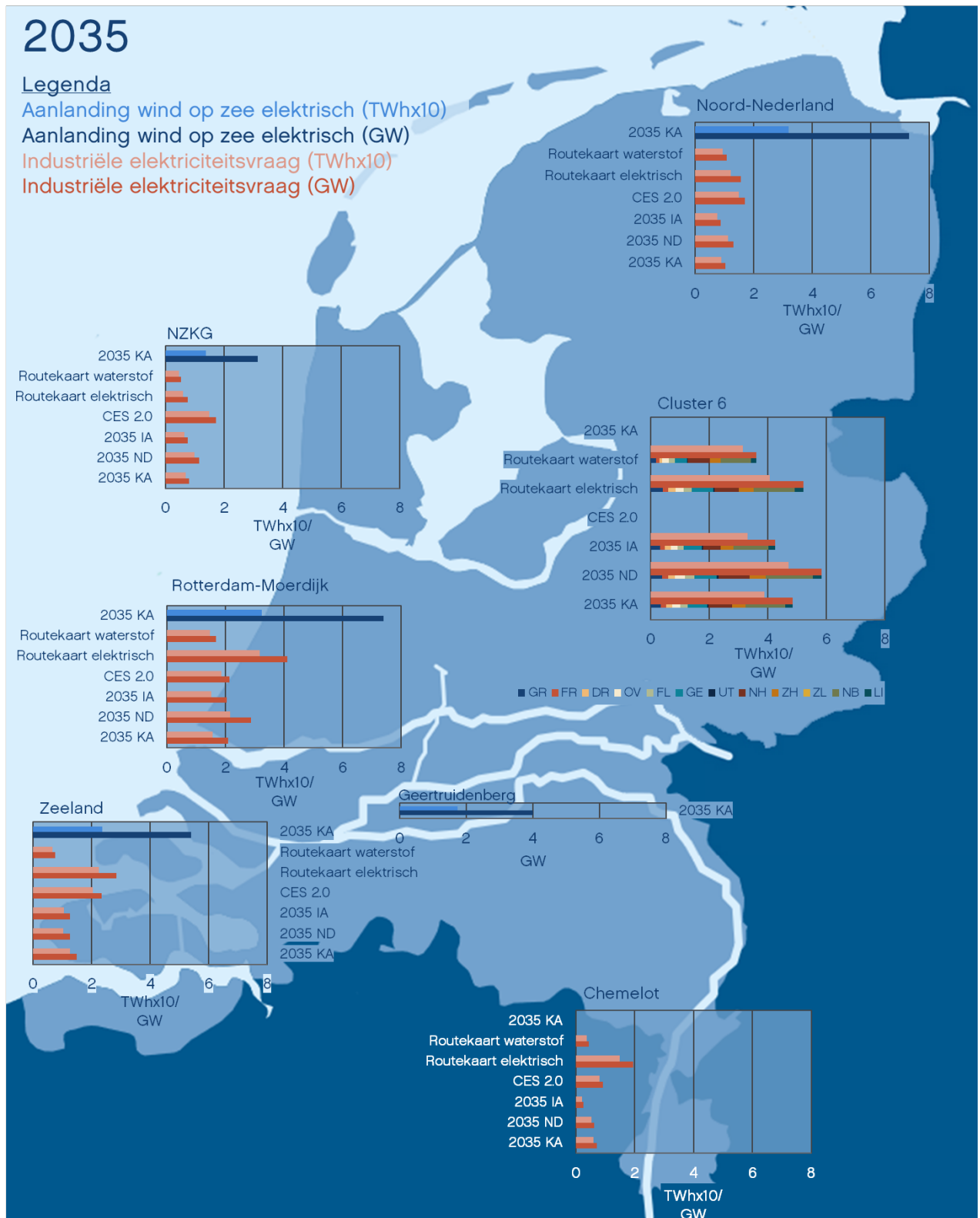
²⁵ Uitgaande van ongeveer 50% vollast voor opwek wind op zee

²⁶ Een jaarlijkse baseload elektriciteitsvraag van bijvoorbeeld 10 TWh met daarbij 500 MW hybride warmte resulteert in $10/8760 \cdot 10^6 = 1142$ MW gemiddeld baseload vermogen inclusief hybride warmte → 1642 MW totaal elektrisch vermogen

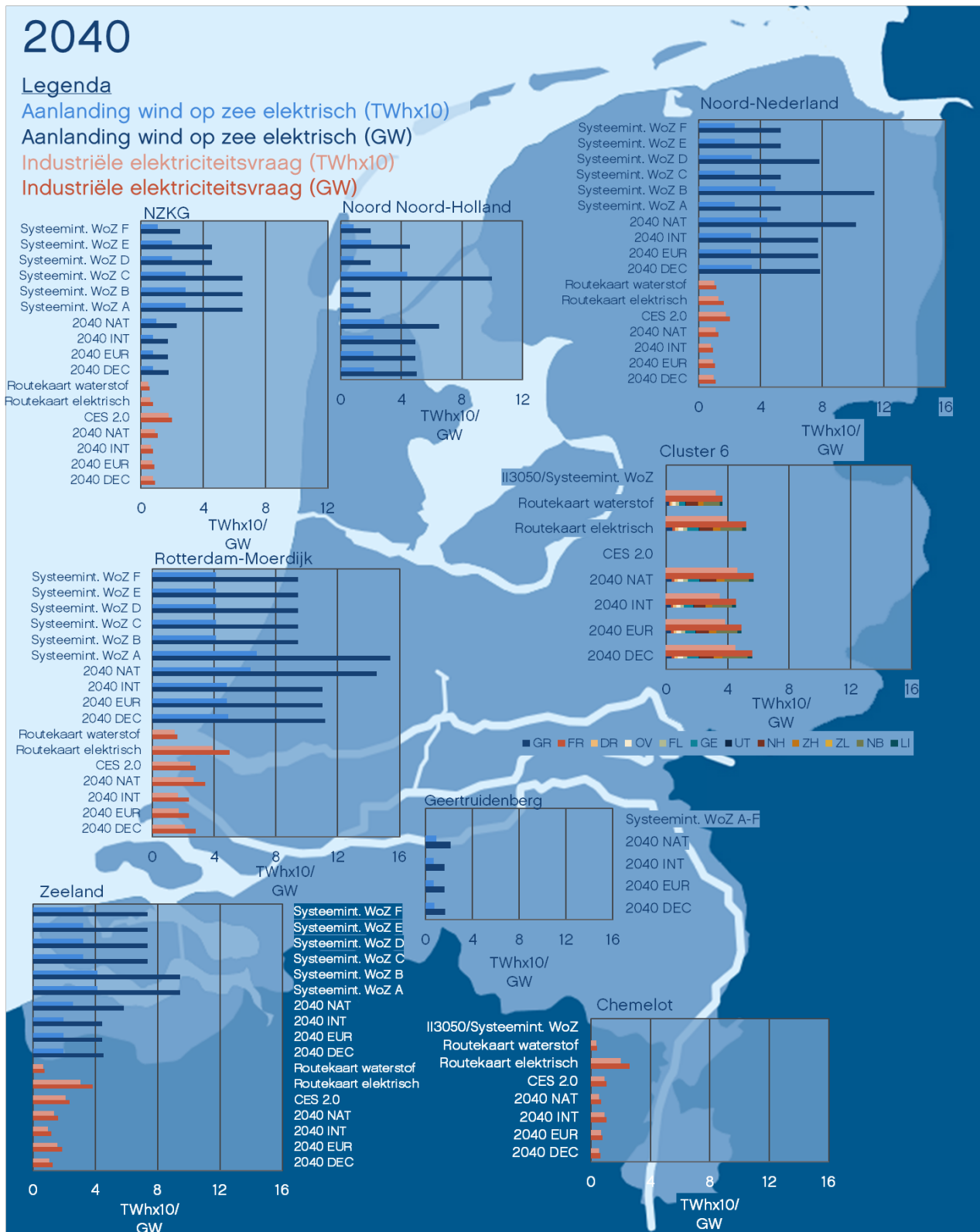
²⁷ In het rapport Systeemintegratie wind op zee 2030-2040 wordt uitgegaan van 3,5% transportverliezen en 96,5% beschikbaarheid



Figuur 20. Overzicht van mogelijke varianten voor elektrische aanlanding wind op zee (blauw) en scenario's voor industriële elektriciteitsvraag inclusief datacenters en hybride warmte, exclusief electrolyzers (oranje) in termen van zowel elektrisch vermogen als volume (50% vollast aangenomen voor wind op zee) per cluster en voor overige aanlandingslocaties, 2030



Figuur 21. Overzicht van mogelijke varianten voor elektrische aanlanding wind op zee (blauw) en scenario's voor industriële elektriciteitsvraag inclusief datacenters en hybride warmte, exclusief electrolyzers (oranje) in termen van zowel elektrisch vermogen als volume (50% vollast aangenomen voor wind op zee) per cluster en voor overige aanlandingslocaties, 2035



Figuur 22. Overzicht van mogelijke varianten voor elektrische aanlanding wind op zee (blauw) en scenario's voor industriële elektriciteitsvraag inclusief datacenters en hybride warmte, exclusief electrolyzers (oranje) in termen van zowel elektrisch vermogen als volume (50% vollast aangenomen voor wind op zee) per cluster en voor overige aanlandingslocaties, 2040

Er zijn verscheidende opties denkbaar voor aanlanding wind op zee of voor overige CO₂ arme opwek buiten industrieclusters aan de kust

Figuur 23 laat zien wat de zoekgebieden voor aanlandingslocaties wind op zee zijn binnen het Programma Verbindingen Aanlanding Wind Op Zee (pVAWOZ) 2031-2040. Daarbij toont de figuur ook de verwachte en geplande uitbreidingen van het hoogspanningsnet zijn in de komende decennia. Veel potentiële gebieden voor aanlanding wind op zee zijn locaties waar nieuwe hoogspanningsstations worden bijgebouwd of waar bestaande hoogspanningsstations worden uitgebreid.

Uit Figuur 20 tot en met Figuur 22 (vorige pagina's) blijkt dat de industriële elektriciteitsvraag buiten de kustclusters zich voornamelijk concentreert in cluster Chemelot, in Noord-Holland, Gelderland en Noord-Brabant (cluster 6). Met uitzondering van provincie Gelderland komen al deze gebieden naar voren als potentiële gebieden voor aanlanding wind op zee. Aanlanding bij Noord-Holland Noord, Geertruidenberg/Moerdijk (Noord-Brabant) en Chemelot (Maasbracht/Graetheide) komen daarbij expliciet naar voren binnen de IP2024/II3050 scenario's en het Target Grid rapport van TenneT²⁸.

In Figuur 22 is het lastig om te zien hoe de vraag in de provincies met hoge elektriciteitsvraag voor cluster 6 zich verhoudt met de lokale aanlanding van wind op zee. Voornamelijk in Noord-Holland Noord wordt er in de 2040 varianten van II3050 en systeemintegratie wind op zee 2030-2040 veel capaciteit aangeland (9-29 TWh opwek met één uitschieterende variant met 44 TWh). In dit aanlandingsgebied is de elektriciteitsvraag tevens relatief hoog geconcentreerd vanuit industrie/datacenters (6-9 TWh) en overige sectoren zoals de glastuinbouw. De aangelande opwek uit wind op zee kan dus deels lokaal worden geabsorbeerd.

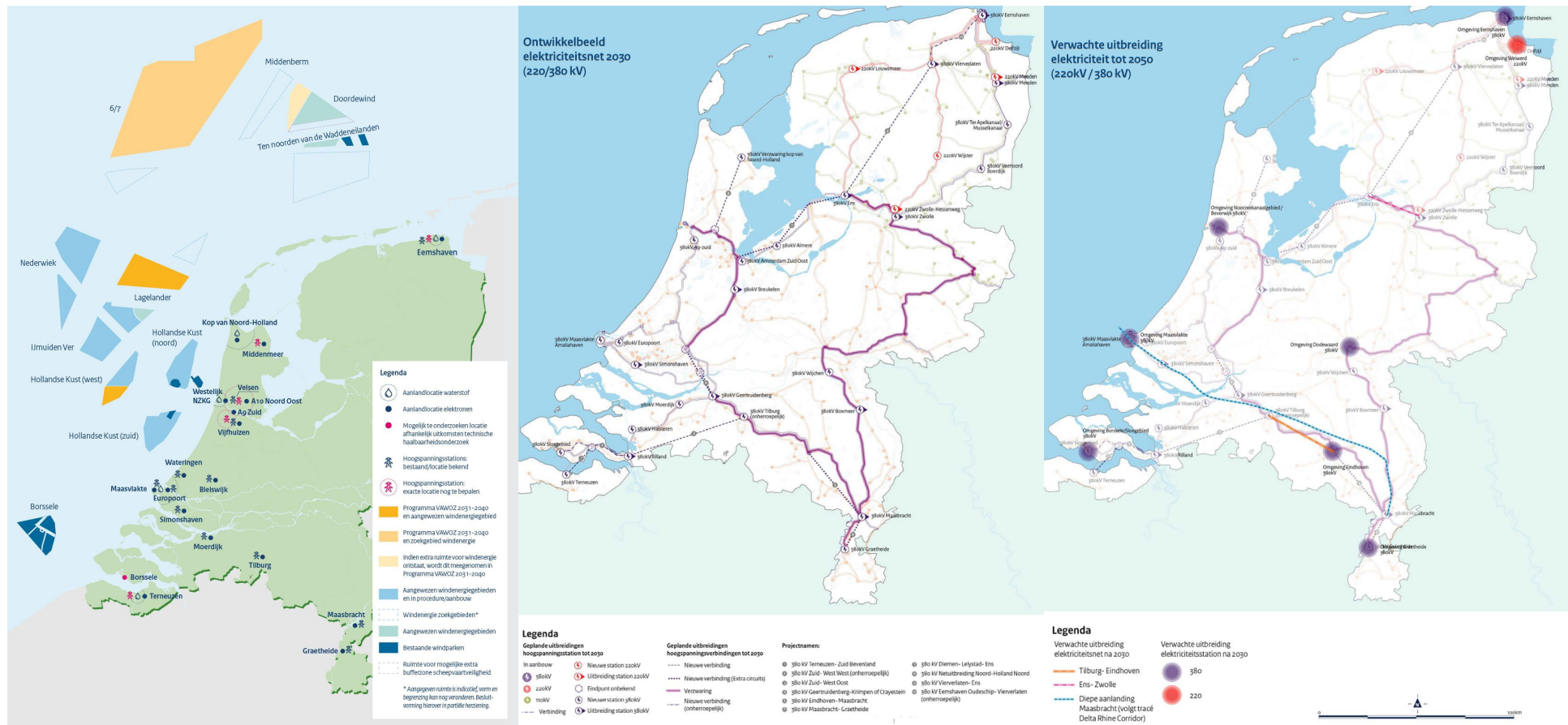
Om gebieden met een significante industriële elektriciteitsvraag maar zonder aanlandingslocaties voor wind op zee, zoals provincie Gelderland, te voorzien van offshore opwek zal transport nodig zijn via het landelijke elektriciteitsnet. Lokale (CO₂ vrije) opwek van elektriciteit (bijvoorbeeld uit SMR's) kan de transportvraag voor het landelijke net mogelijk verminderen. Harde uitspraken hierover kunnen echter niet gedaan worden aangezien dit gedetailleerde netberekeningen vereist.

Het is lastig om enkel op basis van de waterstofvraag in kustclusters te bepalen welke locaties het meest geschikt zijn voor waterstof aanlanding

Er lijkt zich een significante netto waterstofvraag in de industriële clusters te ontwikkelen richting 2040, zoals te zien is in Figuur 11 t/m Figuur 13 (pagina 20-22). Wel zijn er verschillen tussen de scenario's, zo is de waterstofvraag extreem hoog in het Routekaart waterstof scenario en heel laag in het Routekaart elektriciteit scenario.

Uit de data blijkt over het algemeen dat er in de kustclusters binnen de meeste scenario's voldoende waterstofvraag is om een aanzienlijk volume waterstof te absorberen, hetzij aangeland als waterstof, hetzij omgezet in het cluster vanuit elektrische aanlanding wind op zee. Hoeveel groene waterstofproductie op land er in iedere cluster plaats zal vinden is echter nog onzeker. Dit maakt het lastig om, puur op basis van de waterstofvraag, een uitspraak te doen over welke kustcluster(s) meer of minder geschikt is/zijn voor directe aanlanding van waterstof.

²⁸ TenneT (2023). Target Grid



Figuur 23. Zoekgebieden voor aanlandingslocaties wind op zee²⁹ (links), geplande uitbreidingen van het hoogspanningsnet in de periode tot 2030 (midden) en tot 2050 (rechts)³⁰

²⁹ <https://www.rvo.nl/onderwerpen/bureau-energieprojecten/lopende-projecten/vawoz-2031-2040>

³⁰ Rijksoverheid (2023). Ontwerp-Programma Energiehoofdstructuur

4. Variantenanalyse

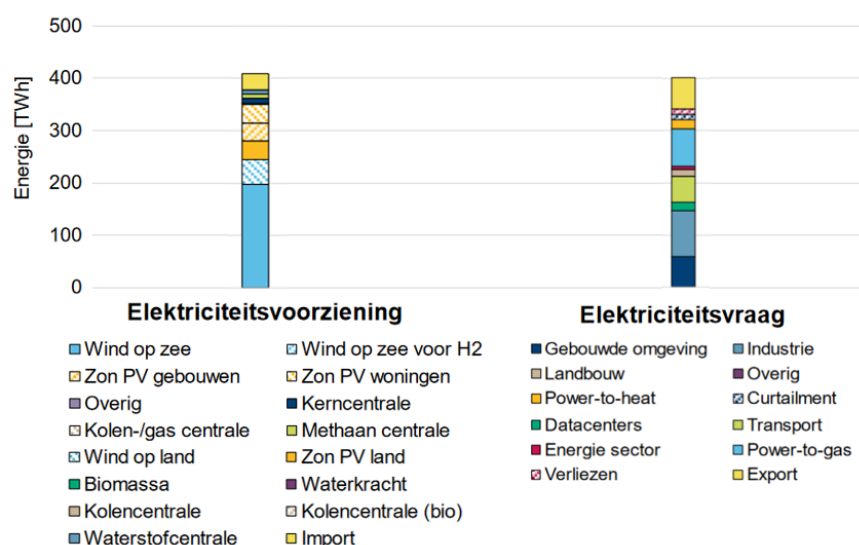
In het vorige hoofdstuk is bekeken hoe elektrische aanlanding van wind op zee zich verhoudt met de industriële elektriciteitsvraag per cluster zowel in termen van elektrisch vermogen (GW) en volume (TWh) op jaarbasis. Daaruit wordt niet geheel duidelijk hoe opwek uit wind op zee en vraag van industrie zich op uurlijkse basis met elkaar verhouden.

In dit hoofdstuk wordt uurlijkse vraag en aanbod per cluster wél inzichtelijk gemaakt. Hierbij wordt gebruik gemaakt van het II3050 Nationaal Leiderschap scenario voor 2040. Dit omdat de IP2024/II3050 scenario's beschikbaar zijn in het Energie Transitie Model waardoor uurlijkse curves kunnen worden uitgelezen. De overige IP2024/II3050 scenario's worden niet getoond in dit hoofdstuk omdat dit zou leiden tot een overmatige hoeveelheid resultaten. Het Nationaal Leiderschap scenario ligt qua elektriciteitsvraag relatief in het midden ten opzichte van de overige scenario's uit II3050, CES 2.0 en de Routekaart Elektrificatie in de Industrie.

Vervolgens wordt een variantenanalyse uitgevoerd voor het Nationaal Leiderschap scenario waarbij vraag en aanbod van elektriciteit op uurbasis per cluster in kaart wordt gebracht wanneer flexibiliteitsmiddelen (hybride warmte, procesflexibiliteit, thermische buffering en elektrolyse), Small Modular Reactors (SMR's) en/of zon op zee worden toegevoegd aan het systeem. Industriële flexibiliteit is echter breder dan de hier genoemde voorbeelden, maar is slechts beperkt kwantificeerbaar door het gebrek aan beschikbare data.

Opwek uit wind op zee wordt ook deels buiten de industrie gebruikt

Ook al ligt in dit rapport de focus op wind op zee en industrie, is het belangrijk om in acht te nemen dat dit een beperkt onderdeel is van het totale energiesysteem. Figuur 24 toont het aanbod en de vraag van elektriciteit op nationaal niveau in het 2040 Nationaal Leiderschap scenario (II3050). Wind op zee heeft een aandeel van bijna 50% in de elektriciteitsmix en wekt aanzienlijk meer elektriciteit dan dat wordt verbruikt door de industrie. Een groot deel van de opwek wordt dan ook gebruikt door andere sectoren, waaronder productie van waterstof (power-to-gas), gebouwde omgeving en transport.



Figuur 24. Vraag en aanbod van elektriciteit in het 2040 Nationaal Leiderschap scenario

Het Nationaal Leiderschap scenario gaat uit van flexibiliteit uit procesflexibiliteit, hybride warmte en elektrolyse

Figuur 25 toont de uitsplitsing van de industriële elektriciteitsvraag en opwek wind op zee op uurbasis voor de verschillende industrieclusters aan de kust voor het 2040 Nationaal Leiderschap scenario. Om de leesbaarheid van deze data te vergroten zijn de uren van het jaar gesorteerd op basis van de hoogte van de opwek wind op zee.

De figuur laat zien dat de elektriciteitsvraag van de industrie gedurende het overgrote deel van het jaar (60-90% van de tijd) volledig kan worden voorzien door wind op zee die aanlandt bij de clusters. Gedurende deze uren is er ook surplus wind op zee die niet door de industrie in de clusters kan worden geabsorbeerd. Zo kan in Noord-Nederland iets meer dan 20% van de opwek wind op zee direct worden gebruikt door industrie. In NZKG ligt dit aanzienlijk hoger (ruim 60%) en de overige clusters vallen daartussen.

In het 2040 Nationaal Leiderschap scenario wordt er al uitgegaan van twee vormen van industriële flexibiliteit; hybride warmte en vraagverschuiving (ofwel procesflexibiliteit). Daarnaast wordt in het scenario uitgegaan van een substantiële hoeveelheid elektrolysecapaciteit in de kustclusters.

Hybride warmte

De industrie beschikt in het 2040 Nationaal Leiderschap scenario over ongeveer 2 GW aan hybride warmte. Voor de productie van industriële warmte worden overgeschakeld van brandstoffen als aardgas of waterstof naar elektriciteit bij lage elektriciteitsprijzen. In algemene zin stijgt hierdoor de elektriciteitsvraag op momenten van hoge opwek uit wind op zee. Echter is de extra elektriciteitsvraag door hybride warmte beperkt in omvang ten opzichte van het surplus wind op zee in de industriële kustclusters (zie Figuur 25).

Electriciteitsprijzen die bepalend zijn voor het gedrag van hybride warmte, komen tot stand op basis van vraag en aanbod van elektriciteit op een internationale markt. Deze markt bestaat niet alleen uit wind op zee en industrie, maar ook uit overige productiemiddelen (bijv. zon-PV, kernenergie, waterstof- en biomassacentrales), overige vraagsectoren (bijv. gebouwde omgeving, landbouw en mobiliteit) en flexibele middelen buiten de industrie (bijv. batterijopslag en centrale elektrolyzers). Het gevolg hiervan is dat de elektriciteitsprijzen *niet altijd* laag zijn bij veel opwek uit wind op zee en *niet altijd* hoog bij weinig opwek uit wind op zee.

Figuur 25 laat dan ook zien dat hybride warmte vaak zorgt voor hogere elektriciteitsvraag bij hoge opwek uit wind op zee, maar niet altijd. Het gebeurt zelfs regelmatig dat hybride warmte een elektriciteitsvraag genereert wanneer er weinig opwek uit wind op zee is. Dit zijn bijvoorbeeld momenten dat de elektriciteitsprijzen laag zijn door hoge opwek uit zon-PV op land.

Het gedrag van hybride warmte in de kustclusters komt dus maar deels overeen met wat ideaal zou zijn voor het maximaal absorberen van het surplus aan windenergie vanaf zee. Daarnaast is in 2040 Nationaal Leiderschap scenario de elektrische capaciteit van hybride warmte beperkt in vergelijking met de omvang van het surplus wind op zee.

Procesflexibiliteit

In het 2040 Nationaal Leiderschap scenario is door netbeheerders aangenomen dat de industrie de elektriciteitsvraag tijdelijk met gemiddeld 35% kan verlagen voor een periode van maximaal

72 uur achtereenvolgend³¹. Hoe hoog het daadwerkelijke potentieel van deze vorm van flexibiliteit zal zijn is nog zeer onzeker. Regelmatig volledig afschakelen van productie is voor veel bedrijven een zeer ingrijpende en ongewenste operatie en gaat vaak gepaard met lange opstartperiodes. Het is voor industriële bedrijven vaak technisch mogelijk om productievolumes tijdelijk gedeeltelijk af te schakelen (circa 20-30%). Echter is het lastig te bepalen tegen welke elektriciteitsprijs wordt gekozen voor afschakeling van productie. Wel wordt verwacht dat dit zal gaan om relatief hoge elektriciteitsprijzen. Het tijdelijk verlagen van elektriciteitsvraag zal daarom naar verwachting voornamelijk worden toegepast om de elektriciteitsvraag te verlagen op momenten met hoge elektriciteitsprijzen. In algemene zin zal hierdoor de elektriciteitsvraag van industrie afnemen bij lage opwek wind op zee, maar niet zozeer toenemen bij hoge opwek.

Als het potentieel van industriële procesflexibiliteit lager uitvalt dan de bovengenoemde 35% zal er meer andere flexibiliteit (bijv. waterstof back-up centrales) in het systeem nodig zijn om de balans tussen vraag en aanbod te garanderen. Overigens is het te verwachten dat waterstof backup centrales dit kunnen doen tegen geringere kosten dan waarvoor de sommige industriële sectoren procesflexibiliteit kunnen leveren. Deze analyse valt echter buiten de scope van deze studie. Voor de vergelijking van kosten van industriële flex en flex door waterstof backup centrales verwijzen we naar een binnenkort te publiceren studie "Flattening the Curve" van Kalavasta en Berenschot.

Extra industriële productiecapaciteit zal namelijk zoveel als mogelijk worden benut door de industrie zolang het winstgevend is extra productie te draaien, om hiermee hoge kapitale investeringskosten terug te verdienen. Doordat elektriciteitskosten slechts een beperkt aandeel uitmaken van de totale productiekosten (al stijgt dit aandeel wanneer sectoren elektrificeren), zal productie pas worden teruggedraaid bij relatief hoge elektriciteitsprijzen. Dit betekent dus dat elektriciteitsvraag door procesflexibiliteit in principe maar beperkt kan worden opgeregeld bij lage prijzen, maar voornamelijk zal worden afgeregeld bij (hele) hoge prijzen. Hoe hoog deze prijzen in praktijk zullen zijn, verschilt per bedrijf.

De inzet van industriële procesflexibiliteit is, net als bij hybride warmte, gebaseerd op de elektriciteitsmarkt die breder is dan industrie en wind op zee. Zo wordt industriële elektriciteitsvraag niet altijd verlaagd bij weinig opwek wind op zee, bijvoorbeeld omdat de elektriciteitsprijzen op die momenten laag zijn door opwek uit overige hernieuwbare bronnen zoals zon-PV op land.

Elektrolyse

Figuur 26 toont de uitsplitsing van de industriële elektriciteitsvraag en opwek wind op zee op uurbasis voor de verschillende industrieclusters aan de kust, inclusief 16,75 GW aan elektrolyse capaciteit geregionaliseerd op basis van het originele 2040 Nationaal Leiderschap scenario.

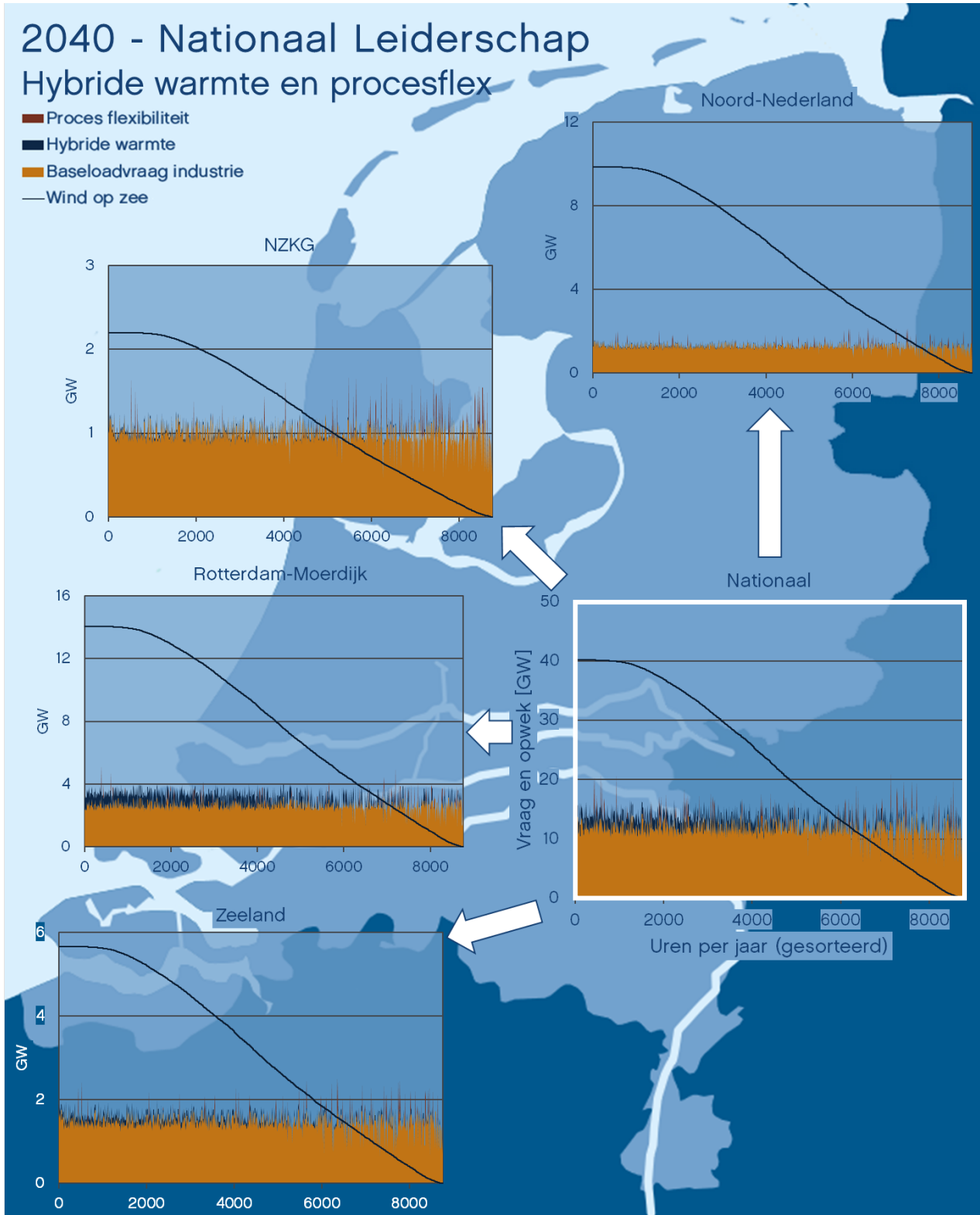
Ten opzichte van de overige bronnen van flexibiliteit in het scenario draagt waterstofproductie via elektrolyse significant bij aan het absorberen van het surplus wind op zee aan de kust.

Evenals bij de overige bronnen van flexibiliteit valt ook bij elektrolyse op dat het gedrag maar deels overeenkomt met wat ideaal zou zijn voor het maximaal absorberen van het surplus aan windenergie vanaf zee. Soms gaan elektrolyzers niet aan wanneer er veel opwek wind op zee is,

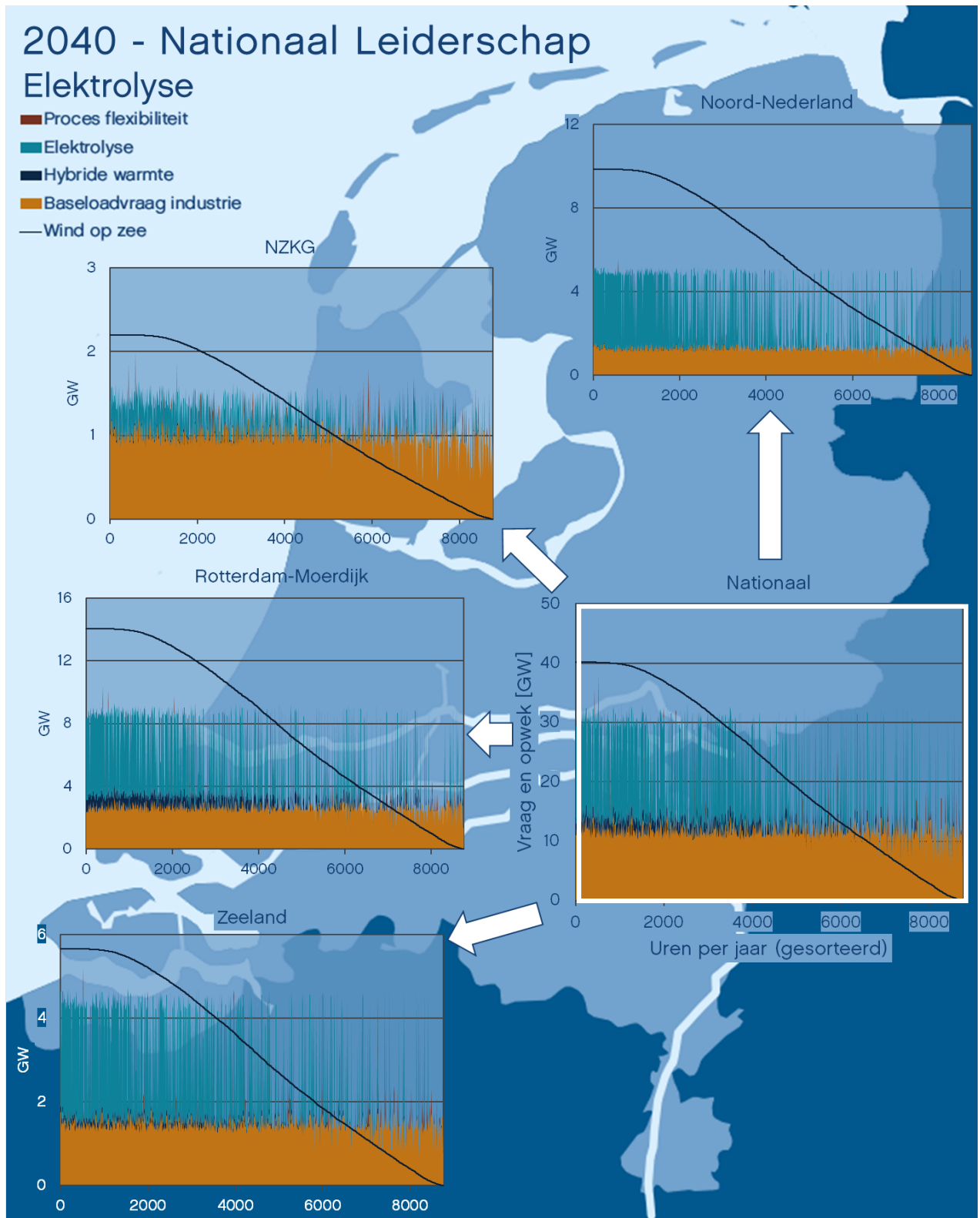
³¹ De gereduceerde vraag moet op een later moment weer worden ingehaald. Alleen deze vorm van industriële procesflexibiliteit is beschikbaar in het Energie Transitie Model (ETM). Een alternatieve manier, zoals het tijdelijk verlagen van vraag zonder het later in te halen, zijn zeker denkbaar maar zijn om model-technische redenen niet in het ETM beschikbaar.

maar soms gaan ze juist wel aan wanneer dit niet het geval is. Dit komt doordat elektrolyse wordt ingezet op basis van de elektriciteitsmarkt en niet alleen op basis van de opwek uit wind op zee.





Figuur 25. Uurlijkse opwek wind op zee en elektriciteitsvraag op nationaal niveau en voor de vier industrieclusters aan de kust. De uren in het jaar zijn gesorteerd op volgorde van maximale opwek wind op zee naar minimale opwek. Er is ongeveer 2 GW hybride warmte en 35% procesflexibiliteit beschikbaar



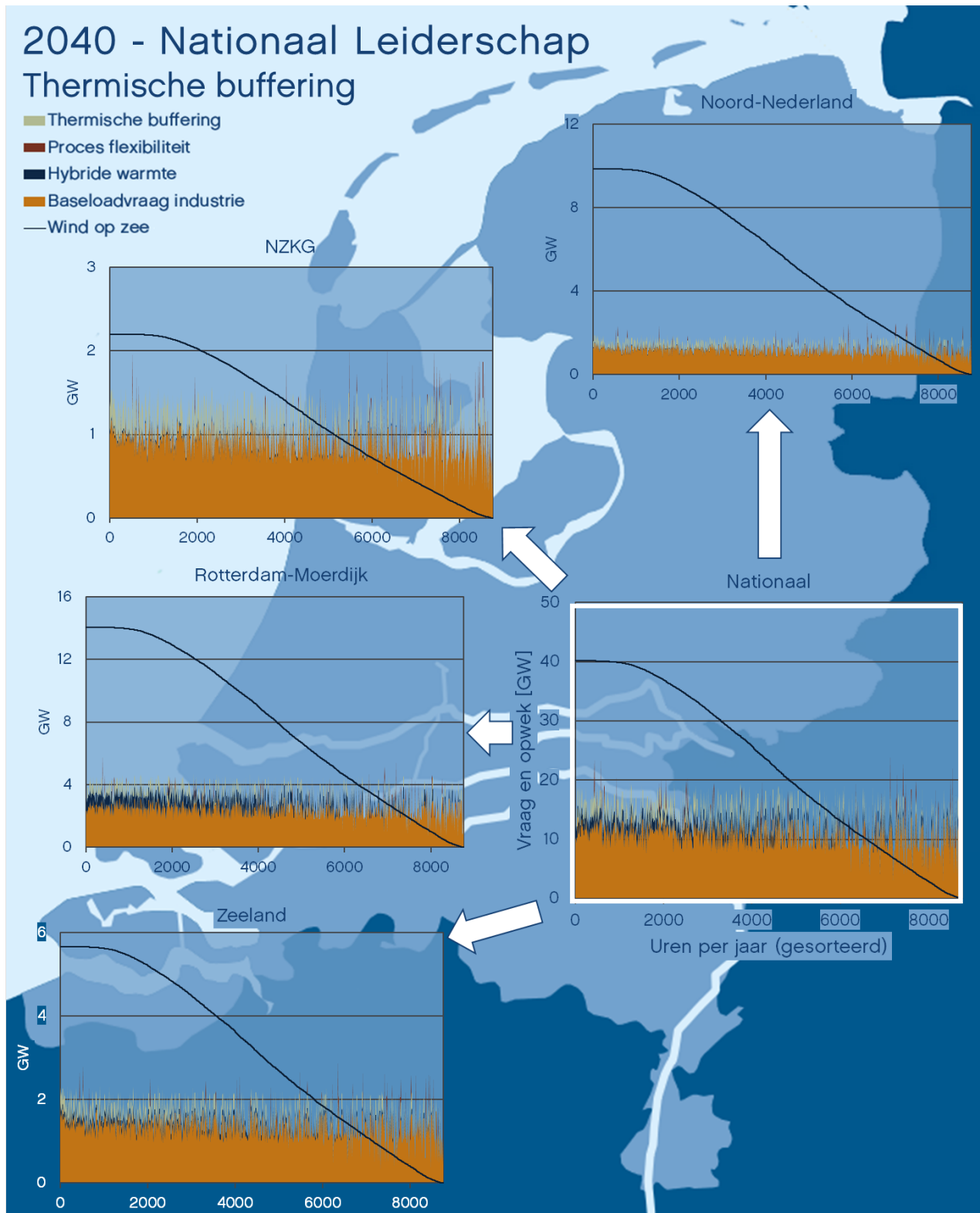
Figuur 26. Uurlijkse opwek wind op zee en elektriciteitsvraag op nationaal niveau en voor de vier industrieclusters aan de kust. De uren in het jaar zijn gesorteerd op volgorde van maximale opwek wind op zee naar minimale opwek. Er is ongeveer 2 GW hybride warmte en 35% procesflexibiliteit beschikbaar, met additioneel 16,75 GW elektrolyse verspreid o.b.v. regionalisatie I13050

Thermische buffering is geen onderdeel van het Nationaal Leiderschap scenario maar kan wel bijdragen aan betere absorptie wind op zee

Thermische buffers kunnen onder andere worden gebruikt om warmte die via power-to-heat is opgewekt op te slaan gedurende momenten dat er veel hernieuwbare elektriciteit wordt opgewekt. Vervolgens kan gedurende periodes met weinig hernieuwbare opwek warmte worden onttrokken uit de buffer, hetgeen resulteert in verlaging van de elektriciteitsvraag uit power-to-heat.

Thermische buffering als vorm van industriële flexibiliteit maakt geen expliciet onderdeel uit van het 2040 Nationaal Leiderschap scenario. In deze analyse wordt daarom een additionele variant doorgerekend in het Energie Transitie Model waarbij 3 GW (met opslagvolume van 75 GWh, op basis van een jaargemiddelde elektriciteitsvraag van ongeveer 12 GW lijkt 3 GW aan thermische buffering een plausibel uitgangspunt) aan thermische buffercapaciteit is toegevoegd, evenredig verspreid over de industrieclusters naar rato van de elektriciteitsvraag per cluster. De resulterende elektriciteitsvraag op uurbasis is weergegeven in Figuur 27.

Hierbij valt op dat, net als bij hybride warmte en procesflexibiliteit, de bijdrage van thermische buffering voor het beter absorberen van opwek wind op zee wel zichtbaar is, maar relatief beperkt in omvang is. Daarnaast is ook te zien dat het gedrag van thermische buffering in de kustclusters maar deels overeenkomt met wat ideaal zou zijn voor het maximaal absorberen van het surplus aan windenergie vanaf zee. Dit doordat de thermische buffercapaciteit wordt ingezet op basis van de elektriciteitsprijzen en niet alleen op basis van de hoogte van de opwek uit wind op zee.



Figuur 27. Uurlijkse opwek wind op zee en elektriciteitsvraag op nationaal niveau en voor de vier industrieclusters aan de kust. De uren in het jaar zijn gesorteerd op volgorde van maximale opwek wind op zee naar minimale opwek. Er is ongeveer 2 GW hybride warmte en 35% procesflexibiliteit beschikbaar, met additioneel 3 GW thermische buffering verspreid naar rato van elektriciteitsvraag per cluster

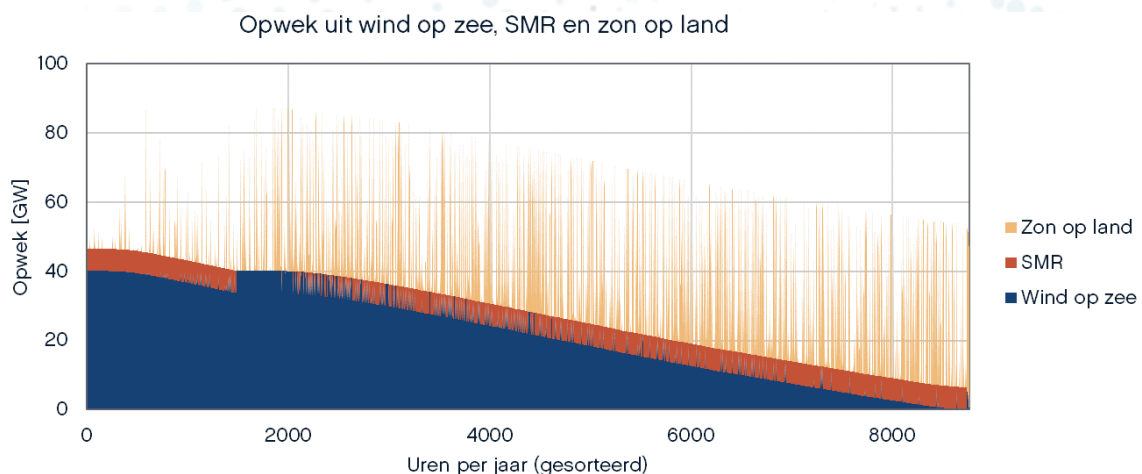
Opwek uit SMR's dient beperkt lokale vraag industrie in de kustclusters maar vooral overige vraag in/nabij clusters en verder landinwaarts

Small Modular Reactors (SMR's) zijn compacte nucleaire elektriciteitscentrales die in een fabriek kunnen worden geproduceerd maar door een modulair ontwerp op locatie (bijv. in een industriecluster) kunnen worden opgebouwd. In tegenstelling tot hernieuwbare opwek uit wind en zon, kunnen SMR's ononderbroken CO₂ vrije elektriciteit leveren. Dit lijkt goed aan te sluiten op industriële elektriciteitsvraag die ook een volcontinu karakter heeft.

Elektriciteitsopwek uit kernenergie maakt geen onderdeel uit van het 2040 Nationaal Leiderschap scenario. In deze analyse wordt daarom een additionele variant doorgerekend in het Energie Transitie Model waarbij 7 GW³² opgesteld vermogen aan kerncentrales is toegevoegd, evenredig verspreid over de industrieclusters naar rato van de elektriciteitsvraag per cluster. De resulterende elektriciteitsvraag op uurbasis is weergegeven in Figuur 29.

In deze figuur wordt getoond hoe opwek uit wind op zee in combinatie met SMR's voorziet in de baseloadvraag van de industriële clusters.³³ Wat opvalt is dat er een afvlakking ontstaat op de opwekcurve van wind op zee + SMR's. Deze afvlakking ontstaat doordat SMR's op deze momenten worden afgeschakeld door gelijktijdig hoge opwek uit zowel wind als zon. Dit effect wordt geïllustreerd in Figuur 28.

Figuur 28 laat ook zien dat SMR's ongeveer 70% van het jaar in bedrijf zijn. Echter, de vraag en aanbodcurves voor de clusters zonder SMR's in Figuur 25 (pagina 41) laten zien dat de opwek uit wind op zee zonder SMR's gedurende 5200 uur (ondergrens, NZKG) tot 7900 uur (bovengrens, Noord-Nederland) per jaar gelijk is aan of hoger is dan de industriële baseloadvraag. Dit komt overeen met circa 60-90% van de tijd. SMR's dienen dus maar 10-40% van de tijd lokale industriële vraag. Wanneer SMR's geen lokale industriële vraag dienen, dienen ze overige vraag in/nabij de clusters (bijv. elektrolyzers) of verder landinwaarts (bijv. cluster 6, gebouwde omgeving en transport).



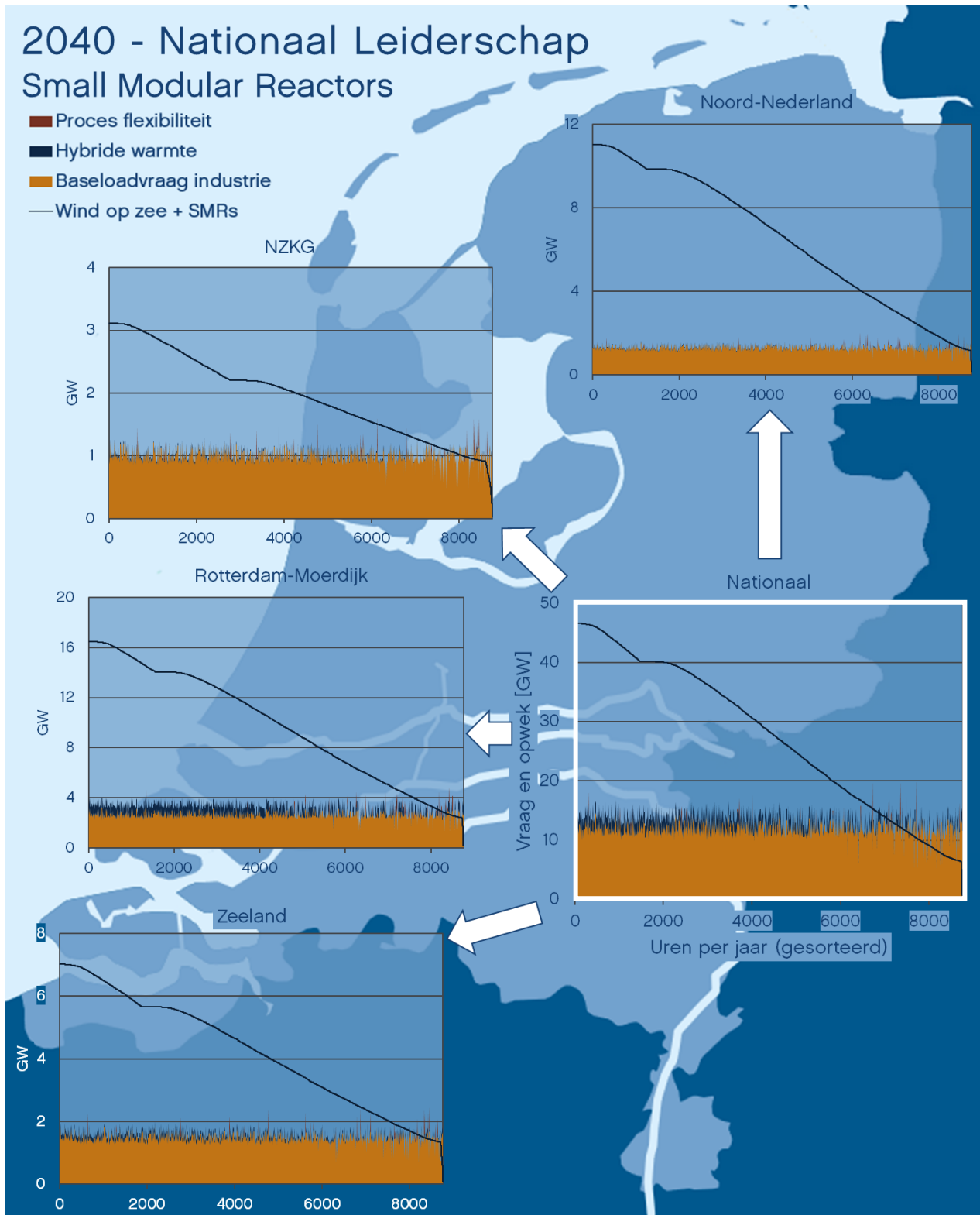
Figuur 28. Uurlijkse opwek van wind op zee en zon-PV op land in het 2040 Nationaal Leiderschap scenario + 7 GW SMR's, gesorteerd o.b.v. opwek uit wind op zee + SMR

³² 7 GW komt ongeveer overeen met de baseloadvraag van de industriële clusters (m.u.v. cluster 6). Dit bevat niet de twee grootschalige kerncentrales die zijn voorzien in Borsele of op de Maasvlakte.

³³ Jaarlijks zijn er uren met hoge opwek zon-PV, lage vraag en lage opwek uit wind op zee, wat elektriciteitsprijzen doet dalen en SMR's mogelijk uitschakelt.

Voor de uiteindelijke keuze voor de plaatsing van SMR's dienen echter ook andere factoren mee te worden genomen, zoals het toekomstig elektriciteitsmarktsysteem (SMR als must-run in plaats van "back-up" centrale) en lokale behoefte aan warmte. Maar ook de ligging van de waterstof backbone indien de SMR (ook) wordt ingezet voor waterstof productie, die vervolgens kan worden geleverd aan de industrie of waterstof back-up centrales elders in Nederland. Ook hangt de keuze voor het wel of niet plaatsen van SMR's af van de manier waarop de Nederlandse industrie zich in de toekomst zal ontwikkelen op het gebied van energievraag en flexibiliteit. Hierbij dient rekening te worden gehouden met het feit dat er nog steeds scenario's denkbaar zijn waarin de energie-intensieve industrie sterk krimpt of juist fors groeit in de komende 10-25 jaar, waardoor adaptiviteit van de investeringsplannen wenselijk is. Of een SMR op een veronderstelde locatie uiteindelijk zal bijdragen aan het verlichten van netcongestie of het verminderen van de noodzaak tot netverzwaring in de komende jaren dient uiteindelijk door de netbeheerder te worden bepaald.

Daarnaast zal uiteraard moeten worden gekeken in hoeverre de plaatsing van SMR's vanuit systeemkosten perspectief interessant is. Hierbij kan onder andere worden gekeken naar hoe een extra GW SMR's zich verhoudt tot een extra GW aan wind op zee en/of een extra GW aan waterstof back-up centrales. Hierbij dient ook te worden bepaald hoe gevoelig deze keuzes zijn voor de rentevoet en welke garanties de Rijksoverheid moet bieden voor het tot stand komen van deze opties.



Figuur 29. Uurlijkse opwek wind op zee en elektriciteitsvraag op nationaal niveau en voor de vier industrieclusters aan de kust. De uren in het jaar zijn gesorteerd op volgorde van maximale opwek wind op zee naar minimale opwek. Er is ongeveer 2 GW hybride warmte en 35% procesflexibiliteit beschikbaar, met additioneel 7 GW aan Small Modular Reactors (SMR's) die in staat zijn flexibel op en af te regelen verspreid naar rato van elektriciteitsvraag per cluster

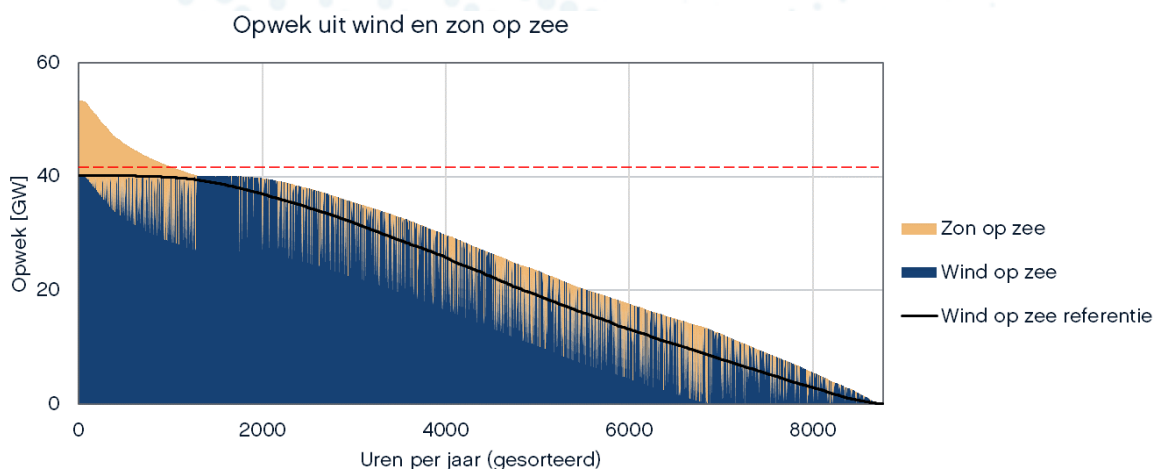
Zon op zee in combinatie met wind op zee zorgt voor meer stabiele en hogere opwek, hoeveelheid benodigd back-up vermogen daalt niet

Het idee achter zon op zee is het toevoegen van drijvende zon-PV installaties tussen offshore windparken. Zon op zee kan gebruik maken van dezelfde infrastructuur als wind op zee, hetgeen leidt tot een hogere utilisatiegraad van de offshore infrastructuur. Ook is er complementariteit tussen zon en wind op zee, aangezien het in de winter doorgaans meer waait dan in de zomer, terwijl de opwek van zon op zee juist voornamelijk tijdens de zomermaanden plaatsvindt.

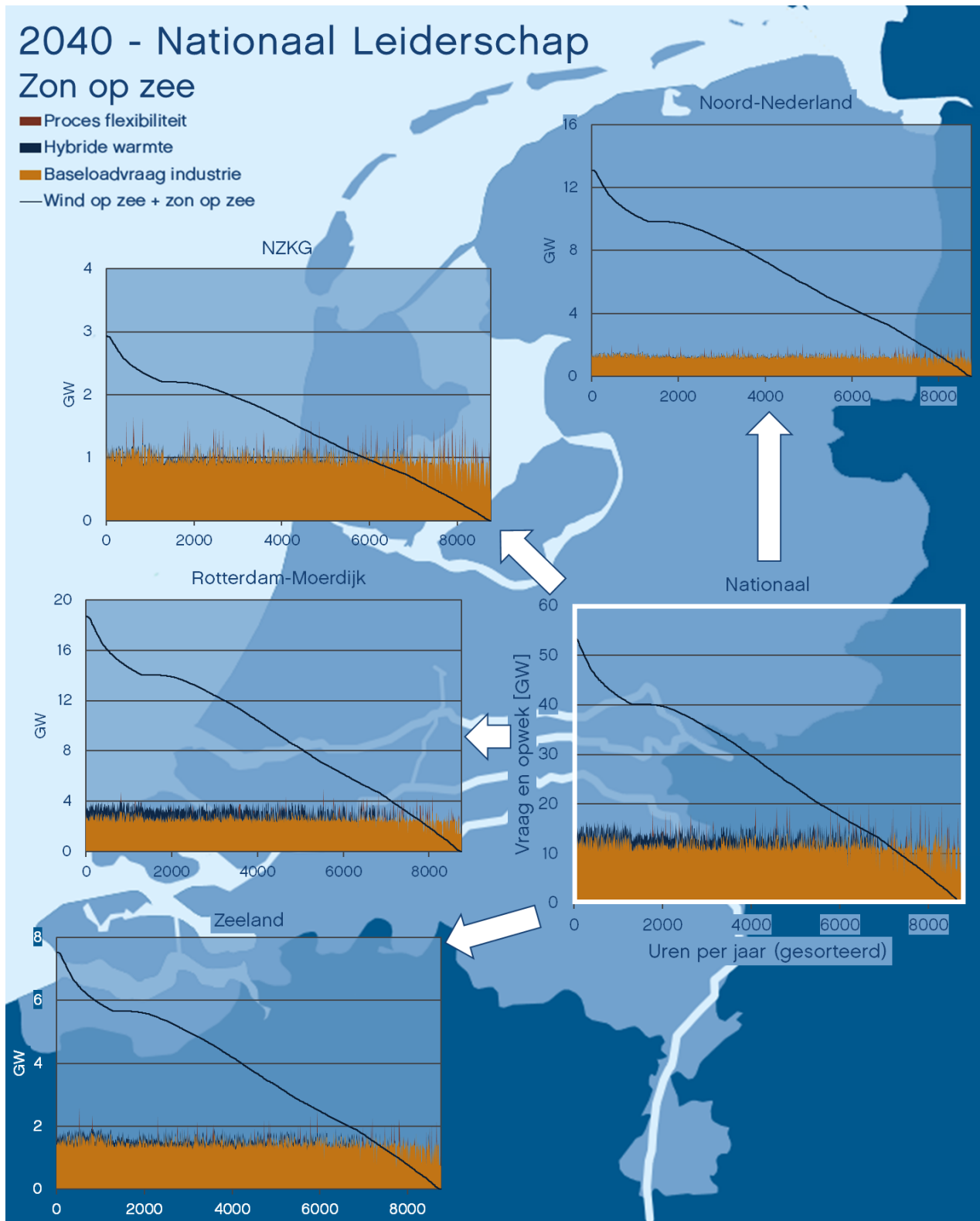
In het 2040 Nationaal Leiderschap scenario is geen zon op zee aanwezig, maar wel meer dan 120 GW zon op land. In deze analyse wordt een additionele variant doorgerekend in het Energie Transitie Model waarbij 41,5 GW opgesteld vermogen aan zon op zee is toegevoegd, evenredig verspreid over de industriecusters naar rato van de aanlanding wind op zee per cluster. 41,5 GW komt overeen met het opgestelde (elektrische aangelande) vermogen wind op zee. Let op: het huidige ontwikkelkader windenergie op zee staat maximaal 2,3 GW geïnstalleerd vermogen toe voor een offshore netaansluiting van 2 GW. Zon en wind op zee in verhouding 1:1 dus nog niet toegestaan. De resulterende elektriciteitsvraag op uurbasis is weergegeven in Figuur 31. Een opsplitsing van het opwekprofiel van wind en zon op zee is weergegeven in Figuur 30.

Deze figuren illustreren het volgende;

- Zon en wind zijn deels complementair (de zon schijnt vaak als het niet hard waait), hetgeen resulteert in een meer stabiele en op jaarbasis hogere opwek van hernieuwbare elektriciteit op zee
- Hernieuwbare opwek uit wind en zon op zee kan hierdoor 70-95% van de tijd geheel voorzien in de baseload elektriciteitsvraag van industriële clusters aan de kust (i.p.v. 60-90% zonder zon op zee). Zowel het aantal uren als het volume van tekorten neemt af.
- Het benodigde back-up vermogen voor industrie neemt echter niet af, doordat er altijd uren in het jaar zijn waarbij het niet waait én de zon niet schijnt
- Wanneer wind en zon op zee gebruik maken van dezelfde infrastructuur zal additioneel zon op zee niet leiden tot hogere piekvermogens bij de aanlandingslocaties. In plaats daarvan zal een deel van de opwek uit zon op zee worden afgeschakeld wanneer tegelijkertijd de zon schijnt en het hard waait (gebied boven rode stippellijn in Figuur 30)



Figuur 30. Uurlijkse opwek van 41,5 GW wind op zee in het 2040 Nationaal Leiderschap scenario + 41,5 GW zon op zee, gesorteerd o.b.v. opwek uit wind op zee + zon op zee. Zwarte lijn (ter referentie) is opwek van enkel wind op zee. De opwek boven de rode stippellijn (41,5 GW) kan waarschijnlijk niet naar land worden getransporteerd wanneer geen extra offshore infrastructuur wordt aangelegd voor zon op zee



Figuur 31. Uurlijkse opwek wind op zee en elektriciteitsvraag op nationaal niveau en voor de vier industrieclusters aan de kust. De uren in het jaar zijn gesorteerd op volgorde van maximale opwek wind op zee naar minimale opwek. Er is ongeveer 2 GW hybride warmte en 35% procesflexibiliteit beschikbaar, met additioneel 41,5 GW zon op zee, qua vermogen gelijk als wind op zee. Naar rato verdeeld over de clusters o.b.v. aanlanding wind op zee

5. Conclusies en aanbevelingen

Conclusies

Industriële elektriciteit- en waterstofvraag stijgen sterk, aanzienlijke onderlinge verschillen tussen scenario's zijn zowel methodologisch als inhoudelijk van aard

Er zijn meerdere datasets vergeleken die scenario's bevatten voor de ontwikkeling van de industriële energievraag voor de periode 2030-2040. Deze scenario's zijn vervolgens zo goed als mogelijk aangepast zodat deze beter op elkaar aansluiten qua scope en definities. De elektriciteitsvraag van industrie en datacenters stijgt in deze scenario's van bijna 50 TWh (huidig) naar 70 tot 150 TWh in 2040, afhankelijk van het scenario. De netto waterstofvraag neemt in de scenario's toe tot ruim 100 TWh in 2040 binnen het Routekaart waterstof scenario. De overige scenario's vallen substantieel lager uit in 2040 binnen een bandbreedte van 15 – 40 TWh (m.u.v. Routekaart elektrisch). In 2030 ligt de waterstofvraag in de meeste scenario's onder de 25 TWh.

De scenario's verschillen onderling dus aanzienlijk. Deze verschillen tussen de scenario's zijn zowel methodologisch als inhoudelijk van aard. Inhoudelijke verschillen konden door gebrek aan transparantie van sommige datasets niet goed worden geduid, wat het lastig maakt conclusies te verbinden aan de verschillen.

Toenemende wind op zee ambities overstijgen de vraag van industriële clusters aan de kust, maar zijn nodig voor de industrie landinwaarts en andere sectoren aan de kust of verder landinwaarts

Enkele jaren geleden ging men nog uit van 31 – 38,5 GW wind op zee in 2040, waar in de scenario's van de netbeheerders al wordt gerekend met een bandbreedte tot boven de 50 GW in 2040. De overheid heeft onlangs ambities uitgesproken van 50 GW in 2040 en 70 GW in 2050.

In alle varianten voor aanlanding wind op zee is de piekcapaciteit (GW) die aanlandt in clusters substantieel hoger dan de gemiddelde elektriciteitsvraag van industrieclusters aan de kust. In termen energievolumes (TWh) liggen aanlanding wind op zee dicht bij het elektriciteitsverbruik van industriële clusters. Een aanzienlijk deel van dit surplus kan worden geabsorbeerd door flexibele vraag in de industriële clusters door onder andere hybride warmte, warmtebuffering en grootschalige elektrolyse. In alle clusters, maar voornamelijk in Rotterdam-Moerdijk en Noord-Nederland, is er ook inclusief deze extra vraag een surplus wind op zee. Dit surplus zal dus moeten worden getransporteerd en gebruikt in overige sectoren aan de kust of verder landinwaarts. Op nationaal niveau is er meer dan voldoende elektriciteitsvraag om de volumes van wind op zee te absorberen.

Ook zijn er verscheidende opties denkbaar voor aanlanding wind op zee, of overige vormen van CO₂ vrije elektriciteitsopwek (bijv. SMR's), buiten industrieclusters aan de kust. Op basis van concentratie van industriële elektriciteitsvraag liggen hierbij de provincies Noord-Holland, Gelderland en Noord-Brabant alsook cluster Chemelot voor de hand.

Flexibele elektriciteitsvraag kan windenergie absorptie in kustclusters verhogen maar de marktdynamiek belemmert de optimale absorptie van het surplus

Ook op uurbasis overstijgt de opwek wind op zee gedurende het overgrote deel van het jaar de industriële elektriciteitsvraag in de kustclusters. Op nationaal niveau is de vraag naar elektriciteit

echter aanzienlijk groter dan de opwek van wind op zee, waardoor deze opwek ook deels buiten de industrie zal worden gebruikt.

Met een flexibele elektriciteitsvraag middels bijvoorbeeld hybride warmte, procesflexibiliteit, thermische buffering en elektrolyse kunnen industriële clusters aan de kust significant meer opwek wind op zee absorberen. Echter komt het gedrag van deze flexmiddelen in de kustclusters maar deels overeenkomst met wat ideaal zou zijn voor het maximaal absorberen van het surplus aan windenergie vanaf zee, doordat de inzet naar verwachting wordt bepaald op basis van de elektriciteitsmarkt en niet alleen op basis van de opwek uit wind op zee. Ook wordt in de clusters Rotterdam-Moerdijk en vooral Noord-Nederland veel opwek uit wind op zee niet geabsorbeerd in de industriële clusters, en zal dus moeten worden getransporteerd en gebruikt in overige sectoren aan de kust of verder landinwaarts.

Opwek uit SMR's dient beperkt lokale vraag industrie in de kustclusters maar vooral overige vraag in/nabij clusters en verder landinwaarts

Wanneer Small Modular Reactors (SMR's) zouden worden geplaatst in de kustclusters draaien deze ongeveer 70% van het jaar wanneer deze uitsluitend stroom leveren op momenten dat de elektriciteitsprijzen positief zijn. Binnen het energiesysteem kan deze extra opwek uit SMR's dus goed worden geabsorbeerd.

SMR's in of nabij kustclusters voorzien echter maar 10-40% van de tijd in lokale industriële vraag, doordat gedurende de meeste uren van het jaar voldoende opwek uit lokale aanlanding uit wind op zee beschikbaar is. Wanneer SMR's geen lokale industriële vraag dienen, dienen ze overige vraag in/nabij de clusters (bijv. elektrolyzers) of verder landinwaarts (bijv. cluster 6, gebouwde omgeving en transport).

Opwek van SMR's in gebieden zonder aanlanding van wind op zee kan mogelijk meer lokaal worden verbruikt dan wanneer SMR's bij kustclusters worden geplaatst. Voor de uiteindelijke keuze voor de plaatsing van SMR's dienen echter ook andere factoren mee te worden genomen, zoals de uiteindelijke inzet van SMR's (must-run of als back-up), lokale warmte behoefte, lokale opwek uit bijvoorbeeld wind of zon op land, eventueel ligging van de waterstof backbone en de verdere ontwikkeling van de industrie. Of een SMR op een veronderstelde locatie uiteindelijk zal bijdragen aan het verlichten van netcongestie of het verminderen van de noodzaak tot netverzwaring in de komende jaren dient uiteindelijk door de netbeheerder te worden bepaald.

Daarnaast zal uiteraard moeten worden gekeken in hoeverre de plaatsing van SMR's vanuit systeemkosten perspectief interessant is. Hierbij kan onder andere worden gekeken naar hoe een extra GW SMR's zich verhoudt tot een extra GW aan wind op zee en/of een extra GW aan waterstof back-up centrales. Hierbij dient ook te worden bepaald hoe gevoelig deze keuzes zijn voor de rentevoet en welke garanties de Rijksoverheid moet bieden voor het tot stand komen van deze opties.

Zon op zee in combinatie met wind op zee zorgt voor meer stabiele en hogere opwek, hoeveelheid benodigd back-up vermogen daalt niet

Zon- en windenergie zijn deels complementair, wat resulteert in een meer stabiele en hogere hernieuwbare elektriciteitsopwekking op zee. Deze opwek kan 70-95% van de tijd voldoen aan de baseload elektriciteitsvraag van industriële kustclusters (i.p.v. 60-90% voor alleen wind op zee), waardoor de tekorten afnemen. Echter, het back-up vermogen voor de industrie blijft noodzakelijk omdat er altijd momenten zijn zonder zon of wind. Wanneer zon en wind op zee

dezelfde infrastructuur gebruiken, leidt extra zon op zee niet tot hogere piekvermogens bij de aanlandingslocaties maar zal het wel deels moeten worden afgeschakeld wanneer tegelijkertijd de zon schijnt en het hard waait.

Beantwoording onderzoeksvragen

In de inleiding van dit rapport zijn een vijftal onderzoeksvragen getoond die door de opdrachtgever van dit onderzoek zijn gesteld. Deze vragen zijn op verscheidene plekken in dit rapport aan bod gekomen. De vijf onderzoeksvragen met verwijzingen naar de antwoorden zijn hieronder getoond.

- 1. Hoeveel industriële elektriciteits- en waterstofvraag verwachten we in de periode 2030-2040 per industrie cluster?*
 - Een overzicht van de elektriciteitsvraag per cluster exclusief datacenters en exclusief off-site elektrolyse binnen de verschillende scenario's is te zien in Figuur 8 tot en met Figuur 10 (pagina 15 t/m 17)
 - Een overzicht van de waterstofvraag per cluster exclusief datacenters binnen de verschillende scenario's is te zien in Figuur 11 tot en met Figuur 13 (pagina 18 t/m 20)
 - Een overzicht van de elektriciteitsvraag per cluster voor datacenters binnen de verschillende scenario's is te zien in Figuur 8 tot en met Figuur 10 (pagina 15 t/m 17)16
- 2. Hoe ziet deze vraag eruit in termen van baseload, flexibiliteit en energiedrager?*
 - De opsplitsing tussen baseload en flexibele vraag van de industrie is geïllustreerd in Figuur 25 en Figuur 26 (pagina 41 en 42)
 - Opsplitsing tussen de energiedragers elektriciteit en waterstof is reeds gemaakt bij beantwoording van de eerste onderzoeksvraag.
- 3. Welke andere industriële elektriciteits- en waterstofvraag verwachten we die verder weg ligt van de clusters?*
 - Aan het einde van hoofdstuk 3. *Aanlanding wind op zee* wordt op pagina 35 ingegaan op industriële elektriciteitsvraag buiten de clusters
 - Figuur 24 (pagina 37) toont wat voor het 2040 Nationaal Leiderschap scenario de elektriciteitsvraag is op nationaal niveau inclusief export
- 4. Hoe sluit de opwek uit offshore wind via de aanlandingspunten aan bij de vraag in de industrieclusters voor elektriciteit en waterstof?*
 - Toenemende wind op zee ambities overstijgen de vraag van industriële clusters aan de kust, maar zijn nodig voor de industrie landinwaarts en andere sectoren aan de kust of verder landinwaarts. De verhouding tussen opwek uit wind op zee via de aanlandingspunten bij industriële clusters is getoond in Figuur 20 tot en met Figuur 22 (pagina 32 t/m 34).

5. *Wat is de impact op de bovengenoemde onderzoeksvragen wanneer wind op zee wordt aangevuld met elektriciteitsopwek uit SMR's of zon op zee?*

- Opwek uit SMR's dient beperkt lokale vraag industrie in de kustclusters maar vooral overige vraag in/nabij clusters en verder landinwaarts. Het is daarom aanbevolen in een volgend onderzoek heel Nederland te beschouwen als mogelijke plek voor inzet van SMR's en niet alleen de industriële kustclusters. Voor de uiteindelijke keuze voor de plaatsing van SMR's dienen ook andere factoren mee te worden genomen (verder uitgewerkt op pagina 45 t/m 47)
- Zon op zee in combinatie met wind op zee zorgt voor meer stabiele en hogere opwek, hoeveelheid benodigd back-up vermogen daalt niet (verder uitgewerkt op pagina 48 en 49)

Aanbevelingen

Het is aanbevolen toe te werken naar transparante datasets voor industrie scenario's gespecificeerd tot op site niveau, op basis van een eenduidige methodiek

Methodologische verschillen tussen verschillende industrie scenario datasets maakt onderlinge vergelijking lastig. Ook gebrek aan transparantie en het ontbreken van data op industrieel site niveau maakt verschillen tussen scenario's lastig te duiden, en maakt scenario's over het algemeen lastig interpreteerbaar en daarmee slechts beperkt bruikbaar. Het is daarom aan te bevelen toe te werken naar transparante scenario datasets gespecificeerd tot op site niveau, op basis van een eenduidige methodiek.

Focus bij toekomstige datasets voor industrie scenario's naast de industriële clusters ook op energievraag nabij overige aanlandingslocaties van wind op zee

Tot nu toe is er bij datasets voor industrie scenario's, zoals de CES 2.0 en de Routekaart Elektrificatie in de Industrie, voornamelijk rekening gehouden met de industriële energievraag in de vijf clusters en additioneel de overige industrie binnen cluster 6. Aanlanding van wind op zee concentreert zich echter niet alleen bij de industriële clusters, maar ook op bijvoorbeeld Noord-Holland Noord of Geertruidenberg. Het is daarom aanbevolen bij toekomstige scenario exquisites voor de industrie, zoals CES 3.0, specifiek te kijken naar de industriële energievraag nabij deze aanlandingslocaties van wind op zee.

In het verlengde hiervan is het ook aanbevolen in clusters met een grotere ruimtelijke voetafdruk en meerdere aanlandingslocaties, zoals Rotterdam-Moerdijk, te specificeren hoe de energievraag verdeeld is tussen verschillende aanlandingslocaties (bijvoorbeeld tussen Maasvlakte en Moerdijk).

Houd rekening met het feit dat flexibele vraag bij wind op zee aanlanding, zonder interventie, tot ongewenste netcongestie kan leiden, gezien de marktgestuurde inzet

Het gedrag van flexibele elektriciteitsvraag bij aanlandingslocaties voor wind op zee, zoals industriële vraagsturing via hybride warmte of thermische buffering maar ook waterstofproductie middels elektrolyse, zal in principe worden gedicteerd door de elektriciteitsmarkt. Hierdoor kan mogelijk juist extra netcongestie ontstaan, doordat elektriciteitsverbruik niet 1-op-1 samenhangt met opwek van wind op zee. Hier dient rekening mee worden gehouden binnen

systeemplanning. Het opleggen van beperkingen (buiten de elektriciteitsmarkt om) of hervormingen van de elektriciteitsmarkt (bijvoorbeeld herziening van biedzones) zouden deze problemen kunnen beperken.

Keuzes omtrent aanlanding wind op zee vereisen gedetailleerde systeemsenario's en grondige kennis van netberekeningen, hetgeen samenkomt bij netbeheerders

Afweging voor locatie en capaciteit van aanlanding wind op zee vereist niet alleen inzichten in industriële energievraag, maar ook dat van overige sectoren en daarnaast veel kennis en expertise in netberekeningen. Netberekeningen kunnen complex zijn en vereisen gedetailleerde data over huidige nettopologie en uitbreidingsplannen van het elektriciteitsnet. Het verdient daarom aanbeveling voor externe partijen waarbij deze kennis (deels) ontbreekt, gereserveerd te zijn in het doen van harde uitspraken over keuzes omtrent aanlanding van wind op zee.

Transparantie van keuzes en gehanteerde methodiek voor aanlanding wind op zee door netbeheerders kan waardevol zijn voor andere stakeholders

Netbeheerders zullen doorgaans beter in staat te zijn afwegingen over aanlanding van wind op zee te maken wanneer wordt gewerkt met integrale energiesysteemsenario's, zoals is gedaan voor het IP2024 en voor II3050. Voldoende transparantie van de resulterende keuzes voor aanlanding wind op zee en inzichten in de door netbeheerders gehanteerde methodiek kan daarbij erg waardevol voor andere belanghebbende stakeholders, zoals de industrie.

Beschouw in een volgend onderzoek heel Nederland als mogelijke plek voor inzet van SMR's en niet alleen de industriële kustclusters

Constante opwek uit SMR's lijken goed aan te sluiten op de baseloadvraag van industriële clusters. Echter wordt deze baseloadvraag voor clusters aan de kust in de toekomst al grotendeels ingevuld door lokale aanlanding van wind op zee. Beschouw daarom in een volgend onderzoek liefst heel Nederland als mogelijke plek voor inzet van SMR's en niet alleen de industriële kustclusters. Op basis van dit rapport kunnen geen specifieke locaties worden aangewezen, aangezien dit onder meer gedetailleerde netberekeningen vereist.

En tenslotte zou het goed zijn om bij een vervolg van deze studie, bijvoorbeeld vanuit het NPE, de scope uit te breiden tot alle vraagsectoren en instrumenten voor Nederland en de omliggende landen.

Bijlage I. Vollasturen hybride warmte

Scenario	Vollasturen oorspronkelijk	Vollasturen gebruikt in dit rapport
2030 KA	5296	5646
2030 ND	4443	5381
2030 IA	5256	5643
2035 KA	5104	5585
2035 ND	3839	5220
2035 IA	4669	5152
2040 NAT LEID	2008	4869
2040 EUR INT	2244	4111
2040 INT HNDL	1808	3360
2040 DEC INIT	1694	4065
Routekaart elektrisch 2030	Niet gedefinieerd	5381 (o.b.v. 2030 ND)
Routekaart elektrisch 2035	Niet gedefinieerd	5220 (o.b.v. 2035 ND)
Routekaart elektrisch 2040	Niet gedefinieerd	4869 (o.b.v. 2040 NAT LEID)
Routekaart waterstof	Geen hybride warmte in dataset	
2030 publiek	Geen hybride warmte in dataset	
CES 2.0	Geen hybride warmte in dataset	

Bijlage II. Tabellen elektriciteitsverbruik industrie en opwek wind op zee

Tabel 3. Elektriciteitsverbruik industrie & datacenters exclusief off-site elektrolyse voor 2030

[TWh]	2019	2030 KA	2030 ND	2030 IA	CES 2.0	Routekaart elektrisch	Routekaart waterstof	2030 publiek
Noord-Nederland	4.1	7.9	9.4	6.8	13.0	6.5	3.8	2.9
NZKG	3.5	6.0	7.9	5.8	12.5	5.6	4.3	3.5
Rotterdam-Moerdijk	8.2	14.7	18.5	15.4	14.6	23.8	14.9	10.2
Zeeland	3.0	6.7	6.5	6.5	12.0	13.9	6.8	7.3
Chemelot	1.4	5.8	5.2	1.9	6.7	9.4	3.9	1.6
Cluster 6	28.4	32.1	38.0	28.2		34.7	25.4	22.0
- Groningen	1.5	2.0	2.3	1.8		2.9	1.6	1.3
- Friesland	0.9	1.1	1.2	1.0		1.4	0.9	0.8
- Drenthe	0.9	1.2	1.3	1.1		1.7	0.9	0.8
- Overijssel	2.0	1.9	2.3	1.7		2.3	2.0	1.7
- Flevoland	1.2	1.7	2.1	1.4		2.0	1.6	1.6
- Gelderland	3.5	4.1	4.7	3.8		5.6	3.6	3.1
- Utrecht	0.3	0.3	0.4	0.3		0.4	0.3	0.3
- Noord-Holland	4.2	5.6	7.3	4.5		6.2	5.7	5.5
- Zuid-Holland	3.2	3.2	3.8	2.9		4.0	3.2	2.8
- Zeeland	0.0	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0
- Noord-Brabant	9.1	9.1	10.7	8.2		11.2	9.2	7.9
- Limburg	1.5	1.7	2.0	1.5		2.2	1.5	1.3

Tabel 4. Elektriciteitsverbruik industrie & datacenters exclusief off-site elektrolyse voor 2035

[TWh]	2035 KA	2035 ND	2035 IA	CES 2.0	Routekaart elektrisch	Routekaart waterstof
Noord-Nederland	8.9	11.3	7.5	14.9	6.7	3.8
NZKG	6.9	9.9	6.4	15.0	5.5	4.2
Rotterdam-Moerdijk	15.6	21.7	15.2	18.6	31.7	14.6
Zeeland	12.5	10.4	10.5	20.5	22.5	6.6
Chemelot	6.0	5.3	2.1	8.1	15.0	3.8
Cluster 6	38.8	47.0	33.0		34.5	25.4
- Groningen	2.5	2.9	2.2		2.8	1.6
- Friesland	1.3	1.5	1.2		1.4	0.9
- Drenthe	1.5	1.7	1.3		1.7	0.9
- Overijssel	2.3	2.8	2.0		2.3	2.0
- Flevoland	2.1	2.7	1.6		2.2	1.8
- Gelderland	5.1	5.9	4.5		5.5	3.6
- Utrecht	0.4	0.4	0.3		0.4	0.3
- Noord-Holland	6.7	9.0	5.2		7.0	6.5
- Zuid-Holland	3.9	4.7	3.4		4.0	3.2
- Zeeland	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0
- Noord-Brabant	10.9	13.1	9.5		11.1	9.1
- Limburg	2.1	2.4	1.8		2.2	1.5

Tabel 5. Elektriciteitsverbruik industrie & datacenters exclusief off-site elektrolyse voor 2040

[TWh]	2040 DEC INIT	2040 EUR INT	2040 INT HNDL	2040 NAT LEID	CES 2.0	Routekaart elektrisch	Routekaart waterstof	2040 DEC INIT
Noord-Nederland	9.5	9.1	8.1	11.3	17.6	6.5	3.8	9.5
NZKG	7.7	7.1	6.3	9.0	17.6	5.3	4.2	7.7
Rotterdam-Moerdijk	20.9	17.0	16.4	26.8	24.3	38.9	14.3	20.9
Zeeland	10.4	15.8	9.5	13.5	20.8	30.6	6.4	10.4
Chemelot	5.6	6.7	9.1	5.7	9.1	20.2	3.6	5.6
Cluster 6	45.2	38.7	34.8	46.5		33.2	25.4	45.2
- Groningen	2.6	2.3	2.0	2.7		2.6	1.6	2.6
- Friesland	1.5	1.3	1.1	1.5		1.4	0.9	1.5
- Drenthe	1.6	1.3	1.2	1.6		1.6	0.9	1.6
- Overijssel	2.9	2.3	2.1	2.8		2.3	2.0	2.9
- Flevoland	2.3	2.2	1.9	2.6		2.3	2.0	2.3
- Gelderland	5.7	4.8	4.3	5.7		5.2	3.6	5.7
- Utrecht	0.4	0.4	0.3	0.4		0.4	0.3	0.4
- Noord-Holland	7.7	7.3	6.3	9.0		7.4	7.0	7.7
- Zuid-Holland	4.7	3.9	3.6	4.7		3.9	3.2	4.7
- Zeeland	0.0	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0
- Noord-Brabant	13.4	11.0	10.1	13.2		10.9	9.1	13.4
- Limburg	2.4	2.0	1.8	2.4		2.1	1.5	2.4

Tabel 6. Elektriciteitsopwek aanlanding wind op zee op basis van verschillende varianten voor 2030, 2035 en 2040 op basis van 50% draaiuren

[TWh]	Noord- Nederland	NZKG	Rotterdam- Moerdijk	Zeeland	Chemelot	Geertruiden- berg	Noord Noord- Holland
2030 KA/ND/IA	14.5	13.8	32.4	23.7	0.0	17.5	0.0
2035 KA	32.0	13.8	32.4	23.7	0.0	17.5	0.0
2040 DEC	34.4	7.7	49.0	19.8	0.0	7.3	22.0
2040 EUR	33.9	7.6	48.3	19.5	0.0	7.2	21.6
2040 INT	33.9	7.6	48.3	19.5	0.0	7.2	21.6
2040 NAT	44.6	10.0	63.6	25.6	0.0	9.5	28.5
Systeemint. WoZ A	23.3	28.5	67.4	41.3	0.0	0.0	8.5
Systeemint. WoZ B	49.9	28.5	41.3	41.3	0.0	0.0	8.5
Systeemint. WoZ C	23.3	28.5	41.3	32.3	0.0	0.0	43.7
Systeemint. WoZ D	34.2	19.9	41.3	32.3	0.0	0.0	8.5
Systeemint. WoZ E	23.3	19.9	41.3	32.3	0.0	0.0	19.9
Systeemint. WoZ F	23.3	10.9	41.3	32.3	0.0	0.0	8.5