



Rapport

System- integratie

Elektriciteit Zeeland

Smart Delta Resources
Provincie Zeeland
North Sea Port

In samenwerking met Quo Mare

Versie 17 juni 2026

smartdeltaresources.nl

—Together for a
future-proof industry



Afkortingen

- CCS – Carbon Capture and Storage
- CES – Cluster Energie Strategie
- CfD – Contract for Difference
- EU-ETS – European Union Emissions Trading System
- FLH – Full Load Hours
- REDIII – Renewable Energy Directive III
- RES – Regionale Energie Strategie
- RNZM – Regional Net Zero Model
- SDR – Smart Delta Resources
- SMR – Small Modular Reactor
- VAWOZ – Programma Verbindingen Aanlanding Wind Op Zee

Print products



natureOffice.com/NL-077-443127



Disclaimer

Dit is een uitgave in eigen beheer van Smart Delta Resources (SDR). Aan deze uitgave is de grootst mogelijke zorg en aandacht besteed. Wij zijn echter niet aansprakelijk voor eventuele onjuistheden of onvolkomenheden in de inhoud. Niets uit deze uitgave mag worden gekopieerd tenzij daarvoor toestemming is verleend door SDR. Copyrights 2026.

Inhoudsopgave

Voorwoord	04	4.3.3. Knelpuntenanalyse uurniveau.....	46
Managementsamenvatting	06	4.3.4. Systeemrol bestaande assets, elektrolyse & batterijen.....	47
Inleiding	14	4.4 Alleen Kernenergie (3a) + Stevig Fundament 48	
Leeswijzer	15	4.4.1. Elektriciteitsbalans Alleen Kernenergie (3a) + Stevig Fundament.....	48
01. Over de Schelde-Deltaregio	16	4.4.2. Knelpuntenanalyse jaarniveau.....	48
1.1 Strategische waarde SDR-regio.....	16	4.5 Alleen kernenergie (3b) + Stevig Fundament 49	
1.2 CO ₂ -emissies en waterstof.....	17	4.5.1. Elektriciteitsbalans Alleen kernenergie (3b) + Stevig Fundament.....	49
1.3 Vraag- en aanbodontwikkelingen.....	18	4.5.2. Knelpuntenanalyse jaarniveau.....	50
1.4 Energie-infrastructuur ontwikkelingen.....	19	4.5.3. Knelpuntenanalyse uurniveau.....	50
1.4.1. Elektriciteitsinfrastructuur.....	19	4.6 Alleen Wind op Zee (3c) + Stevig Fundament 51	
1.4.2. Waterstofinfrastructuur.....	20	4.6.1. Elektriciteitsbalans Alleen Wind op Zee (3c) + Stevig Fundament.....	51
1.4.3. CO ₂ -infrastructuur.....	20	4.6.2. Knelpuntenanalyse jaarniveau.....	52
1.4.4. Overige energie-infrastructuur.....	21	4.6.3. Systeemrol bestaande assets, elektrolyse & batterijen.....	52
02. Methodologie	23	4.7 Twee SMR's (4a) + Stevig Fundament	53
2.1 SDR Regional Net Zero Model.....	23	4.7.1. Knelpuntenanalyse uurniveau.....	53
2.2 Aanbodscenario's.....	24	4.7.2. Systeemrol bestaande assets, elektrolyse & batterijen.....	54
2.3 Vraagscenario's.....	24	4.8 Maximaal SMR's (4b) + Stevig Fundament ... 55	
2.4 Knelpuntenanalyse.....	24	4.8.1. Knelpuntenanalyse uurniveau.....	55
2.5 Optimalisatie.....	24	4.9 Maximaal aanbod (1b) + Stroomversnelling .. 56	
03. Aanbod- en vraagscenario's	26	4.9.1. Elektriciteitsbalans Maximaal aanbod (1b) + Stroomversnelling.....	56
3.1 Aanbodscenario's.....	26	4.9.2. Knelpuntenanalyse jaarniveau.....	57
3.1.1. Maximaal aanbod: Scenario 1a.....	27	4.9.3. Knelpuntenanalyse uurniveau.....	57
3.1.2. Maximaal aanbod: Scenario 1b.....	28	4.10 Minimaal aanbod (2) + Stroomversnelling ... 58	
3.1.3. Minimaal aanbod: Scenario 2a.....	29	4.10.1. Elektriciteitsbalans Minimaal aanbod (2a) + Stroomversnelling.....	58
3.1.4. Alleen kernenergie: Scenario 3a.....	31	4.10.2. Knelpuntenanalyse jaarniveau.....	59
3.1.5. Alleen kernenergie: Scenario 3b.....	31	05. Optimalisatie	60
3.1.6. Alleen wind op zee: Scenario 3c.....	31	5.1 Vraagstimulering en locatiesturing.....	60
3.1.7. Small Modular Reactors: Scenario 4a.....	33	5.2 Aanbodsturing.....	62
3.1.8. Small Modular Reactors: Scenario 4b.....	33	06. Impact energie- en netwerkkosten	64
3.2 Verduurzamingsroadmaps.....	34	6.1 Energie-, netwerk- en CCS-kosten in Nederland.....	64
3.2.1. Verduurzamingsroadmap Stevig Fundament.....	34	6.1.1. Elektriciteits- en netwerkkosten.....	64
3.2.2. Verduurzamingsroadmap Stroomversnelling.....	34	6.1.2. Waterstofinfrastructuur.....	64
3.2.3. Vergelijking vraagscenario's.....	36	6.1.3. CCS kosten.....	65
04. Resultaten knelpuntenanalyse	38	6.2 Regional Net Zero Model: Methodiek.....	65
4.1 Maximaal Aanbod (1a) + Stevig Fundament 38		6.3 Energiekosten Industrie.....	66
4.1.1. Elektriciteitsbalans Maximaal aanbod (1a) + Stevig Fundament.....	38	07. Conclusies	68
4.1.2. Knelpuntenanalyse jaarniveau.....	38	08. Beleidsaanbevelingen	71
4.2 Maximaal aanbod (1b) + Stevig Fundament 40			
4.2.1. Elektriciteitsbalans Maximaal aanbod (1b) + Stevig Fundament.....	40		
4.2.2. Knelpuntenanalyse jaarniveau.....	40		
4.2.3. Knelpuntenanalyse uurniveau.....	41		
4.2.4. Systeemrol bestaande assets, elektrolyse & batterijen.....	44		
4.3 Minimaal aanbod (2a) + Stevig Fundament 45			
4.3.1. Elektriciteitsbalans Minimaal aanbod (2a) + Stevig Fundament.....	45		
4.3.2. Knelpuntenanalyse jaarniveau.....	46		



Voorwoord

De energietransitie vraagt om scherpe keuzes, tijdige investeringen en vooral om samenhang. In regio's waar industrie, energie-infrastructuur en ruimte samenkomen, wordt deze samenhang niet vanzelf gerealiseerd. Zeeland – en breder de Schelde-Deltaregio – is zo'n regio. Hier komen nationale en internationale belangen samen: het behoud van een sterk industrieel cluster, de leveringszekerheid van energie, het behalen van klimaatdoelen en het versterken van de strategische autonomie van Nederland en Noordwest-Europa.

Met deze studie Systeemintegratie Elektriciteit Zeeland beogen Smart Delta Resources, Provincie Zeeland en North Sea Port gezamenlijk inzicht te bieden in de complexe wisselwerking tussen elektriciteitsvraag, -aanbod en -infrastructuur in de periode 2030–2050. De studie bouwt voort op de eerder uitgevoerde Cluster Energie Strategie (CES 3.0), maar gaat nadrukkelijk een stap verder. Door meerdere vraag- en aanbodscenario's te combineren, worden niet alleen kansen zichtbaar, maar ook risico's, knelpunten en keuzeruimtes voor de komende decennia.



De uitkomsten laten zien dat grootschalige inpassing van CO₂-vrije elektriciteit – via wind op zee, kernenergie en nieuwe technologieën – alleen succesvol kan zijn wanneer deze hand in hand gaat met voldoende regionale elektriciteitsvraag, flexibiliteit en tijdig gerealiseerde infrastructuur. Zonder die samenhang dreigen structurele knelpunten, hoge systeemkosten en onderbenutting van duurzame opwek. Tegelijkertijd bevestigt de studie dat Zeeland, mits goed gepositioneerd, een sleutelrol kan vervullen als energiehub voor Nederland en de omliggende regio's, met belangrijke spill-over effecten richting Vlaanderen en het internationale achterland.

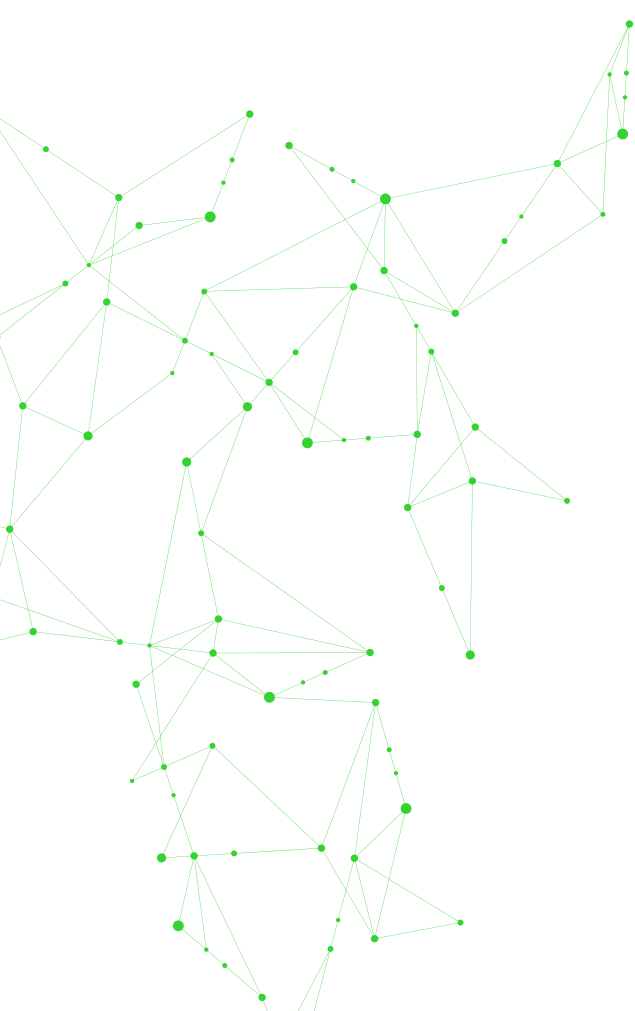
De studie richt zich daarbij op het voorkomen van knelpunten in het Zeeuwse elektriciteitsnet, in het bijzonder het 380kV- en 150kV-netwerk van TenneT. De resultaten van de studie zijn actief besproken met belangrijke stakeholders als het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK) en TenneT. In deze gesprekken is duidelijk geworden dat voor een volledig beeld van de impact van o.a. grootschalig wind op zee en kernenergie, ook verder moet worden gekeken dan enkel het Zeeuwse elektriciteitsnet. Via verschillende maatregelen kan de systeemintegratie in het Zeeland bevordert worden, maar hierbij moet ook rekening gehouden worden met het elektriciteitsnet dat ná Zeeland komt. Afhankelijk van verschillende aannames en scenario's kunnen hier namelijk ook knelpunten ontstaan die in deze studie niet zichtbaar worden. De algemene consensus hierbij is echter wel dat maatregelen in Zeeland die in deze studie beschreven worden, een positief kunnen hebben op de effecten die buiten Zeeland optreden.

Deze studie is nadrukkelijk bedoeld als een bouwsteen voor het gesprek tussen het haven- en industriecluster, overheden en netbeheerders. Zij biedt geen blauwdruk, maar wel een analytisch kader om strategische keuzes te onderbouwen, beleid te prioriteren en investeringen beter op elkaar af te stemmen. Dat vraagt om regie, voorspelbaarheid en samenwerking over sectoren en grenzen heen.

Wij danken alle betrokken partijen en experts die hebben bijgedragen aan deze studie, in het bijzonder Quo Mare voor de inhoudelijke uitwerking en modellering. Wij rekenen erop dat deze analyse bijdraagt aan weloverwogen besluitvorming en aan een robuust, betaalbaar en toekomstbestendig elektriciteitsstelsel, waarin de verduurzaming van industrie en energievoorziening elkaar versterken.

Management- samenvatting

De energietransitie in Zeeland bevindt zich in een fase waarin strategische keuzes en robuuste analyses essentieel zijn om de transformatie van het haven- en industriecluster richting klimaatneutraliteit te realiseren. Een van die analyses is om inzicht te krijgen in de wisselwerking tussen elektriciteitsvraag, -aanbod en -infrastructuur als basis voor een duurzaam haven- en industriecluster en een toekomstbestendig energiesysteem in 2050. Daarom hebben Smart Delta Resources, North Sea Port en Provincie Zeeland, in samenwerking met Quo Mare, een studie uitgevoerd.



De studie Systeemintegratie Elektriciteit Zeeland onderzoekt hoe elektriciteitsvraag, -aanbod en -infrastructuur in Zeeland tussen 2030 en 2050 op elkaar kunnen worden afgestemd. Twee verduurzamingsroadmaps (met bijbehorende elektriciteitsvraag) en acht aanbodscenario's zijn gecombineerd om systeemeffecten te analyseren. De studie toont aan dat vanaf 2035 in veel van de scenario's knelpunten in het 380kV-net ontstaan wanneer de industriële elektriciteitsvraag achterblijft. Grootschalige inpassing van wind op zee en kernenergie zijn verbonden met voldoende regionale vraag en flexibiliteit, onder meer via elektrificatie van bestaande processen, elektrochemische nieuwe processen, water-elektrolyse en opslag (m.b.v. waterstofdragende moleculen en/of batterijen). Bestaande kern- en gascentrales kunnen daarbij zorgen voor systeemstabiliteit. Dit alles vraagt tijdige integratie van elektriciteitsvraag, -aanbod en -infrastructuur en is randvoorwaardelijk voor een klimaatneutrale regio.



Over de Schelde-Deltaregio

De Schelde-Deltaregio is een van de meest strategische haven-, industrie- en energieclusters van Noordwest-Europa. De regio combineert een divers en sterk industrieel ecosysteem (chemie, kunstmest, raffinage, staal, food en maakindustrie) en kennisinfrastructuur met een unieke positie in de energietransitie:

- een multimodale diepzeehaven met sterke achterlandverbindingen;
- grootschalige aanlanding van wind op zee;
- bestaande kerncentrales en gascentrales en potentiële nieuwbouw van kernenergie;
- de grootste waterstofhub van de Benelux;
- grootschalige bestaande en nieuw aan te leggen energie-infrastructuur;
- ligging aan de Noordzee en daarmee potentie voor CO₂-opslag connectie met CCS projecten.

Industrie, energie en infrastructuur zijn onlosmakelijk aan elkaar verbonden. Een grootschalig haven- en industriecluster, met een ambitie en noodzaak tot verduurzaming, trekt grootschalig aanbod van CO₂-vrije energie¹ aan. Aanbod van hernieuwbare energie is essentieel voor behoud en verduurzaming van de huidige industrie en voor nieuwe industriële activiteiten.

Aanleiding voor de studie

Ondanks deze grote potentie en strategische, geografische voordelen van de regio, verloopt de verduurzaming van de industrie, en ook het realiseren van voldoende aanbod van hernieuwbare energie én de verbindende energie-infrastructuur, moeizaam. Economische en beleidsmatige factoren – zoals energieprijzen, netwerktarieven, beschikbaarheid van subsidies en het internationale concurrentievermogen – bepalen in sterke mate of bedrijven willen én kunnen investeren en of transitieprojecten haalbaar zijn.

¹ Onder CO₂-vrije energie en/of elektriciteit wordt in deze studie hernieuwbare energie en kernenergie gerekend.



De timing van (1) beschikbare groene elektronen en moleculen, (2) beschikbare energie-infrastructuur en (3) de vraag naar groene elektronen en moleculen door elektrificatie en procesinnovaties dreigen daarmee uit te pas te gaan lopen. Om de potentie van de regio en diens bijdrage aan een duurzaam, welvarend en weerbaar Nederland in Europa te benutten, is het essentieel de mogelijke gevolgen van deze tendens en mogelijke oplossingen in kaart te brengen.

Deze studie Systeemintegratie Elektriciteit Zeeland heeft onderzocht hoe elektriciteitsvraag, -aanbod en -infrastructuur in de periode 2030–2050 op elkaar kunnen worden afgestemd en wat de randvoorwaarden daarvoor zijn. De studie richt zich op een specifiek gebied binnen de SDR-regio: de provincie Zeeland, met daarbinnen het Nederlandse deel van North Sea Port. De focus ligt op de ontwikkelingen van elektriciteitsaanbod en mogelijke knelpunten in het Zeeuwse elektriciteitsnet (specifiek het 380kV-net) ná 2030. Deze scenario-studie is een weergave van multimodale CO₂-reductie en aanbod van energie: meerdere technologieën en transitiepaden zijn nodig om complementair aan elkaar te bewerkstelligen dat de regio omstreeks 2050 klimaatneutraal kan opereren.

Verskillende verduurzamingsroadmaps leiden tot klimaatneutraliteit

Anders dan in eerdere studies over de regio (zoals de CES 3.0), zijn in deze studie twee verduurzamingsroadmaps en daaraan gekoppelde scenario's van elektriciteitsvraag gebruikt:

Verduurzamingsroadmap Stevig Fundament

- Richt zich in grote mate op Carbon Capture & Storage (CCS), low-carbon waterstof en groen gas;
- Heeft minder focus op groene waterstof;
- Voor 2050 minder elektrificatie door de industrie;
- Dit zorgt voor een lagere elektriciteitsvraag.

Verduurzamingsroadmap Stroomversnelling

- Heeft minder focus op CCS, low-carbon waterstof en groen gas;
- Richt zich in grotere mate op groene waterstof;
- Voor 2050 meer elektrificatie door de industrie;
- Dit zorgt voor een hogere elektriciteitsvraag.

Ondanks deze verschillen, blijven elektrificatie, CCS én waterstof in beide roadmaps – en de mogelijke varianten daartussen – de rode draad in de energietransitie voor de industrie. Zo leiden beide roadmaps dan ook tot klimaatneutraliteit omstreeks 2050. Wat de studie ook laat zien, is dat de vraag naar elektriciteit – resulterende uit deze roadmaps – sterke invloed heeft op de inpasbaarheid van grootschalig aanbod van CO₂-vrije elektriciteit.

Verskillende aanbodscenario's van elektriciteit mogelijk

In de studie zijn de verschillende mogelijkheden voor grootschalige realisatie van energieaanbod ná 2030 in kaart gebracht. Om tot de aanbodscenario's te komen is een zorgvuldige afweging gemaakt tussen (a) de vorm van elektriciteitsproductie (conventionele kernenergie, wind op zee of Small Modular Reactors), (b) de capaciteit, (c) de timing én (d) de locatie hiervan. Daarbij is op hoofdlijnen gekeken naar de volgende ontwikkelrichtingen:

- Maximaal aanbod: nieuwbouw conventionele kerncentrales én wind op zee;
- Minimaal aanbod: geen nieuwbouw van conventionele kerncentrales en geen wind op zee;
- Kernenergie óf wind op zee: nieuwbouw conventionele kerncentrales óf wind op zee;
- Small Modular Reactors (SMR's): nieuwbouw van een aantal grootschalige SMR's.

Deze ontwikkelrichtingen hebben geleid tot acht aanbodscenario's. Deze scenario-studie houdt er daarbij rekening mee dat elke vorm van grootschalig aanbod van energie strategische voordelen, maar ook onzekerheden, risico's en beperkingen kent. Desondanks hebben alle verschillende vormen van energie een mogelijke rol en is de regio uitstekend gepositioneerd om deze ontwikkelingen mogelijk te maken.

Vraag naar en aanbod van elektriciteit moeten beter worden geïntegreerd

In de knelpuntenanalyse binnen deze studie, waarin de verduurzamingsroadmaps (en de daaraan gekoppelde elektriciteitsvraag) zijn gecombineerd met verschillende scenario's voor elektriciteitsproductie, blijkt dat in vrijwel alle doorgerekende scenario's vanaf 2035 risico's op knelpunten in het 380kV-net ontstaan.

De knelpunten treden met name op in situaties waarin de elektriciteitsvraag vanuit zowel de bestaande als de nieuwe industrie achterblijft. Deze knelpunten ontstaan op de exportcapaciteit vanuit Zeeland richting de rest van Nederland: alle elektriciteit die niet gebruikt wordt in ofwel het Sloegebied (haven van Vlissingen), ofwel de Kanaalzone (Zeeuws-Vlaanderen), komt samen op de exportverbinding bij Rilland (richting Noord-Brabant).

Een belangrijk gegeven is dat de exportcapaciteit ontzettend groot is (6 GW) en daarmee zeer veel potentie biedt om CO₂-vrije elektriciteit door te voeren naar de rest van Nederland. De analyse laat echter zien dat grootschalige inpassing van wind op zee en kernenergie alleen haalbaar is wanneer de regionale elektriciteitsvraag zich voldoende ontwikkelt.

De analyse laat daarbij in het uiterste geval zien dat een maximaal aanbodscenario, gecombineerd met de verduurzamingsroadmap Stevig Fundament (en dus een relatief conservatieve elektriciteitsvraag) in 2040 leidt tot:

- Overschrijdingen van de exportcapaciteit tot maximaal 2,5 GW;
- Overschrijdingen van de exportcapaciteit gedurende 2653 uur (30%) van het jaar;
- Mogelijke redispatch-kosten (o.a. het afschakelen van productie) tot €210-700 miljoen per jaar.

Om maximaal gebruik te maken van de kansen die de regio biedt voor kernenergie én wind op zee is daarom stimulering van lokale elektriciteitsvraag in de industrie noodzakelijk. Dit kan deels vanuit bestaande industrie komen, maar zal ook uit nieuwe industriële activiteiten moeten komen, bijvoorbeeld in het kader van de grondstoffentransitie.

Belang van flexibiliteit in het systeem

Ook in scenario's waar baseload (volcontinue productie) kernenergie wordt bijgebouwd, beschikt de regio over minstens 5,5 GW aan wind op zee in 2030. Het in toenemende mate variabele aanbod van elektriciteitsproductie (voornamelijk uit wind op zee) vraagt om meer flexibele vormen van elektriciteitsvraag of opslag die hoge pieken (bij periodes van veel wind) op kunnen vangen.

In de verduurzamingsroadmap Stevig Fundament, waarin de elektriciteitsvraag relatief laag blijft, is 835 MW aan elektrolyseprojecten en 676 MW aan batterijprojecten in 2040 verwerkt. Deze assets spelen aantoonbaar een belangrijke rol in het leveren van de benodigde flexibiliteit, maar in combinatie met vrijwel alle aanbodsscenario's is dit opgestelde vermogen toch nog te laag om alle knelpunten op de exportcapaciteit te kunnen voorkomen. De analyse geeft daarbij volgende inzichten:

- Om bij maximaal aanbod (combinatie van kernenergie én wind op zee) alle knelpunten weg te werken, zouden elektrolyzers bijna baseload moeten draaien. Technisch is dit mogelijk, maar Europese regelgeving vanuit de REDIII én hoge pieken in elektriciteitsprijzen beperken deze mogelijkheid;
- Batterijen en elektrolyzers vervullen een complementaire rol in het systeem: batterijen zijn door hun kortcyclische karakter (de huidige beschikbare technologie op industriële schaal) onvoldoende voor langdurige windpieken, terwijl elektrolyzers deze rol wel kunnen vervullen (mits transport en afname en/of opslag van waterstof tijdig en betaalbaar beschikbaar is);
- Bij een sterke doorgroei van elektrolysecapaciteit, zoals in de verduurzamingsroadmap Stroomversnelling (4 GW in 2040), zijn er geen knelpunten zichtbaar op de exportcapaciteit. Er staat vandaag de dag echter nog 0 GW opgesteld in de regio, wat betekent dat er ontzettend veel moet gebeuren om dit te bewerkstelligen;
- In deze studie is rekening gehouden met de huidige bekende plannen voor flexibele elektriciteitsvraag. Uiteraard kunnen daar in de toekomst nog andere vormen van flexibele elektriciteitsvraag en/of -opslag bij komen.

Bestaande assets voor elektriciteitsproductie van groot strategisch belang

De bestaande kerncentrale Borssele en gascentrales Sloe centrale en Elsta-centrale zijn in vrijwel alle scenario's essentieel voor systeemstabiliteit in de overgangperiode naar nieuw, grootschalig baseload aanbod van elektriciteit:

- In scenario's mét nieuwbouw van kernenergie (conventionele centrales of SMR's) spelen deze centrales in de overgangsfase een belangrijke rol: het

is immers onzeker wanneer dit soort grootschalige en/of innovatieve projecten daadwerkelijk in gebruik worden genomen.

- In scenario's zonder kernenergie en meer wind op zee, levert de bestaande kerncentrale betrouwbaar en baseload elektriciteit om aan de regionale (of nationale) elektriciteitsvraag te helpen voldoen, terwijl de bestaande gascentrales in periodes van weinig hernieuwbare energie voor regelbaar vermogen kunnen zorgen.

Dit geldt extra in scenario's van minimaal aanbod van nieuwe elektriciteitsproductie, waarbij de regio op bepaalde momenten zelfs importerend wordt. Voor de bestaande kerncentrale is daarvoor wel een bedrijfsduurverlenging noodzakelijk, terwijl voor de gascentrales een capaciteitsmarktmechanisme noodzakelijk zal zijn om rendabel beschikbaar te zijn op de uren dat het nodig is.

Verschillende optimalisatieroutes voor een robuust energiesysteem

De studie heeft verschillende routes verkend om de combinatie van vraag, aanbod en infrastructuur zo efficiënt mogelijk op elkaar af te stemmen en risico's op knelpunten weg te nemen. Het betreft daarbij de volgende routes:

- **Stimulering van elektriciteitsvraag en locatiesturing**
De optimalisatie-analyse, om knelpunten uit het systeem weg te nemen, laat de sterke invloed van vraagstimulering duidelijk zien. De elektriciteitsvraag die past bij de verduurzamingsroadmap Stevig Fundament is in combinatie met vrijwel alle aanbodsscenario's niet toereikend om alle knelpunten op de exportcapaciteit Zeeland uit weg te nemen. Hierbij worden de volgende conclusies getrokken:
 - Bij het realiseren van maximaal aanbod, zijn er mogelijkheden om 2 – 2,5 GW aan extra elektriciteitsvraag te creëren, bovenop de verduurzamingsroadmap Stevig Fundament. Het aanbodprofiel van de elektriciteitsproductie geeft daarbij ruimte om zo'n 1,4 GW aan baseload elektriciteitsvraag te realiseren, terwijl er daarnaast ruimte is om 0,7 – 1,1 GW aan flexibele elektriciteitsvraag in te passen. De hoeveelheden hiervan zijn uiteraard afhankelijk van de hoeveelheid

aanbod die gerealiseerd wordt in de regio.

- Circulaire processen, elektrisch kraken en groene chemie lenen zich qua elektriciteitsvraag en profiel uitstekend om baseload elektriciteit af te nemen. Wanneer hier de juiste randvoorwaarden voor worden geschapt (vergunningen, concurrerend investeringsklimaat d.m.v. level-playing field elektriciteitskosten & nettarieven, marktcreatie, importbescherming, stimulerend beleid), kunnen de energie- en grondstoffentransitie elkaar versterken;
- Extra vraagstimulering in de regio betekent niet dat in Zeeland alle elektriciteit regionaal wordt geconsumeerd. Het voorkomt het afschakelen van elektriciteitsproductie (bijv. kernenergie of wind op zee) en houdt daarmee juist ruimte in het elektriciteitsnet om de grote exportcapaciteit (6 GW) naar de rest van Nederland maximaal te benutten;
- Locatiesturing is een belangrijke component voor systeemintegratie: zet baseload vraag zo dicht mogelijk bij baseload productie en zet flexibele vraag zo dicht mogelijk bij variabel aanbod.
- **Aanbodsturing en -optimalisatie**
 - Adaptieve roadmap voor wind op zee: In de maximaal aanbodsscenario's veroorzaken grote volumes wind op zee (5,5 tot maximaal 7,5 GW) extreme pieken op het 380kV-net, vooral in combinatie met grootschalig kernenergie. Door het faseren van extra windcapaciteit in relatie tot overige ontwikkelingen in de regio kan congestie op exportverbindingen zoals Rilland aanzienlijk worden verminderd.
 - Optimaliseren van de aanbodmix: een adaptieve balans tussen wind op zee en kernenergie – afgestemd op de regionale vraag – voorkomt piekbelasting en benut de exportcapaciteit optimaal. Keuzes in type en vermogen van kerncentrales beïnvloeden hierin direct de hoogte van baseloadproductie en bijbehorende systeemimpact. Een integrale benadering tussen vraag, aanbod en ondersteunend beleid (bijv. contracts-for-difference of subsidieregelingen voor afname van elektriciteit) is daarbij niet alleen een oplossing voor de langere termijn, maar is juist op korte termijn al nodig om verduurzamingsprojecten aan zowel de vraag- als aanbodkant te stimuleren.



Economische en beleidskeuzes om systeemintegratie te stimuleren

Het drukken van de energie- en netwerkkosten vormt een krachtige hefboom om extra elektriciteitsvraag in de regio te creëren, waardoor de systeemintegratie van het energiesysteem aanzienlijk verbetert. Lagere kosten verlagen de drempel voor industriële elektrificatie, elektrolyse en andere waardevolle toepassingen van duurzame elektriciteit, waardoor meer vraag op strategische locaties ontstaat. Dit helpt niet alleen om structurele overschotten in periodes met hoge opwerk van hernieuwbare elektriciteit op te vangen, maar maakt het ook mogelijk om baseloadaanbod zoals kernenergie efficiënter te benutten.

Door meer vraag dicht bij het aanbod te positioneren, wordt congestie op de exportverbindingen verminderd en neemt de benutting van bestaande infrastructuur toe, terwijl de noodzaak voor het afschakelen van aanbod en daarmee gepaard gaande kosten daalt. Zo blijkt dat een aantrekkelijke kostenstructuur niet enkel de concurrentiekracht van de regio versterkt, maar tevens een essentiële randvoorwaarde vormt

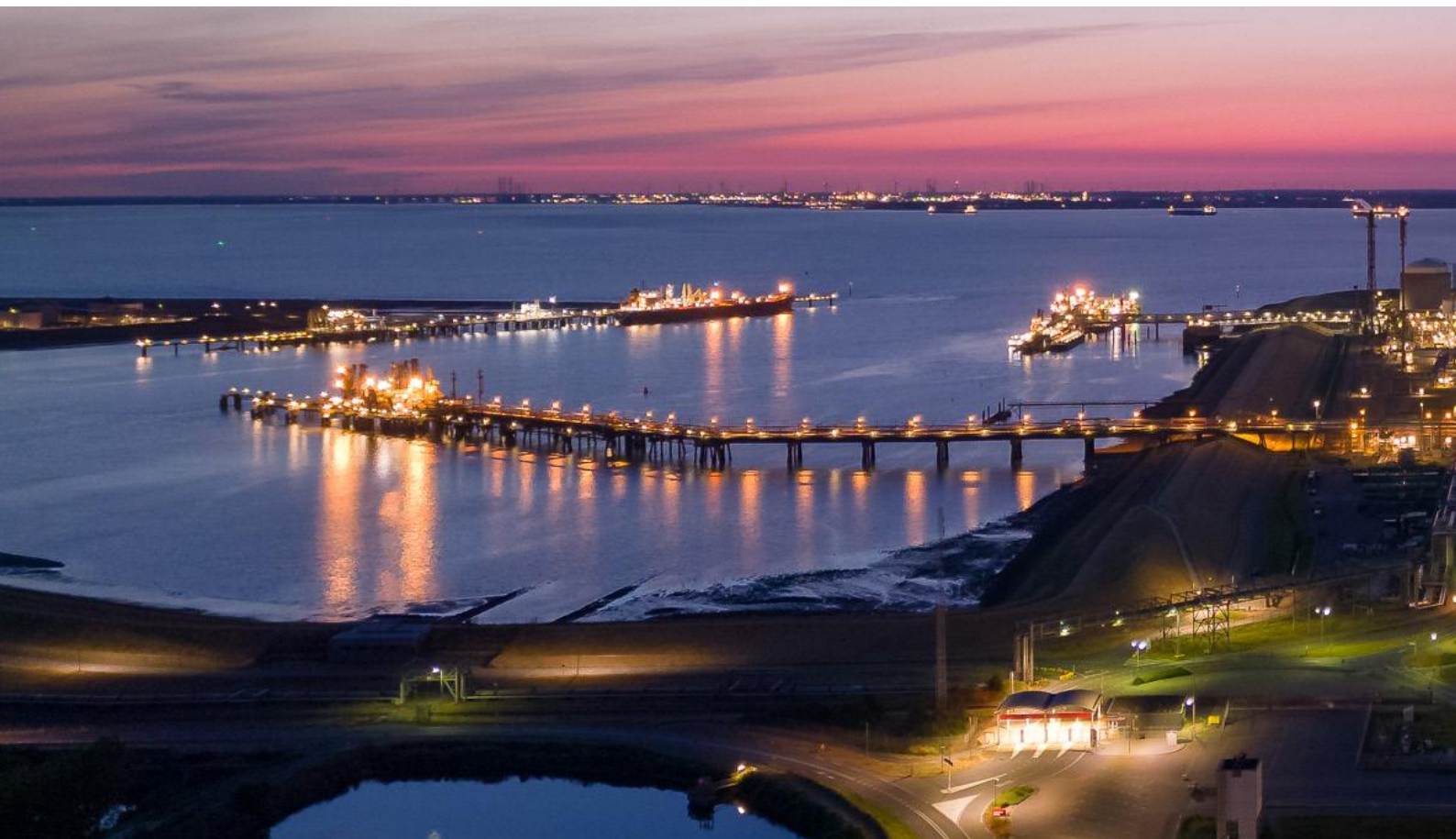
om het elektriciteitssysteem robuuster, stabiel en toekomstbestendiger te maken. Dit vraagt om actieve sturing op het drukken van energie- en netwerkkosten op korte én lange termijn.

Beleidsaanbevelingen ter bevordering van systeemintegratie

De systeemintegratiestudie toont aan dat het regionale elektriciteitssysteem alleen robuust blijft en toekomstbestendig wordt wanneer vraag, aanbod en infrastructuur gelijktijdig en strategisch worden ontwikkeld. Daarvoor is het noodzakelijk om (a) gericht nieuwe elektriciteitsvraag te creëren, (b) flexibiliteit te versterken, (c) infrastructuur tijdig te realiseren en (d) beleid voorspelbaar en concurrerend te maken. De volgende beleidsaanbevelingen vormen samen de basis voor een geïntegreerde aanpak (nadere uitwerking, zie hoofdstuk 8):

- **Druk energie- en netwerkkosten op strategische locaties**

Om industriële elektrificatie, elektrolyse, flexibele opslag en circulaire processen te stimuleren en nieuwe vraag precies daar te laten ontstaan waar het systeem die het meest nodig heeft.



- **Stuur actief op de groei van regionale elektriciteitsvraag**

Realiseer afhankelijk van keuzes aan de aanbodkant ook voldoende elektriciteitsvraag in de regio om knelpunten in de exportcapaciteit te voorkomen.

In een maximaal aanbodscenario resulteert dit bijvoorbeeld op 2–2,5 GW aan extra vraag (bovenop bestaande plannen in het Stevig Fundament-scenario). In scenario's met alleen kernenergie of alleen wind op zee na 2030 is dit uiteraard minder omvangrijk.

- **Pas locatiesturing toe als standaardprincipe**

Plaats vanuit een systeemperspectief baseloadprocessen zoveel mogelijk bij baseloadproductie en cluster flexibiliteitsmiddelen bij variabel aanbod om congestie te verminderen en exportcapaciteit optimaal te benutten.

- **Schaal flexibiliteit op en pas regelgeving pragmatisch toe**

Vergroot de inzet van elektrolyse en batterijen, en zorg dat regelgeving rond groene waterstof flexibiliteit toelaat zodat deze assets systeemdiensten kunnen leveren. Stimuleer daarbij groene waterstof waar

het kan voor tijdige opschaling, bijvoorbeeld door maximale inzet op de raffinageroute.

- **Zorg voor tijdige realisatie van cruciale en grensoverstijgende infrastructuur**

Versnel aanleg en oplevering van uitbreiding van het elektriciteitsnet, het waterstofnetwerk, CO₂-infrastructuur en de Multi Utiliteiten Kruising (MUK) om elektrificatie en nieuwe waardeketens mogelijk te maken.

- **Creëer stabiele marktvraag naar duurzame producten**

Introduceer instrumenten zoals groene premies, publieke inkoop en langjarige afnamecontracten om investeringen in elektrificatie, CCS, waterstofproductie en -import én circulariteit op langere termijn rendabel te maken;



Inleiding

De energietransitie in de Schelde-Deltaregio bevindt zich in een fase waarin strategische keuzes en robuuste analyses essentieel zijn om de transformatie van het haven- en industriecluster richting klimaatneutraliteit te realiseren. De regio, die zich uitstrekt van Bergen op Zoom tot en met het havengebied van North Sea Port en de Kanaalzone richting Gent, vormt een crossborder industriecluster met een unieke combinatie van energie-intensieve bedrijvigheid, infrastructuur en potentie voor duurzame energieproductie. Binnen dit cluster werken industrie, havenbedrijven, overheden en netbeheerders samen onder de vlag van Smart Delta Resources (SDR) aan een toekomstbestendig energiesysteem.

De Cluster Energie Strategie (CES) 3.0 heeft een belangrijke basis gelegd voor het in kaart brengen van de verduurzamingsopgave van de industrie in de regio. De CES is gebaseerd op een uitgebreid datafundament en een systeemanalyse, uitgevoerd met het Regional Net Zero Model (RNZM). Echter, een belangrijke beperking van deze CES is dat slechts één basisscenario voor vraag en aanbod is doorgerekend. Dit scenario biedt waardevolle inzichten, maar is onvoldoende om de complexiteit en onzekerheden binnen de industrie en in het energiesysteem adequaat te adresseren. De noodzaak voor een verdiepende systeem-integratiestudie, met meer inzicht in de verschillende hoeken van het speelveld, vloeit voort uit een aantal bestaande onzekerheden:

- Aan de vraagzijde wordt verwacht dat de elektriciteitsbehoefte toe zal nemen door elektrificatie van industriële processen, de opkomst van elektrolyse voor groene waterstofproductie en de toepassing van CCS. Tegelijkertijd kent deze verwachting veel onzekerheden: zo loopt de ontwikkeling van de groene waterstofmarkt achter op eerdere verwachtingen en is het tempo en de exacte schaalgrootte van industriële elektrificatie onzeker.

- Aan de aanbodzijde verandert het energiesysteem fundamenteel door de toename van variabel hernieuwbaar vermogen (zoals wind op zee), de mogelijke realisatie van nieuwe kerncentrales en de rol van importstromen van duurzame moleculen zoals ammoniak.
- Infrastructuur vormt een kritieke randvoorwaarde: netcongestie, stikstofproblematiek en vertragingen in de realisatie van projecten zoals het 380kV-net in Zeeuws-Vlaanderen en het waterstofnetwerk Zuidwest-Nederland zetten de voortgang van verduurzamingsprojecten onder druk.

Economische en beleidsmatige factoren zoals energieprijzen, netwerktarieven, subsidieregimes en internationale concurrentievermogen beïnvloeden de investeringsbereidheid van bedrijven en de haalbaarheid van transitieprojecten. In deze context is het van strategisch belang om het samenspel tussen vraag, aanbod en infrastructuur in verschillende toekomstscenario's te analyseren. De systeemintegratiestudie beoogt dit te doen door middel van een reeks casussen, waarin variaties in technologie, timing, economische parameters en beleidskeuzes worden meegenomen.

Deze studie vindt plaats in een strategische, industriële regio met een uitgesproken potentieel om uit te groeien tot een van de grootste energiehubbs voor Nederland en het internationale achterland. Mits de juiste keuzes worden gemaakt in systeeminrichting en beleidssturing, kan de Schelde-Deltaregio een sleutelrol vervullen in de nationale en Europese energietransitie. Het doel van deze studie is dan ook om inzicht te bieden in de benodigde systeemintegratie voor een robuust, flexibel en economisch haalbaar energiesysteem dat de verduurzaming van de industrie faciliteert en tegelijkertijd de leveringszekerheid en concurrentievermogen van het cluster borgt.

Leeswijzer

Dit rapport biedt een diepgaande analyse van de systeemintegratie in de Schelde-Deltaregio voor de periode 2030–2050. Het document is opgebouwd uit acht hoofdstukken, die samen een integraal beeld geven van de uitdagingen, kansen en oplossingsrichtingen voor een robuust en toekomstbestendig energiesysteem.

Hoofdstuk 1 schetst de strategische waarde van de regio, inclusief industriële activiteiten, CO₂-emissies, waterstofgebruik en de rol als energiehubs. Ook wordt ingegaan op de huidige en geplande infrastructuur voor elektriciteit, waterstof en CO₂.

Hoofdstuk 2 beschrijft de methodologie en legt de aanpak van de studie uit, inclusief het gebruik van het SDR Regional Net Zero Model (RNZM), de opbouw van aanbod- en vraagscenario's en de knelpuntenanalyse.

Hoofdstuk 3 geeft een beschrijving van de verschillende scenario's voor energieaanbod (wind op zee, kernenergie, SMR's) en industriële vraag naar elektriciteit, gas, etc. Deze scenario's vormen de basis voor de analyses in latere hoofdstukken.

Hoofdstuk 4 geeft inzicht in de verwachte knelpunten op het elektriciteitsnet bij verschillende combinaties van vraag en aanbod. Zowel jaar- als uurniveau worden geanalyseerd, inclusief de rol van flexibele assets zoals elektrolyse en batterijen.

Hoofdstuk 5 identificeert oplossingsrichtingen om knelpunten te voorkomen en de exportcapaciteit van de regio optimaal te benutten. Twee routes staan centraal: vraagstimulering en locatiesturing en adaptieve aanbodsturing.

Hoofdstuk 6 geeft een economische impactanalyse en behandelt daarbij de economische implicaties van de transitie, inclusief kostenrisico's zoals redispatch en curtailment, en de businesscase voor verduurzamingsprojecten (bijv. door het verlagen van netwerkkosten).

Hoofdstuk 7 vat de belangrijkste bevindingen van de studie samen.

Hoofdstuk 8 maakt de doorvertaling van de analyses en bijbehorende conclusies naar concrete aanbevelingen voor overheid, netbeheerders en industrie om de energietransitie in de regio te versnellen en door systeemintegratie een zo robuust mogelijk energiesysteem te ontwikkelen en het vestigingsklimaat maximaal te versterken.



Over de Schelde-Deltaregio

1.1 Strategische waarde SDR-regio

De Schelde-Deltaregio is één van Europa's meest strategisch gepositioneerde haven- en industrieclusters en vormt een cruciale schakel in de Nederlandse, Belgische en Europese energie- en grondstoffentransitie. Het gebied strekt zich uit van Vlissingen via Terneuzen naar Gent en combineert een krachtige industriële basis met een multimodale haveninfrastructuur. Binnen dit crossborder ecosysteem werken industrie, havens, overheden, netbeheerders en kennisinstellingen samen onder de vlag van Smart Delta Resources (SDR) om de transitie naar een klimaatneutrale en circulaire economie te realiseren.

De regio huisvest daarbij een zeer divers ecosysteem van strategische waardeketens. Aan de Nederlandse kant van het industriecluster staat een sterk petrochemisch cluster, waar bij Dow Terneuzen het grootste geïntegreerde krakercomplex van Europa staat,

met een flexibele grondstoffentoevoer per buisleiding of per schip. Dit complex is direct verbonden met Zeeland Refinery, één van 's werelds meest energie-efficiënte raffinaderijen en tevens een van de grootste waterstofgebruikers van Nederland. Daarnaast vormt de aanwezigheid van Yara Sluiskil een sterke waarde voor de productie van ammoniak, ureum, AdBlue en salpeterzuur. Dit is relevant in het kader van wereldwijde voedselzekerheid, logistiek en defensietoepassingen.

Binnen de haven van North Sea Port staat tot slot een sterke basis van energieproducenten (o.a. EPZ, EP-NL, Ørsted), importterminals (o.a. Evos, LBC, Vesta, Vopak) en producenten van industriële gassen (o.a. Air Liquide, Air Products) en de bijbehorende toeleveringsketen in de maakindustrie. Verder bevinden zich aan de Belgische kant van het industriecluster sterke waardeketens voor o.a. staalproductie (ArcelorMittal), elektriciteits- en waterstofproductie (Engie) en automotive (Volvo).





Figuur 1: Vlaams-Nederlandse Schelde-Deltaregio

1.2 CO₂-emissies en waterstof

De omvang van het haven- en industriecluster brengt een substantiële klimaatopgave met zich mee. Binnen het EU-ETS is het Nederlandse deel van de regio verantwoordelijk voor circa 9,5 megaton CO₂-uitstoot per jaar², wat neerkomt op ongeveer 15% van de

nationale industriële emissies. Daarnaast vormt de regio met een jaarlijkse productie en consumptie van 580 kiloton grijze waterstof het grootste bestaande waterstofcluster in de Noordwest-Europa. Deze grijze waterstofproductie veroorzaakt circa 5 megaton CO₂-uitstoot, bijna 50% van de industriële emissies in de

Grote bestaande en toekomstige energie hub:

- Diverse energiemix met hernieuwbare energie, kernenergie en gascentrales.
- Veel lopende en potentiële infrastructuurprojecten op het gebied van elektriciteit, waterstof, CO₂, ammoniak en warmte.
- Uitstekende positionering voor nieuwe aanlanding van wind op zee en kernenergie.

Een grote diversiteit aan complementaire industriële spelers in de regio:

- Expertise van wereldniveau.
- Divers, multinationalaal industriecluster met onder andere automotive, chemie, energie, food, kunstmest, offshore, raffinage en staalsector.
- Sterke, langjarige samenwerking met veel potentieel voor synergie in de waardetekens.

De aanwezigheid van North Sea Port in de regio:

- Multimodale, strategisch gelegen, diepzeehaven. De derde haven van Europa qua toegevoegde waarde (€12,7 mrd).
- Sterke verbinding met het (inter)nationale achterland.
- Aanwezigheid van cruciale sectoren zoals offshore wind en potentie voor duurzame waterstof en CO₂-opslag.



regio. Deze combinatie biedt aanzienlijke mogelijkheden voor emissiereductie door grootschalige elektrificatie en verduurzaming van waterstofproductie, onder meer via productie van low-carbon³ en groene waterstof. Dit zal plaatsvinden door zowel lokale productie als import van waterstofdragers. Hiervoor zijn grote volumes CO₂-vrije energie en tijdig gerealiseerde, robuuste en betaalbare energie-infrastructuur noodzakelijk. Nieuwe elektrolyzers spelen daarbij een belangrijke potentiële rol: mits strategisch gepositioneerd, zoals nabij aanlandingen Wind op Zee, kunnen zij niet alleen bijdragen aan duurzame waterstofproductie, maar ook een systeemfunctie vervullen in het elektriciteitsnet, iets wat verder onderzocht wordt in deze studie. Daarnaast spelen toekomstige importterminals voor waterstofdragers, voornamelijk in de vorm van ammoniak, een belangrijke rol in de volcontinue beschikbaarheid van low-carbon en groene waterstof voor Noordwest-Europa.

1.3 Vraag- en aanbod-ontwikkelingen

Zoals afgelopen jaren in meerdere Cluster Energie Strategieën omschreven en in lijn met de (inter) nationale klimaatdoelstellingen, beoogt de industrie in het gebied in toenemende mate over te stappen

op duurzame processen, wat leidt tot een sterke verwachte groei in de vraag naar elektriciteit. Deze ontwikkeling wordt gedreven door directe elektrificatie van productieprocessen, de opkomst van grootschalige waterstofproductie via elektrolyse of uit aardgas danwel restgas in combinatie met CCS. Naarmate de energietransitie vordert, komen daar nieuwe industriële activiteiten bij, waaronder circulaire productie, die de vraag verder zullen versterken. Hoewel de richting duidelijk is, neemt de onzekerheid toe naarmate de horizon verder weg ligt, vooral door afhankelijkheid van technologische, beleidsmatige en economische keuzes en marktontwikkelingen.

Aan de aanbodzijde biedt de regio unieke kansen om duurzame energie grootschalig te integreren. De kustlocatie maakt het mogelijk om aanzienlijke volumes offshore windenergie aan land te brengen, en er liggen plannen voor verdere uitbreiding van wind- en zonne-energie op land. Daarnaast speelt kernenergie een strategische rol: zowel door het verlengen van de levensduur van bestaande capaciteit als door de ontwikkeling van nieuwe centrales en innovatieve concepten zoals Small Modular Reactors (SMR). Deze diversificatie van bronnen is

essentieel om de toekomstige vraag naar elektriciteit betrouwbaar en betaalbaar te kunnen faciliteren. De combinatie van toenemende vraag en ambitieuze aanbodontwikkelingen vraagt om een robuuste infrastructuur en een samenhangende visie op het energiesysteem van de toekomst.

1.4 Energie-infrastructuur ontwikkelingen

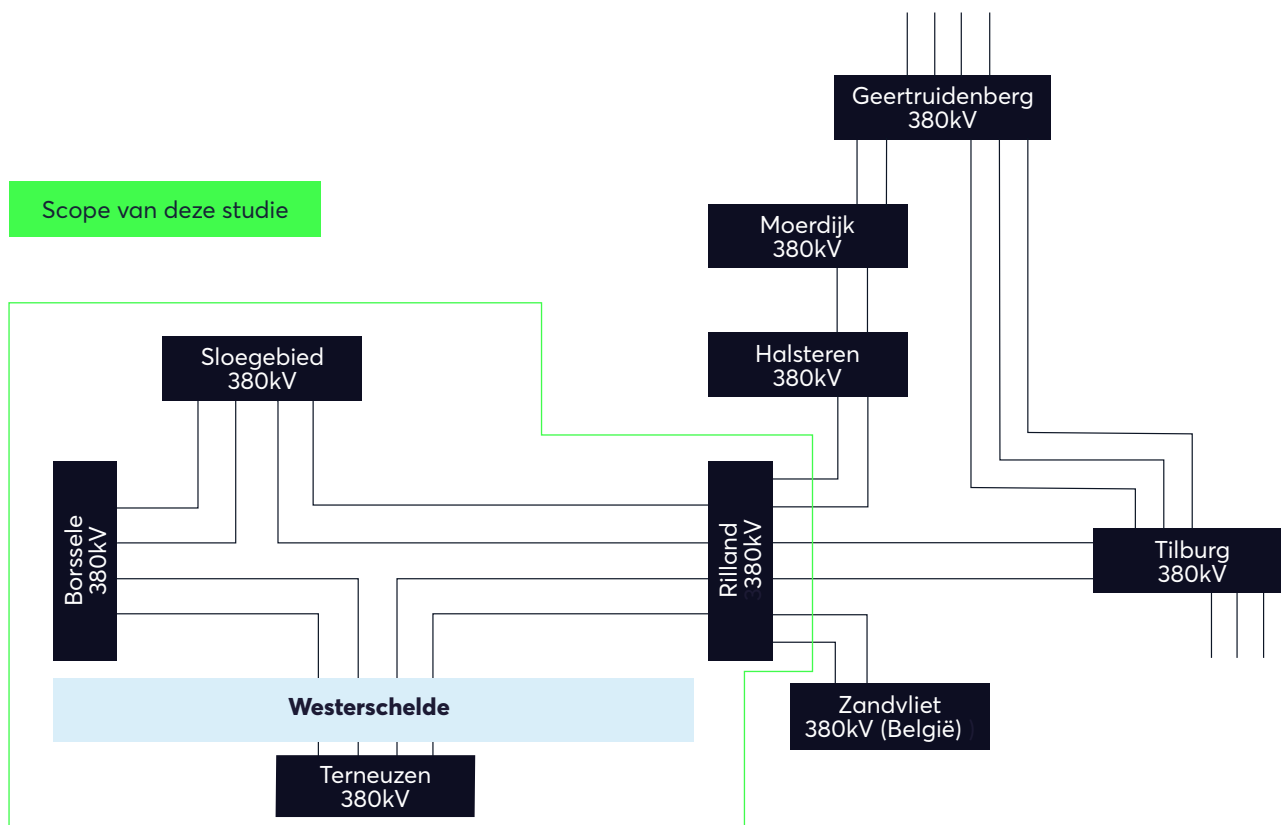
De energie- en grondstoffentransitie vragen om een fundamentele herinrichting van ons energiesysteem, waarbij robuuste en betaalbare energie-infrastructuur voor elektriciteit, waterstof en CO₂ de ruggengraat van deze transitie vormen. Zonder tijdige aanleg van deze infrastructuur dreigt vertraging in investeringen, verduurzaming en economische ontwikkeling, wat ook vertrek van industrie en daaraan gekoppelde waardeketens in de hand kan werken. Het realiseren van een geïntegreerd netwerk voor elektriciteit, waterstof en CO₂ is daarom niet alleen een technische opgave, maar een strategische noodzaak voor het behoud van concurrentiekracht, strategische autonomie en het halen van klimaatdoelen.

1.4.1 Elektriciteitsinfrastructuur

De elektriciteitsvraag in de regio groeit door elektrificatie van o.a. industriële processen, waterstofproductie, CCS en nieuwe, circulaire activiteiten. Tegelijkertijd neemt het aanbod van CO₂-vrije elektriciteit fors toe door aanlanding van offshore wind, uitbreiding van zon- en windenergie op land en nieuwe kernenergie. Deze dynamiek vraagt om een robuust hoogspanningsnet met voldoende transportcapaciteit. Cruciale projecten zijn de aanleg van een 380kV-verbinding naar Zeeuws-Vlaanderen, een nieuw 380kV-station in het Sloegebied en de in 2025 in gebruik genomen 380kV-verbinding richting Rilland. Deze 380kV-ringstructuur in Zeeland biedt vanaf 2035 een robuust elektriciteitsnet, maar heeft gelimiteerde capaciteit⁴. Vraag en aanbod zullen daarom regionaal goed op elkaar moeten aansluiten om knelpunten in deze infrastructuur te voorkomen.

³ Met low-carbon waterstof wordt waterstof bedoeld die is geproduceerd uit ofwel aardgas met CCS of uit petrochemische restgassen met CCS

⁴ 6 GW aan exportcapaciteit Zeeland uit (onder een n-1 aanname)



Figuur 2: 380kV-netwerk Schelde-Deltaregio vanaf 2035 (op basis van huidige planning)

1.4.2 Waterstofinfrastructuur

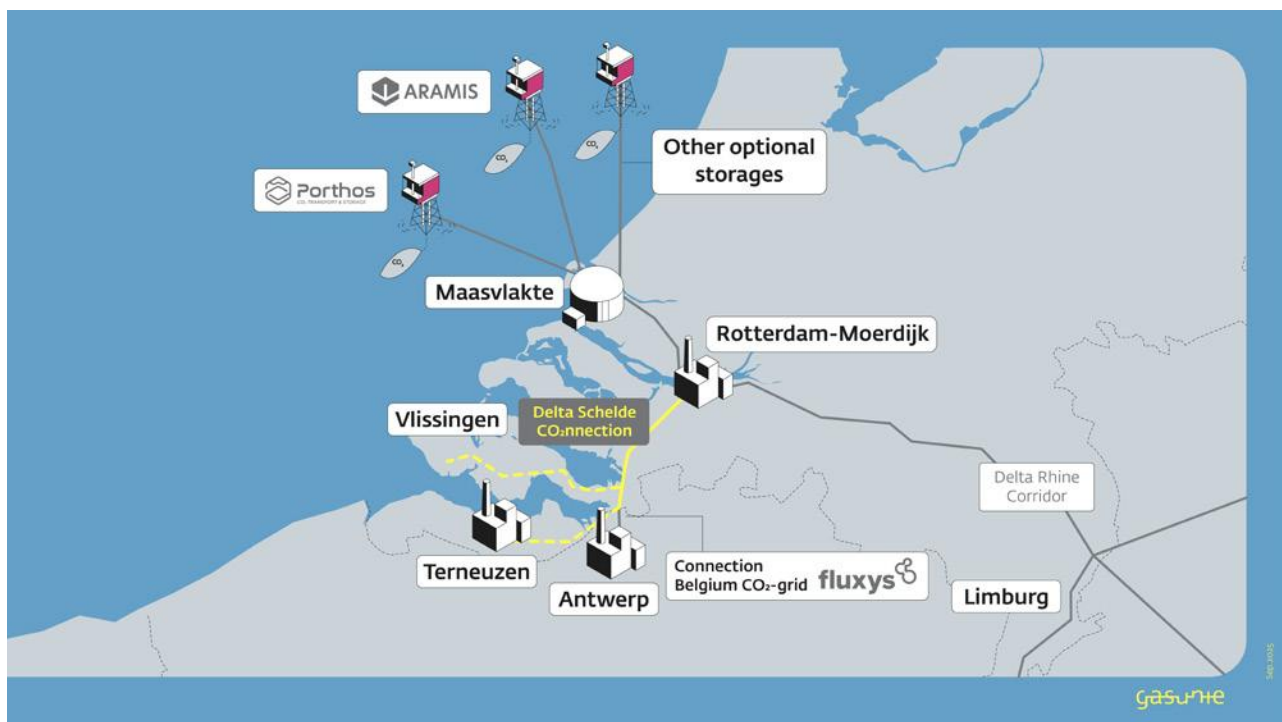
De regio is het grootste waterstofcluster van de Benelux en ontwikkelt zich tot een Europese waterstofhub. De transitie naar low-carbon en groene waterstof vereist grootschalige elektrolysecapaciteit, importfaciliteiten en een fijnmazig netwerk voor transport en opslag. Het project Waterstofnetwerk Zuidwest-Nederland vormt de ruggengraat tussen die projecten en moet verbindingen realiseren met Gent, Antwerpen, Rotterdam, het nationale waterstofnetwerk en opslagprojecten (zoals HyStock). Tijdige realisatie is cruciaal om opschaling van elektrolyzers en importprojecten mogelijk te maken, terwijl ook grote waterstofproducenten en -afnemers met een aansluiting op de infrastructuur een flexibele systeemrol kunnen spelen. Volgens het meest recente uitrolplan van Hynetwork (december 2024) zou dit deel van het netwerk uiterlijk in 2030 operationeel moeten zijn.

1.4.3 CO₂-infrastructuur

Carbon Capture and Storage (CCS) is onmisbaar om substantiële emissiereducties te realiseren. Binnen de crossborder regio zijn dan ook diverse projecten voor afvang, transport en opslag van CO₂ in ontwikkeling. In eerste instantie gebeurt dat via transport per schip, later aangevuld met buisleidingen. Het project Delta Schelde CO₂ nnection moet een buisleidingverbinding realiseren tussen Zeeland, Antwerpen en Moerdijk, gekoppeld aan de Delta Rhine Corridor (verbinding Duitsland – Rotterdam) en offshore opslag via Aramis. Daarnaast biedt de grensligging van de regio ook mogelijkheid tot transport via het Belgische netwerk. Deze infrastructuur is essentieel voor het behalen van klimaatdoelen en biedt op termijn ook mogelijkheden voor negatieve emissies en hergebruik van koolstof als grondstof. Vertraging in de realisatie van deze infrastructuur



Figuur 3: Waterstofnetwerk Zuidwest-Nederland



Figuur 4: Toekomstige CO₂-infrastructuur (Gasunie, 2026)

en de verdere CCS-keten heeft directe impact op de haalbaarheid van andere verduurzamingsprojecten.

1.4.4 Overige energie-infrastructuur

Ammoniakinfrastructuur

Naast lokale productie van low-carbon en groene waterstof, zal North Sea Port een belangrijke hubfunctie spelen op het gebied van import van waterstofdragers, tot nu toe vooral gefocust op ammoniak. Een deel van de geïmporteerde ammoniak zal naar verwachting lokaal terug omgezet ('gekraakt') worden naar waterstof, waarbij de waterstof als noodzakelijke bouwsteen gebruikt kan worden in bijv. de raffinage-, chemie- of staalsector. Een ander deel van de ammoniak kan direct verbruikt worden in de regio of kan naar het achterland worden getransporteerd. De grootste verwachte vraag buiten de regio zit daarbij in het Ruhrgebied in Duitsland. Transport per binnenvaart en spoor zullen daarbij, zeker in de opstartfase, een belangrijke rol spelen in de doorvoer. Elk van deze transportmodaliteiten kent haar voor- en nadelen en deze zullen ook naast elkaar bestaan.

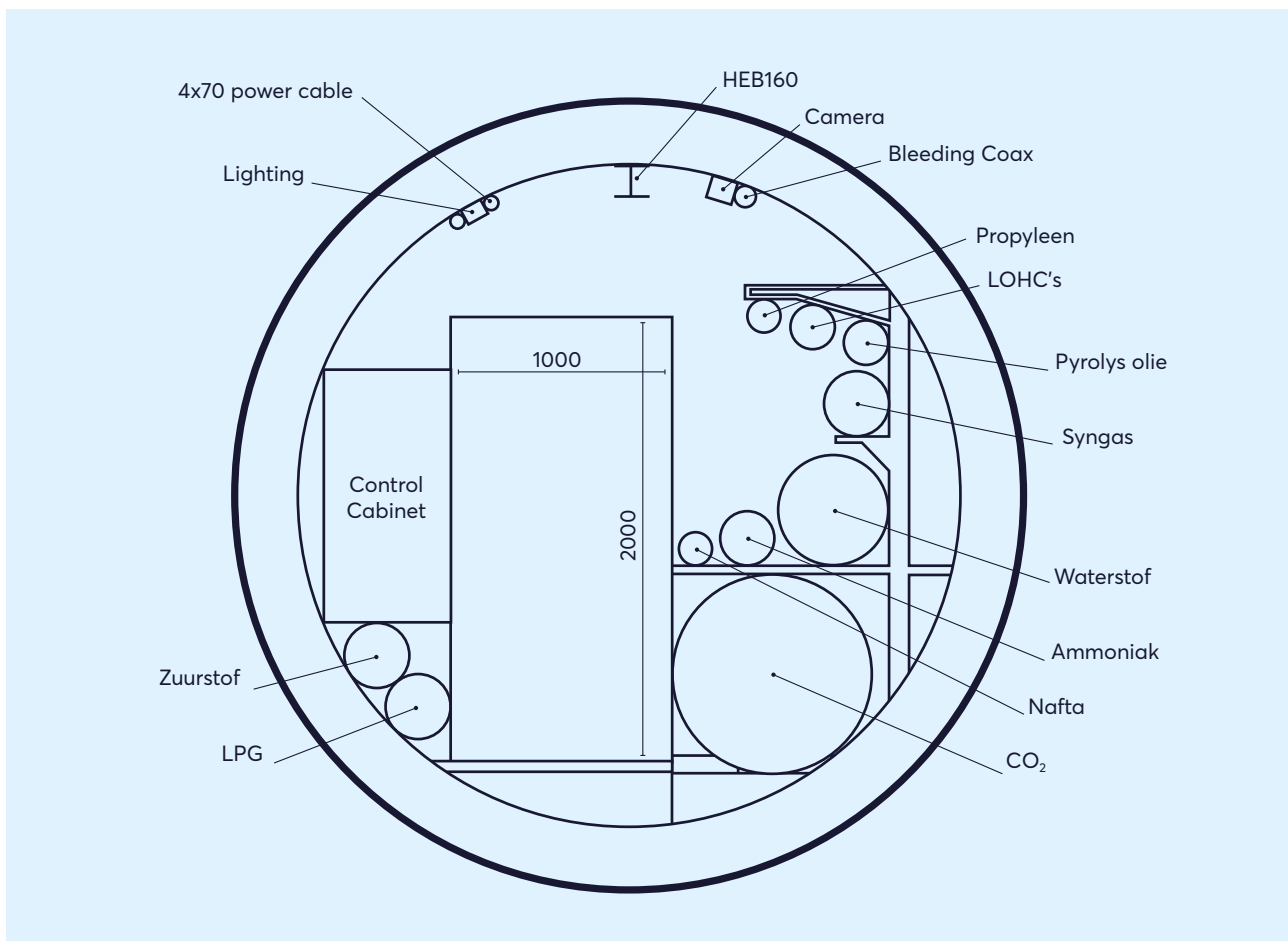
Omdat de stakeholders in de regio echter grote volumes aan ammoniakimport op de haven af zien komen,

zijn door North Sea Port, Smart Delta Resources en Provincie Zeeland reeds twee haalbaarheidsstudies gedaan voor de realisatie van een ammoniakpijpleiding vanuit de haven richting het Duitse achterland. Daarbij is de economische en technische haalbaarheid van een pijpleiding onderzocht en als haalbaar beoordeeld, zowel voor een verbinding met de Delta Rhine Corridor (bij Moerdijk) als voor een verbinding richting Antwerpen.

Multi-Utiliteiten Kruising Westerschelde (MUK)

De MUK (Multi-Utiliteiten Kruising) is een ondergrondse tunnel die bedoeld is om meerdere buisleidingen gebundeld onder de Westerschelde door te voeren. Het concept voorziet in één tunnel waarin leidingen voor diverse modaliteiten – zoals propyleen, nafta, CO₂, ammoniak en andere chemische stoffen – veilig en efficiënt kunnen worden aangelegd. De tunnel is ontworpen met varianten in diameter (3, 4 of 5 meter) en biedt ruimte voor aanvullende systemen zoals ventilatie, verlichting en communicatiemiddelen om onderhoud en veiligheid te waarborgen. Door deze bundeling wordt versnippering van leidingen in de ondergrond en het estuarium voorkomen, wat leidt tot minder ruimtebeslag en een betere beheersbaarheid van de infrastructuur.

Het doel van de MUK is om richting 2035 een toekomstbestendige oplossing te bieden voor het groeiende aantal buisleidingen dat nodig is voor de industrie en de energie- en grondstoffentransitie. Door leidingen in één tunnel te concentreren, wordt de aanlegprocedure aanzienlijk verkort, wat flexibiliteit biedt aan bedrijven en de concurrentiepositie van Nederland versterkt. Daarnaast vermindert de MUK negatieve effecten op scheepvaart en natuur die optreden bij alternatieven zoals gestuurde boringen met werkeilanden. De tunnel heeft een verwachte levensduur van circa 100 jaar, waardoor investeringen op lange termijn kosteneffectiever zijn dan losse boringen, die meer onderhoud en vervanging behoeven. Hiermee draagt de MUK bij aan ruimtelijke efficiëntie, veiligheid, duurzaamheid en economische aantrekkelijkheid van de regio.



Figuur 5: Tekenschematische dwarsdoorsnede van een 3-meter MUK (Arcadis, 2025)

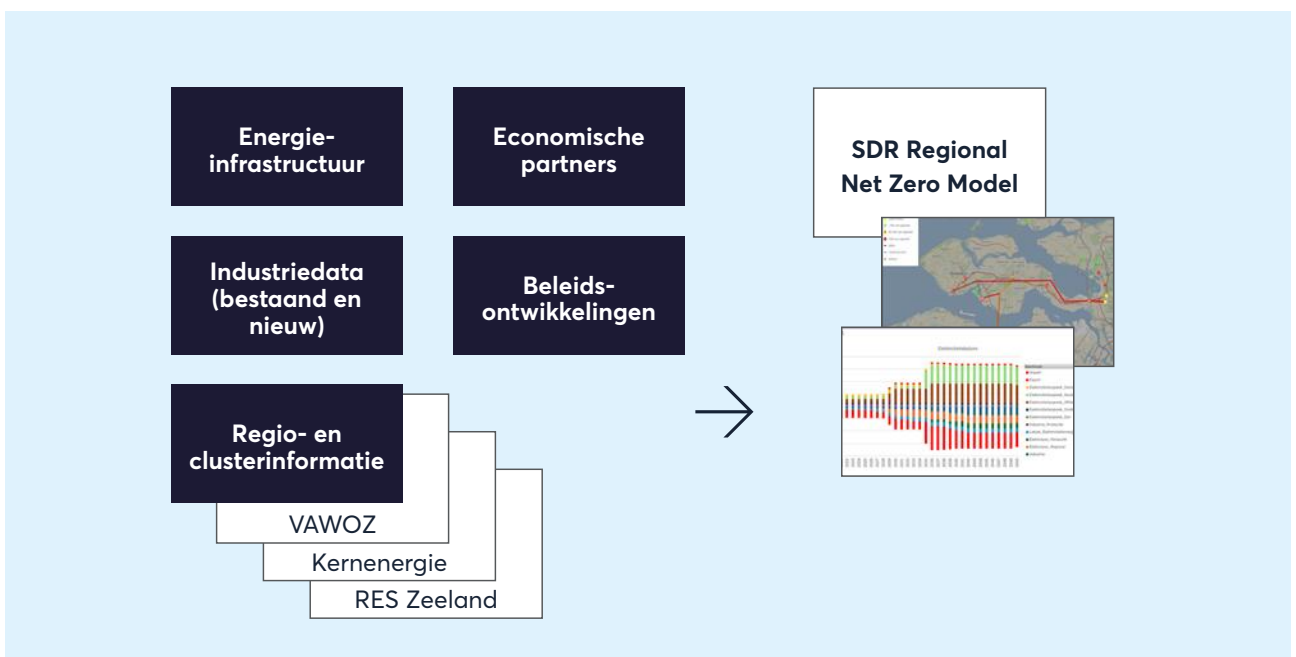
Methodologie

2.1 SDR Regional Net Zero Model

Deze studie bouwt voort op het Smart Delta Resources Regional Net Zero Model (RNZM), dat de afgelopen jaren door Quo Mare en SDR is ontwikkeld. Het model heeft als hoofddoel om inzicht te geven in de samenhang, kansen en afhankelijkheden tussen het haven- en industriecluster en het energiesysteem. De data die bij industriële bedrijven in de regio zijn opgevraagd, zijn in het model verwerkt per industriële site. Het gaat daarbij om bestaande industriële sites en (import)terminals, alsook nieuwe ontwikkelingen. Daarnaast bevat het model zowel bestaande als geplande infrastructuurontwikkelingen voor elektriciteit, waterstof, CO₂ en aardgas. Ook andere relevante ontwikkelingen, zoals de mogelijke bouw van nieuwe kerncentrales, de aanlanding van offshore wind, de Regionale Energie Strategie (RES) en de Zeeuwse

Energievisie, zijn zoveel mogelijk meegenomen. Het Regional Net Zero Model biedt een simulatie van het energiesysteem m.b.t. vraag en aanbod, zodat mogelijke knelpunten door de tijd heen geïdentificeerd kunnen worden. Deze bottom-up benadering biedt een gedetailleerd perspectief vanuit de regio m.b.t. deze ontwikkelingen.

In eerdere Cluster Energie Strategieën werd het basisscenario van de verduurzamingsroadmaps van de industrie doorgerekend op de infrastructuur. In deze Systeemintegratie studie biedt het gebruik van het RNZM de mogelijkheid om verschillende scenario's en case studies uit te werken, economische analyses uit te voeren en knelpunten en afhankelijkheden tussen projecten en infrastructuurontwikkelingen te identificeren.



Figuur 6: SDR Regional Net Zero Model (schematische weergave)

2.2 Aanbodscenario's

Grootschalige wind op zee en kernenergie zijn belangrijke pijlers binnen de energietransitie, maar beide kennen aanzienlijke onzekerheden die de realisatie bemoeilijken. Zo heeft de windsector in meerdere landen – waaronder Denemarken, Duitsland en Nederland – recent te maken gehad met tenders waarop nauwelijks of zelfs helemaal niet is ingeschreven. Dit komt onder andere door sterk gestegen kosten voor materialen en financiering, druk op de toeleveringsketen en onzekere businesscases door volatiele elektriciteitsprijzen en regelgeving.

Voor kernenergie geldt dat projecten voor nieuwbouw van grote centrales (groter dan 1 GW) in Europa structureel kampen met kostenoverschrijdingen, zeer lange doorlooptijden en complexe vergunningstrajecten. Projecten lopen soms jarenlang uit, terwijl maatschappelijke weerstand en omgevingsdruk de besluitvorming verder vertragen. Deze combinatie van financiële, technische en sociale risico's maakt dat beide technologieën weliswaar cruciaal zijn voor het behalen van klimaatdoelen, maar dat hun bijdrage in tijd en omvang allerminst gegarandeerd is. Om inzicht te krijgen in de impact van deze onzekerheden, zijn in deze studie een aantal verschillende aanbodscenario's voor na 2030 opgesteld.

2.3 Vraagscenario's

Eerdere Cluster Energie Strategieën (CES) van Smart Delta Resources hebben de toekomstige vraag naar duurzame energie integraal in kaart gebracht. De meest recente versie van de CES (3.0) heeft daarbij een beeld geschetst van geplande en verwachte investeringen in verduurzaming en daarmee een veranderend energieverbruik. De energie-intensieve industrie heeft daarmee een grote impact op het energiesysteem van de toekomst. Een limitatie van de CES 3.0 is dat hierin één basisscenario is doorgerekend voor vraag, aanbod en infrastructuur. Eerdergenoemde onzekerheden in de ontwikkeling van vraag en aanbod maken dat het nodig is om meer inzicht te krijgen in de verschillende bandbreedtes van de verduurzaming van de industrie en het energiesysteem.

Daarbij komt dat de concurrentiepositie van de industrie afgelopen jaren sterk onder druk is komen te staan,

terwijl netcongestie en vergunningsproblematiek projecten verder on-hold zetten en ook de groene waterstofmarkt veel minder hard op gang komt en kleiner dreigt uit te vallen dan in eerdere studies aangenomen. De continuering van de maatwerkafspraken met de grootste industriële uitstoters is daarbij ook een onzekere factor. Om inzichtelijk te maken wat de impact van deze onzekerheden op de toekomstige energievraag is, zijn in deze studie twee vraagscenario's opgesteld (Stevig Fundament en Stroomversnelling), op basis van concrete industriedata en alternatieve verduurzamingsroutes.

2.4 Knelpuntenanalyse

De studie volgt een stapsgewijze knelpuntenanalyse met het RNZM. De energie-infrastructuurontwikkelingen uit paragraaf 1.4 zijn in het RNZM opgenomen volgens de meest recente beschikbare plannings van de individuele projecten. Daarin worden stapsgewijs de verschillende aanbodontwikkelingen van energie ingebouwd. Vervolgens worden de vraagscenario's in combinatie met de diverse aanbodscenario's doorgerekend. Vervolgens wordt een knelpuntenanalyse gedaan op de gemodelleerde energie-infrastructuur. Daarin worden de diverse mogelijke knelpunten zichtbaar in deze combinaties van vraag en aanbod.

De studie richt zich daarbij voornamelijk op de elektriciteitsinfrastructuur van TenneT (380kV en 150kV), omdat hier de grootste impact verwacht wordt. Het RNZM maakt daarbij inzichtelijk op welke plaatsen in het elektriciteitsnet knelpunten kunnen ontstaan, hoe vaak deze knelpunten voorkomen in het jaar, hoe groot deze knelpunten zijn en wat de import- en exportbalans op het gebied van elektriciteit voor de regio is.

2.5 Optimalisatie

Het RNZM is een optimalisatiemodel, wat betekent dat het model kan uitrekenen wat er nodig is om knelpunten in de energie-infrastructuur weg te nemen. De knelpunten die in de verschillende combinaties van vraag en aanbod naar voren komen, kunnen op verschillende manieren worden opgelost, zoals:

- Vraagsturing: hierbij wordt gekeken op welke plaatsen in het elektriciteitsnet, welke (vorm van) elektriciteitsvraag nodig is om knelpunten in het



netwerk weg te nemen. Daarbij wordt ook gekeken naar het gevraagde type elektriciteitsvraag: kent dit een meer baseload (volcontinue) of een meer flexibel profiel.

- Aanbodsturing: hierbij wordt gekeken in hoeverre keuzes in het type en de hoeveelheid aanbod van energie kunnen helpen om knelpunten in het elektriciteitsnet weg te nemen.
- Infrastructuurontwikkeling: het bouwen van extra elektriciteitsinfrastructuur om knelpunten weg te werken.

De hoofdfocus voor deze studie ligt daarbij op het element vraagsturing, maar ook andere alternatieven worden belicht.

Aanbod- en vraagscenario's

Om te komen tot de diverse aanbod- en vraagscenario's is, in samenwerking met industrie, netbeheerders en overheden, een update uitgevoerd van de data in het RNZM. Daarbij zijn de verschillende lopende Rijksprocedures voor wind op zee, kernenergie en energie-infrastructuur meegenomen en is bij de industrie een uitvraag gedaan naar de verschillende verduurzamingsroadmaps, voortbordurend op de CES 3.0 en de ontwikkelingen in het Data Safe House. In hoofdstuk 3 worden de aannames voor vraag, aanbod en infrastructuur, op basis waarvan de knelpuntenanalyse uitgevoerd is, verder toegelicht.

3.1 Aanbodscenario's

In alle aanbodsscenario's gaan we ervanuit dat de volgende projecten worden ontwikkeld:

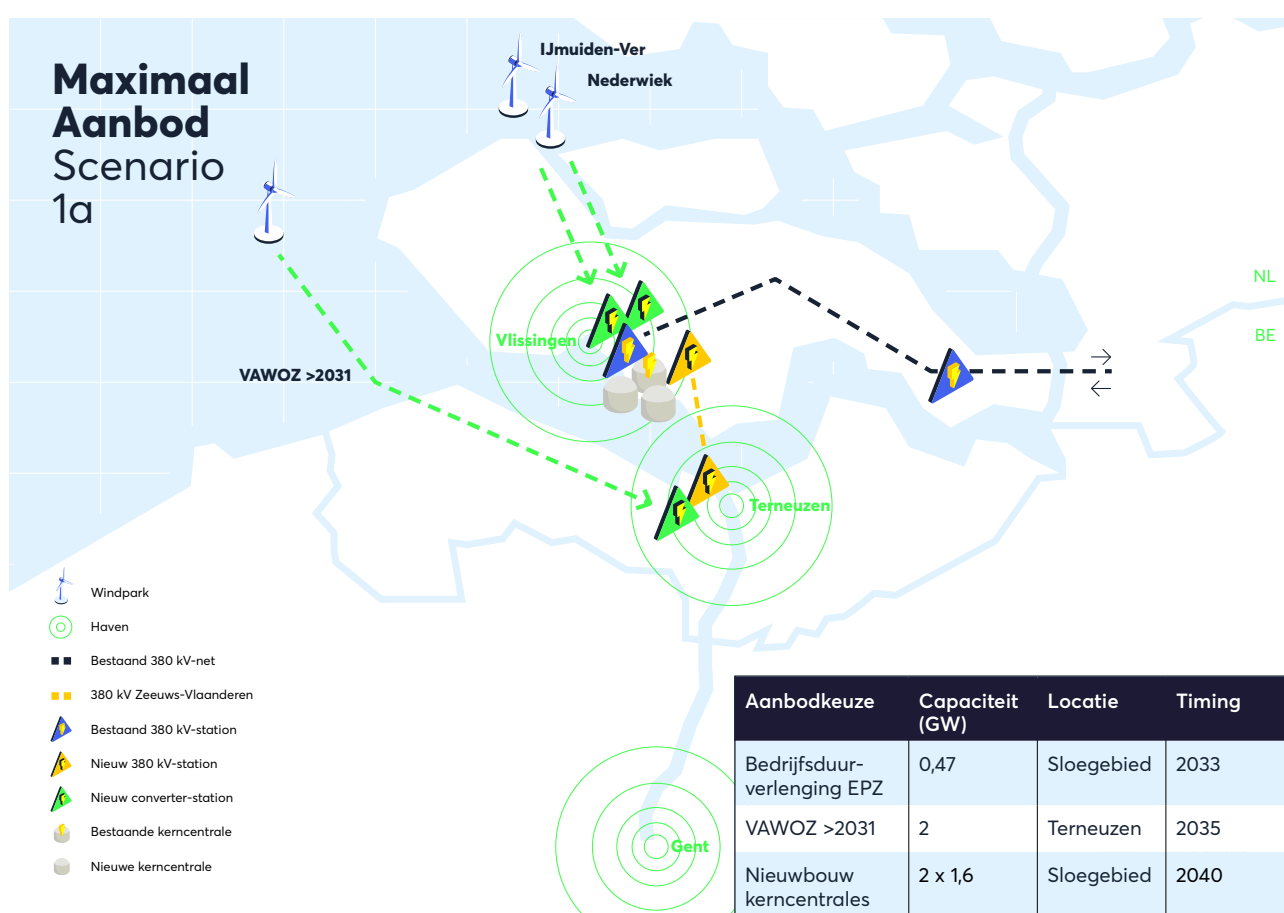
- 380kV Zeeuws-Vlaanderen operationeel in 2035
- 380kV-station Sloegebied (Liechtensteinweg) operationeel in 2029
- IJmuiden Ver Alpha operationeel in 2029 (incl. converterstation)
- Nederwiek-I operationeel in 2030 (incl. converterstation)
- Waterstofnetwerk operationeel in 2030
- De doelstelling van de Ambitie Regionale Energie Strategie (RES) voor wind op land en zon op land worden gehaald

Om tot de aanbodsscenario's te komen, is gebruik gemaakt van onderstaande keuzematrix. Het doorlopen van de keuzematrix van links naar rechts, met telkens een beslissing over de bedrijfsverlenging van de bestaande kerncentrale van EPZ, aannames rond additioneel wind op zee (VAWOZ 2031-2040) en keuzes rondom kernenergie, vormt daarbij een aanbodsscenario. Daarbij is zorgvuldig afgewogen wat de meest logische en samenhangende combinatie van deze ontwikkelingen vormt, waaruit de gekozen aanbodsscenario's zijn gekomen.

Bedrijfsverlenging EPZ	WOZ locatie	WOZ grootte (GW)	WOZ timing	Nuclear locatie	Nuclear grootte (GW)	Nuclear timing	SMR locatie	SMR (GW)	SMR timing
Ja	Terneuzen	0	2035	Terneuzen	0	2040	Terneuzen	0,5	2040
Nee	Geen	2	2040	Sloegebied	1	2045	Sloegebied	1	2045
		4		Geen	1,6			Max	
					2				
					3,2				

Figuur 7: Keuzematrix⁵ aanbodsscenario's na 2030

⁵ Bij SMR's is in de analyses enkel gekeken naar Generatie III+ centrales op relatief grote schaal.



Figuur 8: Scenario 1a – Maximaal aanbod

3.1.1 Maximaal aanbod: scenario 1a

In scenario 1a ontwikkelt de regio zich als een van de grootste – zo niet de grootste – duurzame energiehub van Nederland, in lijn met de Zeeland 2050 ambitie. Dit is tevens het scenario dat in de huidige lopende Rijksprocedures in beeld is: de regio is in beeld voor een of twee aanlandingen in het kader van VAWOZ 2031-2040 en ook wordt de nieuwbouw van twee grote kerncentrales momenteel op een aantal locaties onderzocht. Er wordt daarmee maximaal ingezet op een

combinatie van nieuwe kerncentrales en wind op zee projecten. Daarnaast blijft de bestaande kerncentrale in dit scenario in bedrijf, iets dat actief wordt onderzocht door eigenaar EPZ en betreffende overheden.

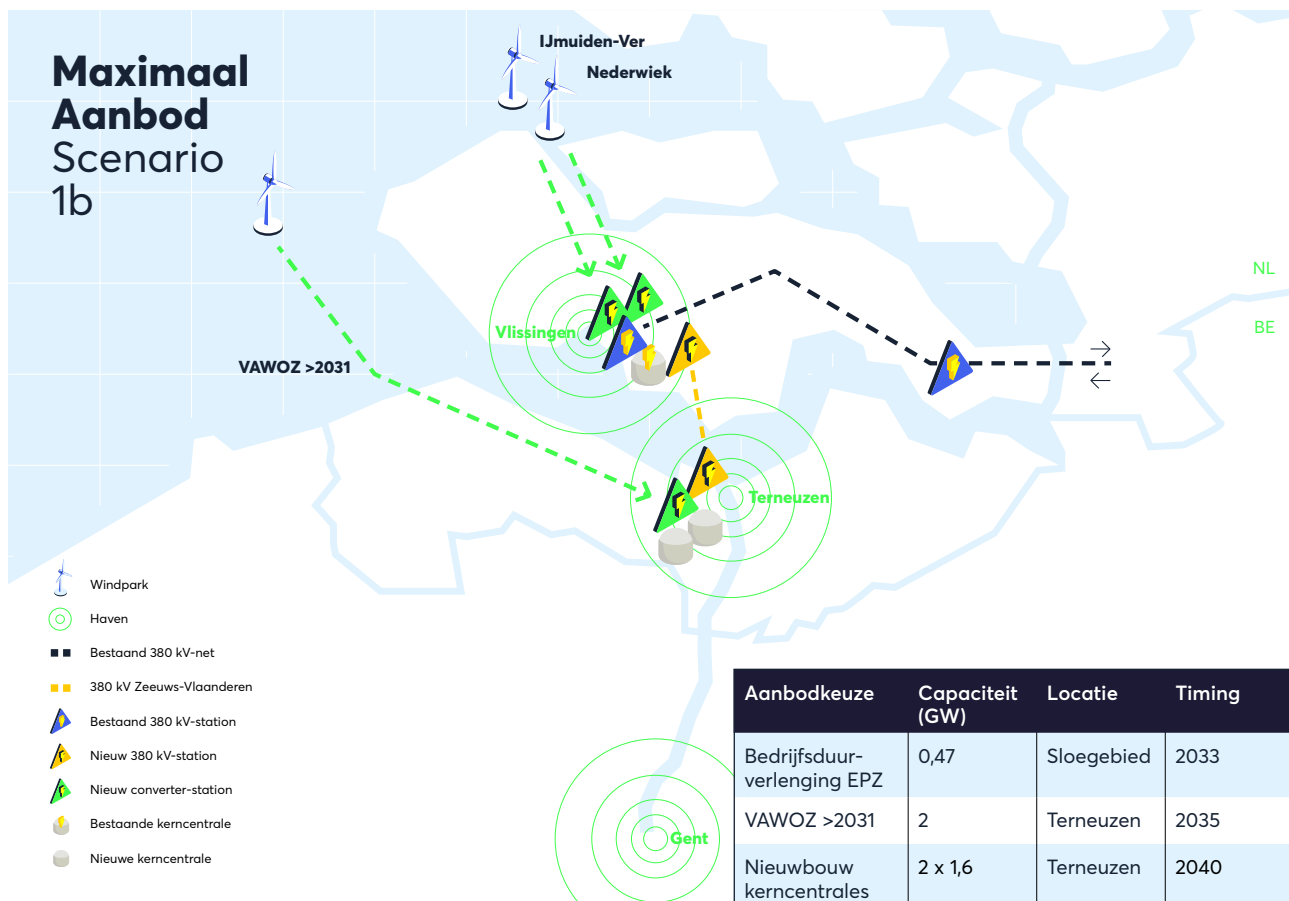
In scenario 1a wordt aangenomen dat er één kabel van 2 GW wordt aangeland in Zeeland na 2030. Terneuzen is daarbij als aanlandingslocatie gekozen, mede op basis van het Zeeuwse regioadvies dat in dit kader is opgesteld. Het scenario voor aanlanding in het

Sloegebied is wel onderzocht in de case mapping, maar op basis van dit bestuurlijke standpunt weggelaten uit de rest van de studie. In de in 2025 uitgevoerde Integrale Effecten Analyse (IEA) is naar voren gekomen dat er één aanlanding van wind op zee mogelijk is in Zeeland bij de komst van twee nieuwe kerncentrales. Op basis van het regioadvies en de IEA is daarom gekozen voor Terneuzen als aanlandingslocatie, met een kabel van 2 GW. De aanlanding in Terneuzen (incl. een bijbehorend converterstation) is daarbij afhankelijk van de realisatie van 380kV Zeeuws-Vlaanderen, waarvan is aangenomen dat die in 2035 operationeel zal zijn. Dit is uiteraard onder voorbehoud van diverse factoren. Voor de nieuwbouw van kerncentrales is in scenario 1a gekozen voor het Sloegebied als locatie. Deze worden, volgens de huidige ambities van de Nederlandse overheid, in 2040 in bedrijf genomen. Binnen deze procedure zijn nog twee technologieleveranciers in

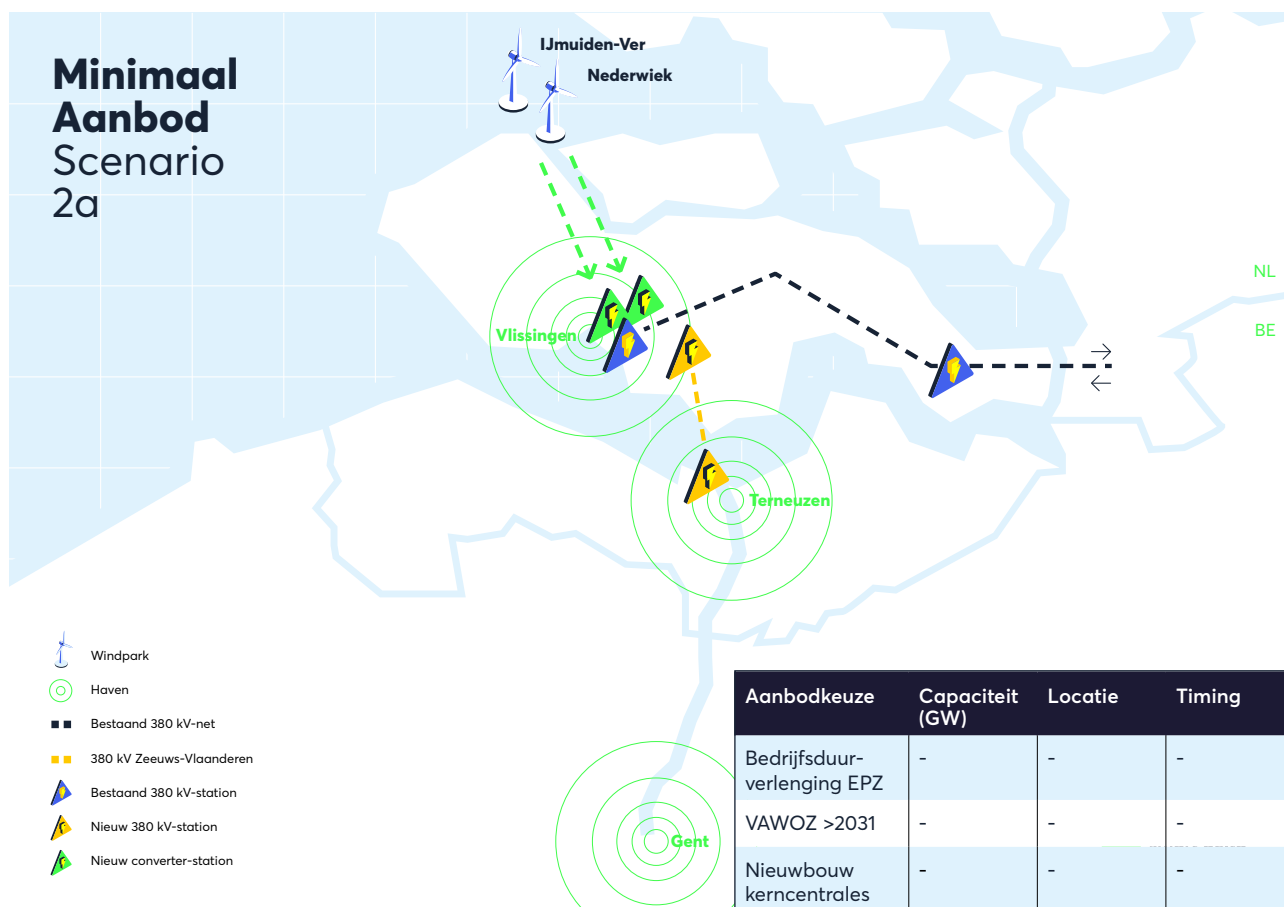
beeld: EDF (1,6 GW) en Westinghouse (1 GW). In deze studie wordt uitgegaan van de grootste elektrische variant voor de twee centrales (beide 1,6 GW), om de maximale bandbreedtes en effecten op het energiesysteem te kunnen berekenen. Uiteraard is dit afhankelijk van de uiteindelijke keuze voor de leverancier.

3.1.2 Maximaal aanbod: Scenario 1b

Het belangrijkste verschil in scenario 1b (t.o.v. 1a) zit in de locatiekeuze voor de nieuwbouw van kerncentrales: in scenario 1b wordt aangenomen dat de twee centrales (beide 1,6 GW) in Terneuzen (locatie Paulinapolder/ Mosselbanken) worden gebouwd. Verder worden in dit maximaal aanbod-scenario dezelfde aannames en onderbouwing gehanteerd als voor scenario 1a. Voor VAWOZ 2031-2040 blijft het Zeeuwse regioadvies van kracht, wat betekent dat de aanlanding van wind op zee



Figuur 9: Scenario 1b – Maximaal aanbod



Figuur 10: Scenario 2a – Minimaal aanbod

in de periode na 2030 enkel ontwikkeld zal worden in Terneuzen. Verder wordt ook voor de ingebruikname van de kerncentrales dezelfde tijdslijn gehanteerd, in lijn met de ambities van de Nederlandse overheid.

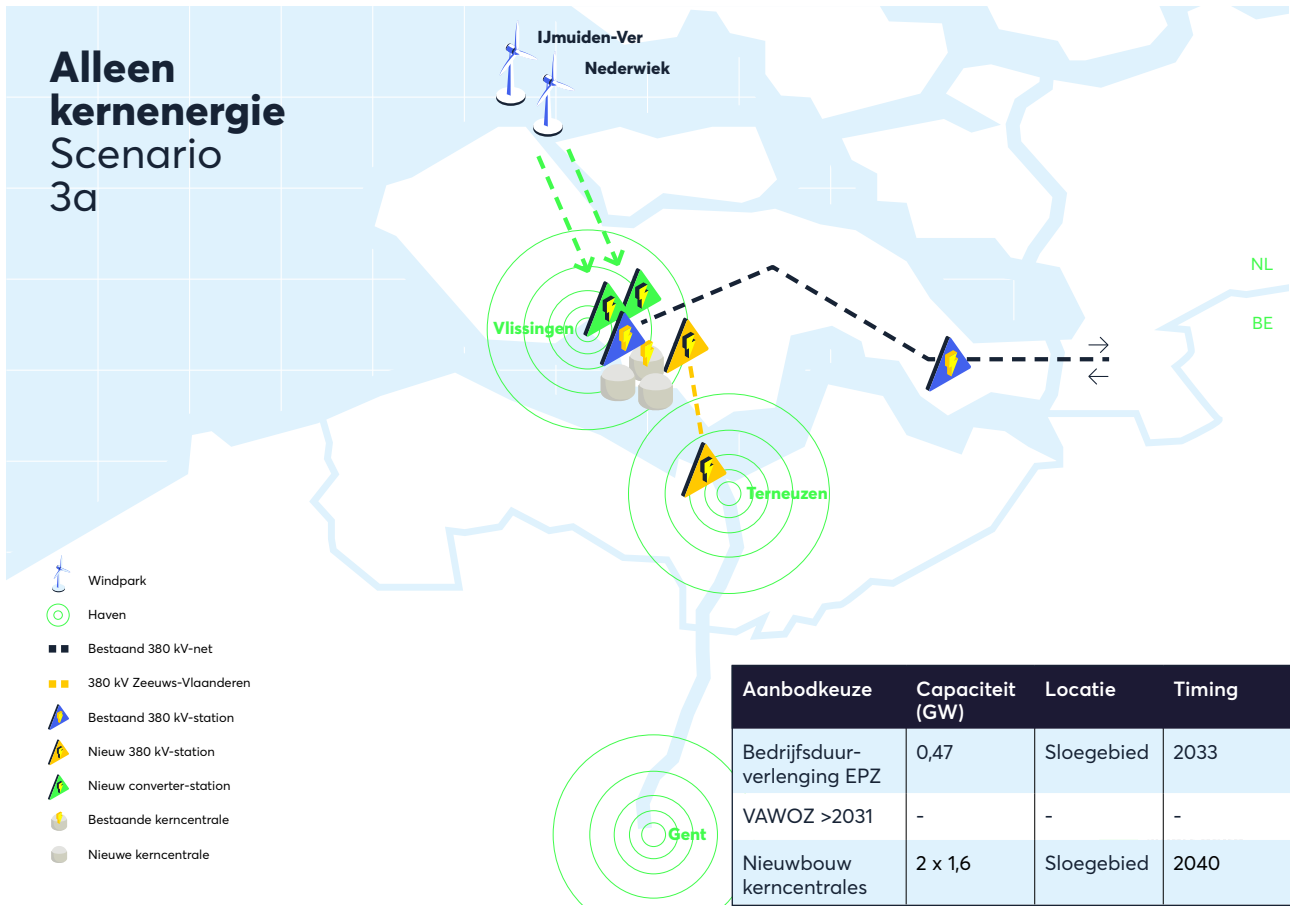
3.1.3 Minimaal aanbod: Scenario 2a

Scenario 2a (minimaal aanbod) geeft een compleet tegenovergesteld beeld van scenario's 1a en 1b (maximaal aanbod). Zoals in de inleiding en aanleiding voor deze studie is omschreven, zijn de grootschalige ontwikkelingen op het gebied van wind op zee en kernenergie om verschillende redenen onzekere factoren. Uitblijvende vraag naar groene elektronen, kosten(overschrijdingen), complexe ruimtelijke procedures, etc. zorgen voor grote uitdagingen binnen projecten van dergelijke schaal. Om gevoel te krijgen bij de impact van het niet doorgaan van deze projecten, is er in scenario 2a uitgegaan van een minimale ontwikkeling van aanbod van elektriciteit.

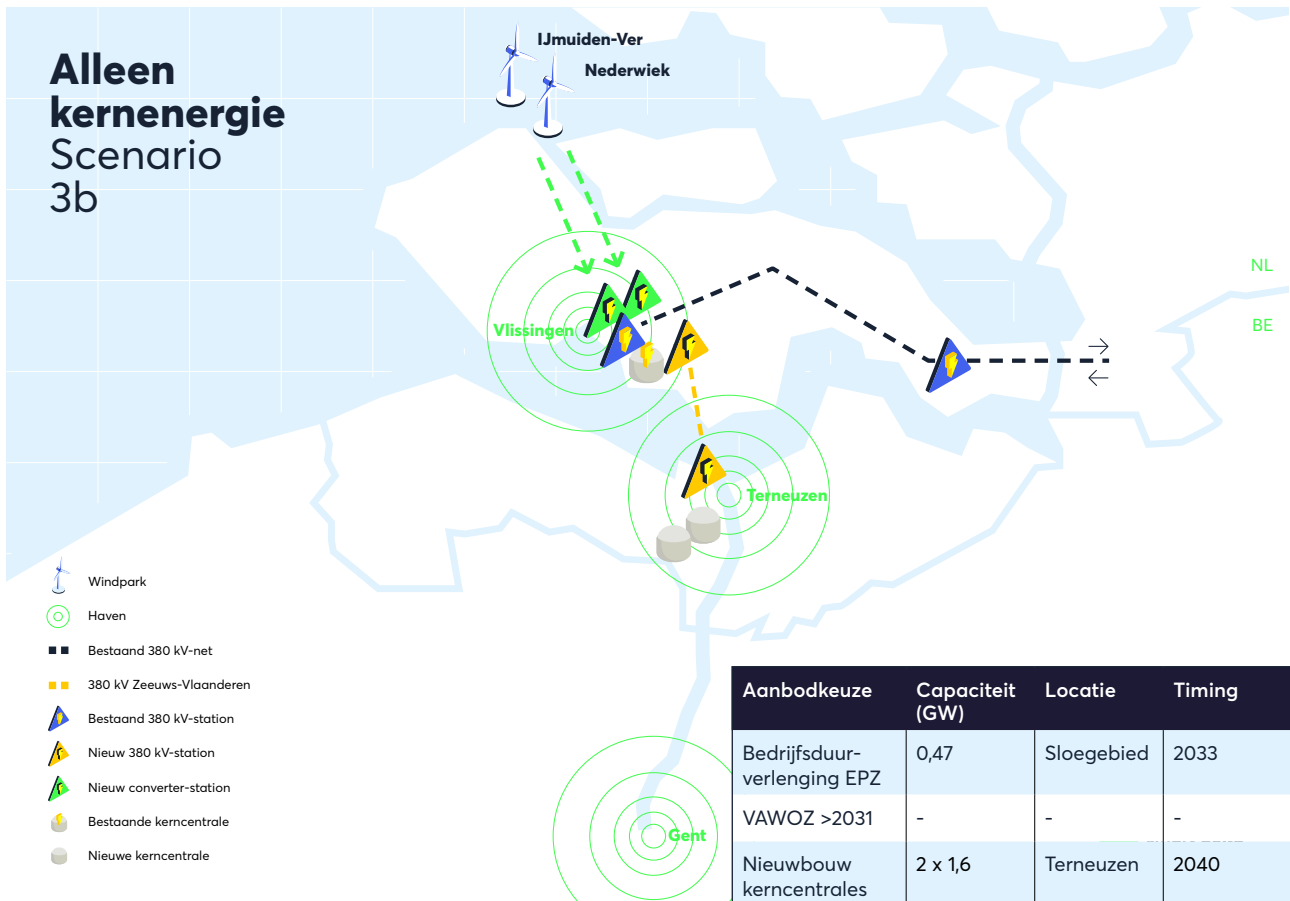
In scenario 2a wordt daarom aangenomen dat er na 2030 geen nieuwe wind op zee projecten meer worden ontwikkeld in Zeeland. Belangrijke nuance daarbij is dat er wel vanuit wordt gegaan dat de windparken Ijmuiden Ver Alpha (2 GW) en Nederwiek-I (2 GW) volgens planning worden gerealiseerd, gezien de gevorderde procedures voor deze projecten. Ook de nieuwbouw van twee grote kerncentrales gaat in scenario 2a niet door: bijvoorbeeld doordat de locatiekeuze ergens anders in Nederland valt, of doordat de bouw toch te complex, duur of onhaalbaar blijkt. Daarnaast wordt aangenomen dat de bedrijfsverlenging van de bestaande kerncentrale niet doorgaat, om zo een uiterst minimaal aanbodskenario te simuleren.

3.1.4 Alleen kernenergie: Scenario 3a

In de varianten van scenario 3 (a/b/c) wordt een keuze gemaakt tussen óf grootschalige, conventionele kerncentrales, óf additionele aanlanding van wind



Figuur 11: Scenario 3a – Alleen kernenergie (kerncentrales in Sloegebied)



Figuur 12: Scenario 3b – Alleen kernenergie (kerncentrales in Terneuzen)

op zee. Eerdere studies, zoals de genoemde Integrale Effecten Analyse in het kader van VAWOZ 2031-2040, laten zien dat een combinatie van wind op zee en kernenergie, afhankelijk van de vraag naar elektriciteit, lastig inpasbaar kan zijn. Daarbovenop komt de eerdergenoemde onzekere ontwikkeling van dit soort grootschalige projecten in de huidige markt. Het is daarom zeker niet ondenkbaar dat er een keuze gemaakt zal worden tussen beide vormen van grootschalig aanbod van elektriciteit. In scenario 3a wordt daarom aangenomen dat er enkel kerncentrales ontwikkeld zullen worden na 2030, waarbij de locatiekeuze hier is gevallen op het Sloegebied. Hierbij is, zoals in het maximaal aanbodscenario, gekozen voor de kerncentrales van 1,6 GW. Daarbij wordt ervanuit gegaan dat de bedrijfsduurverlenging van de bestaande kerncentrale doorgang zal vinden.

3.1.5 Alleen kernenergie: Scenario 3b

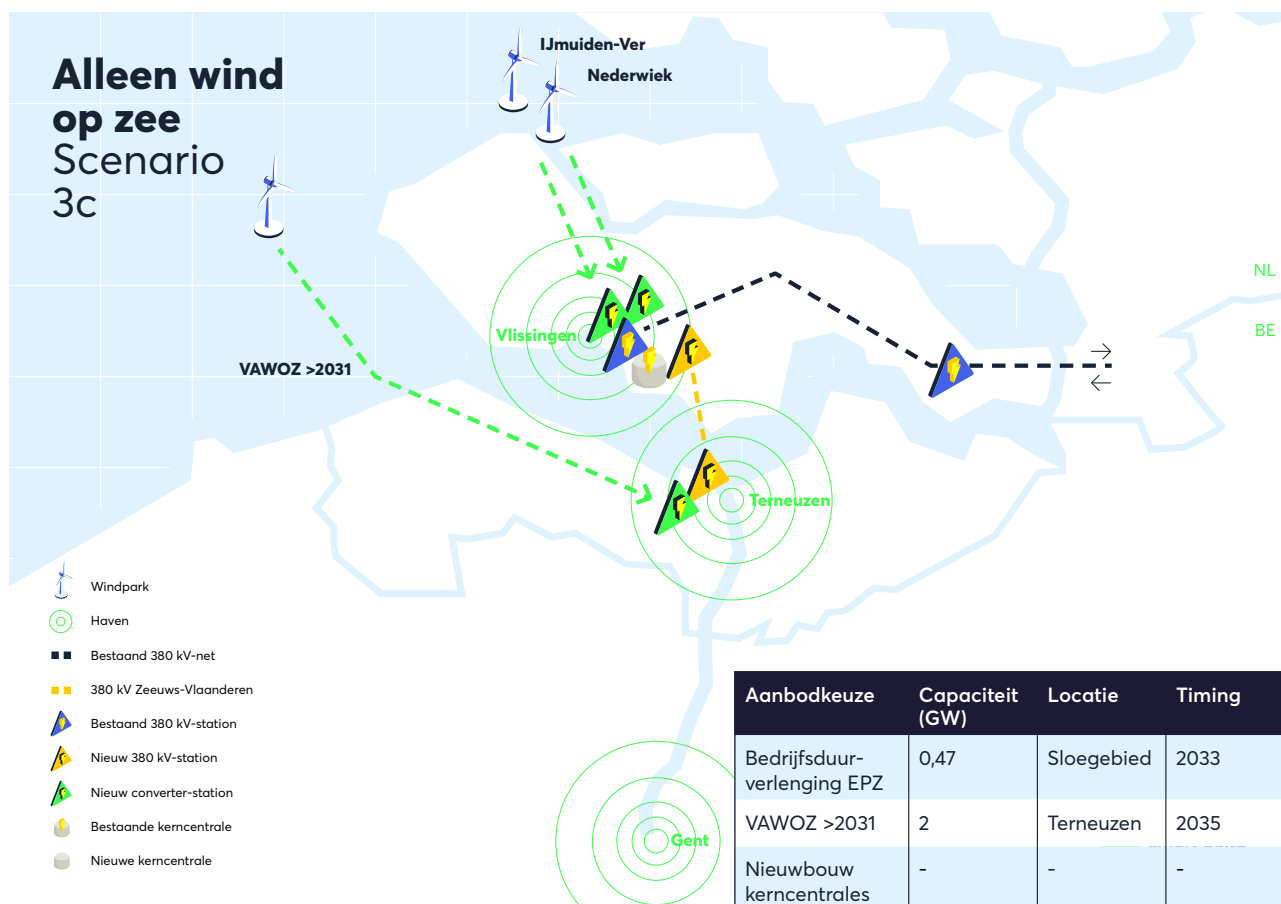
Scenario 3b vormt een locatievariatie op scenario 3a: in dit scenario blijven de aannames hetzelfde, alleen de locatiekeuze van de kerncentrales verandert: deze

worden in scenario 3b ontwikkeld in Terneuzen.

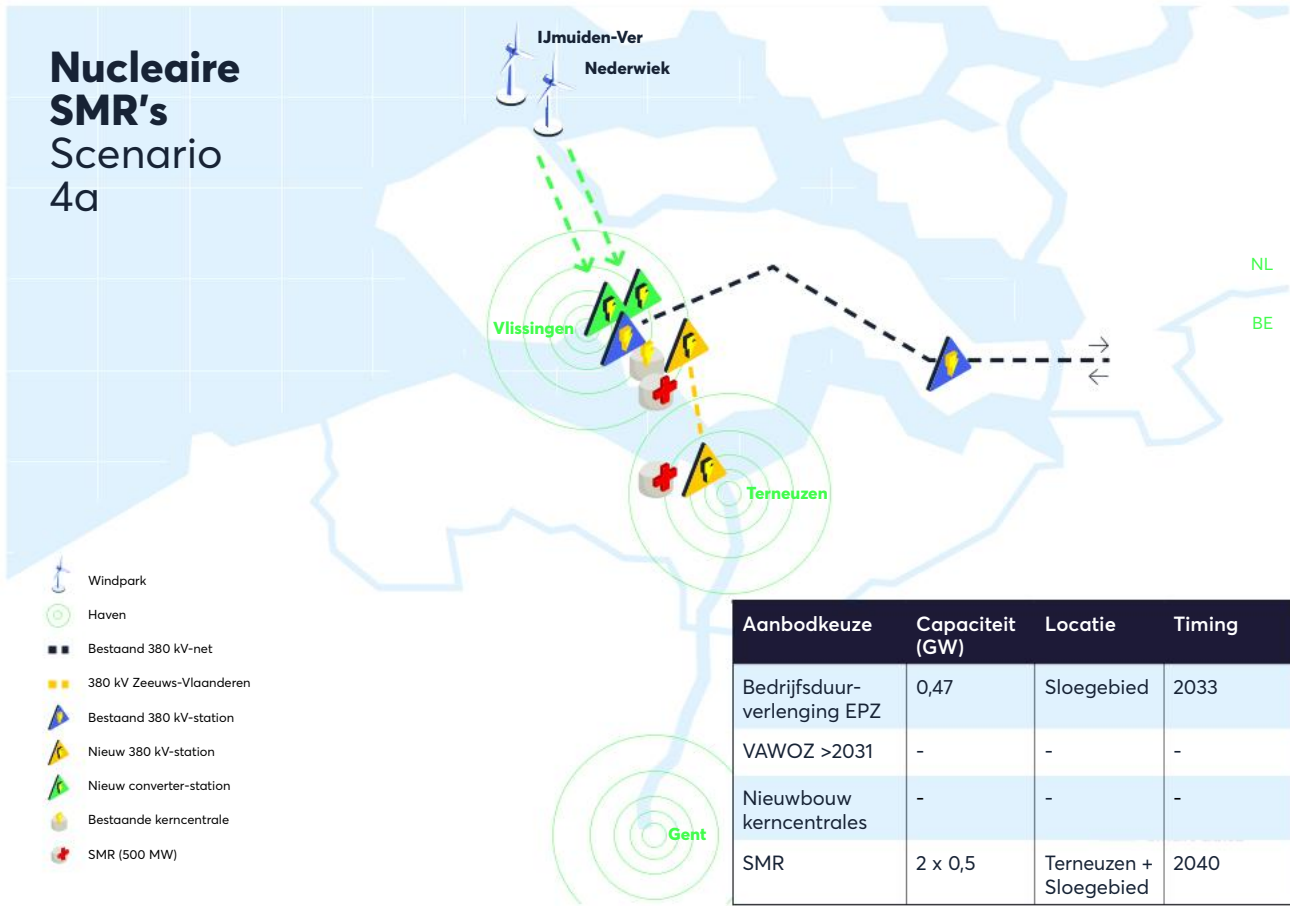
3.1.6 Alleen wind op zee: Scenario 3c

In scenario 3c wordt de aanname gedaan dat de nieuwbouw van twee grote kerncentrales niet in Zeeland plaats zal vinden (zie ook onderbouwing in het minimaal aanbodscenario (2)). Daarentegen vindt de verdere uitbouw van wind op zee wel doorgang. De locatiekeuze hiervan, namelijk Terneuzen, volgt dezelfde argumentatie als in de scenario's voor maximaal aanbod (1a en 1b). Daarbij is gekozen voor de aanlanding van één kabel van 2 GW, mede op basis van de analyses uit het Programma VAWOZ 2031 – 2040. De aanname is daarbij dat dit windpark in 2035⁶ aan zal landen.

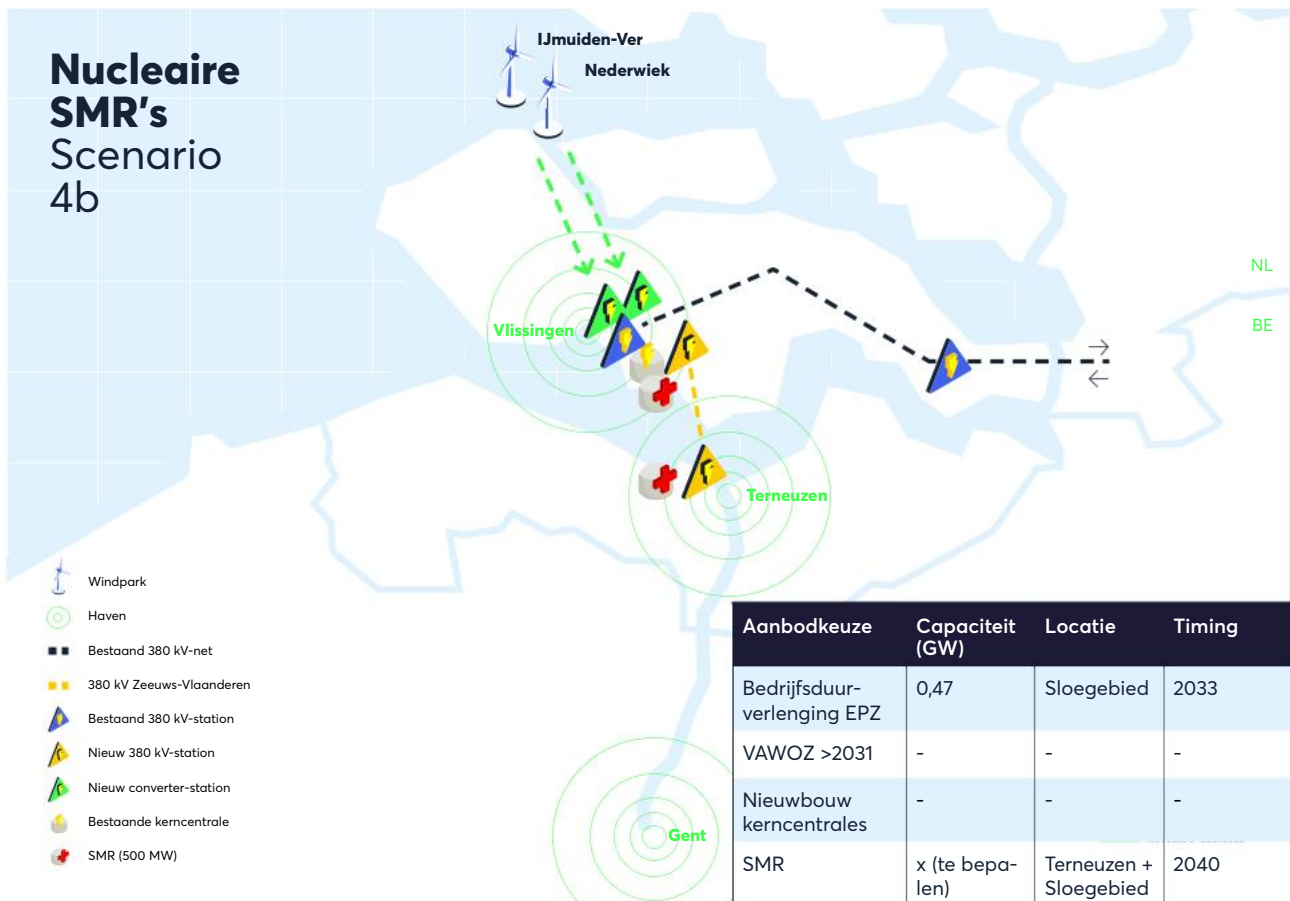
⁶ Na het uitvoeren van de kwantitatieve analyses, kwam vanuit het Programma VAWOZ naar voren dat een 2 GW windpark pas twee jaar ná de ingebruikname van 380kV Zeeuws-Vlaanderen (incl. nieuw 380kV-station in Terneuzen) kan plaatsvinden. Met de aanname voor 380kV Zeeuws-Vlaanderen in 2035, betekent dat dus een aanlanding op zijn vroegst in 2037. Dit verschil in tijd heeft geen significante impact op de resultaten in de knelpuntenanalyse.



Figuur 13: Scenario 3c – Alleen wind op zee (aanlanding in Terneuzen)



Figuur 14: Scenario 4a - één SMR (500 MW) in Terneuzen en één SMR (500 MW) in Sloegebied



Figuur 15: Scenario 4b – Maximale inpassing SMR's (op basis van knelpuntenanalyse en optimalisatie)

3.1.7 Small Modular Reactors: Scenario 4a

In scenario 4a worden Small Modular Reactors (SMR's) ingezet voor grootschalige elektriciteitsproductie in de regio. In dit scenario wordt gekeken wat het effect is van de bouw van twee Generatie III+ SMR's op een grote schaal (+/- 500 MW), verspreid over Terneuzen en het Sloegebied. Hierbij wordt ervanuit gegaan dat de bestaande kerncentrale wél operationeel blijft, dat er geen nieuwbouw van grote kerncentrales plaatsvindt en dat alleen de windparken tot en met 2030 (IJmuiden Ver en Nederwiek-I) worden gerealiseerd.

Belangrijke context in dit scenario is dat wordt aangenomen dat de Generatie III+ SMR's grotendeels worden ingezet voor elektriciteitsproductie. Uiteraard biedt de productie van stoom ook kansen voor het invullen van de warmtevraag van de industrie, maar dat is voor deze studie buiten de scope gelaten. De toegevoegde waarde van SMR's in de Schelde-Deltaregio is in 2025 onderzocht door het Ministerie van KGG en Provincie Zeeland (separate studies), waarbij Smart Delta Resources actief betrokken is geweest. Daarbij was de conclusie dat mét het doorgaan van grootschalige kernenergie en/of wind op zee

ontwikkelingen na 2030, dat een SMR voor voornamelijk elektriciteitsproductie weinig toegevoegde waarde heeft voor het cluster en de impact op het elektriciteitsnet vergroot. Mochten deze ontwikkelingen echter – om welke reden dan ook - niet doorgaan zouden SMR's ook een rol kunnen spelen in het leveren van CO₂-vrije elektriciteit aan het landelijke elektriciteitsnet.

3.1.8 Small Modular Reactors: Scenario 4b

In scenario 4b wordt in een optimalisatie gekeken hoeveel SMR's er maximaal in het Zeeuwse cluster ingepast kunnen worden binnen de beschikbare exportcapaciteit en aan de hand van een specifiek vraagscenario. Belangrijke uitgangspunten in dit scenario zijn dat de bestaande kerncentrale niet meer operationeel is in 2040 (en wordt vervangen voor een SMR), er geen nieuwbouw van grote kerncentrales plaatsvindt en dat alleen de windparken tot en met 2030 (IJmuiden Ver en Nederwiek-I) worden gerealiseerd. Daarbij wordt uitgegaan van Generatie III+ SMR's op een grote schaal (+/- 500 MW). Verder geldt over de inzet van SMR's dezelfde argumentatie als gegeven bij scenario 4a.



3.2 Verduurzamingsroadmaps⁷

In paragraaf 3.2 worden de twee vraagscenario's beschreven die voor deze studie zijn geformuleerd. Deze zijn gebaseerd op concrete verduurzamingsroadmaps van de verschillende industriebedrijven in de regio. De focus hierbij ligt op de technische transitiepaden waarmee de Scope-1 CO₂-emissies van de industriële sites door de tijd heen verlaagd worden. Een belangrijke nuance hierbij is dat hier nog geen rekening gehouden wordt met de totale kosten en baten van deze verduurzamingsroadmaps.

3.2.1 Verduurzamingsroadmap Stevig Fundament

Het scenario "Stevig Fundament" beschrijft een geleidelijke reductie van Scope 1 CO₂-emissies in de Schelde-Deltaregio van circa 9,5 Mton/jaar in 2024 naar bijna nul in 2050, gebaseerd op een mix van technologieën en energie- en grondstoffenbronnen. In de eerste fase (tot circa 2035) ligt de nadruk op low-carbon waterstof (uit aardgas of petrochemische restgassen) in combinatie met CCS, aangevuld met overige emissiereducties. Vanaf 2028 neemt elektrificatie geleidelijk toe en blijft tot 2050 een belangrijke pijler, terwijl groene waterstof vanaf 2035 een aanvullende rol krijgt. Het scenario kent een relatief stabiele transitie naar een bijna emissievrije industrie in 2050. Het scenario bevat een vrij conservatieve aanname van de

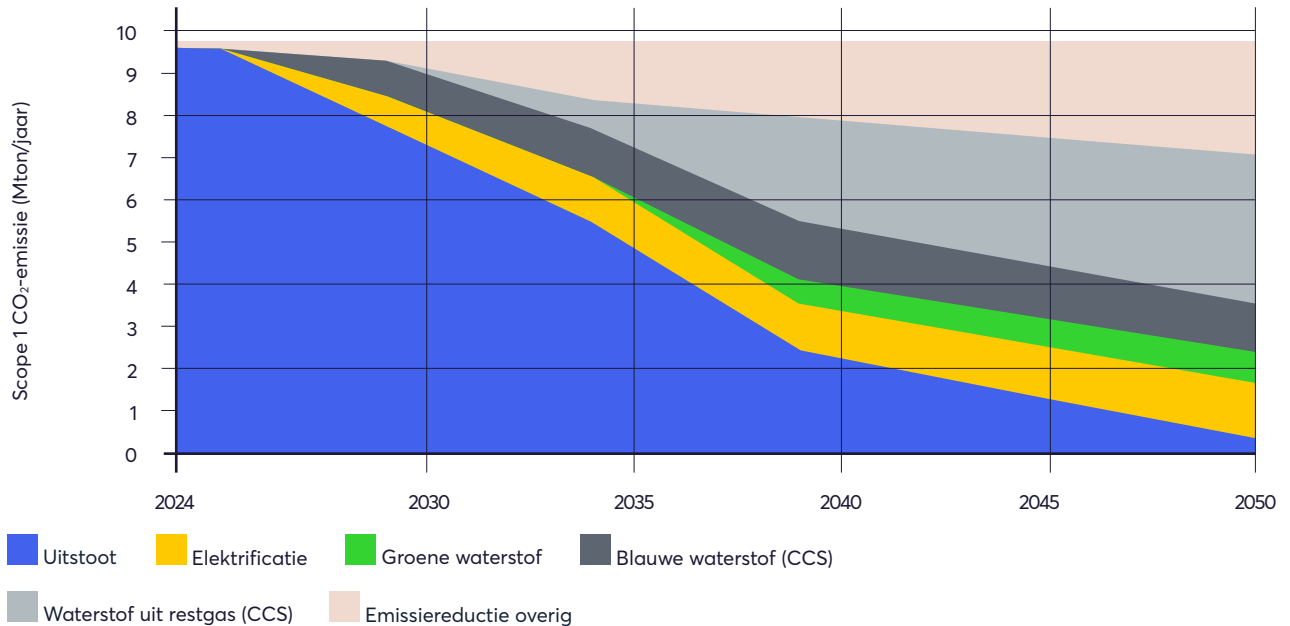
groei van de elektriciteitsvraag in de regio (o.a. door minder elektrolyse – 835 MW in 2040 – en een minder grote industriële elektriciteitsvraag), terwijl er meer focus ligt op inzet van CCS, low-carbon waterstof en inzet van groen gas.

3.2.2 Verduurzamingsroadmap Stroomversnelling

Het scenario "Stroomversnelling" laat een snellere en ambitieuzere reductie van Scope 1 CO₂-emissies in de Schelde-Deltaregio zien, waarbij de uitstoot daalt van circa 9,5 Mton/jaar in 2024 naar nul in 2050, met een sterke afname al vóór 2030. In dit scenario wordt vroeg en grootschalig ingezet op elektrificatie, dat vanaf 2026 begint te groeien en tegen 2040 de dominante maatregel is. Daarnaast speelt waterstof een belangrijke rol, waarbij groene waterstof vanaf 2030 stevig doorbreekt (tot +/- 4 GW in 2040) en negatieve emissies vanaf 2040 bijdragen aan verdere reductie. Low-carbon waterstof en CCS-oplossingen voor restgassen worden vooral in de eerste fase toegepast als overgangstechnologie, maar nemen na 2035 geleidelijk af, waarbij wel duidelijk is dat CCS ook na 2050 nog een belangrijke technologie zal zijn. Het scenario kenmerkt zich door een versnelde transitie, waarbij innovatieve technologieën en infrastructuur snel worden opgeschaald om de klimaatdoelen ruim op tijd te halen.

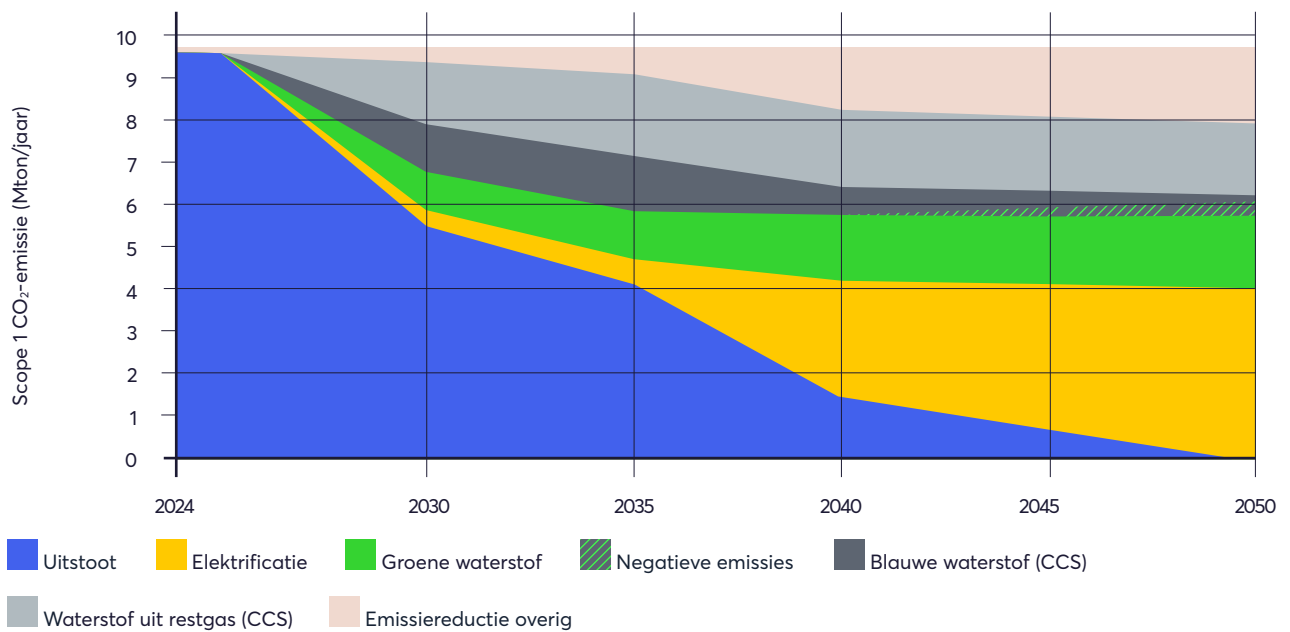
⁷ Stevig Fundament en Stroomversnelling zijn verduurzamingsroadmaps: manieren om naar klimaatneutraliteit te komen. Uit deze verduurzamingsroadmaps volgt een scenario rond elektriciteitsvraag.

Schelde-Deltaregio Scope 1 Emissiereductie (Stevig Fundament)



Figuur 16: Scope 1 emissiereductie in het Stevig Fundament scenario

Schelde-Deltaregio Scope 1 Emissiereductie (Stroomversnelling)



Figuur 17: Scope 1 emissiereductie in het Stroomversnelling scenario

3.2.3 Vergelijking vraagscenario's

Impact op CO₂-emissies en klimaatneutraliteit

Beide vraagscenario's leiden tot klimaatneutraliteit omstreeks 2050, maar de route en impact verschillen aanzienlijk. Figuur 16 laat zien dat in het scenario Stroomversnelling de CO₂-uitstoot al vóór 2030 sterk daalt, terwijl Stevig Fundament een iets meer geleidelijke reductie kent en pas rond 2035 grotere stappen zet. Deze verschillen hebben belangrijke consequenties voor de regio. Stevig Fundament houdt langer vast aan low-carbon waterstofproductie met CCS, wat zorgt voor stabiliteit en een hogere mate van zelfvoorziening. Op langere termijn kan inzet van groen gas daarbij een rol spelen in waterstofproductie. Daarbij is de beschikbaarheid van voldoende groen gas(certificaten) uiteraard wel een randvoorwaarde.

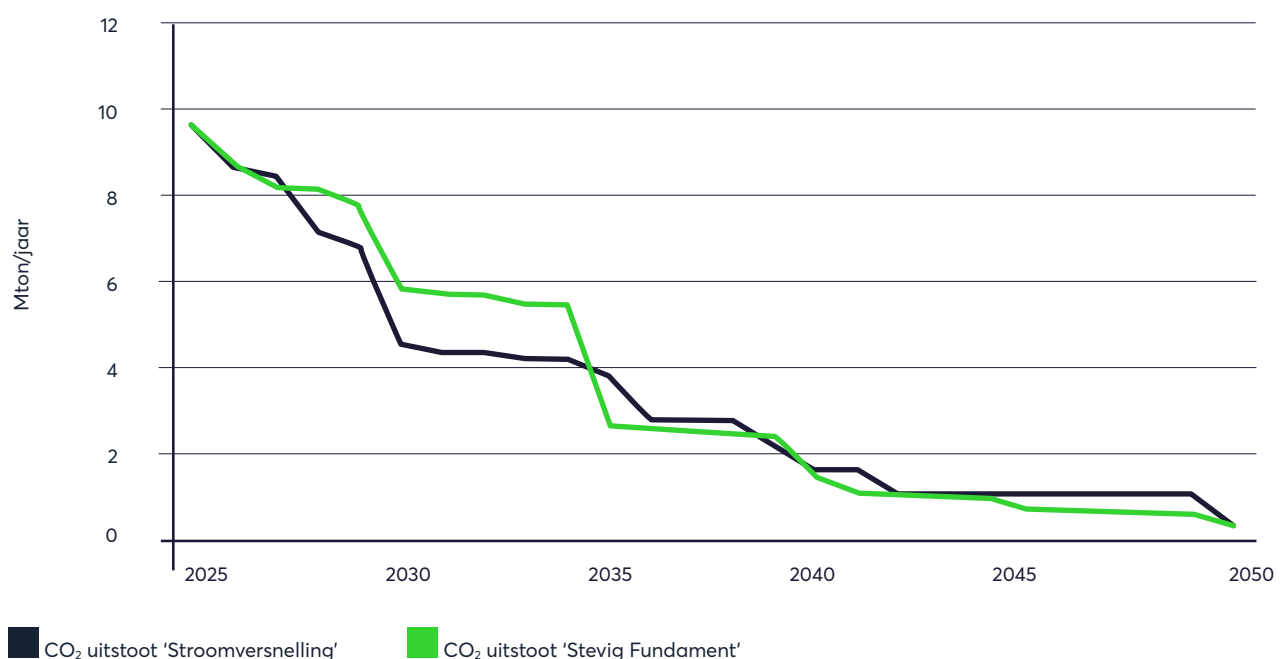
Stroomversnelling daarentegen zet sterker in op elektrificatie en toepassing van groene waterstof, waardoor fossiele afhankelijkheid sneller afneemt en de regio zich nadrukkelijker kan profileren als internationale waterstofhub (combinatie van grootschalig groene waterstof, low-carbon waterstof en waterstofimport).

De werkelijkheid zal waarschijnlijk tussen deze twee scenario's komen te liggen en wordt o.a. bepaald door economische omstandigheden, Europese en nationale beleidskeuzes, realisatie van energie-infrastructuur, (inter)nationale financiële ondersteuning en tijdige vergunningverlening. Een adaptieve strategie, die elementen van beide scenario's combineert, zal in de realiteit de beste balans tussen haalbaarheid, zekerheid en ambitie bieden.

Impact op energie-infrastructuur

Beide vraagscenario's – en hun mogelijke tussenvarianten – laten zien dat tijdige en betaalbare energie-infrastructuur voor elektriciteit, waterstof en CO₂ noodzakelijke investeringen zijn voor de Schelde-Deltaregio en daarmee de verduurzaming van Nederland en België. Beide scenario's kunnen omstreeks 2050 klimaatneutraliteit bereiken, maar vragen in alle gevallen om een backbone voor energie- en moleculenstromen. Of de transitie nu verloopt met sterke elektrificatie en meer groene waterstof, of juist met meer en langer CCS en low-carbon waterstof: infrastructuur vormt de ruggengraat van het systeem.

CO₂ uitstoot



Figuur 18: Vergelijking CO₂-reductieroadmap Stevig Fundament en Stroomversnelling



Waterstof en CCS spelen namelijk in alle scenario's een centrale rol in de verduurzamingsroadmaps van de industrie. Deze investeringen maken de regio flexibel en adaptief voor uiteenlopende beleidskeuzes en economische omstandigheden. Bovendien versterkt het de concurrentiekracht van het industriecluster en de rol als internationale waterstofhub, terwijl crossborder verbindingen de leveringszekerheid en integratie van

energiemarkten verbeteren. Zonder tijdige investeringen in deze basisinfrastructuur ontstaan knelpunten die de energietransitie vertragen en kosten verhogen. Investeren in deze infrastructuur is daarom niet alleen noodzakelijk, maar strategisch: het biedt zekerheid, economische kansen en maakt klimaatneutraliteit in beide vraagscenario's haalbaar.

Resultaten knelpuntenanalyse

De verschillende combinaties van elektriciteitsvraag en -aanbod zijn doorgerekend op de energie-infrastructuur, met hoofdfocus op de 380kV-elektriciteitsinfrastructuur. Het Stevig Fundament-scenario wordt als startpunt gebruikt, vervolgens wordt ook de impact van het Stroomversnelling-scenario doorgerekend.

Hoofdstuk 4 geeft daarbij de resultaten van de knelpuntenanalyse, met een focus op:

- De elektriciteitsbalans (GWh/ jaar)
- Knelpunten op jaarniveau (MW-capaciteit)
- Knelpunten op uurniveau (MW-capaciteit) en
- Optimalisaties naar vraag- en locatiesturing.

Niet voor elke combinatie van vraag en aanbod zijn alle vier deze onderdelen in detail weergegeven in de knelpuntenanalyse. Er is in bepaalde gevallen bewust gekozen om wel/geen analyse op uurniveau door te voeren. Dit is vooral een afweging geweest van de analyses die de meeste toegevoegde waarde hebben voor deze studie, waarbij zoveel mogelijk herhaling wordt voorkomen en de bandbreedtes binnen het systeem het duidelijkst zichtbaar zijn. Dit wordt per scenario aangegeven.

4.1 Maximaal Aanbod (1a) + Stevig Fundament

In paragraaf 4.1 wordt het maximaal aanbodscenario (1a, kerncentrales in het Sloegebied en wind op zee in Terneuzen) gecombineerd met het Stevig Fundament vraagscenario.

4.1.1 Elektriciteitsbalans Maximaal aanbod (1a) + Stevig Fundament

Figuur 17 geeft de elektriciteitsbalans weer van deze combinatie van vraag en aanbod. De regio groeit daarbij uit tot een fors exporterende regio op het gebied van elektriciteit. Het Sloegebied (ten noorden

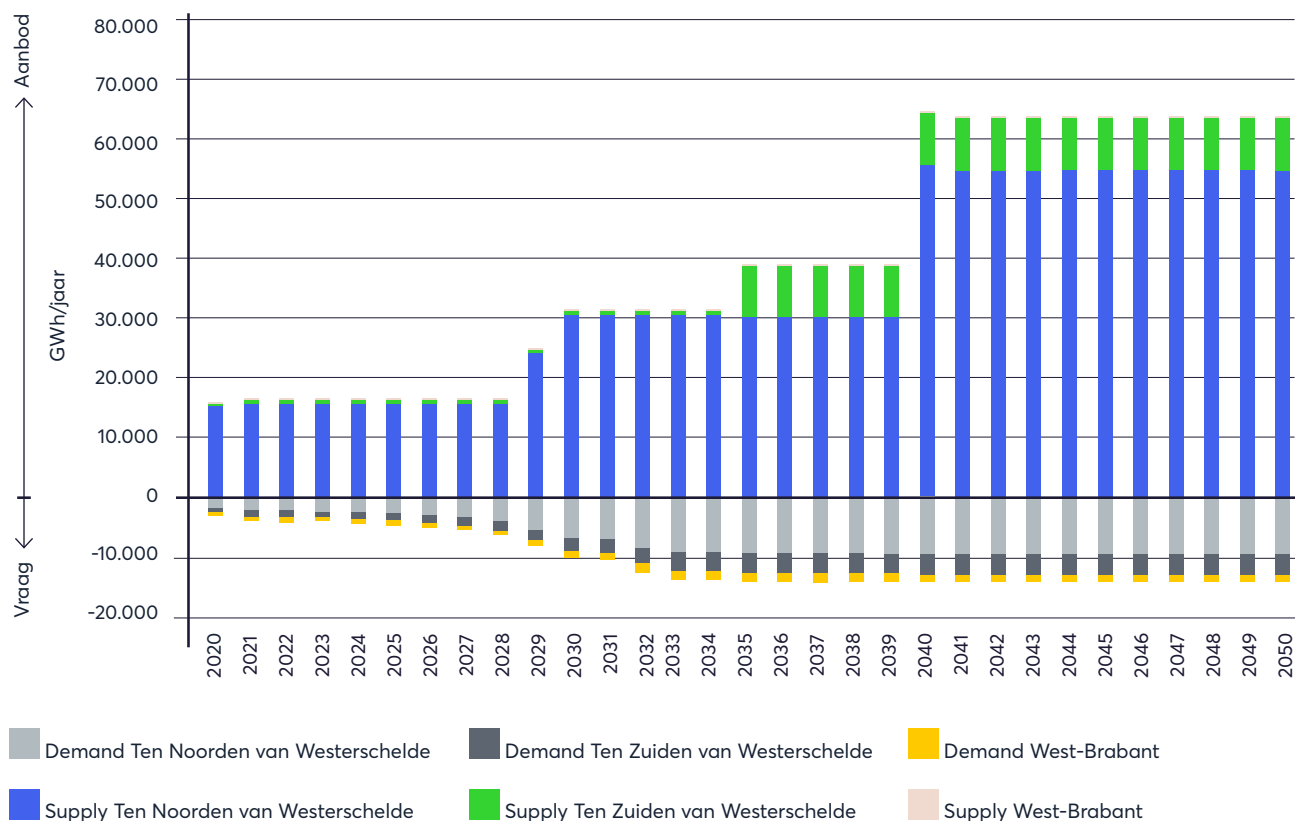
van de Westerschelde) is daarbij, vanwege de in 2030 reeds aangelande hoeveelheid wind op zee (5,5 GW aan opgesteld vermogen) en de komst van twee grote kerncentrales in 2040 de dominante regio. Vanaf 2040 is daarbij het elektriciteitsaanbod ruim vier keer zo hoog als de regionale elektriciteitsvraag.

4.1.2 Knelpuntenanalyse jaarniveau

Figuur 18 geeft een overzicht van de knelpunten op basis van de elektriciteitsbalans. Vóór 2035 laat de analyse geen knelpunten op het tot dan aanwezige 380kV-net zien. Vanaf 2035 ontstaan er wel grote knelpunten in het systeem. Dit laat zien dat wanneer alle assets in het systeem gelijktijdig zouden draaien, dat er regionaal te weinig vraag naar elektriciteit is in het Stevig Fundament vraagscenario om alles in te passen in het elektriciteitsnet (er blijft immers te veel elektriciteitsproductie over voor de beschikbare exportcapaciteit).

De baseload elektriciteitsvraag vanuit de industrie, elektrolysecapaciteit (835 MW in 2040) en batterijcapaciteit⁸ (676 MW in 2040) zijn daarbij ontoereikend om deze knelpunten te voorkomen. Vanaf de ingebruikname van VAWOZ 2031-2040 (2 GW in 2035) en de kerncentrales (2 x 1,6 GW in 2040) ontstaan zeer grote knelpunten op deze exportverbinding richting Rilland, tot wel 3 GW op zijn hoogst. Een belangrijke reden dat de knelpunten op de exportverbinding naar Rilland ontstaan, is dat binnen de toekomstige ringstructuur van het 380kV-net in Zeeland alle elektriciteit die niet in Terneuzen en het Sloegebied gebruikt wordt, samenkomt op deze exportverbinding.

Elektriciteitsvraag en -aanbod: Scenario 1a



Figuur 19: Elektriciteitsbalans Maximaal Aanbod (1a) + Stevig Fundament (SF)

Case: Maximaal aanbod scenario 1a en vraagscenario SF

Verbindingen/stations	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
380 kV: Exportverbinding Rilland	1245	1275	1275	1225	1225	3181	3181	3181
380 kV: Terneuzen - Liechtensteinweg								
380 kV: station: Liechtensteinweg								

Verbindingen/stations	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
380 kV: Exportverbinding Rilland	3181	3181	2732	2732	2732	2732	2732	2724
380 kV: Terneuzen - Liechtensteinweg								
380 kV: station: Liechtensteinweg								

Figuur 20: Knelpuntentabel 380kV-netwerk (1a + SF, weergegeven in MW-capaciteit)

8 De batterijcapaciteit is, op basis van huidige plannen binnen het North Sea Port gebied, op 676 MW gezet in 2040. Belangrijke nuance hierbij is, is dat hier een doorgroeipotentieel bestaat, maar hier bij het starten van de studie nog geen (relatief) concrete plannen voor beschikbaar waren.

4.2 Maximaal aanbod (1b) + Stevig Fundament

In paragraaf 4.2 wordt het maximaal aanbodscenario (1b, kerncentrales in Terneuzen en wind op zee in Terneuzen) gecombineerd met het Stevig Fundament vraagscenario.

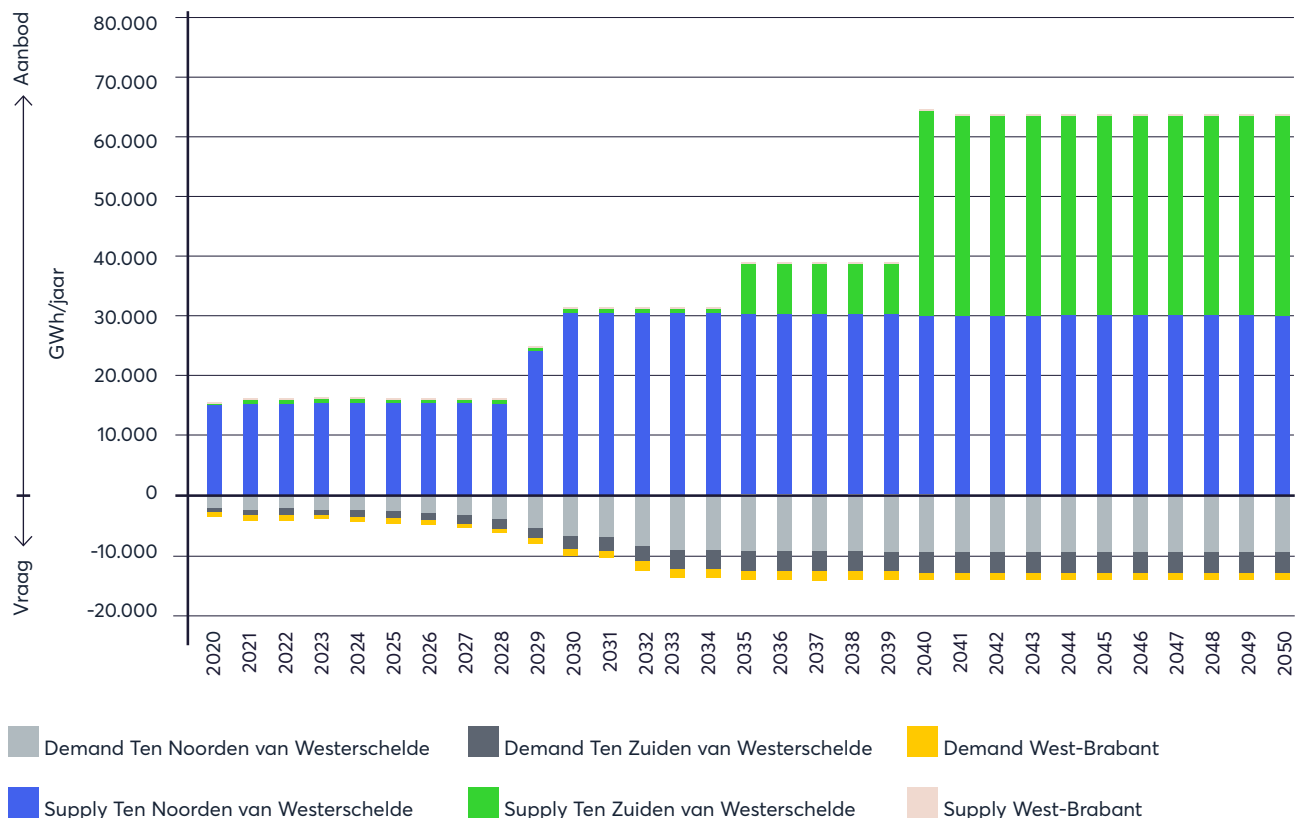
4.2.1 Elektriciteitsbalans Maximaal aanbod (1b) + Stevig Fundament

Figuur 19 geeft de elektriciteitsbalans weer van deze combinatie van vraag en aanbod. De regio groeit ook hierbij uit tot een zeer groot exporterende regio op het gebied van elektriciteit. Hierbij is het opgestelde vermogen beter verdeeld over Zeeland, waarbij het Sloegebied fungeert als de meer variabele energiehub (wind op zee dominant), terwijl Terneuzen uitgroeit tot de baseload energiehub door de komst van twee kerncentrales. Vanaf 2040 is daarbij het elektriciteitsaanbod ruim vier keer zo hoog als de regionale elektriciteitsvraag.

4.2.2 Knelpuntenanalyse jaarniveau

Figuur 20 geeft een overzicht van de knelpunten op basis van de elektriciteitsbalans. Ook hier laat de analyse vóór 2030 geen knelpunten op het tot dan aanwezige 380kV-net zien. Vanaf 2035 ontstaan er wel grote knelpunten in het systeem. Dit laat zien dat wanneer alle assets in het systeem gelijktijdig zouden draaien, dat er regionaal te weinig vraag naar elektriciteit is in het Stevig Fundament vraagscenario om alles in te passen in het elektriciteitsnet. De baseload elektriciteitsvraag vanuit de industrie, elektrolysecapaciteit (835 MW in 2040) en batterijcapaciteit (676 MW in 2040) zijn daarbij ontoereikend om deze knelpunten te voorkomen. Vanaf de ingebruikname van VAWOZ 2031-2040 (2 GW in 2035) en de kerncentrales (2 x 1,6 GW in 2040) ontstaan zeer grote knelpunten op deze exportverbinding richting Rilland. De knelpunten vallen hierbij zo'n 400 MW lager uit, vanwege betere lokale absorptie van elektriciteit door de nabijgelegen industrie.

Elektriciteitsvraag en -aanbod: Scenario 1b



Figuur 21: Elektriciteitsbalans Maximaal Aanbod (1b) + Stevig Fundament (SF)

Case: Maximaal aanbod scenario 1b en vraagscenario SF

Verbindingen/stations	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
380 kV: Exportverbinding Rilland	1245	1245	1245	1225	1225	2817	2817	2817
380 kV: Terneuzen - Liechtensteinweg								
380 kV: station: Liechtensteinweg								

Verbindingen/stations	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
380 kV: Exportverbinding Rilland	2817	2817	2397	2397	2397	2397	2397	2390
380 kV: Terneuzen - Liechtensteinweg								
380 kV: station: Liechtensteinweg								

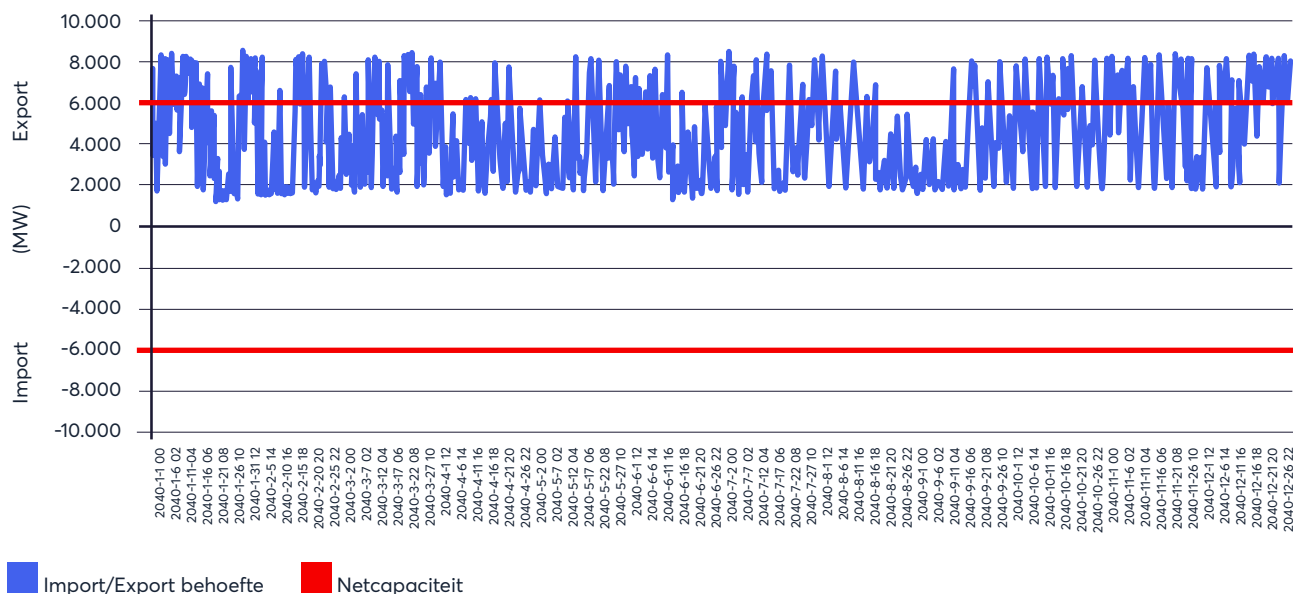
Figuur 22: Knelpunten tabel 380kV-netwerk (1b + SF, weergegeven in MW-capaciteit)

4.2.3 Knelpuntenanalyse urniveau

Figuur 21 geeft een visuele weergave van de exportcapaciteit van het Zeeuwse cluster. De rode lijn betreft daarbij de exportverbinding richting Rilland, die volgens het n-1 principe gedurende het jaar zo'n 6 GW aan exportcapaciteit beschikbaar heeft. Hierbij is 2040 als basisjaar gebruikt, omdat vanaf dit jaar alle assets in het systeem in gebruik genomen zijn. De figuur laat daarbij de fluctuaties in de benutting van de exportcapaciteit⁹ zien in de 8766 uur van het jaar. Telkens wanneer de blauwe lijn boven de rode

lijn uitstijgt, wordt de exportcapaciteit van de 380kV-verbinding richting Rilland overschreden. Het Zeeuwse cluster kent het hele jaar door elektriciteitsexport, met name gedreven door de grootschalige base load opwek via kernenergie. In de herfst en winter zijn de grootste en meeste pieken van export zichtbaar, gedreven door de elektriciteitsopwekking vanuit voornamelijk wind op zee. Aanvullend laat figuur 22 zien dat de aanwezige assets in het systeem in vraagscenario Stevig Fundament (industrie, elektrolyse, batterijen) bij periodes van veel wind bij lange na niet genoeg zijn om deze grote pieken op te vangen.

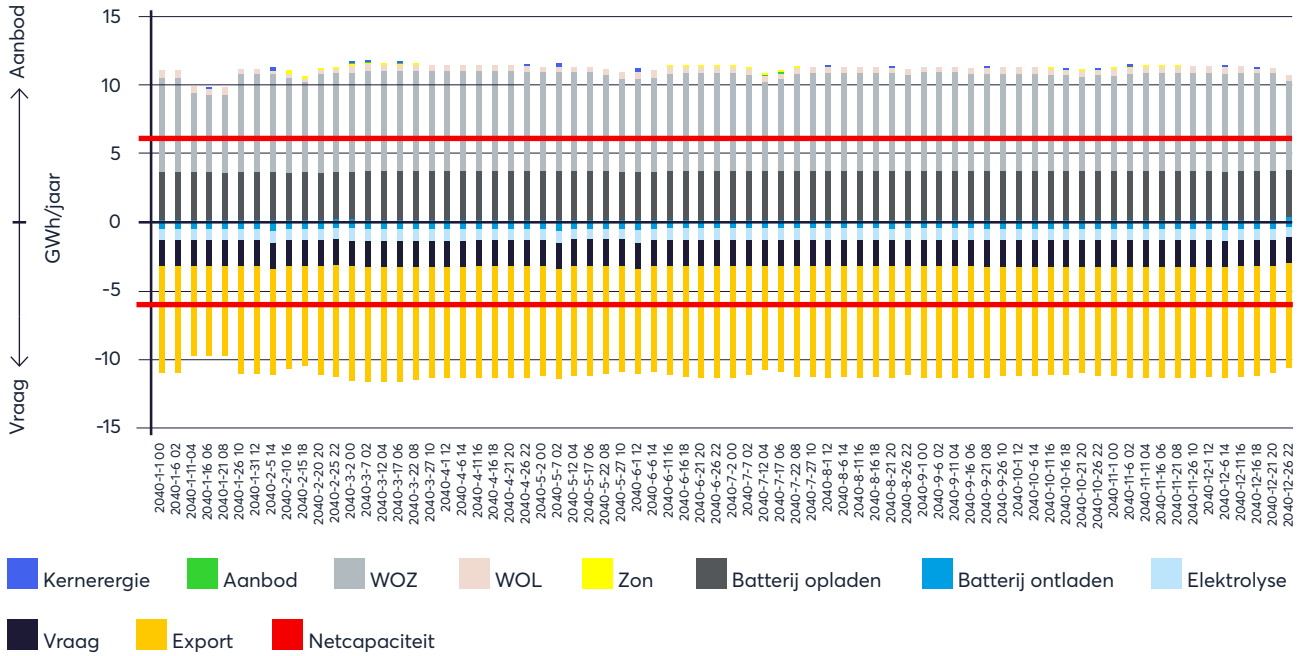
Elektriciteitsvraag en -aanbod: Scenario 1b



Figuur 23: Knelpuntenanalyse urniveau exportcapaciteit (1b + SF, basisjaar 2040)

⁹ Met de benutting van de exportcapaciteit wordt de benuttingsgraad van het elektriciteitsnet bedoeld.

Maximaal aanbod scenario 1b: Veel wind

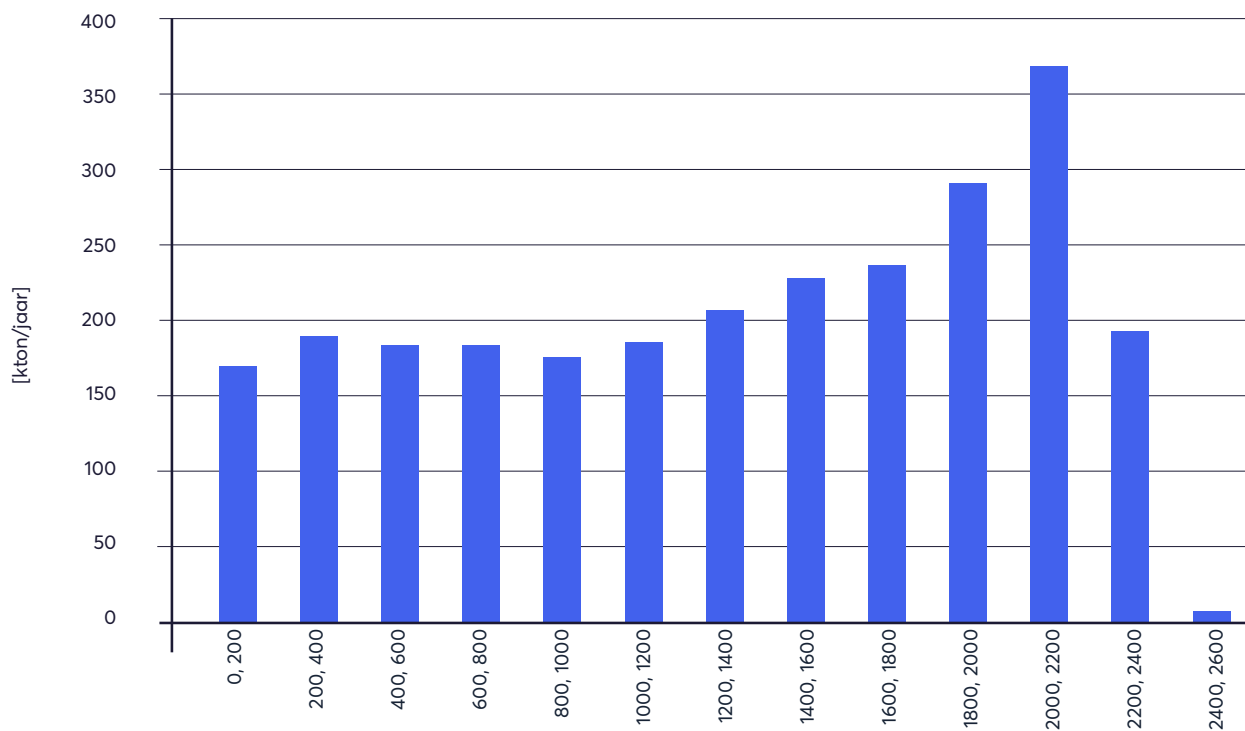


Figuur 24: Knelpuntenanalyse uurniveau bij een aantal dagen veel wind (1b + SF, basisjaar 2040)



Om inzichtelijk te maken hoe groot de knelpunten door het jaar heen zijn en hoeveel uur deze knelpunten per jaar voorkomen, is figuur 23 opgesteld. Op de verticale as is het aantal uur dat het knelpunt voorkomt te zien, terwijl de horizontale as de grootte van die knelpunten laat zien. Hier wordt duidelijk dat de exportcapaciteit gedurende 2653 uur (30% van het jaar) wordt overschreven. Het betreft hier zeker geen kleine knelpunten: de knelpunten zijn gedurende zo'n 1725 uur (20% van het jaar) groter dan 1 GW, terwijl ze tijdens 570 uur (6,5% van het jaar) zelfs boven de 2 GW uitstijgen.

Aanbod scenario 1b: Omvang exporthelpunt gedurende 2653 uur (30% van het jaar)



Figuur 25: Totaal aantal knelpunten in het jaar (aantal uur + grootte van het knelpunt)

4.2.4 Systeemrol bestaande assets, elektrolyse & batterijen

Om knelpunten in het elektriciteitsnet zoveel mogelijk weg te nemen, worden de aanwezige flexibele assets in het systeem maximaal ingezet, zo laat figuur 26 zien. Zelfs wanneer de 835 MW aan elektrolyzers en 676 MW aan batterijen zo maximaal mogelijke draaiuren per jaar zouden maken, zijn de knelpunten zichtbaar. Vanuit een systeemperspectief (om knelpunten te voorkomen) zouden de elektrolyse units ongeveer baseload moeten draaien. Dit is in strijd met de huidige vereisten vanuit de REDIII, omdat de geproduceerde niet in al deze uren wordt gekwalificeerd als RFNBO-waterstof, wat de waarde van de waterstof sterk zal verminderen. Daarnaast betekent dit dat elektrolyzers ook moeten produceren op uren waarbij het risico bestaat op zeer hoge elektriciteitsprijzen op gezette tijden. De aanwezige kerncentrales zorgen regionaal in Zeeland weliswaar voor baseload beschikbaarheid van elektriciteit tijdens periodes zonder wind en zon, maar op andere plaatsen in Nederland zal dit niet altijd het geval zijn.

Ook wordt duidelijk dat de systeemrol van elektrolyse en batterijen niet één op één met elkaar vergeleken kan worden en dat beide ontwikkelingen complementair aan elkaar kunnen zijn. Elektrolyzers kunnen een belangrijke rol in de balans van het systeem spelen door pieken van wind op zee op te vangen. Batterijen kunnen deze rol niet volledig zelfstandig vervullen door het kortcyclische karakter (C-rate¹⁰ van 1 tot 4: na vier uur laden op volledige capaciteit zijn de batterijen vol). Periodes met veel wind duren echter vaak veel langer, waardoor er met enkel batterijen onvoldoende opslagcapaciteit aanwezig is. Dit effect is niet aanwezig bij elektrolyse waarbij elektriciteit direct wordt omgezet naar waterstof en niet terugvloeit in het elektriciteitsnetwerk. Uiteraard is daar wel een incentive voor afname van de geproduceerde groene waterstof noodzakelijk.

Tot slot is zichtbaar dat in deze combinatie van vraag en aanbod geen rol meer is voor reeds aanwezige gascentrales in het systeem om aan de regionale vraag te voldoen, vanwege de volcontinue beschikbaarheid van kernenergie. In de levering aan het landelijke net kan deze rol in theorie nog wel aanwezig zijn.

	# uren in bedrijf	FLH ¹¹	MW geïnstalleerd vermogen
Kernenergie	8760	8760	3685
Gascentrales	-	-	-
WOZ	8744	3952	7400
Elektrolyse	8760	8672	835
Batterij opladen	6445	3170	676
Batterij ontladen	6634	3170	676

Figuur 26: Draaiuren van de assets in het Maximaal aanbod & Stevig Fundament vraagscenario

¹¹ FLH = Full Load Hours (draaiuren)

¹⁰ De C-rate van een batterij geeft aan hoe snel een batterij wordt geladen of ontladen ten opzichte van haar nominale capaciteit. Het is een maat voor de stroomsterkte in verhouding tot de capaciteit van de batterij. Uiteraard is deze technologie volop in ontwikkeling, maar voor nu wordt uitgegaan van de best beschikbare technologie op commerciële en industriële schaal.

¹¹ FLH = Full Load Hours (draaiuren)

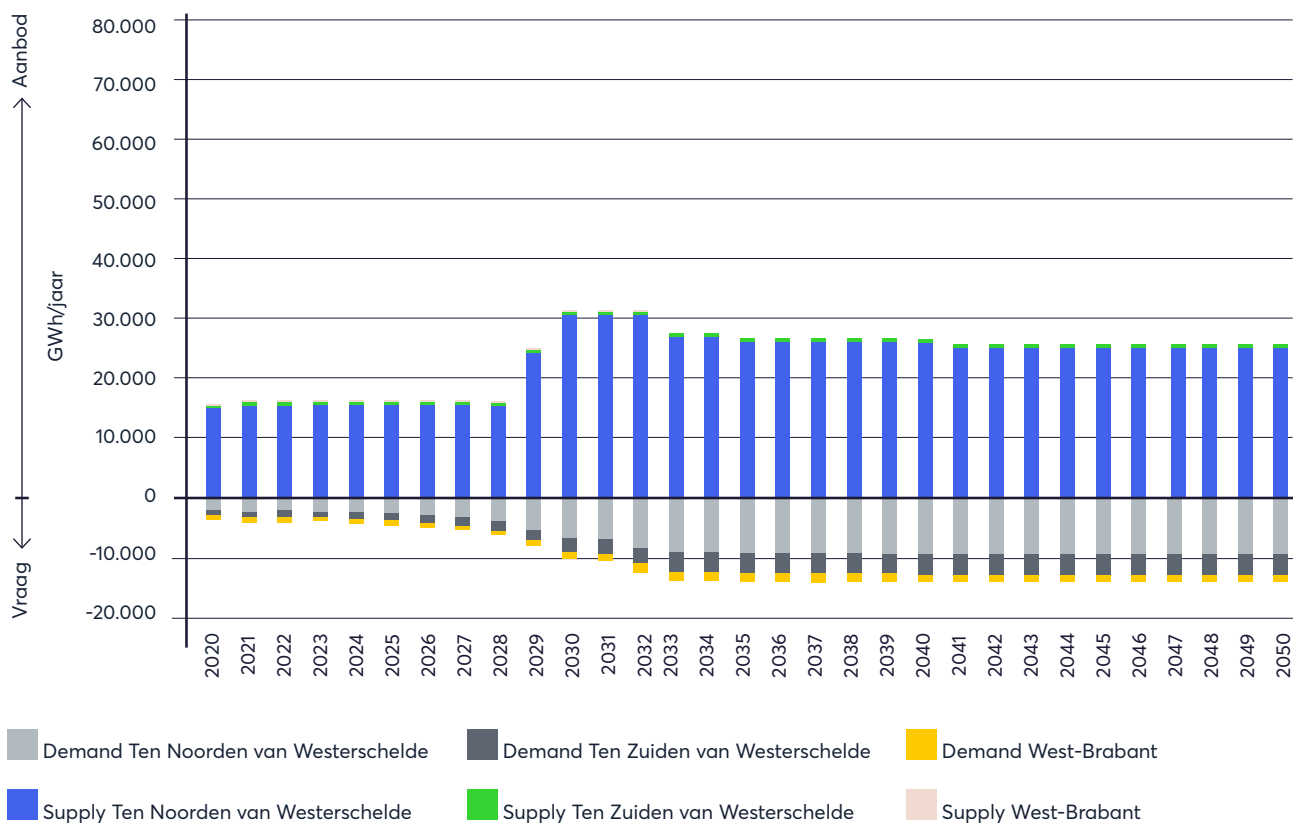
4.3 Minimaal aanbod (2a) + Stevig Fundament

In paragraaf 4.3 wordt het Minimaal aanbodscenario (2a) gecombineerd met het Stevig Fundament vraagscenario.

4.3.1 Elektriciteitsbalans Minimaal aanbod (2a) + Stevig Fundament

In het minimaal aanbodscenario (2a) worden na 2030 geen nieuwe projecten voor wind op zee of kernenergie ontwikkeld in Zeeland. Daarnaast wordt ervanuit gegaan dat de bestaande kerncentrale vanaf 2033 uit bedrijf genomen zal worden. In de elektriciteitsbalans in figuur 25 is zichtbaar dat het aanbod van elektriciteit t/m 2030 nog sterk toeneemt door de windparken van IJmuiden Ver Alpha (2 GW) en Nederwiek-I (2 GW), maar dat dit daarna niet meer toeneemt. Op jaarbasis overstijgt het aanbod de vraag uit Stevig Fundament nog steeds, maar gedurende het jaar kunnen vanwege het dominante profiel van wind op zee nog tekorten aan elektriciteit in de regio optreden.

Elektriciteitsvraag en -aanbod: Scenario 1b



Figuur 27: Elektriciteitsbalans Minimaal Aanbod (2a) + Stevig Fundament (SF)

4.3.2 Knelpuntenanalyse jaarniveau

Op jaarniveau treden er een knelpunten op in het 380kV-netwerk van Zeeland in de combinatie van Minimaal aanbod en Stevig Fundament. Hier verdwijnen

de exportknelpunten die zichtbaar waren in de Maximaal aanbodscenario's, voornamelijk vanwege het ontbreken van additioneel wind op zee en kernenergie na 2030.

Case: Minimaal aanbod scenario 1b en vraagscenario SF

Verbindingen/stations	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
380 kV: Exportverbinding Rilland								
380 kV: Terneuzen - Liechtensteinweg								
380 kV: station: Liechtensteinweg								

Verbindingen/stations	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
380 kV: Exportverbinding Rilland								
380 kV: Terneuzen - Liechtensteinweg								
380 kV: station: Liechtensteinweg								

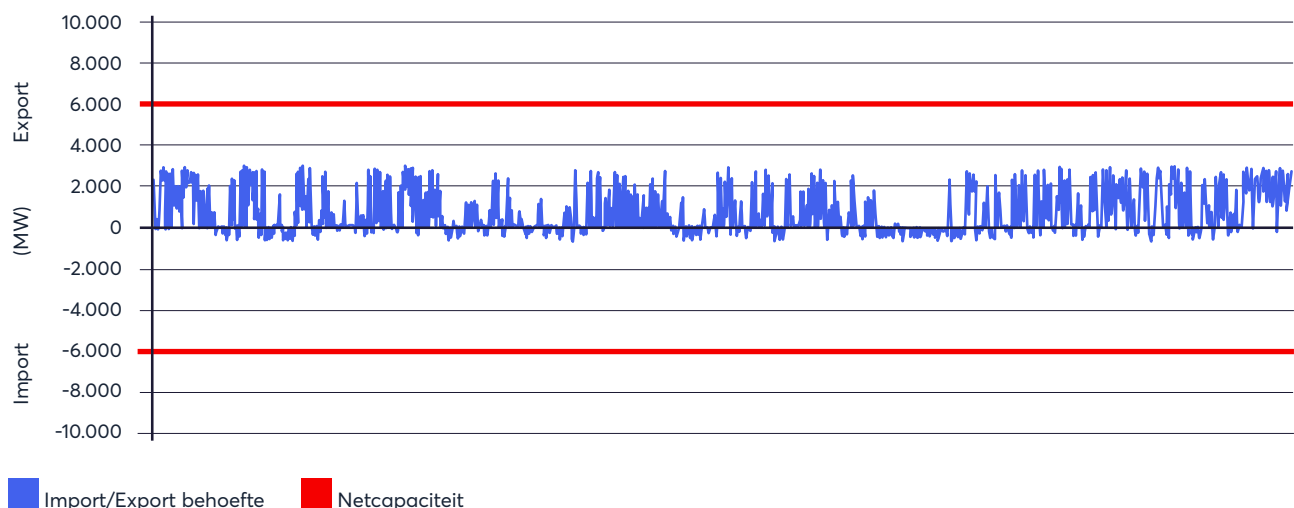
Figuur 28: Knelpunten tabel 380kV-netwerk (2a + SF, weergegeven in MW-capaciteit)
In dit scenario zijn geen knelpunten in de 380kV-elektriciteitsinfrastructuur aanwezig.

4.3.3 Knelpuntenanalyse uurniveau

Wat in het minimaal aanbodscenario relevanter is om te bekijken, is de analyse op uurniveau. Hier wordt namelijk zichtbaar in hoeverre de exportcapaciteit van de regio (6 GW) wordt benut en of er op sommige momenten ook tekorten aan elektriciteit ontstaan vanwege het ontbreken van kernenergie (uit bedrijf name van bestaande kerncentrale en geen nieuwe kerncentrales). Figuur 27 laat zien dat de exportbehoefte ruim binnen de beschikbare exportcapaciteit ligt. Het Zeeuwse cluster is daarbij voor ongeveer de helft van

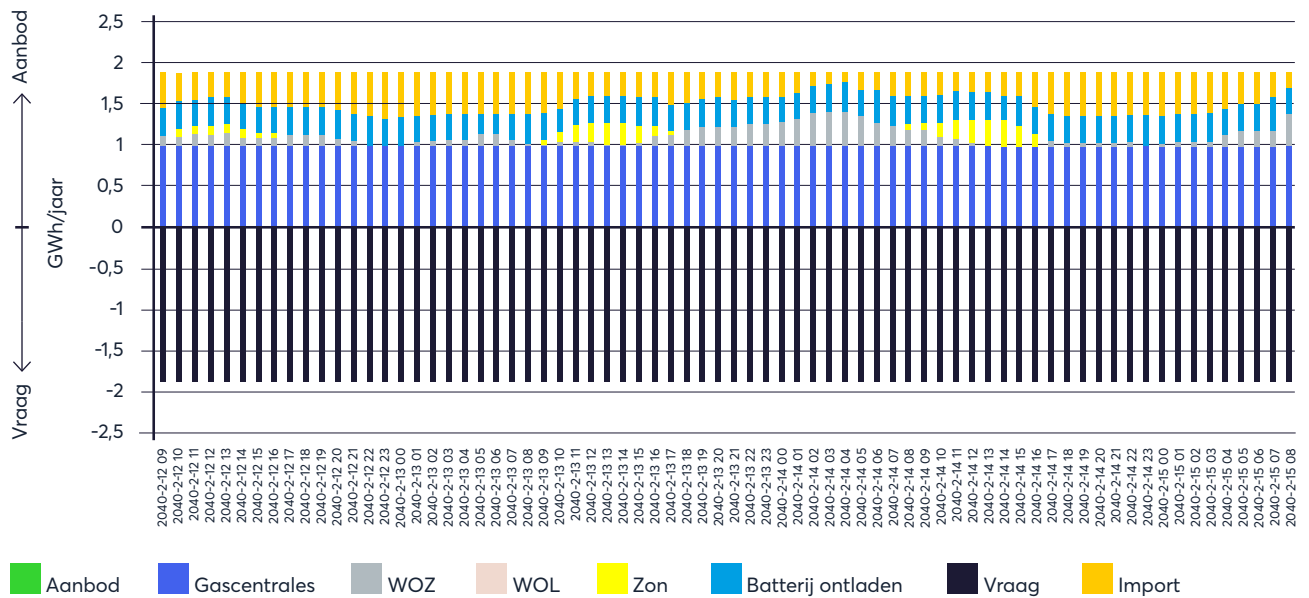
de tijd exporterend. Op bepaalde momenten in het jaar (1300 uur in het jaar) zal er juist een importbehoefte ontstaan, in de periodes waarin er weinig wind en zon in het systeem komt. Het niet volledig benutten van de grote exportcapaciteit en de tekorten aan elektriciteit op bepaalde momenten laten zien dat er zeker toegevoegde waarde ligt in wind op zee en/of kernenergie na 2030. In dit scenario vervult de regio dan ook een meer beperkte bijdrage aan de levering van CO₂-vrije elektriciteit aan het nationale elektriciteitsnet.

Minimaal aanbod scenario 2a: Import/exportbehoefte



Figuur 29: Knelpuntenanalyse uurniveau exportcapaciteit (2a + SF, basisjaar 2040)

Minimaal aanbod scenario 2a: Dunkelflaute



Figuur 30: Knelpuntenanalyse uurniveau bij periode van Dunkelflaute¹² (2a + SF, basisjaar 2040)

4.3.4 Systeemrol bestaande assets, elektrolyse & batterijen

Kijkend naar de verwachte draaiuren van de assets in het systeem in de combinatie van Minimaal aanbod en Stevig Fundament (figuur 29), is te zien dat er een belangrijke rol is weggelegd voor de regelbare gascentrales binnen de regio. In dit scenario worden gascentrales aangezet in het systeem voor de regionale vraag. Deze staan ongeveer een derde van de tijd aan, waarbij gemiddeld ongeveer op driekwart van het vermogen wordt gedraaid. Hier is de prijssetting en mogelijkheid tot verduurzaming zeer relevant: Bij een volledige doorberekening van het EU-ETS op dit aardgasverbruik (zonder verduurzaming van de centrales) ontstaat hier zeer hoge elektriciteitsprijzen.

Een belangrijke aanname hierbij is dat er geen kernenergie meer aanwezig is in de regio. De onbenutte exportcapaciteit en de uren dat de regio zelfs importerend wordt, laten zien dat er een belangrijke rol weggelegd kan zijn voor de bestaande kerncentrale, zeker in de periode dat additioneel wind op zee en nieuwe kerncentrales nog in ontwikkeling zouden zijn. Bestaande assets als de Sloecentrale en de kerncentrale zijn daarmee aantoonbaar strategische assets in het systeem, zowel op regionaal als nationaal niveau. Het beschikbaar houden van de Sloecentrale en de bedrijfsduurverlenging van de kerncentrale zijn daarom belangrijke ontwikkelingen voor de regio. In hoofdstuk 7 (beleidsimpact) wordt hier verder op ingegaan.

	# uren in bedrijf	FLH	MW geïnstalleerd vermogen
Kernenergie	-	-	-
Regelbaar aanbod	3232	2367	950
WOZ	8744	3952	5400
Elektrolyse	5285	4753	835
Batterij opladen	4620	2115	676
Batterij ontladen	4413	2115	6786

Figuur 31: Draaiuren van de assets in het Minimaal aanbod & Stevig Fundament vraagscenario

¹² Een periode van Dunkelflaute is een uitdrukking voor een periode waarin er vrijwel geen energie kan worden opgewekt uit zon- en windenergie, omdat het tegelijkertijd donker (weinig zonlicht, vaak bewolkt) en windstil is.

4.4 Alleen Kernenergie (3a) + Stevig Fundament

In paragraaf 4.4 wordt het aanbodscenario Alleen Kernenergie (3a, kerncentrales in het Sloegebied en geen extra wind op zee na 2030) gecombineerd met het Stevig Fundament vraagscenario.

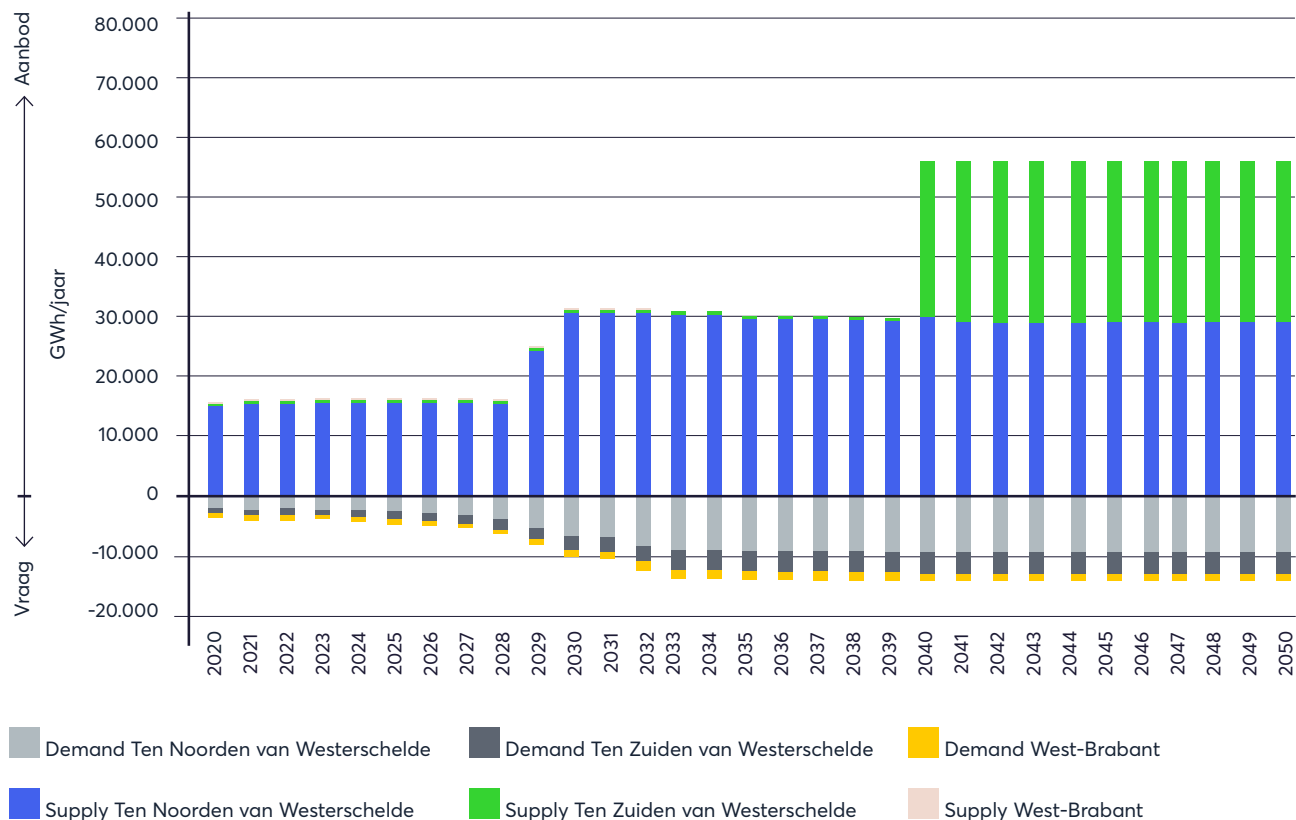
4.4.1 Elektriciteitsbalans Alleen Kernenergie (3a) + Stevig Fundament

De elektriciteitsbalans in figuur 32 laat zien dat het elektriciteitsaanbod na 2030 enkel nog toeneemt door de nieuwbouw van twee kerncentrales, met een duidelijke sprong vanaf de ingebruikname in 2040. De locatiekeuze is hierbij gevallen op het Sloegebied, waardoor dit gebied dé energiehub van de regio wordt met een grote opeenstapeling van kernenergie en wind op zee. Dit is inpasbaar vanwege de aanwezigheid van twee 380kV-stations (Borssele en Liechtensteinweg), maar zorgt wel voor een grote bezetting van de velden van deze stations.

4.4.2 Knelpuntenanalyse jaarniveau

De knelpunten tabel in figuur 31 laat een aantal knelpunten zien op de exportverbinding richting Rilland (exportpunt Zeeland). Vanaf de ingebruikname van de twee nieuwe kerncentrales ontstaan deze knelpunten, wanneer rekening wordt gehouden met het Stevig Fundament vraagscenario. Deze knelpunten nemen, vanwege de aangenomen doorgroei van een aantal ontwikkelingen, vanaf 2045 iets af, maar blijven aanwezig. Er zal dus bijvoorbeeld meer vraag naar elektriciteit gestimuleerd moeten worden (boven op het Stevig Fundament vraagscenario) om deze knelpunten weg te nemen en de grote exportcapaciteit van Zeeland maximaal te benutten. Daarbij wordt ook inzichtelijk dat de locatiekeuze voor de kerncentrales, vanuit het oogpunt van export van elektriciteit, geen impact heeft. Daarbij moet wel vermeld worden dat vraagstimulering dicht bij het aanbod van elektriciteit complexer kan zijn, vanwege de opeenstapeling van projecten in het Sloegebied in dit scenario.

Elektriciteitsvraag en -aanbod: Scenario 3a



Figuur 32: Elektriciteitsbalans Alleen Kernenergie (3a) + Stevig Fundament (SF)

Case: Aanbod scenario 3a (alleen kern in Sloegebied) en vraagscenario SF

Verbindingen/stations	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
380 kV: Exportverbinding Rilland						1181	1181	1181
380 kV: Terneuzen - Liechtensteinweg								
380 kV: station: Liechtensteinweg								

Verbindingen/stations	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
380 kV: Exportverbinding Rilland	1181	1181	732	732	732	732	732	724
380 kV: Terneuzen - Liechtensteinweg								
380 kV: station: Liechtensteinweg								

Figuur 33: Knelpuntentabel 380kV-netwerk (3b + SF, weergegeven in MW-capaciteit)

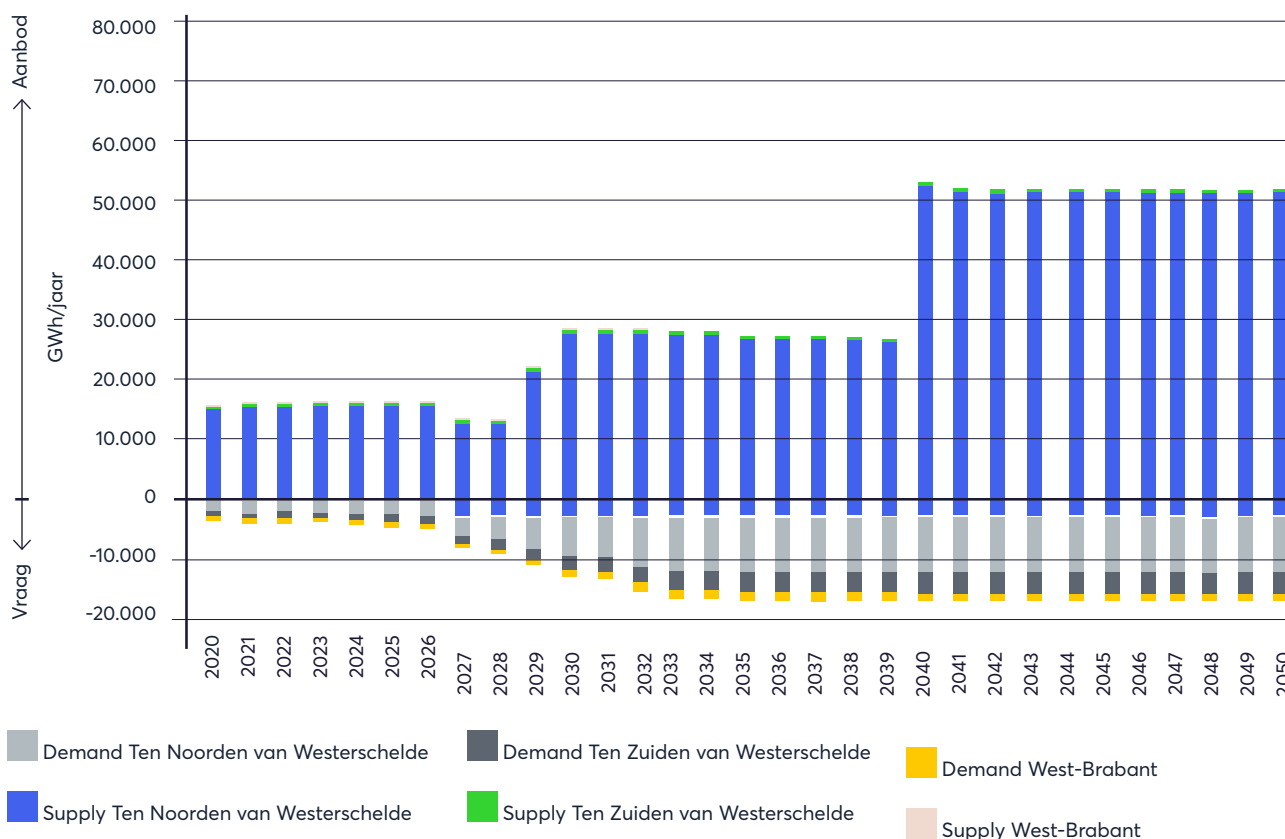
4.5 Alleen kernenergie (3b) + Stevig Fundament

In paragraaf 4.5 wordt het aanbodscenario Alleen Kernenergie (3b, kerncentrales in Terneuzen en geen extra wind op zee na 2030) gecombineerd met het Stevig Fundament vraagscenario.

4.5.1 Elektriciteitsbalans Alleen kernenergie (3b) + Stevig Fundament

De elektriciteitsbalans in figuur 32 laat zien dat het elektriciteitsaanbod na 2030 enkel nog toeneemt door de nieuwbouw van twee kerncentrales, met een duidelijke sprong vanaf de ingebruikname in 2040. De locatiekeuze is hierbij gevallen op Terneuzen, waardoor er een verdeling plaatsvindt met Terneuzen als meer baseload energiehub en het Sloegebied als variabele energiehub.

Elektriciteitsvraag en -aanbod: Scenario 3b



Figuur 34: Elektriciteitsbalans Alleen Kernenergie (3b) + Stevig Fundament (SF)

4.5.2 Knelpuntenanalyse jaarniveau

De knelpuntentabel in figuur 33 laat, net als in paragraaf 4.4, een aantal knelpunten zien op de exportverbinding richting Rilland (exportpunt Zeeland). Vanaf de ingebruikname van de twee nieuwe kerncentrales ontstaan deze knelpunten, wanneer rekening wordt gehouden met het Stevig Fundament vraagscenario.

Deze knelpunten nemen, vanwege de aangenomen doorgroei van een aantal ontwikkelingen, vanaf 2045 iets af, maar blijven aanwezig. Er zal dus bijvoorbeeld meer vraag naar elektriciteit gestimuleerd moeten worden (boven op het Stevig Fundament vraagscenario) om deze knelpunten weg te nemen en de grote exportcapaciteit van Zeeland maximaal te benutten.

Case: Minimaal aanbod scenario 3b (alleen kern Sloegebied) en vraagscenario SF

Verbindingen/stations	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
380 kV: Exportverbinding Rilland						1181	1181	1181
380 kV: Terneuzen - Liechtensteinweg								
380 kV: station: Liechtensteinweg								

Verbindingen/stations	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
380 kV: Exportverbinding Rilland	1181	1181	732	732	732	732	732	724
380 kV: Terneuzen - Liechtensteinweg								
380 kV: station: Liechtensteinweg								

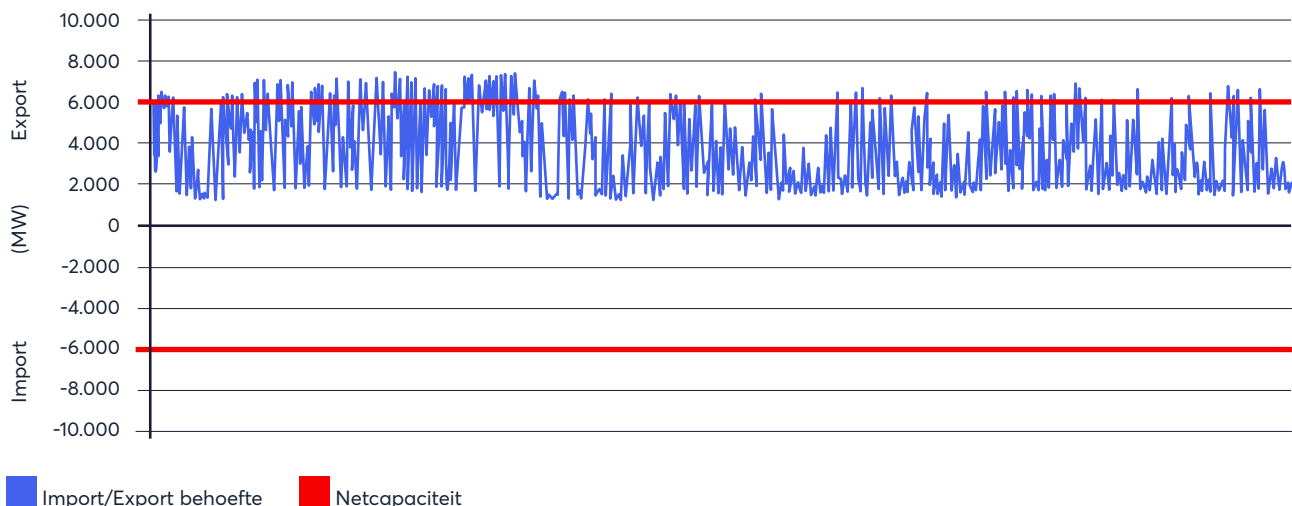
Figuur 35: Knelpuntentabel 380kV-netwerk (3b + SF, weergegeven in MW-capaciteit)

4.5.3 Knelpuntenanalyse uurniveau

Paragraaf 4.4 en 4.5 laten zien dat ook in een scenario met alleen kernenergie na 2030 en een Stevig Fundament vraagscenario, er knelpunten ontstaan op de exportcapaciteit richting Rilland. Om inzichtelijk te maken hoe vaak deze knelpunten voorkomen in het jaar, is onderstaande knelpuntenanalyse op uurniveau uitgewerkt. Daarin is te zien dat de knelpunten voornamelijk voorkomen in de herfst en winter, met veel

knelpunten op de momenten dat er veel wind op zee is. Dat betekent dat ook met alleen kerncentrales na 2030, er extra elektriciteitsvraag zal moeten ontstaan bovenop het Stevig Fundament vraagscenario om deze pieken op te vangen. De knelpunten zijn hier logischerwijs een stuk minder groot dan in een maximaal aanbodscenario, waardoor er minder additionele elektriciteitsvraag nodig is om alles in het systeem te passen. Bij dit profiel lijkt een flexibel vraagprofiel als additionele elektriciteitsvraag goed te passen.

Aanbod scenario 3b: Import/exportbehoefte



Figuur 36: Knelpuntenanalyse uurniveau exportcapaciteit (3b + SF, basisjaar 2040)

4.6 Alleen Wind op Zee (3c) + Stevig Fundament

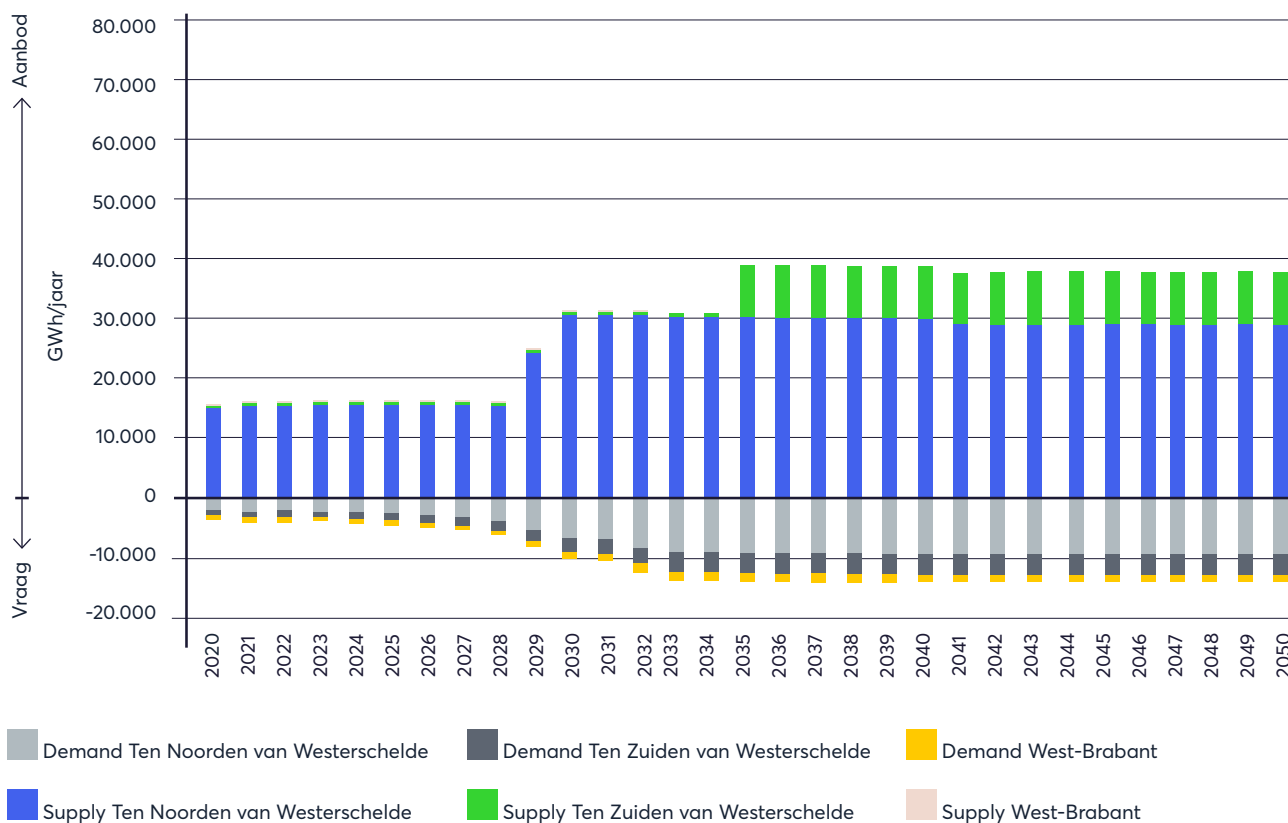
Paragraaf 4.6 geeft de combinatie van het aanbodscenario Alleen WOZ (3c) met het Stevig Fundament vraagscenario. Het basisuitgangspunt hier is, dat door het niet doorgaan van de bouw van nieuwe kerncentrales in Zeeland, mogelijk ruimte kan ontstaan voor een twee extra kabels van 2 GW vanuit het VAWOZ 2031-2040 programma. Als locatiekeuze is hierbij wederom gekozen voor Terneuzen, rekening houdend met het Zeeuwse Regioadvies van eind 2025. Omdat wind op zee in dit scenario zeer dominant is en op basis van de resultaten van het Minimaal aanbodscenario

(2b), waarbij op bepaalde momenten tekorten aan baseload elektriciteit zichtbaar waren, is in dit scenario aangenomen dat de bestaande kerncentrale in bedrijf blijft.

4.6.1 Elektriciteitsbalans Alleen Wind op Zee (3c) + Stevig Fundament

De elektriciteitsbalans in figuur 34 laat zien dat in ook in dit scenario het aanbod de vraag behoorlijk overstijgt. Hierbij is de capaciteit voor wind op zee verdeeld over beide aanlandregio's: Terneuzen (4 GW) en het Sloegebied (5,5 GW).

Elektriciteitsvraag en -aanbod: Scenario 3c



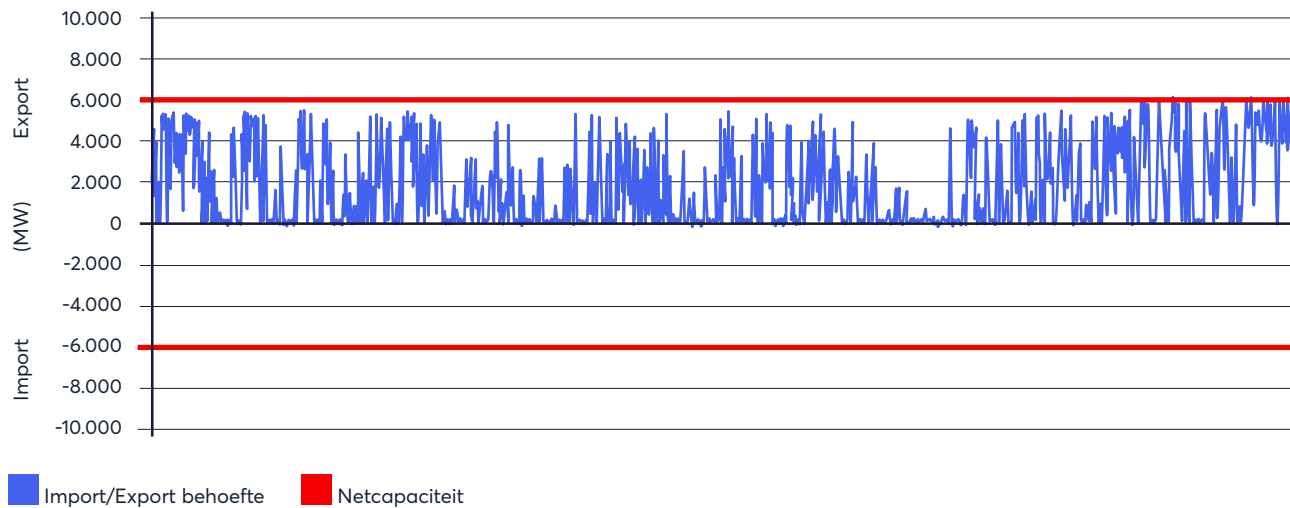
Figuur 37: Elektriciteitsbalans Alleen Wind op Zee (3c) + Stevig Fundament (SF)

4.6.2 Knelpuntenanalyse jaarniveau

Met dit scenario ontstaan er geen knelpunten op de exportcapaciteit richting Rilland, zoals in figuur 36 te zien is. De exportbehoefte ligt ruim binnen de exportcapaciteit, dit komt vooral omdat er geen grootschalige baseload opwek via kernenergie is. In totaal wordt maar 29% van de totale exportcapaciteit over het jaar heen benut, zie onderstaande visualisatie. In 3700 uur van het jaar is er geen export, waardoor er

geen potentie voor baseload vraag beschikbaar is. Er is wel ruimte voor flexibele vraag. Verder is te zien dat er net niet genoeg regelbaar vermogen beschikbaar is binnen de regio, waardoor er een beperkt aantal uur (141 uur in totaal, minder dan 2% van het jaar) import nodig zal zijn. Dit aantal uur blijft beperkt vanwege de aanwezigheid van de bestaande kerncentrale, wat de strategische rol hiervan als systeemasset bevestigt.

Aanbod scenario 3c: Import/exportbehoefte



Figuur 38: Knelpuntenanalyse uurniveau exportcapaciteit (3c + SF, basisjaar 2040)

4.6.3 Systeemrol bestaande assets, elektrolyse & batterijen

- Belangrijke aanname in dit aanbod scenario is dat er geen kernenergie in het systeem beschikbaar is.
- In dit scenario worden gascentrales aangezet in het systeem voor de regionale vraag. Deze staan ongeveer een kwart van de tijd aan, waarbij
- Door de grote hoeveelheid hernieuwbare opwek van elektriciteit kan elektrolyse een zeer groot deel van de tijd draaien, ondanks de regionale vraag van de industrie.
- Batterijen worden ingezet om fluctuaties in aanbod op te vangen

	# uren in bedrijf	FLH	MW geïnstalleerd vermogen
Kernenergie	8760	8760	485
Regelbaar aanbod	1901	1000	950
Elektrolyse	6859	6267	835
Batterij opladen	4433	2133	676
Batterij ontladen	4439	2133	676

Figuur 39: Draaiuren van de assets in Alleen WOZ (3c*) & Stevig Fundament vraagscenario

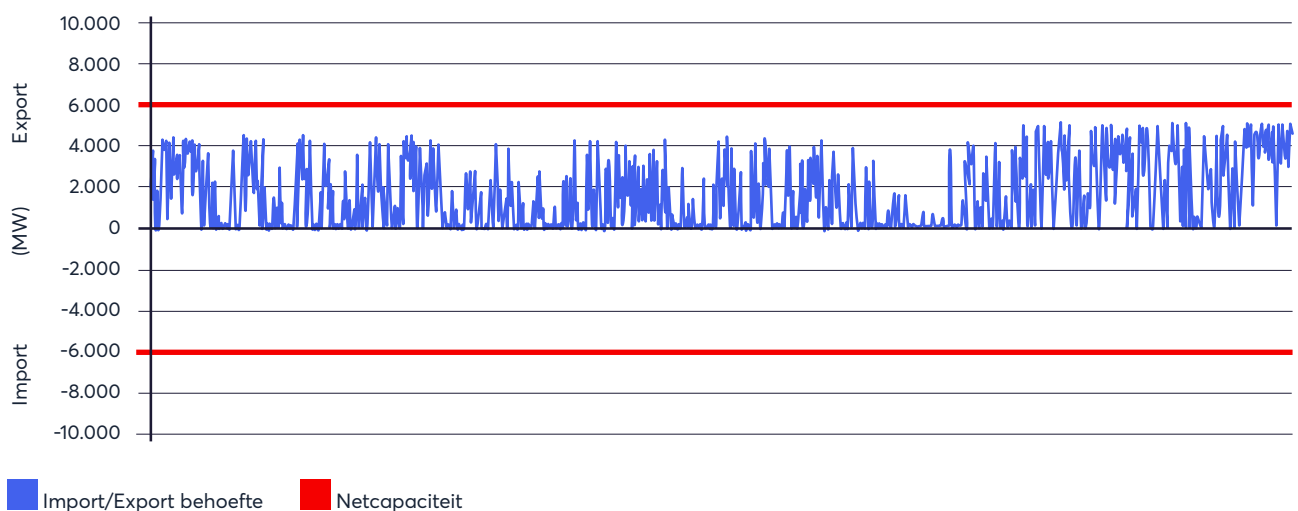
4.7 Twee SMR's (4a) + Stevig Fundament

In paragraaf 4.7 worden Small Modular Reactors (SMR's) ingezet als alternatief voor de nieuwbouw van grote, conventionele centrales en additionele aanlanding van wind op zee (na 2030). In dit scenario wordt gekeken wat het effect is van de bouw van twee Generatie III+ SMR's op een grote schaal (+/- 500 MW), verspreid over Terneuzen en het Sloegebied. In dit scenario is wordt ervanuit gegaan dat de bestaande kerncentrale wél operationeel blijft, dat er geen nieuwbouw van grote kerncentrales plaatsvindt en dat alleen de windparken tot en met 2030 (IJmuiden Ver en Nederwiek-I) worden gerealiseerd. In dit scenario wordt uitgegaan van Generatie III+ SMR's op een grote schaal (+/- 500 MW). Zie paragraaf 3.1.7 voor verdere argumentatie en context van dit aanbodscenario.

4.7.1 Knelpuntenanalyse uurniveau

Met 2 SMR's van 500 MW¹³ zijn geen knelpunten op de exportcapaciteit zichtbaar, zoals in figuur 38 af te lezen is. Dit laat zien dat maar 26% van het exportpotentieel wordt benut in dit scenario, wat betekent dat de grootte van de exportverbinding richting Rilland grotendeels onbenut blijft en dat elektriciteit veel gebruikt wordt om aan de regionale behoefte te voldoen. Er is daarbij vanuit regionale systeemoptimalisatie weinig potentie voor extra baseload vraag naar elektriciteit (boven op het Stevig Fundament vraagscenario), omdat er ongeveer 3100 uur van het jaar geen export is. Extra base load vraag zou daarmee tot import van elektriciteit leiden. Uiteraard is dit wel mogelijk, maar dat betekent wel een grotere afhankelijkheid van andere ontwikkelingen in Nederland, waar juist die momenten waarschijnlijk hoge elektriciteitsprijzen zullen kennen. Wel is er ruimte voor meer flexibele vraag om de pieken van de 5,5 GW aan wind op zee die aanwezig is op te vangen.

Aanbod scenario 2 SMR's: Import/exportbehoefte



Figuur 40: Knelpuntenanalyse uurniveau exportcapaciteit (4a + SF, basisjaar 2040)

¹³ De grootste SMR's die nu in relatief verre technologische ontwikkeling zijn zitten rond de 470 MW (bijv. Rolls-Royce SMR). Om de analyses niet te ingewikkeld te maken, is een aanname gedaan van 500 MW. Uiteraard zijn er veel meer verschillende modellen in ontwikkeling, bijvoorbeeld ook van 300 MW. De verschillende groottes en toepassingen van een SMR kunnen een scenario-studie op zichzelf zijn, wat niet het doel is van deze studie.

4.7.2 Systeemrol bestaande assets, elektrolyse & batterijen

De gascentrales draaien zeer beperkt voor de regionale vraag, vooral door de relatief grote hoeveelheid baseload elektriciteitsopwekking. Tegelijkertijd wordt maar 26% van het exportpotentieel benut. Dit biedt mogelijkheden voor export van elektriciteit richting het achterland vanuit de gascentrales op momenten met weinig hernieuwbare opwek, waarbij de elektriciteitsprijs

tijdens deze periodes waarschijnlijk hoog zal zijn en er daarmee een betere business case ligt. Dat zou het aantal draaiuren voor gascentrales significant kunnen verhogen t.o.v. figuur 39. Elektrolyse heeft veel full load hours in dit scenario omdat er relatief veel baseload elektriciteitsopwekking is waardoor de geproduceerde groene energie, in combinatie met aanwezigheid van batterijen, grotendeels ingezet kan worden voor elektrolyse.

	# uren in bedrijf	FLH	MW geïnstalleerd vermogen
Kernenergie	8760	8760	485
Regelbaar aanbod	103	3	950
Elektrolyse	8657	7715	835
Batterij opladen	4512	2094	676
Batterij ontladen	4623	2094	676

Figuur 41: Draaiuren van de aangenomen systeemasets bij 2 SMR's (4b) & Stevig Fundament vraagscenario



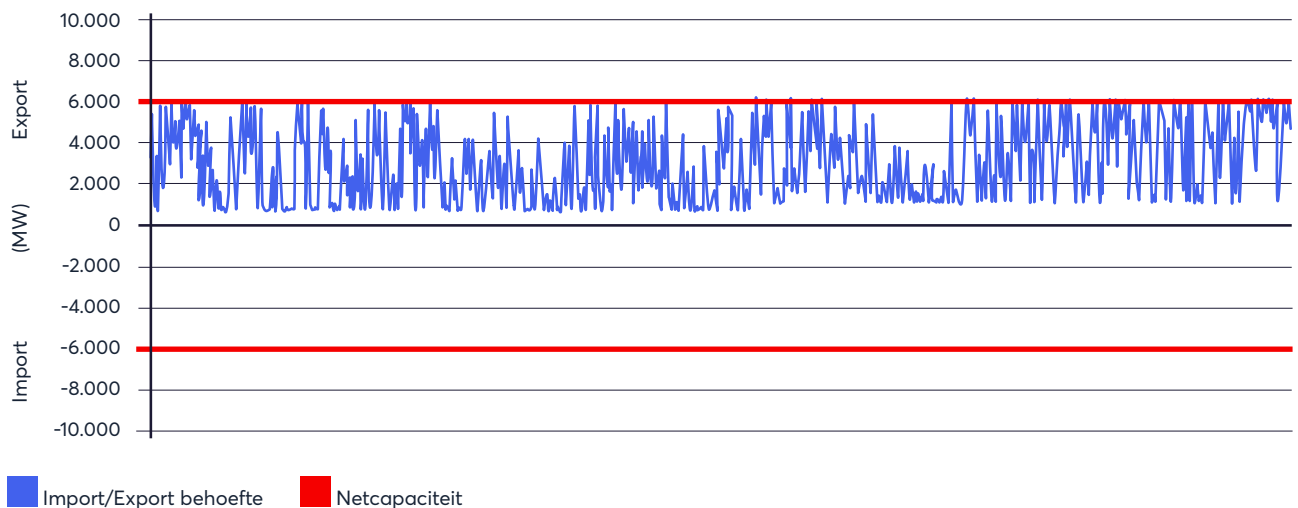
4.8 Maximaal SMR's (4b) + Stevig Fundament

Ook in paragraaf 4.8 worden Small Modular Reactors (SMR's) ingezet als alternatief voor de nieuwbouw van grote, conventionele centrales en additionele aanlanding van wind op zee (na 2030). Omdat de inpassing van twee SMR's in paragraaf 4.7 nog relatief veel ruimte in het elektriciteitsnet liet zien, wordt in 4.8 gekeken hoeveel SMR's er maximaal in het Zeeuwse cluster ingepast kunnen worden binnen de beschikbare exportcapaciteit en het Stevig Fundament vraagscenario. Belangrijke uitgangspunten hierbij zijn dat de bestaande kerncentrale niet meer operationeel is in 2040 (en wordt vervangen voor een SMR), er geen nieuwbouw van grote kerncentrales plaatsvindt en dat alleen de windparken tot en met 2030 (IJmuiden Ver en Nederwiek-I) worden gerealiseerd. Daarbij wordt uitgegaan van Generatie III+ SMR's op een grote schaal (+/- 500 MW). Zie paragraaf 3.1.7 en 3.1.8 voor extra argumentatie en context voor dit aanbodscenario.

4.8.1 Knelpuntenanalyse uurniveau

Figuur 40 laat zien dat het, kijkend naar de maximaal beschikbare exportcapaciteit en met het Stevig Fundament vraagscenario, mogelijk is om 3 GW aan SMR's te realiseren in het Zeeuwse cluster, wat ongeveer gelijk staat aan de inpassing van twee grote kerncentrales. Dit geeft geen antwoord op de vraag in hoeverre de simultane bouw van een dergelijke hoeveelheid SMR's ook mogelijk is: naar verwachting zal dit meer gefaseerd plaatsvinden. Deze analyse laat vooral de potentie zien die er in de regio is om deze ontwikkelingen in te passen. Bij een bedrijfsverlening van de bestaande kerncentrale, zal er logischerwijs ook een grote SMR minder kunnen worden ingepast, omdat dit nagenoeg hetzelfde vermogen betreft. In dit scenario wordt zo'n 50% van het exportpotentieel benut, terwijl er gedurende het jaar geen import van elektriciteit nodig is.

Aanbod scenario 3 GW SMR'S: Import/exportbehoefte



Figuur 42: Knelpuntenanalyse uurniveau exportcapaciteit (4b + SF, basisjaar 2040)

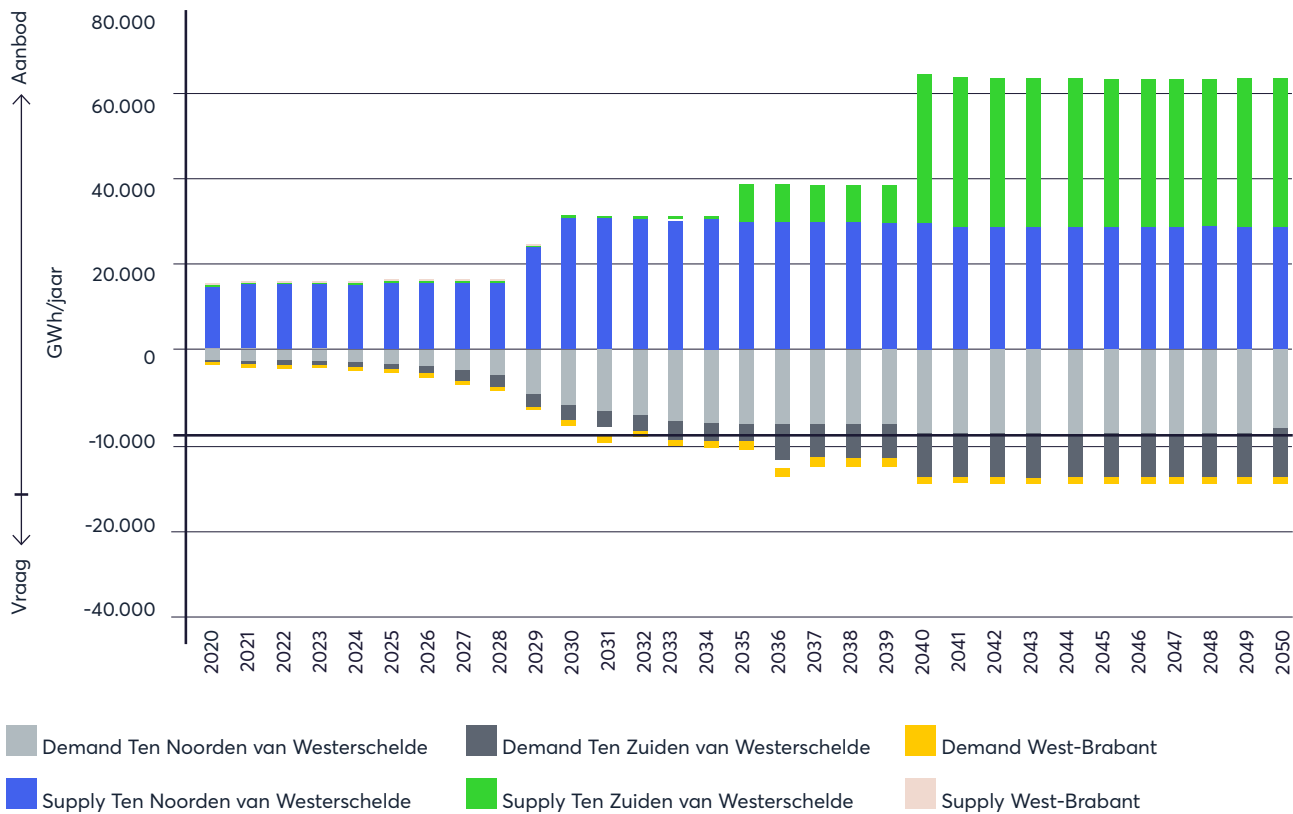
4.9 Maximaal aanbod (1b) + Stroomversnelling

In paragraaf 4.9 wordt het Maximaal aanbod-scenario 1b (kerncentrales én wind op zee in Terneuzen) gecombineerd met de elektriciteitsvraag die past bij de verduurzamingsroadmap Stroomversnelling. Dit scenario kent een sterke doorgroei van de groene waterstofmarkt (zoals die beoogd werd) en kent een grotere en snellere inzet van grootschalige elektrificatie bij de industrie. Dat resulteert in een veel grotere elektriciteitsvraag dan Stevig Fundament, wat tot nu toe in de analyses is gebruikt.

4.9.1 Elektriciteitsbalans Maximaal aanbod (1b) + Stroomversnelling

Zoals in figuur x te zien is, resulteert de sterk gestegen elektriciteitsvraag in een heel andere balans dan in de eerdere analyses met een Maximaal aanbod-scenario, waarbij vraag en aanbod meer met elkaar in balans zijn. Dit betekent echter wel een doorgroei van elektrolysecapaciteit in 2040 naar zo'n 4 GW, waarbij de kritische vraag gesteld dient te worden hoe realistisch dat is met de huidige stand van de markt.

Elektriciteitsvraag en -aanbod: SV & Scenario 1b



Figuur 43: Elektriciteitsbalans Maximaal Aanbod (1b) + Stroomversnelling

4.9.2 Knelpuntenanalyse jaarniveau

Ondanks de kritische kanttekening bij 4.9.1, kan wel gesteld worden dat bij een dergelijk hoge elektriciteitsvraag als in het Stroomversnelling-scenario, de knelpunten in het 380kV-netwerk volledig weggenomen worden. Zoals vermeld is één van de

redenen van de hoge elektriciteitsvraag het sterk doorgroeien van elektrolysecapaciteit: wanneer men dat wegdenkt en ook aan andere technologieën en productieprocessen denkt, laat dit scenario zien dat er zeer veel mogelijk is in het Zeeuwse cluster.

Case: Maximaal aanbod scenario 1b en vraagscenario SF

Verbindingen/stations	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
380 kV: Exportverbinding Rilland								
380 kV: Terneuzen - Liechtensteinweg								
380 kV: station: Liechtensteinweg								

Verbindingen/stations	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
380 kV: Exportverbinding Rilland								
380 kV: Terneuzen - Liechtensteinweg								
380 kV: station: Liechtensteinweg								

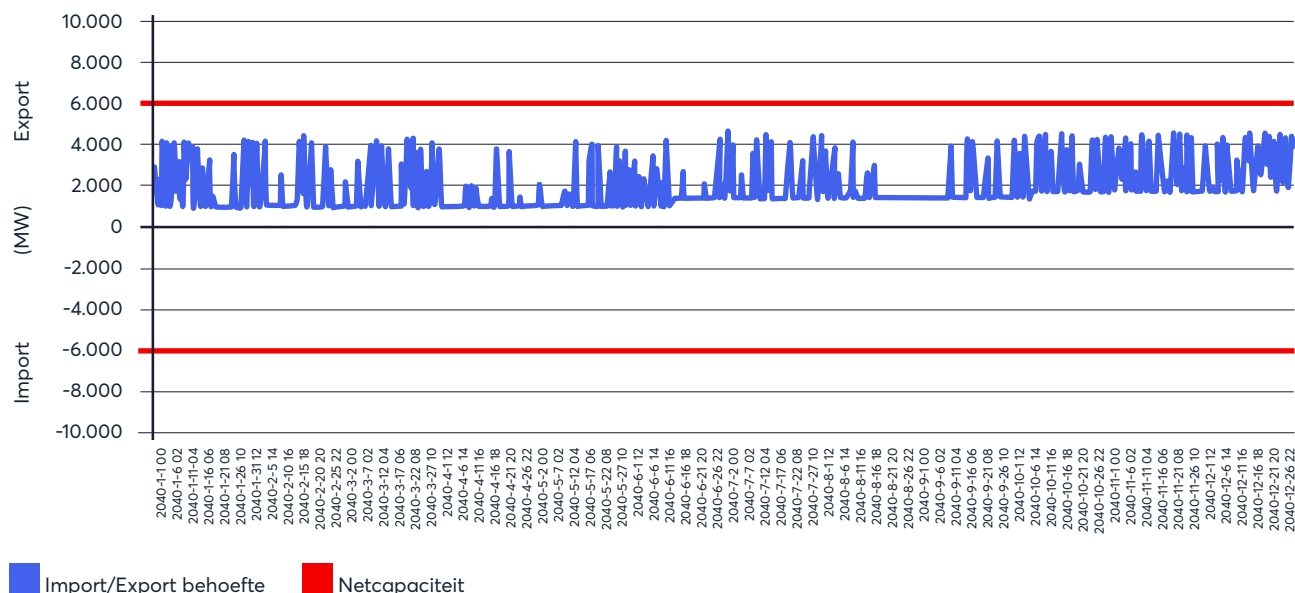
Figuur 44: Knelpunten tabel 380kV-netwerk (1b + SV, weergegeven in MW-capaciteit)

4.9.3 Knelpuntenanalyse urniveau

In de analyse op urniveau wordt duidelijk dat het Zeeuwse cluster in een combinatie van Maximaal aanbod (1b) en Stroomversnelling, door het jaar heen geen import van elektriciteit nodig heeft om aan de regionale vraag te voldoen. Daarnaast is te zien dat de exportcapaciteit niet wordt overschreden, maar dat er

aldusdanig veel elektriciteit in de regio wordt gebruikt, dat de 6 GW export-verbinding op veel uren niet ten volste benut wordt. Dat laat zien dat er een "optimum" te definiëren is in de gewenste elektriciteitsvraag om het Zeeuwse cluster van elektriciteit te voorzien én de exportcapaciteit naar de rest van het land maximaal te benutten. Deze optimalisatie wordt in hoofdstuk 5 verder uitgewerkt.

Elektriciteitsvraag en -aanbod: Stroomversnelling 1b



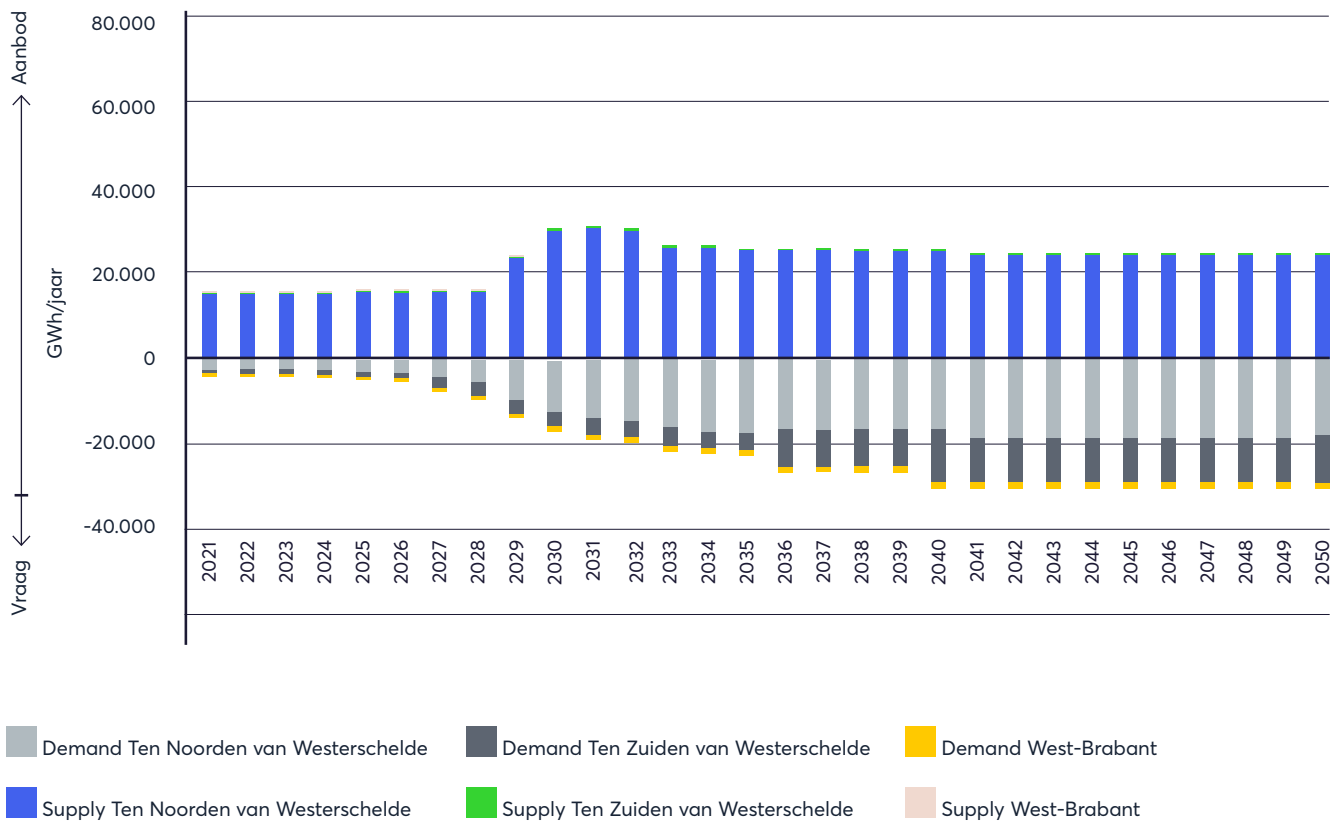
Figuur 45: Knelpuntenanalyse urniveau exportcapaciteit (1b + SV, basisjaar 2040)

4.10 Maximaal aanbod (1b) + Stroomversnelling

In paragraaf 4.10 wordt het Minimaal aanbod-scenario gecombineerd met de elektriciteitsvraag die past bij de verduurzamingsroadmap Stroomversnelling. In dit scenario wordt daarbij een ander uiterste bekeken: de elektriciteitsvraag stijgt zeer significant, terwijl het aanbod juist niet verder van de grond komt na 2030.

4.10.1 Elektriciteitsbalans Minimaal aanbod (2a) + Stroomversnelling

Elektriciteitsvraag en -aanbod: SV & Scenario 2a



Figuur 46: Elektriciteitsbalans Minimaal Aanbod (2a) + Stroomversnelling



4.10.2 Knelpuntenanalyse jaarniveau

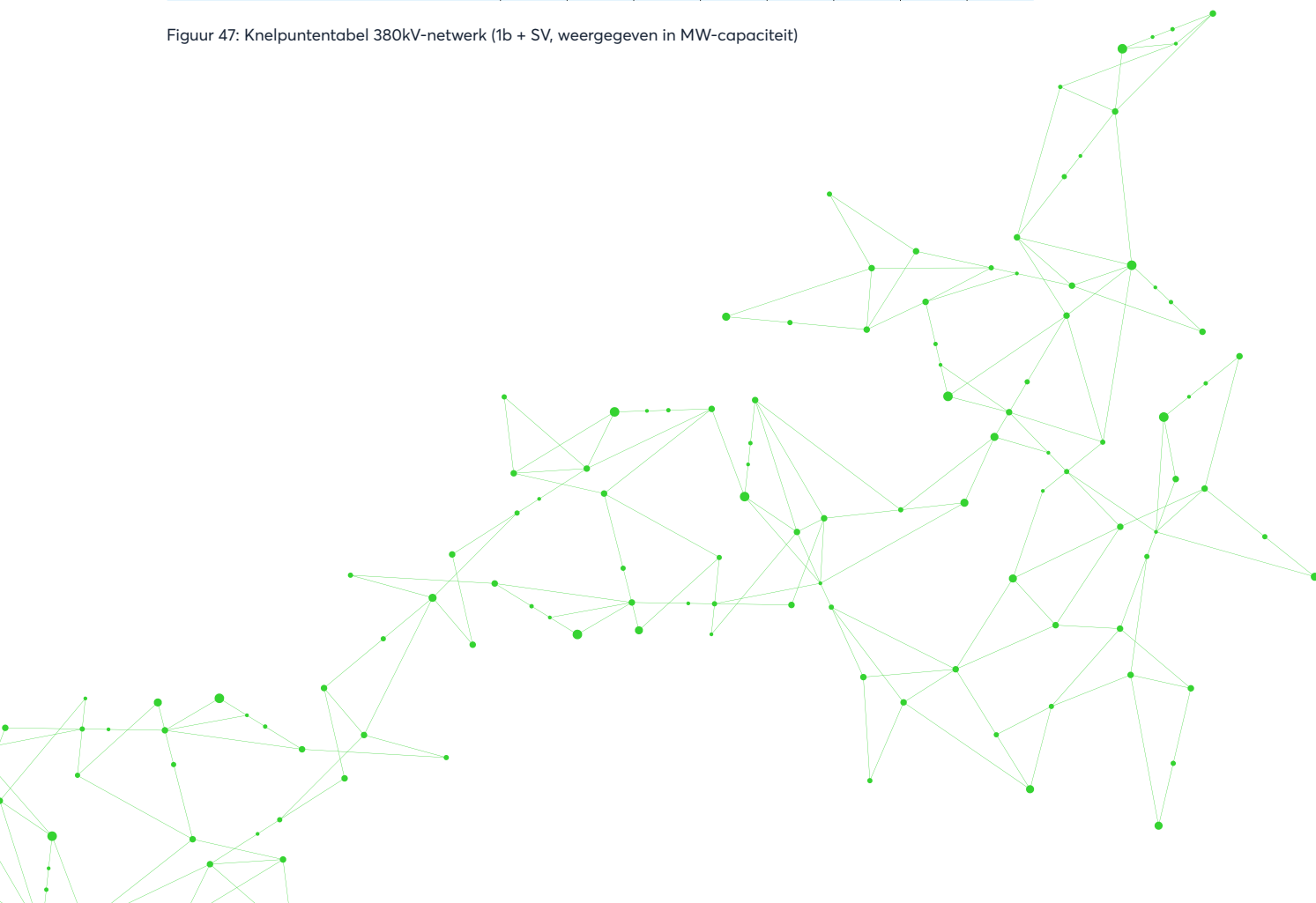
Vanwege de grote mate van lokale elektriciteitsvraag in het Stroomversnelling-scenario, zijn ook in een minimaal aanbod-scenario geen knelpunten zichtbaar op de 380kV-verbindingen in het Zeeuwse cluster. De importbehoefte is in deze combinatie echter wel een stuk groter: zeker na 2040 overstijgt de elektriciteitsvraag het elektriciteitsaanbod op veel momenten in het jaar, voornamelijk vanwege het ontbreken van baseload kernenergie.

Case: Maximaal aanbod scenario 2a en vraagscenario SV

Verbindingen/stations	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
380 kV: Exportverbinding Rilland								
380 kV: Terneuzen - Liechtensteinweg								
380 kV: station: Liechtensteinweg								

Verbindingen/stations	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
380 kV: Exportverbinding Rilland								
380 kV: Terneuzen - Liechtensteinweg								
380 kV: station: Liechtensteinweg								

Figuur 47: Knelpunten tabel 380kV-netwerk (1b + SV, weergegeven in MW-capaciteit)



Optimalisatie

Hoofdstuk 5 geeft een uiteenzetting van de verschillende mogelijkheden om knelpunten in de exportcapaciteit te voorkomen, de beschikbare exportcapaciteit maximaal te benutten en het afschakelen van producenten te voorkomen. Daarbij wordt o.a. ingegaan op vraagstimulering, locatiesturing, aanbodsturing en curtailment (tijdelijk bewust verminderen of stopzetten van duurzame energieproductie).

5.1 Vraagstimulering en locatiesturing

Om de knelpunten uit de verschillende scenario's te voorkomen, kan stimulering van de elektriciteitsvraag op strategische locaties een belangrijke rol vervullen. Wanneer het vraagscenario Stroomversnelling gebruikt werd in de knelpuntenanalyses, werd zichtbaar dat de knelpunten op de exportcapaciteit volledig zouden verdwijnen. Stroomversnelling vormt echter een zeer ambitieuze roadmap, waarbij er een groot risico bestaat dat deze plannen niet volledig uitgevoerd kunnen worden. Vraagscenario Stevig Fundament geeft juist een relatief conservatieve elektriciteitsvraag weer, waarbij er nog veel meer potentie is om een waardevolle toepassing van elektriciteit te creëren. Om goed gevoel te krijgen bij de benodigde elektriciteitsvraag, is optimalisatieanalyse gedaan met het RNZM. Daarbij is doorgerekend hoeveel elektriciteitsvraag er gefaciliteerd kan worden om een combinatie van grootschalig wind op zee én kernenergie mogelijk te maken. De regio juist om een aantal redenen uitstekend gepositioneerd om extra vraag naar elektriciteit, met een waardevolle toepassing, te creëren, waaronder:

- **Beschikbaarheid van ruimte:** Binnen en rondom de haven van North Sea Port bevinden zich nog mogelijkheden voor industriële activiteiten. Zo is er qua huidige ruimtelijke reserveringen in het Sloegebied voor elektrolyse meer ruimte gereserveerd dan de 835 MW die in dit vraagscenario in 2040 wordt aangekomen. Projecten kennen daarbij, mits de groene waterstofmarkt grootschaliger op gang komt, sterke doorgroeimogelijkheden. Daarnaast is er

binnen de Zeeuws-Vlaamse Kanaalzone nog relatief veel potentiële ruimte om industriële activiteiten te ontwikkelen. Uiteraard moet hierin een integrale afweging worden gemaakt tussen verschillende opgaven, maar ruimte lijkt onder bepaalde voorwaarden op verschillende plekken voorhanden.

- **Potentie voor circulaire waardeketens:**

Het vraagscenario Stevig Fundament kent nog een belangrijke blinde vlek: de energievraag van toekomstige projecten in het kader van de grondstoffentransitie. De strategische locatie nabij een volwassen en divers industrieel cluster voor chemie en staal biedt veel kansen om regionale, circulaire waardeketens te ontwikkelen. De energietransitie bevindt zich daarbij in een verder gevorderd stadium, terwijl er voor de grondstoffentransitie nog meer onduidelijkheden zijn over welke technologieën ontwikkeld zullen worden. Wel is duidelijk dat processen m.b.t. CCU, pyrolyse of gasificatie voor groene chemische bouwstenen of groen staal relatief energie-intensieve en baseload processen zijn. Dit past goed bij het baseloadprofiel van mogelijke kerncentrales.

Analyses met het RNZM laten daarbij zien dat locatiesturing van vraagstimulering het totale systeem ten goede kan komen. Als voorbeeld is daarbij aanbodscenario 1b (Maximaal aanbod, kerncentrales in Terneuzen) gebruikt. In dit scenario ontwikkelt Terneuzen zich als primaire baseload energiehub, terwijl het Sloegebied een meer variabele energiehub vormt.

De analyses in figuur 41 en 42 laten zien dat het ten faveure is van het totale elektriciteitsnet om baseload vraag naar elektriciteit zoveel mogelijk te plaatsen bij baseload aanbod van elektriciteit. Hetzelfde geldt voor het plaatsen van meer flexibele assets (bijvoorbeeld elektrolyzers of batterijen) nabij grote hotspots voor variabel aanbod (voornamelijk wind op zee).

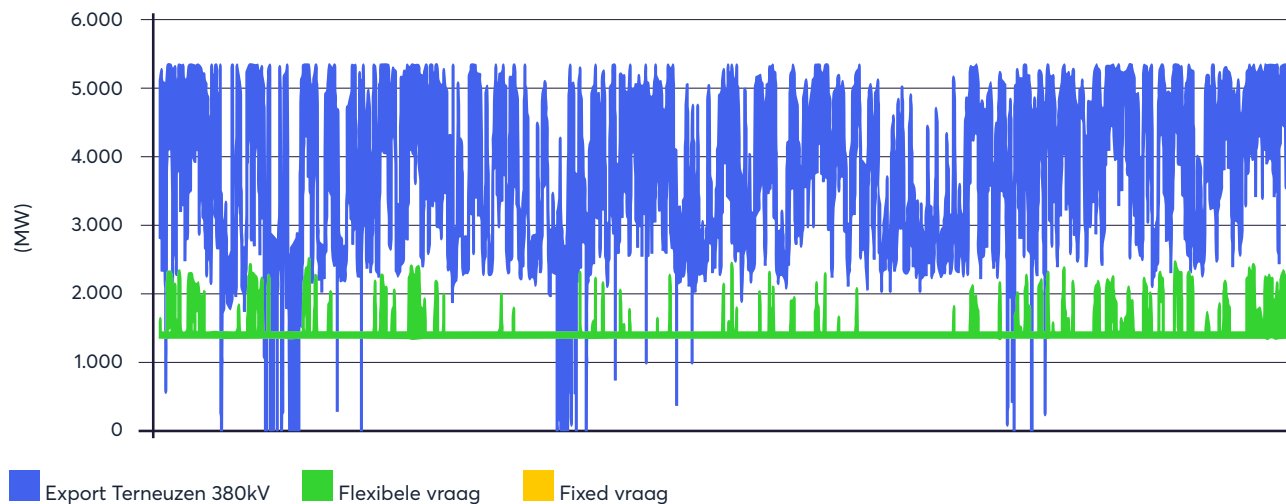
De analyse laat daarbij zien dat er, om de knelpunten in aanbodscenario 1b te voorkomen, zo'n 2 - 2.5 GW extra elektriciteitsvraag benodigd zal zijn. Daarvan is 1.4-1.8 GW als base load elektriciteitsvraag beschikbaar (voor bijvoorbeeld circulaire activiteiten of grootschalige ontwikkelingen als elektrisch kraken), terwijl het resterende deel mogelijkheden biedt voor 0.7-1.1 GW aan flexibele vraagontwikkeling. Daarbij is te zien dat dan 99% van de tijd is er ruimte voor 1.4 GW baseload vraag. De benodigde flexibele vraag om het knelpunt te verhelpen kan daarbij zowel in het Sloegebied als Terneuzen gerealiseerd worden (op beide locaties vindt in dit scenario aanlanding van wind op zee plaats).

Rekening houdend met de een integratie van aanbod en afname voor zowel baseload als variabel aanbod van elektriciteit, beschikbaarheid van ruimte en integratie met bestaande waardeketens, zou Terneuzen hiermee

uitgroeien tot een baseload, circulaire hub en het Sloegebied uitgroeien tot een meer flexibele energiehubs.

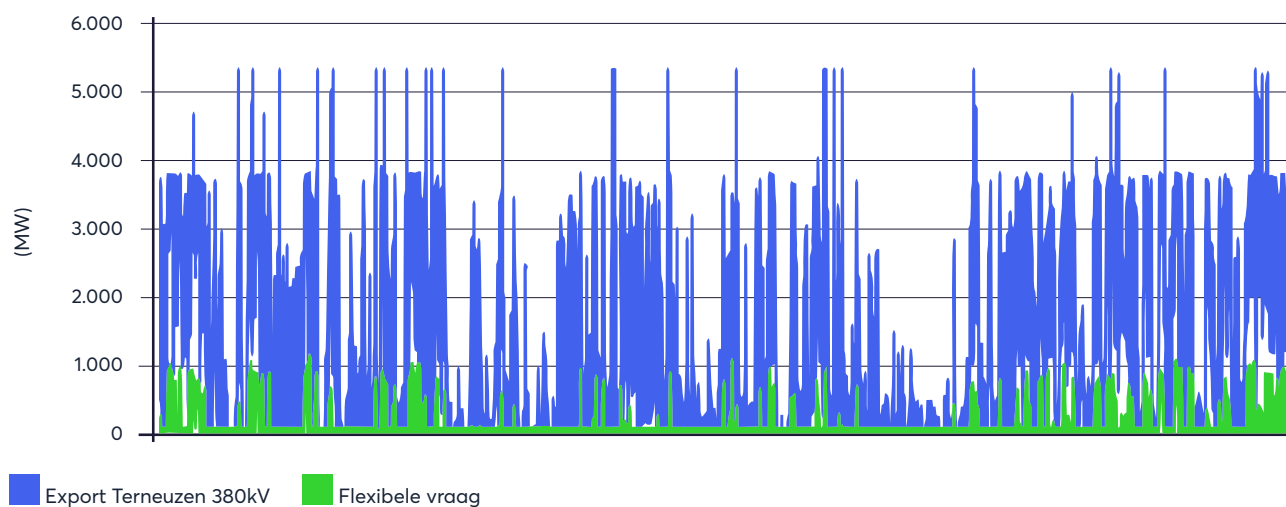


Export vanuit Terneuzen richting Rilland inclusief inpassing fixed/flexibele vraag



Figuur 48: Locatiesturing vraagstimulering Terneuzen – Rilland

Export vanuit Liechtensteinweg richting Rilland inclusief inpassing flexibele vraag



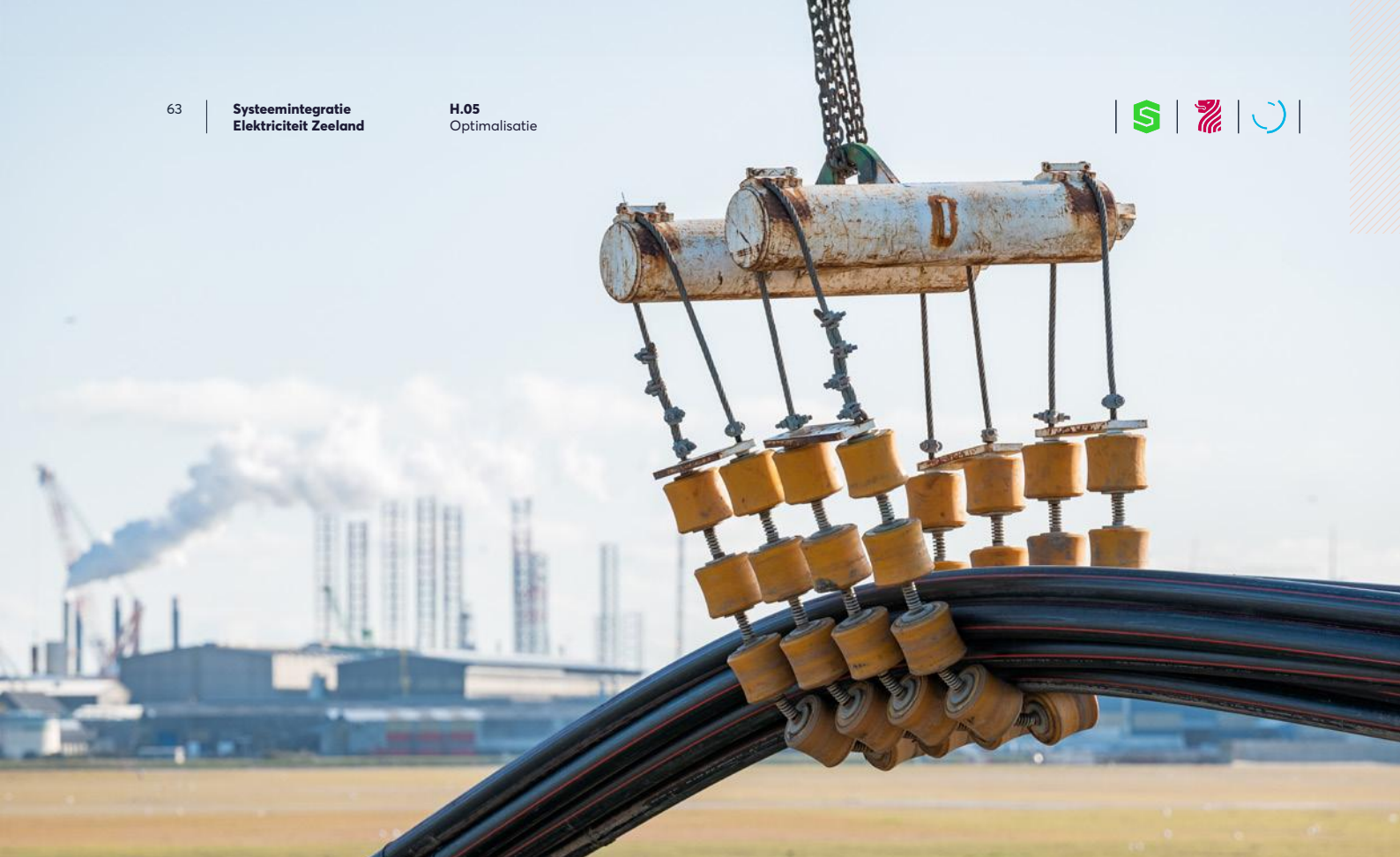
Figuur 49: Locatiesturing vraagstimulering Liechtensteinweg – Rilland

5.2 Aanbodsturing

Op basis van de resultaten in Hoofdstuk 4 is het duidelijk dat naast vraagstimulering ook aanbodsturing een belangrijke hefboom kan zijn om knelpunten op de exportcapaciteit te voorkomen. Hoewel vraagstimulering, zoals beargumenteerd in 5.1, enorme kansen biedt voor de regio en het vestigingsklimaat, is het goed te benoemen dat aanbodsturing (bijvoorbeeld een gefaseerde realisatie) ook kan helpen om grote

knelpunten te voorkomen. Dit kan op een aantal manieren van toepassing zijn:

- **Beperken van piekvermogen door wind op zee:**
In de maximaal aanbodscenario's veroorzaken grote volumes wind op zee (tot maximaal 7,5 GW) grote pieken op het 380kV-net, vooral in combinatie met kernenergie. Door het faseren van extra windcapaciteit of het beperken van aanlandingen



in regio's met beperkte absorptiecapaciteit, kan congestie op exportverbindingen zoals Rilland aanzienlijk worden verminderd.

- **Optimalisatie van de aanbodmix:**

Door een adaptieve strategie te hanteren waarin de verhouding tussen wind op zee en nucleaire capaciteit wordt afgestemd op de regionale vraagontwikkeling, kan het systeem meer gelijktijdig uitgebouwd worden. Bijvoorbeeld: minder additionele wind op zee in scenario's met veel kernenergie, of juist meer wind bij uitblijven van nucleaire projecten. Hierbij dient wél rekening gehouden te worden met een goede mix van baseload aanbod en meer variabel aanbod, zodat altijd aan de vraag voldaan kan worden en de exportcapaciteit van de regio maximaal benut kan worden. Daarbij maakt de keuze van het type kerncentrale ook een mogelijk verschil: bij de keuze voor 1 GW (Westinghouse) wordt er in totaal 1,2 GW minder baseload elektriciteit aan het netwerk geleverd, wat ook zorgt voor minder grote pieken op de exportcapaciteit.

- **SMR's als aanvulling of als alternatief voor grote kerncentrales:**

Mocht de ontwikkeling van grootschalige kerncentrales, om welke reden dan ook, geen

doorgang vinden in de regio, kan een gefaseerde aanpak met ontwikkeling van grootschalige SMR's voor primair elektriciteitsproductie (Generatie III+) een interessant alternatief zijn. SMR's van deze generatie bieden flexibiliteit: ze kunnen gefaseerd worden ingepland en hebben een kleiner vermogen (± 500 MW), waardoor het systeem beter kan inspelen op vraag en aanbod. De analyse in Hoofdstuk 4 laat zien dat tot 3 GW aan SMR's kan worden ingepast zonder extra knelpunten, mits gecombineerd met gerichte vraagstimulering. Daarnaast vormt de analyse voor de ontwikkeling van Generatie IV SMR's geen frictie als aanvulling op conventionele kerncentrales of grootschalige SMR's van Generatie III+, zoals ook bevestigd in een in 2025 uitgevoerde studie van Haskoning en Tractebel.

De conclusie hierbij is niet dat het óf vraagstimulering óf aanbodsturing is: aanbodsturing kan namelijk complementair zijn aan vraagstimulering. Door slim te sturen op hoeveelheid, timing en type aanbod (wind op zee, kernenergie, SMR's), kan congestie op exportcapaciteit worden beperkt, systeemkosten verlaagd en flexibiliteit vergroot.

Impact energie- en netwerkkosten

De transitie naar een klimaatneutrale industrie vraagt niet alleen om technische en infrastructurele keuzes, maar ook om een diepgaand begrip van de economische consequenties van deze keuzes. In dit hoofdstuk wordt op hoofdlijnen onderzocht hoe de kosten van energie (elektriciteit, gas, netwerktarieven en CCS) en CO₂ emissies zich ontwikkelen in de verschillende verduurzamingsroadmaps en hoe deze kosten doorwerken in de totale kostenbasis van de industrie. Deze analyse geeft geen totaalbeeld van de economische werkelijkheid (dit behoeft namelijk diepgaander onderzoek), maar dient vooral om richting te geven op de mogelijke impact van het sturen op operationele energiekosten.

6.1 Energie-, netwerk- en CCS-kosten in Nederland

6.1.1 Elektriciteits- en netwerkkosten

Elektriciteit vormt de ruggengraat van de verduurzaming van de industrie en vestiging van nieuwe industrie. Dit terwijl de elektriciteitskosten voor grote industriële afnemers in Nederland aantoonbaar hoger liggen dan in omliggende landen zoals Duitsland en België, zoals bijvoorbeeld onderzocht door E-brigde. Deze verschillen worden slechts in beperkte mate veroorzaakt door afwijkende groothandelsprijzen, maar zijn vooral terug te voeren op nationale heffingen, nettarieven en de wijze waarop Europese compensatieregelingen worden toegepast. Zo is in Nederland de Volume Correctie Regeling (VCR) voor grootverbruikers per 2024 beëindigd, terwijl vergelijkbare tariefverlichtingen in verschillende buurlanden zijn blijven bestaan. Daarnaast wordt in Nederland in relatief beperkte mate gebruikgemaakt van de mogelijkheden om indirecte ETS-kosten via de elektriciteitsprijs te compenseren (wat vanaf 2026 wel is uitgebreid). Het gevolg is dat de totale elektriciteitsprijs voor energie-intensieve bedrijven

structureel hoger uitvalt dan in landen waarmee zij in directe concurrentie opereren.

Naast de hoogte van de elektriciteitsprijs spelen ook de ontwikkeling en verdeling van netwerkkosten een steeds grotere rol. De noodzakelijke uitbreiding van het hoogspanningsnet, onder meer ten behoeve van wind op zee, elektrificatie en nieuwe industriële aansluitingen, leidt tot aanzienlijke investeringskosten. In Nederland worden deze kosten grotendeels via de nettarieven bij gebruikers neergelegd. In andere landen wordt vaker gekozen voor (gedeeltelijke) financiering uit algemene middelen of speciale fondsen, waardoor de effecten op de industriële tarieven worden afgevlakt. Deze verschillende benaderingen leiden tot uiteenlopende kostensignalen voor bedrijven en beïnvloeden de relatieve aantrekkelijkheid van investeringen in elektrificatie en nieuwe productiecapaciteit. Dit heeft een beperkend effect op de benodigde systeemintegratie in verschillende scenario's binnen deze studie.

6.1.2 Waterstofinfrastructuur

Waterstof speelt in beide onderzochte verduurzamingsroadmaps – en alles wat daartussen zit – een sleutelrol in de verduurzaming van de industrie. De ontwikkeling van een landelijke waterstofinfrastructuur bevindt zich in Nederland in een fase waarin plannen, besluitvorming en marktverwachtingen nog niet volledig op elkaar aansluiten. Hoewel de beoogde backbone als cruciale randvoorwaarde wordt gezien voor de opschaling van waterstofgebruik, bestaat er bij marktpartijen onzekerheid over de exacte timing, geografische dekking en operationele voorwaarden van het netwerk. Anderzijds heeft Hynetwork als ontwikkelaar van de infrastructuur niet de zekerheid dat aangelegde infrastructuur ook terugverdiend zal worden. Deze onzekerheid aan beide kanten van de

markt werkt door in investeringsbeslissingen voor zowel productie, import als industriële afname van waterstof. Tegelijkertijd zijn de kostenramingen voor de aanleg van het waterstofnet in de afgelopen jaren naar boven bijgesteld, onder meer door prijsontwikkelingen, technische keuzes en fasering van de uitrol. Hoewel nog niet meegenomen in de analyse in 6.3, zijn de toekomstige transporttarieven voor waterstof daarbij een aandachtspunt. In de opstartfase van het netwerk is het verwachte gebruik relatief beperkt, terwijl de infrastructuur grotendeels vooraf moet worden aangelegd. Dit kan leiden tot hoge tarieven per eenheid getransporteerde waterstof, vooral als de kosten volledig via gereguleerde tarieven worden doorberekend aan de eerste gebruikers. In andere landen wordt geëxperimenteerd met bredere risicospreiding, tijdelijke publieke bijdragen of aangepaste tariefstructuren om dergelijke effecten te dempen. In Nederland wordt nog gezocht naar een evenwicht tussen kostendekkendheid, betaalbaarheid en investeringszekerheid, waarbij ook technische randvoorwaarden zoals waterstofkwaliteit en aansluitingseisen van invloed zijn op de uiteindelijke kosten voor gebruikers.

6.1.3 CCS kosten

Carbon Capture and Storage (CCS) neemt zoals ook geïllustreerd in deze studie een cruciale rol in grootschalige decarbonisatie van de industrie. Nederland beschikt daarbij over gunstige randvoorwaarden, zoals lege gasvelden op zee en bestaande offshore-expertise. Tegelijkertijd wordt de economische haalbaarheid van CCS sterk beïnvloed door de kosten van transport en opslag van CO₂. Deze activiteiten kennen een hoog kapitaalintensief en infrastructuurgebonden karakter, waardoor concurrentie beperkt is en gebruikers in hoge mate afhankelijk zijn van enkele aanbieders of consortia. Hierdoor is de prijsvorming minder transparant en gevoelig voor kostenverhogingen in de ontwikkelingsfase. Daarnaast speelt de interactie tussen CCS-kosten en het huidige subsidie- en ETS-kader een belangrijke rol. Subsidies zoals de SDE++ zijn gebaseerd op vooraf vastgestelde aannames over kosten en benutting, terwijl daadwerkelijke projecten te maken kunnen krijgen met vertragingen, capaciteitsbeperkingen of hogere tarieven dan oorspronkelijk geraamd. In zulke gevallen dragen industriële gebruikers een relatief groot deel van het

financiële risico, doordat zij bij uitstel zowel ETS-kosten blijven betalen als voorbereidende CCS-kosten maken zonder directe compensatie. Daarbij komt dat niet voor alle sectoren een dekkend Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM) aanwezig is, in het bijzonder voor de chemie. Dit zorgt ervoor dat het ondersteunend instrumentarium weliswaar een deel van de kosten afdekt, maar dat bedrijven nog steeds te maken hebben met concurrentie van buiten de EU waarbij ETS geen factor speelt. Deze kenmerken maken CCS-projecten gevoelig voor wijzigingen in beleid, kosteninschattingen en marktomstandigheden en vragen om zorgvuldige afweging van risicoverdeling en kostenbeheersing bij verdere opschaling.

6.2 Regional Net Zero Model (RNZM): Methodiek

Het in deze studie gebruikte SDR Regional Net Zero Model (RNZM) modelleert niet alleen de capaciteits- en infrastructuurontwikkeling, maar kan tevens inzicht bieden in de totale (energie)kostenstructuur van de industriële transitie. Het RNZM gebruikt hiervoor publiek traceerbare aannames en marktdata over de kostenontwikkeling van relevante energiedragers (elektriciteit, aardgas, waterstof, groen gas), CO₂ transport en opslag (CCS), EU ETS kosten en netwerktarieven.

De hierop volgende oefening in paragraaf 6.3 richt zich op de periode 2025–2050 en vergelijkt drie scenario's: (1) Stevig Fundament, (2) Stroomversnelling en (3) Business as Usual (BaU).

Het BaU-scenario veronderstelt voortzetting van de huidige bedrijfsvoering zonder verduurzaming, waardoor CO₂ emissies en daarmee ETS kosten hoog blijven. De centrale vraag is: hoe beïnvloeden verschillende operationele kostcomponenten (elektriciteit, CCS, ETS, netwerktarieven) de totale kosten van de verduurzamingsroadmaps? Door deze kosten zichtbaar te maken wordt duidelijk welke beleidsinterventies het grootste effect hebben op de totale kosten van de industriële transitie.

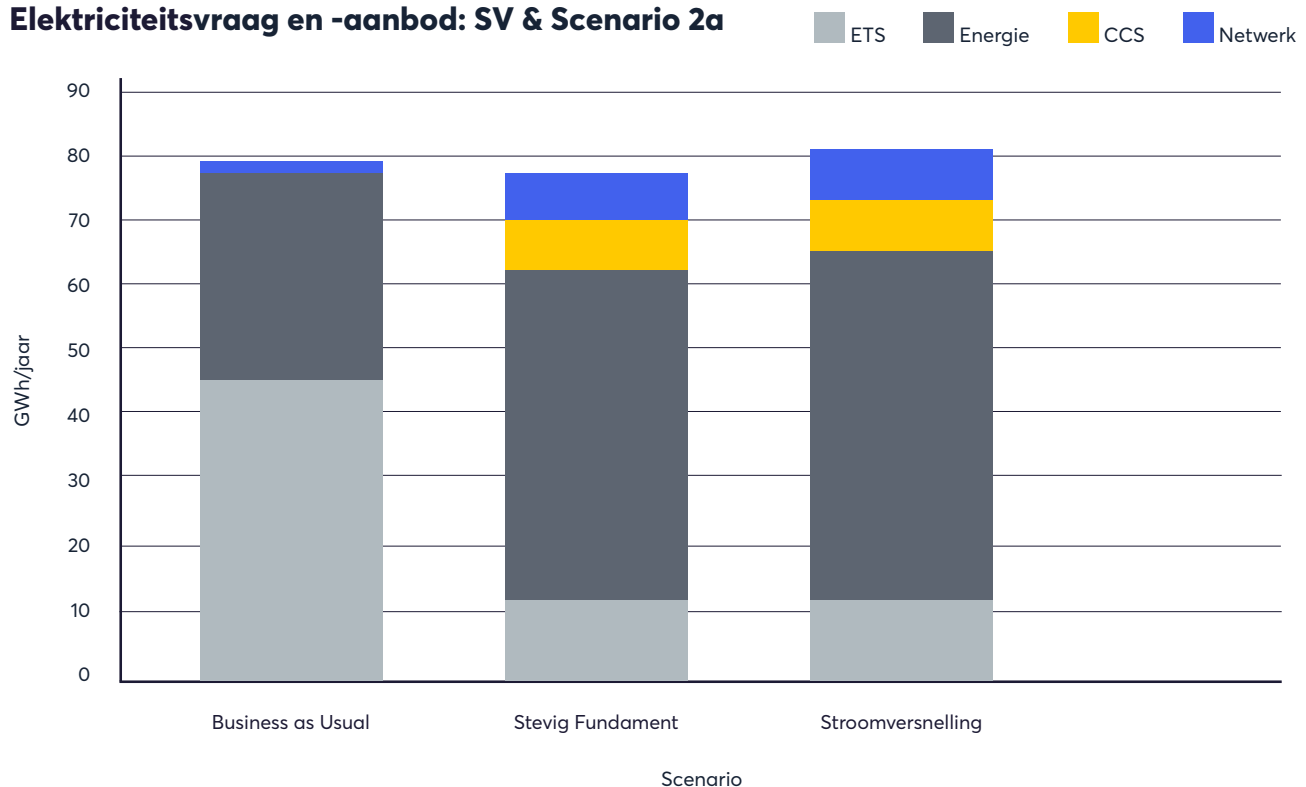
Het is belangrijk om op te merken dat investeringskosten van industriële verduurzaming (CAPEX) door bedrijven in deze analyse niet zijn meegenomen. Bedrijfsspecifieke

investeringskosten zijn vaak vertrouwelijk van aard en de waardebepaling hangt samen met prognose van productopbrengsten. De oefening in dit hoofdstuk is daarom een eerste stap en geeft inzicht in totale operationele energie-, netwerk-, ETS- en CCS-kosten, om inzichtelijk te maken wat de impact hiervan is op de bedrijfsvoering en hoe het verlagen van de in 6.1 geprojecteerde kostenontwikkelingen een bijdrage kunnen leveren aan de verduurzaming van de industrie en daarmee systeemintegratie. Een vervolgstap kan zijn om totale kosten — inclusief CAPEX, financieringskosten en productopbrengsten — te integreren.

6.3 Energiekosten Industrie

Op basis van de prijzenset in het RNZM liggen de geaccumuleerde energiekosten tussen de scenario's dicht bij elkaar zoals in figuur 50 weergegeven. In deze figuur zijn de totale kosten (niet-verdisconteerd) over de periode 2025-2050 weergegeven en wordt vanuit de opgebouwde modeldata van de industrie (CO₂-emissies, CCS-volumes, energievraag, etc.) een doorrekening gemaakt van de totale impact hiervan op de bedrijfsvoering.

Elektriciteitsvraag en -aanbod: SV & Scenario 2a



Figuur 50: Geaccumuleerde kosten (energie, netwerk, ETS & CCS) in de verschillende scenario's

Dit leidt tot de volgende inzichten:

- **Stroomversnelling** kent hoge elektriciteits- en netwerkkosten door sterke elektrificatie en groei van groene waterstofproductie.
- **Stevig Fundament** heeft een marginaal lagere elektriciteitsvraag (en daardoor iets lagere energiekosten en netwerktarieven), maar hogere kosten voor CCS toepassingen door een hoger volume CO₂ dat via CCS wordt opgeslagen.
- **Business as Usual** kent lage elektriciteitskosten omdat er geen investering in elektrificatie van de industrie worden gedaan, maar zeer hoge ETS kosten door blijvende CO₂ emissies. In Business as Usual blijft de CO₂-uitstoot (ca. 9,5 mton per jaar) namelijk gelijk.

Op basis van deze analyse kan worden geconcludeerd dat in alle scenario's de operationele kosten voor de industrie substantieel toenemen richting 2050 en op hoofdlijnen wordt bevestigd dat niet verduurzamen geen operationeel kostenvoordeel biedt. Het relatief gelijke niveau van operationele kosten van de verschillende scenario's illustreert tevens dat er vanuit het operationeel perspectief geen ruimte ontstaat voor bedrijven om investeringen in verduurzaming te waarborgen: hoge elektriciteitskosten komen in de plaats van hoge ETS-kosten.

Voor zowel Stevig Fundament als Stroomversnelling zullen aanzienlijke investeringen nodig zijn, zowel vanuit de industrie als vanuit de publieke sector (onder meer infrastructuur- en systeemkosten). De economische rechtvaardiging van deze investeringen vergt dat de marges op groene / low-carbon productie toenemen en dat operationele kosten zoveel mogelijk worden gedrukt.

Op beide dossiers heeft de overheid een rol te vervullen (enerzijds door mandatering van duurzame eindproducten, anderzijds door het drukken van bijv. elektriciteits- en netwerkkosten (electriciteits-, waterstof- en CO₂-instructuur). Aan de eerste knop (vraagcreatie naar duurzame producten) kan wellicht niet op de korte termijn voldoende worden gedraaid, waarmee de tweede knop (drukken van operationele kosten) een belangrijk middel kan zijn om investeringen in verduurzaming los te trekken. Gericht en voorspelbaar overheidsbeleid is daarbij essentieel, zowel voor het faciliteren van de energietransitie als voor het behoud van industriële activiteiten en het perspectief op verdere groei.

Conclusies

De hoofdconclusie van deze studie is dat een grootschalige inpassing van kernenergie en wind op zee alléén hand in hand kan gaan met de ontwikkeling van een robuust, competitief en verduurzaam haven- en industrieel cluster met voldoende regionale elektriciteitsvraag. Wanneer aan de juiste randvoorwaarden voldaan wordt, kan het haven- en industriecluster in Zeeland een centrale rol spelen in de verduurzamingsopgave, waarmee tegelijkertijd invulling geven wordt aan diverse (inter)nationale opgaven, zoals de klimaatopgave, de energie- en grondstoffentransitie, concurrentievermogen en strategische autonomie.

Strategische waarde van de Schelde-Deltaregio, North Sea Port en Zeeland

De Schelde-Deltaregio, met North Sea Port als kerngebied, vormt een cruciale pijler voor de Nederlandse en Europese economie. Dankzij de diepzeehaven en ligging nabij internationale handelsroutes is de regio een belangrijk knooppunt voor industrie en logistiek. Zeeland versterkt strategische autonomie door vitale industriële clusters - waaronder chemie en maritieme sectoren - die essentieel zijn voor Europese waardeketens. De regio draagt substantieel bij aan het economisch verdienvermogen via hoogwaardige werkgelegenheid en exportgerichte bedrijvigheid. Als energiehub onderscheidt Zeeland zich met kernenergie (Borssele) en grootschalige ontwikkeling van Wind op Zee, waarmee het bijdraagt aan energietransitie en leveringszekerheid. Deze combinatie van industriële kracht, energievoorziening en strategische ligging maakt de Schelde-Deltaregio onmisbaar voor de toekomstige concurrentiekracht en duurzaamheid van Nederland en Europa. Ook onderstreept het de urgentie van de oplossingsrichtingen in knelpuntenanalyses en optimalisaties.

Verschillende verduurzamingsroadmaps leiden tot klimaatneutraliteit

Zowel het vraagscenario Stevig Fundament als Stroomversnelling leidt omstreeks 2050 tot een vrijwel emissievrije industrie in de Schelde-Deltaregio, maar

via verschillende routes. Stevig Fundament kiest voor een geleidelijke transitie met een sterke inzet op CCS, low-carbon waterstof en groen gas in de eerste fase, aangevuld met beperkte elektrificatie en groene waterstof vanaf 2035. Dit pad biedt stabiliteit en behoudt langer fossiele flexibiliteit, maar vraagt om robuuste infrastructuur voor CO₂-afvang en waterstof. Stroomversnelling daarentegen zet vroeg en grootschalig in op elektrificatie en groene waterstof, waardoor fossiele afhankelijkheid sneller afneemt en de regio zich nadrukkelijker positioneert als internationale waterstofhub. Beide scenario's onderstrepen dat tijdige investeringen in elektriciteits-, waterstof- en CO₂-infrastructuur een no-regret keuze zijn: zij vormen de ruggengraat voor klimaatneutraliteit, versterken de concurrentiekracht van het industriecluster en bieden flexibiliteit om uiteenlopende beleidskeuzes en marktontwikkelingen op te vangen.

Investeringen in waterstof- en CO₂ infrastructuur zijn no-regret

Zowel Stevig Fundament (waterstof met CCS) als Stroomversnelling (groene waterstofproductie vanaf 2030) vereisen tijdige aanleg van waterstof en CO₂-infrastructuur als ruggengraat voor elektrificatie en moleculenstromen. Zonder deze infrastructuur stopt de verduurzaming van de industrie. Waterstof importterminals zijn bovendien cruciaal voor volcontinue beschikbaarheid: lokale elektrolyse dekt de vraag

niet volledig, zeker niet bij lage hernieuwbare opwek. Import van waterstofdragers - met name ammoniak - via North Sea Port en de koppeling met het achterland (Rotterdam, Antwerpen, Duitsland) borgt leveringszekerheid, versterkt de positie als internationale waterstofhub en bedient omliggende clusters. Dit zijn no regret investeringen: zij bieden zekerheid, economische kansen en maken klimaatneutraliteit in beide vraagscenario's haalbaar.

Drukken van operationele kosten voor energie is een belangrijke voorwaarde voor systeemintegratie

De analyse in hoofdstuk 6 laat zien dat de energietransitie van de industrie gepaard gaat met structureel hogere operationele kosten, ongeacht de gekozen verduurzamingsroadmap. Nederlandse bedrijven worden daarbij relatief zwaar belast door hoge elektriciteits- en netwerkkosten, mede door nationale heffingen en de wijze waarop infrastructuurinvesteringen worden doorberekend. Tegelijkertijd brengen onzekerheden rond waterstofinfrastructuur en de kosten en risicoverdeling van CCS extra financiële uitdagingen met zich mee. Uit de scenariostudie blijkt dat elektrificatie leidt tot hogere elektriciteits- en netwerkkosten, terwijl alternatieven met meer CCS hogere opslagkosten kennen, en een business-as-usual pad resulteert in sterk oplopende ETS-kosten én blijvende CO₂-emissies. Dit onderstreept dat aanvullende voorwaarden nodig zijn om investeringen los te trekken: met name het verlagen van operationele kosten via beleid (zoals lagere energie- en netwerkkosten) en het versterken van markt vraag naar duurzame producten zijn cruciaal om de industriële transitie economisch haalbaar te maken en concurrentievermogen te behouden.

Zonder voldoende maatregelen en stimulerend beleid ontstaat een risico op structurele knelpunten in het elektriciteitssysteem

De knelpuntenanalyse laat zien dat tot 2035 geen significante congestie optreedt op het 380kV-net. Vanaf 2035 ontstaan echter substantiële risico's op knelpunten op de exportverbinding richting Rilland in scenario's met maximaal aanbod (wind op zee + kernenergie). In die scenario's overstijgt het regionale aanbod de vraag ruimschoots, waardoor grote knelpunten op de exportverbindingen richting Rilland kunnen ontstaan.

Dit creëert risico's op curtailment en hoge redispatchkosten die in extreme gevallen kunnen oplopen tot honderden miljoenen euro per jaar. In scenario's met minimaal aanbod verdwijnen deze knelpunten, maar ontstaan juist importbehoefte tijdens dunkelflaute situaties. Wat de analyse ook laat zien, is dat scenario's met alleen kernenergie of alleen wind op zee na 2030, logischerwijs minder grote knelpunten optreden op de exportverbindingen richting Rilland.

Strategische waarde van bestaande kerncentrale en gascentrales

De bestaande kerncentrale (EPZ) en de Sloe centrale zijn strategische assets in een systeem met veel



variabele hernieuwbare opwek. Ze leveren stabiele, regelbare capaciteit, cruciaal voor netbalans tijdens lage windproductie en hoge vraag. Zo beperken ze dure noodmaatregelen, ondersteunen ze de integratie van hernieuwbare energie en creëren ze in de overbruggingsperiode tijd en ruimte om grootschalige ontwikkelingen als nieuwe windparken en kerncentrales mogelijk te maken. Gascentrales blijven daarnaast essentieel in scenario's met weinig baseload door flexibiliteit en piekopvang. Behoud en verduurzaming zijn strategisch voor leveringszekerheid en systeemstabiliteit tot tenminste 2040. De bedrijfsduurverlenging van de bestaande kerncentrale, alsook het ontwikkelen van een capaciteitsmechanisme voor het beschikbaar houden van regelbaar vermogen, zijn daarom belangrijke dossiers voor de ontwikkeling van de regio: door niet alleen energie, maar ook beschikbaarheid te vergoeden, ontstaat een stabiel verdienmodel voor assets die zelden draaien maar essentieel zijn voor systeemstabiliteit.

Flexibele assets onvoldoende om pieken op te vangen, stimulering noodzakelijk

In beide vraagscenario's spelen elektrolyzers en batterijen een belangrijke rol. In het Stevig Fundament vraagscenario is de capaciteit van deze flexibele assets echter te laag om grote pieken van wind op zee, zeker in combinatie met kernenergie, op te kunnen vangen. De inzet van elektrolyse (835 MW in 2040) en batterijen (676 MW) dempt knelpunten, maar is ontoereikend om pieken van wind op zee en kernenergie volledig te absorberen. REDIII vereisten beperken bovendien de inzet van elektrolyzers als systeemflexibiliteit, omdat zij niet continu mogen draaien. Batterijen zijn door hun kortcyclische karakter niet geschikt voor langdurige pieken en zijn daarmee complementair aan elektrolyse-projecten. Gascentrales spelen in scenario's met weinig baseload vermogen een rol, maar verliezen die functie in scenario's met veel kernenergie.

Optimalisatie systeemintegratie

- Vraagstimulering en locatiesturing: circa 2–2,5 GW extra industriële vraag is nodig in scenario's met maximaal aanbod om knelpunten te voorkomen en exportcapaciteit optimaal te benutten. Locatiesturing is daarbij essentieel: baseloadvraag (bijv. circulaire processen, elektrisch kraken) nabij kernenergie; flexibele vraag (elektrolyse, batterijen) nabij meer

variabele hotspots van energie en dus dichtbij wind op zee projecten. Een belangrijke belemmering is het huidige kostenniveau van energie en netwerktarieven in Nederland. Deze drukken de internationale concurrentiekracht van energie intensieve industrie en remmen investeringen in elektrificatie en nieuwe processen. Zonder gerichte mitigatie het risico bestaan dat vraagontwikkeling achterblijft, knelpunten niet worden opgelost en exportcapaciteit onbenut blijft.

- Aanbodsturing: vraagstimulering is een belangrijk instrument voor systeemintegratie, maar het is ook niet zeker dat alle vraag die nodig is om maximaal aanbod in te passen, gerealiseerd zal worden. De analyses laten zien dat scenario's met alleen kernenergie of alleen wind op zee na 2030 minder grote knelpunten kennen, waardoor er een mogelijk realistischere benodigde elektriciteitsvraag in het gebied ontstaat. Kerncentrales (1 – 1,6 GW per stuk) of windparken (2 GW) zijn significante ontwikkelingen, die niet zomaar overal ingepast kunnen worden. Daarom kan een meer gefaseerde realisatie van wind op zee en kernenergie, in combinatie met gerichte vraagstimulering, de risico's op invoedingscongestie verkleinen. Een adaptieve mix van baseload en variabel aanbod en locatiesturing voor vraagontwikkeling voorkomt extreme pieken. SMR's (Generatie III+) bieden flexibiliteit door kleinere schaal (± 500 MW) en gefaseerde inpasbaarheid, terwijl ook de inpassing van Generatie IV SMR's van toegevoegde waarde kan zijn voor de industriële warmte- en stoomvraag.

Beleids- aanbevelingen

Betaalbaarheid en een gelijk speelveld als motor voor vraagontwikkeling

Concurrerende energie- en netwerkkosten zijn bepalend voor investeringen in elektrificatie, elektrolyse en circulaire processen. Omdat energiekosten in Nederland relatief hoog zijn, zoals bevestigd door E-bridge, is gerichte kostenverlichting op strategische locaties noodzakelijk om nieuwe vraag los te trekken waar het systeem die het meest nodig heeft. Langjarige zekerheid over kostencompensatieregelingen en een beter afgestemd Europees beleid zijn cruciale voorwaarden om carbon leakage te voorkomen en investeringsbereidheid te borgen. Een consistent en voorspelbaar beleidskader, inclusief vergunningzekerheid, is hiervoor essentieel.

Gerichte groei van regionale elektriciteitsvraag door locatiesturing

De systeemanalyses laten zien dat in een maximaal aanbodscenario ongeveer 2 tot 2,5 GW extra elektriciteitsvraag nodig én inpasbaar is, bovenop de regionale elektriciteitsvraag in het Stevig Fundament-scenario. In scenario's met alleen kernenergie of wind op zee na 2030 is deze benodigde vraag uiteraard lager. Ongeacht de grootte van de benodigde elektriciteitsvraag, moet deze wel op de juiste plek ontstaan. Door baseloadprocessen zoals circulaire chemie of elektrisch kraken te clusteren rond baseloadproductie en door flexibele assets zoals elektrolyse en batterijen te positioneren bij variabel aanbod, wordt het net ontlast, worden pieken gedempt en wordt curtailment beperkt. Dit vraagt om ruimtelijke prioritering, snellere vergunning-procedures en voorspelbare aansluitvoorwaarden die locatiesturing ondersteunen.

Tijdige, betaalbare en grensoverstijgende infrastructuur

Systeemintegratie vereist tijdige realisatie van essentiële infrastructuur: 380kV Zeeuws-Vlaanderen,

het nieuwe 380kV-station in het Sloegebied en crossborder waterstof- en CO₂-infrastructuur. Deze netwerken vormen de ruggengraat voor elektrificatie, CCS, waterstofproductie daarop volgend circulaire processen. Omdat deze investeringen druk zetten op netwerkkosten, is gerichte publieke cofinanciering of tariefdemping gerechtvaardigd voor projecten die aantoonbaar bijdragen aan de brede systeemwaarde. Voorbeelden hiervan zijn staatsgaranties en amortisatiemodellen op waterstof- en CO₂-infrastructuur, waarmee volloopprijs' worden afgedekt en gebruikers voorspelbare én betaalbare tarieven betalen voor het gebruik van de infrastructuur. Het is daarbij van belang dat grensoverstijgende infrastructuur geen dubbele tariefstructuur kent. Investeringen in deze infrastructuur stimuleren investeringen in verduurzaming en bevorderen de gerichte groei van de elektriciteitsvraag en daarmee regionaal absorptievermogen t.b.v. systeemintegratie, zoals in de studie bevestigd.

Introduceer een capaciteitsmarkt voor flexibiliteit en regelbaar vermogen

De analyses in dit rapport maken duidelijk dat regelbaar vermogen – zoals gascentrales en de bestaande kerncentrale – cruciaal blijft voor leveringszekerheid in een energiesysteem dat steeds afhankelijker wordt van variabele bronnen. Omdat deze centrales door de groei van wind op zee en andere CO₂ vrije opwek steeds minder draaiuren maken, vallen inkomsten uit de energiemarkt terug terwijl hun systeembelang juist toeneemt. Dit missing money probleem zorgt ervoor dat regelbaar vermogen dreigt te verdwijnen, precies op de momenten waarop het nodig is om piekvraag, dunkelflaute situaties en netstress op te vangen. Een capaciteitsmarkt biedt een oplossing door niet de productie, maar de beschikbaarheid van vermogen te vergoeden. Via periodieke veilingen krijgen aanbieders – waaronder gascentrales, opslag



en flexibel verbruik – een contract waarin zij tegen een vaste vergoeding garanderen dat zij beschikbaar zijn in schaarstemomenten. Dit creëert de noodzakelijke financiële zekerheid om bestaande centrales open te houden en nieuwe, toekomstbestendige capaciteit te ontwikkelen.

Voor Zeeland biedt een capaciteitsmarkt daarmee een structurele borging van het regelbare vermogen dat volgens de scenarioanalyses onmisbaar is om piekbelasting te voorkomen en het grote aanbod van wind op zee en toekomstige kernenergie veilig te integreren. Door capaciteit te vergoeden via langjarige contracten blijft strategisch vermogen, zoals de Sloecentrale en eventuele waterstof ready centrales, economisch houdbaar ondanks afnemende draaiuren. Daarbij zorgt de verplichting om beschikbaar te zijn – met boetes bij niet leveren – voor een voorspelbaar en betrouwbaar vangnet tijdens periodes van systeemstress. Dit mechanisme beperkt de afhankelijkheid van noodmaatregelen, voorkomt hoge redispatch kosten en versterkt de

robuustheid van Zeeland als energiehubs in Nederland en Noordwest Europa. Een capaciteitsmarkt fungeert daarmee als verzekering voor leveringszekerheid én als randvoorwaarde om de energietransitie betaalbaar en stabiel te houden.

Vraagcreatie en marktordening voor duurzame producten

Om verduurzamingsprojecten daadwerkelijk van de grond te krijgen, is het creëren van een voorspelbare en structurele afzetmarkt voor duurzame producten essentieel. Investerings in elektrificatie, CCS, waterstofproductie en -import, groene moleculen en circulaire processen kennen hoge initiële kosten en lange terugverdientijden. Bedrijven stappen alleen over op deze nieuwe technologieën wanneer er voldoende zekerheid is dat hun duurzame output – zoals groene waterstof, circulaire grondstoffen, CO₂-arme producten of CO₂ reductie eenheden – daadwerkelijk wordt afgenomen tegen prijzen die de businesscase ondersteunen. Zonder deze vraagstimulering blijven investeringen achter, vertragen projecten en wordt het



energiesysteem onvoldoende geïntegreerd, met als gevolg dat grote volumes CO₂-vrije elektriciteit niet optimaal benut kunnen worden.

Daarom is een actieve rol van de overheid en marktordening noodzakelijk. Het creëren van zogeheten lead markets zorgt ervoor dat duurzame producten sneller schaal bereiken, waardoor kosten dalen en nieuwe projecten haalbaar worden. Instrumenten zoals groene premies, langjarige afnamecontracten (CfD's en PPA's), publieke inkoop, normering en bijmengverplichtingen kunnen de markt voor duurzame producten structureel op gang brengen. Door dergelijke instrumenten doelgericht in te zetten op strategische locaties - zoals nabij baseload-productie of grote variabele opwek - kan de vraag naar duurzame producten worden gekoppeld aan systeemwaarden: flexibiliteit, congestievermindering, afvang van windpieken en benutting van baseload elektriciteit. Daarmee wordt vraagontwikkeling gestuurd naar de plekken waar deze het grootste effect heeft op systeemintegratie. Zo ontstaan nieuwe

industriële verdienmodellen, wordt de businesscase voor elektrificatie en waterstof robuuster, en wordt voorkomen dat duurzame energieproductie onbenut blijft door gebrek aan afname. Vraagcreatie is daarmee niet slechts een economisch instrument, maar een randvoorwaarde om de energie en grondstoffentransitie in Zeeland daadwerkelijk te kunnen realiseren.

Adaptieve aansturing van energieaanbod

Omdat de timing en omvang van nieuwe kerncentrales en extra wind op zee, maar ook vraagstimulering een onzekere factor zijn, is een adaptieve aanpak aan de aanbodkant noodzakelijk. Dit kan betekenen dat als de locatiekeuze voor kerncentrales op Zeeland valt, er mogelijk een andere timing gevolgd moet worden voor VAWOZ 2031-2040 en vice versa. Een gefaseerde aanpak richting de langere termijn, ver na 2040, lijkt daarbij een sterke aanpak. Het is daarbij belangrijk aanbod niet los te zien van de vraagontwikkeling en daarbij passende stimulerende of normerende maatregelen.

Regie, uitvoering en een voorspelbaar beleidskader

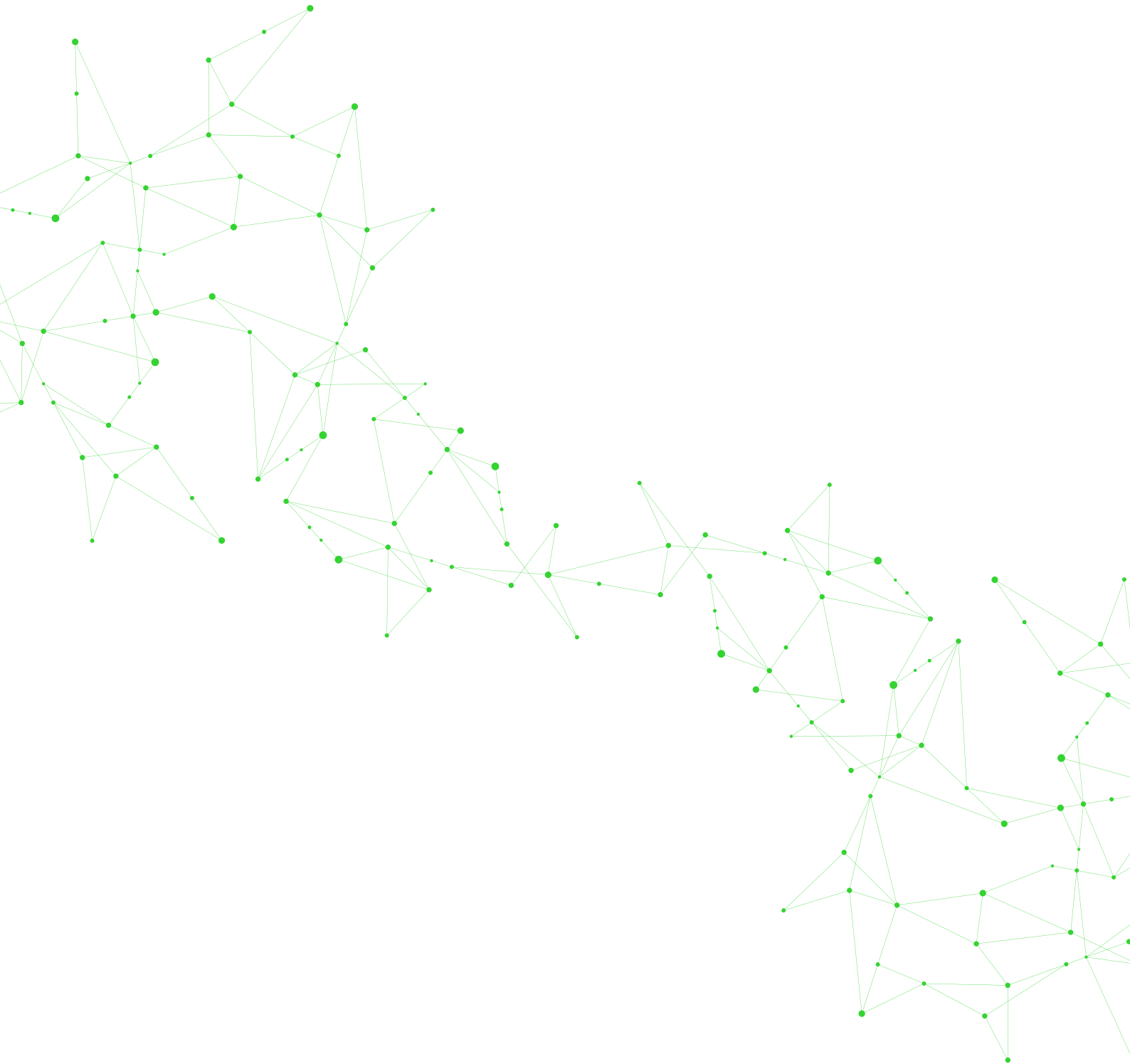
Tot slot vraagt het realiseren van systeemintegratie om een langjarig stabiel beleidskader en een structurele regietaak waarin rijksoverheid, regio, netbeheerders, haven en industrie samenwerken. Heldere doelstellingen voor extra vraagontwikkeling, flexibiliteitscapaciteit en voortgang van infrastructuurprojecten zijn daarbij onmisbaar. Europese en nationale randvoorwaarden dienen dichter naar elkaar toe te bewegen om een gelijk speelveld te creëren en investeringen in systeemkritische projecten structureel aan te moedigen.

Slotwoord

Door betaalbaarheid, locatiesturing, flexibiliteit en infrastructuur in samenhang te ontwikkelen, kan de regio precies die extra, strategisch gesitueerde elektriciteitsvraag realiseren die nodig is om pieken te dempen, exportcapaciteit te benutten en curtailment te verminderen. Deze beleidsaanpak maakt het Zeeuwse elektriciteitssysteem robuuster en toekomstbestendiger en versterkt tegelijkertijd het concurrentie- en vestigingsklimaat van het industriële cluster. Grootschalige inpassing van CO₂-vrije elektriciteit en verduurzaming van de industrie gaan daarbij hand in hand. Daarmee draagt de regio als een van de koplopers bij aan de opgaven waar we als maatschappij voor staan.







Smart Delta Resources
Schelpenpad 2
4531 PD Terneuzen
+31 (0) 115 647 400
info@smartdeltaresources.com

smartdeltaresources.nl

—Together for a
future-proof industry