Berenschot

Kalavasta
Climate Neutral Strategies



Effecten van systeemkeuzes op investeringen elektriciteits-infrastructuur

RAPPORT

10-01-2025

74085-Vertrouwelijk

B

Inhoudsopgave

1 **INLEIDING** p.3
- Aanleiding en vraag onderzoek

2 **METHODE EN SCENARIO'S** p.6
- Toelichting op ETM
- Onderbouwing en toelichting van scenario's

3 **RESULTATEN** p.10
- Overzicht van investeringsimpact en systeemkosten
- Verdieping op effecten per scenario

4 **REFLECTIE EN CONCLUSIE** p.21
- Aandachtspunten
- Conclusie

B **BIJLAGEN** p.24
- Methode en aannames
- Vergelijking van absolute investeringen
- Begrippenlijst

Auteurs
Berenschot: Anna Meijering, Jort Wolda
Kalavasta: Rob Terwel





Inleiding

IBO wil inzicht in netinvesteringen bij verschillende ontwikkelingen en keuzes op energiesysteemniveau

Situatie

Nederland zit middenin de energietransitie, waarin energie uit fossiele bronnen geleidelijk wordt verruild voor energie uit duurzame bronnen. Elektrificatie is daar een groot onderdeel van. Enerzijds staan er projecten op de planning, zoals het realiseren van windparken op zee, die grote hoeveelheden duurzame elektriciteit gaan leveren. Anderzijds is ook aan de vraagzijde een trend zichtbaar richting een grote inzet van duurzame elektriciteit, zoals bijvoorbeeld de overstap van aardgas naar warmtepompen voor ruimteverwarming in huizen of plannen voor elektrificatie van industriële processen. Hierdoor krijgt het elektriciteitsnet een steeds grotere rol in het leveren van energie wat gepaard gaat met hoge investeringen door de netbeheerders om de transportcapaciteit te vergroten.

Aanleiding

De grote investeringskosten vertalen zich door naar hoge tarieven voor netbeheer. Prognoses schatten dat netbeheerkosten tot 2040 t.o.v. 2024 verdubbelen tot verdrievoudigen[1]. Vanwege de lange realisatietermijnen worden investeringen in het elektriciteitsnet gedaan op basis van scenario's en prognoses. Hierin zitten vaak nog grote onzekerheden over de ontwikkeling van vraag en aanbod. Bijvoorbeeld in de mate waarin de huidige industrie in Nederland gevestigd blijft, in de mate waarin de industrie zal elektrificeren en in de samenstelling van de duurzame opwek in de toekomst (bijvoorbeeld het aandeel kernenergie). Bovendien kan nieuw beleid toekomstige vraag en aanbod beïnvloeden en daarmee sturing geven aan de noodzakelijke investeringen.

Vraag

Het IBO heeft daarom een onderzoek ingesteld naar het effect van enkele systeem-ontwikkelingen op de verwachte netinvesteringen. Berenschot en Kalavasta zijn gevraagd om antwoord te geven op de vraag:

Hoe worden investeringen in het elektriciteitsnet beïnvloed door:

- **Een lagere vraagontwikkeling van elektriciteit in de nijverheid?**
- **Een grotere mate van kernenergie in de opwekmix van duurzame energie?**

Deze rapportage geeft inzicht in de investeringskosten en andere effecten van bepaalde systemische ontwikkelingen en keuzes. Hiertoe brengen we op hoofdlijnen enkele variaties aan op het door netbeheerders ontwikkelde en breed getoetste Nationaal Leiderschapscenario uit de Integrale Infrastructuurverkenning 2030-2050 (II3050).

Op basis van drie scenariovarianten onderzoeken we effecten op systeemniveau

We werken drie scenariovarianten uit die erop gericht zijn om de effecten van verschillende ontwikkelingen en systeemkeuzes in kaart te brengen. Hierbij hanteren we het II3050 Nationaal Leiderschapscenario (2040) als uitgangspunt. In dit scenario speelt elektriciteit een grote rol in het energiesysteem en wordt aangenomen dat de huidige industrie grotendeels in Nederland gevestigd blijft. Relatief aan dit scenario onderzoeken we drie varianten met de nadruk op:

- Achterblijvende vraag vanuit de nijverheid;
- Vraagsubstitutie van elektriciteit naar moleculen (m.n. waterstof) in de nijverheid;
- Grotere inzet van kernenergie.

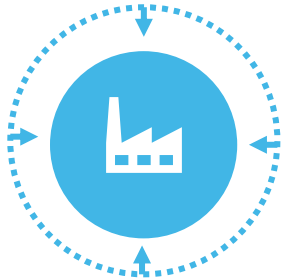
II3050 Nationaal Leiderschap (2040)

De ii3050 scenario's zijn breed gedragen toekomstbeelden waarin een toekomstige energiesysteem geschetst wordt. De netbeheerders gebruiken deze scenario's om hun investeringsplannen op te ontwikkelen.



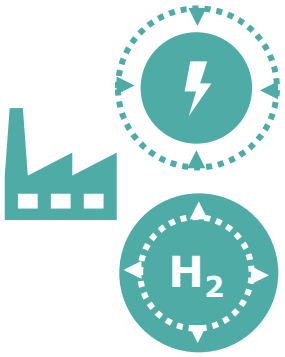
Achterblijvende vraag

Er zijn grote onzekerheden in de omvang van de toekomstige nijverheid. We onderzoeken het effect van een lagere stroomvraag.



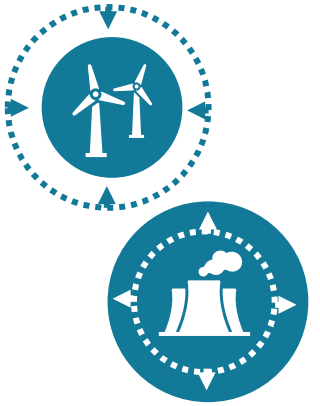
Vraagsubstitutie

De industriesector kan zijn energievraag op verschillende manieren verduurzamen. We onderzoeken een grotere focus op waterstof.



Opwekmix

Elektriciteit kan op allerlei manieren geproduceerd worden. We onderzoeken een groter aandeel van kernenergie in de stroommix.



Berenschot

Kalavasta
Climate Neutral Strategies

Methode en scenario’s



Het ETM toont systeemeffecten van ontwikkelingen en duidt orde grootte van investeringskosten

Grote veranderingen in het energiesysteem hebben potentieel invloed op alle onderdelen binnen dat systeem. Hierdoor kan een schijnbaar overzichtelijke verandering soms tot onverwachte verschuivingen leiden. Daarom is het van belang om ontwikkelingen die grotere volumes aan vraag en/of aanbod teweeg brengen op systeemniveau te onderzoeken.

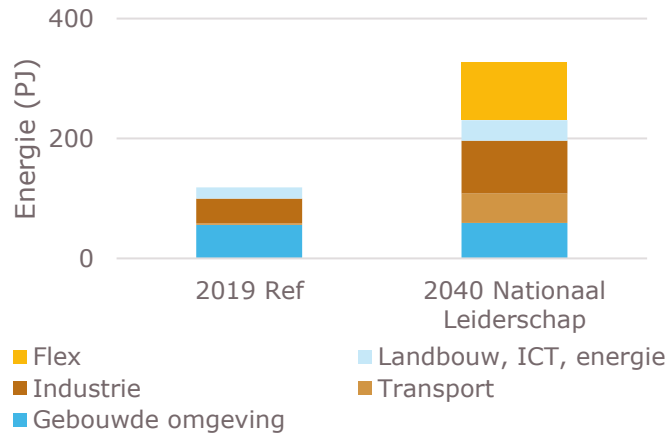
Daarom maken we voor dit onderzoek gebruik van het Energietransitiemodel (ETM) om varianten te onderzoeken. Het ETM brengt toekomstige vraag en aanbod op uurbasis met elkaar in balans. Hieruit volgen onder andere berekeningen van (piek)belastingen op verschillende spanningsniveaus, welke kunnen worden doorvertaald naar schattingen voor benodigde investeringen. Het ETM maakt het daarmee mogelijk om enerzijds veranderingen in piekvraag en –aanbod te onderzoeken en anderzijds ook andere systeemeffecten in kaart te brengen.

Het ETM houdt echter geen rekening met de (exacte) configuratie van het elektriciteitsnet. Hierdoor kunnen slechts schattingen worden gemaakt van investeringskosten op basis van een landelijke impact. Hiermee kan wel een richting en orde grootte worden ingeschat, maar gedetailleerde investeringskosten kunnen alleen worden uitgevoerd met behulp van netbeheerdersmodellen, die rekening houden met de bestaande en toekomstige infrastructuur.

II3050 Nationaal Leiderschap (2040)

Het II3050 Nationaal Leiderschapscenario vormt het uitgangspunt van deze studie. De keuze is op dit scenario gevallen omdat het de basis vormt voor de langetermijnvisie van TenneT (Target Grid) en het van de II3050 scenario's het meest aansluit bij de huidige beleidskoers. In dit scenario wordt een grote toekomstige elektriciteitsvraag verwacht en wordt in lijn daarmee een groot aanbod van wind-op-zee gerealiseerd.

Elektriciteitsvraag per sector



De scenariovarianten worden ingegeven door recente ontwikkelingen

Achterblijvende vraag | **H_2 Vraagsubstitutie** | **Opwekmix**

Onzekerheid in de ontwikkeling van de industrie

De industrie als sector heeft de grootste stroomvraag alsook de grootste onzekerheid over de ontwikkeling. Een groot deel van de Nederlandse basisindustrie betreft grote bedrijven die meerdere sites in de wereld hebben. Deze industriebedrijven opereren op een wereldmarkt, evalueren daarom ook het mondiale speelveld voor strategische beslissingen en baseren daarop hun investeringskeuzes. In Nederland is er vanuit beleid rond CO_2-beprijzing, alsook relatief hoge nettarieven en een door de industrie ervaren ongelijk speelveld ten opzichte van Europese buurlanden onzekerheid in de besluitvorming voor toekomstige investeringen. Recent heeft de raffinaderij Gunvor aangegeven de productie te stoppen, Sabic aangegeven één van de twee stoomkrakers in Geleen te sluiten en OCI de biomethanol productie bij BioMCN op de waakvlammodus gezet en een groot deel van de buitenlandse assets verkocht. Voor Tata Steel is er al jaren discussie en onderzoek over welke toekomst het bedrijf in IJmuiden heeft en op welke technologieën men inzet. Al met al is er dus grote onzekerheid over welke industrie er van welke formaat in de toekomst in Nederland is en op welke manier deze haar emissies gereduceerd heeft. De vraag is daarmee of de industrie zich zal doorontwikkelen zoals aangenomen in het II3050 NL scenario.

Meer plannen voor kernenergie

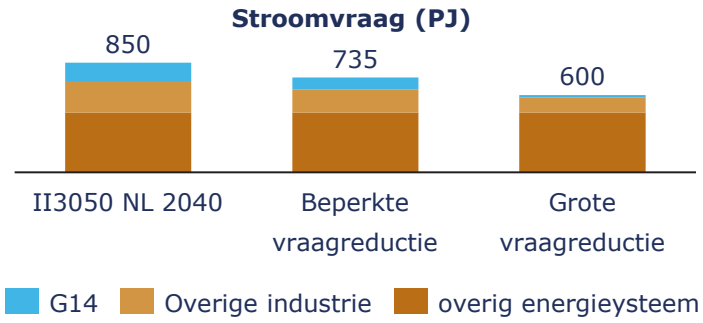
In de afgelopen jaren zijn plannen voor het realiseren van kernenergie concreter geworden. Het kabinet heeft in het regeerprogramma aangegeven vier nieuwe kerncentrales te willen bouwen, naast het langer openhouden van de bestaande centrale in Borssele. Deze plannen zijn in lijn met het hoofdlijnenakkoord, waarin wordt ingezet op uitbreiding van kernenergie om de CO_2-uitstoot te verminderen en de leveringszekerheid te vergroten. Het kabinet heeft €9,5 miljard gereserveerd voor de bouw van de twee extra kerncentrales. Ook worden er reeds technische haalbaarheidsstudies gedaan en gekeken naar mogelijke locaties. Tegelijkertijd zijn er ambitieuze plannen voor windenergie op zee. Het kabinet streeft naar ongeveer 21 GW aan windvermogen rond 2030, wat ongeveer 75% van het huidige elektriciteitsverbruik van Nederland vertegenwoordigt. In het NPE is voor 2035 het doel gesteld op 35 GW, voor 2040 50 GW, met een verdere groei naar 70 GW in 2050. De vraag is hoe deze ambities voor kernenergie zich verhouden tot de plannen en ambities voor wind op zee.

Bronnen: Energeia (2024): Raffinaderij Gunvor stopt brandstofproductie Europoort , FD (2023): OCI schrapt vijftig banen in biomethanolfabriek Delfzijl; FD (2024): Sabic sluit naftakraker in Geleen, maar investeert in resterende installaties, en FD archief Tata Steel. Rijksoverheid (2024) Kamerbrief over 'stand van zaken nieuw te bouwen kerncentrales' (2024), Rijksoverheid (z.d.): Regeerprogramma (2024), Rijksoverheid (2022): Nederland maakt ambitie wind op zee bekend: 70 gigawatt in 2050, Rijksoverheid (2024): Kamerbrief over voortgang projectprocedures nieuwbouw kerncentrales en programma Verbindingen Aanlanding Wind op Zee

De drie scenariovarianten worden hieronder nader gedefinieerd (allen ten opzichte van het II3050 Nationaal Leiderschap 2040 scenario)

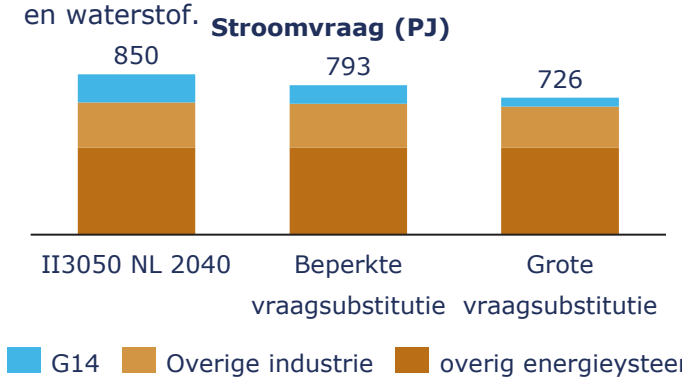
Achterblijvende vraag

In dit scenario valt de industrie qua volume kleiner uit dan in het II3050 scenario. Dit kan meerdere oorzaken hebben zoals sluiting van vestigingen, verplaatsing van basisproductie (import van halffabrikaten) en/of afname van export. Dit scenario is daarmee een typisch voorbeeld van een 'wat als' analyse: het gaat niet zozeer over de waarschijnlijkheid van de aannames, maar meer over de mogelijke gevolgen indien de situatie zich voordoet. We doen dit zowel voor een beperkte als een grote volumereductie (resp. ongeveer 1/3 en 2/3 van de stroomvraag in 2040 van de industrie) en balanceren zowel het aanbod van stroom (WoZ) en moleculen (m.n. H_2) op de nieuwe vraag.



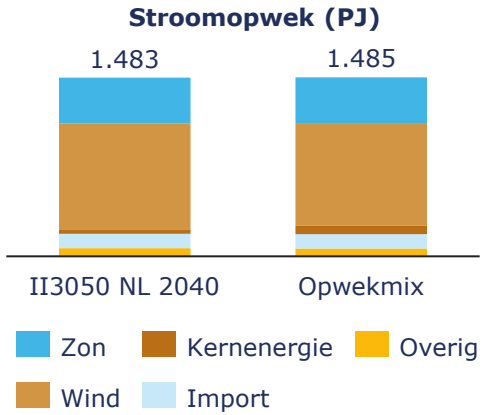
H_2 Vraagsubstitutie

In dit scenario wordt in plaats van elektrificatie meer op 'moleculen' ingezet. Voor de G14 bedrijven betekent dit bijvoorbeeld dat niet elektrisch maar met waterstof nafta gekraakt wordt, voor overige bedrijven wordt in mindere mate op elektrificatie (tussen nu en 2040) en meer op moleculen (waterstof, biomassa, fossiel, in oorspronkelijke verhouding) ingezet voor met name verwarming. De potentie van deze verschuiving is veel groter bij de G14 dan bij de overige industrie omdat er meer elektrificatie plaatsvindt. Vervolgens balanceren we zowel het aanbod van stroom en waterstof.



Opwekmix

In dit scenario wordt voorgesorteerd op één additionele 1.5 GW kerncentrale t.o.v. het II3050 Nationaal Leiderschapsscenario. De stroomopwek door deze kerncentrale wordt gebalanceerd door de wind op zee capaciteit te reduceren. Voor wat betreft de vraag zijn er geen wijzigingen in dit scenario. Gegeven de grote totale opwek in het scenario is deze verschuiving beperkt qua omvang.



Berenschot

Kalavasta
Climate Neutral Strategies

Resultaten



De verschillende variaties zorgen voor een besparing van 2% tot 25% op de CAPEX voor het elektriciteitsnet

Grootste deel van II3050 investeringen voor net-op-zee

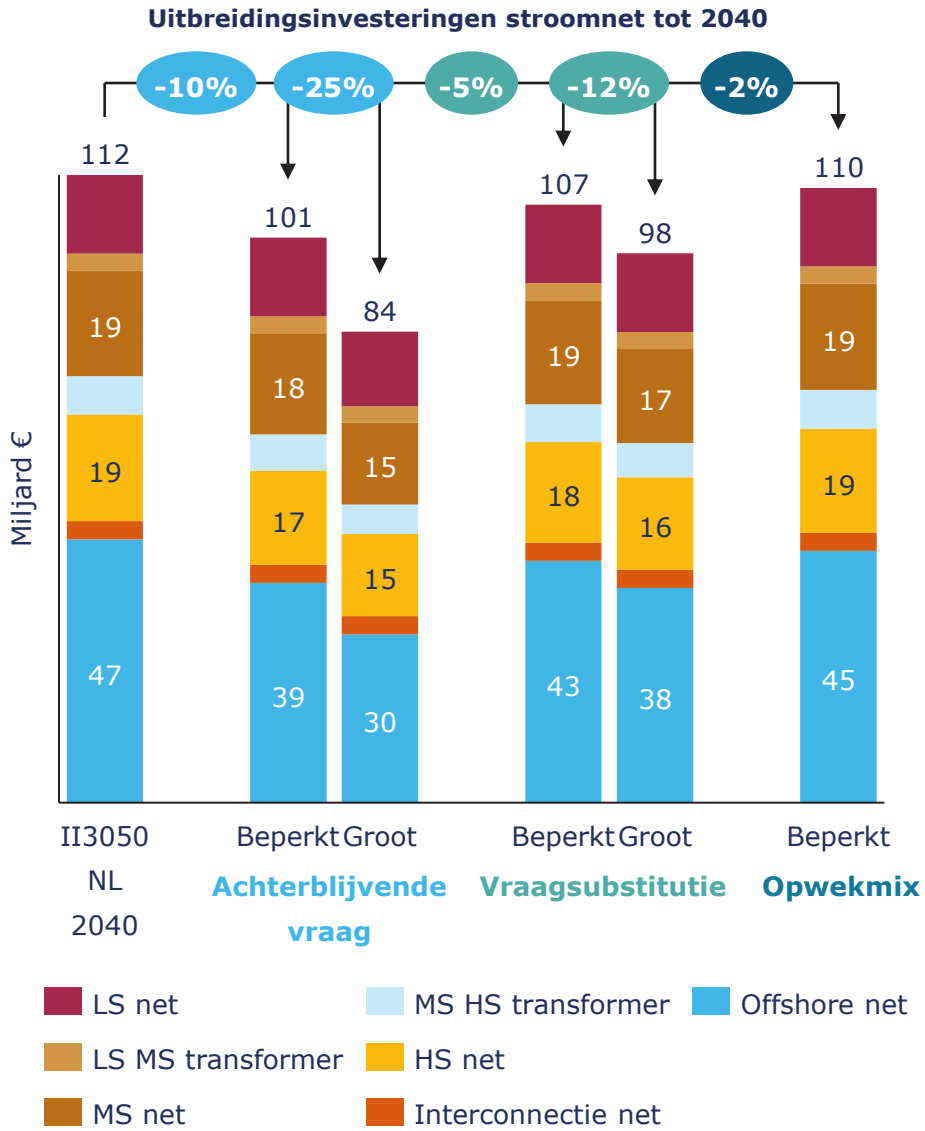
In het II3050 Nationaal Leiderschapsscenario berekent ETM dat er tussen nu en 2040 € 112 miljard aan uitbreidingsinvesteringen nodig zijn. Deze schatting is exclusief onderhoudskosten en vervangingsinvesteringen van het net binnen die periode. Een groot deel hiervan is nodig om het net op zee verder aan te leggen. Deze getallen komen orde grootte overeen met de FIEN+ studie, al zijn er ook verschillen in aanpak, scope en aannames (zie Bijlage).

Achterblijvende vraag zorgt voor grootste investeringsreducties, voornamelijk vanwege lagere investeringen in net-op-zee

In de aangepaste scenario's is de grootste daling te zien bij de extreme achterblijvende vraag, waar 28 miljard, oftewel 25%, van de CAPEX wordt bespaard. Hiervan wordt 17 miljard bespaard op het offshore net, doordat er minder productie nodig is voor de lagere vraag. Deze daling leidt niet automatisch tot lagere afnemerskosten: aangezien de totale vraag sterker daalt dan de kosten (met ruim 29%), zullen de kosten per eenheid getransporteerde stroom toenemen. De kleinste daling is te zien bij de variatie in opwekmix (een besparing van 2 miljard op het offshore net).

Tegenover daling netinvesteringen staan wel externe kosten

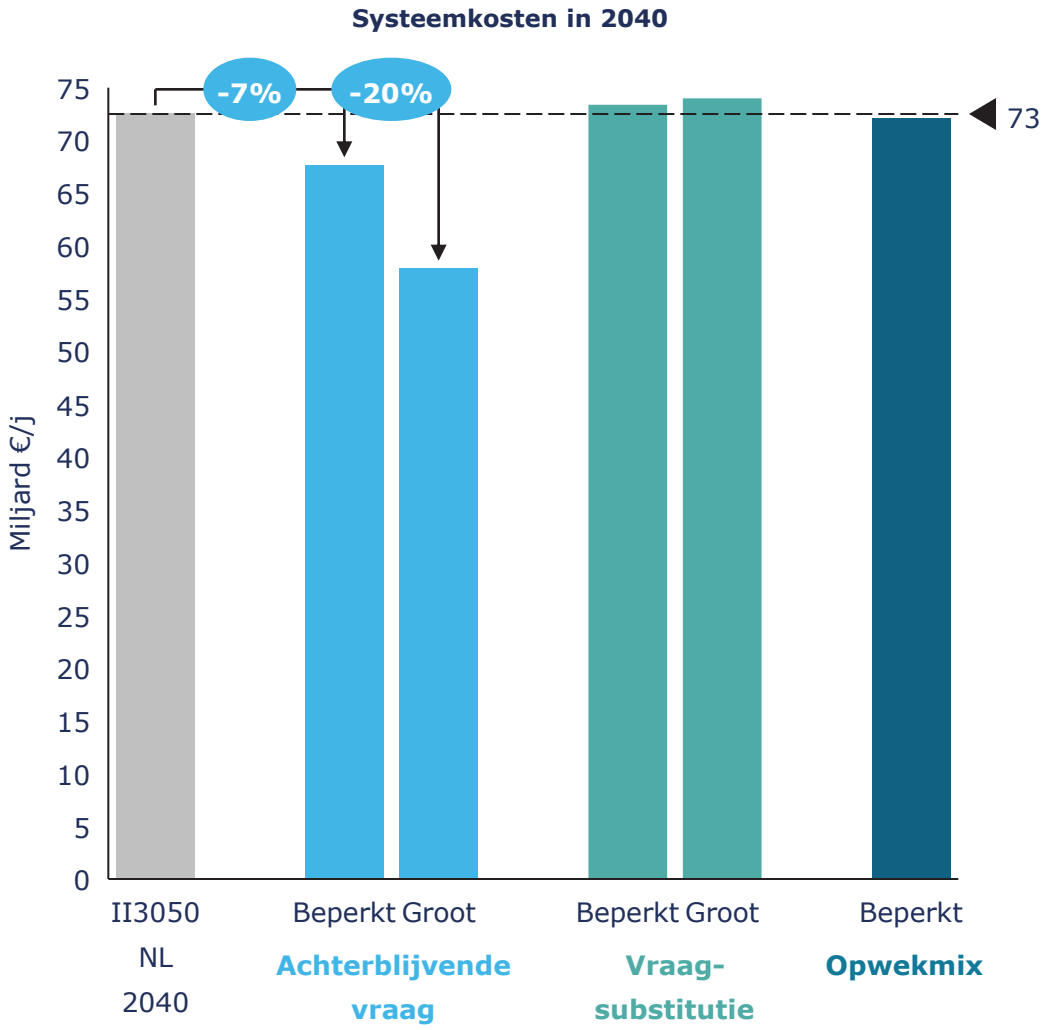
Belangrijk om te benadrukken is dat dit enkel de besparingen op het stroomnet betreft: uitbreidingsinvesteringen in waterstofproductie en -infrastructuur, kernenergie of verdwenen toegevoegde waarde van industriële activiteiten is hier niet in meegenomen.



Alleen het achterblijvende-vraagscenario leidt tot een significante daling in systeemkosten

Elk van de scenariovarianten leidt tot lagere investeringen in het elektriciteitsnet, maar zorgen in sommige gevallen voor hogere kosten op andere gebieden. Om dit inzichtelijk te maken onderzoeken we de totale systeemkosten (jaarlijkse kosten hele energievoorziening). Voor de drie scenario's zien we de volgende effecten:

- **Achterblijvende vraag.** *De totale systeemkosten gaan omlaag*. De grootste daling zit in kosten voor gebouwen en installaties voor de industrie. Gevolgd door lagere vraag voor productiemiddelen voor elektriciteitscentrales, de infrastructuur en minder productiemiddelen voor waterstofproductie.
- **Vraagsubstitutie.** *Tegengestelde effecten heffen elkaar grotendeels op*. Enerzijds nemen kosten van productiemiddelen voor elektriciteitscentrales en kosten voor elektriciteitsinfrastructuur af, anderzijds nemen kosten van productiemiddelen voor waterstof toe en worden er meer kosten gemaakt aan het importeren van aardgas (voor steam methane reformers (SMR's)). Of de systeemkosten uiteindelijk hoger of lager uit zouden vallen is onzeker, dit hangt sterk af van de toekomstige energiekosten per drager.
- **Opwekmix.** *Veranderingen zijn niet significant.* Er wordt minder geïnvesteerd in windmolens en meer in kerncentrales, die op hun beurt hogere investeringskosten per opwekcapaciteit hebben, maar op sommige momenten ook goedkopere back-up stroom kunnen leveren. De veranderingen, zowel qua input als qua output, zijn te klein om een uitspraak te doen of systeemkosten dalen of stijgen.



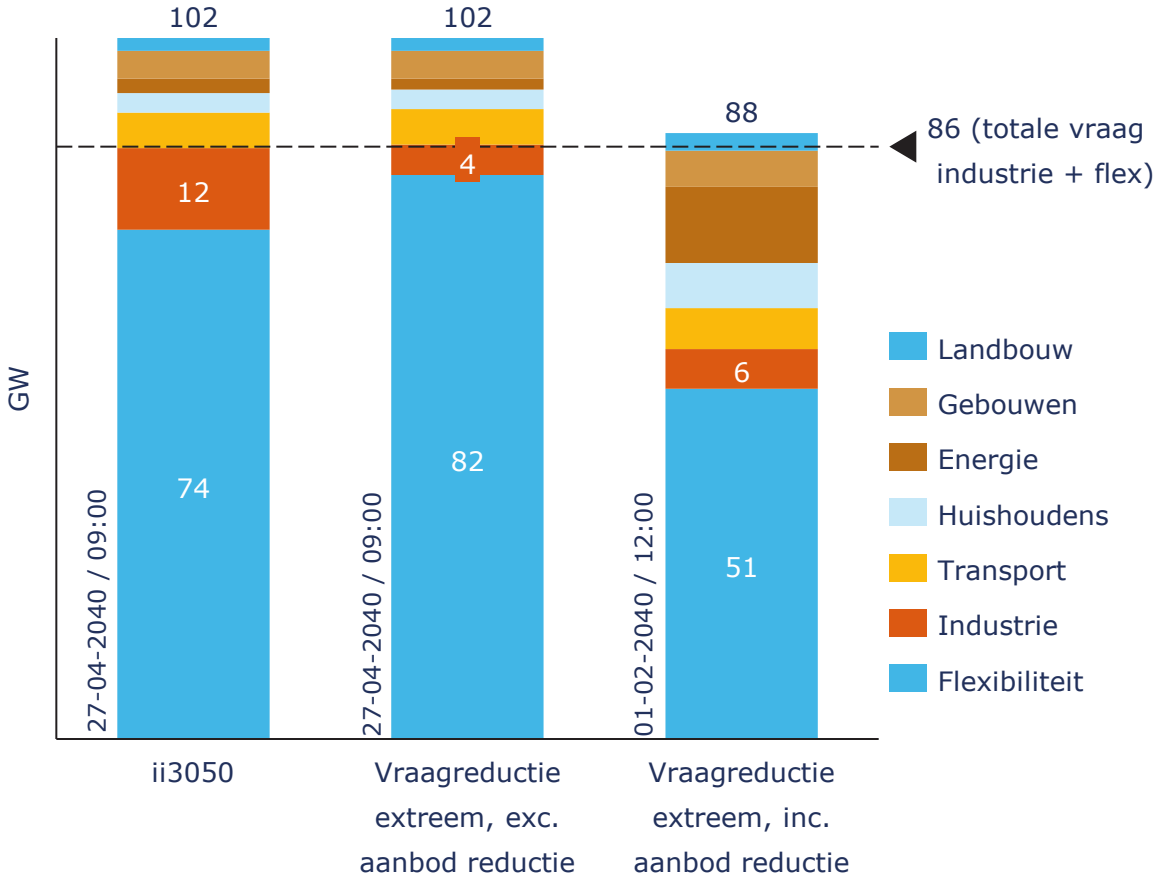
Een lagere stroomvraag van de industrie leidt niet direct tot een lagere piekvraag in dit scenario

Dimensionering van aanbod en flexibiliteit lijkt in dit scenario bepalend te zijn voor de omvang van de infrastructuur

Beslissingen tot het nemen van netinvesteringen worden gedaan op basis van de hoogste verwachte transportcapaciteit in een jaar. Om meer inzicht te verkrijgen in de kostenbesparing binnen het scenario 'achterblijvende vraag' onderzoeken we daarom de piekvraag (uur met hoogste vraag en aanbod). De figuur hiernaast toont de piekvraag voor het II3050-scenario, voor het grote vraagreductiescenario en voor een tussenstap van het vraagreductiescenario, waarin wél de vraag is gereduceerd, maar nog niet de aanbodcapaciteit is teruggebracht (middelste kolom).

In dit uur is er veel opwek uit wind en zon, wat opgevangen wordt door flexibele technologieën zoals het laden van EVs, flexibele waterstofproductie, flexibele warmte opwek of opslag in batterijen. Opvallend is dat de stap van vraagreductie van 8 GW basislast, zonder opwekcapaciteit te verlagen, nauwelijks effect heeft op de piekvraag (en dus netinvesteringen). We concluderen dat het grote aanbod aan elektriciteit nog steeds moet worden opgevangen. Pas wanneer opwek, voornamelijk wind op zee, ook wordt aangepast daalt de algehele piek en daarmee de investeringsopgave. Opwek en flexibele vraag zijn dus erg bepalend. Meer curtailment zou een mogelijk alternatief zijn om met hetzelfde opgesteld vermogen minder te hoeven investeren in het net. Locatiekeuzes mogelijk ook.

Verdeling van de elektriciteitsvraag in het uur* waarin de totale elektriciteitsvraag het hoogste was



*Per scenario kan het uur van de hoogste jaarlijkse vraag verschillen

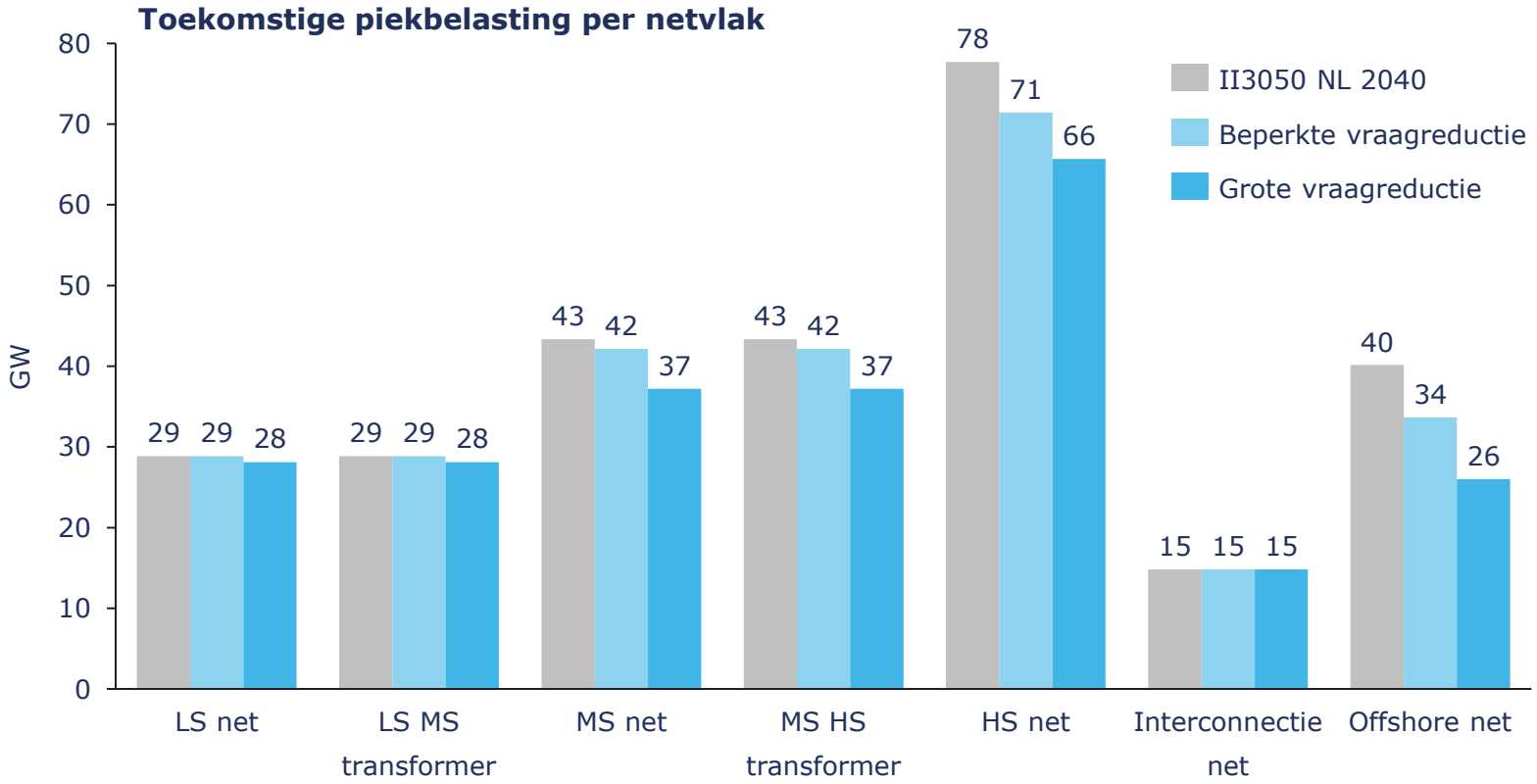
In het scenario 'Achterblijvende vraag' daalt de benodigde netcapaciteit het sterkst

Kostenreductie bij achterblijvende vraag komt zowel voort uit reductie in offshore netbelasting als uit piekbelasting van het HS-net

Bij een sterke reductie van de industriële vraag in combinatie met reductie van het opgestelde vermogen wind op zee, daalt conform verwachting de benodigde netcapacteit voor het offshore net evenredig met het opgestelde vermogen wind op zee. Opmerkelijk is dat ook de benodigde netcapaciteit voor het HS-net vrijwel even hard daalt als die voor het offshore net. Dit ondersteunt ook de eerdere observatie dat in dit scenario de aanbodzijde bepalend lijkt voor de piekcapaciteit, waarbij opwekpieken een groot beslag leggen op de transportcapaciteit van het HS-net. In mindere mate is er ook een besparing te zien op het MS-net terwijl veranderingen op het LS-net verwaarloosbaar zijn.

Bij een WoZ reductie van **7** en **15 GW** zien we, respectievelijk, de volgende besparingen per netvlak:

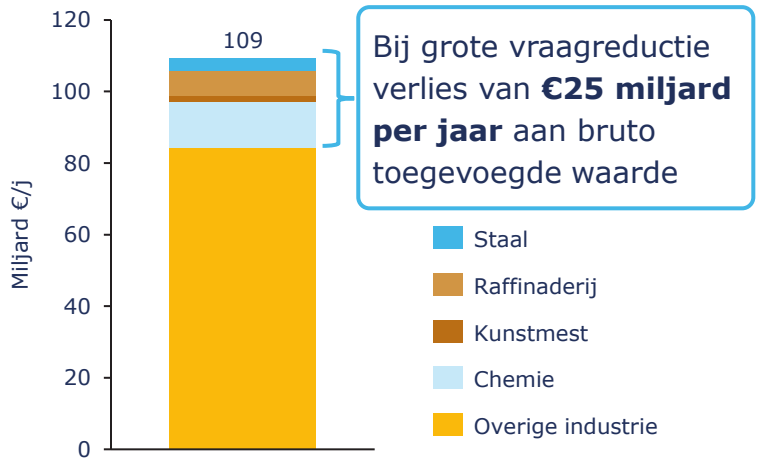
- **Offshore net**: **7** en **15 GW**
- **HS-net: 6** en **12 GW**
- **MS-net: 1** en **6 GW**



Krimp van industrie leidt tot daling toegevoegde waarde en risico's omtrent strategische autonomie

Een scenario van een achterblijvende vraag leidt tot dalingen van de uitbreidingsinvesteringen met respectievelijk € 11 miljard en € 28 miljard bij beperkte tot grote reductie. Het is echter de vraag of het ook afnemerskosten vermindert, aangezien deze kosten over een lager volume aan getransporteerde stroom moet worden verdeeld. Bovendien brengt een dergelijke ontwikkeling brengt echter ook een verlies van bedrijvigheid en toegevoegde waarde met zich mee. Hoewel in deze studie geen vergaande analyse is uitgevoerd naar deze effecten, kunnen we op hoofdlijnen duiden wat dit effect behelst.

Bruto toegevoegde waarde industriesectoren



Ter illustratie realiseert de industriesector in zijn geheel € 109 miljard op jaarbasis aan bruto toegevoegde waarde. In een scenario waarbij een grote krimp in de industriesector wordt verondersteld zouden de G14-bedrijven, goed voor een bruto toegevoegde waarde van **€25 miljard per jaar** en ongeveer **23.000 banen**, verdwijnen. Daarbovenop kent ook de overige industriesector een krimp in dit scenario. Het ontstaan van mogelijke nieuwe bedrijvigheid is in dit scenario buiten beschouwing gelaten. Tegenover dit jaarlijkse verlies in toegevoegde waarde staat een besparing op uitbreidingsinvesteringen in het elektriciteitsnet van **€28 miljard cumulatief tot 2040** – op jaarbasis dus vele malen minder. Hoewel toegevoegde waarde niet direct te vergelijken is met netinvesteringen, geeft het wel een indruk van maatschappelijke waarde van de industrie.

Bovendien kan een dergelijke krimp van de industrie leiden tot risico's op het vlak van **strategische autonomie**. Wanneer deze industrie naar landen buiten Europa verplaatst neemt sterke afhankelijkheid van geopolitieke ontwikkelingen toe.

Tot slot stijgt bij een krimp van de Nederlandse industrie het risico op **'carbon leakage'**, waarbij productie, inclusief de bijbehorende CO_2-uitstoot, wordt verplaatst naar landen met minder strenge klimaatregels. Hierdoor bestaat een risico op wereldwijde toename van de CO_2-uitstoot.

Vraagpieken dalen door het wegvallen van industriële vraag en na herziening van het stroomaanbod



Door het wegvallen van industriële vraag stijgt de rol van flexibiliteit en export. Na balancering van het stroomaanbod dalen de vraagpieken en export

Eerdere analyses van piekreductie bieden al inzicht in het effect van enerzijds vraagreductie van de industrie en anderzijds de balancering van vraag met reductie van wind op zee. Hier lichten we ter illustratie de netbelasting van het hoogspanningsvlak uit in een willekeurige week in januari. Hierin tonen we 1) het oorspronkelijke vraagprofiel, 2) het vraagprofiel na grote vraagreductie voor de industrie en 3) het vraagprofiel na balancering in wind op zee capaciteit:

1. Geeft de week van 15 januari weer met in deze week een piek van meer dan 70 GW. Het blauwe vlak geeft residuele vraag van het MS-net weer, het zwarte en paarse vraag van de industrie, het groene flexibele vraag, de rode lijn de totale vraag en de blauwe toppen daarboven de export.

2. Geeft dezelfde week weer na grote vraagreductie van de industrie. Als gevolg hiervan daalt de industriële vraag en stijgt de export. In deze week vallen sommige pieken nu lager uit (e.g. 18 jan, van 71 naar 62 GW), maar opvallend genoeg zijn andere vrijwel gelijk (e.g. 20 jan piek op 62 a 63 GW).

3. Geeft het vraagprofiel weer nadat ook de aanbodzijde gebalanceerd is. Hierin vallen alle pieken lager uit en valt met name op dat export bij hogere pieken zo goed als verdwenen is.

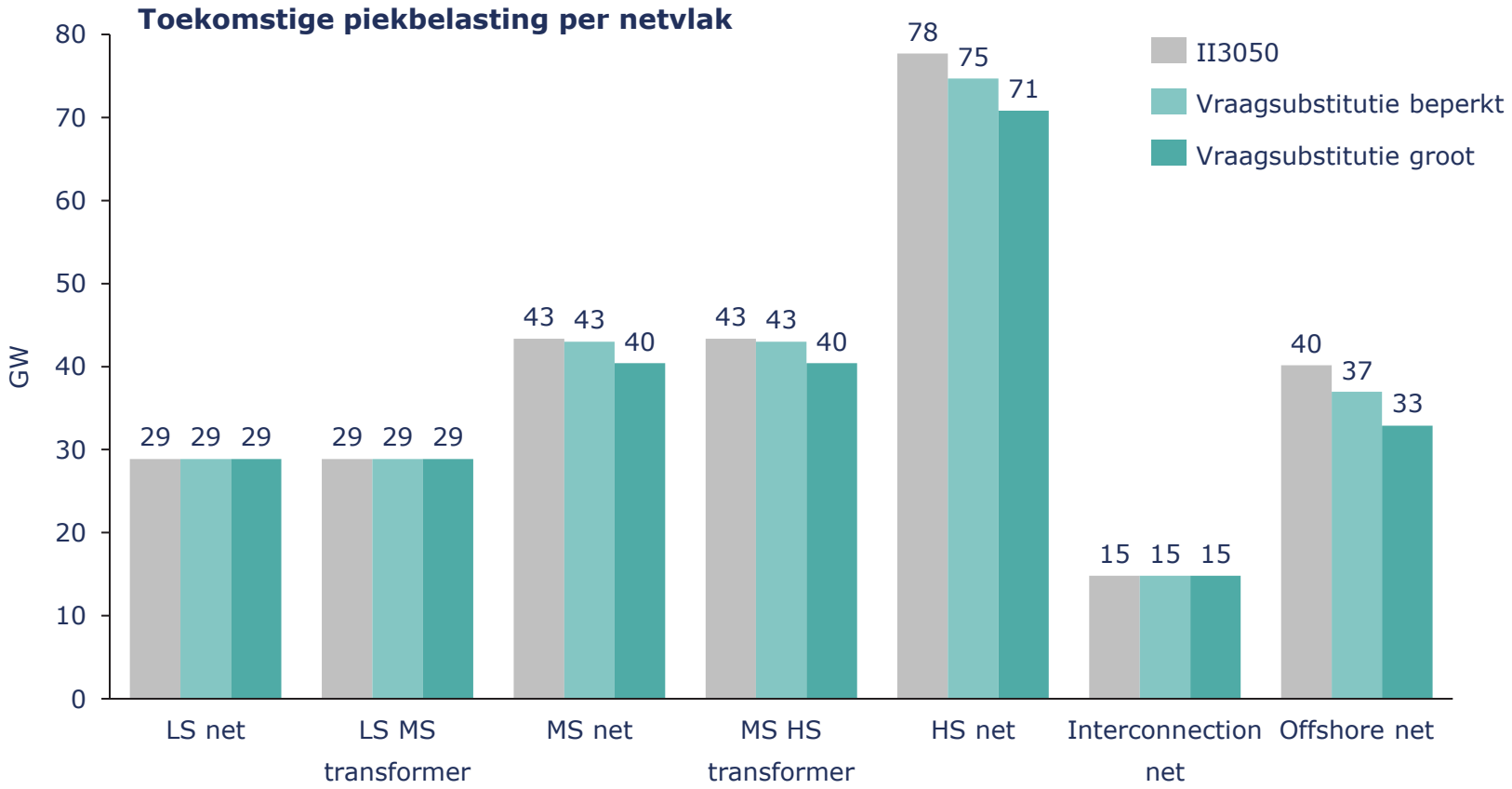
Bij vraagsubstitutie wordt uitsluitend de additionele elektrificatie beperkt, wat tot lagere besparingen leidt

H_2

Omdat enkel naar de substitutie van additionele elektrificatie gekeken wordt, is de reductie van de stroomvraag kleiner bij deze dan bij vraagreductie. De verschuiving in dit scenario is van elektronen naar moleculen voor de industrie, grotendeels richting waterstof. De reductie van offshore wind capaciteit bedraagt ongeveer 3.3 GW bij de beperkte vraagsubstitutie en 7.5 GW bij de grote vraagsubstitutie. Dit geeft een ongeveer evenredige afname van de toekomstige piekbelasting op het offshore, en HS-net. Daarmee is qua effect de grote vraagsubstitutie vergelijkbaar met de beperkte volumereductie uit het vraagreductie scenario.

Bij een WoZ reductie van **3** en **8 GW** zien we, respectievelijk, de volgende besparingen per netvlak:

- **Offshore net**: **3** en **7 GW**
- **HS-net:** **3** en **7 GW**
- **MS-net:** **0** en **3 GW**



De hogere waterstofvraag bij vraagsubstitutie kan op verschillende manieren worden ingevuld

H_2

Drie technieken om de grotere waterstofvraag op te vangen leiden tot vergelijkbare resultaten

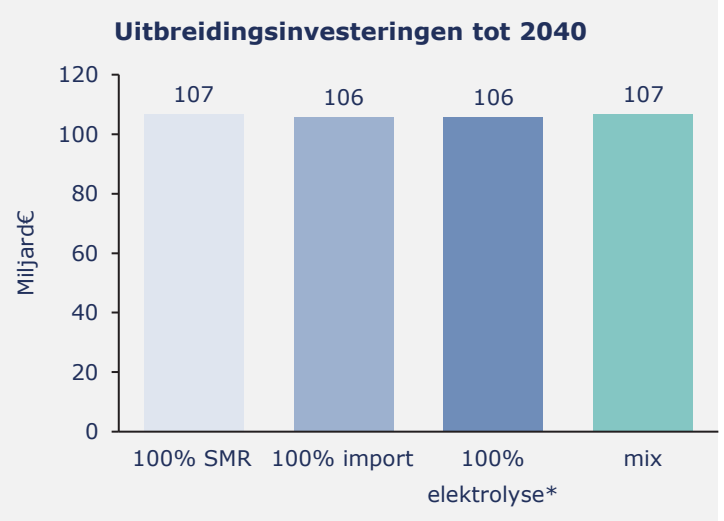
Er zijn verschillende routes denkbaar om de hogere waterstofvraag op te vangen. De belangrijkste hierin zijn; meer gebruik van Steam Methane Reformers (SMRs) met CCS, meer waterstof import, meer elektrolyse (met dedicated wind op zee, zonder netaansluiting). Voor de substitutie scenario's is uitgegaan van een mix van deze drie methoden, naar rato van hun aandeel in het oorspronkelijke II3050 scenario.

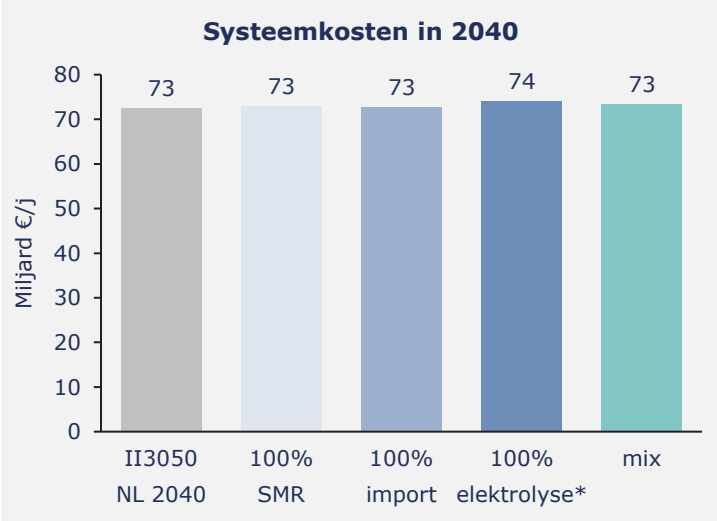
Welke techniek wordt gebruikt om de waterstofvraag in vullen maakt voor de kosten niet veel uit. Zowel de uitbreidingsinvesteringen voor het elektriciteitsnet als de totale systeemkosten zijn vrijwel gelijk wanneer, voor het beperkte vraagsubstitutiescenario voor 100% wordt ingezet op één van de drie routes in plaats van de mix. Indien echter ingezet zou worden op elektrolyse met stroom van het net, zouden er naar verwachting wel uitbreidingsinvesteringen voor het net zijn t.o.v. deze drie opties.

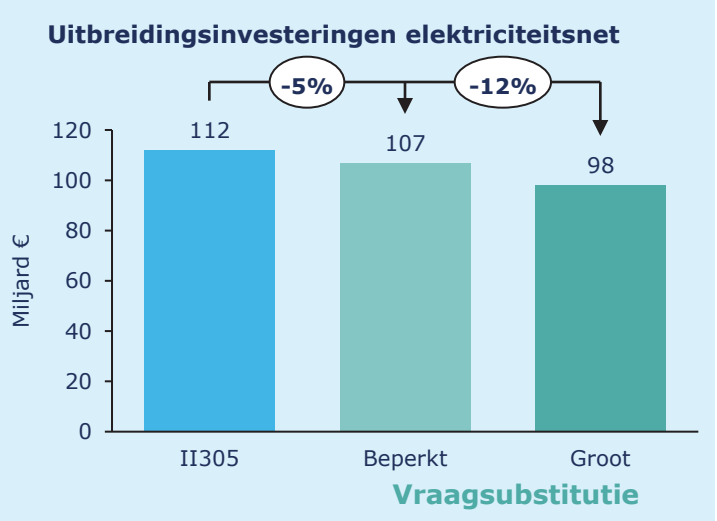
Deze verschuivingen betreffen de systeemkosten, maar de kosten voor individuele bedrijven kunnen anders uitvallen. Dat beïnvloedt daarmee zowel de mate van vraagsubstitutie als de opwektechniek.

Uitbreidingsinvesteringen dalen met 5% en 12% bij beperkte tot grote vraagsubstitutie

Uitbreidingsinvesteringen in het elektriciteitsnet dalen tussen de 5% en 12% bij beperkte tot grote vraagsubstitutie van de industrie. Hier staan echter verhoogde kosten elders in het systeem tegenover. Zoals beschreven op pagina 12 blijven de totale systeemkosten nagenoeg gelijk.







*Het betreft hier dedicated elektrolyse uit wind op zee, d.w.z. zonder netaansluiting

Een extra kerncentrale in de mix ten koste van offshore wind geeft lagere netinvesteringen

Substitutie van wind op zee door een kerncentrale leidt tot lagere investeringskosten voor het net

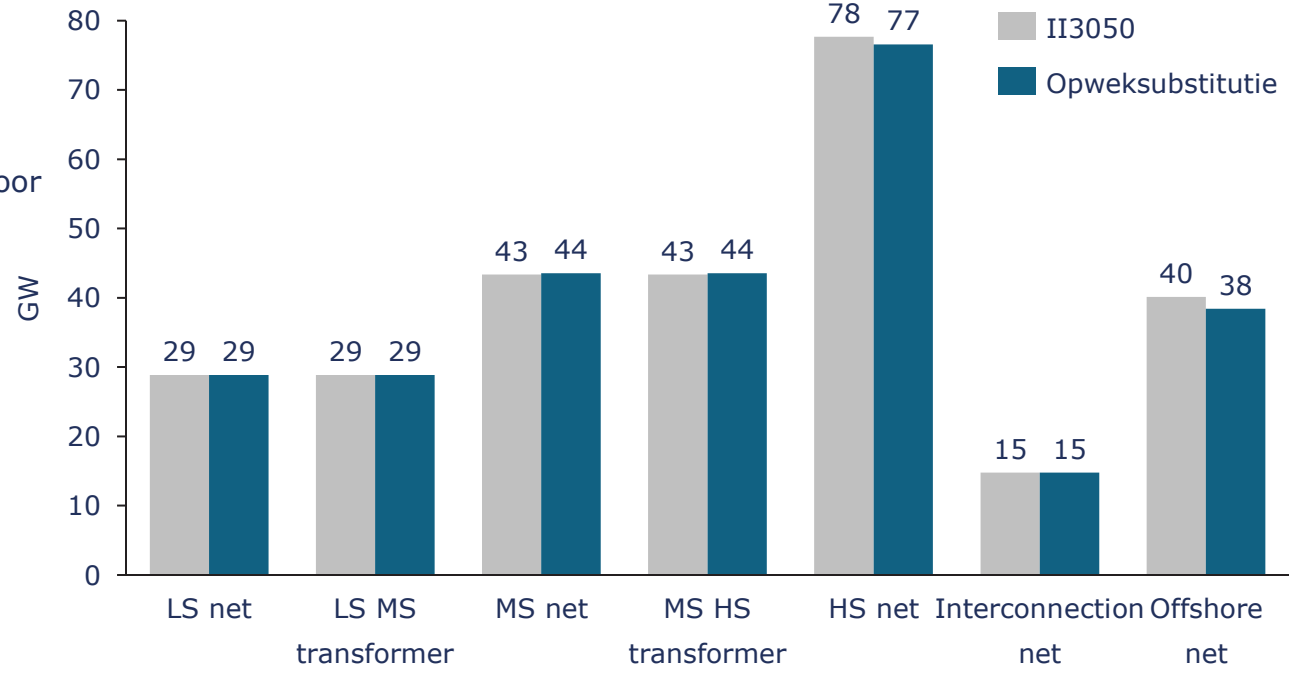
De introductie van een 1.5 GW kerncentrale kan ongeveer 1.8 GW wind-op-zee vervangen, hierbij wordt eenzelfde totale stroomopwek verzorgd. De draaiuren van de kerncentrale worden bepaald in een merit order op marginale kosten basis. In uren met veel zon en wind draait de kerncentrale niet. Deze substitutie leidt logischerwijs tot een verlaging van de net op zee aansluiting met ongeveer 1.8 GW. De capaciteit op het HS net daalt met ongeveer 1 GW terwijl de piek op het MS net 0.2 GW hoger uitvalt. Dit komt door een afname in flexibele vraag (door lagere overschotten). Per saldo dalen de uitbreidingsinvesteringen in het net – met ongeveer 2% – zeer beperkt en komt hoofdzakelijk voort uit de besparing op het offshore net.

Het kabinet is voornemens een grotere hoeveelheid kernenergie te realiseren (in totaal 6 GW). Er bestaat echter nog grote onzekerheid over het tijdspad en de haalbaarheid van deze plannen. Naar alle waarschijnlijkheid zullen additionele kerncentrales niet worden gerealiseerd voor 2040. Bovendien gaat het qua omvang om relatief beperkte capaciteiten vergeleken met de (meer concrete) plannen voor wind op zee. We verwachten daarom niet dat een grotere inzet van kernenergie tot wezenlijk andere uitkomsten zal leiden.

Bij een WoZ reductie van **1.8 GW** zien we, respectievelijk, de volgende besparingen per netvlak:

- **Offshore net**: **1.8 GW**
- **HS-net: 1.1 GW**
- **MS-net: -0.2 GW**

Toekomstige piekbelasting per netvlak



Verschuiving systeemkosten is niet significant, echter exacte resultaten zijn locatie-afhankelijk

De verschuiving in systeemkosten is niet significant. Qua systeemkosten zijn de uitkomsten vergelijkbaar gegeven de vele onzekerheden en de beperkte veranderingen

De systeemkosten bij realisatie van een extra kerncentrale en compensatie van opwekcapaciteit zijn vrijwel gelijk aan het oorspronkelijke scenario. Ook al wordt er bespaard op de netcapaciteit, de kerncentrale kent een hogere investering dan wind op zee. Het beperkte effect op systeemkosten heeft verder te maken met de beperkte verandering binnen het scenario. De toevoeging van 1.5 GW kerncentralecapaciteit staat tegenover een productiepark waar reeds tientallen GW wind op zee en meer dan 100 GW zon opgesteld staan. Het is daarom niet verwonderlijk dat verschuivingen zeer klein zijn.

Hierbij moet opgemerkt worden dat er in de schattingen van systeemkosten grote onzekerheden kunnen zitten. Het gaat voorbij de scope van deze studie om daar verder onderzoek naar te doen, maar voor verdergaande conclusies kan gekeken worden naar een herijking van de flexibiliteitstechnieken en een gevoeligheidsanalyse.

De exacte locatie van deze additionele kerncentrale maakt verder uit voor de systeemeffecten

Eerdere studies zoals voor de werkgroep Power-to-industry tonen aan dat ook wanneer kerncentrales in een voorkeurslocatie en in een industriecluster geplaatst wordt, deze slechts 10% tot 40% van de lokale vraag bedient: de productie is dus hoofdzakelijk voor vraag elders. Dit komt omdat de aanlanding van wind op zee het grootste deel van de tijd in de stroomvraag van de industrieclusters aan de kust voorziet. Voor de verdere afstemming van vraag en aanbod en ter reductie van de netinvesteringen is het dus van belang om de exacte locatie van een kerncentrale goed te overwegen.



Reflectie en conclusie

Schattingen van investeringen bieden inzicht in orde grootte, relatieve verschuivingen en ontwikkelrichting

Deze analyse over de effecten van lagere elektriciteitsvraag van de industrie en een grotere rol van kernenergie in de opwekmix geven eerste inzichten in netcapaciteiten, investeringen en systeemkosten. Het betreft hier echter geen uitgebreide netberekening zoals deze gedaan worden door de netbeheerders. In werksessies met experts van de netbeheerders, BCG en het IBO is gesproken over de vergelijking tussen ETM-uitkomsten en prognoses van de netbeheerders zelf. Hieruit bleek dat orde grootte schattingen van het ETM in lijn liggen met die van de netbeheerders, maar dat er ook meerdere punten zijn waarop absolute investeringskosten kunnen afwijken zoals verschillen in methodiek, scope en kentallen.

Een belangrijk verschil in methodiek betreft het niet meenemen van de netwerktopologie in deze analyse. Deze is echter wel van groot belang om grondigere uitspraken over lokale, maar ook nationale netbelasting te doen als het aankomt op grote puntbronnen van productie, waaronder kerncentrales en offshore windparken, alsook consumptie waaronder grote industriële bedrijven. Ook komt het exacte uitgangspunt voor netinvesteringen niet precies overeen met prognoses voor investeringen van netbeheerders. Regionale en landelijke netbeheerders presenteren hun investeringsplannen tweejaarlijks met een tijdshorizon van ongeveer 10 jaar en baseren zich daarbij op verschillende II3050 scenario's. De tijdshorizon die wij hebben gehanteerd (2040) valt buiten het bereik van deze investeringsplannen en is daarom niet direct te vergelijken.

Tot slot doet onze analyse van uitbreidingsinvesteringen een vergelijking tussen de situatie nu en die in 2040, daarmee geen rekening houdende met wat er in de tussenliggende periode gebeurt. Bijvoorbeeld bij het verdwijnen van de industrie, kan het in de praktijk zo zijn dat er toch al netinvesteringen zijn gedaan om deze industrie te faciliteren. Zekerheid en richting is belangrijk, zowel voor de netbeheerders als voor de industrie. Onze inschatting van uitbreidingsinvesteringen geeft altijd de maximale reductie gegeven het eindbeeld.

Deze punten in overweging nemende concluderen we dat deze analyse vooral inzicht biedt in de orde grootte en richting van gevolgen. Daarom achten wij de relatieve verschuiving en ontwikkelrichting van investeringskosten tussen verschillende scenariovarianten veelzeggender dan de absolute kosteninschattingen.

Aandachtspunten bij deze scenario's zijn te vinden in de waarschijnlijkheid, tijdslijnen en zichtjaren

De keuze voor scenariovarianten is in overleg met het IBO tot stand gekomen en tevens ter toets voorgelegd aan enkele experts vanuit netbeheerders en het IBO. Hieruit volgden enkele aandachtspunten die wij hieronder toelichten.

Deze studie heeft in beperkte mate doordacht wat de waarschijnlijkheid van de scenario's is en wat de gevolgen zijn van ontwikkelingen zoals krimp van de (industrie)sector. Het scenario dat deze sector grotendeels verdwijnt, zonder dat daar iets voor in de plaats komt, kan kritisch worden bezien. Zo kan het verdwijnen van industriebedrijven ook kansen en ruimte bieden aan nieuwe industrie en bedrijvigheid. Dit zou enerzijds nieuwe toegevoegde waarde kunnen creëren, maar anderzijds zouden deze nieuwe bedrijven ook, zeker gegeven bestaande of geplande aansluitingen, energie-intensief kunnen zijn. Zo zou waar in een scenario hier de sluiting van een raffinaderij verondersteld wordt, hetzelfde of een ander bedrijf synthetische brand- en grondstoffen kunnen gaan produceren, met mogelijke een nog hogere stroomvraag tot gevolg.

Tegelijkertijd is er bij de opzet van scenariovarianten, maar in beperkte mate nagedacht over welke sectoren en bedrijven als eerste zouden verplaatsen of sluiten. Dergelijke prognoses zijn namelijk zeer moeilijk te maken op basis van objectieve argumenten en kennen grote onzekerheden in de aannames die daarbij worden gedaan. Daarom is er in deze studie gekozen voor de meer transparante en pure aanname dat deze krimp zich gelijkelijk verdeeld over sectoren. Het betreft hiermee meer in algemene zin een gedachtenexperiment en een wat/als-analyse om te kijken wat de effecten van volumereductie zijn.

Tot slot, richt deze studie zich op zichtjaar 2040. Het II3050 Nationaal Leiderschap 2050 scenario kent echter een aanzienlijk grotere stroomvraag (1081 vs 857 PJ), met name door de productie van synthetische brand- en grondstoffen. Waar effecten op netinvesteringen binnen de door ons onderzochte scenario's tot 2040 wellicht beperkt zijn, kan dit beeld (met name bij krimp van de industrie en daarmee verwachte productie van synthetische brandstoffen) aanzienlijk groter uitvallen.

Alle onderzochte scenario's geven een reductie van de netinvesteringen, maar ook negatieve externe effecten

In dit onderzoek zijn drie scenariovarianten onderzocht op de mate waarin ze tot lagere netinvesteringen zullen leiden. Hierin zien we dat alle onderzochte scenario's leiden tot reductie van uitbreidingsinvesteringen in het elektriciteitsnet: deze is het kleinst bij de opweksubstitutie, gemiddeld bij de vraagsubstitutie en het grootst bij de vraagreductie. Doordat er minder stroom getransporteerd hoeft te worden, worden de kosten voortvloeiend uit de netinvesteringen ook over een kleiner volume aan stroom verdeeld. Per saldo zijn de kosten voor afnemers dus niet per se lager, al hangt dit natuurlijk ook af van de tarifering.

Specifiek valt op bij het vraagreductiescenario op dat:

- de reductie in vraag, zonder aanpassing aan de aanbodzijde, niet direct tot een daling van benodigde netcapaciteit leidt. Dit komt vooral omdat voor de balancering van het toekomstige energiesysteem flexibele vraag een groter stempel zal drukken op transportcapaciteit (deze vervangt op de piek basislastvraag).
- na vraagreductie en compensatie in aanbodcapaciteit de uitbreidingsinvesteringen niet evenredig dalen met de reductie in vraag. Dit heeft waarschijnlijk te maken met de demping van benodigde capaciteit op verschillende netvlakken. Dit geeft gemiddeld netto hogere kosten per eenheid te transporteren stroom.
- Er ook maatschappelijke waarde verdwijnt (al kan er ook nieuwe bedrijvigheid ontstaan)

In het vraagsubstitutiescenario en opwekmix scenario blijven systeemkosten ongeveer gelijk; tegenover de verlaging van netkosten staan verhogingen aan de uitgaven van waterstofproductie, - infrastructuur en kernenergie, al zijn de exacte effecten locatie-afhankelijk.

Binnen de door ons onderzochte scenario's lijkt **alleen het scenario van achterblijvende vraag vanuit de industrie tot een daling te leiden van zowel elektriciteitsinfrastructuurkosten, als van totale systeemkosten**. Daar staat echter een groot economisch verlies aan toegevoegde waarde en werkgelegenheid tegenover. Eventuele sturing op een dergelijk scenario vereist daarom zeer zorgvuldige afweging van een breder scala aan criteria dan enkel netinvesteringen.

Berenschot

Kalavasta
Climate Neutral Strategies

Bijlagen: Methode en aannames



74085-Vertrouwelijk

Overzicht hoofdaannames scenario's 'Achterblijvende vraag' en 'Vraagsubstitutie'

Achterblijvende vraag

Vraagsector en vraag in PJ	2040	Aannames beperkte vraagreductie	Afname van vraag	Nieuwe vraag (link)	Aannames grote vraagreductie	Afname van vraag	Nieuwe vraag (link)
Industrie	**388**	**Aanzienlijk volumereductie in de industrie**	**-115**	**273**	**Extreme volumereductie in de industrie**	**-250**	**138**
• G14	150	Per sector blijven 1 a 2 productielocaties open	-55	95	G14 verdwijnt vrijwel geheel	-130	20
• Overige	238	20% reductie (ICT max 250%)	-60	178	40% reductie (ICT max 150%)	-120	118

Vraagsubstitutie

Vraagsector en vraag in PJ	2040	Aannames beperkte vraagsubstitutie	Afname van vraag	Nieuwe vraag (link)	Aannames grote vraagsubstitutie	Afname van vraag	Nieuwe vraag (link)
Industrie	**388**	**Aanzienlijke overstap op waterstof, afname elektrolyse**	**-57**	**331**	**Zeer grote overstap op waterstof, geen elektrolyse**	**-124**	**264**
• G14	150	50% minder elektrolyse, 50% kraken met waterstof	-51	99	Geen elektrolyse, waar mogelijk waterstof	-103	47
• Overige (vooral chemie)	238	40% inzet op waterstof	-6	232	80% inzet op waterstof	-21	217

[1] synfuels zijn niet in 2040 voorzien, maar wel voor 2050

Overzicht hoofdaannames scenario 'Opweksubstitutie'

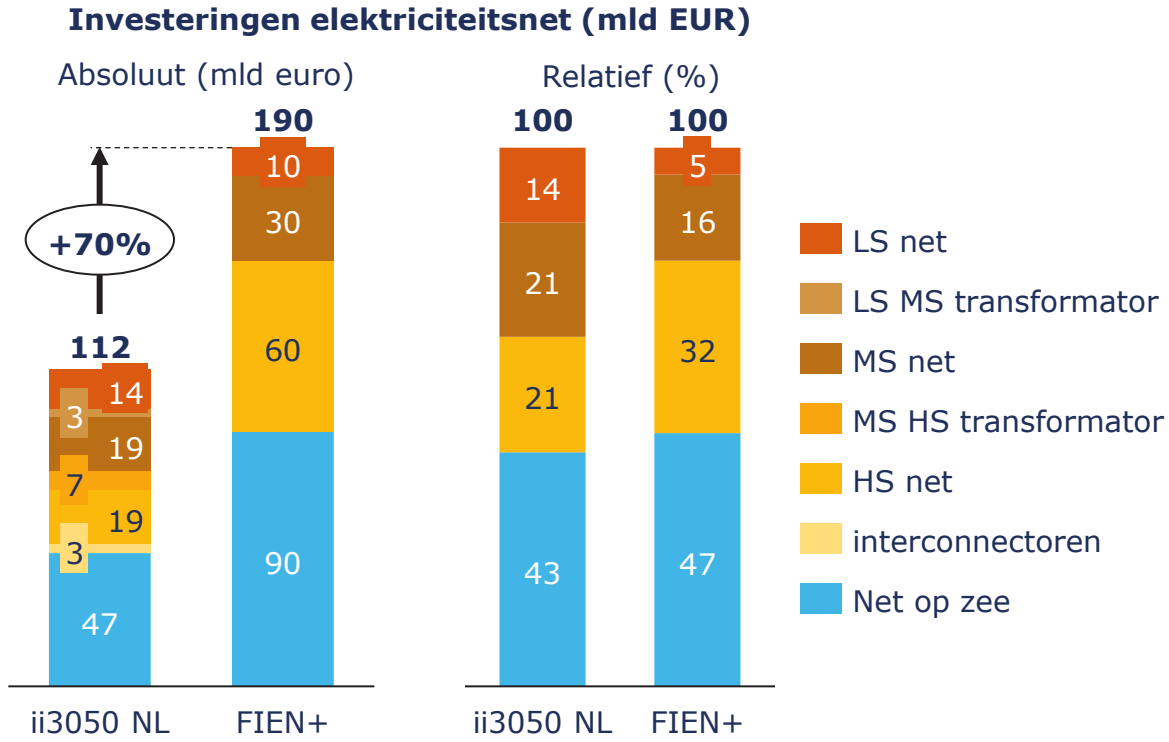
Opweksubstitutie

Geïnstalleerd vermogen	2019 (GW)	2040 (GW)	2050 (GW)	Aannames 2040 referentie scenario (link)
Offshore wind		41.5		Resultante van overige aanpassingen
Onshore wind		15		
Zon PV		92		
Kern	0.4	1.5	3.0	+1.5 GW kernenergie t.o.v. referentie (2 kerncentrales gereed in 2040)
Back-up (waterstof)		9		
Import		15		

Voor de energiemix kijken we wat er gebeurt bij een andere mix met minder offshore wind en meer kernenergie. In de eerste plaats verhogen we de rol van kernenergie. Vervolgens reduceren we de offshore wind capaciteit om tot een vergelijkbare stroomvraag en –aanbod balans te komen als in het oorspronkelijke scenario, met ook een evenredig aantal black-out uren en andere uitkomsten als stroomimport.

Een vergelijking van geraamde netinvesteringen toont dat het ETM vergelijkbare orde grootte resultaten geeft als FIEN+

In een parallel onderzoek ingesteld door Netbeheer NL, waarin een breed scala aan instrumenten onderzocht wordt op hun effect in investeringen, wordt de FIEN+-analyse als uitgangspunt gehanteerd[1]. Voor de duiding van de resultaten van beide onderzoeken voeren wij een korte vergelijking uit wat betreft de baseline rond de investeringen. Deze vergelijking is beperkt door de beschikbare tijd en inzicht in achterliggende data.
De scenario's kennen verschillen in aannames, kentallen, scope en rekenmethodiek. Het FIEN+ scenario is van 2024 en heeft een iets andere inrichting dan het II3050 scenario uit 2023. De scenario's lijken verder sterk op elkaar. De II3050 scenario's zijn met het ETM gemaakt en de FIEN+ met tooling van PWC. Dit zijn verschillende modellen die ook anders rekenen. Tot slot is het mogelijk dat er ook andere aannames qua kostenkentallen (zowel voor technologieën als voor energiedragers) gedaan zijn.



Desalniettemin zijn de uitkomsten orde grootte vergelijkbaar. FIEN+ komt uit op totale investeringen van 190 miljard euro richting 2040, tegen 112 miljard euro in het II3050 2040 Nationaal Leiderschap scenario. De investeringen liggen hoger bij FIEN+. Waarschijnlijk heeft dit voornamelijk te maken met de kostenkentallen die gebruikt zijn in het ETM en uit 2017 dateren[2] en vermoedelijk een onderschatting geven. Daarnaast berekent ETM slechts uitbreidingsinvesteringen, waar FIEN+ mogelijk ook vervangingsinvesteringen meeneemt in de prognose. Als we kijken naar de investeringsopgave per netvlak (zie genormaliseerde grafiek rechtsboven), dan valt op dat wind op zee en het middenspanning orde grootte best vergelijkbaar zijn qua aandeel in de investeringen, maar dat bij het II3050 juist het LS net een groter aandeel van de investeringen geeft tegen het (E)HS net dat juist groter is in FIEN+.

1. Netbeheer Nederland (9 januari 2025): IBO systeeminterventies. Samenvattend document.
2. 'Net voor de Toekomst', CE Delft (2017)

Definities van begrippen die in deze rapportage gehanteerd worden

Uitbreidingsinvesteringen: we kijken hier naar de investeringen in uitbredigen van de netcapaciteit. Zogeheten vervangingsinvesteringen, waarbij bestaande tracés en transformatoren met eenzelfde capaciteit vervangen worden, vallen hier dus niet onder.

Systeemkosten: de totale kosten van de jaarlijkse energievoorziening van een scenario, inclusief afschrijving, financieringskosten, onderhoud en brandstoffen. Het gaat hierbij verder om de systeemkosten zoals uitgerekend door het ETM (scope), verder toegelicht op https://docs.energytransitionmodel.com/main/cost-main-principles

Berenschot

Kalavasta
Climate Neutral Strategies



Berenschot

www.berenschot.nl

linkedin.com/berenschot