



RAPPORTAGE

Investerbaarheid van duurzame opwek in Nederland

Thijs Verboon, Vanand Meliksetian,
Sieb Rodenburg, Jort Wolda

18 augustus 2026

Inhoudsopgave

- 1. Managementsamenvatting4
- 2. Introductie..... 10
- 3. De businesscase van duurzame opwek..... 19
- 4. Knelpunten rondom investerbaarheid.....29
- 5. Kortetermijn oplossingen voor verbetering van het investeringsklimaat37
- 6. Langetermijn oplossingen voor verbetering van het investeringsklimaat..... 49
- 7. Conclusie en advies.....55
- 8. Aanvullende businesscaseresultaten58
- 9. Gemodelleerde flexopties.....63
- 10. Vraagduur kromme en inkomstenverdeling bij alternatieve scenario's.....66
- 11. Modellerings-methodiek.....73



Begrippenlijst (alfabetisch)

BESS	Battery energy storage system	MW	Megawatt
CAPEX	Capital expenditure (investeringskosten)	MWh	Megawattuur
Capture price	Gemiddelde jaarlijkse verkoopprijs van opwek	MWp	Megawattpiek
Carve out	Deel van productie uitgezonderd van het subsidiecontract	Normering	Verplichting tot gebruik/afname van duurzame elektriciteit
CfD	Contract for difference	OCGT/CCGT	Open cycle/combined cycle gas turbine
DR	Demand response (vraagsturing)	O&M	Operations & Maintenance
Equity-analyse	Analyse van het rendement op eigen vermogen (equity-IRR)	OPEX	Operational expenditure (operationele kosten)
ETS	Emissions trading system (CO ₂ -beprijzing)	OT-model	Onrendabele top-model
EV	Eigen vermogen	PV	Photovoltaïsch
FCR / FFR	Frequency (fast) containment reserve	P2X	Power-to-X
FID	Final investment decision (investeringsbesluit)	PPA	Power purchase agreement
Gearing	Verhouding tussen vreemd vermogen en eigen vermogen in de financiering	RES	Regionale energiestrategie
GW	Gigawatt	SDE++	Stimulering duurzame energietransitie
GWh	Gigawattuur	STEG	Stoom- en gasturbine
IDES	Intraday energy storage	TOWOZ	Tenderregeling wind op zee
IRR	Internal rate of return (projectrendement)	TWh	Terawattuur
kWh	Kilowattuur	VV	Vreemd vermogen
kWp	Kilowattpiek	WACC	Weighted average cost of capital
LCOE	Levelised cost of energy	WoL	Wind op land
LNG	Liquefied natural gas	WoZ	Wind op zee
Load shedding	Onvrijwillige afschakeling van e-vraag bij tekorten	ZoD	Zon op dak
MDES	Multiday energy storage	ZoL	Zon op land
MER	Milieueffectrapportage		



HOOFDSTUK 1

Management- samenvatting

De investeerbaarheid van duurzame opwek is ook met huidige subsidies te onzeker voor projectrealisatie

Een positieve investeerbaarheid van duurzame opwek is zonder ondersteuning niet haalbaar, en met subsidie nog steeds beperkt robuust

De businesscase van duurzame opwek is zonder ondersteuning, met uitzondering van zon op dak, niet rendabel (zie Figuur 1.1). Zon op dak is alleen haalbaar bij een hoog aandeel eigen verbruik en daarmee beperkt schaalbaar. Subsidies zoals SDE++ en TOWOZ verbeteren de businesscases (zie Figuur 1.2); met uitzondering van zon op land stijgt de IRR boven de WACC van 5,2% en zijn projecten in theorie haalbaar. Een project waarbij de IRR boven de WACC ligt, biedt echter geen garantie voor een aantrekkelijk aandeelhoudersrendement: de equity-analyse (zie slide 24) laat zien dat projecten die op projectniveau haalbaar lijken, voor investeerders niet altijd aan de vereiste rendementseis voldoen. Dit heeft te maken met de toenemende onzekerheid van inkomsten én kosten binnen deze projecten. Deze resultaten zijn gebaseerd op een aantal modelmatige vereenvoudigingen, waaronder beperkt gemodelleerde internationale uitwisseling, een ongewijzigd verondersteld vraagprofiel en een ambitieus aangenomen eigenverbruik bij zon op dak, die de daadwerkelijke haalbaarheid van projecten kunnen overschatten.

Zon op land blijft ondanks SDE++ niet haalbaar vanwege de negatieve prijsuren waarin geen subsidie wordt

uitgekeerd. In het algemeen zijn de uitkomsten sterk afhankelijk van elektriciteitsprijzen, capture prices en financieringscondities. Beperkte marges kunnen bij afwijkende marktontwikkelingen snel verdwijnen, zeker wanneer het aantal negatieve prijsuren hoger uitvalt dan verwacht.

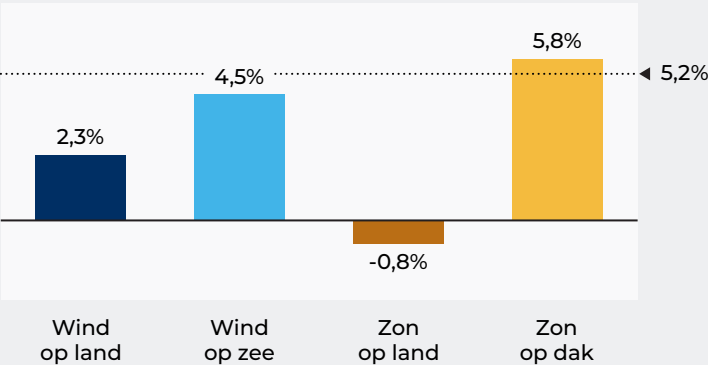
Zonder ingrijpen stagneren de duurzaamheidsdoelen

Als de huidige investeerbaarheidssituatie niet verbetert, zullen projecten voor duurzame opwek niet in het benodigde tempo van de grond komen. Dit maakt het halen van klimaat- en energiedoelen steeds moeilijker.

Interventies op de korte en de lange termijn zijn nodig

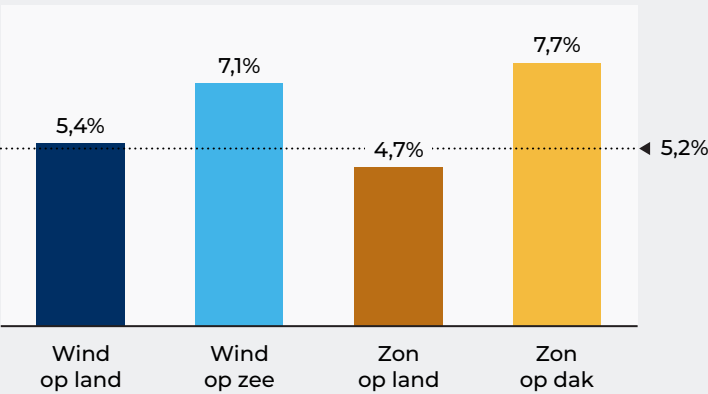
Actieve beleidsinterventies en marktprikkels zijn onmisbaar om de investeringsbereidheid te vergroten. Daarom is het nodig om op de korte termijn, tussen nu en tien jaar, barrières voor ontwikkelaars weg te nemen en de investeerbaarheid te vergroten. Daarnaast is er een langetermijnvisie nodig over toekomstige, blijvend investeerbare duurzame opwek, en de langetermijnzekerheid voor deze branche.

Rendement duurzame opwek zonder subsidie



Figuur 1.1 Internal Rate of Return (IRR) van opwekprojecten.

Rendement duurzame opwek met SDE++ en TOWOZ



Figuur 1.2 Internal Rate of Return (IRR) van opwekprojecten met subsidie.

Achterblijvende vraagcreatie en onzekerheid (stimulerings-) beleid zijn op korte termijn meest relevante knelpunten

Deze knelpunten zijn vastgesteld aan de hand van interviews met onder andere ontwikkelaars, financiers en brancheverenigingen die met één of meerdere opwekmodaliteit actief zijn. Er is een selectie gemaakt van de belangrijkste punten om de onderlinge samenhang inzichtelijk te maken en een doorrekening mogelijk te maken.¹

Uit de interviews en validatiesessies blijkt dat slechts enkele knelpunten qua impact en omvang sectoroverstijgend zijn, zoals vraagcreatie. Daarbij gaat het nadrukkelijk om de vraagcreatie op de lange termijn, die nodig is om de verdere uitrol van hernieuwbare opwek te ondersteunen. Dit verbetert de businesscase, maar dekt niet de volledige onrendabele top. Het gebrek aan langetermijn-doelstellingen of de verandering daarvan (zoals het instabiele stimuleringsbeleid) creëert onzekerheid en onduidelijkheid. Dit belemmert de structurele uitrol van zon- en windprojecten.

Voor wind op zee wordt met name onvoldoende vraagcreatie als het zwaarste knelpunt gezien. Voor zon speelt vraagcreatie eveneens een belangrijke rol, maar worden ook stimuleringsbeleid en beleidszekerheid als zwaarwegende knelpunten genoemd. Voor wind op land ligt het zwaartepunt vooral bij vergunningverlening. Dit is een groot risico voor de doorgang van het project, en werkt daarnaast kostenverhogend. Dit knelpunt speelt minder voor wind op zee door de tendersystematiek. Hetzelfde geldt voor netinpassing.

De onbeschikbaarheid van Power Purchase Agreements (PPA's) geldt indirect als een belangrijk knelpunt door de koppeling met vraagcreatie. CAPEX-kosten blijven significant, maar forse stijgingen worden niet verwacht. Daardoor lijken prijzen op een hoog niveau te stabiliseren.



Figuur 1.3 Waardering van knelpunten.

¹ Vanwege praktische redenen is ervoor gekozen om niet alle knelpunten hier weer te geven (zoals afhankelijkheid van kritieke metalen, arbeidstekort, havencapaciteit, etc.).

Onbalans en onzekerheid in de elektriciteitsmarkt vertragen de realisatie en financiering van duurzame projecten

1. Vraag en aanbod zijn uit balans, waardoor duurzame opwek zonder subsidie moeilijk te realiseren is.

De groei van duurzame opwek loopt vooruit op de ontwikkeling van de vraag. Er is nog te weinig additionele vraag vanuit elektrificatie, en ook de flexibele vraag, flexibel aanbod, opslag en conversie blijft achter. Daardoor ontstaan er in uren met veel opwek overschotten en komen de elektriciteitsprijzen onder druk te staan. Nieuwe duurzame opwek is daardoor op dit moment meestal niet zonder subsidie te realiseren – met uitzondering van zon op dak. Dit speelt ook bij projecten in aanbouw, waardoor de realisatie van een project onzekerder wordt.

Voor projecten met subsidie geldt bovendien dat de subsidiekosten oplopen naarmate het gat tussen opwek en vraag groter wordt en de stroomprijzen dalen. Lagere prijzen vergroten wel de prikkel voor extra vraag, maar die reactie is vaak traag: flexibele assets kunnen relatief snel reageren, terwijl de structurele vraaggroei vanuit de industrie doorgaans pas na jaren op gang komt.

2. Vraagstimulering verkleint de onrendabele top, maar zorgt niet standaard voor een sluitende businesscase.

Het toevoegen van elektriciteitsvraag (baseload of flexibel) zorgt voor hogere marktprijzen. We zien echter dat deze prijzen nog niet leiden tot een sluitende businesscase. Dit komt doordat zowel flexibele- als baseloadvragers niet bereid zijn om te hoge elektriciteitsprijzen betalen.

3. Het huidige subsidieregime verbetert de businesscase, maar neemt de investeringsonzekerheid niet volledig weg.

Het bestaande en aankomende subsidiepakket (SDE++ en TOWOZ) blijft voor onshore een dragende factor voor investeerbaarheid en wordt dat voor offshore. Tegelijk blijft de onzekerheid groot. Bij opwek op land zit die minder in de businesscase zelf en meer in de realisatie: netcapaciteit, fysieke ruimte, vergunningverlening, stikstofruimte en regionaal draagvlak beperken of vertragen projecten. Bij zon drukken de negatieve uren de inkomsten, terwijl het onzeker is hoe vaak en hoe langdurig die in de toekomst zullen optreden.

4. Lagere inkomsten en onzekerheid versterken elkaar, waardoor projecten onder druk komen te staan en investeringen uitblijven.

Lagere marktinkomsten maken projecten kwetsbaarder, terwijl de onzekerheid over prijzen, realisatie en toekomstige opbrengsten de investeringsbereidheid verder verlaagt. Daardoor nemen de risico's toe, wordt financiering duurder en verslechtert de businesscase verder. Zo versterken lagere inkomsten en onzekerheid elkaar en kunnen duurzame opwekprojecten in een neerwaartse spiraal terechtkomen.

5. Ook op de lange termijn blijven aanvullende inkomsten noodzakelijk naast marktinkomsten zoals subsidie.

De inkomsten van zon en wind worden richting 2050 steeds afhankelijker van een beperkt aantal uren met hoge elektriciteitsprijzen, juist op momenten waarop er beperkte beschikbaarheid van zon- en windopwek is. Hoewel vraaggroei en flexibiliteit lage prijzen deels kunnen dempen, lossen zij de structurele uitdaging van het verdienvermogen niet op. Daardoor blijven aanvullende inkomstenbronnen, zoals subsidies of ander beleid, ook op de lange termijn belangrijk.

Versterk op korte termijn de businesscase met meer vraag, lagere risico's en stabielere inkomsten

1. Vergroot opbrengsten door vraagcreatie (flexibel en basislast) en stabielere inkomsten voor duurzame opwek.

Vergroot de opbrengsten van duurzame opwek en versterk daarmee de businesscase van projecten. Op de korte termijn is het belangrijk dat producenten meer zekerheid krijgen over hun inkomsten, zodat investeringsbeslissingen sneller genomen kunnen worden. Dit kan onder andere door subsidies beschikbaar te stellen en door het gebruik van groene elektriciteit te verplichten. Daarnaast helpt het stimuleren van de vraag naar duurzame elektriciteit bij het vergroten van de betalingsbereidheid in de markt en het versterken van de PPA-markt. Zowel het stimuleren van basislast elektriciteitsvraag als flexibele elektriciteitsvraag draagt bij aan een betere businesscase, maar leidt nog niet direct tot een sluitende businesscase.

2. Verlaag project- en financieringskosten om de realisatie van duurzame opwek te versnellen.

Verlaag de kosten van duurzame opwek en verbeter daarmee de investeerbaarheid van projecten. Hoewel de verwachte marktprijs van elektriciteit momenteel onder de kostprijs ligt, kunnen gerichte maatregelen de haalbaarheid van projecten vergroten. Het gaat hierbij bijvoorbeeld om het beperken van financieringskosten, projectkosten, vergunningkosten en kosten voor netinpassing. Daarnaast draagt een betere benutting van de netinfrastructuur bij aan lagere systeemkosten en een beter investeringsklimaat. Door deze kostenbarrières weg te nemen, kunnen projecten sneller tot realisatie komen.

3. Vergroot de beleids- en marktzekerheid. Onzekerheden rond voorwaarden, inkomsten en marktordening werken direct door in investeringsbeslissingen, risico-opslagen en ketenkosten. De overheid kan die onzekerheden verkleinen met heldere routekaarten, stabiele ontwikkelkaders, duidelijke vergunningvoorwaarden, prijsafspraken en ondersteunende contractvormen. Juist langetermijnzekerheid maakt investeringen in projecten en ketens mogelijk en helpt kosten te verlagen.

Daarnaast zorgen duidelijkheid en voorspelbaarheid voor een gezonde toeleveringsketen. Bedrijven hebben zekerheid over toekomstige marktcondities nodig om hun bestaande capaciteit te behouden, investeringen te doen in uitbreiding en werknemers te behouden. Hiermee worden lagere productiekosten door schaalvoordeel bewerkstelligd en een robuuste binnenlandse toeleveringsketen die weerbaarheid biedt tegen externe schokken.

4. Zorg voor voorspelbaarheid in het subsidiebeleid. Duidelijkheid over subsidievoorwaarden, uitfaseringspaden en prestatiedoelen geeft aanvragers zicht op de duur, omvang en steun van subsidiebeleid. Hiermee wordt het vertrouwen in een uitrolpad versterkt, waardoor er investeringsplannen kunnen worden gemaakt. Hiermee worden lock-ins voorkomen en wordt de sector geprikkeld tot kostenreductie door bijvoorbeeld innovatie.

Normering en ketensturing kunnen op de lange termijn duurzame groei van zon en wind ondersteunen

1. Overweeg normering om duurzame vraag te versterken.

Normering in de vorm van een afnameverplichting voor groene elektriciteit zorgt voor een stabielere en voorspelbare vraag naar duurzame elektriciteit. Waar subsidies vooral de aanbodzijde ondersteunen, legt normering een directe verplichting neer bij afnemers om duurzame elektriciteit of duurzame producten af te nemen. Hierdoor ontstaat er meer zekerheid over toekomstige afzet en inkomsten, wat investeringsrisico's verlaagt en de businesscase van duurzame opwek versterkt. Ook helpt normering om vraag en aanbod meer in samenhang te laten groeien, waardoor hogere subsidiekosten en systeemkosten worden beperkt

2. Versterk de PPA-markt met verplichtingen voor duurzame afname.

Normering kan daarnaast de markt voor langjarige contracten versterken. Wanneer afnemers duurzame elektriciteit moeten inkopen, neemt de behoefte aan PPA's toe. Dit geeft ontwikkelaars meer inkomstenzekerheid en maakt projecten minder afhankelijk van schommelingen in kortetermijnprijzen op de elektriciteitsmarkt. Ook ontstaat er meer duidelijkheid over toekomstige vraag, waardoor investeringsbeslissingen sneller genomen kunnen worden en projecten beter financieerbaar worden.

3. Ontwikkel ketensubsidies die opwek, infrastructuur en vraag integraal stimuleren.

Een ketensubsidie beoordeelt niet alleen een individueel (opwek)project, maar de volledige keten van opwek, infrastructuur, flexibiliteit en afname. Dit borgt dat vraag en aanbod (en opslag) in samenhang worden gerealiseerd, waardoor projecten de onbalans tussen vraag en aanbod niet vergroten.

4. Verlaag systeemkosten door vraag, infrastructuur en opwek beter te combineren.

Door vraag en opwek te ontwikkelen binnen de kaders van bestaande en geplande infrastructuur, kan het netgebruik worden geoptimaliseerd. Dit beperkt inefficiënties in het systeem en verlaagt de kosten. Dit helpt om netcapaciteit beter te benutten, prijkannibalisatie te beperken en publieke middelen gericht in te zetten. Ook kunnen opslag, conversie en flexibiliteit beter worden meegenomen in de ontwikkeling van nieuwe projecten. Tegelijk ontstaat er meer zekerheid over afzet en infrastructuur, wat de investeerbaarheid van duurzame opwek verbetert en de kans vergroot dat partijen daadwerkelijk tot een investeringsbeslissing komen.

5. Inkomsten via de energy-only markets zorgen in de toekomst niet tot rendabele opwekprojecten, ga op zoek naar een passende inrichting van de markt.

De studie geeft aan dat opwekprojecten ook op de lange termijn niet rendabel blijken zonder subsidie. Wanneer we op de lange termijn niet afhankelijk willen zijn van continue stimulering, is een nieuwe marktinrichting nodig. Hierbij kan een capaciteitsvergoeding een mogelijk onderdeel zijn van deze nieuwe marktinrichting, echter dient dit verder onderzocht te worden. In het project MODES onderzoeken verschillende onderzoeksinstellingen hoe de Nederlandse energiemarkt zich op de lange termijn moet ontwikkelen om tot een CO₂-neutraal energiesysteem te komen.



HOOFDSTUK 2

Introductie

Het doel van deze studie is onderzoek naar investeerbaarheid en handelingsperspectief van zon en wind



Introductie en context

Zonne- en windenergie zijn in Nederland sterk gegroeid, mede dankzij stimuleringsbeleid en dalende technologiekosten. Tegelijkertijd signaleren marktpartijen dat de investeerbaarheid van nieuwe projecten onder druk staat door een combinatie van factoren.

De groei van duurzame opwek gaat gepaard met toenemende systeemuitdagingen. In perioden met hoge productie en beperkte vraag ontstaan er steeds vaker lage of negatieve elektriciteitsprijzen. Zonder maatregelen die inkomstenzekerheid en kosten aanpakken, blijft de investeringsbereidheid relatief laag.

Daarnaast zijn er structurele ontwikkelingen die het investeringsklimaat negatief beïnvloeden, zoals stijgende kapitaal- en ontwikkelkosten, langere vergunningprocedures en onzekerheid over netaansluitingen. Deze factoren verhogen het risicoprofiel, waardoor bedrijven investeringen uitstellen.

Centraal in deze studie staan het vaststellen van de knelpunten rondom de investeerbaarheid van zon- en windprojecten, het bepalen van de impact op de businesscase en het formuleren van de belangrijkste interventie maatregelen. Hierbij is een onderscheid gemaakt tussen korte- en langetermijnmaatregelen.



Doelstelling van deze studie

Het doel van deze studie is om de oorzaken van de verslechterde businesscase van zon- en windprojecten vast te leggen, om mogelijke handelingsperspectieven te identificeren en daarvan de impact op de businesscase te bepalen. De studie bestaat uit twee onderdelen:

Het vaststellen van de belangrijkste aanjagers van de businesscase van duurzame opwek en het combineren van kwantitatieve inzichten met (kwalitatieve) inzichten van stakeholders.

Een beoordeling van mogelijke beleids- en marktinterventies. De focus ligt daarbij op vraagcreatie, flexibiliteit en beleidsinstrumenten die de inkomstenzekerheid en de financierbaarheid versterken.



Methodologie

Dit onderzoek combineert kwalitatieve en kwantitatieve methoden. Stakeholders zijn geïnterviewd om knelpunten te identificeren en oplossingsrichtingen te bepalen. De resultaten hiervan zijn gevalideerd en aangescherpt tijdens aparte klankbordgroepsessies.

De huidige businesscase is vastgesteld om de businesscase onder ongewijzigde omstandigheden te kunnen bepalen. Daarnaast zijn er onder verschillende scenario's prijs- en kostenontwikkelingen gemodelleerd om de effecten van beleids- en marktopties te bepalen.

Geopolitiek en oorlog zullen impact hebben op investerbaarheids, maar uitwerking en moment zijn onzeker



De energiecrisis van 2026

Tijdens het schrijven van dit rapport werd er een overeenkomst gesloten om de Straat van Hormuz weer te openen, maar er heerst onduidelijkheid over de haalbaarheid van duurzame vrede en vrije zeevaart op deze cruciale waterweg. Wel valt nu al te concluderen dat de sluiting van deze waterweg een ongekende verstoring van wereldwijde energiestromen is, die aan de ene kant haar impact zal hebben op de investerbaarheid van zon- en windprojecten en tegelijkertijd aan de andere kant het belang van die projecten verder bevestigt. De IEA heeft de oorlog in Iran al uitgeroepen tot 'the largest energy security threat in history'.

Vanwege de nieuwsoortigheid van deze crisis bestaat er onzekerheid over de gevolgen en is er een gebrek aan actuele data. Daarom hebben we voor de kwantitatieve uitwerking van deze studie geen rekening kunnen houden met deze ontwikkelingen. Wel kijken we op kwalitatief niveau naar de economische gevolgen voor de energiesector in het algemeen en voor de investerbaarheid specifiek:

- LNG wordt verhandeld op een wereldmarkt en de prijs zal langdurig hoog blijven door de afgenomen capaciteit uit het Midden-Oosten. Dit betekent dat elektriciteitsprijzen langer hoog zullen blijven omdat aardgas nog in vele uren van het jaar de prijszetter is.

- Importkosten van enkele energie-intensieve producten die belangrijk zijn voor bouwprojecten, zoals duurzame energie, zullen stijgen (bijvoorbeeld aluminium).
- Er is inflatiestijging voorspeld, wat ervoor zorgt dat de kapitaalkosten van investeringen stijgen.



Hoge stroomprijzen, en toch een negatief effect op de investerbaarheid

De crisis op de fossiele energiemarkt heeft een groot effect op de investerbaarheid van zon- en windprojecten. Hogere stroomprijzen zijn, ondanks alle negatieve effecten van deze crisis, positief voor de verwachte inkomsten. Het is onzeker hoe lang deze aanhouden en het is niet de verwachting dat projecten daar tijdens een significant deel van hun operationele levensduur van profiteren. Tegelijk drijven hogere energieprijzen de kosten van productie, transport en installatie op en vergroten geopolitieke spanningen de onzekerheid over de beschikbaarheid van materialen. Dat zet de investerbaarheid onder druk. Vooral voor huidige wind op zeeprojecten komt de businesscase daardoor lastiger rond en is het moeizaam om tijdig tot investeringsbeslissingen te komen.



Het belang van zon en wind

De huidige crisis (in navolging van de energieschok van 2022) toont wederom het belang van de stabiliserende rol van zon en wind voor het energiesysteem. Energie van eigen bodem creëert weerbaarheid en betaalbaarheid zonder afhankelijk te zijn van onbetrouwbare partijen en het lot. Deze crisis toont ook het belang van strategische autonomie en een eigen waardeketen voor het op gang houden van zon- en windprojecten.

Opschalen van duurzame productiemiddelen is succesvol geweest door een combinatie van vier factoren

Nederland heeft in minder dan tien jaar één van de snelste transformaties van de elektriciteitsmix in Europa bewerkstelligd. Vier factoren verklaren dat: kostenreducties (CAPEX), subsidiebeleid voor projectfinanciering, nationale klimaatdoel-stellingen en een aanbestedingsmodel voor wind-op-zee dat de geografische ligging van Nederland ten volste benutte.



Kostenreductie

De Levelised Cost of Energy (LCOE) van zon-PV daalde wereldwijd met ongeveer 90% tussen 2010 en 2024, en die van wind op land met ruim 50%. Rond 2017-2018 bereikten beide technologieën in sommige gevallen kostenniveaus die vergelijkbaar zijn met fossiele nieuwbouw. Alle andere factoren hebben deze fundamentele kostenlogica als basis. Ook de kosten van wind op zee zijn de afgelopen jaren gedaald (zie figuur 2.3).



Subsidiebeleid

Financiële ondersteuning (zoals SDE++) heeft de onrendabele top verkleind en de investeringsbereidheid laten toenemen. Door het prijsrisico te verkleinen, is de financiering voor zon- en windprojecten toegankelijker geworden.



Klimaatakkoord

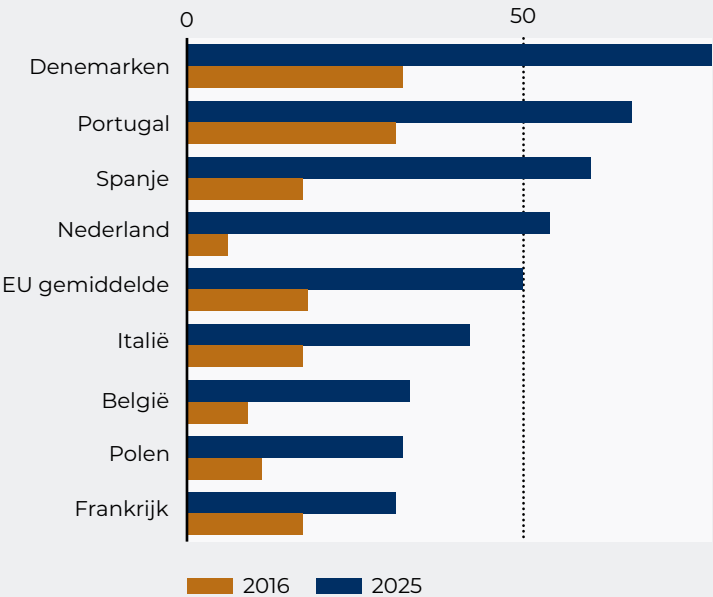
Het Nederlandse Klimaatakkoord van 2019 vertaalde het Parijs-akkoord naar concrete nationale doelen: 49% CO₂-reductie in 2030 en specifiek 35 TWh hernieuwbare elektriciteit op land via onder andere dertig Regionale Energiestrategieën (RES). Dit gaf projectontwikkelaars, gemeenten en netbeheerders een duidelijk langetermijnkader om op te plannen.



Wind op zee: een publiek aanbestedingsmodel via de TOWOZ

Nederland hanteert een model waarbij de overheid de vergunning, het milieuonderzoek en de netaansluiting regelt vóór de aanbesteding aan de markt. Dit verlaagde de ontwikkelrisico's en transactiekosten voor projectontwikkelaars drastisch.

Percentage zon en wind in de elektriciteitsmix¹



Figuur 2.1 Nederland in de top vijf met meeste zon en wind in de elektriciteitsmix.

¹ Eurostat (2026) - Renewables make up 26% of EU energy use.

De substantiële groei van zon en wind over de afgelopen jaren werd sterk beïnvloed door een dalende LCOE

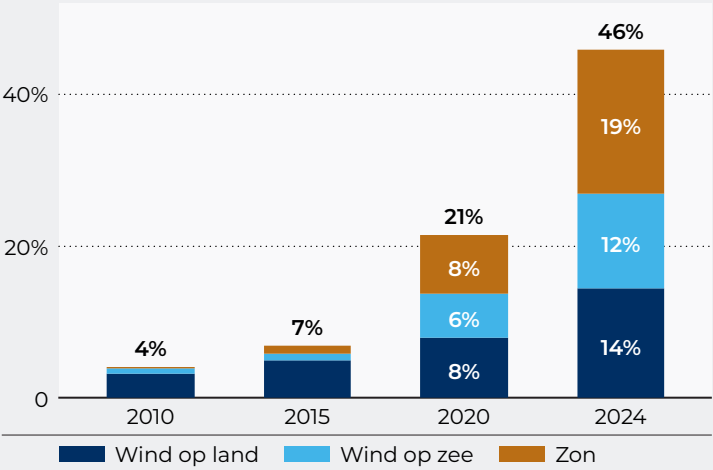
Het aandeel van zonne- en windenergie in de Nederlandse elektriciteitsmix is sterk toegenomen, van ongeveer 4% in 2010 tot ongeveer 46% in 2024, met een duidelijke versnelling na 2015.

Zon-PV maakte vanaf 2015 een snelle groei door, zowel via decentrale installaties op daken als grootschalige zonneparken. Tegelijkertijd ontwikkelde wind op zee zich tot een belangrijke groeimotor, vooral na 2020, nadat de eerste tenders onder de Routekaart Windenergie op Zee 2023 operationeel werden. Wind op land heeft in recente jaren een stabiele groei laten zien.

Aan deze ontwikkeling ligt een sterke daling van kosten ten grondslag, uitgedrukt in de Levelized Cost of Energy (LCOE). De kosten van zon-PV zijn sinds het jaar 2000 met ongeveer 90% gedaald, terwijl voor wind op land een kostenreductie van ongeveer 50% is gerealiseerd over een vergelijkbare periode. De kosten voor wind op zee zijn eveneens sterk gedaald, maar relatief blijft dit de duurste optie vanwege de complexiteit om op volle zee turbines te installeren en opereren.

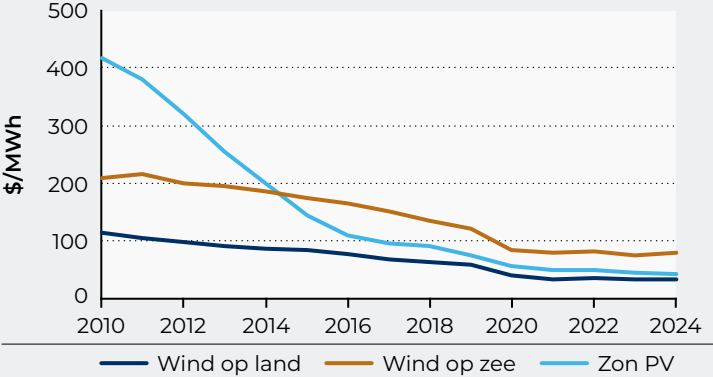
Met de kostendaling is de concurrentiepositie van hernieuwbare elektriciteitsproductie verbeterd, met meer investeringen en een groter geïnstalleerd vermogen als gevolg. De kostenstijgingen als gevolg van inflatie van de afgelopen jaren hebben echter een deel van deze winst teniet gedaan.

Aandeel hernieuwbare bronnen Nederlandse elektriciteitsmix¹



Figuur 2.2 Aandeel zon en wind geproduceerde energie in de elektriciteitsmix.

Ontwikkeling productiekosten (LCOE) van duurzame opwek²



Figuur 2.3 De Levelised Cost of Electricity (LCOE) van zon en wind is de afgelopen jaren gedaald

1 1 CBS (2026). StatLine.
2 2 IRENA (2025). Renewable power generation costs in 2025.

Transformatie richting een aanbodgedreven systeem verhoogt volatiliteit en aantal uren met negatieve prijzen

Het elektriciteitssysteem transformeert van vraaggedreven naar aanbodgedreven. Deze verschuiving wordt veroorzaakt door de sterke groei van hernieuwbare bronnen met als gevolg een toename van het aantal uren met negatieve of zeer lage prijzen.

1. Stabiele vraag: efficiëntiewinst wordt gestabiliseerd door elektrificatie

Het elektriciteitsverbruik is al vijftien jaar relatief stabiel (zie Figuur 2.4). Elektrificatie vertaalt zich nog niet direct door naar toename in verbruik.

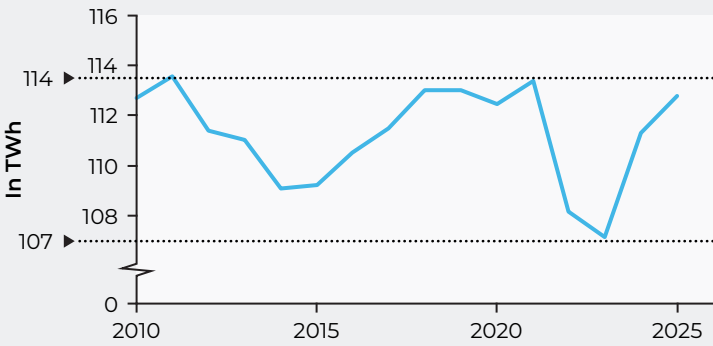
2. Aanbodgedreven elektriciteitsproductie zorgt voor volatiliteit

Het traditionele systeem was vraaggedreven, waardoor de prijsvorming voorspelbaarder was. De opkomst van weersafhankelijke productie kantelt deze logica door te produceren wanneer het kán en niet alleen wanneer het móet. Met als gevolg prijsvolatiliteit door tijdelijke overschotten en tekorten.

3. Structureel toenemende volatiliteit raakt de businesscase

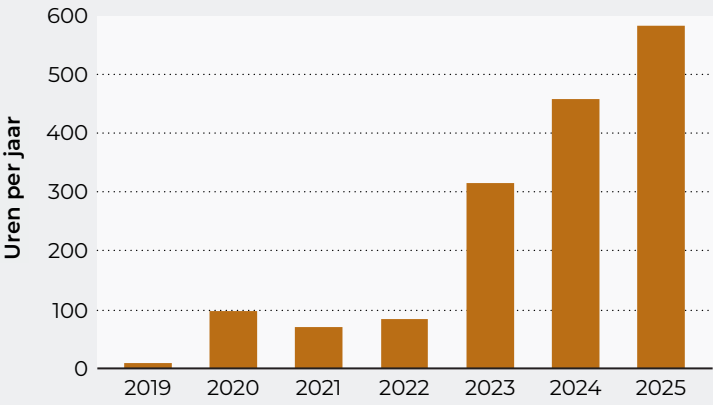
Het aantal negatieve prijsuren steeg van 8 in 2019 naar 581 in 2025, waarbij prognoses wijzen op een groei van 9 tot 10% in 2026 en nog een verdubbeling richting 2030, indien er geen additionele flexibiliteitsmaatregelen worden getroffen. Het kannibalisatie-effect vormt een groeiende uitdaging voor ontwikkelaars van zon- en windprojecten. Zonder opslag, vraagsturing en markthervorming dreigt de transitie haar eigen businesscase te ondermijnen.

Elektriciteitsverbruik Nederland¹



Figuur 2.4 Het elektriciteitsverbruik in Nederland is stabiel gebleven de afgelopen jaren.

Negatieve prijsuren in Nederland²



Figuur 2.5 Negatieve prijsuren nemen toe de afgelopen jaren.

¹ CBS (2026). CBS-StatLine
² Tennet (2026). Annual Market Update 2025

Aardgas zet minder vaak de prijs, wat zorgt voor lagere prijzen; risico: een hoge volatiliteit

In een duurzaam energiesysteem komt er steeds meer stroom uit zon en wind, waardoor gascentrales minder vaak nodig zijn. Hierdoor zullen gascentrales minder vaak de prijs zetten en daalt de gemiddelde groothandelsprijs.

Deze ontwikkeling is al zichtbaar in Europa. In landen waar gas minder vaak de prijs zet, liggen de gemiddelde groothandelsprijzen meestal lager. Dat komt niet alleen door zon en wind, maar ook door waterkracht, kernenergie, opslag, vraagflexibiliteit en interconnectie.

Zo zijn prijzen vaak lager in landen met veel waterkracht, zoals Scandinavië, veel kernenergie, zoals Frankrijk, of veel zon en wind, zoals Spanje. In landen waar aardgas vaker prijszettend is, zoals Italië en Polen, liggen de prijzen gemiddeld hoger.¹

Ook in Nederland is dit effect te verwachten als aardgas verder wordt verdrongen. Tegelijk ontstaan er nieuwe

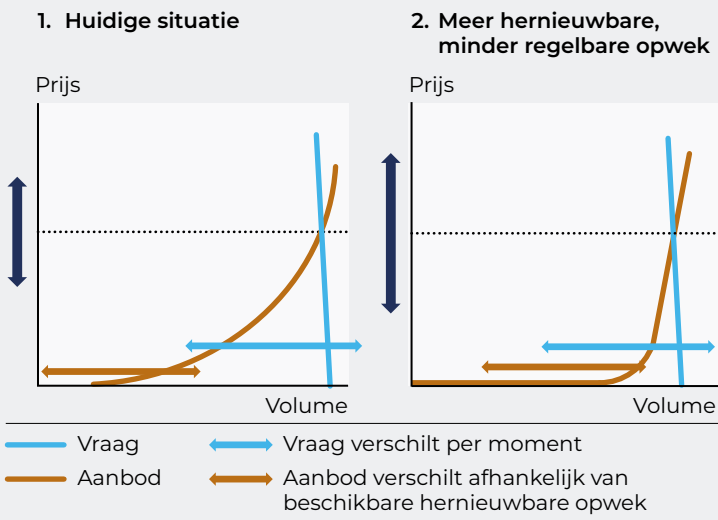
¹ Jan Rosenow, ENTSO-E.

markteffecten. Regelbare opwek wordt duurder vanwege verduurzamingsdoelen, maar ook zullen sommige gascentrales verdwijnen. Daardoor stijgt de prijs niet meer geleidelijk bij extra vraag, maar kan deze snel oplopen. Zonder voldoende flexibiliteit kan het systeem op sommige momenten moeilijk in balans komen en kan er niet altijd aan de gehele energievraag worden voldaan. De figuren hieronder laten deze theoretische merit-order-effecten zien.

Theoretische merit-order-effecten van hernieuwbare energie

1. In de huidige situatie loopt de merit order geleidelijk op en zijn prijzen relatief voorspelbaar. Regelbare opwek biedt tegen verschillende prijzen in. Hernieuwbare opwek biedt voor nul euro in en schuift de grafiek afhankelijk van productie naar links of rechts, maar is nog beperkt prijszettend. Omdat vraagflexibiliteit beperkt is en de vraag vooral per moment van de dag verschilt, blijven prijzen relatief stabiel.

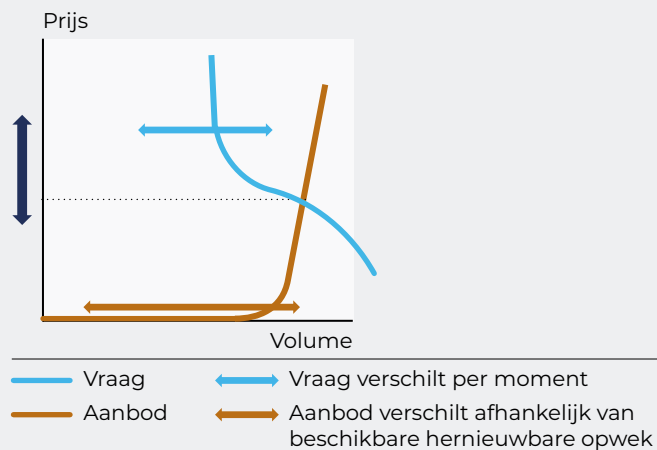
2. Bij meer hernieuwbare en minder regelbare opwek wordt de merit order haakser. Zonder meebewegende vraag wordt hernieuwbare opwek vaker prijszettend. De businesscase voor regelbare opwek neemt af, het beschikbare volume daalt en prijzen worden minder voorspelbaar: vaker nul of juist zeer hoog. Hernieuwbare-opwekproducenten verdienen dan vooral wanneer er weinig hernieuwbare energie wordt geproduceerd en de prijs nog door andere opwekkers, vaak gas, wordt gezet.



Figuur 2.6 Merit ordereffect van meer duurzame opwek.

Vraagflexibiliteit remt de volatiliteit, maar de impact op het verdienvermogen moet onderzocht worden

3. Vraagflexibiliteit maakt het systeem beter stuurbaar. Door vraagflexibiliteit verschuift de elektriciteitsvraag naar momenten met lage prijzen, meestal wanneer er veel hernieuwbare stroom beschikbaar is. Daardoor sluit de vraag beter aan op het aanbod en verandert het verloop van de merit order. Verschillende vormen van flexibiliteit hebben verschillende prikkels om op marktprijzen te reageren. Daardoor verschilt ook het effect op de marktprijzen.



Figuur 2.7 **Prijsduurkromme: Vraagflexibiliteit maakt prijschommelingen minder volatiel.**

Verschillende flex-assets hebben een verschillend effect op de merit order

Er zijn verschillende vormen van vraagflexibiliteit. Deze bieden op verschillende manieren in op de elektriciteitsmarkt en hebben een verschillende betalingsbereidheid voor stroom. Hieronder worden drie belangrijke vormen toegelicht.

- **Batterijen** slaan elektriciteit op bij lage prijzen en leveren deze terug bij hoge prijzen. Hun betalingsbereidheid hangt af van de verwachte opbrengst bij latere verkoop, minus variabele kosten zoals energieverlies, variabele afschrijving en eventuele energiebelasting. Batterijen dempen daardoor prijsspieken. Als de laadbehoefte groter is dan het beschikbare goedkope aanbod, kunnen batterijen de prijs zetten. Hierdoor neemt het aantal uren met zeer lage of nulprijzen af.
- **Hybride of afschakelbare assets** kunnen schakelen tussen elektriciteit en een andere energiedrager (vaak gas), of tijdelijk afschakelen. De gasprijs bepaalt dan vaak de betalingsbereidheid voor elektriciteit. Als stroom goedkoper is dan gas, draaien deze assets op elektriciteit. Als stroom duurder wordt, valt de elektriciteitsvraag weg, dit dempt hoge prijsspieken.

- **Vraagsturing**, bijvoorbeeld door e-boilers en warmtepompen met buffervaten of industriële processen met flexibiliteit. De betalingsbereidheid voor deze assets is het hoogste tijdens de naar verwachting laagste prijzen binnen het tijdvenster waarin zij hun vraag kunnen verplaatsen. De betalingsbereidheid loopt op tot de alternatieve prijs tijdens duurdere uren. Naast dat pieken beperkt kunnen worden, neemt het aantal uren met lage of nulprijzen af.
- **Elektrolyzers** met aansluiting op de waterstofbackbone reageren afhankelijk van de waterstofprijs en vergelijkbaar met afschakelbare assets: ze draaien als de waterstofprijs hoger is dan de productiekosten. Zonder aansluiting aan de backbone, maar met lokale opslag lijken ze meer op assets met vraagsturing.

In bijlage II gaan we verder in op de merit-order-effecten van flexoplossingen.

We brengen het ontwikkelproces van duurzame opwek in kaart, de onderzoeksfocus ligt op het investeringsbesluit

Hoewel de doorlooptijd van duurzame opwekprojecten verschilt, is de ontwikkeling van projecten grofweg op te delen in vijf fasen (zie het schema rechts). Wanneer een project alle fasen succesvol doorloopt, kan het tot exploitatie komen.

Bij wind op zee (WoZ) is daar nog een zesde fase aan toe te voegen: de tenderfase (fase 2b). Anders dan bij wind op land wijst de overheid hier vooraf kavels aan op de Noordzee en regelt zij de vergunning en de netaansluiting, waarna het aan ontwikkelaars is om te bieden op de voorbereide locaties. Dit model verkort de onzekerheid in het ontwikkelproces aanzienlijk.

Een ontwikkelaar doorloopt deze vijf of zes fasen, en hiermee wordt het project steeds concreter. De investering die een ontwikkelaar per fase moet doen wordt ook steeds groter. Zo is het uitvoeren van een haalbaarheidsstudie relatief goedkoop, maar het aanvragen van vergunningen vraagt al een significante investering.

Een project is niet succesvol wanneer het strandt in één van de fasen, bijvoorbeeld omdat het in fase 2a geen vergunning krijgt, of er in fase 3 geen financiering kan worden gevonden.

In deze studie focussen we op barrières rondom fase 3 Financiering en investeringsbesluit. Ontwikkelaars geven aan dat hier de grootste problemen zitten in het ontwikkelproces. De andere fasen hebben daarnaast een indirect effect op de financiering en het investeringsbesluit.

Focus van deze studie



Figuur 2.8 Ontwikkelproces duurzame opwekprojecten.



HOOFDSTUK 3

De business- case van duurzame opwek

Een investeringsbesluit (FID) wordt genomen wanneer rendement en risico in balans zijn

Een businesscase laat zien of projecten daadwerkelijk tot realisatie kunnen komen

De energietransitie vraagt om forse investeringen in wind- en zonprojecten. Of deze projecten daadwerkelijk worden gerealiseerd, hangt af van hun financiële haalbaarheid. Een businesscaseberekening maakt inzichtelijk of de verwachte inkomsten opwegen tegen de kosten en risico's.

Een businesscase is haalbaar wanneer het verwachte rendement voldoende compensatie biedt voor het risico

Een project is investeerbaar wanneer het verwachte rendement minimaal gelijk is aan het vereiste rendement, gegeven het risicoprofiel. Dat betekent dat de inkomsten de kosten dekken én een redelijk rendement bieden dat past bij het risico van het project.

De inkomsten bestaan uit marktinkomsten (capture price vermenigvuldigd met productie) en eventuele subsidies. De kosten omvatten investeringen, operationele kosten en financieringskosten.

In dit hoofdstuk worden de businesscases primair beoordeeld op basis van de internal rate of return (IRR, intern projectrendement) ten opzichte van het vereiste rendement. De weighted average cost of capital (WACC) wordt gebruikt als vereist rendement. De WACC wordt bepaald door de verhouding tussen vreemd en eigen vermogen en een kostenvoet voor beiden. Zowel de vermogensverhouding als de kostenvoeten worden beïnvloed door het risicoprofiel van een project.

De analyse combineert marktsimulaties met een financieel model

De businesscases zijn gebaseerd op gesimuleerde uurlijkse elektriciteitsprijzen en productieprofielen voor 2030, 2035 en 2050, aangevuld met een profiel voor 2025 op basis van historische data.

Deze marktuitskomsten worden ingevoerd in een financieel model, gebaseerd op het Onrendabele Top-model (SDE++ en TOWOZ 2026), waarbij de capture price wordt bepaald op basis van de simulatie. Voor wind op land, wind op zee, zon op land en zon op dak (met en zonder batterij) worden verschillende scenario's en varianten doorgerekend. Een nadere toelichting op de modelaanpak en de gehanteerde aannames is opgenomen in bijlage IV.

Leeswijzer

Dit hoofdstuk start met de ontwikkeling van elektriciteitsprijzen in het hoofdscenario. Vervolgens bespreken we hoe deze doorwerken in het verdienpotentieel van wind en zon en daarmee in de haalbaarheid van de businesscases. Tot slot worden er gevoeligheden en alternatieve scenario's besproken.

De toekomstige marktprijzen worden volatieler

Stijgende volatiliteit in de marktprijzen met hoge pieken als gevolg

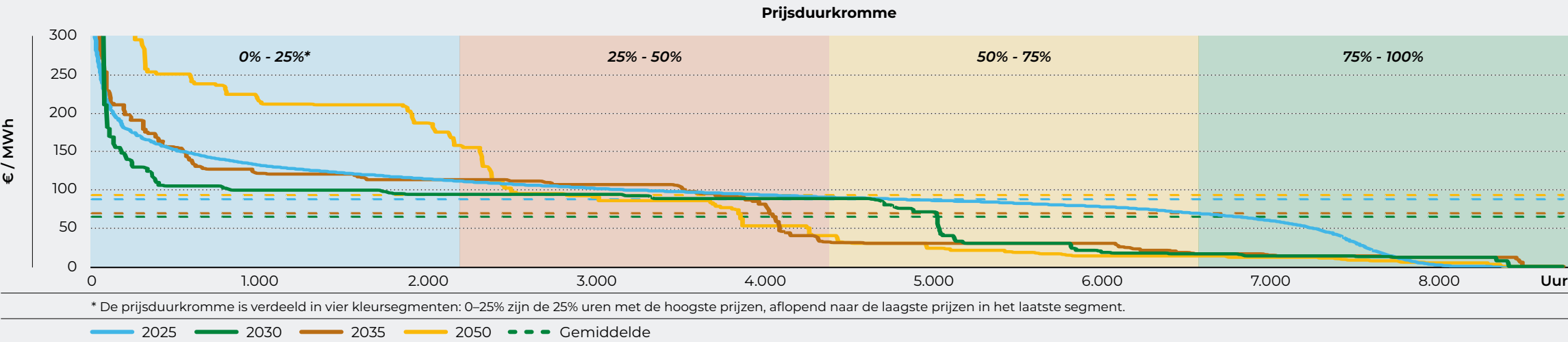
De prijsvolatiliteit neemt toe. Zowel extreem lage als extreem hoge prijzen komen vaker voor door het groeiende aandeel variabele opwek. Tekorten worden opgevangen met relatief dure flexibiliteitsopties (waterstofcentrales, batterijen, demand response en uiteindelijk load shedding). Vooral naar 2050 wordt regelbare opwek erg kostbaar, vanwege het vervangen van een aanzienlijk deel van de aardgascentrales door waterstof. Het aantal uren met load shedding neemt in de simulatie sterk toe: van 1 uur in 2030 naar 7 uur in 2035 en 138 uur in 2050.

Lage en negatieve prijzen

Het aantal uren met negatieve prijzen daalt in de projecties van 584 uur in 2025 naar 344 in 2030 en 267 in 2035, met een lichte stijging naar 359 uur in 2050. Deze afname hangt samen met een toename van flexibiliteit in het systeem. Tegelijkertijd neemt het aantal uren met zeer lage prijzen (bijna nul) sterk toe. Dit wijst erop dat overschotten vaker worden afgevlakt tot lage, maar niet meer negatieve prijsniveaus. Dit hangt echter af van de verhouding van flexibiliteit en duurzame opwek.

Gemiddelde prijzen worden gedreven door pieken

Als gevolg daalt de gemiddelde marktprijs eerst en loopt daarna weer op: € 88/MWh (2025), € 65 (2030), € 70 (2035) en € 94 (2050). De aannames over de flexibele opties zijn echter sterk bepalend voor het prijsniveau. Ook internationale uitwisseling speelt een grote rol: de mate van flexibiliteit in buurlanden beïnvloedt hoeveel er kan worden geïmporteerd bij tekorten en geëxporteerd bij overschotten. Deze ontwikkeling is slechts beperkt gemodelleerd en vormt daarmee een belangrijke onzekerheid.



Figuur 3.1 Prijsduurkromme voor verschillende zichtjaren.

Capaciteitsmechanisme voor regelbare opwek zorgt voor stabielere, maar lagere prijzen

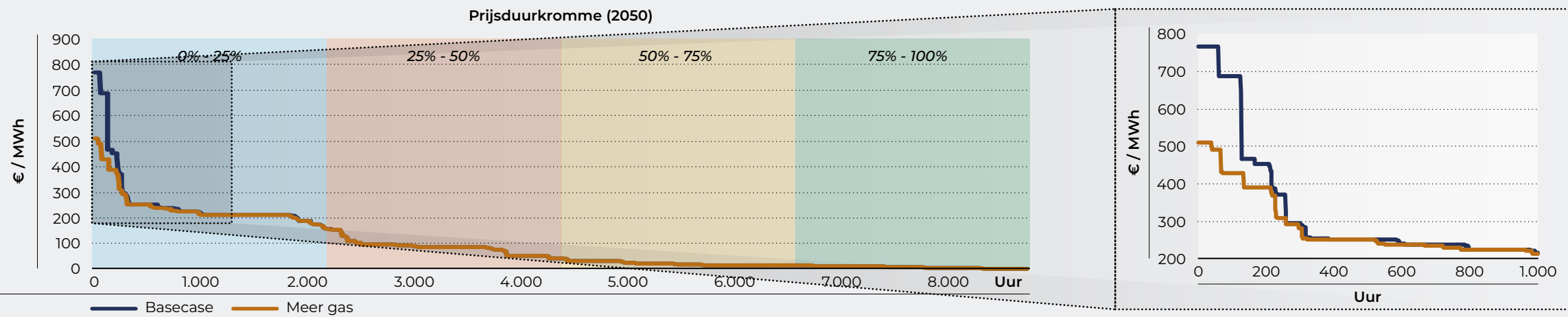
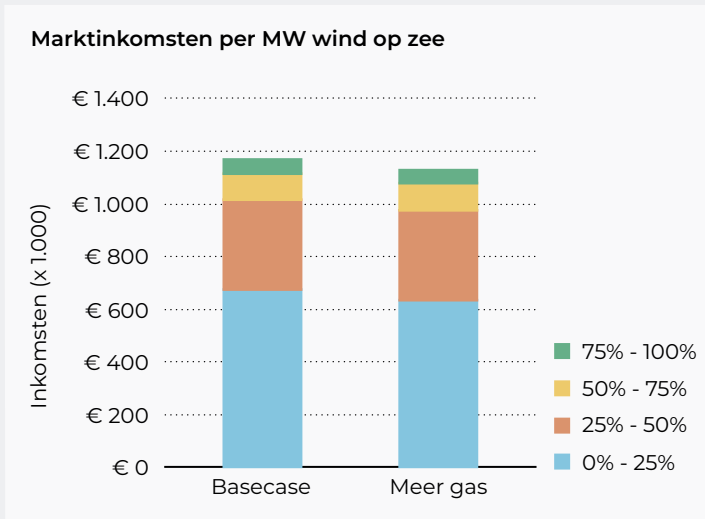
Een capaciteitsmechanisme houdt regelbare opwek beschikbaar en dempt prijsspieken

Om het effect van een capaciteitsmechanisme te benaderen, is er een aanvullend scenario gesimuleerd waarin er in 2050 5 GW aan gascentrales is toegevoegd. Een capaciteitsmechanisme zorgt dat er voldoende regelbare opwek beschikbaar blijft, ook bij weinig hernieuwbare productie. Dit dempt prijsspieken en maakt prijzen voorspelbaarder. Dit is gunstig voor het systeem als geheel.

Licht negatief effect op de businesscases

Hierdoor kunnen prijsspieken, die eerder werden opgevangen door dure flexopties zoals demand response of load shedding, vaker worden ingevuld door gascentrales. Dit vlt de prijsspieken af, maar heeft verder een beperkt effect op het gemiddelde prijsniveau.

De inkomsten van zon en wind dalen licht doordat er minder geprofiteerd kan worden van de hoogste prijsspieken. Dit heeft echter een beperkte impact op de investerbaarheid van zon en wind.



Figuur 3.2 Prijsduurkromme voor 2050.

Marktinkomsten bij veranderende elektriciteitsprijzen

Effect op marktinkomsten

De marktinkomsten van wind (op land en op zee) dalen sterk richting 2030 en zetten deze daling door tot 2035, ondanks een licht stijgende gemiddelde marktprijs. Ook in 2050 blijven de inkomsten onder het niveau van 2025, terwijl de gemiddelde prijs op dat moment hoger ligt dan in 2025. Dit wordt verklaard door kannibalisatie: door meer windcapaciteit vallen lage prijzen vaker samen met hoge windproductie.

Voor zon dalen de inkomsten vooral tussen 2025 en 2030 en herstellen daarna geleidelijk, zodat ze in 2050 ongeveer terugkeren op het niveau van 2025.

Verdienen in de pieken

Het verdienenmodel verschuift in toenemende mate naar prijspieken. In 2050 wordt ongeveer de helft van de marktinkomsten gerealiseerd in de 25% duurste uren (58% voor WoZ en 50% voor WoL en zon), tegenover circa 30% voor wind en 22% voor zon in 2025. Dit terwijl het grootste deel van de opwek in de lage prijssegmenten blijft vallen.

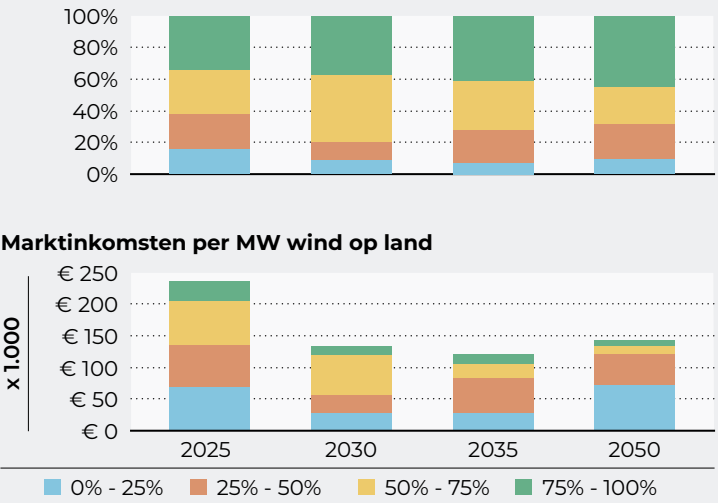
Ook de extreme pieken worden belangrijker: circa 17 tot 18% van de inkomsten van wind en 14% van zon komt in 2050 uit slechts 5% van de duurste uren, tegenover circa 6% (wind) en 3% (zon) in 2025.

Implicatie voor de robuustheid van de businesscases

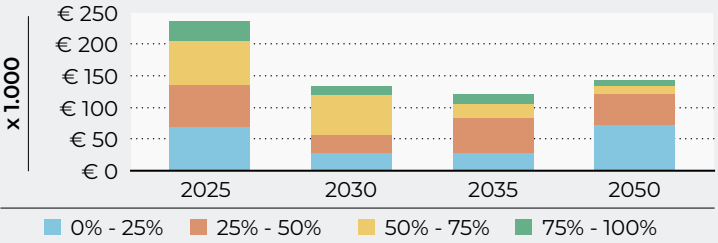
Hoewel de gemiddelde prijs in 2050 hoger ligt dan in 2025, worden de businesscases minder gedreven door het gemiddelde prijsniveau en meer door extreme piekprijzen. Het verdienpotentieel concentreert zich in een beperkt aantal uren, die sterk afhankelijk zijn van aannames over flexibiliteit, marktontwerp, internationale koppelingen en noodopties zoals load shedding.

Als deze prijspieken minder extreem uitvallen dan verondersteld, kan het marktgedreven deel van de businesscase aanzienlijk tegenvallen.

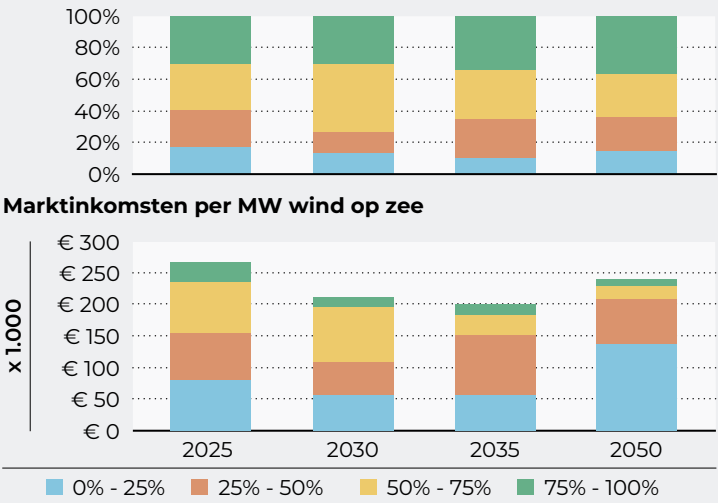
Opwek per prijssegment wind op land



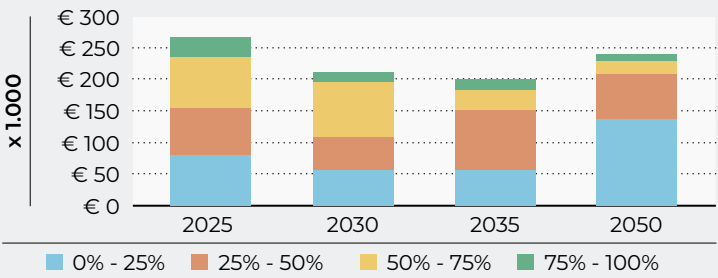
Marktinkomsten per MW wind op land



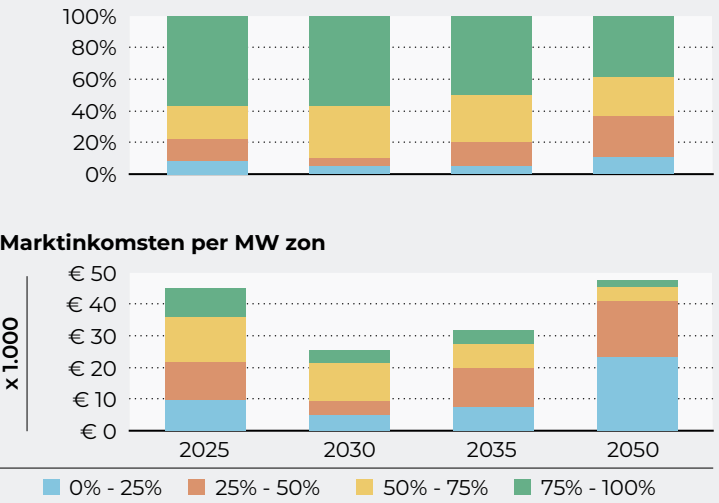
Opwek per prijssegment wind op zee



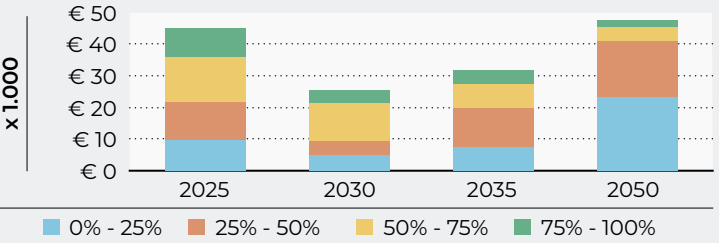
Marktinkomsten per MW wind op zee



Opwek per prijssegment zon



Marktinkomsten per MW zon



Kleuren zijn prijssegmenten uit de prijsduurkromme, waarbij blauw het segment met de 25% hoogste prijzen is

Figuur 3.3 Opwek en marktinkomsten per prijssegment voor wind op land, wind op zee en zon.

Subsidie is noodzakelijk maar niet altijd voldoende

De gesimuleerde toekomstige marktinkomsten zijn gebruikt om de verschillende businesscases door te rekenen. Hierbij is de WACC,¹ oftewel de kapitaalkosten, genomen als richtlijn voor een vereist rendement (de project-IRR). Als de IRR de WACC overstijgt, is de businesscase in theorie haalbaar.

Wind op land – met subsidie haalbaar, maar kwetsbaar

Zonder subsidie is wind op land niet haalbaar. Met SDE++ stijgt het rendement boven de WACC en is het project in principe financieel haalbaar. De marge boven de rendementseis is echter beperkt, waardoor de businesscase gevoelig blijft voor prijsontwikkelingen, negatieve prijsuren en kostenontwikkelingen.

Wind op zee – goed haalbaar bij maximale TOWOZ

Wind op zee is zonder subsidie niet haalbaar, maar met TOWOZ naar verwachting ruim haalbaar. Dit komt door het hogere aantal vollasturen en de hogere capture price ten opzichte van wind op land. Wind op zee produceert constanter en dus ook tijdens de hogere prijsuren.

Er is gerekend met de maximale TOWOZ-subsidie van 10,4 eurocent per kWh. In de praktijk zullen ontwikkelaars

naar verwachting onder dit plafond inbieden. De regeling biedt daarmee ruimte voor haalbare businesscases, maar de uiteindelijke subsidie kan lager uitvallen.

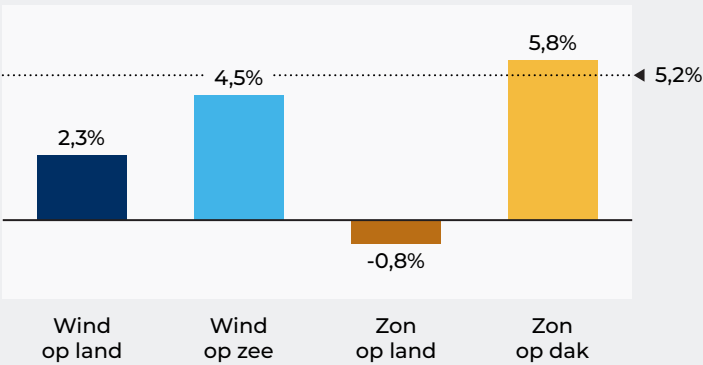
Zon op land² – ook met subsidie niet sluitend

Zon op land is zonder subsidie niet haalbaar en blijft dat ook mét subsidie. Dit komt door een lage capture price op de korte termijn, veroorzaakt door veel uren met hoge zonproductie en lage of negatieve elektriciteitsprijzen. Tijdens negatieve prijsuren kan de subsidie bovendien niet volledig worden benut. Op de langere termijn kan meer flexibiliteit in het systeem de capture price verhogen, maar binnen de gehanteerde aannames leidt dit niet tot een sluitende businesscase.

Zon op dak² – rendabel onder voorwaarde van een hoog eigen verbruik

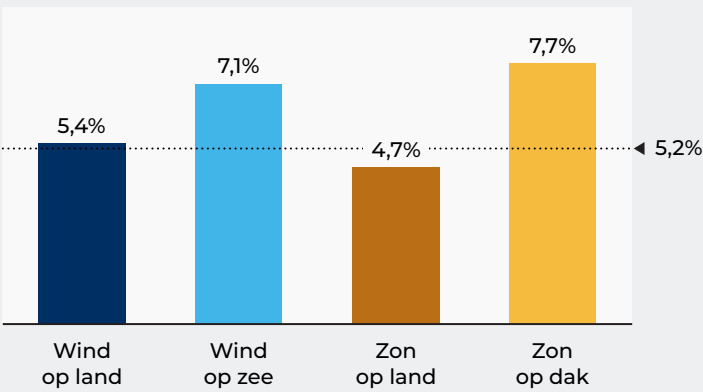
Er is gerekend met 65% direct eigen verbruik (< 1 MWp, gebouwgebonden). Dit verbetert de businesscase aanzienlijk door vermeden transporttarieven en energiebelasting (ervan uitgaande dat er geen saldering plaatsvindt) en maakt het project minder afhankelijk van marktprijzen. De randvoorwaarde is wel dat dit hoge aandeel eigen verbruik daadwerkelijk wordt gerealiseerd.

Rendement duurzame opwek zonder subsidie



Figuur 3.4 Internal Rate of Return (IRR) van opwekprojecten.

Rendement duurzame opwek met SDE++ en TOWOZ



Figuur 3.5 Internal Rate of Return (IRR) van opwekprojecten met subsidie.

¹ De gebruikte WACC sluit aan bij SDE++: WACC ca. 5,0% (WoZ) en 5,2% (WoL en zon), projectafhankelijk.

² In de basisberekening is geen batterij opgenomen; voor de impact van opslag: zie bijlage II

Equity-IRR is bepalend voor investeringsbesluit

Een project kan op projectniveau boven de WACC uitkomen, maar alsnog niet aantrekkelijk zijn voor aandeelhouders

Waar de project-IRR het intrinsieke projectrendement weergeeft (vergeleken met de WACC), is voor ontwikkelaars vooral de equity-IRR bepalend: het rendement op het eigen vermogen na rente en aflossing. Deze maatstaf houdt rekening met de gekozen financieringsstructuur, inclusief rente en aflossing. Dit rendement wordt vergeleken met de kostenvoet van het eigen vermogen (EV).

De gehanteerde EV-kostenvoeten zijn 9% voor zon en 10% voor wind. Deze liggen hoger dan de kosten van vreemd vermogen, omdat aandeelhouders meer risico dragen en als laatste worden uitbetaald. Voor wind ligt de eis hoger, vanwege de grotere ontwikkel- en voorbereidingsrisico's.

De resultaten laten zien dat de equity-IRR relatief minder goed uitpakt dan de project-IRR. Met subsidie zijn wind op zee en zon op dak volgens deze indicator nog steeds aantrekkelijk, maar wel minder ruim boven de rendementseis. Wind op land haalt de vereiste equity-rendementseis niet, ondanks een ogenschijnlijk acceptabele project-IRR.

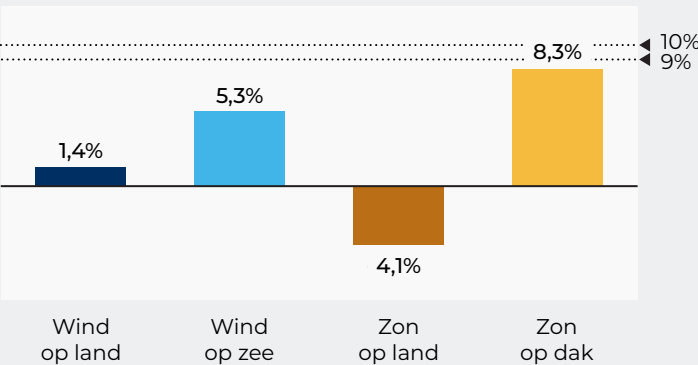
Waarom valt de equity-IRR relatief lager uit?

De verklaring ligt in de kasstroomverdeling over de tijd:

- De economische levensduur van het project is 20 jaar (WoL en zon) en 35 jaar (WoZ).
- De aflossingstermijn van de lening is 15 jaar.
- In de eerste 15 jaar gaat een groot deel van de kasstroom naar rente en aflossing.
- De hogere kasstromen richting aandeelhouders vallen pas in latere jaren.

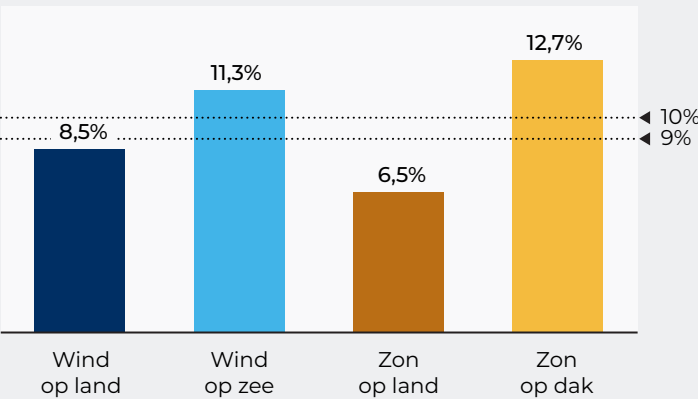
Omdat de latere kasstromen zwaarder worden verdisconteerd, drukt dit de equity-IRR. Dit effect speelt bij alle technologieën, maar is het sterkst zichtbaar bij kapitaalintensieve projecten met lange looptijden. De financieringsstructuur en timing van kasstromen zijn daarmee bepalend voor het uiteindelijke investeringsbesluit (FID).

Rendement duurzame opwek zonder subsidie



Figuur 3.6 Equity-IRR van opwekprojecten.

Rendement van duurzame opwek met SDE++ en TOWOZ



Figuur 3.7 Equity-IRR van opwekprojecten met subsidie.

Gevoeligheid van financieringsparameters

Gevoeligheid voor rente en gearing

De financieringskosten, en daarmee de equity-IRR, zijn sterk afhankelijk van de financieringsstructuur. Daarbij zijn twee parameters van belang:

- Het **rentepercentage** op vreemd vermogen.
- De **gearing**: de verhouding tussen vreemd vermogen (VV) en eigen vermogen (EV). Wanneer de project-IRR hoger ligt dan de rente op vreemd vermogen, zorgt meer vreemd vermogen voor een hogere equity-IRR (hefboomeffect).

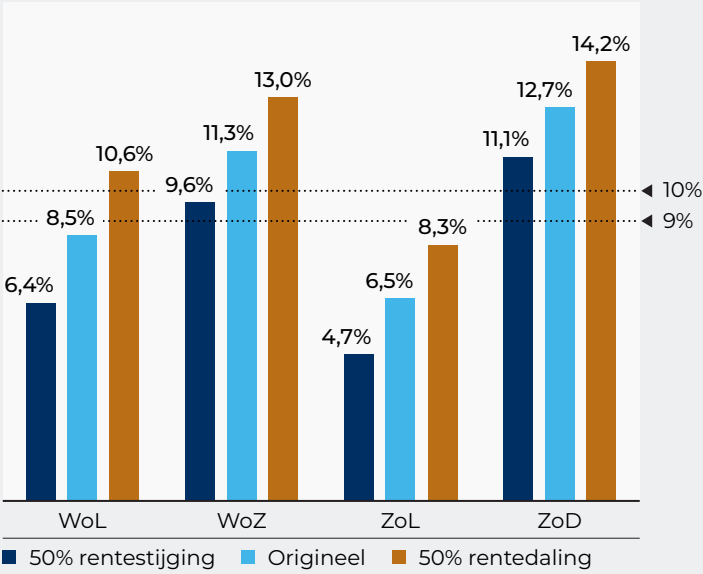
De resultaten laten zien dat wijzigingen in deze parameters grote impact hebben. Een relatieve rentestijging of daling van 50% (wat neerkomt op een verandering van circa twee procentpunten in de rente) kan met name bij windprojecten het verschil maken tussen wel of geen haalbare businesscase.

Ook de gearing is van grote invloed. Een verschuiving van tien procentpunten ten opzichte van de uitgangspunten (65% zon, 70% WoL, 75% WoZ) kan wind op land net boven de rendementseis brengen of wind op zee terugbrengen tot slechts marginaal haalbaar, zelfs bij maximale subsidie.

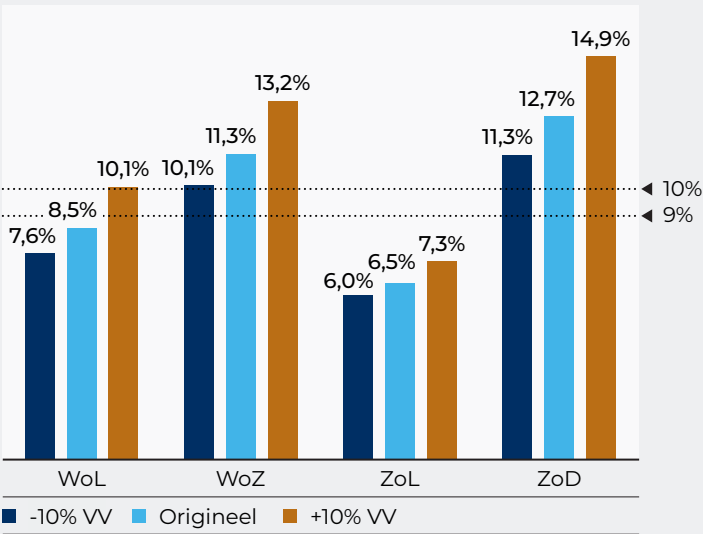
Relatie met risicoperceptie

Wanneer financiers minder bereid zijn om een hoog aandeel van de CAPEX te financieren tegen de veronderstelde rente, of een hogere rente eisen, komt het rendement op eigen vermogen direct onder druk te staan.

Een businesscase als risicovol inschatten heeft dus gevolgen: bij hogere risico's verstrekken financiers minder vreemd vermogen en vragen zij een hogere rente. Hoewel dit voortkomt uit onzekerheid in de businesscase, vergroot het die druk tegelijkertijd verder.



Figuur 3.8 De invloed van veranderende rente op de equity-IRR (inclusief subsidie, exclusief batterij).



Figuur 3.9 De invloed van veranderende gearing op de equity-IRR (inclusief subsidie, exclusief batterij).

Flex en vraag: beperkt profiteren van stabiele vraag

Andere verhoudingen tussen flex, vraag en opwekcapaciteit

Om de invloed van flexibel vermogen en meer vraag naar elektriciteit te bepalen, zijn de volgende aanvullende scenario's doorgerekend. In deze scenario's is de simulatie opnieuw uitgevoerd met andere aannames. De resulterende prijsreeksen zijn wederom gebruikt in de businesscaseberekeningen.

- - **50% flexibiliteit** (batterijen en demand response).
- + **50% flexibiliteit** (batterijen en demand response).
- + **20% elektriciteitsvraag** (zelfde afnameprofiel).
- - **50% flexibiliteit en - 50% interconnectie**.

In dit hoofdstuk worden de uitkomsten en effecten op de businesscases besproken. In bijlage III zijn de prijsduurkrommen en de marktinkomsten bij deze scenario's terug te vinden.

Scenario 1 – Minder flex

Minder flexibiliteit leidt tot meer prijsvolatiliteit en een intensiever gebruik van het resterende flexibele vermogen. Bij een halvering van het beschikbare flexvermogen daalt de totale verplaatste energie in 2050 slechts met circa 15%, wat laat zien dat er in verhouding veel flexibel vermogen aanwezig was.

Het aantal uren met een prijs van € 0 of lager stijgt van 359 naar 573. Tegelijkertijd nemen zowel de maximumprijs als het aantal uren met extreme prijzen (> € 500/MWh) toe, van 127 naar 159 uur. Ondanks deze toename in volatiliteit blijft het totale effect relatief beperkt, doordat het uitgangsscenario al veel flexibiliteit bevatte. Wel dalen de IRR's zonder subsidie (met name voor zon zonder batterij), terwijl de subsidie-uitgaven afnemen door het grotere aantal negatieve prijsuren.

Scenario 2 – Meer flex

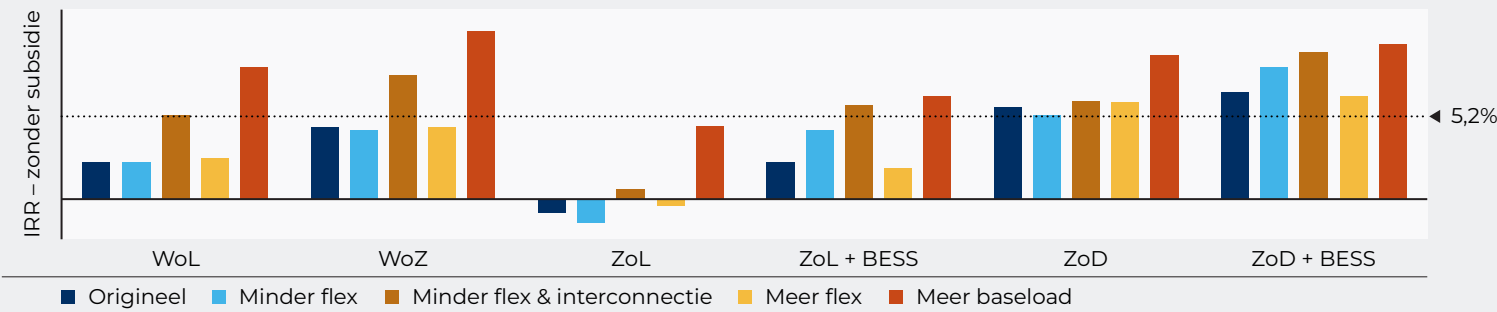
Meer flexibiliteit dempt de volatiliteit: de extreem hoge en extreem lage prijzen worden minder uitgesproken.

De gemiddelde marktprijs daalt licht, met ongeveer 1 tot 2 €/MWh. Dit heeft een genuanceerd effect op de resultaten:

- IRR's zonder subsidie stijgen licht (circa 0-0,4 procentpunt).
- Businesscases met subsidie verbeteren iets meer (0,1-0,5 procentpunt) door minder negatieve prijsuren, en dus meer subsidieuitgave.
- Bij varianten met batterij daalt de IRR door de lagere volatiliteit.

De totale verbetering is zichtbaar, maar beperkt. De basecase (koersvaste middenweg) bevat al substantiële flexibiliteit. Het toevoegen van extra flexibiliteit levert de businesscases slechts een beperkt voordeel op.

Veranderend rendement bij verschillende scenario's



Figuur 3.10 Systeemtekorten leiden tot hogere opbrengsten.

Flex en vraag: profiteren van volatiliteit

Scenario 3 – Meer vraag

Een hogere vraag vergroot structureel de behoefte aan elektriciteit en daarmee aan duurzame opwek. Dit leidt tot hogere gemiddelde prijzen en een verbetering van de capture price voor zowel zon als wind. De businesscases verbeteren hierdoor sterk; met uitzondering van zon op land worden ze zonder subsidie haalbaar.

In dit scenario stijgt de vraag echter zonder aanvullend productievermogen. Het systeem raakt daardoor uit balans en tekorten nemen toe, met name in 2050 wanneer gascentrales niet langer als vangnet fungeren. Het aantal uren met load shedding en de gemiddelde marktprijs stijgt ten opzichte van het basecase scenario (zie onderstaande tabel). De stijging van marktprijzen wordt gedragen door extreme prijsspieken.

	2030	2035	2050
Load shedding (Basecase)	0	7	138
Load shedding (Meer vraag)	25	73	293
Gem. marktprijs – Basecase (€/MWh)	65	70	94
Gem. marktprijs – meer vraag (€/MWh)	80	98	297

De verbetering van de businesscases komt daarmee voort uit toenemende schaarste en volatiliteit. Dat vergroot het verdienpotentieel, maar vormt geen stabiel of wenselijk toekomstbeeld.

Scenario 4 – Minder flexibiliteit en minder interconnectie

Wanneer de interconnectiecapaciteit naast het flexibele vermogen uit energieopslag en demand response ook wordt gehalveerd, ontstaat er een zeer volatiele markt.

Het aantal uren met een prijs van € 0 of lager stijgt in 2050 naar 1.721. Tegelijkertijd stijgt de gemiddelde verkoopprijs naar € 240/MWh. Dit wordt vooral veroorzaakt door de hoge prijsspieken. De hoogste prijs wordt namelijk € 10,000 per MWh, wat onvrijwillige loss of load voorstelt.

Hoewel dit een zeer ongewenste uitkomst is voor de energiemarkt als geheel, verbetert dit de businesscases op een vergelijkbare manier als verhoging van de vraag dat doet.

Balans in het systeem

De resultaten laten zien dat de toekomstige elektriciteitsmarkt sterk afhankelijk is van de balans tussen vraag, aanbod en flexibiliteit. Wanneer de hoeveelheid flexibel vermogen afneemt, nemen prijsschommelingen toe, vooral in 2050. Bij extreme prijsspieken kan dit positief zijn voor de businesscases, maar onwenselijk voor het systeem.

Bij sterk verminderde flexibiliteit ontstaan aanzienlijk meer uren met zeer hoge prijzen, tot het modelmaximum van € 10.000/MWh (onvrijwillige afschakeling). In die situatie stijgen de gemiddelde marktinkomsten sterk, waardoor businesscases in theorie rendabel kunnen worden. Deze verbetering is echter het gevolg van tekorten, niet van een structureel gezond marktevenwicht.

Flexibel vermogen en voldoende vraag naar duurzame elektriciteit zijn daarmee noodzakelijke randvoorwaarden voor een robuust systeem, maar geen oplossing om de structurele investeerbaarheid van duurzame opwek te waarborgen.



HOOFDSTUK 4

Knelpunten rondom invester- baarheid

De businesscase blijkt niet rendabel, stakeholders geven hier verschillende redenen of knelpunten voor

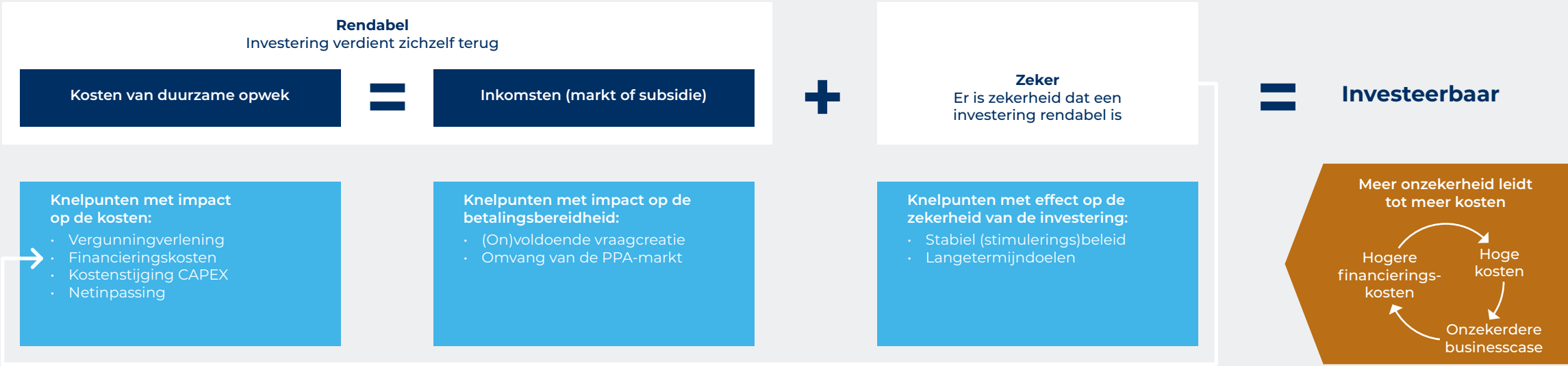
De investeerbaarheid van hernieuwbare energieprojecten wordt bepaald door drie samenhangende pijlers: kosten, betalingsbereidheid en subsidies, en zekerheid. De eerste twee pijlers bepalen samen de rendabiliteit van een project: een project is rendabel wanneer de kosten van ontwikkeling, realisatie en exploitatie kunnen worden terugverdiend via de prijs die de markt bereid is te betalen voor de opgewekte energie, eventueel aangevuld met subsidie. Daarnaast is zekerheid van belang: de mate waarin

investeerd ers erop kunnen vertrouwen dat deze rendabiliteit ook daadwerkelijk gerealiseerd wordt gedurende de looptijd van het project.

Deze pijlers staan niet los van elkaar, maar beïnvloeden elkaar onderling. Meer zekerheid kan leiden tot lagere risico's en daarmee tot lagere financieringskosten, wat de rendabiliteit verbetert. Andersom kunnen knelpunten die de rendabiliteit onder druk zetten ook de zekerheid

aantasten dat een project zich daadwerkelijk terugverdiend. Knelpunten kunnen daardoor ingrijpen op een van deze pijlers, maar ook op meerdere tegelijk.

Op basis van de interviews zijn de knelpunten geclusterd in acht hoofdknelpunten, die in de volgende pagina's worden toegelicht.

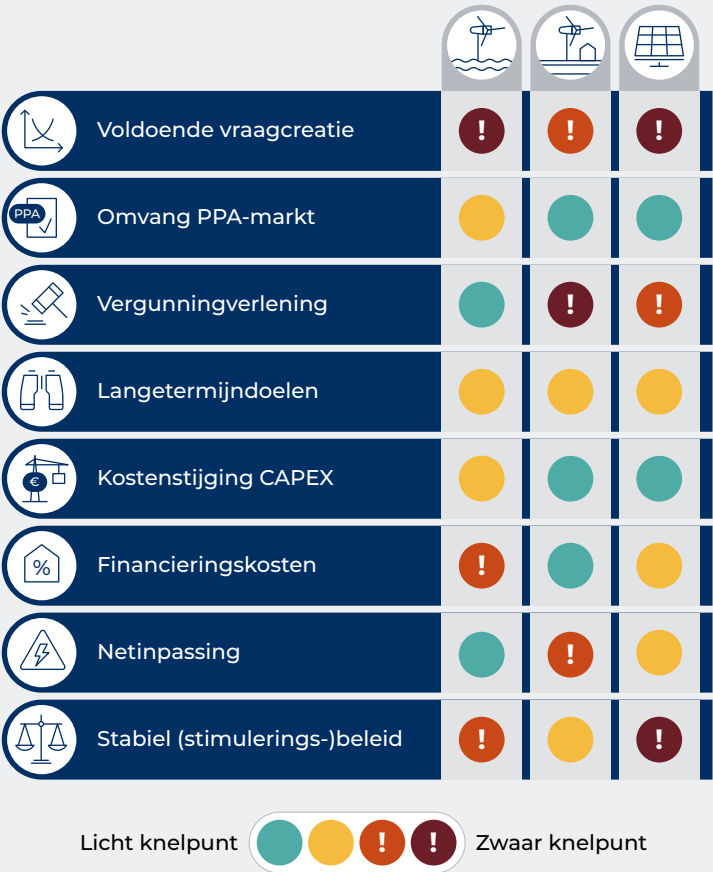


Figuur 4.1 Knelpunten voor investeerbaarheid.

De ernst van de knelpunten verschilt en is niet gelijk voor alle opwekmodaliteiten

In een stakeholdersessie zijn de verschillende knelpunten door marktpartijen beoordeeld en geprioriteerd op basis van hun impact en ervaren ernst. Daaruit blijkt dat niet voor iedere opwekmodaliteit dezelfde knelpunten even relevant zijn. Voor wind op zee wordt vraagcreatie als het zwaarste knelpunt gezien. Voor zon speelt vraagcreatie eveneens een belangrijke rol, maar worden ook stimuleringsbeleid en beleidszekerheid als zwaarwegende knelpunten genoemd. Voor wind op land ligt het zwaartepunt vooral bij vergunningverlening, een knelpunt dat voor wind op zee vanwege de tendersystematiek veel minder speelt. Hetzelfde geldt voor netinpassing.

De beschikbaarheid van PPA's hangt samen met vraagcreatie en geldt daarmee indirect als een van de belangrijkste knelpunten. Een stijgende CAPEX wordt daarentegen niet langer als een belangrijk knelpunt gezien, omdat prijzen na de inflatiegolf sinds de inval in Oekraïne lijken te stabiliseren op een hoog niveau. Ook de huidige energiecrisis veroorzaakt door conflicten in het Midden-Oosten lijkt een beperkte impact op de prijzen te hebben. Tegelijk zijn er ook knelpunten die sectoroverstijgend zijn. Zo zijn langetermijndoelen voor alle opwekmodaliteiten van belang. Op de volgende pagina's worden elk van de hoofdknelpunten verder uitgewerkt.



Figuur 4.2 Waardering van de knelpunten.

Stakeholders benoemen knelpunten voor de verslechterde investeerbaarheid (1/5)

Stroeve vergunningverlening



Vergunningverlening beïnvloedt de investeerbaarheid van hernieuwbare energieprojecten zowel via het verloop van het traject als via de eisen die aan projecten worden gesteld.

- **Tijdens het traject:** lange doorlooptijden en onzekerheid over vergunningverlening maken projecten kostbaar, omdat er in de ontwikkelfase al kosten worden gemaakt zonder de zekerheid dat een project doorgaat.
- **In de projecteisen:** projecten moeten aan steeds meer voorwaarden voldoen, zoals eisen rond de afstand tot bewoning, meer natuurinclusie en combinaties met andere functies zoals bij agri-PV. Het gevolg is dat projecten complexer zijn en meer kosten maken voor maatschappelijke voorwaarden, en dat projecten vaker kleiner in omvang zijn.

Voor wind op land noemt RVO een gemiddelde doorlooptijd van zeven tot acht jaar. Onzekerheid over milieunormen, wijzigingen in wet- en regelgeving en lange bezwaar- en beroepsprocedures zijn een belangrijke oorzaak voor deze lange doorlooptijd.¹

¹ RVO (2025). Monitor wind op land 2024, via: <https://www.rvo.nl/files/file/2025-05/Monitor-Wind-op-Land-2024.pdf>.

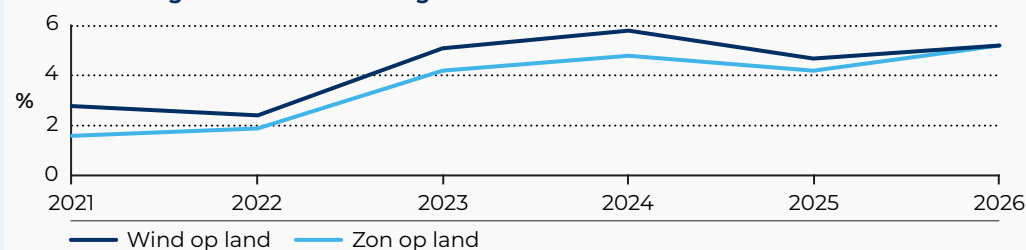
Hoge financieringskosten



De WACC, en daarmee de financieringskosten voor hernieuwbare energieprojecten zijn in recente jaren aanzienlijk gestegen, al lijken ze zich inmiddels iets te stabiliseren. Deze kosten hangen sterk samen met het risicoprofiel van een project: hoe hoger het risico, hoe hoger de kosten van vreemd vermogen en het gewenste rendement op eigen vermogen.

Omdat een groot deel van de kosten van hernieuwbare energieprojecten in de initiële investering zit, hebben financieringskosten een grote invloed op de businesscase. Daarbij is sprake van een feedbacklus: meer risico leidt tot hogere financieringskosten, terwijl hogere financieringskosten de businesscase verder onder druk zetten en daarmee de onzekerheid opnieuw vergroten. In 2022 zijn de investeringskosten fors toegenomen, onder andere als gevolg van hoge inflatie. Sindsdien lijken deze stabiel, tussen 4 en 6%.

Ontwikkeling WACC in basisbedragen van PBL



Figuur 4.3 De WACC neemt langzaam toe over de jaren, dit maakt het aantrekken van investeringen lastiger.

Stakeholders benoemen knelpunten voor de verslechterde investeerbaarheid (2/5)

Kostenstijging CAPEX



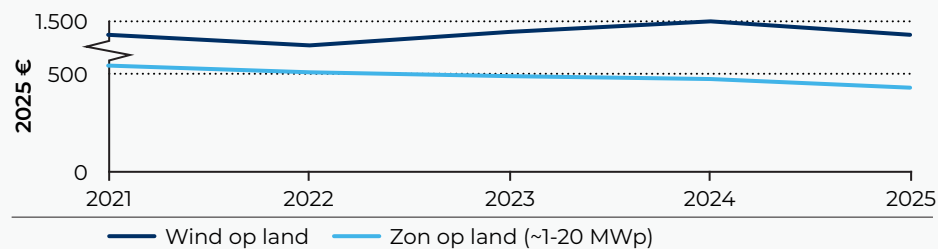
De stijging van de CAPEX betreft de oplopende kosten van onderdelen en materialen die ontwikkelaars moeten inkopen. Dit speelt met name bij windparken en gaat in tegen het gebruikelijke beeld dat kosten door opschaling en leereffecten juist dalen.

Bij windprojecten stijgen onder meer de kosten van staal en andere materialen en componenten. Kosten zijn sterk afhankelijk van geopolitieke ontwikkelingen. Zo zien we een stijging van kosten tijdens de start van de oorlog in Oekraïne. Ook zorgen steeds grotere turbines voor groeipijn in de keten, terwijl schaalvoordelen nog niet volledig zijn bereikt. Dit effect gaat tegen de leereffecten in waardoor de kosten op dit moment ongeveer gelijk blijven.

Deze kostenontwikkeling hangt sterk samen met de factor beleidsstabiliteit, omdat een onregelmatige tender- en projectstroom het voor leveranciers lastiger maakt om efficiënt te produceren.



Ontwikkeling CAPEX in basisbedragen van PBL



Figuur 4.4 Ontwikkeling van investeringskosten op basis van PBL in 2025, inflatiegecorrigeerd.

Complexe netinpassing



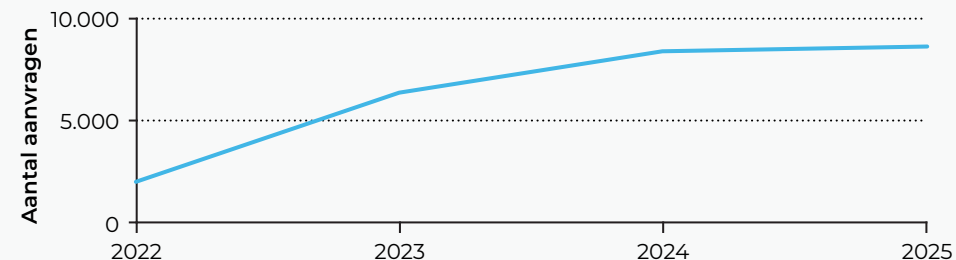
Netinpassing vormt op verschillende manieren een uitdaging.

- **Complexiteit door netschaarste:** door netcongestie is het lastiger om op gunstige locaties een aansluiting voor opwek te krijgen. Daardoor moeten partijen vaker uitwijken naar minder geschikte locaties, kleinere projecten ontwikkelen of aanvullende oplossingen inzetten, zoals batterijen of een andere opstelling van zonnepanelen.
- **Aansluitkosten:** ook de netaansluiting brengt extra kosten met zich mee, waarvan een deel bij de ontwikkelaars ligt.

Netcongestie speelt ook aan de afnamekant en belemmert daarmee de groei van de vraag naar hernieuwbare energie.



Aanvragen in de wachtrij voor invoeding



Figuur 4.5 Toenemende aanvragen en een vol net zorgen voor een wachtrij.

Stakeholders benoemen knelpunten voor de verslechterde investeerbaarheid (3/5)

Onvoldoende vraagcreatie is een van de belangrijkste knelpunten voor de investeerbaarheid van hernieuwbare energie. Als de vraag naar duurzame elektriciteit onvoldoende meegroeit, neemt de kans op kannibalisatie toe en komt de betalingsbereidheid voor extra opwek onder druk te staan.



Voor industriële partijen is investeren in verduurzaming pas aantrekkelijk als er vertrouwen is in een concurrerende positie op de lange termijn. Op dit moment is dat vaak nog niet het geval:

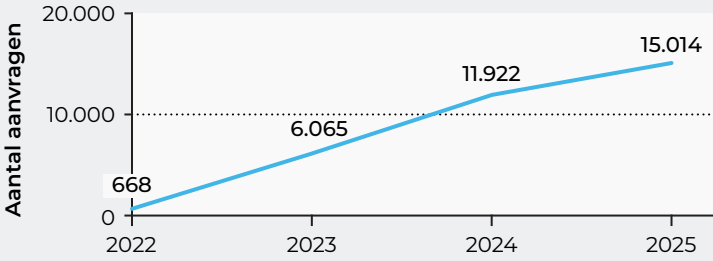
- Het investeringsklimaat in de Nederlandse en Europese industrie is onzeker: voor veel industriële bedrijven is het te onzeker om te investeren in verduurzaming en elektrificatie omdat zij opereren in een wereldmarkt met ongelijke concurrentie. Maar ook ten opzichte van buurlanden is het Nederlandse investeringsklimaat verslechterd:^{1,2}
 - Dure bouw en arbeid: bedrijven concurreren met partijen die lagere kosten hebben voor de bouw en exploitatie van fabrieken.
 - Onvoldoende, en onzekere beloning voor duurzaamheid: afdoende, stabiel CO₂-beleid dat ook import raakt is belangrijk, zeker nu er recent binnen de EU over afzwakking van het ETS wordt gesproken.
 - Hoge stroomprijzen: stroomprijzen zijn hoog in Nederland, ook ten opzichte van buurlanden, onder meer vanwege hogere nettarieven en minder financiële voordelen.
- Fysieke belemmeringen door onder andere netcongestie en stikstof: vanwege netcongestie kunnen bedrijven vaak geen of niet tijdig een aansluiting krijgen, waardoor elektrificatie wordt vertraagd.



Vraagcreatie hangt sterk samen met stabiel stimuleringsbeleid en duidelijke langetermijndoelen, omdat afnemers alleen investeren als er voldoende zekerheid is over hun toekomstige businesscase.

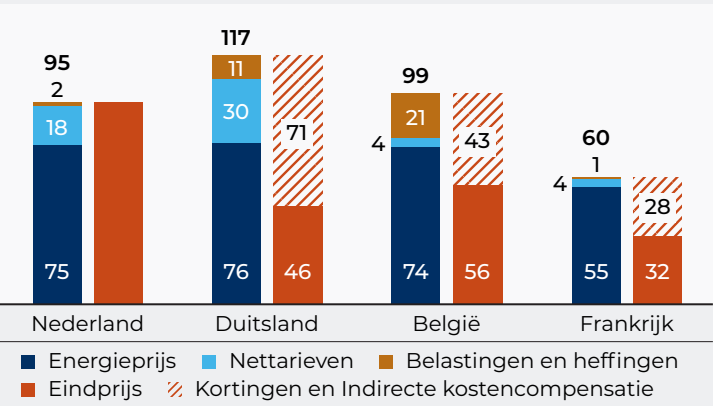


Aanvragen in de wachtrij voor afname¹



Figuur 4.6 Aanvragen in de wachtrij voor afname.

Energieprijs per land



Figuur 4.7 Vergelijking van de Nederlandse energieprijs met die van enkele buurlanden.²

¹ NBNL (2026) - Stand van de uitvoering 2025
² E-Bridge (2024) - Electricity cost assessment for large industry in the Netherlands, Belgium, Germany and France

Stakeholders benoemen knelpunten voor de verslechterde investeerbaarheid (4/5)

De omvang van de PPA-markt is te beperkt



PPA's brengen twee belangrijke voordelen met zich mee:

- Zekerheid in de businesscase.
- Hogere marktinkomsten, doordat afnemers eventueel bereid zijn om een premie te betalen voor prijszekerheid.

Met name die zekerheid is vaak randvoorwaardelijk voor grote investeringen wanneer er geen zekerheid vanuit subsidie is, bijvoorbeeld bij subsidievrije windparken.

Toch komt de PPA-markt nog niet voldoende van de grond. Daar zijn twee belangrijke redenen voor:

- Onvoldoende vraagcreatie, zeker bepaalde sectoren die vaker PPA's afsluiten voor de lange termijn lijken verzadigd te zijn, bijvoorbeeld datacenters.
- Een beperkte bereidheid om afname te beloven en prijzen vast te zetten: voor veel afnemers is de toekomst te onzeker, waardoor de bereidheid om voor langere tijd een vaste prijs af te spreken en afname te garanderen beperkt blijft.

Ook de kwaliteit van PPA's is niet altijd voldoende. Er zijn wel afnemers, maar niet altijd met voldoende kredietwaardigheid om investeringen aan te trekken. Daardoor achten financiers het risico soms te groot.

De beperkte omvang van de PPA-markt is grotendeels het gevolg van de beperkte vraag naar duurzame elektriciteit en kent daarmee een sterk causaal verband.



Stabiel (stimulerings)beleid



Onzekerheid over toekomstig beleid vergroot het risico dat de businesscase later verslechtert. Dat zorgt voor een verhoogd risicoperceptie bij de investeerders. Deze voorbeelden werden expliciet benoemd:

- **Leverancierstarief:** onzekerheid over de invoering en vormgeving van een leverancierstarief vergroot de onzekerheid over toekomstige kosten en opbrengsten van projecten.
- **Stabiel subsidiebeleid:** ook onzekerheid over de vormgeving van subsidiebeleid, bijvoorbeeld het omgaan met negatieve prijsuren, kan de businesscase aanzienlijk onzekerder maken.
- **Stabiel CO₂-beleid:** CO₂-beleid is bepalend voor de stroomprijs van fossiele energie en daarmee de voorspelbaarheid van marktinkomsten. Dit speelt ook voor het creëren van vraag door verduurzamingszekerheid en het afsluiten van langjarige PPA's.
- **Capaciteitsmechanisme:** afhankelijk van de vorm kunnen prijsspieken gedempt worden, wat inkomsten voor zon en wind kan verlagen.

Dit knelpunt hangt sterk samen met het knelpunt aangaande langetermijndoelen. Duidelijke en consistente langetermijndoelen zijn nodig om stabiel beleid geloofwaardig vol te houden. Beide zijn daarmee sterk van elkaar afhankelijk. Ook is het belangrijk voor het creëren van stroomvraag en de complexiteit van vergunningverlening.



Stakeholders benoemen knelpunten voor de verslechterde investeerbaarheid (5/5)

Langetermijndoelen



Langetermijndoelen zijn essentieel voor de investeerbaarheid van hernieuwbare energie en hangen sterk samen met stabiel beleid. Ze geven de markt richting over de toekomstige vraag en het tempo van opschaling.

Dat is ook belangrijk voor de supply chain, omdat leveranciers daardoor geleidelijk kunnen opschalen en hun productie zo continu mogelijk kunnen inrichten. Dat kan bijdragen aan meer zekerheid in de keten en aan lagere kosten. Het ontbreken van duidelijke langetermijndoelen is daarom een knelpunt, en wordt op dit moment met name ervaren bij onshore wind en zon.

Onzekere marktfactoren



Naast de genoemde knelpunten zijn er ook inherente marktonzekerheden die de businesscase van hernieuwbare energie beïnvloeden, zoals de ontwikkeling van toekomstige stroomprijzen en marktinkomsten. Dit is voor ontwikkelaars wel een belangrijke uitdaging, maar wordt niet gezien als een afzonderlijk knelpunt waarop direct ingrijpen voor de hand ligt.

Hierbij spelen enkele belangrijke marktfactoren:

- **Negatieve prijzen:** de ontwikkeling van negatieve prijsuren beïnvloedt direct de opbrengsten en eventuele subsidie-inkomsten.
- **Onbalanskosten:** ook toekomstige onbalanskosten en onbalansinkomsten zijn onzeker en werken direct door in de businesscase. Met slimme inzet van capaciteit kan echter ook verdiend worden aan de onbalansmarkt.

Voor deze factoren is met name de ontwikkeling van batterijen en flexibiliteit zeer relevant



HOOFDSTUK 5

Kortetermijn- oplossingen voor verbetering van het investerings- klimaat

Het doel van kortetermijnoplossingen is het realiseren van duurzame opwek binnen de komende tien jaar

We zoeken naar oplossingsrichtingen die de investeerbaarheid van duurzame opwek verbeteren en de realisatie van duurzame opwekprojecten versnellen

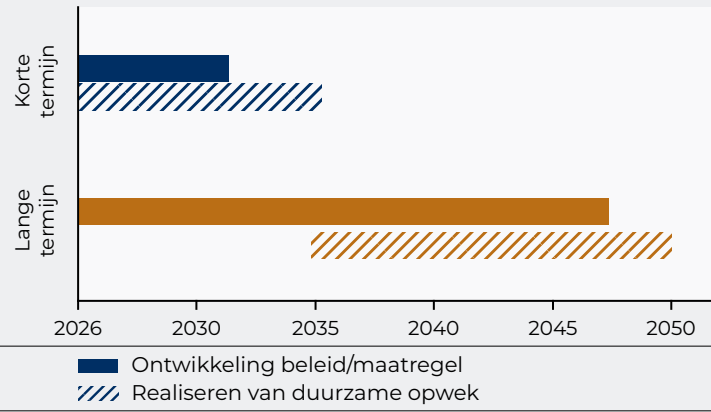
In gesprek met de sector en een breder palet aan stakeholders hebben we een verdieping aangebracht in de knelpunten voor de investeerbaarheid van duurzame opwek, en vervolgens gekeken hoe we deze knelpunten kunnen oplossen. We maken hierbij onderscheid tussen twee tijdshorizonten: de korte termijn en de lange termijn. In dit hoofdstuk gaan we in op de korte termijn.

Korte termijn

De korte termijn definiëren we tussen nu (2026) en 2035. We bedoelen hiermee dat een kortetermijnsoplossing moet bijdragen aan het realiseren van duurzame opwek vóór 2035.

Aangezien wind op zee een doorlooptijd kent van ongeveer vijf jaar vanaf de FID, betekent dit dat de oplossing of maatregel uiterlijk in de komende vier jaar ingevoerd moet kunnen worden. Wanneer het ontwikkelen van de oplossing of maatregel langer duurt, is het niet realistisch dat deze vóór 2035 leidt tot het realiseren van wind op zee. Hiermee valt zo’n maatregel niet in de categorie kortetermijnoplossing maar in de categorie langetermijnoplossing. Voor wind op land en zon is de realisatietermijn korter, dus beleid dat uiterlijk in 2032 ontwikkeld is, kan al bijdragen aan realisatie voor 2035.

Definitie: tijdshorizonten voor oplossingsrichtingen



Figuur 5.1 **Beleid dat tot realisatie van projecten kan leiden tot 2035, definiëren we als kortetermijnbeleid. Beleid dat na 2035 leidt tot het realiseren van projecten zien we als langetermijnbeleid.**

Verbeterde investeerbaarheid van duurzame opwek op de korte termijn vergt gegarandeerde inkomsten

In Hoofdstuk 3 zijn we dieper ingegaan op de huidige businesscases van drie typen duurzame opwek. In essentie komt hieruit dat de verwachte marktprijs van de geproduceerde elektriciteit op dit moment onder de kostprijs van de geproduceerde elektriciteit ligt.¹ Op basis van de knelpunten, de businesscase en interviews komen we op de korte termijn tot een aantal aanpassingen om de investeerbaarheid van duurzame opwek te verbeteren. Deze aanpassingen delen we in drie categorieën in (zie Figuur 5.2) en worden op de volgende pagina's verder uitgewerkt en geconcretiseerd. Onderstaande aanbevelingen haken in op de knelpunten die in Hoofdstuk 4 zijn besproken.

1. Zorg voor hogere (verwachte) opbrengsten voor duurzame opwek. Eén oplossingsrichting is het verhogen van de inkomsten voor duurzame opwekprojecten. Hiermee wordt de businesscase direct verbeterd, en het project krijgt een betere rentabiliteit. Op de korte termijn kan dit voornamelijk worden bereikt door het verstrekken van subsidies, maar ook het verhogen van groenverplichtingen is een optie. Deze maatregelen adresseren direct de knelpunten rondom beperkte betalingsbereidheid, zoals (on)voldoende vraagcreatie (p. 34) en de beperkte omvang en diepte van de PPA-markt (p. 35).

2. Verlaag de kosten van duurzame opwek. Hoewel de investeringskosten niet als hoofdoorzaak voor de achterblijvende investeerbaarheid worden geïdentificeerd, zien we dat er bepaalde kostenposten zijn die drukken op de businesscase door de grootte van de post of het moment in de projectplanning waarop de kosten gemaakt worden. Dit zijn bijvoorbeeld financieringskosten, projectkosten en vergunningkosten. Deze maatregelen adresseren knelpunten rondom investeringskosten zoals kosten rond vergunningverlening (p. 32), stijgende CAPEX-kosten (p. 33), financieringscondities en netinpassing (p. 32).

3. Zorg voor zekerheid en verlaag investeringsrisico's. Zoals in het bouwwerk gevisualiseerd, draagt zekerheid de businesscase van duurzame opwek. Een hogere mate van zekerheid kan bepaalde kostenposten verlagen en leidt ook direct tot snellere investeringsbeslissingen. Deze maatregelen adresseren knelpunten rondom langetermijnzekerheid zoals het knelpunt rond (stimulerings)beleid (p. 35) en de duidelijkheid van langetermijndoelen (p. 36).



Figuur 5.2 **Bouwwerk investeerbaarheid: Investeringsbeslissing wordt gebaseerd op kosten, inkomsten en zekerheid.**

¹ Verwachte elektriciteitsprijzen zijn gebaseerd op de geopolitieke situatie van januari 2026

Hogere opbrengsten voor duurzame opwek kunnen op verschillende manieren worden bereikt

Het achterblijven van opbrengsten wordt genoemd als grote barrière. Er zijn verschillende manieren om de opbrengst van een duurzaam opwekproject te vergroten.

De basis van de opbrengsten van een project wordt gevormd door de capture price. Dit is het gewogen gemiddelde tarief op basis waarvan projecten hun elektriciteit verkopen. Er zijn een aantal oplossingsrichtingen om deze opbrengsten te vergroten.

1. Opbrengsten worden vergroot door het maken van prijsafspraken. Een subsidie is een generiek instrument en een vorm van een aanbodgedreven prijsafpraak met de overheid om deze capture price te verhogen. Ook een Power Purchase Agreement (PPA) is een prijsafpraak en een vraaggedreven manier om hogere prijzen af te spreken dan de verwachte capture price.
2. Daarnaast is het mogelijk om de opbrengsten te vergroten door de levering van elektriciteit te verplaatsen naar momenten wanneer de elektriciteitsprijs hoger is dan de initiële leveringsprijs, zoals met batterijen.

3. Een andere manier om de opbrengst te vergroten is het inzetten van de technologie op een breder scala aan energiemarkten, zoals de onbalansmarkt. Hiervoor is het van belang dat een gespecialiseerde partij (dit kan de ontwikkelaar zelf zijn) de controle houdt over de optimalisatie van marktinkomsten.
4. De opbrengst kan ook vergroot worden door de vraag naar duurzame elektriciteit te vergroten, ook hiervoor zijn verschillende maatregelen denkbaar.

Op pp. 39-43 concretiseren we de genoemde oplossingsrichtingen in maatregelen.

Oplossingsrichtingen en concrete maatregelen



In de volgende slides gaan we in op oplossingsrichtingen, binnen deze oplossingsrichtingen kunnen concrete maatregelen worden benoemd. Deze geven we aan met het symbool hiernaast.

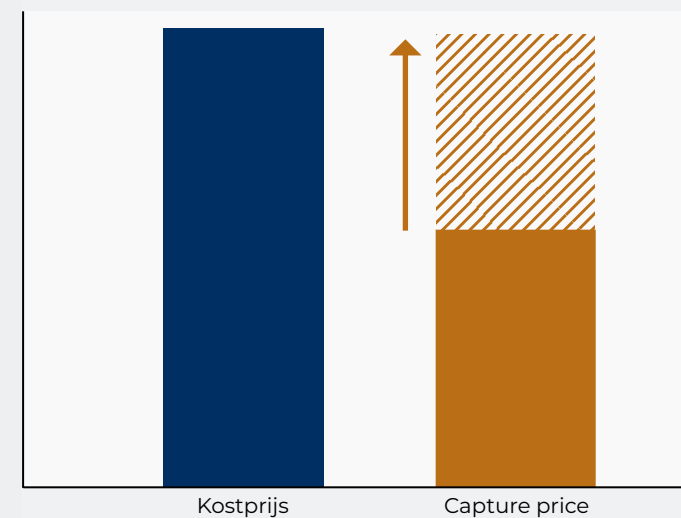


Oplossingsrichtingen die betrekking hebben op de overheid worden met het symbool hiernaast aangeduid.



Oplossingsrichtingen die betrekking hebben op het bedrijfsleven worden met het symbool hiernaast aangeduid.

Kostprijs en capture price duurzame opwek (schematisch)



Figuur 5.3 Oplossingsrichtingen in dit onderdeel richten zich op het verhogen van de capture price.

Prijsafspraken met de overheid leiden direct tot verbeterde investeerbaarheid, maar werken nu niet optimaal

Prijsafspraken met de overheid (subsidies) zorgen voor een hogere capture price en leiden tot zekerheid

Tot op heden zijn subsidies een belangrijke aanjager geweest voor de ontwikkeling van duurzame energie. Op dit moment passen sommige subsidies echter niet bij de businesscase van duurzame opwek. Die vragen om herziening. We maken hierbij onderscheid tussen subsidies voor zon-PV en subsidies voor wind op zee.

Zon op land heeft last van negatieve uren



Voor de businesscase van zon op land zijn negatieve prijsuren een groot probleem (zie Figuur 5.4).

Er wordt tijdens deze uren namelijk geen subsidie

uitgekeerd. Doordat de productie van zon-pv

vaak op dezelfde momenten plaatsvindt als de negatieve prijsuren, dekt SDE++ de businesscase

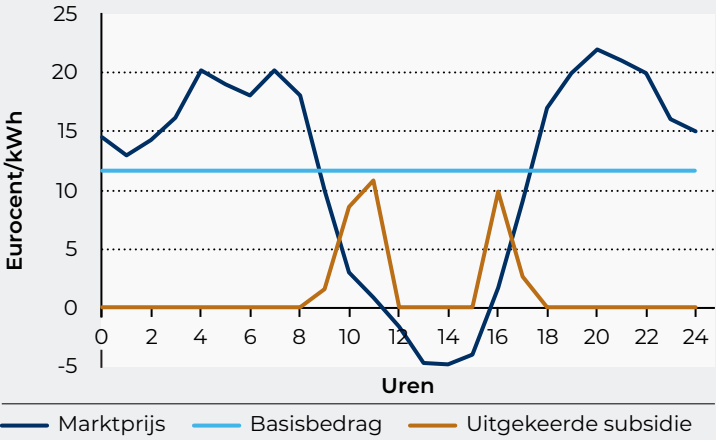
van zon niet meer. Een vernieuwing van de subsidie met inachtneming van de negatieve prijsuren is nodig om zon op land voldoende te stimuleren. Dit betekent niet dat negatieve prijsuren gesubsidieerd moeten worden, maar dat de onrendabele top en de subsidies op een juiste manier berekend moeten worden.



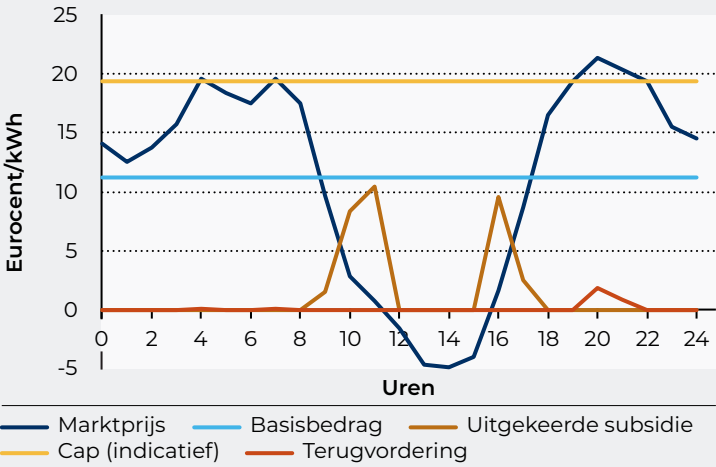
TOWOZ dekt de businesscase van wind op zee, maar het effect van terugvordering is nog onzeker

We zien dat voor wind op zee sinds enkele jaren weer subsidie nodig is. Hiervoor wordt dit jaar een nieuwe tender uitgeschreven. In 2027 bedraagt TOWOZ € 116-117 per MWh (zie Figuur 5.5). De verwachting is dat dit bedrag ruim voldoende is om de businesscase mee af te dekken en geeft al meer zekerheid. Daarnaast heeft de overheid hierin een mogelijk invoedingstarief meegenomen. Maar anders dan in SDE++ omvat TOWOZ ook terugvordering. Bij overwinsten wordt een deel van de winst teruggevorderd naar de overheid. TOWOZ is een tijdelijke subsidie, vanaf 2027 wordt er overgestapt op Contracts for Difference.

Versimpeld subsidiemechanisme SDE++¹



Figuur 5.4 Het huidige SDE++-regime dekt geen negatieve prijsuren.



Figuur 5.5 Het huidige TOWOZ-regime inclusief terugvordering.

¹ Schommelingen door het jaar heen worden nog gecorrigeerd met een correctiebedrag.

CfD's als 'nieuw' subsidiemechanisme voor investeerbaarheid op de korte én lange termijn

Overgang van SDE++ naar Contracts for Difference (CfD's) in 2027

CfD's zijn een nieuwe vorm van overheidssteun voor duurzame energieprojecten, die steeds belangrijker worden binnen het Europese en Nederlandse energiebeleid. De CfD gaat mogelijk de huidige SDE++-regeling in 2027 vervangen. Een groot verschil is dat een CfD tweezijdig werkt. Dit betekent dat de producent de overheid betaalt als de marktprijs hoger is dan het afgesproken bedrag, naast de compensatie die men ontvangt als de prijs lager is dan het basisbedrag.

Een goed gedimensioneerde CfD borgt investeerbaarheid op de korte termijn

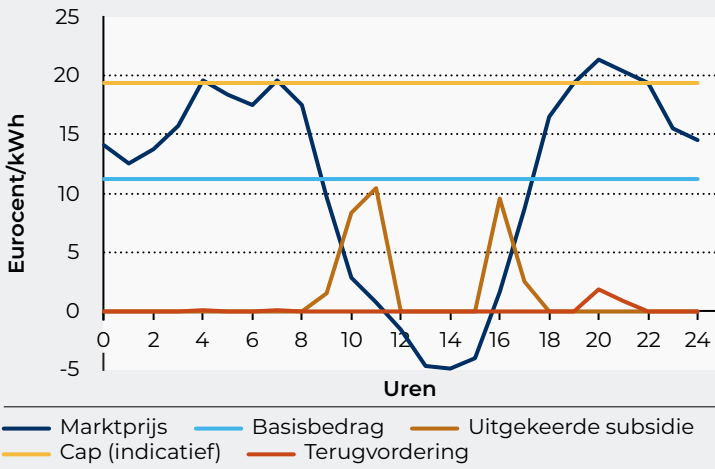
Een CfD heeft twee belangrijke effecten. Het verhoogt de capture price en zorgt voor meer zekerheid dat een verwachte capture price behaald wordt. Om goed aan te sluiten bij de businesscase van duurzame opwek in Nederland is dimensionering belangrijk. Het exacte format is momenteel nog in ontwikkeling bij het ministerie. Enkele bepalende ontwerpparameters zijn bijvoorbeeld referentieperiode, gunningscriteria,

contractduur, budgettoewijzing, en indexatie.^{1,2} Deze afwijkingen hebben een grote impact op de mate waarin een CfD succesvol zal zijn.

Ontwikkelaars geven aan dat voldoende budget, langjarige ondersteuning en de mogelijkheid tot carve-outs essentieel zijn voor het laten slagen van CfD's. Bij een carve-out wordt een deel van de opwek van het project aan het CfD onttrokken voor directe verkoop aan marktpartijen. Hierdoor kan de marktpartij extra marktinkomsten realiseren door afnemers te vinden die meer dan de CfD betalen.

1 Guidehouse & E-bridge (2025) - Contracts for Difference voor elektrificatie van de Nederlandse industrie.
2 Trinomics (2024) - Design principles for 2-way CfDs for solar-PV & onshore wind.

Versimpeld subsidiemechanisme CfD³



Figuur 5.6 CfD's gaan waarschijnlijk lijken op TOWOZ.

Een CfD kan ook de investeerbaarheid op de lange termijn borgen

Een CfD beïnvloedt de vraagzijde door te zorgen voor een toenemend aanbod. Maar wanneer een CfD ook zorgt voor een stimulering van de vraagzijde, heeft dit een groter effect op de lange termijn, en brengen CfD's vraag en aanbod meer in balans. Hier zijn bepaalde mechanismen voor: een vierzijdige CfD brengt industriële afnemers en ontwikkelaars van hernieuwbare energie bijvoorbeeld samen via directe afstemming in een beleidsinstrument.¹

3 Schommelingen door het jaar heen worden nog gecorrigeerd met een correctiebedrag

De PPA-markt kan een stimulans gebruiken om het aanbod van prijsafspraken te vergroten (1/2)

Zekerheid neemt toe door prijsafspraken in de vorm van PPA's

Het sluiten van PPA's is in het verleden een belangrijke aanjager geweest voor wind op zee. We zien dat er op het moment minder PPA's worden gesloten. We onderscheiden drie mogelijke afnemers van PPA's:

- Datacenters.** Een belangrijke barrière is echter dat een groot deel van de datacenters al PPA's heeft afgesloten, waardoor deze markt deels verzadigd raakt. Daarnaast is er momenteel politieke weerstand tegen nieuwe datacenters. Dit voorkomt dat er snel en op grote schaal vraag ontstaat naar nieuwe PPA's. Een mogelijke oplossing is om datacenters te verplichten deels gebruik te maken van duurzame elektriciteit.
- Industrie.** De industrie vormt een potentiële groeimarkt voor PPA's, maar kent momenteel nog belangrijke barrières. Zo is de sector nog onvoldoende geëlektrificeerd, en bestaat er een mismatch tussen de looptijden en de risicoprofielen. Deze mismatch kan worden opgelost door de inzet van intermediairs of overheidsgaranties, naast het actief stimuleren van verduurzaming en elektrificatie binnen de industrie.
- Kleinere partijen.** Voor kleinere partijen vormen PPA's vaak een uitdaging rondom schaal en financiële zekerheid. Zij beschikken doorgaans niet over voldoende afnamevolume om zelfstandig grootschalige PPA's af te sluiten en hebben daarnaast niet altijd de vereiste kredietwaardigheid om als betrouwbare contractpartij te fungeren. Een mogelijke oplossing is het organiseren van een toegankelijke PPA-markt, bijvoorbeeld via bundeling van vraag, gecombineerd met een garantiefonds dat het kredietrisico van kleinere partijen afdekt.

	Potentiële PPA-markt		
	Datacenters	Industrie	Kleinere partijen
Barrière	Verzadiging van de PPA-markt bij datacenters (politieke weerstand tegen nieuwe faciliteiten drukt groei).	De vraag naar groene elektronen blijft uit. Looptijden sluiten niet aan (mismatch in de voorkeur voor kortlopende vs. langlopende contracten).	Gebrek aan volume en niet altijd de juiste kredietwaardigheid.
Oplossing	Verplicht datacenters tot gebruik van groene elektriciteit.	Stimuleer verduurzaming en zorg dat looptijden overeenkomen door middel van intermediairs of overheids-garanties.	Organiseer een PPA-markt en garantiefonds.



Organiseer samenhang tussen PPA- en subsidie-instrumentarium, bijvoorbeeld door middel van carve-outs. Dit verkleint overheidsuitgaven voor subsidies en stimuleert marktwerking.

Ontwikkelaars kunnen de aantrekkelijkheid van PPA's vergroten door de toegankelijkheid te vergroten (2/2)

De mismatch tussen de randvoorwaarden van afnemers en commerciële eisen van producenten beperkt de groei van de PPA-markt

Een commerciële mismatch beperkt de groei van de markt onder de huidige omstandigheden, doordat (sommige) contracten niet aantrekkelijk genoeg zijn. Deze mismatch kan in sommige gevallen voorkomen worden met nieuwe producten en samenwerkingsvormen. Ontwikkelaars van zon en wind kunnen in sommige gevallen de aantrekkelijkheid en toegankelijkheid van PPA's vergroten:

- Flexibele productstructurering.** Het stimuleren van PPA's met kleinere contractvolumes en kortere looptijden (5-7 jaar in plaats van 10-15 jaar) die beter aansluiten bij de investeringscycli van het mkb en industriële partijen. Ook hybride PPA's, waarbij wind en zon worden gecombineerd voor een vlakker productieprofiel, vergroten de aantrekkelijkheid voor afnemers en verkleint de risico's voor ontwikkelaars.
- Bundeling en samenwerking.** Voor kleinere partijen kunnen ontwikkelaars consortium-PPA's organiseren waarbij meerdere afnemers samen één contractvolume vormen. Ook samenwerking tussen ontwikkelaars onderling (portfolio's bundelen) of met intermediairs en energieleveranciers kan de markt verbreden en matchmaking verbeteren.
- Innovatievere contractvormen** maken duurzame energiecontracten toegankelijker en financieel haalbaarder voor kleinere afnemers:
 - Sleeve PPA's verlagen de operationele en administratieve complexiteit doordat levering, balanceren en contractuele afhandeling via het bestaande energiecontract verlopen.

- Virtuele PPA's (financieel contract waarbij fysieke levering via de energiemarkt verloopt en prijsverschillen financieel worden verrekend) bieden prijszekerheid zonder directe afname.
- Community PPA's (collectieve inkoop door meerdere afnemers) bundelen vraag, risico's en kredietwaardigheid, waardoor ook kleinere bedrijven kunnen deelnemen aan langjarige duurzame energiecontracten.

Potentiële PPA-markt		
	Industrie	Kleinere partijen
Barrière	De vraag naar groene elektronen blijft uit. Looptijden sluiten niet aan (mismatch in de voorkeur voor kortlopende vs. langlopende contracten).	Gebrek aan volume en niet altijd de juiste kredietwaardigheid.
Oplossing	- Kortere looptijden aanbieden (5-7 jaar i.p.v. 10-15 jaar) - Balanceringsrisico overnemen - Indexering aan industriële kostenindicatoren	- Consortium-PPA's aanbieden (vraagbundeling) - Modulaire contracten met kleinere volumes - Sleeve PPA's en virtuele PPA's introduceren • Standaardisatie van contracten



! Vergroot de toegankelijkheid voor een grotere groep afnemers door samenwerking met intermediairs en toepassing van innovatieve PPA-structuren.

Uitgestelde levering en diversificatie naar andere markten vergroten de inkomstenstroom voor ontwikkelaars



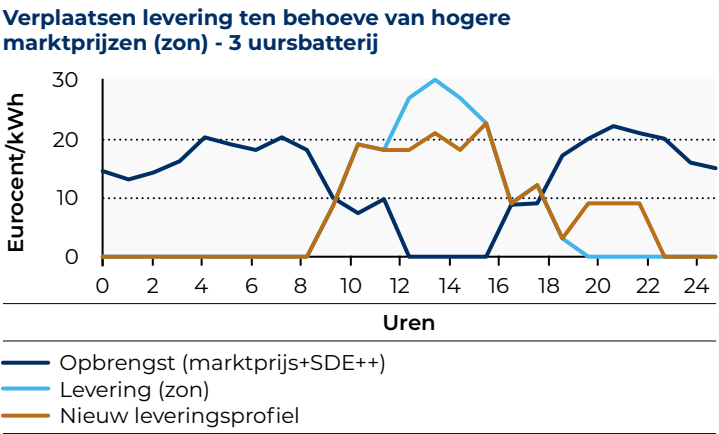
Terugleverstrategie: het verplaatsen van het leveringsmoment moet lonen voor de ontwikkelaar



Wanneer een producent voornamelijk inkomsten via de wholesalemarkt verkrijgt kan het verhogen van eigen verbruik of het verplaatsen van elektriciteitslevering om een hogere capture price te krijgen wordt door sommige ontwikkelaars al toegepast. Hiervoor zijn additionele assets nodig zoals batterijen. Het uitstellen van levering kan in de opgestelde businesscase van zon-PV de opbrengsten op de energy-only markten met 30% verhogen. Daarnaast stelt de producent in staat om mee te doen op (toekomstige) capaciteitsmarkten. Echter zijn de inkomsten hiervan nog onzeker, en daarom niet mee genomen in de berekening.

Uitgestelde levering valt niet in huidige subsidieregime

Wanneer een zon-pv-project zijn levering uitstelt, via bijvoorbeeld een batterij, zijn de SDE++-afspraken van het project niet meer van toepassing op de uitgestelde levering en ontvangt de ontwikkelaar geen subsidie. Hierdoor wordt de ontwikkelaar niet gestimuleerd om opslag te realiseren.



Figuur 5.7 Het verplaatsen van levering leidt tot een hogere capture price.



Verkoopstrategie: toegang tot meerdere markten en proactieve handel versterkt de businesscase



Het actief handelen op meerdere energiemarkten zoals de day-ahead- en intradaymarkt in combinatie met flexibiliteitsmarkten zoals de onbalansmarkt, FCR en FFR biedt duidelijke kansen om de businesscase van een zonnepark te versterken. In de toekomst eventueel met nieuwe verdienmodellen zoals blackstartcapaciteit¹. Door

¹ Blackstartcapaciteit is het vermogen van een elektriciteitscentrale om volledig zelfstandig op te starten, zonder dat er stroom van het net nodig is om de eigen installaties op gang te brengen.

deze zogenoemde value stacking ontstaat een combinatie van stabiele inkomsten. Tegelijkertijd zorgt spreiding over meerdere markten voor risicoreductie. Hierdoor nemen de totale opbrengsten toe, maar ook de voorspelbaarheid van inkomsten en financierbaarheid van het project verbeteren.

Er zijn echter ook enkele barrières. Technisch gezien stellen markten zoals de FCR en FFR strikte eisen aan responstijden, beschikbaarheid en prekwificatie, wat investeringen in hardware en systemen vereist. Daarnaast is er sprake van toenemende marktcomplexiteit: optimale inzet in meerdere markten vraagt geavanceerde forecasting, of handelsalgoritmes. Dit zorgt ervoor dat de markt als geheel nog niet voor iedere partij toegankelijk is.



Het verlagen van technische vereisten is onwenselijk, maar het vereenvoudigen van administratieve prekwificatie-eisen door standaardisatie, zorgt ervoor dat ook kleinere installaties toegang krijgen.



Het bieden van experimenteerruimte onder bepaalde voorwaarden is een optie om activiteiten op meerdere energiemarkten te vergroten.

Het verlagen van de kosten verbetert de businesscase, maar de impact op de kosten is vaak indirect

Projectkosten worden maar beperkt als grote barrière geïdentificeerd. Wel zijn er enkele kostenposten in de businesscase die verlaagd kunnen worden.

Partijen geven aan dat de investeringskosten van duurzame opwek de afgelopen jaren sterk gestegen zijn, maar inmiddels minder snel toenemen. In tegenstelling tot de kostenstijgingen van ongeveer vijf jaar geleden, die als een grote barrière werden ervaren. Toch zijn er op dit moment kostenposten die ontwikkelaars als problematisch ervaren. Dit zijn bijvoorbeeld financieringskosten, die de afgelopen jaren sterk toegenomen zijn door toenemende onzekerheid. Er zijn een aantal oplossingsrichtingen om kosten te verlagen.

- **Inzetten op het verlagen van financieringskosten.**

Financieringskosten worden door veel partijen als belangrijke kostenpost ervaren. Doordat financiers grote onzekerheid ervaren, vragen ze hogere financieringskosten, die een groot beslag leggen op de businesscase. Het loont daarom om te beoordelen welke maatregelen deze kosten kunnen verlagen.

- **Het verloop van de leercurve beïnvloeden.** Een groot succes van zon-PV is de kostendaling door leereffecten. De leercurve van wind is over het algemeen minder

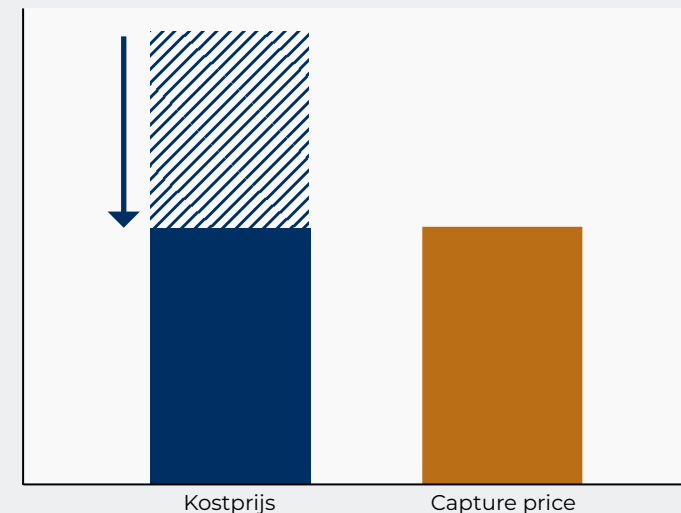
steil. Dit komt grotendeels doordat de technologie achter zon-pv sneller innovatiecycli doormaakt en schaalvoordeel bereikt, waardoor de kosten lager uitvallen. Leercurves hebben baat bij voorspelbaarheid en constante vraag naar producten. Door dit voor wind te faciliteren, zien ontwikkelaars een kans om de kosten van windenergie verder te reduceren.

- **Inzetten op het beperken van projectmatige kosten.**

Bij kleinschaligere projecten zien we dat projectmatige kosten een barrière kunnen vormen. Deze kosten zijn beperkt op de totale businesscase maar vragen wel om een voorinvestering. Er worden veel kosten gemaakt tijdens bijvoorbeeld de vergunningverlening. Wanneer het onzeker is of projecten doorgang vinden is dit een groot risico voor het project.

Effectief en stabiel beleid is een belangrijke randvoorwaarde voor een gunstig investeringsklimaat. Hoewel de concrete acties voor het verbeteren van processen en het verlagen van kosten bij ontwikkelaars ligt, kan gericht beleid ervoor zorgen dat de uitvoeringskosten verlaagd worden, waardoor de businesscase verbetert. Daarom zijn de maatregelen op de volgende slides primair gericht op beleidsmakers.

Kostprijs en capture price duurzame opwek (schematisch)



Figuur 5.8 Oplossingsrichtingen in dit onderdeel richten zich op het verhogen van de capture price.

Borg voorspelbare opschaling om leereffecten en kostendalingen te versnellen

Leereffecten ontstaan wanneer (energie)technologieën over langere tijd op consistente schaal worden uitgerold. Een stabiele marktontwikkeling stelt ontwikkelaars, fabrikanten en leveranciers in staat om te investeren in innovatie, productiecapaciteit, standaardisatie en efficiëntere supply chains. Hierdoor dalen projectkosten op termijn en kan de sector sneller opschalen. De randvoorwaarden om optimaal te profiteren van leereffecten zijn als volgt:

1. Borg voorspelbaarheid. Voorspelbare marktontwikkeling geeft marktpartijen vertrouwen om langetermijninvesteringen te doen in productiecapaciteit, innovatie en standaardisatie. Dit vraagt om duidelijke routekaarten, stabiele subsidiekaders en het beperken van projectspecifieke aanvullende eisen om de uniformiteit tussen projecten te vergroten.

2. Borg continue projectuitrol. Een gelijkmatig tender- en bouwritme voorkomt pieken en dalen in de markt (boom-bust-cycli) en ondersteunt een stabiele ontwikkeling van de supply chain. Hierdoor kunnen bedrijven structureel investeren in personeel, productiecapaciteit en innovatiecapaciteit.

3. Schaalvergroting en standaardisatie: Schaalgrootte in combinatie met standaardisatie maakt verdere industrialisatie van de sector mogelijk. Hierdoor kunnen projecten sneller, efficiënter en goedkoper worden gerealiseerd. Dit effect is zichtbaar bij zon-PV, waar grootschalige productie en standaardisatie hebben geleid tot sterke kostendalingen. Ook bij wind op zee spelen standaardisatie van componenten en meer uniforme projectontwerpen een belangrijke rol in het versnellen van innovatie en kostenreductie.



Wegnemen van onzekerheden draagt bij aan robuuste businesscases én versnelt investeringsbesluiten

De komst van meer zekerheid werkt door op meerdere componenten van de businesscase

Zowel ontwikkelaars, brancheorganisaties en financiers geven aan dat er veel componenten onzeker zijn aan de businesscase van duurzame opwek. De stapeling van deze onzekerheden zorgt ervoor dat de businesscase de afgelopen jaren is verslechterd. We zien dat er voor elk van de onderzochte technieken wind op zee, wind op land en zon-pv verschillende componenten onzeker zijn. Zo is bij wind op land de vergunningverleningsfase een belangrijke onzekerheid, waar dit bij wind op zee het verkrijgen van een goed afnamecontract is. Wanneer ontwikkelaars meer zekerheid kan worden geboden, werkt dat door op verschillende componenten in de businesscase en kan de investeerbaarheid snel sterk verbeterd worden.

We zien een viertal oplossingsrichtingen:

1. Langetermijndoelen en planning voor duurzame opwek.



Het afspreken van roadmaps en routekaarten over regeerperioden heen wordt als een succesfactor van wind op zee gezien. Voorspelbaarheid is voor de sector van groot belang.

2. Langetermijndoelen en planning voor elektrificatie.



Achterblijvende vraag naar elektriciteit wordt als belangrijk probleem gezien voor de duurzameopwek-sector. Een duidelijke planning voor elektrificatie ontbreekt.

3. Stel éénduidige kaders vast voor duurzame opwek.

In de afgelopen jaren zijn de kaders en randvoorwaarden voor duurzame opwek meerdere malen veranderd. Het gaat dan bijvoorbeeld om afstandsnormen bij wind op land, of tendereisen bij wind op zee. Door hierin vastigheid te bieden, krijgen ontwikkelaars meer zekerheid.

4. Prijsafspraken. Het effect van prijsafspraken is breder dan het verhogen van de opbrengsten. Prijsafspraken met overheden of bedrijven geven de ontwikkelaar namelijk ook een garantie. Dit is erg belangrijk voor de financiering en het verlagen van de financieringskosten. Daarnaast zorgt dit voor minder risico bij de ontwikkelaar zelf. Varianten van prijsafspraken worden toegelicht op p. 41. In dat hoofdstuk gaan we dieper in op het effect van prijsafspraken op zekerheid.

De bovenstaande oplossingsrichtingen zijn vooral gericht op het vergroten van zekerheid in de businesscase. Aangezien deze zekerheid in belangrijke mate wordt bepaald door beleidskaders, regelgeving en marktontwerp, liggen de belangrijkste handelingsperspectieven hiervoor bij de overheid.



HOOFDSTUK 6

Langetermijn- oplossingen voor verbetering van het investerings- klimaat

Beleid moet nú voorsorteren om op de lange termijn marktcondities te realiseren die zichzelf in stand houden

Er is op de lange termijn ruimte voor een verviervoudiging van de duurzame opwek

Nederland gebruikt nog grotendeels fossiele energie. De verduurzaming daarvan zal de elektriciteitsvraag naar verwachting verdubbelen. Omdat nu nog minder dan de helft van de elektriciteit hernieuwbaar wordt opgewekt, is er in een klimaatneutraal energiesysteem nog zeker ruimte voor een verviervoudiging van duurzame elektriciteitsopwek.

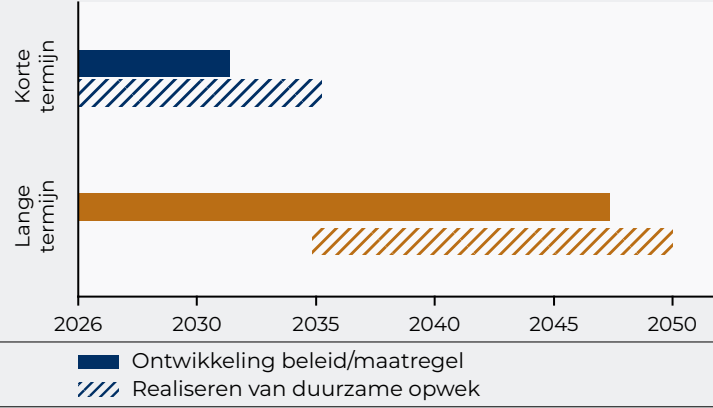
Deze langetermijnoplossingen vullen de oplossingen uit voorgaande hoofdstukken aan; beleid moet daar nú op voorsorteren

De lange termijn definiëren we als de periode vanaf 2035, met oplossingen die de investeringsbereidheid vanaf die periode borgen. Het gaat daarbij niet om het overbruggen van een tijdelijke financiële kloof, maar om het vinden van een structurele oplossing voor het knelpunt dat aan de basis ligt. Deze maatregelen vergen tijd om effect te sorteren, zowel in de ontwikkeling als in de implementatie. Het is daarbij van belang dat de beleidsagenda voor de lange termijn nu wordt vastgesteld, zodat marktpartijen hun investeringsbeslissingen kunnen afstemmen op een voorspelbaar en geloofwaardig langetermijnpad.

Dit hoofdstuk bespreekt twee hoofdvragen voor een zelfdragende ontwikkeling van hernieuwbare energie en werkt twee mogelijke oplossingsrichtingen uit

Dit hoofdstuk gaat in op manieren waarop een energiesysteem op de lange termijn zelfdragend kan worden. Twee uitdagingen staan daarbij centraal: het goed verbinden van vraag, aanbod en infrastructuur, en het borgen van voldoende inkomsten voor hernieuwbare opwek. We werken twee oplossingsrichtingen uit: systeemintegratie en het genereren van aanvullende zekerheden buiten de standaard energiemarkten.

Definitie: tijdshorizonten voor oplossingsrichtingen



Figuur 6.1 **Beleid dat tot realisering van projecten tot 2035 leidt, definiëren we als kortetermijnbeleid. Beleid dat na 2035 leidt tot het realiseren van projecten zien we als langetermijnbeleid.**

Uitdaging 1: systeemintegratie – opwek, vraag en infrastructuur moeten in balans groeien

De huidige aanpak is nog vaak verkokerd, terwijl vraag en infrastructuur zich voor een kosteneffectieve energieopwektransitie gelijktijdig moeten ontwikkelen.

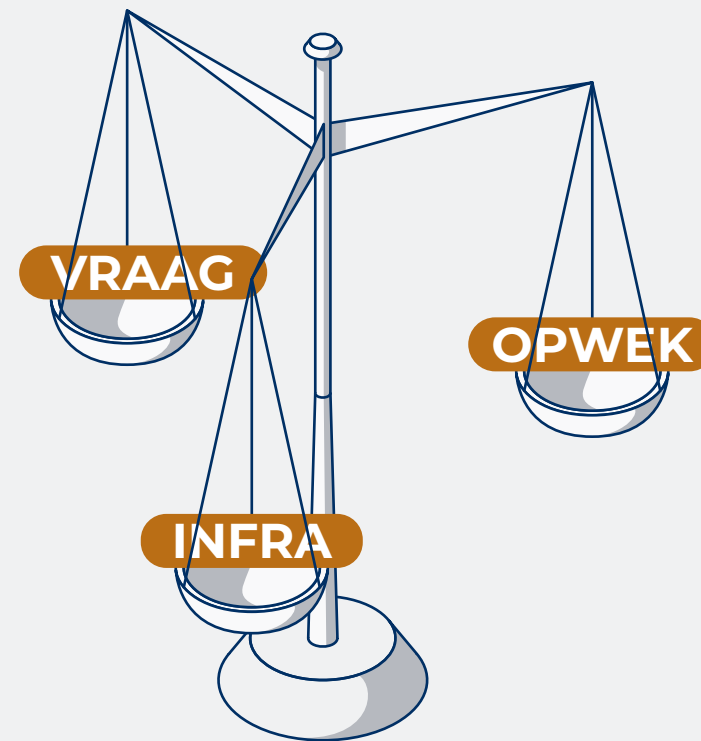
Als één onderdeel sneller groeit dan de rest, ontstaan er knelpunten: de opwek kan niet worden aangesloten, nieuwe vraag kan niet elektrificeren of infrastructuur wordt onvoldoende benut. Beleid voor opwek, vraagontwikkeling, infrastructuur, opslag en flexibiliteit wordt deels separaat ontwikkeld. Wind op zee kan bijvoorbeeld via tenders en subsidies voorspelbaar tot stand komen, terwijl vraagsubsidies, infrastructuuruitbreidingen en beleid voor het beter benutten van het net via andere trajecten lopen. Daardoor is niet vanzelf geborgd dat aanbod, vraag en transportcapaciteit in hetzelfde tempo groeien.

Randvoorwaarde 1: voorspelbaarheid.

Projecten hebben lange ontwikkeltijden en marktpartijen investeren alleen tijdig als zij kunnen inschatten welke regels er gelden, hoe de vraag zich ontwikkelt en op welke inkomsten zij kunnen rekenen. Zonder die zekerheden ontstaan er vertragingen en blijven investeringen afhankelijk van tijdelijke ingrepen.

Randvoorwaarde 2: beleid gericht op opwek, vraag, flexibiliteit en infrastructuur moet zich synchroon ontwikkelen.

Het systeem moet zo worden ingericht dat investeringen in opwek, vraag, flexibiliteit en infrastructuur elkaar versterken. Dat kan via betere marktprikkels, maar waar die onvoldoende zijn, is er meer coördinatie of sturing nodig vanuit de overheid.



Figuur 6.2 balans tussen groei van vraag, infra en opwek is noodzakelijk voor investeerbaarheid.

Uitdaging 2: inkomsten van energy-only-markten zijn onvoldoende, andere inkomstenbronnen zijn nodig

De inkomsten van zon en wind worden afhankelijker van beperkte opwek tijdens hoge prijsuren

Zoals in de voorgaande hoofdstukken is beschreven, verschuift het verdienvermogen van zon en wind richting 2050 steeds meer naar uren met hoge elektriciteitsprijzen, momenten waarop zon en wind slechts beperkt produceren. Hierdoor zijn er twee effecten te observeren:

- 1. Een steeds kleiner deel van de jaarlijkse opwek is bepalend voor de rendabiliteit.** In veel uren met veel productie zijn de marktprijzen laag, omdat zon en wind dan de prijs drukken. Kleine verschuivingen in bijvoorbeeld technisch ontwerp kunnen daardoor een grote impact hebben op de businesscase.
- 2. Zekerheid over hoge piekprijzen van regelbare opwek is belangrijk voor het verdienvermogen van zon en wind.** In uren met weinig hernieuwbare productie zetten duurdere regelbare bronnen vaker de prijs. De kosten en beschikbaarheid van deze bronnen, zoals gascentrales, waterstofcentrales of andere duurzame regelbare opwek, zijn daarmee bepalend voor de marktprijs en het verdienvermogen van zon en wind in deze uren. Ontwikkelingen in gasprijzen, beleid voor duurzame regelbare capaciteit en eventuele verplichtingen voor hernieuwbare regelbare opwek worden daardoor belangrijk voor de inkomsten van variabele opwek

Algemene vraaggroei alleen verbetert de businesscase van zon en wind, maar stelt de stap naar 100% duurzame opwek uit. Flexibiliteit dempt de afhankelijkheid van uren met hoge prijzen, maar verandert de prijscurve niet fundamenteel.

Naarmate het systeem zich richting 100% hernieuwbare opwek beweegt, moeten ook de laatste procenten fossiele en regelbare opwek worden verduurzaamd. Daarmee ontstaat een systeem met veel zon en wind, waarin regelbare opwek beperkt nodig is en marktprijzen in veel productie-uren laag blijven vanwege de huidige marktinrichting en de merit order waarin de producent met de hoogste marginale kosten de prijs bepaalt. Algemene vraaggroei zorgt ervoor dat regelbare opwek weer vaker de prijs zet en dat uren met lage prijzen verminderd worden, maar schuift het vraagstuk ook vooruit. Flexibele vraag en interconnectie kunnen het aantal nulprijsuren beperken en lage prijzen deels verhogen. Tegelijk zien we dat dit de prijscurve niet fundamenteel verandert, waardoor de uitdaging van het verdienvermogen blijft. Daarom blijven ook op de lange termijn andere inkomsten, zoals uit subsidie, belangrijk.

Onzekerheid op de lange termijn: toekomstige ontwikkelingen kunnen de businesscase positief of negatief beïnvloeden

De onzekerheid over kosten en opbrengsten van duurzame projecten neemt toe naarmate de planningshorizon verder weg ligt. Ontwikkelingen op de langere termijn zijn moeilijker te voorspellen vanwege technologische veranderingen, gedragsveranderingen en nieuwe verdienmodellen, die de businesscase positief kunnen beïnvloeden. Tegelijkertijd kunnen aannames over kosten en beschikbaarheid van materialen tegenvallen, wat juist een negatief effect heeft op de businesscase.

Oplossing 1: normering van duurzaam elektriciteitsgebruik kan op termijn een alternatief voor subsidiëring zijn

Een veelgenoemde aanvulling op de huidige marktmechanismen is verdergaande normering. Hiermee wordt een afnameverplichting voor groene elektriciteit bedoeld, zoals binnen de REDIII een industrieverplichting voor duurzame brandstoffen wordt opgelegd¹. In dit geval stimuleert normering de vraag naar duurzame elektriciteit directer en maakt de vraag voorspelbaarder.

1. Normering legt de kosten bij de gebruiker

In tegenstelling tot subsidies worden de kosten van verduurzaming bij normering vooral gedragen door de gebruiker of afnemer. De overheid hoeft het prijsverschil tussen fossiele en duurzame alternatieven dan niet volledig publiek te financieren. Wel vraagt dit aandacht voor betaalbaarheid en verdelingseffecten.

2. Normering creëert een voorspelbaardere vraag dan beprijzing

Het ETS stimuleert verduurzaming indirect via CO₂-beprijzing, maar het blijft onzeker wanneer deze prijsprikkel sterk genoeg is voor investeringen. Normering werkt directer: ze legt een ondergrens vast voor duurzame afname. Daardoor ontstaat er gerichte vraag naar groene elektriciteit en producten die daarmee worden gemaakt.

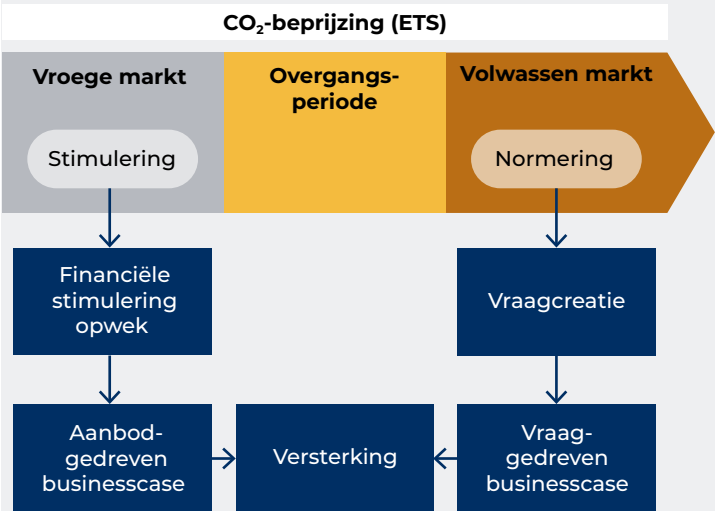
3. Normering kan de PPA-markt versterken en ontwikkelaars extra inkomsten bieden

Als afnemers duurzame elektriciteit moeten afnemen, neemt het belang van langjarige contracten toe. Bij onzekerheid over toekomstige beschikbaarheid zullen afnemers PPA's moeten afsluiten met projecten in ontwikkeling om aan hun verplichtingen te voldoen, ook als de contractprijs hoger ligt dan de verwachte marktprijs. Dit kan bijdragen aan een meer liquide PPA-markt, extra inkomsten voor ontwikkelaars en minder afhankelijkheid van kortetermijnprijzen.

4. Aanbod en vraag groeien meer in samenhang

Normering helpt duurzame vraag en aanbod gelijktijdig te ontwikkelen. Ontwikkelaars krijgen meer zicht op toekomstige afname, terwijl afnemers tijdig moeten organiseren hoe zij aan hun verplichtingen voldoen. Dit verkleint het risico dat opwek en vraag uit de pas lopen.

Een zekere overlap tussen stimulering en normering is daarbij wenselijk. Zo kan de markt voor groene producten geleidelijk groeien, zonder dat de verdere uitrol van zon en wind stagneert. Voorspelbaarheid blijft nodig om projecten financierbaar te houden.



Figuur 6.3 Verschil in beleid voor versterking businesscase tussen een jonge- en volwassenmarkt.

1 European Union (2026). Renewable Energy Directive

Oplossing 2: ketensubsidie als volgende stap in systeemintegratie

Een ketensubsidie is een kansrijke lange-termijnoplossing om de investeerbaarheid van hernieuwbare energie te vergroten door niet één project, maar een hele keten te tenderen.

In plaats van alleen een windpark of ander opwekproject te beoordelen, gaat het dan om de samenhang tussen opwek, infrastructuur, conversie, flexibiliteit en afname. Daarmee wordt voortgebouwd op de systeemintegratiecriteria die in sommige wind op zee tenders zijn meegewogen. Systeemintegratiecriteria maakten weliswaar onderdeel uit van de gunningsmethodiek van sommige parken, maar hiervoor is geen separate vergoeding toegekend. Het voordeel is dat niet alleen de goedkoopste opwek wordt geselecteerd, maar ook de keten die als geheel het best inpasbaar en het meest kosteneffectief is.

Deze aanpak kan de businesscase van hernieuwbare energie versterken en tegelijk de systeemkosten verlagen.

De investeerbaarheid van opwek hangt immers niet alleen af van de productiekosten, maar ook van de zekerheid van inkomsten en de beschikbaarheid van infrastructuur om de energie rendabel af te zetten. Door ketens in samenhang te beoordelen, wordt de collectieve toegevoegde waarde geoptimaliseerd. Dat kan naast een verbeterde businesscase ook leiden tot gericht gebruik van publieke middelen door bijvoorbeeld efficiënter gebruik van netcapaciteit en het voorkomen van (de noodzaak tot) netverzwaring.

De keerzijde is dat een ketensubsidie ook complexer is in ontwerp en uitvoering.

Een dergelijke regeling vraagt veel van bedrijven, overheid en netbeheerders, omdat meer informatie nodig is over kosten, opbrengsten, beschikbaarheid van infrastructuur en systeemeffecten. Ook kan een zwaardere regeling minder toegankelijk zijn voor kleinere partijen. De afweging is daarmee dat een ketensubsidie op systeemniveau efficiënter en logischer kan zijn, maar ook een hogere uitvoeringscomplexiteit met zich meebrengt.

Voorbeeld: H2Global financiert de hele keten zonder dat partijen samen één project ontwikkelen.

Intermediair Hintco sluit via een veiling langjarige inkoopcontracten met de goedkoopste producenten wereldwijd, en verkoopt dezelfde waterstof via een aparte veiling aan de hoogste EU-bieders. Subsidie dekt alleen het verschil tussen in- en verkoopprijs. Ontwikkelaars, afnemers en netbeheerders hoeven dus niet zelf samen te organiseren. Ook ná realisatie blijft het mechanisme actief: Hintco koopt en verkoopt door gedurende de hele contractperiode, en subsidie volgt pas bij daadwerkelijke levering.



HOOFDSTUK 7

Conclusie en advies

Onbalans en onzekerheid in de elektriciteitsmarkt vertragen realisatie en financiering van duurzame projecten

1. Vraag en aanbod zijn uit balans, waardoor duurzame opwek zonder subsidie moeilijk te realiseren is.

De groei van duurzame opwek loopt vooruit op de ontwikkeling van de vraag. Er is nog te weinig additionele vraag vanuit elektrificatie, en ook de flexibele vraag, flexibel aanbod, opslag en conversie blijft achter. Daardoor ontstaan er in uren met veel opwek overschotten en komen de elektriciteitsprijzen onder druk te staan. Nieuwe duurzame opwek is daardoor op dit moment meestal niet zonder subsidie te realiseren – met uitzondering van zon op dak. Dit speelt ook bij projecten in aanbouw, waardoor de realisatie van een project onzekerder wordt.

Voor projecten met subsidie geldt bovendien dat de subsidiekosten oplopen naarmate het gat tussen opwek en vraag groter wordt en de stroomprijzen dalen. Lagere prijzen vergroten wel de prikkel voor extra vraag, maar die reactie is vaak traag: flexibele assets kunnen relatief snel reageren, terwijl de structurele vraaggroei vanuit de industrie doorgaans pas na jaren op gang komt.

2. Vraagstimulering verkleint de onrendabele top, maar zorgt niet standaard voor een sluitende businesscase.

Het toevoegen van elektriciteitsvraag (baseload of flexibel) zorgt voor hogere marktprijzen. We zien echter dat deze prijzen nog niet leiden tot een sluitende businesscase. Dit komt doordat zowel flexibele- als baseloadvragers niet bereid zijn om hoge elektriciteitsprijzen betalen.

3. Het huidige subsidieregime verbetert de businesscase, maar neemt de investerings-onzekerheid niet volledig weg.

Het bestaande en aankomende subsidiepakket (SDE++ en TOWOZ) blijft voor onshore een dragende factor voor investeerbaarheid en wordt dat voor offshore. Tegelijk blijft de onzekerheid groot. Bij opwek op land zit die minder in de businesscase zelf en meer in de realisatie: netcapaciteit, fysieke ruimte, vergunningverlening, stikstofruimte en regionaal draagvlak beperken of vertragen projecten. Bij zon drukken de negatieve uren de inkomsten, terwijl het onzeker is hoe vaak en hoe langdurig die in de toekomst zullen optreden.

4. Lagere inkomsten en onzekerheid versterken elkaar, waardoor projecten onder druk komen te staan en investeringen uitblijven.

Lagere marktinkomsten maken projecten kwetsbaarder, terwijl de onzekerheid over prijzen, realisatie en toekomstige opbrengsten de investeringsbereidheid verder verlaagt. Daardoor nemen de risico's toe, wordt financiering duurder en verslechtert de businesscase verder. Zo versterken lagere inkomsten en onzekerheid elkaar en kunnen duurzame opwekprojecten in een neerwaartse spiraal terechtkomen.

5. Ook op de lange termijn blijven aanvullende inkomsten noodzakelijk naast marktinkomsten zoals subsidie.

De inkomsten van zon en wind worden richting 2050 steeds afhankelijker van een beperkt aantal uren met hoge elektriciteitsprijzen, juist op momenten waarop er beperkte beschikbaarheid van zon- en windopwek is. Hoewel vraaggroei en flexibiliteit lage prijzen deels kunnen dempen, lossen zij de structurele uitdaging van het verdienvermogen niet op. Daardoor blijven aanvullende inkomstenbronnen, zoals subsidies of ander beleid, ook op de lange termijn belangrijk.

Stimuleer duurzame opwek door middel van samenhang met vraag en zet in op verkleining van investeringsrisico's

1. Overweeg normering om duurzame vraag te versterken.

Normering in de vorm van een afnameverplichting voor groene elektriciteit zorgt voor een stabielere en voorspelbare vraag naar duurzame elektriciteit. Waar subsidies vooral de aanbodzijde ondersteunen, legt normering een directe verplichting neer bij afnemers om duurzame elektriciteit of duurzame producten af te nemen. Hierdoor ontstaat er meer zekerheid over toekomstige afzet en inkomsten, wat investeringsrisico's verlaagt en de businesscase van duurzame opwek versterkt. Ook helpt normering om vraag en aanbod meer in samenhang te laten groeien, waardoor hogere subsidiekosten en systeemkosten worden beperkt.

2. Versterk de PPA-markt met verplichtingen voor duurzame afname.

Normering kan daarnaast de markt voor langjarige contracten versterken. Wanneer afnemers duurzame elektriciteit moeten inkopen, neemt de behoefte aan PPA's toe. Dit geeft ontwikkelaars meer inkomstenzekerheid en maakt projecten minder afhankelijk van schommelingen in kortetermijnprijzen op de elektriciteitsmarkt. Ook ontstaat er meer duidelijkheid over toekomstige vraag, waardoor investeringsbeslissingen sneller genomen kunnen worden en projecten beter financieel uitvoerbaar worden.

3. Ontwikkel ketensubsidies die opwek, infrastructuur en vraag integraal stimuleren.

Een ketensubsidie beoordeelt niet alleen een individueel (opwek)project, maar de volledige keten van opwek, infrastructuur, flexibiliteit en afname. Dit borgt dat vraag en aanbod (en opslag) in samenhang worden gerealiseerd, waardoor projecten de onbalans tussen vraag en aanbod niet vergroten.

4. Verlaag systeemkosten door vraag, infrastructuur en opwek beter te combineren.

Door vraag en opwek te ontwikkelen binnen de kaders van bestaande en geplande infrastructuur, kan het netgebruik worden geoptimaliseerd. Dit beperkt inefficiënties in het systeem en verlaagt de kosten. Dit helpt om netcapaciteit beter te benutten, prijskannibalisatie te beperken en publieke middelen gericht in te zetten. Ook kunnen opslag, conversie en flexibiliteit beter worden meegenomen in de ontwikkeling van nieuwe projecten. Tegelijk ontstaat er meer zekerheid over afzet en infrastructuur, wat de investeerbaarheid van duurzame opwek verbetert en de kans vergroot dat partijen daadwerkelijk tot een investeringsbeslissing komen.

5. Inkomsten via de energy-only markets zorgen in de toekomst niet tot rendabele opwekprojecten, ga op zoek naar een passende inrichting van de markt.

De studie geeft aan dat opwekprojecten ook op de lange termijn niet rendabel blijken zonder subsidie. Wanneer we op de lange termijn niet afhankelijk willen zijn van continue stimulering, is een nieuwe marktinrichting nodig. Hierbij kan een capaciteitsvergoeding een mogelijk onderdeel zijn van deze nieuwe marktinrichting, echter dient dit verder onderzocht te worden. In het project MODES onderzoeken verschillende onderzoeksinstituten hoe de Nederlandse energiemarkt zich op de lange termijn moet ontwikkelen om tot een CO₂-neutraal energiesysteem te komen.



BIJLAGE I

Aanvullende businesscase- resultaten

Wind op land – met subsidie haalbaar, maar kwetsbaar

Zonder subsidie bedraagt de IRR circa 2,3% en is de businesscase niet haalbaar. Met SDE++, gecorrigeerd voor negatieve prijsuren, stijgt de IRR naar 5,4%. Bij volledige benutting van de subsidiepotentie¹ loopt dit op tot 5,7%. Daarmee komt het project boven de gehanteerde WACC (5,2%) en is het in principe financieel haalbaar. De beperkte marge maakt de businesscase gevoelig voor wijzigingen in aannames.

Effect van negatieve prijsuren

Negatieve prijsuren drukken het rendement doordat er in die uren zowel marktinkomsten als (deels) subsidie-inkomsten wegvallen. Het effect van de misgelopen subsidie is 0,3 procentpunt IRR. Dit is een significant maar beperkt effect. Dit komt door:

- een daling van het aantal negatieve prijsuren in de projecties (584 in 2025 naar 344 in 2030 en 267 in 2035; 359 in 2050)
- het maximum aantal gesubsidieerde vollasturen; in 2025 wordt dit plafond overschreden, waardoor een deel van de negatieve uren geen extra subsidieverlies veroorzaakt.

¹ De maximale subsidie die verstrekt zou worden als er geen negatieve uren zouden zijn (of als de subsidie doorloopt bij negatieve uren).

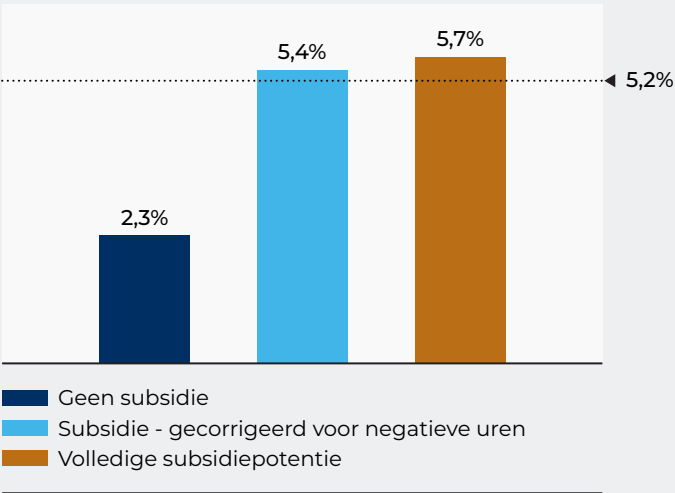
Wel is de correlatie tussen negatieve prijzen en productie van wind op land relatief hoog. De vollasturen tijdens negatieve prijzen bedragen ongeveer een derde van het totaal aantal negatieve uren in 2025, 2030 en 2035, oplopend tot bijna de helft in 2050. Wanneer het aantal negatieve prijsuren hoger uitvalt dan verwacht, werkt dit negatief door in de IRR.

Afhankelijkheid van prijsspieken

Zoals benoemd in voorgaande pagina's worden de marktinkomsten in toenemende mate afhankelijk van prijsspieken. In 2050 komt circa 17% van de marktinkomsten uit slechts 5% van de duurste uren, waar dit in 2025 nog rond de 6% lag.

Bij een IRR die de WACC slechts beperkt overschrijdt (5,4% versus 5,2%) kan een beperkte afwijking in piekprijzen of prijsvolatiliteit zorgen voor een negatief resultaat.

Rendement wind op land



Figuur I.1 Internal Rate of Return (IRR) van wind op land.

Rendabele businesscase voor wind op zee bij ingang TOWOZ

Businesscase WoZ zonder subsidie niet haalbaar, met TOWOZ wel

Zonder subsidie bedraagt de IRR circa 4,5% en blijft de businesscase onder de gehanteerde WACC van 5%. Wind op zee is daarmee op zichzelf niet financieel haalbaar. Met TOWOZ stijgt de IRR naar 7,1%, en bij volledige benutting van de subsidiepotentie naar 7,2%. Daarmee ligt het rendement duidelijk boven de WACC en is de businesscase financieel robuust binnen de gehanteerde aannames.

Beperkt effect van negatieve prijsuren

Het verschil in IRR bij de werkelijke subsidie (7,1%) en volledige subsidiepotentie (7,2%) bedraagt slechts 0,1 procentpunt. Het effect van negatieve prijsuren is daarmee beperkt. Dit komt door de volgende factoren:

- Ten eerste daalt het aantal negatieve prijsuren in de projecties, mede door een toename van flexibiliteit in het systeem.
- Ten tweede overschrijdt de productie het maximum aantal gesubsidieerde vollasturen. Een deel van de negatieve prijsuren valt daardoor buiten de subsidiabele productie en heeft geen aanvullend effect op het aantal subsidie-uren.

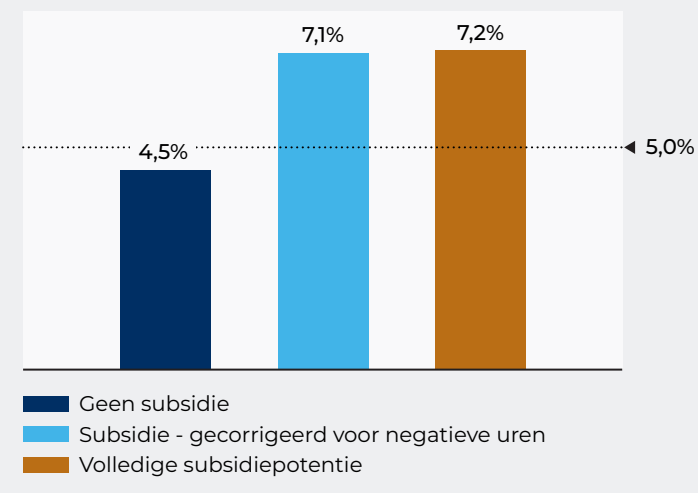
- Ten derde heeft wind op zee een lange economische levensduur (circa 35 jaar), terwijl de subsidie slechts 15 jaar geldt. Een beperkte daling van inkomsten in de eerste subsidieperiode werkt daardoor relatief beperkt door in de totale businesscase.

Aandachtspunt: biedingsdynamiek en marktontwikkeling

In de berekening is uitgegaan van de maximale TOWOZ-subsidie van 10,4 eurocent per kWh. In de praktijk zullen ontwikkelaars competitief onder dit plafond moeten inbieden. De uiteindelijke subsidie, en daarmee de gerealiseerde IRR, kan dus lager uitvallen.

Daarnaast blijft de businesscase afhankelijk van elektriciteitsprijzen en marktontwikkeling. Hoewel wind op zee profiteert van meer vollasturen en een hogere capture price dan wind op land, verschuift het verdienmodel in toenemende mate naar prijspielen. In 2050 wordt circa 18% van de marktinkomsten gerealiseerd in slechts 5% van de duurste uren. Hierdoor wordt het rendement relatief sterk afhankelijk van de aannames over extreme prijsniveaus en systeemontwikkeling.

Rendement wind op zee



Figuur I.2 Internal Rate of Return (IRR) van wind op zee.

Zon op land is alleen haalbaar met subsidie én batterij

De businesscase is in de basis onhaalbaar

Zonder subsidie is zon op land geen haalbare businesscase. De IRR bedraagt -0,8%, wat betekent dat de investering niet terugverdiend wordt uit de operationele inkomsten, laat staan dat de rendementseis wordt gehaald.

Subsidie en het effect van negatieve prijzen

Met SDE++ verbetert de businesscase aanzienlijk. Gecorrigeerd voor negatieve prijsuren stijgt de IRR naar 4,7% zonder batterij. Bij volledige benutting van de subsidiepotentie komt deze uit op 5,18%, ongeveer gelijk aan de gehanteerde WACC van 5,2%. Daarmee blijft de businesscase financieel kwetsbaar.

Het effect van negatieve prijsuren bedraagt 0,5 procentpunt IRR, aanzienlijk hoger dan bij wind. Dit hangt samen met het productieprofiel van zon:

- Zon heeft grofweg vier keer minder vollasturen dan wind.
- Het aantal vollasturen tijdens negatieve prijzen is vergelijkbaar.
- Negatieve prijzen worden tot 2035 voor een groot deel gedreven door zon-overschotten. In 2050 verschuift dit beeld gedeeltelijk richting wind op zee.

Door het lagere aantal vollasturen en de grotere afhankelijkheid van subsidie weegt elk negatief prijsuur relatief zwaarder in de totale opbrengst.

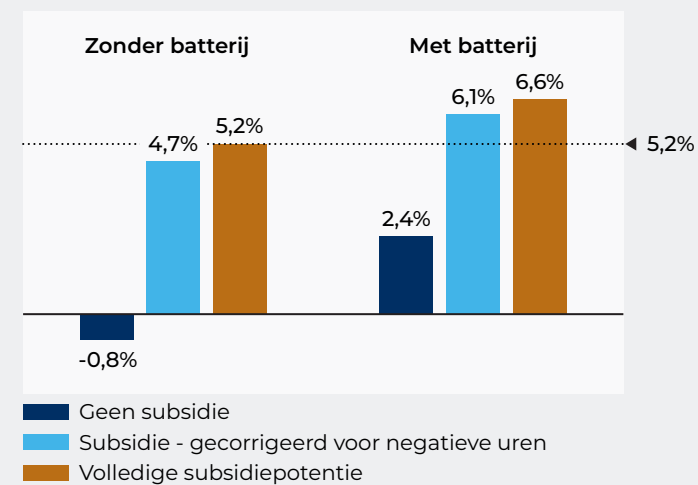
Zon gecombineerd met batterij-opslag is zonder subsidie niet haalbaar

In een aanvullende variant is een zonproject gecombineerd met een batterij van drie uur opslag met een vermogen van één derde van het zonvermogen. Zonder subsidie, zorgt de batterij voor een stijging in het rendement, maar blijft de IRR te laag op 2,4%.

Zon gecombineerd met batterij-opslag en subsidie is wel haalbaar

Met subsidie stijgt de IRR naar 6,1% en 6,6% bij volledige subsidiepotentie. Alleen in deze combinatie ontstaat er een duidelijke marge boven de WACC.

Rendement zon op land



Figuur I.3 Internal Rate of Return (IRR) van zon op land.

Toenemende afhankelijkheid van prijspielen

Zoals eerder getoond, wordt in 2050 circa 50% van de marktinkomsten van zon gerealiseerd in de 25% duurste uren, en 14% in slechts 5% van de duurste uren (tegenover 22% en 3% in 2025).

Voor batterijen geldt des te meer dat prijsvolatiliteit het verdienvermogen bepaalt. Wanneer prijspielen minder extreem uitvallen dan verondersteld, kan het rendement substantieel lager uitkomen.

Daarbij geldt dat de batterij in beginsel ook als zelfstandige businesscase kan opereren. Dat de combinatie sluitend is, betekent dus niet automatisch dat nieuwe zonprojecten een interessante investering zijn voor ontwikkelaars.

Zon op dak is rendabel bij een hoog eigen verbruik

De businesscase is zonder subsidie al haalbaar

Zon op dak is, uitgaande van 65% direct eigen verbruik, ook zonder subsidie financieel haalbaar. De IRR bedraagt 5,8% zonder batterij en 6,8% met batterij. Daarmee ligt het rendement al boven de gehanteerde WACC van 5,2%.

Het hoge aandeel eigen verbruik is hierbij doorslaggevend. Doordat een groot deel van de opgewekte elektriciteit direct achter de meter wordt gebruikt, wordt bespaard op inkoop van elektriciteit inclusief energiebelasting en transporttarieven. Hierdoor is de businesscase minder afhankelijk van marktprijzen dan zon op land.

Beperkt effect van negatieve prijsuren

Met subsidie stijgt de IRR naar 7,7% zonder batterij en 8,3% met batterij. Opvallend is dat de IRR bij volledige subsidiepotentie gelijk blijft aan de gecorrigeerde variant.

Negatieve prijsuren hebben daarmee geen effect op het aantal subsidie-uren in deze businesscase. Dit komt doordat het eigen verbruik domineert en het aantal subsidiabele vollasturen niet of nauwelijks wordt geraakt door negatieve prijsperiodes.

Zon op dak is hierdoor aanzienlijk minder gevoelig voor negatieve prijzen dan zon op land.

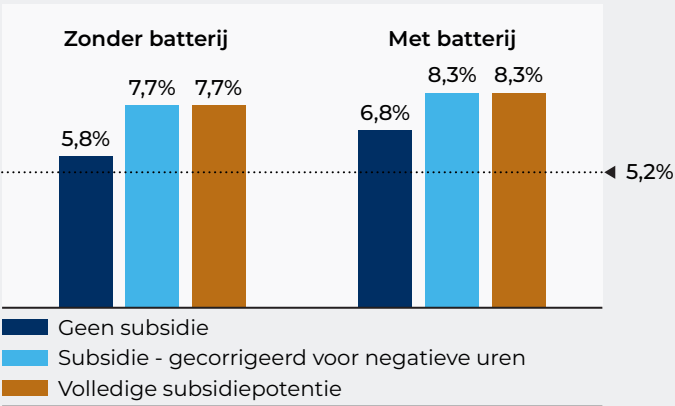
Zon op dak is beperkt schaalbaar

Het belangrijkste verschil met de businesscase van en zon op land ligt in het hoge aandeel eigen verbruik. De gehanteerde aanname van 65% direct eigen gebruik (conform het OT-model van SDE++) is ambitieus: bij huishoudens ligt dit gemiddeld rond de 30-35%.

Een dergelijk hoog aandeel is alleen haalbaar op locaties met substantieel en gelijktijdig elektriciteitsverbruik overdag. Valt het eigen verbruik lager uit, dan gaat de businesscase meer lijken op die van wind op land. Daarmee verschuift een groter deel van de productie naar marktverkoop en wordt de businesscase gevoeliger.

Zon op dak is daarmee economisch aantrekkelijk onder specifieke randvoorwaarden, maar niet onbeperkt schaalbaar.

Rendement zon op dak



Figuur I.4 Internal Rate of Return (IRR) van zon op dak.



BIJLAGE II

Gemodelleerde flexopties

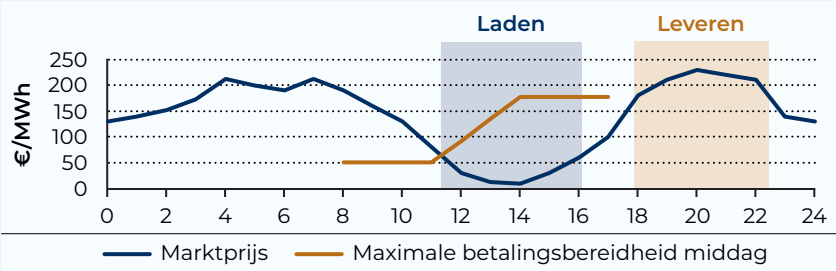
Er zijn grofweg vier categorieën flex te identificeren, met verschillende eigenschappen en impact op de merit order

Een stijging van de algemene elektriciteitsvraag drijft de marktprijs op en verhoogt de hoeveelheid stroom die kan worden verkocht. Flexibele toepassingen verschuiven de vraag naar momenten lage prijzen, waardoor de merit order verandert. Verschillende vormen van flexibiliteit hebben verschillende incentives om op marktprijzen in te spelen en daarmee ook een verschillend effect op marktprijzen.

- Batterijen** slaan elektriciteit op en leveren deze terug bij prijspieken. Daarmee dempen zij prijspieken. Wanneer de laadbehoefte van batterijen groter is dan de beschikbare goedkope opwek, kunnen batterijen de marktprijs bepalen. Hierdoor wordt ook het aantal uren met een zeer lage of nulprijs verminderd. Het aantal cycli hangt af van marktprijsfluctuaties en de markt waarop de batterij actief is. Op de day-aheadmarkt gaat het vaak om één of twee cycli per dag: ontladen tijdens piekuren in ochtend en avond, en laden tijdens goedkopere uren in middag en nacht. Batterijen bieden verschillend in. Dit hangt af van de verwachte prijsschommeling, de verhouding tussen MW-vermogen en MWh-opslagcapaciteit, en kosten zoals stroomverlies, afschrijving en energiebelasting. Daardoor ontstaat een bandbreedte aan prijzen waartegen batterijen bereid zijn elektriciteit af te nemen. Batterijen achter een kleinverbruiksaansluiting betalen bijvoorbeeld meer energiebelasting en zullen lager inbieden dan batterijen achter een grootverbruiksaansluiting. De meeste batterijen hebben naar verwachting een relatief hoge maximale betalingsbereidheid, zoals in het voorbeeld hiernaast aangegeven; vaak niet ver onder de maximale marktprijs van die dag.



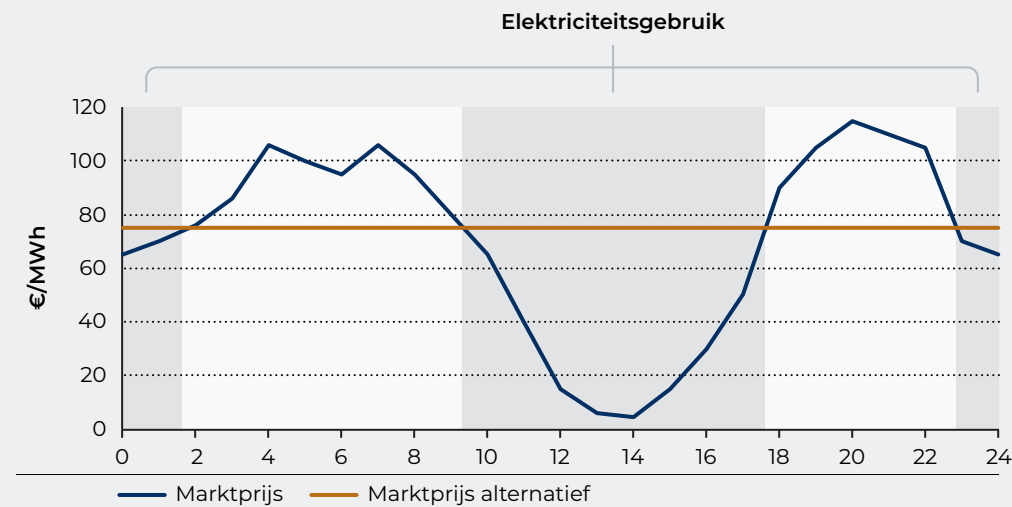
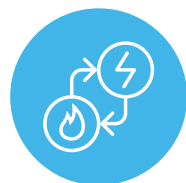
Voorbeeld van een versimpelde batterijstrategie; day-ahead-markt, avondpiek



Batterij Y verwacht 's avonds gemiddeld 220 euro per MWh te ontvangen voor de elektriciteit die ze verkoopt. Dit bedrag bepaalt de maximale prijs waartegen ze 's middags bereid is elektriciteit in te kopen; in dit voorbeeld is dat € 178 per MWh (zie hieronder). In de praktijk zal ze deze maximale prijs niet direct bieden. Ze zal proberen te laden op het goedkoopste moment. De maximale inkoopprijs wordt geboden op het moment waarop de verwachte marktprijs het laagst is, omdat de batterij dan in ieder geval wil laden. In dit voorbeeld is dat om 14:00 uur.

Verwachte waarde teruglevering	€ 220
Energiebelasting	€ 0 (GV)
Kosten energieverlies (% verlies (20%) X verwachte marktprijs)	20% *maximale inkoopprijs
Variabele afschrijving per cyclus	€ 7
Maximale betalingsbereidheid	(€ 220 - € 7)/1,2 = € 178

- **Vraagsturing**, bijvoorbeeld door e-boilers en warmtepompen met buffervaten of industriële processen met flexibiliteit. Deze assets hebben de hoogste betalingsbereidheid tijdens de naar verwachting laagste prijzen binnen het tijdvenster waarin zij hun vraag kunnen verplaatsen. Betalingsbereidheid loopt op tot de alternatieve prijs tijdens duurere uren. Naast dat pieken beperkt kunnen worden, neemt het aantal uren met lage of nulprijzen af.
- **Hybride of afschakelbare assets** kunnen schakelen tussen elektriciteit en een andere energiedrager (vaak gas) of tijdelijk afschakelen. De gasprijs, of de waarde van het product dat met de energie gemaakt wordt, bepaalt dan vaak de betalingsbereidheid voor elektriciteit. Als stroom goedkoper is dan gas, of wanneer er winst gemaakt kan worden met de productie, draaien deze assets op elektriciteit. Als stroom duurder wordt, valt de elektriciteitsvraag weg. Dit dempt hoge prijspieken.
- **Elektrolyzers** met aansluiting op de waterstofbackbone reageren afhankelijk van de waterstofprijs en vergelijkbaar met afschakelbare assets: ze draaien als de waterstofprijs hoger is dan de productiekosten. Zonder aansluiting aan de backbone, maar met lokale opslag lijken ze meer op assets met vraagsturing.

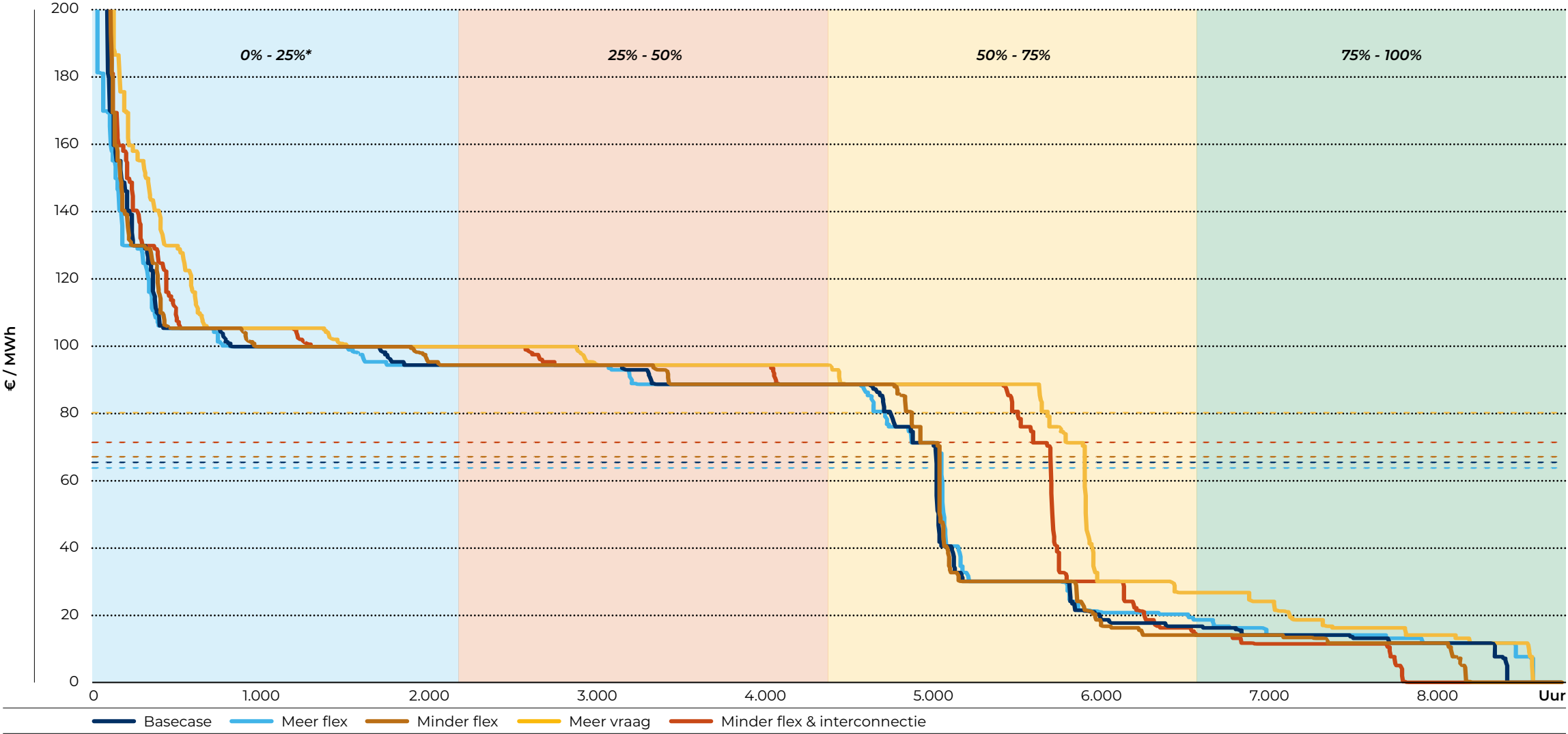




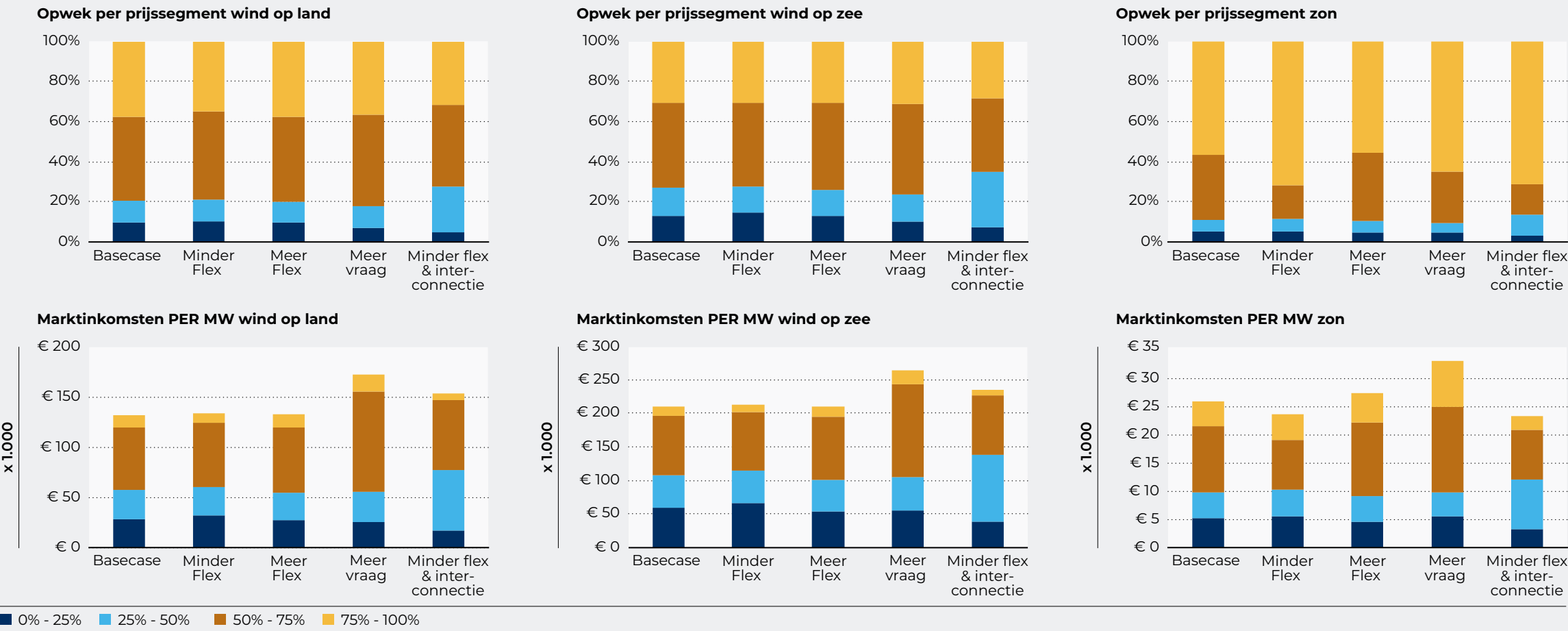
BIJLAGE III

Vraagduur- kromme en inkomsten- verdeling bij alternatieve scenario's

Scenariovergelijking (2030)



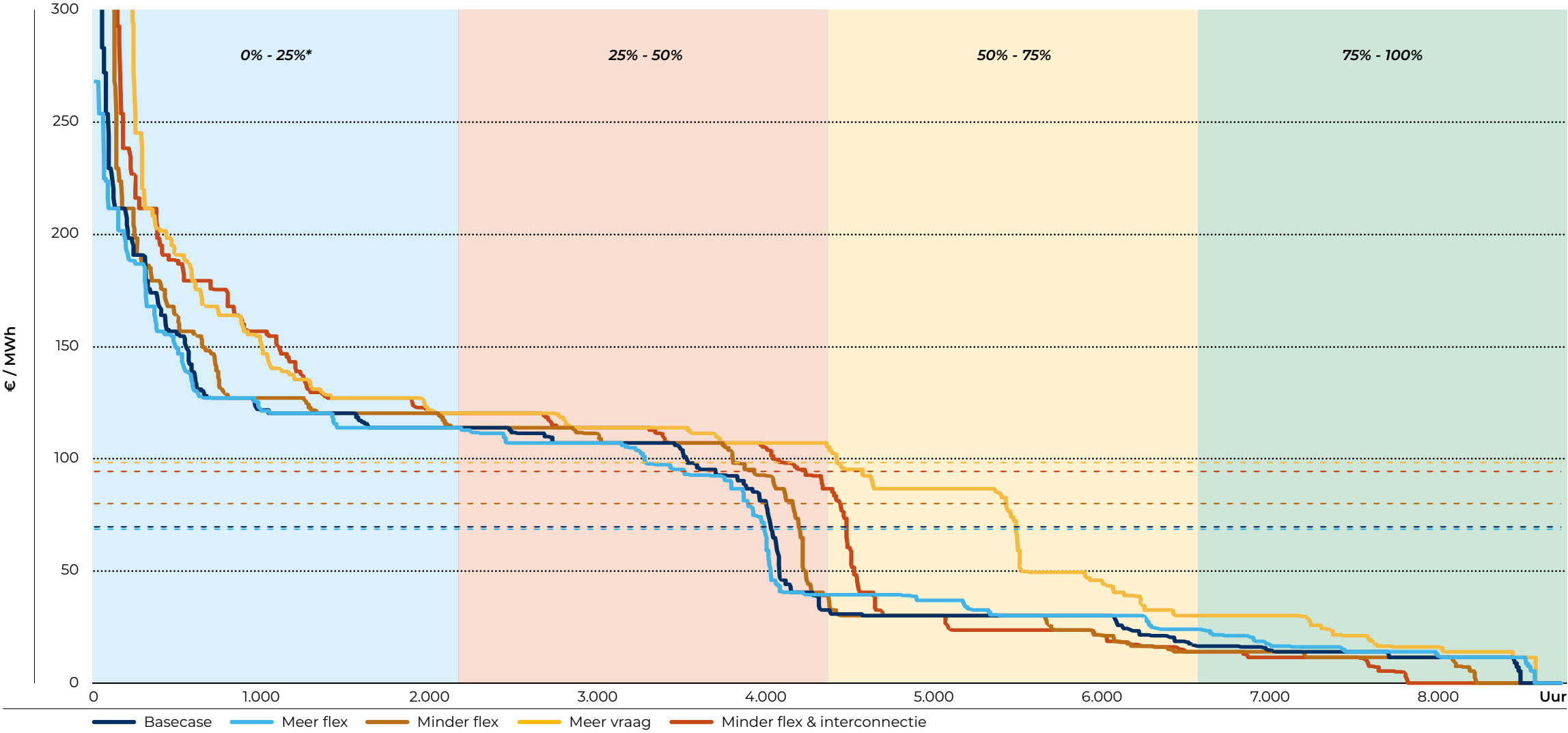
Scenariovergelijking (2030)



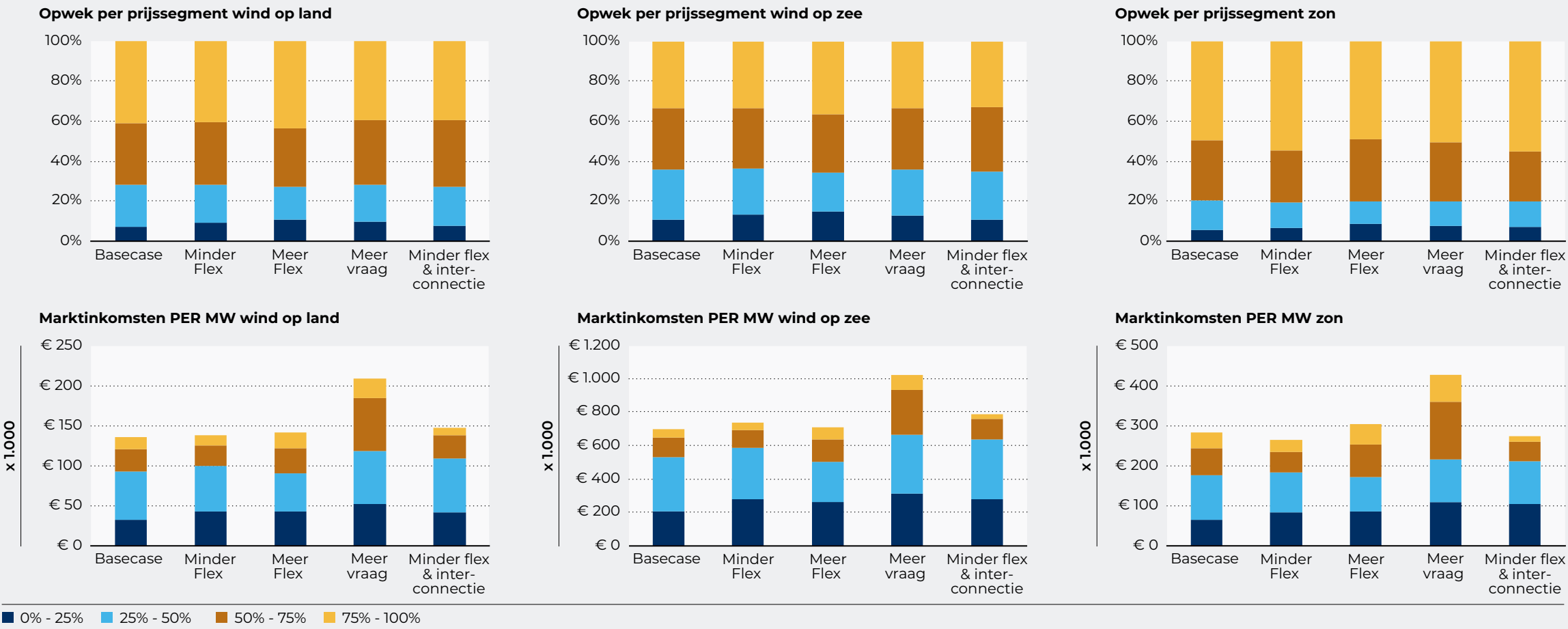
Scenario's

- Basecase – Hoofdscenario gebaseerd op KM-scenario voor NBNL
- Minder Flex – 50% minder vermogen flexassets in elk zichtjaar t.o.v. het hoofdscenario.
- Meer Flex - 50% meer vermogen flexassets in elk zichtjaar t.o.v. het hoofdscenario.
- Meer vraag - 20% meer baseladelektriciteitsvraag t.o.v. het hoofdscenario.

Scenariovergelijking (2035)



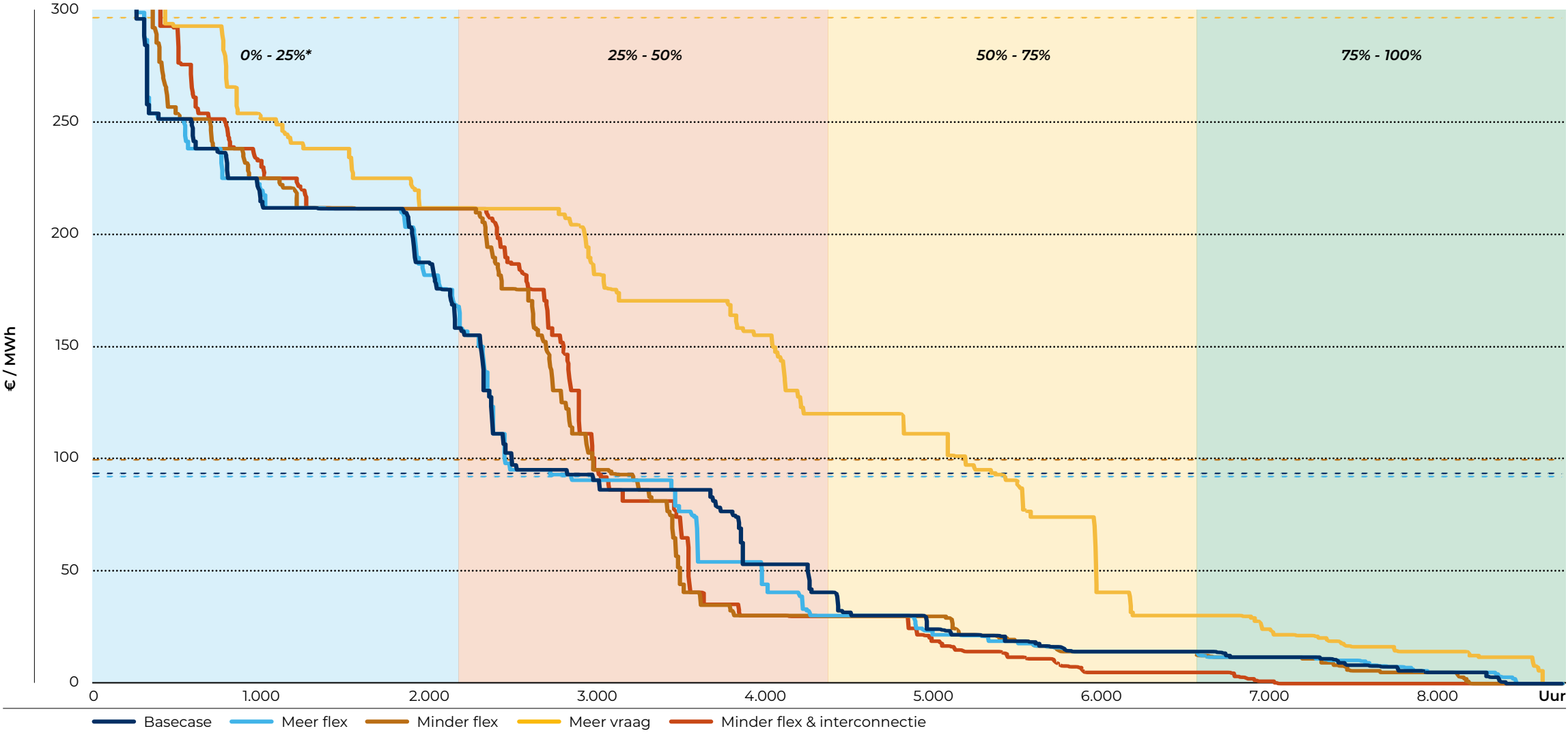
Scenariovergelijking (2035)



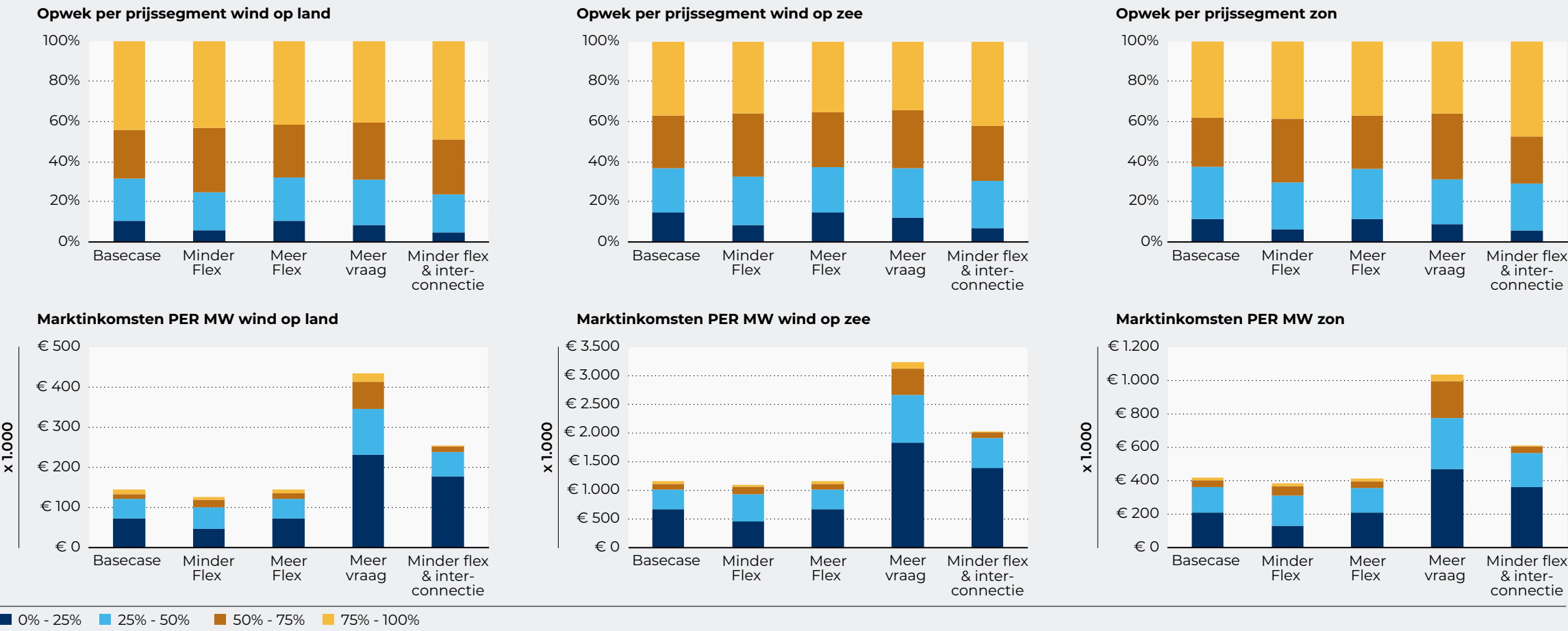
Scenario's

- Basecase – Hoofdscenario gebaseerd op KM-scenario voor NBNL
- Minder Flex – 50% minder vermogen flexassets in elk zichtjaar t.o.v. het hoofdscenario.
- Meer Flex - 50% meer vermogen flexassets in elk zichtjaar t.o.v. het hoofdscenario.
- Meer vraag - 20% meer baseladelektriciteitsvraag t.o.v. het hoofdscenario.

Scenariovergelijking (2050)



Scenariovergelijking (2050)



Scenario's

- Basecase – Hoofdscenario gebaseerd op KM-scenario voor NBNL
- Minder Flex – 50% minder vermogen flexassets in elk zichtjaar t.o.v. het hoofdscenario.
- Meer Flex - 50% meer vermogen flexassets in elk zichtjaar t.o.v. het hoofdscenario.
- Meer vraag - 20% meer baseloadelektriciteitsvraag t.o.v. het hoofdscenario.



BIJLAGE IV

Modellerings- methodiek

Modelleringsaanpak op hoofdlijnen

De analyse bestaat uit twee opeenvolgende stappen: 1. simulatie van de elektriciteitsmarkt om uurlijkse prijzen en productieprofielen te bepalen en 2. doorrekening van de businesscases op basis van deze gesimuleerde marktuitskomsten. Hieronder is de modelleringsaanpak op hoofdlijnen weergegeven.

Marktsimulatie

Ontwerpprincipes

De marktsimulatie wordt uitgevoerd in PyPSA-EUR en benadert een vereenvoudigde Noordwest-Europese elektriciteitsmarkt. Hierbij is uitgegaan van het volgende.

- Netwerk bestaande uit: Nederland, België, Duitsland, Frankrijk.
- 1 node per land.
- 1 generator per type centrale.
- Weerjaar 2023.
- Vraagprofiel uit 2023, geschaald naar zichtjaar.
- Jaarlijkse vraag: conform KM-scenario Netbeheer Nederland 2025.¹
- Capaciteit per techniek: conform KM-scenario Netbeheer Nederland 2025.¹

Scenario's

De markt wordt gesimuleerd voor drie zichtjaren: 2030, 2035 en 2050. De inputwaarden worden overgenomen uit het KM-scenario. Buiten dit hoofdsценario zijn er twee aanvullende scenario's waarin het volgende gebeurt:

- 50% meer flex in elk zichtjaar t.o.v. het hoofdsценario.
- 50% minder flex in elk zichtjaar t.o.v. het hoofdsценario.
- 20% meer vraag t.o.v. het hoofdsценario.

Output

- Uurlijkse prijzen en productie per technologie.

¹ Netbeheer Nederland (2025). Netbeheer Nederland Scenario's Editie 2025. [Netbeheer Nederland Scenario's Editie 2025 | Netbeheer Nederland.](#)

Businesscasemodel

Ontwerpprincipes

De businesscases zijn gebaseerd op het Onrendabele Top-model (OT) van PBL (SDE++ en TOWOZ 2026)², met één belangrijke aanpassing:

- De capture price wordt niet overgenomen uit het OT model, maar berekend op basis van de gesimuleerde prijs- en productieprofielen.

Hiermee wordt voor de drie zichtjaren (en voor 2025 op basis van historische data) de capture price bepaald. Door te interpoleren voor alle tussenliggende jaren kan een volledig kasstroomoverzicht gemaakt worden voor alle vier de technieken (wind op land, wind op zee, zon op dak, zon op land). Hierbij is bij de businesscases voor zon een variant zonder en met batterij berekend.

Varianten

Er worden standaard drie varianten van elke businesscase doorgerekend:

1. Zonder subsidie (SDE++ of TOWOZ).
2. Met subsidie, gecorrigeerd voor negatieve prijsuren.
3. Met subsidie, volledige potentie – hierbij wordt het maximum aantal vollasturen gesubsidieerd, ook als hiermee negatieve prijsuren gestimuleerd worden.

Output

- Businesscase resultaten, waaronder IRR.

² PBL (2026). Datasets SDE++ en SCE. [Datasets SDE++ en SCE | Planbureau voor de Leefomgeving.](#)

Verdieping van de marktsimulatie [1/2]

Vraag

Modellering

- De elektriciteitsvraag is inelastisch gemodelleerd.
- Dit betekent dat de vraag niet reageert op prijsveranderingen.
- Aan de volledige vraag moet in elk uur worden voldaan.

Databron

- Uurlijkse vraagcurve: ENTSO-E (weerjaar 2023).
- Het 2023-profiel wordt proportioneel opgeschaald naar de jaarlijkse vraag in het zichtjaar.
- De totale jaarvraag per zichtjaar volgt het Koersvaste Middenweg (KM) scenario van Netbeheer Nederland (2025).

Beperkingen

De samenstelling van de vraaggroei wordt niet afzonderlijk gemodelleerd. Groei kan in werkelijkheid bijvoorbeeld komen uit elektrificatie van mobiliteit, elektrificatie van industrie, warmtepompen, of Power-to-X. Deze categorieën kennen verschillende uurprofielen. In het model wordt echter aangenomen dat de landelijke profielstructuur van 2023 representatief blijft.

Load shedding

Omdat de vraag inelastisch is, zou het model onhaalbaar worden indien er onvoldoende aanbod beschikbaar is. Daarom is load shedding gemodelleerd als een fictieve generator. Hierbij staat load shedding voor vraaguitlet met extreme prijzen als gevolg. Modelmatig werkt dit echter als generator.

Aanbod

De volgende productie-eenheden zijn opgenomen: OCGT, CCGT, biokolen, wind op zee, wind op land, zon-PV, H₂-OCGT, H₂-CCGT, en kernenergie.

Capaciteiten

- Capaciteit per technologie en zichtjaar volgt het KM-scenario Netbeheer Nederland (2025).
- Hierbij wordt niet geoptimaliseerd naar de ideale samenstelling, maar wordt deze direct ingevoerd.

Inzetkarakteristieken

- Geen minimum load of must-runverplichtingen (behalve bij kernenergie)
- Kernenergie heeft een minimum load van 50% en maximum van 100%, maar is variabel binnen deze bandbreedte

Tarieven

Producenten bieden in het model op basis van hun marginale kosten, waardoor inefficiëntere centrales later in de merit order worden ingezet. Om kostenverschillen binnen één technologie te representeren, zijn CCGT-, OCGT- en biokoleninstallaties opgesplitst in vier gelijke vermogenssegmenten met oplopende marginale kosten. De bandbreedte van deze kosten wordt bepaald op basis van verschillen in efficiëntie en variabele operationele kosten.

Beperkingen

De inzetkarakteristieken zijn niet aangepast per type generator, hierdoor worden een OCGT en een CCGT beide net zo flexibel ingezet.

Verdieping van de marktsimulatie [2/2]

Flexibiliteit

De vraag is inelastisch gemodelleerd; flexibiliteit wordt daarom expliciet toegevoegd via opslag, vraagrespons en interconnectie. Er worden drie typen opslag onderscheiden: batterij (kortcyclisch), intraday-opslag en multi-day- opslag, elk met hun eigen efficiëntie en marginale kosten. Demand response is gemodelleerd in drie categorieën (goedkoop/ Power-to-X, middel en duur) met oplopende kosten. Daarnaast is load shedding afzonderlijk gemodelleerd in vier prijssegmenten (laag, middel, hoog en onvrijwillig/zeer hoog) als veiligheidsmechanisme bij extreme schaarste.

Modelmatig is demand response als storage unit ingebouwd. Hiermee wordt dit in feite gemodelleerd als een opslagtechniek, zonder efficiëntieverlies.

Nabewerking van de productiecurves

Uit de simulatie kwamen hogere vollasturen voor wind en zon dan doorgaans als haalbaar wordt gezien. Om meer aan te sluiten bij de vollasturen die worden aangenomen in onder andere de SDE++ is een correctiefactor over deze productiereeksen genomen. Dit is een correctiefactor van 0,85 voor wind op land en zon, en 0,8 voor wind op zee. Hiermee is het aantal vollasturen gemiddeld:

- Wind op land: 2812 (2980 in SDE++).
- Wind op zee: 3867 (3659 tot 3852 in TOWOZ).
- Zon: 856 (840 in SDE++).

Nabewerking van de prijsreeksen

Ontwikkelingen in het buitenland zijn in de marktsimulatie niet meegenomen; vraag en productiecapaciteit buiten Nederland blijven gelijk aan het weerjaar 2023 in PyPSA. Hierdoor verschuift Nederland in latere zichtjaren (met name 2050) van netto-importeur naar netto-exporteur, wat leidt tot onrealistisch hoge prijzen wanneer de vraag in Nederland te hoog wordt als gevolg van export. Omdat het onrealistisch is te veronderstellen dat het buitenland zich niet parallel ontwikkelt, zijn in extreme situaties beperkte correcties toegepast om verstoringen te dempen. Dit is als volgt gedaan:

- Load shedding én export tegelijk: indien Nederland afschakelt terwijl er netto wordt geëxporteerd, wordt de prijs gemaximeerd op de hoogste prijs binnen het scenario zonder load shedding.
- Overproductie van hernieuwbare energie (excl. flex): de prijs wordt gemaximeerd afhankelijk van de mate van overschot van duurzame opwek t.o.v. de binnenlandse vraag:

Overproductie	Maximale prijs
0–25%	75e percentiel van overschoturen
25–50%	Gemiddelde prijs overschoturen
50–75%	Mediaan prijs overschoturen
75–100%	25e percentiel overschoturen
>100%	€ 0/MWh

In de basecase zijn hierdoor 573 (2030), 986 (2035) en 1.332 (2050) uurprijzen aangepast. Het betreft doorgaans beperkte correcties die primair onterechte prijspieken filteren; in 2030 bedraagt de mediane prijsreductie in aangepaste uren € 12,36 (gemiddeld € 227,91).

Verdieping van de businesscaseberekening

Capture price

De correctiebedragen (capture price) worden niet overgenomen uit de PBL-datasets, maar berekend op basis van de uitkomsten van de marktsimulatie. Per zichtjaar wordt de gewogen gemiddelde marktprijs bepaald op basis van het gesimuleerde prijs- en productieprofiel, waarbij rekening wordt gehouden met het vervallen van subsidie bij negatieve elektriciteitsprijzen.

Omdat deze gegevens alleen beschikbaar zijn voor 2025 (historisch) en de zichtjaren 2030, 2035 en 2050, worden tussenliggende jaren lineair geïnterpoleerd. Hiermee ontstaat een volledig kasstroomoverzicht over de gehele looptijd van de installatie. De basisbedragen worden conform het OT-model overgenomen en niet opnieuw berekend.

Doorgerekende businesscases

Er worden vier technieken doorgerekend:

- Wind op land – SDE categorie 3 ($\geq 7,0$ en $< 7,5$ m/s).
- Wind op zee – TOWOZ (gemiddelde van 7 locaties).
- Zon op land – SDE-categorie 24 (grondgebonden, > 1 MWp en < 20 MWp).
- Zon op dak – SDE-categorie 16 (gebouwgebonden, ≥ 15 kWp en < 1 MWp).

Varianten

Voor iedere techniek worden drie subsidievarianten doorgerekend:

- Zonder subsidie.
- Met subsidie, gecorrigeerd voor negatieve prijsuren.
- Met subsidie, volledige potentie (maximaal aantal vollasturen gesubsidieerd, inclusief negatieve prijsuren).

Voor zon-PV wordt aanvullend afgeweken van het standaard OT-model:

- Een deel van de productie wordt verondersteld als eigen verbruik (besparing i.p.v. marktverkoop).
- De businesscase wordt zowel met als zonder batterij doorgerekend.

Getallenbijlage – vraag en aanbod

Categorie	Parameter	Waarde	Eenheid	Bron	Opmerking
Totale landelijke elektriciteitsvraag	Vraag 2030	192	TWh	Netbeheer Nederland Scenario's Editie 2025 Netbeheer Nederland	Tabel 3.2, scenario KM
Totale landelijke elektriciteitsvraag	Vraag 2035	272	TWh	Netbeheer Nederland Scenario's Editie 2025 Netbeheer Nederland	Tabel 3.2, scenario KM
Totale landelijke elektriciteitsvraag	Vraag 2050	505	TWh	Netbeheer Nederland Scenario's Editie 2025 Netbeheer Nederland	Tabel 3.2, scenario KM
Zon-PV	Vermogen 2030	54	GW	Netbeheer Nederland Scenario's Editie 2025 Netbeheer Nederland	Tabel 3.2, scenario KM
Zon-PV	Vermogen 2035	71	GW	Netbeheer Nederland Scenario's Editie 2025 Netbeheer Nederland	Tabel 3.2, scenario KM
Zon-PV	Vermogen 2050	116	GW	Netbeheer Nederland Scenario's Editie 2025 Netbeheer Nederland	Tabel 3.2, scenario KM
Wind op land	Vermogen 2030	8	GW	Netbeheer Nederland Scenario's Editie 2025 Netbeheer Nederland	Tabel 3.2, scenario KM
Wind op land	Vermogen 2035	9	GW	Netbeheer Nederland Scenario's Editie 2025 Netbeheer Nederland	Tabel 3.2, scenario KM
Wind op land	Vermogen 2050	13	GW	Netbeheer Nederland Scenario's Editie 2025 Netbeheer Nederland	Tabel 3.2, scenario KM
Wind op zee	Vermogen 2030	12	GW	Netbeheer Nederland Scenario's Editie 2025 Netbeheer Nederland	Tabel 3.2, scenario KM
Wind op zee	Vermogen 2035	28	GW	Netbeheer Nederland Scenario's Editie 2025 Netbeheer Nederland	Tabel 3.2, scenario KM
Wind op zee	Vermogen 2050	63	GW	Netbeheer Nederland Scenario's Editie 2025 Netbeheer Nederland	Tabel 3.2, scenario KM
Gas	Vermogen 2030	15.9	GW	Netbeheer Nederland Scenario's Editie 2025 Netbeheer Nederland	Tabel 3.2, scenario KM
Gas	Vermogen 2035	14	GW	Netbeheer Nederland Scenario's Editie 2025 Netbeheer Nederland	Tabel 3.2, scenario KM
Gas	Vermogen 2050	0.4	GW	Netbeheer Nederland Scenario's Editie 2025 Netbeheer Nederland	Tabel 3.2, scenario KM
Verhouding CCGT / OCGT	Vermogen 2030	94 / 6		ETM - NBNL scenario's 2025 Koersvaste Middenweg	Verhouding overgenomen uit opgesteld vermogen in het ETM scenario
Verhouding CCGT / OCGT	Vermogen 2035	75 / 25		ETM - NBNL scenario's 2025 Koersvaste Middenweg	Verhouding overgenomen uit opgesteld vermogen in het ETM scenario
Verhouding CCGT / OCGT	Vermogen 2050	75 / 25		ETM - NBNL scenario's 2025 Koersvaste Middenweg	Gelijk gehouden aan verhouding in 2035. In het ETM scenario in 2050 zijn geen gascentrales meer.
Kern	Vermogen 2030	0.5	GW	Netbeheer Nederland Scenario's Editie 2025 Netbeheer Nederland	Tabel 3.2, scenario KM
Kern	Vermogen 2035	0	GW	Netbeheer Nederland Scenario's Editie 2025 Netbeheer Nederland	Tabel 3.2, scenario KM
Kern	Vermogen 2050	6.9	GW	Netbeheer Nederland Scenario's Editie 2025 Netbeheer Nederland	Tabel 3.2, scenario KM
Bio	Vermogen 2030	2.2	GW	Netbeheer Nederland Scenario's Editie 2025 Netbeheer Nederland	Tabel 3.2, scenario KM

Categorie	Parameter	Waarde	Eenheid	Bron	Opmerking
Bio	Vermogen 2035	2	GW	Netbeheer Nederland Scenario's Editie 2025 Netbeheer Nederland	Tabel 3.2, scenario KM
Bio	Vermogen 2050	1.6	GW	Netbeheer Nederland Scenario's Editie 2025 Netbeheer Nederland	Tabel 3.2, scenario KM
H ₂ CCGT	Vermogen 2030	0.9	GW	Netbeheer Nederland Scenario's Editie 2025 Netbeheer Nederland	Totaal opgesteld vermogen waterstofcentrales uit NBNL scenario, verdeling CCGT / OCGT uit bijbehorend ETM scenario
H ₂ CCGT	Vermogen 2035	3	GW	Netbeheer Nederland Scenario's Editie 2025 Netbeheer Nederland	Totaal opgesteld vermogen waterstofcentrales uit NBNL scenario, verdeling CCGT / OCGT uit bijbehorend ETM scenario
H ₂ CCGT	Vermogen 2050	2.1	GW	Netbeheer Nederland Scenario's Editie 2025 Netbeheer Nederland	Totaal opgesteld vermogen waterstofcentrales uit NBNL scenario, verdeling CCGT / OCGT uit bijbehorend ETM scenario
H ₂ OCGT	Vermogen 2030	0	GW	Netbeheer Nederland Scenario's Editie 2025 Netbeheer Nederland	Tabel 3.2, scenario KM
H ₂ OCGT	Vermogen 2035	0	GW	Netbeheer Nederland Scenario's Editie 2025 Netbeheer Nederland	Tabel 3.2, scenario KM
H ₂ OCGT	Vermogen 2050	3.1	GW	Netbeheer Nederland Scenario's Editie 2025 Netbeheer Nederland	Tabel 3.2, scenario KM

Getallenbijlage – flex

Categorie	Parameter	Waarde	Eenheid	Bron	Opmerking
Batterijopslag	Round trip efficiency	0.85	Factor	ETM - NBNL scenario's 2025 Koersvaste Middenweg	
Batterijopslag	Marginal costs	5	€ / MWh	Battery Degradation Modeling for Solar 2026: LFP, NMC & Predictions SurgePV	De marginale kosten voor batterijopslag representeren een globale schatting van cyclische degradatie (cyclic aging) die direct toe te schrijven is aan gebruik van de batterij. Deze kosten zijn benaderd op basis van investeringskosten per kWh opslagcapaciteit en het aandeel van cyclische ten opzichte van kalenderdegradatie. Door deze degradatiekosten als marginale kosten te modelleren, doorloopt de batterij alleen een laad-ontlaadcyclus wanneer het verwachte prijsverschil minimaal deze kosten dekt. De kosten verhogen de marktprijs niet direct, maar beïnvloeden uitsluitend de optimale laad- en ontladstrategie van de batterij.
Batterijopslag	Opgesteld vermogen 2030	9	GW	Netbeheer Nederland Scenario's Editie 2025 Netbeheer Nederland	Tabel 3.2, scenario KM
Batterijopslag	Opgesteld vermogen 2035	20	GW	Netbeheer Nederland Scenario's Editie 2025 Netbeheer Nederland	Tabel 3.2, scenario KM
Batterijopslag	Opgesteld vermogen 2050	49	GW	Netbeheer Nederland Scenario's Editie 2025 Netbeheer Nederland	Tabel 3.2, scenario KM
Batterijopslag	Capaciteit 2030 (in aantal uren)	3	Uurs batterij	ETM - NBNL scenario's 2025 Koersvaste Middenweg	
Batterijopslag	Capaciteit 2035 (in aantal uren)	4	Uurs batterij	ETM - NBNL scenario's 2025 Koersvaste Middenweg	
Batterijopslag	Capaciteit 2050 (in aantal uren)	8	Uurs batterij	ETM - NBNL scenario's 2025 Koersvaste Middenweg	
Intraday energy storage (IDES)	Round trip efficiency	0.70	Factor	ETM - NBNL scenario's 2025 Koersvaste Middenweg	
Intraday energy storage (IDES)	Marginal costs	1	€ / MWh	2020 Grid Energy Storage Technology Cost and Performance Assessment PNNL	'Table 3. Variable O&M Estimate Calculation for Energy Storage Systems.' Gecorrigeerd voor inflatie, valuta en afgerond naar geheel getal. Deze marginale kosten beïnvloeden, net als bij batterijopslag, de laadstrategie.
Intraday energy storage (IDES)	Opgesteld vermogen 2030	0	GW	Netbeheer Nederland Scenario's Editie 2025 Netbeheer Nederland	Tabel 3.2, scenario KM

Categorie	Parameter	Waarde	Eenheid	Bron	Opmerking
Intraday energy storage (IDES)	Opgesteld vermogen 2035	1.5	GW	Netbeheer Nederland Scenario's Editie 2025 Netbeheer Nederland	Tabel 3.2, scenario KM
Intraday energy storage (IDES)	Opgesteld vermogen 2050	6	GW	Netbeheer Nederland Scenario's Editie 2025 Netbeheer Nederland	Tabel 3.2, scenario KM
Intraday energy storage (IDES)	Capaciteit 2030 (in aantal uren)	12	Uurs batterij	ETM - NBNL scenario's 2025 Koersvaste Middenweg	
Intraday energy storage (IDES)	Capaciteit 2035 (in aantal uren)	14	Uurs batterij	ETM - NBNL scenario's 2025 Koersvaste Middenweg	
Intraday energy storage (IDES)	Capaciteit 2050 (in aantal uren)	18	Uurs batterij	ETM - NBNL scenario's 2025 Koersvaste Middenweg	
Multiday energy storage (MDES)	Round trip efficiency	0.80	Factor	ETM - NBNL scenario's 2025 Koersvaste Middenweg	
Multiday energy storage (MDES)	Marginal costs	1	€ / MWh	2020 Grid Energy Storage Technology Cost and Performance Assessment PNNL	'Table 3. Variable O&M Estimate Calculation for Energy Storage Systems.' Gecorrigeerd voor inflatie, valuta en afgerond naar geheel getal. Deze marginale kosten beïnvloeden, net als bij batterijopslag, de laadstrategie.
Multiday energy storage (MDES)	Opgesteld vermogen 2030	0.3	GW	Netbeheer Nederland Scenario's Editie 2025 Netbeheer Nederland	Tabel 3.2, scenario KM
Multiday energy storage (MDES)	Opgesteld vermogen 2035	1.3	GW	Netbeheer Nederland Scenario's Editie 2025 Netbeheer Nederland	Tabel 3.2, scenario KM
Multiday energy storage (MDES)	Opgesteld vermogen 2050	3.2	GW	Netbeheer Nederland Scenario's Editie 2025 Netbeheer Nederland	Tabel 3.2, scenario KM
Multiday energy storage (MDES)	Capaciteit 2030 (in aantal uren)	84	Uurs batterij	ETM - NBNL scenario's 2025 Koersvaste Middenweg	
Multiday energy storage (MDES)	Capaciteit 2035 (in aantal uren)	90	Uurs batterij	ETM - NBNL scenario's 2025 Koersvaste Middenweg	
Multiday energy storage (MDES)	Capaciteit 2050 (in aantal uren)	100	Uurs batterij	ETM - NBNL scenario's 2025 Koersvaste Middenweg	
Interconnectie	Interconnectiecapaciteit 2030	10	GW	Netbeheer Nederland Scenario's Editie 2025 Netbeheer Nederland	Tabel 3.2, scenario KM
Interconnectie	Interconnectiecapaciteit 2035	13	GW	Netbeheer Nederland Scenario's Editie 2025 Netbeheer Nederland	Tabel 3.2, scenario KM
Interconnectie	Interconnectiecapaciteit 2050	20	GW	Netbeheer Nederland Scenario's Editie 2025 Netbeheer Nederland	Tabel 3.2, scenario KM

Getallenbijlage – demand response

Categorie	Parameter	Waarde	Eenheid	Bron	Opmerking
Goedkope DR: power-to-x	Round trip efficiency	1.00	Factor		Wanneer vraag wordt verplaatst is aangenomen dat vraag niet meer of minder wordt.
Goedkope DR: power-to-x	Marginal costs	81.24	€ / MWh	ETM - NBNL scenario's 2025 Koersvaste Middenweg	Opportunity cost van het niet produceren, op basis van efficiency en verkoopprijs waterstof.
Goedkope DR: power-to-x	Opgesteld vermogen 2030	4.3	GW	Netbeheer Nederland Scenario's Editie 2025 Netbeheer Nederland	Tabel 3.2, scenario KM
Goedkope DR: power-to-x	Opgesteld vermogen 2035	9	GW	Netbeheer Nederland Scenario's Editie 2025 Netbeheer Nederland	Tabel 3.2, scenario KM
Goedkope DR: power-to-x	Opgesteld vermogen 2050	31.6	GW	Netbeheer Nederland Scenario's Editie 2025 Netbeheer Nederland	Tabel 3.2, scenario KM
Goedkope DR: power-to-x	Capaciteit 2030 (in aantal uren)	168	Uurs batterij	ETM - NBNL scenario's 2025 Koersvaste Middenweg	De landelijke vraag is in het model inelastisch. Om flexibele vraag te representeren is p2x gemodelleerd als een virtuele storage-unit. De opslagduur is op 168 uur gezet zodat de volledige p2x-vraag kan worden geoptimaliseerd binnen een weekhorizon, zonder beperkingen door opslagduur.
Goedkope DR: power-to-x	Capaciteit 2035 (in aantal uren)	168	Uurs batterij	ETM - NBNL scenario's 2025 Koersvaste Middenweg	
Goedkope DR: power-to-x	Capaciteit 2050 (in aantal uren)	168	Uurs batterij	ETM - NBNL scenario's 2025 Koersvaste Middenweg	
Medium DR	Round trip efficiency	1.00	Factor		Wanneer vraag wordt verplaatst is aangenomen dat vraag niet meer of minder wordt.
Medium DR	Marginal costs	283.52	€ / MWh	Flattening the curve Berenschot & Kalavasta (2023)	Gemiddelde willingness-to-accept prijs van demand response in de sectoren Electrochemistry (excl. green hydrogen) en Synthetic fuels in het National Leadership scenario.
Medium DR	Opgesteld vermogen 2030	0.45	GW	Flattening the curve Berenschot & Kalavasta (2023)	Totale Vermogen DR is genomen uit NBNL KM scenario. Dit is geschaald naar medium/duur o.b.v. de verhouding in vermogen per sector uit Flattening the curve.
Medium DR	Opgesteld vermogen 2035	0.78	GW	Flattening the curve Berenschot & Kalavasta (2023)	Totale Vermogen DR is genomen uit NBNL KM scenario. Dit is geschaald naar medium/duur o.b.v. de verhouding in vermogen per sector uit Flattening the curve.
Medium DR	Opgesteld vermogen 2050	2.47	GW	Flattening the curve Berenschot & Kalavasta (2023)	Totale Vermogen DR is genomen uit NBNL KM scenario. Dit is geschaald naar medium/duur o.b.v. de verhouding in vermogen per sector uit Flattening the curve.

Categorie	Parameter	Waarde	Eenheid	Bron	Opmerking
Medium DR	Capaciteit 2030 (in aantal uren)	24	Uurs batterij		De landelijke vraag is in het model inelastisch. Om flexibele vraag te representeren is de vraag uit de chemische industrie gemodelleerd als een virtuele storage-unit. De opslagduur is op 24 uur gezet, zodat processen die tijdelijk kunnen worden uitgesteld binnen een dag kunnen worden verschoven.
Medium DR	Capaciteit 2035 (in aantal uren)	24	Uurs batterij		
Medium DR	Capaciteit 2050 (in aantal uren)	24	Uurs batterij		
Dure DR	Round trip efficiency	1.00	Factor		Wanneer vraag wordt verplaatst is aangenomen dat vraag niet meer of minder wordt.
Dure DR	Marginal costs	695.16	€ / MWh	Flattening the curve Berenschot & Kalavasta (2023)	Gemiddelde willingness-to-accpet prijs van demand response in de sectoren Steel, Refineries, Steam cracking en Other chemicals in het National Leadership scenario.
Dure DR	Opgesteld vermogen 2030	0.65	GW	Flattening the curve Berenschot & Kalavasta (2023)	Totale Vermogen DR is genomen uit NBNL KM scenario. Dit is geschaald naar medium/duur o.b.v. de verhouding in vermogen per sector uit Flattening the curve.
Dure DR	Opgesteld vermogen 2035	1.12	GW	Flattening the curve Berenschot & Kalavasta (2023)	Totale Vermogen DR is genomen uit NBNL KM scenario. Dit is geschaald naar medium/duur o.b.v. de verhouding in vermogen per sector uit Flattening the curve.
Dure DR	Opgesteld vermogen 2050	3.53	GW	Flattening the curve Berenschot & Kalavasta (2023)	Totale Vermogen DR is genomen uit NBNL KM scenario. Dit is geschaald naar medium/duur o.b.v. de verhouding in vermogen per sector uit Flattening the curve.
Dure DR	Capaciteit 2030 (in aantal uren)	24	Uurs batterij		De landelijke vraag is in het model inelastisch. Om flexibele vraag te representeren is de vraag uit de overige industrie gemodelleerd als een virtuele storage-unit. De opslagduur is op 24 uur gezet, zodat processen die tijdelijk kunnen worden uitgesteld binnen een dag kunnen worden verschoven.
Dure DR	Capaciteit 2035 (in aantal uren)	24	Uurs batterij		
Dure DR	Capaciteit 2050 (in aantal uren)	24	Uurs batterij		

Getallenbijlage – load shedding

Categorie	Parameter	Waarde	Eenheid	Bron	Opmerking
Goedkope load shedding	Vermogen 2030	0.35	GW	Demand and supply of dispatchable generation in the power system of the Netherlands, 2030-2050 TNO (2026)	Table 2.1
Goedkope load shedding	Vermogen 2035	0.525	GW	Demand and supply of dispatchable generation in the power system of the Netherlands, 2030-2050 TNO (2026)	Table 2.1 - voor 2035 waarde is geïnterpoleerd tussen 2030 en 2040
Goedkope load shedding	Vermogen 2050	1	GW	Demand and supply of dispatchable generation in the power system of the Netherlands, 2030-2050 TNO (2026)	Table 2.1
Goedkope load shedding	Prijs	500	€/MWh		
Medium load shedding	Vermogen 2030	0.65	GW	Demand and supply of dispatchable generation in the power system of the Netherlands, 2030-2050 TNO (2026)	Table 2.1
Medium load shedding	Vermogen 2035	0.975	GW	Demand and supply of dispatchable generation in the power system of the Netherlands, 2030-2050 TNO (2026)	Table 2.1 - voor 2035 waarde is geïnterpoleerd tussen 2030 en 2040
Medium load shedding	Vermogen 2050	2	GW	Demand and supply of dispatchable generation in the power system of the Netherlands, 2030-2050 TNO (2026)	Table 2.1
Medium load shedding	Prijs	1.500	€/MWh		
Dure load shedding	Vermogen 2030	0.5	GW	Demand and supply of dispatchable generation in the power system of the Netherlands, 2030-2050 TNO (2026)	Table 2.1
Dure load shedding	Vermogen 2035	0.5	GW	Demand and supply of dispatchable generation in the power system of the Netherlands, 2030-2050 TNO (2026)	Table 2.1 - voor 2035 waarde is geïnterpoleerd tussen 2030 en 2040
Dure load shedding	Vermogen 2050	0.5	GW	Demand and supply of dispatchable generation in the power system of the Netherlands, 2030-2050 TNO (2026)	Table 2.1
Dure load shedding	Prijs	8.000	€/MWh	Demand and supply of dispatchable generation in the power system of the Netherlands, 2030-2050 TNO (2026)	
Onvrijwillige load shedding	Vermogen	Onbeperkt	GW		Als last-resort optie is er onvrijwillige load shedding mogelijk. Als niet aan de vraag kan worden voldaan, ook niet met flex, moet een deel van de vraag onvrijwillig afschakelen.
Onvrijwillige load shedding	Prijs	10.000	€/MWh	Demand and supply of dispatchable generation in the power system of the Netherlands, 2030-2050 TNO (2026)	

Getallenbijlage – kosten voor elektriciteit

Categorie	Parameter	Waarde	Eenheid	Bron	Opmerking
CO ₂ -kosten	Emissiefactor aardgas	56.3	kg CO ₂ / GJ	Nederlandse_energiedragerlijst_versie_januari_2023_definitief.pdf	
CO ₂ -kosten	CO ₂ -prijs 2030	145	€ / tCO ₂	EU-ETS_scenarios.pdf	
CO ₂ -kosten	CO ₂ -prijs 2035	200	€ / tCO ₂	EU-ETS_scenarios.pdf	
CO ₂ -kosten	CO ₂ -prijs 2050	515	€ / tCO ₂	https://www.enerdata.net/publications/executive-briefing/carbon-price-projections-eu-ets.html#:~:text=The%20sensitivity%20analysis%20leads%2C%20in,leading%20to%20decreasing%20price%20trajectories.	
Variabele O&M kosten	CCGT	1.99 - 2.31	€ / MWh _e	https://www.enerdata.net/publications/executive-briefing/carbon-price-projections-eu-ets.html#:~:text=The%20sensitivity%20analysis%20leads%2C%20in,leading%20to%20decreasing%20price%20trajectories.	
Variabele O&M-kosten	OCGT	1.99 - 2.31	€ / MWh _e	https://www.enerdata.net/publications/executive-briefing/carbon-price-projections-eu-ets.html#:~:text=The%20sensitivity%20analysis%20leads%2C%20in,leading%20to%20decreasing%20price%20trajectories.	
Variabele O&M-kosten	Biomass (solid)	3.96	€ / MWh _e	final_report_levelised_costs_0.pdf	
Efficiënties centrales	CCGT	50% - 63%	factor	Combined-cycle gas turbines (2022) Ipieca	
Efficiënties centrales	OCGT	33% - 43%	factor	Open-cycle gas turbines (2022) Ipieca	
Efficiënties centrales	Biomass (solid)	27% - 35%	factor	final_report_levelised_costs_0.pdf	
Brandstofkosten	Aardgas	0.23	€ / m ³	Klimaat- en Energieverkenning 2025	
Brandstofkosten	Biomassa 2030	46	€ / MWh _{th}	Cost of BECCS 2024 & RBCN - Biomass Market update - third quarter 2025	Prijs per ton in Q3 2025 omgerekend naar prijs per MWh, gemiddeld met 2035 waarde.
Brandstofkosten	Biomassa 2035	54	€ / MWh _{th}	CE_Delft_230431_Elektriciteitsmix_en_marktdynamiek_in_2035_CO2-vrij_elektriciteitssysteem_Def.pdf	
Brandstofkosten	Biomassa 2050	60	€ / MWh _{th}	Scenariostudie-Kernenergie-2022.pdf	
Totale marginale kosten	H ₂ CCGT	211.61	€ / MWh _e	ETM - NBNL scenario's 2025 Koersvaste Middenweg	Waterstofcentrale (STEG) - Uit merit-ordertabel
Totale marginale kosten	H ₂ OCGT	373.36	€ / MWh _e	ETM - NBNL scenario's 2025 Koersvaste Middenweg	Waterstofturbine - Uit merit-ordertabel
Totale marginale kosten	Kernenergie	4.96	€ / MWh _e	ETM - NBNL scenario's 2025 Koersvaste Middenweg	Kern 3e Gen - Uit merit-ordertabel

‘WIJ ZIJN BERENSCHOT, GRONDLEGGER VAN VOORUITGANG’

Nederland is continu in ontwikkeling. Maatschappelijk, economisch en organisatorisch verandert er veel. Al meer dan tachtig jaar volgen wij als adviesbureau deze ontwikkelingen op de voet en werken we aan een vooruitstrevende samenleving. De behoefte om iets fundamenteels te betekenen voor mens en maatschappij zit in onze genen. Met onze adviezen en oplossingen hebben we dan ook actief meegebouwd aan het Nederland van vandaag. Altijd op zoek naar duurzame vooruitgang.

Alles wat we doen is onderzocht, onderbouwd en vanuit meerdere invalshoeken bekeken. Zo komen we tot gefundeerde adviezen en slimme oplossingen. Die zijn op het eerste gezicht misschien niet altijd de meest voor de hand liggende. Juist deze eigenzinnigheid maakt ons uniek. Daarbij zijn we niet van symptoombestrijding. En gaan pas naar huis als het is opgelost.

Berenschot Groep B.V.

Van Deventerlaan 31-51, 3528 AG Utrecht
Postbus 8039, 3503 RA Utrecht
030 2 916 916
www.berenschot.nl

