



Ministerie van Klimaat en
Groene Groei

Actieplan windenergie op zee

16 september 2025



Inhoudsopgave

Samenvatting	2
1. Inleiding en leeswijzer	6
1.1 Inleiding	7
1.2 Leeswijzer	9
2. Noodzaak Actieplan windenergie op zee	10
2.1 Verslechtering businesscase windenergie op zee	11
2.2 Oproep maatschappelijk middenveld	12
2.3 Financiële impact van vertraging windenergie op zee: kosten TenneT	12
2.4 Maatschappelijke impact van vertraging windenergie op zee	15
3. Stimuleren van vraag	18
3.1 Inleiding	19
3.2 Aangrijpingspunten voor beleid	19
3.3 Acties ter versterking bestaand beleid	20
3.4 Denkrichtingen aanvullend beleid	22
3.5 Conclusie	26
4. Stimuleren van aanbod	28
4.1 Inleiding	29
4.2 Bestaande maatregelen om aanbod te stimuleren	29
4.3 Nieuwe maatregelen om de businesscase te verbeteren	30
4.4 Maatregelen om aanbod te stimuleren met prijszekerheid	30
4.5 Beoordeling maatschappelijke waarde aanbodstimulering met prijszekerheid	33
4.6 Conclusie	34
5. Conclusie	36
5.1 Inleiding	37
5.2 Kosten van vertragen	37
5.3 Te nemen maatregelen	38
5.4 Bestaande en aanvullende maatregelen	39
Bijlage 1	
Bestaande maatregelen stimuleren elektriciteitsvraag industrie	40

Samenvatting

Windenergie op zee vervult een sleutelrol in de energietransitie. Een duurzaam en weerbaar energiesysteem vraagt om meer duurzaam in Nederland opgewekte energie. De Noordzee is relatief ondiep en aan de Nederlandse kust wordt veel energie verbruikt. Daarmee heeft de Nederlandse Noordzee ideale eigenschappen om kosteneffectief grote volumes aan elektriciteit op te wekken. Ongeveer de helft van de sterk toenemende hoeveelheid elektriciteit die we vanaf het volgende decennium nodig hebben om onze burgers en bedrijven van elektriciteit te voorzien moet uit windparken op zee komen. Er zijn geen alternatieven die tijdig en op deze schaal duurzame energie kunnen opwekken.

We zijn beland in een nieuwe fase¹ van de energietransitie, waarbij doorgroei van hernieuwbare opwek en zeker grootschalige opwek als windenergie op zee gepaard moet gaan met gelijktijdige grootschalige elektrificatie. Het tempo van de elektrificatie is momenteel onzeker en zorgt – samen met de gestegen ontwikkelkosten voor de windparken op zee – voor extra risico's ten aanzien van de opbrengsten voor windparkontwikkelaars. De businesscase van windparken op zee staat daardoor sterk onder druk. Dit is ook in andere Noordzeelanden zichtbaar. De verslechterde businesscase van windparken op zee kan ertoe leiden dat – zonder ingrijpen van de overheid – de uitrol van windenergie op zee en daarmee een belangrijk onderdeel van de energietransitie stopt. Daarnaast zal TenneT als gevolg van deze vertraging voor de realisatie van het net op zee substantiële extra kosten moeten maken. TenneT legt namelijk momenteel het net op zee aan om te zorgen voor een tijdige beschikbaarheid hiervan.

Dat de subsidievrije ontwikkeling van windenergie op zee dreigt te stikken, zien we terug in diverse markt-onderzoeken, de tenders in de landen om ons heen en gesprekken met en publieke oproepen van windpark-ontwikkelaars, partijen uit de toeleverketen, industriële partijen, financiële sector en netbeheerders. Het demissionaire kabinet zal blijven optrekken met deze partijen om windparken op zee te blijven realiseren conform de Routekaart windenergie op zee.²

Het kabinet neemt actie om te voorkomen dat de ontwikkeling van windparken op zee komend jaar stilvalt. Het kabinet is voornemens om in 2026 2 GW aan windparken op zee met subsidie te vergunnen³ en treft daar momenteel alle voorbereidingen voor.⁴ Uit het Klimaatfonds is €948 mln. toegekend voor de problematiek rond windenergie op zee. Het leeuwendeel daarvan is voor deze 2 GW tenders in 2026. Door het risico verlagende en daarmee kostenverlagende effect draagt subsidie voor windparken op zee – in de vorm van een prijszekerheidsmechanisme – bij aan realisatie van windenergie op zee tegen de laagste maatschappelijke kosten. Daarnaast zet het kabinet in op ontwikkeling van de elektriciteitsvraag. Het kabinet heeft binnen de mogelijkheden die er nu zijn om de elektriciteitskosten concurrerend te maken besloten om de Indirecte Kostencompensatie (IKC)-ETS regeling met een jaar te verlengen t/m 2028 en stelt hiervoor €150 mln. beschikbaar. Daarmee blijven reeds geëlektrificeerde bedrijven behouden. Het behoud van deze geëlektrificeerde bedrijven is een eerste stap naar het vergroten van de vraag naar windenergie op zee.

Ook bevat het Actieplan een overzicht van reeds bestaand beleid en een inventarisatie van mogelijke maatregelen om de businesscase van windparken op zee te verbeteren. Het kabinet treft voorbereidingen voor maatregelen op het gebied van aanbodstimulering, vraagontwikkeling en netcongestie, zodat een volgend kabinet hier voortvarend mee aan de slag kan:

- Aan de aanbodkant kunnen windparken worden ondersteund. De meeste landen om Nederland heen werken reeds met *Contracts for Difference* (CfD), een prijszekerheidsmechanisme. Dit instrument garandeert een minimale elektriciteitsprijs aan producenten terwijl bij een hoge elektriciteitsprijs de baten naar de

¹ Toelichting op de verschillende fasen van de energietransitie is bijvoorbeeld te vinden in het onderzoek van het Internationaal Energieagentschap, [Integrating solar and wind: Global experience and emerging challenges | September 2024 | Rapportage | IEA](#).

² [Aanvullende Routekaart windenergie op zee 2030 | Juni 2022 | Kamerstuk | Rijksoverheid.nl](#).

³ Met inzet van het 'Tijdelijk ondersteuningsmechanisme windenergie op zee', zoals toegelicht in par. 4.4 van dit Actieplan.

⁴ Dit omvat o.a. een aanpassing van het Besluit stimulering duurzame energieproductie en klimaattransitie (SDEK) en EU-staatssteungoedkeuring.

overheid gaan. Zo neemt de overheid een deel van het risico over en deelt de overheid ook in de baten bij hoge energieprijzen. Het kabinet gaat onverminderd door met het uitwerken van dit instrument en de wetstrajecten die daarvoor nodig zijn. Daarbij wordt ook onderzocht hoe de budgettaire risico's die CfD met zich meebrengt geminimaliseerd kunnen worden. Het huidige kabinet treft alle technische en juridische voorbereidingen zodat een CfD voor aanbodondersteuning vanaf medio 2027 inzetbaar is, indien de wetgeving tijdig wordt behandeld en tijdig wordt besloten over het benodigde budget.

- Het kabinet is een onderzoek gestart naar de mogelijkheden om windparkontwikkelaars meer tijd te geven voor het realiseren van windparken op zee.
- Het kabinet is een onderzoek gestart naar de mogelijkheden om de ruimte van kavel Ten Noorden van de Waddeneilanden bij kavel Doordewind te voegen en zo meer ruimte te geven om dezelfde hoeveelheid elektriciteit op te wekken. Dit gebeurt binnen de ruimte die is aangewezen voor windparken op zee en leidt dus niet tot uitbreiding van de reeds aangewezen windenergiegebieden op zee. Ook leidt het niet tot meer kabels naar land, omdat de infrastructuur voor Doordewind wordt benut.
- Aan de vraagkant is het verlagen van de kosten van elektriciteit, tarieven en belastingen een belangrijke impuls voor versnelde elektrificatie. Dit Actieplan schetst een aantal maatregelen die deze kosten kunnen verlagen en vergelijkbaar zouden maken met de landen om ons heen. Het kabinet is bijvoorbeeld met Invest-NL in gesprek over de ontwikkeling van een mogelijk garantiefonds voor partijen die een langjarig contract met aanbieders van hernieuwbare elektriciteit waaronder windenergie op zee aangaan. Het kabinet reserveert hier €1 mln. voor op de KGG begroting.
- Netcongestie is een drempel voor elektrificatie. De Tweede Kamer wordt eind september in meer detail geïnformeerd over de voortgang van de acties in het Landelijk Actieprogramma Netcongestie (LAN) om netcongestie tegen te gaan door snellere uitbreiding van infrastructuur en betere benutting van het bestaande net. De mate waarin meer windenergie op zee voor een langere periode tot extra netcongestie leidt is beperkt en hangt af van de aanlandlocatie.

Door de combinatie van acties die dit kabinet neemt, wordt de mogelijkheid gecreëerd om een continue uitrol van windparken op zee te borgen en de verdragingskosten van TenneT te beperken. Zo kunnen essentiële stappen worden gezet voor onze energieonafhankelijkheid, voor een goede concurrentiepositie van onze industrie en voor de verduurzaming van ons land.



1.

Inleiding en leeswijzer

1.1 Inleiding

Windenergie op zee is essentieel voor het realiseren van groene groei en verduurzaming in Nederland en is van groot belang om het Nederlandse energiesysteem weerbaarder te maken. Een duurzaam en weerbaar energiesysteem vraagt om meer duurzaam opgewekte energie in Nederland.⁵ De Noordzee is relatief ondiep en aan de Nederlandse kust wordt veel energie verbruikt. Daarmee heeft de Nederlandse Noordzee ideale eigenschappen om kosteneffectief grote volumes aan elektriciteit op te wekken.

In scenario's voor de ontwikkeling van het Nederlandse energiesysteem is windenergie op zee de grootste bron van energie in 2040 en 2050.⁶ Windenergie op zee speelt deze sleutelrol, omdat het een aanzienlijk deel van het jaar elektriciteit levert. Ook zijn de kosten de laatste decennia hard gedaald en heeft het van alle in Nederland aanwezige energiebronnen het grootste opschalingspotentieel. Naar verwachting wekken windparken op zee op jaarbasis in zowel 2040 als in 2050 ongeveer de helft van de sterk toenemende hoeveelheid elektriciteit op die we als land dan nodig hebben. De meeste scenario's komen uit op ca. 40 GW windenergie op zee in 2040. Scenario's met minder energie-intensieve industrie in Nederland en meer import van energie, komen uit op ca. 30 GW windenergie op zee in 2040. Er zijn daarbij geen voor de hand liggende alternatieven die voor 2040 op deze grote schaal op een betaalbare manier CO₂-vrije elektriciteit kunnen opwekken. Zonder grootschalige uitrol van windenergie op zee blijft Nederland langer afhankelijk van energie uit het buitenland. Ook wordt het voor Nederland naar verwachting dan lastiger om aan de wettelijke verplichtingen en de internationale afspraken voor ons klimaatbeleid te voldoen. Tot slot kan het een rem zijn op onze economische groei.

Voorgaande kabinetten hebben daarom ingezet op grootschalige realisatie van windenergie op zee met in eerste instantie een doelstelling van ca. 11 GW windenergie op zee rond 2030.⁷ Het vorige kabinet heeft in 2022 de doelstelling voor windenergie op zee verdubbeld naar ca. 21 GW in 2032 in de Routekaart windenergie op zee (hierna: de Routekaart).⁸ Om tijdig invulling te kunnen geven aan deze doelstelling, heeft TenneT – als netbeheerder op zee – destijds de opdracht gekregen om contracten aan te gaan voor de benodigde infrastructuur op zee. Deze verduubeling van de doelstelling van windenergie op zee was gebaseerd op de toenmalige scenario's voor verduurzaming van de industrie rond 2030⁹, met o.a. een ambitie van 4 GW elektrolyse in 2030. Deze scenario's schetsten een stijgende elektriciteitsvraag voor de verduurzaming van o.a. de energie-intensieve industrie. Er zijn toen meerdere risico's geïdentificeerd, zoals het niet goed op elkaar aansluiten van het tempo van aanbod en vraagontwikkeling en krapte in de toeleveringsketen. In het geval dat de vraag naar elektriciteit achter zou blijven ten opzichte van de realisatie van het aanbod, zou dit kunnen leiden tot hogere maatschappelijke kosten en het stokken van de uitrol van windenergie op zee met het uit beeld raken van de klimaatdoelstellingen tot gevolg.

Het demissionaire kabinet heeft de ambities voor windenergie op zee herbevestigd door in het regeerprogramma op te nemen dat het kabinet de huidige Routekaart onverkort uitvoert.¹⁰ Uit de analyses in het Windenergie Infrastructuurplan Noordzee (WIN) blijkt dat voor de ontwikkeling van windenergie op zee een bandbreedte van 30 tot 40 GW aan windenergie op zee het meest realistisch is om op in te zetten voor de periode tot en met 2040.¹¹ De huidige inzet op de Routekaart is op basis van deze analyses robuust. Met andere woorden: 21 GW windenergie op zee is zeker nodig voor een duurzamer en weerbaarder energiesysteem in Nederland.

⁵ Kamerbrief Pakket voor Groene Groei voor een weerbaar energiesysteem en een toekomstbestendige industrie | April 2025 | Kamerstuk | Rijksoverheid.nl.

⁶ PBL (2024) Trajectverkenning Klimaatneutraal 2050, Netbeheer Nederland Scenario's editie 2025 en TNO (2024) Toekomst van het Nederlandse energiesysteem. Een overzicht van deze studies is gegeven in het Windenergie Infrastructuurplan Noordzee | Juli 2025 | Rapport | Rijksoverheid.nl.

⁷ Kamerbrief Voortgang uitvoering Routekaart windenergie op zee 2030 | April 2019 | Kamerstuk | open.overheid.nl.

⁸ Aanvullende Routekaart windenergie op zee 2030 | Juni 2022 | Kamerstuk | Rijksoverheid.nl. Overprogrammering van windenergiegebied Doordewind II (2 GW) vult de Routekaart windenergie op zee aan naar ca. 23 GW. In mei 2025 heeft het kabinet besloten dat netbeheerder TenneT mag beginnen met het net op zee van Doordewind II. Aangezien TenneT geen verplichtingen is aangegaan voor de kavels Ten Noorden van de Waddeneilanden en Hollandse Kust West 8, is TenneT (inclusief deze overprogrammering van Doordewind II) voor ca. 21 GW aan verplichtingen aangegaan. Kamerstuk 33561, nr. 53 en Kamerstuk 33561, nr. 85.

⁹ Advies stuurgroep extra opgave complementair ontwikkelen | April 2021 | Rapportage | open.overheid.nl. Kamerbrief Routekaart elektrificatie in de industrie | September 2022 | Kamerstuk | open.overheid.nl.

¹⁰ Regeerprogramma Kabinet Schoof Elektriciteit en energiesysteem, pagina 62 | September 2024 | Rijksoverheid.nl.

¹¹ Het Windenergie Infrastructuurplan Noordzee | Juli 2025 | Rapport | Rijksoverheid.nl.



De afgelopen tien jaar verliep de uitrol van windenergie op zee in Nederland voorspoedig. Sneller dan verwacht konden windparken op zee zonder subsidie worden gerealiseerd, o.a. omdat de kosten voor de aanleg van windparken op zee sterk waren gedaald. Inmiddels zijn de marktomstandigheden echter sterk verslechterd. Eerder gesignaleerde risico's bij de keuze voor de verdubbeling van de doelstelling van windenergie op zee in 2022 zijn nu werkelijkheid geworden. De kosten voor de aanleg van windparken zijn overal in de wereld significant gestegen, vooral door hogere prijzen voor materialen, gestegen rentes en inflatie. Daarnaast blijft de elektrificatie van o.a. de energie-intensieve industrie achter ten opzichte van eerdere verwachtingen, wat leidt tot onzekerheid over de toekomstige vraag naar duurzame elektriciteit.¹²

Door de verslechterde marktomstandigheden en het achterblijven van de verwachte stijging van de elektriciteitsvraag acht het kabinet het niet realistisch om de planning van een aantal windparken van de Routekaart aan te houden. Daarom is besloten om in oktober slechts 1 tender van 1 GW open te stellen (Nederwiek I-A) en de andere 2 tenders van 1 GW uit te stellen (Ijmuiden Ver Gamma-A en Gamma-B). Daarnaast is de planning voor Ijmuiden Ver Beta (Zeevink) verschoven: 1 GW wordt conform oorspronkelijke planning in 2029 opgeleverd, de andere helft van dit windpark (1 GW) wordt in 2032 opgeleverd.¹³ Ook heeft het kabinet nog enkele maatregelen genomen om de tenders aantrekkelijker te maken. Zo is eerder de kavelgrootte verkleind van 2 GW naar 1 GW. Dit verlaagt de benodigde investering per kavel, waardoor de (financiële) risico's voor windparkontwikkelaars lager worden en het voor meer partijen mogelijk is om te investeren. Daarnaast is bij de tender Nederwiek I-A besloten om bij een aangetoonde verslechterde businesscase windparken de mogelijkheid te bieden de vergunning tegen betaling terug te geven, vrijwillige rangschikkingscriteria in de tenders te versoberen en wordt een eventueel financieel bod pas betaald wanneer het windpark in gebruik genomen wordt.¹⁴

Ook in omliggende landen zijn de verslechterde marktomstandigheden voor windparken op zee zichtbaar. In meerdere Noordzeelanden speelt dat de kosten voor windparkontwikkelaars significant zijn gestegen en er op korte termijn een mismatch is tussen de vraag- en aanbodontwikkeling. Dit ondermijnt de businesscase voor windparken op zee. In meerdere landen hebben subsidievrije tenders geen biedingen opgeleverd of zijn tenders uitgesteld vanwege beperkte marktinteresse. In Duitsland waren er in augustus 2025 geen inschrijvingen voor een subsidievrije tender voor 2,5 GW windenergie op zee¹⁵, hoewel in juni 2025 een subsidievrije Duitse tender nog wel slaagde.¹⁶ Ook in Denemarken was er eind 2024 geen interesse in een subsidievrije tender voor 3 GW.¹⁷ De uitdagingen in de businesscase hebben in het buitenland ook effect op al vergunde windparken. Zo trok een windparkontwikkelaar zich recent terug uit de ontwikkeling van een windpark op zee in het Verenigd Koninkrijk¹⁸, ondanks dat de Britse overheid een prijsgarantie bood.¹⁹ Verschillende landen zijn daarbij niet altijd één-op-één te vergelijken. Een groot verschil is dat de ontwikkelaar in sommige landen, zoals het Verenigd Koninkrijk, zelf het net op zee moet aanleggen. De tendens is echter duidelijk: de businesscase voor windparken staat onder druk.

Naast de huidige hierboven omschreven omstandigheden, is het een erkende fase in de energietransitie dat het elektriciteitsaanbod voor een steeds groter deel uit hernieuwbare energie bestaat en dat hierdoor de businesscase onder druk kan komen te staan.²⁰ Om de beleidsdoelen te halen, moet de overheid steun bieden om door deze fase te komen, zodat Nederland straks de duurzame energie voorhanden heeft, die burgers en bedrijven nodig hebben. Het kabinet heeft daarom dit Actieplan voor windenergie op zee aangekondigd. Dit Actieplan brengt maatregelen in kaart om de businesscase van windenergie op zee te verbeteren, zodat de benodigde uitrol van windenergie op zee door kan blijven gaan en de impact van de problemen die zich momenteel voordoen kunnen worden gemitigeerd. Stokt de uitrol van windenergie op zee, dan stokt een belangrijk deel van de energietransitie. Nederland blijft dan langer afhankelijk van fossiele brandstoffen uit andere landen en blijft langer een grotere hoeveelheid CO₂ uitstoten. Op termijn kan dit een rem zijn op onze economische groei. Met de in kaart gebrachte maatregelen kan

¹² Actieagenda Elektrificatie Industrie | September 2025 | Rapport | Rijksoverheid.nl.

¹³ Kamerbrief over vergunningswijziging windpark op zee Ijmuiden Ver Beta | Augustus 2025 | Kamerstuk | Rijksoverheid.nl.

¹⁴ Kamerbrief ontwikkelingen tenders windenergie op zee Ijmuiden Ver Gamma en Nederwiek I-A | Mei 2025 | Kamerstuk | Rijksoverheid.nl.

¹⁵ Bundesnetzagentur Ausschreibungen im Jahr 2025.

¹⁶ Germany: TotalEnergies Awarded an Offshore Wind Concession in the North Sea.

¹⁷ Denmark disappointed after offshore wind tender draws no bids.

¹⁸ Ørsted to discontinue the Hornsea 4 offshore wind project in its current form.

¹⁹ UK awards 5.3 GW of new offshore wind and 990 MW of new onshore wind.

²⁰ Integrating solar and wind: Global experience and emerging challenges | September 2024 | Rapportage | IEA.

de uitrol van windenergie op zee worden ondersteund. Op deze manier kan Nederland worden verduurzaamd en de Nederlandse toeleveringsketen worden behouden. Het demissionaire kabinet zal nu enkel keuzes maken die daar niet op kunnen wachten en die wel nodig zijn om te voorkomen dat de uitrol geheel stopt. Ook bevat het Actieplan een overzicht van reeds bestaand beleid en een inventarisatie van mogelijk additioneel beleid dat nader wordt uitgewerkt, waarover een volgend kabinet kan beslissen. Door nu voorbereidingen te treffen, kan een nieuw kabinet daarmee voortvarend aan de slag.

1.2 Leeswijzer

De opbouw van het Actieplan is als volgt.

- In **hoofdstuk 2** wordt de noodzaak van het Actieplan windenergie op zee uiteengezet met een omschrijving van de problemen waar de markt voor windenergie op zee op dit moment mee kampt.
- In **hoofdstuk 3** wordt vervolgens uiteengezet wat er gedaan kan worden om de ontwikkeling van de vraag naar elektriciteit te versnellen.
- In **hoofdstuk 4** worden mogelijkheden om windparken prijszekerheid te geven uiteengezet.
- In **hoofdstuk 5** volgt de conclusie.

Tot slot geeft **bijlage 1** een overzicht van bestaande maatregelen om elektriciteitsvraag te stimuleren in de industrie.

2.

Noodzaak Actieplan windenergie op zee

2.1 Verslechtering businesscase windenergie op zee

Er zijn meerdere oorzaken te benoemen die – in samenhang met elkaar – hebben geleid tot een verslechtering van de marktomstandigheden voor het bouwen en exploiteren van windparken op zee in Nederland. De achterblijvende vraag en de sterk gestegen ontwikkelkosten zijn belangrijke oorzaken. Door de verslechtering van de businesscase van windparken op zee zijn windparkontwikkelaars minder bereid tot het aangaan van nieuwe investeringen in windenergie op zee. Hierdoor neemt de kans op het mislukken van toekomstige subsidievrije tenders voor nieuwe windparken op zee in Nederland sterk toe. Zonder ingrijpen van de overheid kan de uitrol van windenergie op zee voor onbepaalde tijd tot stilstand komen. Hierdoor zouden klimaatdoelen buiten bereik raken. Ook heeft het hoge maatschappelijke kosten tot gevolg, omdat TenneT momenteel het net op zee aanlegt om te zorgen voor een tijdige beschikbaarheid hiervan. Dit leidt tot hogere nettarieven.

2.1.1 Achterblijvende vraag naar elektriciteit

De energietransitie is in een fase aanbeland waarin variabele, hernieuwbare elektriciteitsproductie (uit zon en wind) een toenemend aandeel in de elektriciteitsmix vertegenwoordigt en additionele productiecapaciteit niet zonder meer de hele tijd volledig kan worden benut. Door met name uitdagingen bij de elektrificatie van de Nederlandse industrie, maar bijvoorbeeld ook het langzamer op gang komen van de (groene) waterstofmarkt dan verwacht, blijft de grootschalige vraag naar windenergie op zee de komende jaren naar verwachting achter bij het aanbod dat de komende jaren gepland staat om te worden aangelegd. Daarmee dreigt een mismatch te ontstaan tussen vraag- en aanbodontwikkeling die de toekomstige businesscase van windparken op zee ondermijnt en op korte en mogelijk middellange termijn leidt tot terughoudendheid bij investeringen door windparkontwikkelaars.

Aan de achterblijvende vraaggroei ligt een aantal zaken ten grondslag. De potentiële groei van de elektriciteitsvraag die er wel is, loopt tegen barrières aan, zoals het niet kunnen beschikken over een aansluiting op het net door beperkte of niet beschikbare netcapaciteit. Netcongestie betekent echter niet dat helemaal geen groei van de elektriciteitsvraag mogelijk is. Het kabinet zet met het Landelijk Actieprogramma Netcongestie (LAN), samen met netbeheerders, medeoverheden en marktpartijen, in op de aanpak van de beperkte aansluitcapaciteit. Dit gebeurt door netten sneller te verzwaren en het net flexibeler te benutten. Netverzwaring gaat echter gepaard met lange doorlooptijden. De Tweede Kamer wordt in september in meer detail geïnformeerd over de voortgang van het LAN.

Bedrijven in Nederland hebben daarnaast te maken met relatief hoge elektriciteitskosten ten opzichte van andere Europese landen en zijn daarmee terughoudend met investeringen in elektrificatie. De kale elektriciteitsprijs (*commodity price*) in Nederland is op zichzelf niet significant hoger of lager dan in andere landen.²¹ De elektriciteitskosten die afnemers betalen bestaan echter ook uit nettarieven, heffingen en belastingen. Voor een grootverbruiker van 1 TWh/jaar en 8000 vollasturen bedroegen deze kosten in 2024 €18/MWh voor de nettarieven en €1,9/MWh voor belastingen en overige kosten, ten opzichte van een jaargemiddelde elektriciteitsprijs van €77/MWh op de *day-ahead* markt. Vooral de nettarieven worden in andere Europese landen voor deze doelgroep vaak gesubsidieerd of gecompenseerd waardoor de te betalen prijs voor deze afnemers van elektriciteit sterk verschilt met die in het buitenland.²² Ook verwachten afnemers stijgingen van de Nederlandse nettarieven in de toekomst, door de noodzakelijke netverzwaringen en de aanleg van het net op zee. Hierdoor ontstaat een ongelijk speelveld en een verminderde concurrentiepositie ten opzichte van landen met lagere kosten. Bedrijven overwegen daarom om te verplaatsen naar andere landen of stellen plannen voor elektrificatie voor onbepaalde tijd uit.²³

De prikkel tot elektrificatie en het sluiten van een lange termijn *Power Purchase Agreement* (PPA, stroomafnamecontract) is daarnaast nog niet sterk genoeg voor de geplande ontwikkeling van aanbod vanuit windenergie op zee. Op termijn ontstaat die prikkel wel. Het ETS zorgt voor een steeds sterkere beprijzing van uitstoot door gebruik van fossiele energiedragers richting 2040. Dit geldt zowel voor uitstoot bij de elektriciteitsproductie, als op uitstoot bij het gebruik van aardgas door bijvoorbeeld de industrie. De uitrol van windenergie op zee moet stapsgewijs ontwikkeld worden om in 2040 een groot deel van de elektriciteitsvraag op een duurzame wijze te kunnen invullen. Het is niet mogelijk om alle windparken in één keer in 2040 gereed te hebben. Een bedrijf zal daarentegen in

²¹ Kamerbrief - Onderzoek naar elektriciteits- en netwerkkosten | April 2024 | Kamerstuk | Rijksoverheid.nl.

²² Ibid.

²³ De Actieagenda Elektrificatie Industrie gaat hier nader op in: Actieagenda Elektrificatie Industrie | September 2025 | Rapport | Rijksoverheid.nl.

veel gevallen de omslag in één keer maken en kan daarvoor naar gunstige momenten kijken waarop de lange termijn elektriciteitsprijzen zo laag mogelijk zijn. Daarmee komt richting 2040 steeds meer duurzame elektriciteit beschikbaar vanuit de stapsgewijze ontwikkeling van windenergie op zee. De verwachting in de markt op dit moment is dat de elektriciteitsprijs de komende jaren daalt. Bedrijven hebben zolang gasprijzen (inclusief ETS) lager zijn dan de PPA-prijzen en de verwachting is dat de elektriciteitsprijs blijft dalen, geen prikkel om een lange termijn PPA af te sluiten.

2.1.2 Gestegen ontwikkelkosten windenergie op zee

De ontwikkelkosten van windparken op zee zijn de afgelopen periode sterk gestegen. Marktonderzoek wijst op een stijging van *Levelised Cost of Energy* (LCoE). Een studie naar de marktomstandigheden uit 2024 liet zien dat de kostprijs van windenergie tussen 2020 en 2025 met 40% is gestegen.²⁴ Oorzaken hiervan zijn een sterke stijging van de rente en inflatie en daarmee samenhangende stijging van de financieringskosten en materiaal- en arbeidskosten. Het gaat o.a. om hogere kosten voor staal, aluminium en zeldzame metalen, gekoppeld aan hogere ontwerp- en installatiekosten. Daarbij speelt mee dat windenergie op zee een hoge investering vraagt waardoor de businesscase kwetsbaar is voor hoge rente. Doordat de ontwikkelkosten harder zijn gestegen dan de te verwachten opbrengsten, stijgt het risico dat een windparkontwikkelaar de ontwikkelkosten niet meer binnen de beoogde looptijd van de investeringen terug kan verdienen.

Daarnaast is er een beperkte capaciteit in de Europese toeleveringsketen voor de fabricage van componenten voor windturbines, funderingen en kabels. Eenzelfde capaciteit geldt ook voor de installatieschepen, geschikte havens en beschikbare arbeidskrachten. WindEurope, de Europese brancheorganisatie voor windenergie, schat in dat in de EU per jaar ongeveer 10 GW windenergie op zee kan worden gebouwd.²⁵ Door grote fluctuaties en onzekerheid in de jaarlijkse Europese uitrol van windenergie op zee ontstaan spanningen in de toeleveringsketen, wat ook kan leiden tot olopemde ontwikkelkosten alsook tot jaren waarin er weinig orders zijn wat negatieve impact heeft op de Nederlandse offshore industrie.

2.2 Oproep maatschappelijk middenveld

Dat de subsidievrije ontwikkeling van windenergie op zee dreigt te stokken, zien we terug in diverse marktonderzoeken, de tenders in de landen om ons heen en gesprekken met en publieke oproepen van windparkontwikkelaars, partijen uit de toeleverketen, industriële partijen, financiële sector en netbeheerders.²⁶ Deze partijen roepen in gezamenlijkheid op tot actie om te voorkomen dat de ontwikkeling van windenergie op zee verder stagneert.

Door de actieve betrokkenheid bij de ontwikkeling van windenergie op zee van diverse partijen uit het maatschappelijk middenveld zijn de geuite zorgen en voorgestelde maatregelen vroegtijdig gedeeld met het kabinet. Deze zorgen en voorgestelde maatregelen zijn betrokken bij de totstandkoming van het Actieplan windenergie op zee. Het kabinet zal in de verdere uitwerking van de maatregelen op blijven trekken met de markt om gezamenlijk windenergie op zee te blijven realiseren.

2.3 Financiële impact van vertraging windenergie op zee: kosten TenneT

2.3.1 Inleiding

Vanwege het grote belang van windenergie op zee hebben de vorige kabinetten aan TenneT, als netbeheerder op zee, de opdracht gegeven om de benodigde nieuwe elektriciteitsinfrastructuur te realiseren voor de windparken uit de Routekaart.²⁷ Op die manier wordt aan zowel windparkontwikkelaars als aan de industrie een vooruitzicht geboden voor de beschikbaarheid van infrastructuur en hiermee risico's gemitigeerd. Deze infrastructuur bestaat

²⁴ Offshore Wind Energy Market Study | April 2024 | Studie | Rijksoverheid.

²⁵ WindEurope | Augustus 2025 | Europe needs stronger ports and more vessels to meet its offshore wind goals.

²⁶ Onder andere: Verbeter in de begroting 2026 de business case voor windopzee en zorg voor een gelijk Europees speelveld voor de elektriciteitskosten voor de industrie; Samen blijven bouwen aan een betrouwbare en schone Nederlandse energievoorziening; Brief EnergieNL en NedZero aan minister Hermans Actieplan windtenders; en Oproep aan minister Hermans: stel uitrol wind op zee veilig.

²⁷ Aanvullende Routekaart windenergie op zee 2030 | Juni 2022 | Kamerstuk | Rijksoverheid.nl.

uit de elektriciteitskabels voor het transport van elektriciteit naar land, de transformatorplatforms op zee (de zogenaamde 'stopcontacten op zee'), en de converterstations op land. Om deze infrastructuur tijdig te realiseren is TenneT financiële verplichtingen aangegaan om zeker te stellen dat Nederland tijdig over voldoende duurzame energie kan beschikken. Dit o.a. vanwege lange doorlooptijden bij het realiseren van dergelijke complexe infrastructuurprojecten en de grote drukte in de toeleverketen van platforms en kabels.²⁸ Bij deze keuze waren meerdere risico's geïdentificeerd, zoals het niet goed op elkaar aansluiten van het tempo van aanbod- en vraagontwikkeling. Bij het verdubbelen van de doelstelling van windenergie op zee in 2022 is de Kamer over deze risico's geïnformeerd. De totale verplichting die TenneT voor het net op zee is aangegaan is ca. €42 mld.²⁹ in totaal en wordt afgeschreven over ca. 40 jaar. Om dit in perspectief te plaatsen: op dit moment is de grootste kostenpost van het huidige energiesysteem de import van energiedragers, vooral fossiele brandstoffen. De energietransitie zorgt voor een verschuiving van deze kosten. De kosten van import van fossiele brandstoffen, veelal uit landen van buiten de EU, nemen af. De import van deze energiedragers gaat gepaard met een aanzienlijke jaarlijkse importrekening. Zo werd in 2024 in Nederland voor €17 mld. aan fossiele brandstoffen verbruikt.³⁰

Tenders die later worden opengesteld of mislukken leiden tot een latere realisatie van windparken op zee. Dit levert ook vertraging op voor de realisatie van het net op zee. Vertraging van de realisatie van windparken op zee heeft namelijk impact op de planning en kosten van TenneT voor het net op zee. In samenwerking met TenneT is in kaart gebracht welke vertraging in ieder geval optreedt als gevolg van de huidige ontwikkelingen, waaronder het uitstel van IJmuiden Ver Gamma en een deel van Nederwiek I³¹, en wat de mogelijke gevolgen zijn van (verdere) vertraging voor het portfolio van TenneT. Deze kosten zijn deels op hoofdlijnen te berekenen, maar zijn deels onzeker. Voor zover mogelijk zijn deze vertragingkosten en de impact op de uitrol van de Routekaart in kaart gebracht. Deze extra kosten door vertraging zullen door TenneT, na toetsing door de ACM, op langere termijn worden doorberekend in de nettarieven van burgers en bedrijven. Hogere nettarieven leiden tot hogere maatschappelijke kosten en kunnen elektrificatie aan de vraagkant en de bredere energietransitie verder belemmeren. Indien windparken niet gerealiseerd zouden kunnen worden zal de Autoriteit Consument en Markt (ACM) moeten besluiten of de kosten die gemaakt zijn voor de voorbereiding van het bijbehorende net op zee in de nettarieven mogen landen of niet. Indien dit niet het geval is drukken deze kosten op het bedrijfsresultaat van TenneT.

Hieronder wordt een kwalitatieve beschrijving gegeven van de kosten van TenneT, indien de realisatie van windparken op zee en netten op zee vertraagt. In een bijlage bij dit Actieplan wordt de Tweede Kamer vertrouwelijk geïnformeerd over de kwantitatieve analyse van deze kosten. Deze informatie kan nog niet openbaar worden gemaakt, omdat dit bedrijfsgevoelige informatie van TenneT bevat. Zodra de definitieve kosten bekend zijn zullen deze landen in de kostenraming van TenneT, waarover het kabinet de Kamer informeert.

2.3.2 Uitleg kosten TenneT

TenneT laat de netten op zee realiseren. Het windpark wordt op dit net op zee aangesloten. TenneT heeft voor de realisatie van het net op zee contracten afgesloten met toeleveranciers en heeft in deze contracten afspraken gemaakt over de bouw hiervan. Bij vertraging in de realisatie van het windpark, realiseert TenneT de netten op zee nog steeds volgens de oorspronkelijke planning (zoals afgesproken in de contracten) tot het moment van

²⁸ Kamerbrief Voortgang realisatie windenergie op zee | Oktober 2023 | Kamerstuk | Rijksoverheid.nl en Kamerbrief over update aanvullende Routekaart wind op zee | April 2024 | Kamerstuk | Rijksoverheid.nl.

²⁹ Antwoord op vragen van het lid Bontenbal over de kosten van de energieinfrastructuur | Mei 2025 | Tweede Kamer der Staten-Generaal.

³⁰ Monitor Energiesysteem, bijlage bij de Klimaat en energienota. Klimaat en Energienota | September 2025 | Kamerstuk | Rijksoverheid.nl. Dit is op hetzelfde moment als het Actieplan windenergie op zee verstuurd waardoor er geen hyperlink is toegevoegd.

³¹ Kamerbrief ontwikkelingen tenders windenergie op zee IJmuiden Ver Gamma en Nederwiek I-A | Mei 2025 | Kamerstuk | Rijksoverheid.nl. Zoals eerder aan de Tweede Kamer toegelicht, acht het kabinet het niet realistisch om dit jaar de geplande 3 GW aan windparken op zee te vergunnen door de verslechterde marktomstandigheden en het achterblijven van de verwachte stijging van de elektriciteitsvraag. Daarom is besloten om in oktober dit jaar slechts 1 tender van 1 GW open te stellen (Nederwiek I-A) en de andere 2 tenders van 1 GW uit te stellen (IJmuiden Ver Gamma-A en Gamma-B). De tender voor Nederwiek I-A is bovendien een maand naar achteren geschoven en sluit nu in oktober 2025. Daarnaast is de planning voor IJmuiden Ver Beta (Zeevank) verschoven: slechts 1 GW wordt conform oorspronkelijke planning in 2029 opgeleverd, de andere helft van dit windpark (1 GW) wordt eind in 2032 opgeleverd.

inbedrijfstelling van het windpark. De inbedrijfstelling³² van een windpark en het bijhorende net op zee bevat namelijk onderlinge afhankelijkheden. Het net op zee kan enkel getest worden, indien het windpark is aangesloten en gereed is voor het leveren van vermogen.³³ TenneT kan daardoor een net op zee niet volledig in gebruik nemen voordat het windpark op zee grotendeels is gerealiseerd. Dit betekent dat vertraging van de Routekaart leidt tot vertraging bij TenneT in de uiteindelijke inbedrijfstelling.

Wanneer de inbedrijfstelling van een net op zee vertraagt, betekent dat in veel gevallen de inbedrijfstelling van opvolgende netten op zee in het portfolio van TenneT ook vertraagt. Er is namelijk geen ruimte meer in de pijplijn van de bouw en inbedrijfstelling van de netten op zee. Wanneer een net op zee vertraagt betekent dat ofwel dat het vertraagde net op zee met veel additionele vertraging na de andere netten op zee moet worden gerealiseerd doordat de inbedrijfstelling een zogeheten offshore campagne is – heel specifiek technisch werk op zee – waarvoor bijvoorbeeld schepen nodig zijn waarvan er maar enkele ter wereld zijn en waarvoor zeer specialistische kennis nodig is. Daarnaast kan TenneT maximaal twee projecten tegelijkertijd inbedrijfstellen en maximaal één project tegelijkertijd testen i.v.m. stabiliteit van het landelijk hoogspanningsnet, wat leidt tot een aansluitcapaciteit van 4 GW per jaar. Bij het verdubbelen van de doelstelling van windenergie op zee in 2022 is de Kamer over dit risico geïnformeerd.³⁴ Een andere factor die meespeelt is dat in 2024 de periodes voor inbedrijfstelling zijn verlengd.³⁵ Op deze manier is meer tijd gecreëerd voor de realisatie van windparken op zee. Dit heeft wel als consequentie dat er daardoor geen speling meer zit in de planning van TenneT.

Vertraging leidt tot extra kosten bij TenneT. De volgende factoren veroorzaken de grootste kosten:

- De offshore campagne (nodig voor inbedrijfstelling) moet worden vertraagd, verlengd of opgeschort, op basis van de clausules afgesproken in de contracten tussen TenneT en haar toeleveranciers.
- In de tijd dat een net op zee is gebouwd, maar nog niet in bedrijf is gesteld, worden kosten gemaakt om de levensduur van het platform te garanderen, zoals inspectie en onderhoud. Zoals hierboven toegelicht, kan een net op zee pas volledig in bedrijf worden gesteld na de realisatie van het windpark op zee.
- TenneT moet gedurende langere tijd investeren in een net op zee en lenen op de kapitaalmarkt. De financieringskosten nemen daarmee toe.

Een aantal kostenposten is op voorhand niet of nauwelijks te schatten. Daarnaast leidt vertraging voor alle projecten tot een hoger risicoprofiel voor TenneT, wat niet naar een budget te vertalen is. Dit hogere risicoprofiel wordt o.a. veroorzaakt doordat netten op zee door vertraging strakker op elkaar worden gepland in vergelijking met de oorspronkelijke planning, om daarmee de additionele kosten te beperken.

2.3.3 Effect van al opgetreden vertraging en mogelijke additionele vertraging

Door de uitdagende marktomstandigheden waar windenergie op zee zich op dit moment in bevindt, treedt in ieder geval vertraging op in de uitrol van een aantal windparken ten opzichte van het huidige Ontwikkelder windenergie op zee.³⁶ Dit heeft impact op het portfolio van TenneT.

Financieel gezien is de impact van deze initiële vertraging zeer aanzienlijk. Bij verdere vertraging van de planning van de Routekaart lopen de verdragingskosten van TenneT verder op. Dit is zeer onwenselijk en het kabinet wil zich tot het uiterste inspannen om deze kosten zo veel als mogelijk te beperken.

2.3.4 Stoppen uitrol windenergie op zee en later herstarten

Een onwenselijk alternatief voor het vertragen van windenergie op zee is om, met uitzondering van de al gerealiseerde windparken en netten op zee, de uitrol van windenergie op zee te stoppen. Dit leidt ertoe dat geen nieuwe netten op zee worden gerealiseerd en daarmee ook geen nieuwe windparken op zee worden aangesloten. Dat betekent dat maximaal ca. 10 GW windenergie op zee wordt gerealiseerd van de geplande

³² Voor inbedrijfstelling wordt vaak de Engelse term *commissioning* gebruikt.

³³ Voor meer informatie zie: [Ontwikkelder windenergie op zee | Mei 2025 | Rapport | Rijksoverheid.nl](#), par. 4.2.2.

³⁴ [Aanvullende Routekaart windenergie op zee 2030 | Juni 2022 | Kamerstuk | Rijksoverheid.nl](#).

³⁵ Het gaat om het verlengen van de periode tussen mijlpaal 1 en 2. Voor meer informatie over de huidige mijlpalen, zie [Ontwikkelder windenergie op zee | Mei 2025 | Rapport | Rijksoverheid.nl](#), par. 4.2.2.

³⁶ Zie voetnoot 33.

ca. 21 GW. Het behalen van de emissiereductie die met windenergie op zee wordt beoogd, wordt daarmee veel lastiger dan nu voorzien. Het behalen van het doel voor 2050 zou daarmee lastiger te realiseren zijn. Zoals in par. 2.4 wordt toegelicht, is ontbrekende windenergie op zee niet op een realistische manier tijdig in te vullen met behulp van andere CO₂-vrije opwek zoals windenergie op land, zon op land of kernenergie. Het zou daarmee hoogstwaarschijnlijk leiden tot een structureel tekort aan duurzame betaalbare energie voor burgers en bedrijven. Daarom zet het Nationaal Plan Energiesysteem er op in om ongeveer de helft van de sterk toenemende hoeveelheid elektriciteit die we nodig hebben in te vullen met windenergie op zee.³⁷ Ook heeft het stoppen van de uitrol van windenergie op zee grote gevolgen voor LionLink, de geplande hybride verbinding tussen Nederland en het Verenigd Koninkrijk.

Indien met de uitrol van wind op zee gestopt wordt, zal TenneT de al aangegane contracten moeten annuleren. TenneT is al gestart met voorbereidingen voor alle netten op zee van de Routekaart. Het annuleren van de netten op zee heeft significante financiële consequenties, beschadigt de relatie van TenneT met haar toeleveranciers en leidt tot een slechte uitgangspositie als de uitrol van windenergie op zee in de toekomst weer wordt opgestart. De annuleringskosten zijn hoger dan de verwachte verdragingskosten in het meest pessimistische scenario (meeste vertraging) dat is onderzocht. Naast kosten voor netten op zee zijn er ook kosten gemaakt voor kavelbesluiten, vergunningen, locatiestudies en andere werkzaamheden door de Rijksdienst voor Ondernemend Nederland (RVO) en Rijkswaterstaat, maar deze zijn in verhouding tot de kosten van TenneT relatief beperkt.

2.4 Maatschappelijke impact van vertraging windenergie op zee

2.4.1 Gebrek aan alternatieven voor windparken op zee

Nederland heeft zich gecommitteerd aan verschillende doelstellingen om broeikasgassen te reduceren.³⁸ Windenergie op zee is nodig om te komen tot een klimaatneutraal Nederland. Er zijn geen alternatieven die tijdig en tegen dezelfde of lagere kosten en op dezelfde schaal windenergie op zee kunnen vervangen. Hieronder worden de beperkingen van verschillende alternatieven van windenergie op zee beschreven, die maakt dat ze niet zonder meer een vertraagde uitrol van windenergie op zee kunnen opvangen.

Deze beperkingen van andere technologieën, vertalen zich naar prognoses waarin windparken op zee steeds voor ca. de helft van de elektriciteit zorgen in 2040. In het Windenergie Infrastructuurplan Noordzee zijn de verschillende energiesysteemscenario-studies naast elkaar gezet. In figuur 1 staat een overzicht uit dit plan van de verschillende scenario's.³⁹

Kernenergie is een waardevol onderdeel van de toekomstige energiemix, o.a. vanwege diversificatie, de mogelijkheid tot constante elektriciteitsproductie, het vergroten van de strategische autonomie en het beperkte ruimtebeslag. Kernenergie alleen volstaat echter niet om te voorzien in de elektriciteitsbehoefte. De twee eerste kerncentrales die voor eind jaren '30 gepland staan zullen ca. 25 TWh aan elektriciteit kunnen opwekken, hetgeen voldoende is om te voldoen aan zo'n 5-10% van de elektriciteitsvraag in 2040.⁴⁰ Ter vergelijking: de ambitie is dat windparken op zee ca. 50% van ons elektriciteitsverbruik in 2040 opwekken. Het kabinet ziet geen mogelijkheid om de eerste kerncentrale vóór het eind van de jaren '30 operationeel te hebben. Er zijn geen mogelijkheden om de bouw van kerncentrales dusdanig te versnellen om eventuele vertraging op de Routekaart windenergie op zee te compenseren.⁴¹

³⁷ [Nationaal Plan Energiesysteem | December 2023 | Kamerstuk | Rijksoverheid.nl](#).

³⁸ In de Klimaatwet is het nationale streefdoel van 55 procent reductie van broeikasgassen in 2030 ten opzichte van 1990 en bindende reductiedoelstelling van netto nul broeikasgasemissies in 2050 vastgelegd.

³⁹ Op basis van de totale elektriciteitsvraag (direct en voor conversie naar warmte en waterstof) in 2040 volgens de scenario's: PBL (2024) [Trajectverkenning Klimaatneutraal 2050, Netbeheer Nederland Scenario's editie 2025](#) en TNO (2024) [Toekomst van het Nederlandse energiesysteem](#). Een overzicht van deze studies is gegeven in het [Windenergie Infrastructuurplan Noordzee | Juli 2025 | Kamerstuk | Rijksoverheid.nl](#).

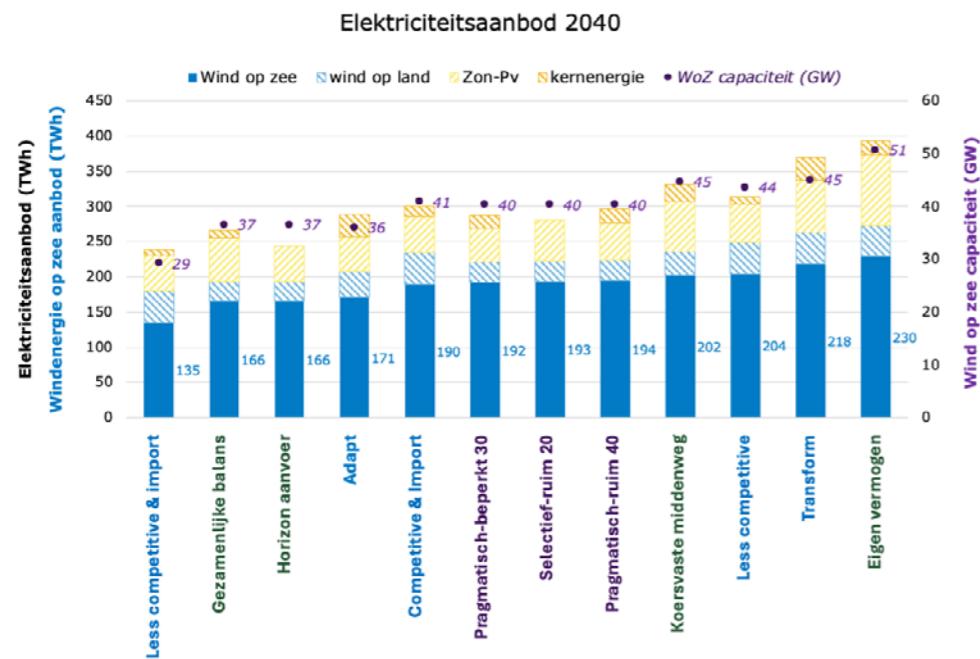
⁴⁰ [Kamerbrief - Voortgangsbrieven nieuwbouw kernenergie | Mei 2025 | Kamerstuk | Rijksoverheid.nl](#).

⁴¹ [Monitor - Wind op Land 2024 Rijksdienst voor Ondernemend Nederland | 2024 | Rapport | RVO.nl](#).

Windenergie op land heeft in de voorgaande jaren een belangrijke bijdrage geleverd aan de verduurzaming van het Nederlandse energiesysteem.⁴² In 2024 was de bijdrage van windenergie op land met een opgesteld vermogen van ca. 7 GW vooralsnog groter dan die van windenergie op zee. Ook heeft windenergie op land lagere ontwikkelkosten dan windenergie op zee. Het vooruitzicht op verdere grootschalige opschaling van windenergie op land is echter onzeker. Hierdoor wordt een bijdrage vanuit windenergie op land ter compensatie op de doelstellingen van windenergie op zee als niet haalbaar geacht.

Systemestudies:

1. TNO (2024) ADAPT/TRANSFORM ; 2. NBNL (2025) ; 3. PBL (2024) Trajectverkenning Klimaatneutraal 2050



Figuur 1: CO₂-vrij elektriciteitsaanbod (excl. regelbaar vermogen) in 2040 volgens de systeemstudies IJ3050, TNO (2024) ADAPT/TRANSFORM en (2024) Trajectverkenning Klimaatneutraal 2050.

Ook zonne-energie op land heeft de afgelopen jaren in sterke mate het tempo van verduurzaming van Nederland bepaald en zal ook in de toekomstige energiemix een belangrijke bron van hernieuwbare elektriciteit zijn.⁴³ Vanuit het Nationaal Plan Energiesysteem (NPE) volgt een indicatieve vermogensontwikkeling tot ca. 60 GWp aan zon-PV rond 2030. Dit betekent dat de komende jaren er gemiddeld ca. 5 GWp per jaar aan zonne-energie dient te worden gerealiseerd. Op basis van de afgelopen jaren is het niet aannemelijk dat dit autonoom gerealiseerd wordt de komende jaren. Dit komt door een negatieve businesscase en laaghangend fruit dat al geplukt is, de aanscherping van de voorkeursvolgorde zon en de afbouw van de salderingsregeling voor kleinschalige installaties. Hier moet ook het verschil in daadwerkelijke opgewekte elektriciteit tussen een GW windenergie en een GWp zon-PV in overweging worden genomen. Vanwege het verschil in vollasturen⁴⁴ is ongeveer vier keer zoveel capaciteit aan zon-PV nodig om een vergelijkbare energieopbrengst te verkrijgen met windenergie op zee. Indien zon-PV voor windenergie op zee zou moeten gaan compenseren, dan betekent dit dus een significante toename voor zon-PV, terwijl het uitroltempo van zonne-energie op land nu juist afvlakt.⁴⁵ Dit zou bovendien zorgen voor enorme

⁴² Monitor - Zon-PV 2024 Rijksdienst voor ondernemen | Oktober 2024 | Rapportage | Rijksoverheid.nl.

⁴³ Een vollastuur is een eenheid voor de effectieve opbrengst van een energiebron. Zon-PV heeft tot ca. 1000 vollasturen per jaar. Windparken op zee tot ca. 4000.

⁴⁴ Monitor - RES 2024: Voortgangsanalyse van de regionale energiestrategieën | December 2024 | Rapportage | Planbureau voor de Leefomgeving.

⁴⁵ Dit is figuur 2.4 uit hoofdstuk 2 van het Windenergie Infrastructuurplan Noordzee | Juli 2025 | Kamerstuk | Rijksoverheid.nl.

productiepieken en daarom vragen om enorme opslagcapaciteit. Daarnaast hebben zon-PV en windenergie een complementair opwekprofiel, waardoor deze bronnen elkaar in een evenwichtige mix aanvullen en het net beter benut wordt. Wanneer meer energie wordt opgewekt met zon-PV in plaats van met wind, zal de mismatch tussen opwek en verbruik van hernieuwbare elektriciteit op bepaalde momenten groter worden. Hiermee is ook zonne-energie geen robuust en haalbaar alternatief voor de uitrol van windenergie op zee.

Naast de reeds beschikbare en commercieel schaalbare technologieën, zoals wind- en zonne-energie op land, kan ook gekeken worden naar de bijdrage van toekomstige energie-innovaties. Gedacht kan worden aan bijvoorbeeld ontwikkelingen op het gebied van geothermie, grootschalige en langdurige opslag en zonne-energie op zee. Dit soort innovatieve technologieën moeten zich nog verder ontwikkelen om op grote schaal te kunnen worden ingezet en daarnaast zijn sommige van deze bronnen ook relatief beperkt in hun maximaal technisch productie-potentieel in Nederland. Hierdoor is een significante bijdrage van deze technologieën aan de energiemix op de middel- en lange termijn nog onzeker en worden deze technologieën op dit moment nog niet als haalbaar alternatief voor windenergie op zee gezien.

2.4.2 Het inhalen van vertraging om doelen te halen

TenneT heeft een technisch maximale aansluitcapaciteit van ca. 4 GW windenergie op zee per jaar (gebaseerd op de eerder genoemde randvoorwaarden over gelijktijdige inbedrijfstelling en testen) en bepaalt hiermee het maximale jaarlijkse uitrolpad van windenergie op zee. Indien tenders worden gepauzeerd, kan de inbedrijfstelling van windenergie op zee daarna niet met meer dan 4 GW per jaar worden hervat. Wanneer meerdere jaren vertraging optreedt, dan kan dat dus niet zonder meer worden ingehaald in het volgende decennium.

2.4.3 Toeleverketen

Nederland heeft wereldwijd een sterke reputatie in de offshore industrie en is een voorloper in de ontwikkeling van windenergie op zee. Zo produceert Sif in de Rotterdamse haven funderingen voor windparken op zee wereldwijd. Onlangs heeft Sif een nieuwe fabriek geopend met ondersteuning vanuit de Rijksoverheid om de productie uit te breiden.⁴⁶ Nederlandse offshore installatiebedrijven, zoals Van Oord, Heerema en Boskalis, zijn internationaal toonaangevend in de aanleg van windparken op zee. Onlangs heeft Van Oord hun nieuwste installatieschip Boreas in gebruik genomen om de groter wordende windturbines op zee te installeren. Ook zijn er nog bedrijven verder in de keten, zoals Huisman in Schiedam, dat de kranen voor de installatieschepen bouwt en TKF in Haaksbergen en Lochem dat de onderzeese stroomkabels maakt. Zoals omschreven in hoofdstuk 1, hebben meerdere landen tenders uitgesteld of zijn tenders mislukt. De verwachte piek richting 2030 voor de ontwikkeling van windenergie op zee is daardoor afgezwakt. Er ontstaat naar verwachting hierdoor ruimte in de orderboeken van de partijen in de toeleverketen.⁴⁷ Tegelijkertijd brengen deze korte termijn wijzigingen grote onzekerheid met zich mee voor de partijen in de toeleverketen. Continuïteit en voorspelbaarheid in de uitrol van windparken op zee verhoogt de efficiëntie bij bedrijven en verlaagt daarmee de kosten van deze transitie.

⁴⁶ Kamerbrief – Iening Sif Groep | Februari 2023 | Kamerstuk | Rijksoverheid.nl.

⁴⁷ O.a. Developers pull back | Juni 2025 | BloombergNEF (niet openbaar).

3. Stimuleren van vraag

3.1 Inleiding

Om de businesscase van windenergie op zee te verbeteren en ook op doelmatige wijze voor de lange termijn te borgen, is het noodzakelijk om de ontwikkeling van de vraag naar duurzame elektriciteit te versnellen. Bij het stimuleren van de elektriciteitsvraag liggen er met name kansen bij elektrificatie van de industrie. In 2022 was het energiegebruik van de industrie ongeveer een derde van het totale finale energiegebruik van Nederland.⁴⁸ Hierbinnen valt de grootste impact te realiseren bij elektrificatie van de warmtevraag. Ook de vraagontwikkeling in andere sectoren dan de industrie, zoals mobiliteit en de gebouwde omgeving, zijn van belang voor het vergroten van de elektriciteitsvraag. De focus van dit plan ligt op het stimuleren van de elektriciteitsvraag bij de industrie, omdat daar op korte termijn de grootste stappen gezet kunnen worden.

Dit hoofdstuk schetst eerst de aangrijpingspunten voor beleid om elektrificatie te versnellen. Vervolgens geeft dit hoofdstuk (en bijlage 1) een overzicht van het reeds bestaande beleid dat op hierop aangrijpt. Daarna worden de aanvullende acties beschreven die relevant zijn voor dit Actieplan. Tot slot schetst dit hoofdstuk welke maatregelen er nog meer mogelijk zouden zijn om elektrificatie te versnellen en welke nadere uitwerking al in gang wordt gezet. Dit zodat een volgend kabinet de mogelijkheid heeft om er voor te kiezen om hier actie op te ondernemen.

3.2 Aangrijpingspunten voor beleid

3.2.1 Warmtevraag

79% van de finale energievraag in de Nederlandse industrie betreft de vraag naar proceswarmte. Dit gaat om verhitingsprocessen voor het smelten, kraken, bakken of drogen van grondstoffen en halffabricaten of het genereren van stoom. Dit is momenteel bijna volledig fossiel ingevuld. Ca. 62% (301 PJ) van de industriële warmtevraag kan momenteel technisch worden geëlektrificeerd op basis van beschikbare elektrificatietechnieken met een *Technology Readiness Level* (TRL) van 9.⁴⁹ Dit percentage zal naar verwachting stijgen naar 90% (437 PJ) van de industriële warmtevraag in 2035, mede door verdere technologische innovatie en opschaling.⁵⁰ Dit betreft een technisch potentieel. Vertaling van dit potentieel naar de praktijk vraagt actieve inzet op het wegnemen van knelpunten. Elektrificatie van de industrie in met name de kustclusters maakt aanlanding van grotere hoeveelheden elektriciteit uit windenergie op zee mogelijk met relatief beperkte netverzwaring. Dit heeft daarmee een positieve impact op het energiesysteem, waarmee het ook bijdraagt aan het vergroten van het aandeel duurzame elektriciteit in de mix voor andere vraagsectoren te vergroten. Daarnaast is directe elektrificatie van industriële warmtevraag ook een aantrekkelijk alternatief voor warmteproductie door verbranding van hernieuwbare waterstof, aangezien de kosten hiervan aanzienlijk hoger uitpakken dan eerder gedacht.

3.2.2 Knelpunten voor elektrificatie van de industrie

Ondanks de genoemde potentie komt elektrificatie op dit moment beperkt van de grond. Dit beeld is in heel Europa te zien: sinds 2013 blijft het gemiddelde aandeel elektrificatie in de industrie steken op 33%. Dit betreft voornamelijk elektriciteitsinzet voor de ongeveer 30% andere industriële energievraag dan proceswarmte (bijvoorbeeld elektrische aandrijvingen voor beweging). Slechts 4% van de proceswarmtevraag is in Europa geëlektrificeerd.^{51,52} In hoofdstuk 2 is nader ingegaan op de mismatch tussen vraag en aanbod en de voornaamste knelpunten voor elektrificatie. In de Actieagenda Elektrificatie Industrie⁵³ worden de volgende knelpunten benoemd:

- Netcongestie en problemen bij het verkrijgen van een aansluiting.
- Onzekerheid over de mate waarin flexibele operatie in het toekomstige elektriciteitssysteem noodzakelijk zal zijn, bij processen met een volcontinue energiebehoefte (kans op *load shedding* of hoge kosten voor niet-flexibel contract).
- Sterkere prijsschommelingen in het toekomstig elektriciteitssysteem; waarmee de lange termijn elektriciteitsprijzen minder voorspelbaar is.

⁴⁸ CBS (2024). StatLine: Energiebalans, aanbod en verbruik; sector. CBS, Den Haag / Heerlen.

⁴⁹ Hierbij is gebruikgemaakt van gegevens van o.a. CBS, TNO en internationale bronnen zoals de *European Energy Research Alliance* (EERA).

⁵⁰ Agora Industry | Juni 2024 | *Direct electrification of industrial process heat*. Geraadpleegd op 10 juni 2024.

⁵¹ Power Barometer | 2024 | *Power Barometer 2024*. Geraadpleegd op 10 oktober 2024.

⁵² Eurostat | December 2024 | *Final energy consumption in industry*. Geraadpleegd op 10 december 2024.

⁵³ Actieagenda Elektrificatie Industrie | September 2025 | *Rapport | Rijksoverheid.nl*. Hoofdstuk 5.

- Hoge gemiddelde operationele kosten (OPEX) ten opzichte van fossiel alternatief en andere investeringslocaties, bestaande uit:
 - kale elektriciteitsprijs;
 - nettarieven;
 - belastingen en heffingen.
- Hoge kapitaalkosten (CAPEX) ten opzichte van fossiel alternatief:
 - hoge financieringskosten gezien risico's nieuwe typen installaties;
 - terugverdientijden van de meerkosten van elektrificatietechniek zijn doorgaans langer dan fossiele alternatieven;
 - onvoldoende liquiditeit voor hoge investering (m.n. bij kleinere bedrijven).
- Benodigde kennis ten opzichte van fossiel alternatief:
 - diversiteit aan elektrificatieopties in verschillende ontwikkelstadia;
 - diversiteit aan industriële processen (geen *one-size fits all*).
- Onzekerheid toekomstige kaders:
 - onzekerheid bij bedrijven over kostenverwachting en beleidsontwikkeling ten aanzien van toekomstige energiemix (uitgestelde afweging);
 - geen duidelijk beeld bij bedrijven ten aanzien van benodigde vergunningen voor nieuwe typen installaties;
 - onduidelijkheid met betrekking tot eisen waaraan nieuwe typen installaties moeten voldoen (normering/standaardisering).

3.2.3 Bestaand beleid

Op een deel van deze aangrijpingspunten wordt al beleid gevoerd, hetgeen in de Actieagenda Elektrificatie Industrie in kaart is gebracht. In bijlage 1 bij dit Actieplan is een nadere duiding van deze maatregelen gegeven; en is aangegeven welk effect deze maatregelen tegen welke kosten leveren en wat dit specifiek voor windparken op zee kan betekenen. Bij deze maatregelen is gekeken naar zowel financiering (bijvoorbeeld de Stimulering Duurzame Energieproductie en Klimaattransitie (SDE++) en de Versnelde Klimaatinvesteringen Industrie (VEKI)), normering (bijvoorbeeld de Energiebesparingsplicht) als beprijzing (bijvoorbeeld het EU-Emission Trading System (ETS)). Aangezien netcongestie al wordt geadresseerd in het Landelijk Actieprogramma Netcongestie (LAN), zijn maatregelen op dit vlak buiten beschouwing gelaten in zowel dit Actieplan windenergie op zee als in de Actieagenda Elektrificatie Industrie.

3.3 Acties ter versterking bestaand beleid

In de Actieagenda Elektrificatie Industrie is daarnaast in kaart gebracht welke stappen op dit moment door het kabinet worden gezet en welke onderzoeken worden gedaan naar additionele instrumenten.⁵⁴ Vier acties (PPA's, IKC-ETS, stimulans voor *Industrial Demand Side Response* (IDSR) en amortisatie) worden er in het licht van dit Actieplan windenergie op zee uitgelicht, gezien de directe impact op vraagontwikkeling en de potentiële businesscase voor windenergie op zee.

Garantiefonds corporate Power Purchase Agreements (PPA's)

Het kabinet heeft met verschillende partijen een verkenning uitgevoerd naar een garantiefonds voor *corporate Power Purchase Agreements* (langjarige stroomafnamecontracten met een prijs- en volumeafpraak). Een PPA-garantiefonds stelt afnemers van elektriciteit met een lagere of niet-beoordeelde kredietwaardigheid beter in staat om – in ruil voor een premie – een PPA af te sluiten. Een dergelijk fonds kan bij onverhoopt faillissement van de afnemer (een deel van) het eventuele prijsverschil tussen een lagere marktprijs en de contractueel afgesproken PPA-prijs voor de vrijgevallen hoeveelheid energie aan de elektriciteitsaanbieder vergoeden. Voor afnemers van elektriciteit met beperkte kredietwaardigheid vergroot zo'n fonds daarmee de mogelijkheid om PPA's af te sluiten. Dit verbetert de toegang tot prijszekere duurzame elektriciteit en zorgt daarmee voor een lager investeringsrisico. Voor aanbieders van elektriciteit betekent dit potentieel een groter aanbod van partijen die langjarige stroomovereenkomsten willen en kunnen afsluiten, waarmee windparkontwikkelaars in staat worden gesteld om projecten te financieren.

⁵⁴ Actieagenda Elektrificatie Industrie | September 2025 | Rapport | Rijksoverheid.nl. Hoofdstuk 6.

De Rijksoverheid reserveert in 2025 €1 mln. voor de ontwikkeling van dit mogelijke garantiefonds, in cofinanciering met Invest-NL (ieder 50%). Voor de daadwerkelijke inzet van deze middelen is een aanvullend beslismoment voor zien in oktober 2025, om te borgen dat het plan van aanpak volledig is en aan alle randvoorwaarden voor verdere ontwikkeling wordt voldaan. Na de ontwikkeling zal besluitvorming plaatsvinden over de inzet en financiering van het instrument.

Het totaal benodigde bufferkapitaal bij inzet op afnemers met minimaal een B-rating en een premie van €1–3 per MWh wordt geschat op €60 tot 70 mln. Dit zou ingebracht kunnen worden door Invest-NL en private investeerders. Volgens Invest-NL mobiliseert elke euro in het fonds ca. €60 aan projectfinanciering (ca. €3,6 mld. totaal). Het garantiefonds heeft een rendement van 2 – 4%. Hiermee kan een additionele investering een positief resultaat geven.

Volgens Invest-NL kan het fonds met deze buffer jaarlijks ~3,6 TWh aan PPA's dekken (~10% van het industrieel stroomverbruik in 2022; niet gecorrigeerd voor netcongestie en niet gecorrigeerd voor mogelijke invoering van andere instrumenten die ingrijpen op de PPA-markt). Dit is ongeveer gelijk aan de productie van een 1 GW wind(park) op zee. Het fonds kan – afhankelijk van de ontwikkelfase en besluitvorming – op zijn vroegst in 2026 operationeel zijn en biedt potentiële windparkontwikkelaars daarmee vanaf 2027 concrete handvatten (PPA's) voor hun businesscase.

Indirecte Kosten Compensatie (IKC)

De subsidieregeling Indirecte Kostencompensatie ETS (IKC-ETS) compenseert doorberekende ETS-kosten van elektriciteitsproductie via de elektriciteitsprijs voor bedrijfssectoren die door de Europese Commissie zijn aangewezen als 'blootgesteld aan een hoog risico op weglek naar buiten de EU'. Dit gaat momenteel om gemiddeld €20–25/MWh. Er was reeds t/m 2027 budget voor de regeling vrijgemaakt. Het kabinet heeft binnen de mogelijkheden die er nu zijn om de elektriciteitskosten concurrerend te maken besloten om de IKC-ETS regeling met een jaar te verlengen t/m 2028; en stelt hiervoor €150 mln. beschikbaar. Daarmee blijven reeds geëlektrificeerde bedrijven behouden. Het behoud van deze geëlektrificeerde bedrijven is een eerste stap naar het vergroten van de vraag naar windenergie op zee.

Industrial Demand Side Response (IDSR)

IDSR houdt in dat industriële partijen (een deel van) hun energievraag flexibel kunnen afstemmen op prijsprikkels en beschikbaar aanbod. Met de Flex-e regeling wordt subsidie verleend voor flexibiliteitscans of en hoe een bedrijf flexibel kan opereren, het ontwerp voor procesflexibiliteit en investeringskosten voor het realiseren van de flexibiliteit. Het kabinet zal nader uitwerken of aanvullende stimulering nodig is voor *Industrial Demand Side Response*.

Amortisatie netkosten

Naast bovengenoemde maatregelen is in het kader van het Interdepartementaal Beleidsonderzoek (IBO) bekostiging van de elektriciteitsinfrastructuur de mogelijkheid tot amortisatie van netkosten geanalyseerd.⁵⁵ Uit extern onderzoek⁵⁶ is gebleken dat amortisatie slechts in enkele scenario's in beperkte mate en met beperkte impact mogelijk is en de tarieven in een ander scenario onvoldoende dalen om een werkbaar amortisatieprofiel vorm te geven. Hierdoor kan eventueel maar een klein deel van de investeringskosten in het net op een verantwoorde manier worden verlegd naar latere jaren. Er bestaat daarom onvoldoende rationale voor een majeure ingreep als amortisatie. Daarnaast is de tariefontwikkeling met zeer grote onzekerheid omgeven, waardoor niet vast te stellen is dat er daadwerkelijk een significante piek is. Een kleine afwijking in de gedane aannames kan bovendien grote gevolgen hebben voor de lange termijn tariefontwikkeling, de omvang van de amortisatierekening en de garantie op de terugbetaling hiervan. Hoewel de hoogte van de nettarieven een belangrijke zorg is voor elektrificatie van bedrijven in Nederland, maken de onzekerheid en volatiliteit het onwenselijk om een majeure systeemwijziging als amortisatie te introduceren. Naast het ontbreken van de rationale om amortisatie te introduceren, voldoet de maatregel op dit moment aan geen van de vier randvoorwaarden uit de kabinetsreactie op het IBO bekostiging van de elektriciteitsinfrastructuur⁵⁷: juridische mogelijkheid, niet saldo-relevant, geen onevenredige verschuiving van kosten naar toekomstige generaties, beperkt effect financiële positie en creditrating TenneT.

⁵⁵ Kamerbrief amortisatie | September 2025 | Kamerstuk | Rijksoverheid.nl. Dit is op hetzelfde moment als het Actieplan windenergie op zee verstuurd waardoor er geen hyperlink is toegevoegd.

⁵⁶ Bijlage Kamerbrief amortisatie | September 2025 | Kamerstuk | Rijksoverheid.nl. Dit is op hetzelfde moment als het Actieplan windenergie op zee verstuurd waardoor er geen hyperlink is toegevoegd.

⁵⁷ Kabinetsreactie op het IBO-rapport bekostiging van de elektriciteitsinfrastructuur | April 2025 | Kamerstuk | Rijksoverheid.nl.

3.4 Denkrichtingen aanvullend beleid

Naast bovengenoemde acties zijn aanvullende maatregelen denkbaar ten aanzien van de aangrijpingspunten uit par. 3.2 die de ontwikkeling van de vraag naar elektriciteit versnellen en daarmee de businesscase voor windenergie op zee kunnen versterken. De doorontwikkeling van aanvullend beleid en de uiteindelijke inzet daarop, vergen echter verdere onderbouwing, uitwerking en besluitvorming. Daarom worden hieronder de mogelijkheden tot aanvullend beleid wel geschetst en kunnen deze mogelijkheden deels worden uitgewerkt, maar laat dit kabinet de keuze hierover aan het volgende kabinet. Door nu de opties uiteen te zetten, kan het huidige kabinet wegen of zij bepaalde analyses of uitwerking al in gang wil zetten en heeft een volgend kabinet de mogelijkheid om deze beter te wegen (tegen elkaar en ten opzichte van maatregelen aan de aanbodzijde) en hier sneller op te kunnen handelen.

Bij deze denkrichtingen is gefocust op mogelijke maatregelen ten aanzien van de grootste knelpunten voor elektrificatie naast netcongestie: hoge kosten en prijsonzekerheid. Voor de knelpunten flexibiliteit, kennisverspreiding en inzicht in beleidskeuzes is de inzet deze kabinetsperiode reeds geïntensiveerd (zie par. 3.3 en de Actieagenda Elektrificatie Industrie). De effecten van deze intensivering dienen eerst te worden gezien, alvorens aanvullend beleid op die knelpunten wordt onderzocht.

In een aantal gevallen is in onderstaande denkrichtingen een onderbouwde schatting gegeven van het effect van een maatregel in additionele elektriciteitsvraag (in TWh). In de overige gevallen is de nadruk gelegd op de mate van verlaging van de elektriciteitsprijs voor afnemers (in €/MWh). Er is geen algemene stelregel tot hoeveel additionele elektriciteitsvraag (en vraag die in een PPA kan treden) een euro elektriciteitsprijsreductie leidt, in verband met netcongestie en verschillende kostenniveaus voor verschillende elektrificatietechnieken. De hoogte van het bedrag per MWh dat de industrie bereid is te betalen varieert daarnaast per elektrificatieoptie (een warmtepomp bespaart bijvoorbeeld ook energie en daarmee kosten), per type bedrijf (voor de ene sector is elektriciteit een groter aandeel in de businesscase dan voor een andere sector) en per afzonderlijk bedrijf. Daarnaast is bij de onderbouwde schattingen nog niet meegewogen welk effect verschillende instrumenten op elkaar hebben (zie ook par. 3.4.7), en in hoeverre netcongestie een beperkende factor vormt voor het effect.

3.4.1 Verlaging operationele kosten (OPEX)

In par. 3.2 en bijlage 1 is aangegeven dat het kabinet reeds inzet op verlaging van de OPEX van elektrificatie. Middels de SDE++ wordt voor o.a. warmtepompen en e-boilers de onrendabele top (waaronder elektriciteitskosten) vergoed voor een periode van 15 jaar. In de afgelopen 4 jaar is op basis van inschattingen van RVO voor ca. 3,4 TWh aan elektrificatieprojecten gehonoreerd. Daarnaast zorgt de IKC-ETS regeling t/m 2028 voor een reductie van elektriciteitskosten met €20-25/MWh voor specifieke categorieën bedrijven. Middels het EU *Emission Trading System* (EU-ETS) wordt daarnaast de OPEX van het fossiele alternatief voor elektrificatie (bijvoorbeeld de inzet van aardgas) steeds verder verhoogd via het beprijzen van CO₂-uitstootrechten, tot er in 2040 voor een groot deel van de industrie geen uitstootrechten meer beschikbaar komen. Om elektrificatie te versnellen ten opzichte van het ETS-pad en gelijke tred te laten houden met de vergroting van het duurzame elektriciteitsaanbod, zoals omschreven in par. 2.1.1, spelen een aantal parameters een rol:

- het verschil tussen de elektriciteitsprijs en het fossiele alternatief incl. ETS (voorkomen van uitstel);⁵⁸
- het verschil tussen de Nederlandse elektriciteitsprijs en de prijzen van omliggende landen (voorkomen van weglek);⁵⁹
- het verschil tussen de huidige (langjarige) elektriciteitsprijzen en toekomstige (langjarige) elektriciteitsprijzen; en het verschil tussen de behoefte van windparkontwikkelaars om lange termijn PPA's af te sluiten en de behoefte van bedrijven om in te spelen op verwachte dalende *day-ahead* prijzen (voorkomen van uitstel).

Hierbij overbrugt het huidige instrumentarium deze verschillen nog niet geheel. Er is verdere verkenning nodig tegen welke prijs de industrie met welke elektrificatie-optie bereid is te elektrificeren. Op basis daarvan kan bepaald worden in welke mate, voor welke periode, op welke wijze en voor welke elektrificatietechnieken intensivering nodig is om deze verschillen te overbruggen. In par. 3.2 is aangegeven dat gekeken kan worden naar drie facetten bij het verder reduceren van de OPEX van elektrificatie, namelijk: kale elektriciteitsprijs, nettarieven en heffingen. Mogelijkheden hiervoor worden hieronder langsgelopen.

⁵⁸ Zie hiervoor bijvoorbeeld de berekening van basisbedragen in de SDE++.

⁵⁹ Kamerbrief - Onderzoek naar elektriciteits- en netwerkkosten | April 2024 | Kamerstuk | Rijksoverheid.nl.

3.4.2 Verlaging kale elektriciteitsprijs

Voor verlaging of compensatie van de kale elektriciteitsprijs zouden de volgende instrumenten nader verkend kunnen worden.

Continueren van de SDE++

De SDE++ is een exploitatiesubsidie die de onrendabele top vergoedt – waaronder de kapitaalkosten en de operationele kosten van een productie-installatie – voor onder meer elektrificatietechnieken. In de openstellingsronde van de SDE++ in 2024 is voor ca. 1 TWh per jaar aan directe elektrificatie beschikt (e-boilers), tegen ca. €37 mln. aan jaarlijkse subsidie.⁶⁰ Daarnaast zijn er nog andere categorieën die direct en indirect bijdragen aan de elektriciteitsvraag, zoals warmtepompen en *Carbon Capture and Storage* (CCS). Voor de SDE++ is op dit moment budget gereserveerd voor openstellingen in 2025 en 2026. Het doortrekken van de regeling vanaf 2027 is een belangrijke en kostenefficiënte manier om elektriciteitsvraag te blijven stimuleren en zal jaarlijks ca. 1 TWh additionele elektriciteitsvraag per openstellingsronde vanaf 2031 opleveren.

Verdere verlenging van de subsidieregeling Indirecte Kostencompensatie (IKC)

De regeling voor Indirecte Kostencompensatie (IKC-ETS) compenseert bedrijven met weglekrisico voor indirecte ETS-kosten in de elektriciteitsprijs. Dit neemt het concurrentienadeel als gevolg van ETS weg ten opzichte van landen buiten de EU. Aangezien andere Europese industrielanden IKC reeds toepassen, is toepassing hiervan in Nederland nodig om een gelijk speelveld binnen Europa te behouden. Dit zorgt daarmee vooral voor behoud van huidige elektriciteitsvraag van elektriciteitsintensieve industrie. Het behoud van deze geëlektrificeerde bedrijven is een eerste stap naar het vergroten van de vraag naar windenergie op zee. Deze maatregel is ook in het IBO bekostiging van de elektriciteitsinfrastructuur geïdentificeerd (beleids optie 5.6) en behoeft naar schatting €165 mln. per jaar en verlaagt de elektriciteitskosten op dit moment met €20-25/MWh, waarbij dit zal afnemen naarmate de verduurzaming van de elektriciteitssector vordert.

Gerichte compensatie van de kale elektriciteitsprijs voor bedrijven met weglekrisico (CISAF)

Onlangs is het Europese CISAF-kader⁶¹ gepubliceerd, waarin een verbreding van de staatssteunkaders wordt voorgesteld voor de subsidiëring van elektriciteitskosten voor de elektriciteitsintensieve industrie. Dit biedt mogelijkheden om de kale elektriciteitsprijs te verlagen voor elektriciteitsintensieve industrie met weglekrisico uit de Europese *carbon leakage* lijst. Het betreft een maximale korting van 50% op de gemiddelde groothandelsprijs van elektriciteit, voor maximaal 50% van het jaarlijkse elektriciteitsverbruik. Hierbij mag de gesubsidieerde elektriciteitsprijs niet onder de €50/MWh uitkomen. Hiermee gaat dit instrument verder dan de IKC, welke alleen indirecte ETS-kosten compenseert. De subsidiëruimte geldt voor maximaal 3 jaar en moet uiterlijk op 31 december 2030 worden uitbetaald. Gezien de reikwijdte (bedrijven op de *carbon leakage* lijst) zorgt deze maatregel vooral voor behoud van de huidige elektriciteitsvraag van de elektriciteitsintensieve industrie. De totale kosten zijn afhankelijk van het indieningsbedrag en de lijst van bedrijven met weglekrisico. Inzet op deze denkrichting zou een nieuwe maatregel vergen die nader onderzocht en uitgewerkt zou moeten worden, voordat een nieuw kabinet hierover kan besluiten. Daarmee is de verwachting dat een dergelijke maatregel niet voor 2027 in effect zal kunnen treden. Eerste inschattingen van RVO geven aan dat de kosten voor een dergelijke maatregel sterk afhankelijk zijn van de vormgeving en reikwijdte en kunnen variëren tot maximaal €386 mln. per jaar (rekening gehouden met IKC-ETS).

Contracts for Difference (CfD) vraagkant

Een vraag-*Contract for Difference* (CfD) is een financiële overeenkomst waarbij de overheid garandeert dat de kale elektriciteitsprijs voor een afnemer niet boven een bepaalde prijs (het indieningsbedrag van de subsidieregeling) uitkomt. Komt de prijs boven het indieningsbedrag, dan kan subsidie worden verleend. Dit zou prijsonzekerheid en daarmee financieringskosten voor elektrificatie-investeringen voor de industrie kunnen verlagen. Er zijn verschillende vormen van dergelijke CfD's denkbaar, waarbij bijvoorbeeld ook terugbetaling plaats zou kunnen vinden van de afnemer aan de overheid op het moment dat de elektriciteitsprijs onder een bepaalde prijs zakt.

⁶⁰ De SDE++ is een techniekneutrale tender en wordt voor een brede groep aan technieken opengesteld. Elektrificatietechnieken zijn onderdeel van de tender. Jaarlijkse subsidieuitgaven voor elektrificatietechnieken zijn daarom slechts een gedeelte van de totale jaarlijkse uitgaven voor de SDE++-regeling.

⁶¹ *European Framework for State Aid measures to support the Clean Industrial Deal* | Juli 2025.

Op 12 augustus 2025 is een inventarisatie opgeleverd van vormen van CfD's voor industriële elektrificatie.⁶² De studie, uitgevoerd door E-Bridge en Guidehouse in opdracht van het ministerie van KGG, laat zien dat een goed ontworpen CfD-instrument kan bijdragen aan het beperken van elektriciteitsprijrisico's voor de industrie en investeringen in industriële elektrificatie en hernieuwbare opwek kan stimuleren, al is het de vraag of het daarin effectiever is dan andere instrumenten zoals CfD's aan de aanbodzijde. Tegelijkertijd zou middels ontwerpkeuzes aandacht moeten worden besteed aan financiële risico's voor de Rijksoverheid. Ook voor ruimte binnen de staatssteunkaders valt een kanttekening te plaatsen. Het CISAF lijkt ruimte te bieden, maar vooral voor een tijdelijke maatregel. Mogelijkheden binnen de zogenaamde *Climate, Energy and Environmental Aid Guidelines* vergen meer verkenning en kennen een zwaardere toetsing.

Hoewel dit type instrument is meegenomen in de geïnventariseerde denkrichtingen in dit Actieplan, dient opgemerkt te worden dat een dergelijk instrument niet voorhanden is en dat een dergelijk instrument pas goed gewogen kan worden tegen andere instrumenten die ingrijpen op de elektriciteitsprijs voor afnemers, wanneer meer informatie voorhanden is omtrent:

- de doelmatigheid, effectiviteit en rechtmatigheid van een CfD voor industriële elektrificatie, ook in verhouding tot andere instrumenten die ingrijpen op de elektriciteitsprijs;
- de samenhang met bestaande instrumenten zoals de SDE++, CfD hernieuwbaar op land en CfD windenergie op zee;
- de ontwerpkeuzes voor een dergelijk instrument, ook in relatie tot de vigerende staatssteunkaders;
- de te verwachten budgettaire gevolgen.

De kosten van de vormen van CfD's zijn op dit punt in de tijd ook moeilijk in te schatten. Deze zijn sterk afhankelijk van het type CfD, marktprijsontwikkeling, volumeafspraken, technische parameters en uitvoeringslasten. Zonder nadere analyse is het daarmee niet mogelijk om één goed onderbouwde kostenschattting te maken. Voor de beeldvorming volgt hieronder een zeer grof voorbeeld, waaraan veel te toetsen aannames ten grondslag liggen: bij een two-sided CfD, een indieningsbedrag vraagzijde van €65/MWh, een gemiddelde marktprijs van ca. €75/MWh en een evenredig ingroeipad naar 61 TWh elektrificatie in 2032 (80% van het technisch elektrificatiepotentieel tot 500 graden); leidt dit tot gemiddeld €367 mln. per jaar aan publieke kosten gedurende 6 jaar en 10 TWh additionele elektriciteitsvraag per jaar (overeenkomend met ca. 3 GW windenergie op zee).

Nadere analyse neemt het kabinet mee in de verdere verkenning van opties om de netkosten en nettarieven te drukken, zoals aangekondigd in de Kamerbrief amortisatie. Dit gericht op besluitvorming door dit of een volgend kabinet. Een CfD kan ook negatieve consequenties hebben. In par. 4.4.4 zijn deze voor een aanbod CfD beschreven. Deze negatieve consequenties zijn grotendeels ook van toepassing op een CfD aan de vraagkant. Een CfD kan marktverstoringen werken en de kosten voor de overheid kunnen hoog zijn.

3.4.3 Verlaging van nettarieven en heffingen

Voor verlaging van de nettarieven zijn in het IBO bekostiging van de elektriciteitsinfrastructuur – naast amortisatie (zie par. 3.3) – meerdere maatregelen uitgewerkt om de kosten voor de elektriciteitsinfrastructuur te dempen en anders te verdelen.⁶³ Een voorbeeld hiervan is het verstrekken van een inkomstsubsidie aan TenneT of gerichte compensatie voor de elektriciteitskosten van internationaal concurrerende industrie. Ook kan gedacht worden aan het verstrekken van een OPEX- of CAPEX-subsidie aan TenneT. Deze opties om de netkosten en nettarieven te drukken moeten nog verder uitgewerkt worden voor besluitvorming, zoals aangekondigd in de Kamerbrief amortisatie van de elektriciteitsnettarieven.⁶⁴ Hierbij zal ook rekening gehouden moeten worden met de ontwikkelingen rond de Europese staatssteunkaders.

Voor verlaging van de heffingen kan een verlaging van de energiebelasting op elektriciteit in schijf 4 en 5 (gericht op grootverbruikers) een rol spelen. Deze maatregel is ook in het IBO bekostiging van de elektriciteitsinfrastructuur en rapport Draghi geïdentificeerd. Het verlagen van de (reeds lage) energiebelasting op elektriciteit voor schijf

⁶² E-Bridge & Guidehouse | 2025 | *Contracts for Difference* voor elektrificatie van de Nederlandse industrie. Dit rapport is als bijlage meegestuurd met dit Actieplan windenergie op zee.

⁶³ Kamerbrief - Onderzoek naar elektriciteits- en netwerkkosten | April 2024 | Kamerstuk | Rijksoverheid.nl.

⁶⁴ Kamerbrief amortisatie | September 2025 | Kamerstuk | Rijksoverheid.nl. Dit is op hetzelfde moment als het Actieplan windenergie op zee verstuurd waardoor er geen hyperlink is toegevoegd.

4 en 5 verlaagt de elektriciteitskosten en maakt daarmee elektrificatie aantrekkelijker. Bij een verlaging naar €0,001 per kWh wordt de prijs met €2,21/MWh verlaagd voor grootverbruikers (schijf 5) en met €37,68/MWh voor middelgrootverbruikers (schijf 4). Dit kost ongeveer €60 mln. per jaar voor schijf 5 en €1,1 mld. per jaar voor schijf 4.⁶⁵ Hierbij geldt de notie dat dekking voor dergelijke maatregelen veelal gezocht wordt binnen hetzelfde beleidsdomein, waarmee een verlaging van het tarief op elektriciteit gepaard zou gaan met een verhoging van het tarief op gas. Dit is onwenselijk. Indien bedrijven door netcongestie geen mogelijkheid hebben om te elektrificeren, zou een dergelijke maatregel een boete op energiegebruik betekenen. Bij een dergelijke dekking, dient zeer terughoudend naar deze maatregel te worden gekeken.

Een andere optie is verlaging van de energiebelasting op elektriciteit voor schijf 1 en 2. Ook deze maatregel is opgenomen in het IBO bekostiging van de elektriciteitsinfrastructuur en het Draghi-rapport. Het verlagen van deze schijven kost per verlaging van (en dus niet naar) €0,01 per kWh ca. € 250 mln. per jaar (het tarief is nu ca. 10 eurocent).⁶⁶ Deze maatregel stimuleert elektrificatie, verlaagt het verschil in elektriciteitsprijzen met buurlanden en geeft een positief signaal aan de samenleving over de betaalbaarheid van elektriciteit en terugverdiendtijden van elektrificatie. Omdat deze maatregel een breed, positief effect heeft op de koopkracht van huishoudens zou het ook in dat domein kunnen worden gedekt.

3.4.4 Mitigatie prijsonzekerheid

Om de onzekerheid over de lange termijn elektriciteitsprijs door sterkere prijswisselingen in het toekomstig elektriciteitsstelsel te mitigeren, zijn er voor bedrijven verschillende mogelijkheden. Zo is onder par. 3.3 reeds aangegeven dan het kabinet inzet op een PPA garantiefonds en daarnaast bieden bepaalde OPEX-instrumenten als de SDE++ eveneens lange termijn zekerheid. De eerder omschreven denkrichtingen ten aanzien van de SDE++ en CfD aan de vraagzijde kunnen eveneens een bijdrage leveren aan mitigatie van dit risico.

3.4.5 Verlaging investeringskosten (CAPEX)

In par. 3.2 en bijlage 1 is aangegeven dat het kabinet al inzet op verlaging van de CAPEX van elektrificatie. Hierbij biedt de SDE++-regeling exploitatiesubsidie voor de onrendabele top; de DEI+-regeling ondersteuning bij *first-of-a-kind* installaties; de NIKI-regeling bij opschaling; de VEKI-regeling bij installaties met een terugverdiendtijd langer dan 5 jaar; en de EIA, MIA en VAMIL voor bepaalde installaties die opgenomen zijn in de betreffende lijsten. Daarmee is ondersteuning beschikbaar voor de verschillende ontwikkel-/implementatiestadia van een groot deel van de elektrificatieopties. Hierbij zien we echter dat voor de DEI+, VEKI en NIKI de budgettrekken tijdelijk zijn en dat er in de DEI+ en VEKI sprake is van substantiële overtekening. Daarmee kan dit of een volgend kabinet overwegen om deze ondersteuning door te trekken en uit te breiden. Voor bijvoorbeeld de VEKI was er in 2024 sprake van €40 mln. aan overtekening met potentieel kwalificerende aanvragen. Honorering daarvan zou leiden tot 0,16 TWh additionele elektriciteitsvraag (berekening op basis van aannames, zie ook effecteninschatting in bijlage 1). Het doortrekken van de regeling vanaf 2027 zou €170 mln.⁶⁷ per jaar kosten en potentieel leiden tot 0,7 TWh additionele elektriciteitsvraag per jaar vanaf 2031 (berekening op basis van aannames, zie ook effecteninschatting in bijlage 1). Voor de DEI+ was in 2024 sprake van €100 mln. aan overtekening met potentieel kwalificerende aanvragen. Het doortrekken van de regeling vanaf 2028 zou €200 mln.⁶⁸ per jaar kosten en leiden tot 0,34 TWh additionele elektriciteitsvraag per jaar vanaf 2032 (berekening op basis van aannames, zie ook effecteninschatting in bijlage 1). De SDE++ is een exploitatiesubsidie die de onrendabele top vergoedt – waaronder de kapitaalkosten en de operationele kosten van een productie-installatie – voor onder meer elektrificatietechnieken. In de openstellingsronde van de SDE++ in 2024 is voor ca. 1 TWh per jaar aan directe elektrificatie beschikt (e-boilers), tegen ca. €37 mln. aan jaarlijkse subsidie.⁶⁹ Daarnaast zijn er nog andere categorieën die direct en indirect bijdragen aan de elektriciteitsvraag, zoals warmtepompen en CCS. Voor de SDE++ is op dit moment budget gereserveerd voor openstellingen in 2025 en 2026. Het doortrekken van de regeling vanaf 2027 is een belangrijke en kostenefficiënte manier om elektriciteitsvraag te blijven stimuleren en zal jaarlijks ca. 1 TWh additionele elektriciteitsvraag per openstellingsronde vanaf 2031 opleveren.

⁶⁵ Schakelen naar de toekomst - over bekostiging elektriciteitsinfrastructuur | Maart 2025 | Rapportage | Rijksoverheid.nl.

⁶⁶ Fiscale sleutel tabel 2025 | September 2024 | Rijksoverheid.nl.

⁶⁷ Budget wordt niet volledig beschikt aan elektrificatieprojecten.

⁶⁸ Budget wordt niet volledig beschikt aan elektrificatieprojecten.

⁶⁹ De SDE++ is een techniekneutrale tender en wordt voor een brede groep aan technieken opengesteld. Elektrificatietechnieken zijn onderdeel van de tender. Jaarlijkse subsidieuitgaven voor elektrificatietechnieken zijn daarom slechts een gedeelte van de totale jaarlijkse uitgaven voor de SDE++-regeling.

3.4.6 Normering en beprijzing

Bovengenoemde maatregelen betreffen vooral financiering. In het kader van het Actieplan is tevens gekeken naar de beprijzende en normerende maatregelen in aanvulling op bestaande vormen hiervan, maar is geconcludeerd dat intensivering daarvan op dit moment niet haalbaar is. In het kader van de Klimaatwet wordt reeds jaarlijks gekeken naar kansrijke maatregelen op het gebied van normeren en beprijzen. Er zijn nu geen nieuwe mogelijkheden geïdentificeerd:⁷⁰

- Er wordt al ingezet op beprijzing van het gebruik van energiedragers (OPEX) via ETS, i.c.m. IKC-ETS voor elektriciteit. Beprijzing van de aanschaf van fossiele installaties (CAPEX) biedt slechts beperkte toegevoegde waarde, aangezien er momenteel een verkenning wordt uitgevoerd naar mogelijke normering voor deze installaties (zie volgende bullet).
- Normering op korte termijn biedt door de eerder omschreven knelpunten voor elektrificatie nog geen oplossing, maar zou op langere termijn kunnen bijdragen aan het voorkomen van verdere vertraging van windenergie op zee. Voor de langere termijn wordt verdere stimulans van de vraagontwikkeling via normering voor industriële warmteprocessen nader verkend in het kader van het IBO kabinetsaanpak klimaatbeleid 2023.

3.4.7 Samenhang van instrumenten

Bij het onderzoeken en uitwerken van bovenstaande denkrichtingen dient de samenhang tussen instrumenten nader verkend te worden. Aanbod-CfD's en PPA's zijn bijvoorbeeld complementaire instrumenten, mits er sprake is van een carve-out in de aanbod-CfD's, terwijl vraag-CfD's in principe concurreren met PPA's. Het effect van een grotere PPA-markt als gevolg van het PPA-garantiefonds boet waarschijnlijk aan effect in wanneer er tevens ingezet wordt op vraag-CfD's. De PPA-markt kan daarbij zelfs krimpen. Daarnaast zien we dat verlaging van heffingen, nettarieven en kale elektriciteitsprijs alle drie ingrijpen op de elektriciteitskosten voor afnemers en dus in gezamenlijk effect moeten worden gezien. Ook in termen van doelmatigheid moeten nieuwe instrumenten op bijvoorbeeld de kale elektriciteitsprijs vergeleken worden met bewezen instrumenten als de SDE++. Daarnaast zorgt bijvoorbeeld de verlaging van OPEX-kosten van elektrificatie voor een kortere terugverdientijd van installaties en dus een lagere behoefte aan CAPEX-stimulans. Ook zal stimulans van de aanbodzijde van windenergie op zee en grotere invoeding van elektriciteit en daarmee een lagere kale elektriciteitsprijs kunnen realiseren. Daarmee is er een lagere behoefte aan OPEX-stimulans aan de vraagzijde. Daarnaast dient gekeken te worden naar de mate van directe impact van instrumenten op het doel. Wanneer het versterken van de businesscase van windenergie op zee het doel is, zal aanbodstimulans een directere impact hebben dan vraagstimulans, waarbij een deel van de ondersteuning ten goede zal komen van o.a. leveranciers van installaties, flexibiliteitsdiensten en andere vormen van duurzame opwek.

3.5 Conclusie

Om de businesscase van windenergie op zee te verbeteren en ook op doelmatige wijze voor de lange termijn te borgen, is het noodzakelijk om de ontwikkeling van de vraag naar duurzame elektriciteit te versnellen. Bij het stimuleren van de elektriciteitsvraag liggen er met name kansen bij elektrificatie van de industrie.

Het kabinet neemt – aanvullend op bestaand beleid – verschillende maatregelen en voert verschillende verkenningen uit ten aanzien van flexibiliteit, kennisverspreiding en inzicht in beleidskeuzes, om elektrificatie verder te stimuleren. Daarbij stelt het kabinet in 2025 €1 mln. beschikbaar voor de ontwikkeling van een *corporate Power Purchase Agreement* (PPA) garantiefonds dat met een beperkt bufferkapitaal van Invest-NL en private investeerders naar schatting €3,6 mld. aan investeringen kan lostrekken. Verder heeft het kabinet binnen de mogelijkheden die er nu zijn om de elektriciteitskosten concurrerend te maken besloten om de IKC-ETS regeling met een jaar te verlengen t/m 2028; en stelt hiervoor €150 mln. beschikbaar. Daarnaast werkt het kabinet nader uit of aanvullende stimulering nodig is voor *Industrial Demand Side Response*.

Daarnaast zijn aanvullende maatregelen denkbaar die de ontwikkeling van de vraag naar elektriciteit versnellen en daarmee de businesscase voor windenergie op zee kunnen versterken:

- Hierbij kan gedacht worden aan het verlagen van de kale elektriciteitsprijs van elektriciteit voor afnemers via bijvoorbeeld het doortrekken van de SDE++, verdere verlenging van de IKC-ETS, een gerichte subsidie vanuit het nieuwe CISAF steunkader of het bieden van CfD's voor de vraagzijde. Daarbij kunnen de SDE++ en CfD's tevens een rol spelen bij de mitigatie van prijsonzekerheid voor afnemers.
- Verder kan ingezet worden op verdere verkenning van de IBO-maatregelen om de kosten voor de elektriciteitsinfrastructuur te dempen en anders te verdelen; of verlaging van de heffingen op elektriciteitsgebruik, zoals verlaging van de energiebelasting op elektriciteit in schijf 4 en 5 (gericht op grootverbruikers).
- Daarnaast kan gedacht worden aan verlaging van de CAPEX van elektrificatie middels bijvoorbeeld verlenging van de VEKI-regeling.
- Tot slot wordt in het kader van de Klimaatwet jaarlijks gekeken naar kansrijke maatregelen op het gebied van normeren en beprijzen.

De doorontwikkeling van aanvullend beleid en de uiteindelijke inzet daarop, vergt echter verdere onderbouwing, doorrekening, uitwerking en besluitvorming. Ook de onderlinge samenhang van instrumenten dient nader te worden geanalyseerd.

⁷⁰ Kamerbrief - Pakket voor Groene Groei voor een weerbaar energiesysteem en een toekomstbestendige industrie | April 2025 | Kamerstuk | Rijksverheid.nl.

4.

Stimuleren van aanbod

4.1 Inleiding

Zoals in hoofdstuk 2 is toegelicht, staat de businesscase voor windenergie op zee – en daarmee de subsidievrije ontwikkeling van windenergie op zee – onder druk. Het kabinet is daarom voornemens om in 2026 2 GW aan windparken op zee met subsidie te vergunnen en treft daar momenteel alle voorbereidingen voor. Uit het Klimaatfonds is €948 mln. toegekend voor de problematiek rond windenergie op zee. Het leeuwendeel daarvan is voor deze 2 GW tenders in 2026. Door het risicoverlagende en daarmee kostenverlagende effect draagt subsidie voor windparken op zee – in de vorm van een prijszekerheidsmechanisme – bij aan realisatie van windenergie op zee tegen de laagste maatschappelijke kosten. Dit hoofdstuk geeft toelichting op het stimuleren van aanbod met prijszekerheidsmechanismes. Hierbij is het prijsrisico – waar windparkontwikkelaars aan worden blootgesteld en wat mede de hoogte van kapitaalslasten bepaalt – een belangrijk aangrijpingspunt. In de subsidievrije systematiek die Nederland op dit moment toepast, worden verschillende risico's voor marktpartijen gemitigeerd (zie par. 4.2), maar blijft het prijsrisico voor rekening van de windparkontwikkelaar. Het (deels) mitigeren van dit prijsrisico kan een kostenverlaging bewerkstelligen voor windparken op zee, omdat windparkontwikkelaars hun windparken dan tegen lagere kosten kunnen financieren.

4.2 Bestaande maatregelen om aanbod te stimuleren

De tendersystematiek voor windenergie op zee in Nederland kent verschillende elementen die risicoverlagend werken voor de windparkontwikkelaar en daarmee de slagingskans van de tenders vergroten, waaronder de volgende genoemde onderdelen. TenneT legt het net op zee aan en het Rijk bereidt de vergunningsprocedures en onderzoeken in het kader van de milieueffectrapportage en locatiestudies voor. Hierdoor dalen zowel de kosten als de risico's voor windparkontwikkelaars. De kavelgrootte is voor komende tenders bovendien verkleind van 2 GW naar 1 GW.⁷¹ Dit verlaagt de benodigde investering per ontwikkelaar, waardoor de (financiële) risico's voor windparkontwikkelaars lager worden en het voor meer partijen mogelijk is om te investeren. Daarnaast is besloten om bij een aangetoonde verslechterde businesscase windparken de mogelijkheid te bieden de vergunning tegen betaling terug te geven. Daarnaast is de vergunningsduur verlengd naar 40 jaar, waarmee investeringen over een langere tijd kunnen worden terugverdiend.

De afgelopen kabinetten hebben windparken op zee vergund met een vergelijkende toets (met financieel bod). Hierbij worden partijen gestimuleerd om met innovatieve oplossingen te komen voor maatschappelijke doelen, zoals ecologie en systeemintegratie, die bijdragen aan de verdere doorgroei van windenergie op zee en de andere maatschappelijke uitdagingen van Nederland. De vergelijkende toets heeft geleid tot oplossingsgerichte en innovatieve biedingen van partijen. Deze innovaties dragen er aan bij dat negatieve effecten van de aanleg en exploitatie van windparken op zee kleiner worden. De afgelopen tenderrondes met een vergelijkende toets hebben geleid tot kennis op onderwerpen, zoals ecologie, waardoor deze kennis ook (deels) randvoorwaardelijk kan worden opgenomen in voorschriften in het kavelbesluit of de vergunning. Dit is in lijn met de regels voor niet-prijscriteria uit de Europese *Net Zero Industry Act* (NZIA). In de afgelopen tenderronde zijn criteria van de vergelijkende toets versimpeld en versoepeld om zo meer rekening gehouden met het effect op de businesscase van het windpark. Voor toekomstige tenderrondes bekijkt het kabinet ook op welke wijze – passend binnen de businesscase – oplossingen kunnen worden gestimuleerd voor maatschappelijke doelen om bij te dragen aan verdere doorgroei van windenergie op zee, zoals ecologie, systeemintegratie en visserij.

Daarnaast kan internationale afstemming over tender- en opleverplanningen onnodige krapte en druk in de toeleveringsketen voorkomen. Binnen de *North Seas Energy Cooperation* onderzoeken de Noordzeelanden de mogelijkheden om bouwdoelen gelijkmatig over de jaren te verdelen. Daarbij worden de mogelijkheden onderzocht voor een digitaal instrument waarin data over de planning van tenders en technische informatie van windparken kan worden opgenomen.

⁷¹ Kamerbrief - ontwikkelingen tenders windenergie op zee IJmuiden Ver Gamma en Nederwiek I-A | Mei 2025 | Kamerstuk | Rijksverheid.nl.

4.3 Nieuwe maatregelen om de businesscase te verbeteren

Er zijn twee maatregelen geïdentificeerd om de businesscase voor windparken te verbeteren, die los staan van het bieden van prijszekerheid.

Een mogelijke maatregel is om meer flexibiliteit te bieden in de realisatiefase van een windpark. Het kabinet is een onderzoek gestart naar de mogelijkheden om windparkontwikkelaars meer tijd te geven voor het realiseren van het windpark op zee. Het gaat om het verlengen van de tijd tussen de mijlpalen uit het Ontwikkelkader windenergie op zee voor de realisatie van het windpark en net op zee.⁷² Het is de wens van de windenergiesector om de deze tijd te verlengen en daarmee risico's en kosten te verlagen. Tegelijkertijd leidt meer realisatietijd tot hogere kosten voor de projecten in de huidige Routekaart waarvoor dan zal worden afgeweken van de contractuele bepalingen met toeleveranciers. Het kabinet moet dus afwegen wat er technisch noodzakelijk is en wat de maatschappelijke kosten en baten zijn van het eventueel verlengen. Dit onderzoek loopt momenteel. De verwachting is dat deze termijn in ieder geval niet verlengd zal worden tot meer dan 12 maanden. Bij de actualisatie van de Routekaart worden de uitkomsten van dit onderzoek verwerkt in de nieuwe planning.

Een andere mogelijke maatregel, waar onderzoek naar gedaan kan worden, is gerelateerd aan de vermogensdichtheid van een windpark, aangezien dit grote invloed heeft op de businesscase van een windpark. Wanneer windturbines verder uit elkaar staan, wordt de energieopbrengst per turbine hoger met mogelijk positieve effecten op de businesscase.⁷³ Dit omdat zogeeffecten tussen verschillende windturbines afnemen.⁷⁴ Daar weegt tegenop dat langere kabels aangelegd moeten worden binnen het windpark, omdat de turbines verder uit elkaar staan waar ook kosten aan verbonden zijn. Een lagere vermogensdichtheid betekent wel dat minder energie opgewekt kan worden binnen dezelfde ruimte. Dit terwijl ruimte bijzonder schaars is op de Nederlandse Noordzee. Op de korte termijn zijn de mogelijkheden om de vermogensdichtheid te verlagen beperkt. De ruimte voor windenergiegebieden is vastgelegd in het Programma Noordzee waarbij verschillende ruimtelijke belangen tegen elkaar zijn afgewogen, zoals natuur, visserij, scheepvaart en energiewinning. Voor de huidige Routekaart is er echter een mogelijkheid die het kabinet nader zal onderzoeken. De kavel in Ten Noorden van de Waddeneilanden (TNW) is gereserveerd voor het tweede demonstratieproject waterstof op zee. In de Klimaat en Energienota is besloten om dit project voor vijf jaar te pauzeren.⁷⁵ Om de beschikbare ruimte in TNW niet onbenut te laten, kan worden overwogen om deze bij de kavels in windenergiegebied Doordewind te voegen. Eerste berekeningen laten zien dat de businesscase voor de windparken in Doordewind, substantieel zou verbeteren door deze extra ruimte. Ook de benutting van de elektrische infrastructuur van TenneT neemt hierdoor toe. Dit gebeurt binnen de ruimte die is aangewezen voor windparken op zee en leidt dus niet tot uitbreiding van de reeds aangewezen windenergiegebieden op zee. De mogelijkheden worden nader onderzocht en bij de actualisatie van de Routekaart met de Kamer gedeeld.

De bovenstaande maatregelen zijn echter onvoldoende om de businesscase van windparken op zee dusdanig substantieel te verbeteren, dat geen prijszekerheid geboden hoeft te worden.

4.4 Maatregelen om aanbod te stimuleren met prijszekerheid

4.4.1 Prijszekerheidsmechanismen Towoz en CfD

Er zijn twee opties om aanbod te stimuleren door het bieden van prijszekerheid, namelijk: 1. het 'Tijdelijk ondersteuningsmechanisme windenergie op zee' (Towoz) en 2. een tweezijdig *Contract for Difference* (Nederlands: tweerichtingscontracten ter verrekening van verschillen voor de productie van elektriciteit, hierna: CfD). Towoz⁷⁶ is een ondersteuningsmechanisme met een vergelijkbare opzet als de huidige SDE++-methodiek, maar is specifiek

⁷² Het gaat om het mogelijk verlengen van de termijn tussen mijlpaal 1 en 2. Voor meer informatie over de huidige mijlpalen, zie [Ontwikkelkader windenergie op zee | Mei 2025 | Rapport | Rijksoverheid.nl](#), par. 4.2.2.

⁷³ Het belang van meer ruimte blijkt bijvoorbeeld uit het [onderzoek 21 GW Roadmap Wake Study | Juli 2025 | Whiffle](#).

⁷⁴ Zogeeffecten treden op wanneer windturbines in de luwte van andere windturbines staan en ze dus gedeeltelijk elkaars wind afvangen.

⁷⁵ Klimaat en Energienota | September 2025 | Kamerstuk | Rijksoverheid.nl. Dit is op hetzelfde moment als het Actieplan windenergie op zee verstuurd waardoor er geen hyperlink is toegevoegd.

⁷⁶ Sinds 2025 heeft Towoz het ondersteuningsmechanisme voor windenergie op zee met een vergelijkbare opzet als de huidige SDE++-methodiek de naam Tijdelijk ondersteuningsmechanisme windenergie op zee (Towoz) gekregen.

gericht op windenergie op zee. Towoz kan het prijsrisico en daarmee de financieringskosten voor de ontwikkelaar van een windpark op zee substantieel verlagen. Hetzelfde geldt voor een prijszekerheidsmechanisme in de vorm van een tweezijdige CfD. De Staat neemt bij beide instrumenten een deel van het risico over van de markt door bij lage elektriciteitsprijzen de windparkontwikkelaar te compenseren. Bij beide instrumenten worden daarnaast extra winsten die voortkomen uit hoge elektriciteitsprijzen afgeroomd. Bij de Towoz kunnen deze verrekend worden tot het niveau van de verstrekte subsidies in andere jaren. Bij een tweezijdige CfD kan er ook meer afgeroomd worden en kan het bij structureel hoge elektriciteitsprijzen gebeuren dat de windparkontwikkelaar de overheid een netto bedrag betaalt. Bij de inzet van zowel een CfD als bij Towoz geldt dat de kavels vergund worden via een competitieve tender.

Een prijszekerheidsmechanisme kan zorgen voor lagere financieringskosten voor windparkontwikkelaars. De lagere financieringskosten door inzet van een prijszekerheidsmechanisme komen voort uit het feit dat de Staat (een deel van) het prijsrisico op zich neemt waarmee de investering voor financiers minder risicovol wordt. Zelfs in vergelijking met een situatie waarin een windparkontwikkelaar het prijsrisico mitigeert door een PPA met een private partij af te sluiten, leidt de situatie waarin ondersteuning vanuit de Staat (d.m.v. Towoz of CfD) wordt gegeven tot lagere financieringskosten en daarmee een lagere kostprijs van windenergie op zee. De reden hiervan is dat de Staat door financiers als een betrouwbaardere partner wordt gezien dan een private partij. De totale projectkosten kunnen hierdoor voor de windparkontwikkelaar 10% tot 15% lager uitvallen dan bij subsidievrije tenders, waarbij het prijsrisico gedeeltelijk wordt gemitigeerd met een PPA.⁷⁷ Als dit vergeleken wordt met een situatie waarin geen PPA kan worden afgesloten (bijvoorbeeld door een gebrek aan kredietwaardige afnemers), zal dit effect nog groter zijn (>20%).⁷⁸ Lagere projectkosten betekenen ook een lagere subsidiebehoefte. Naast het ondervangen van het bovengenoemde prijsrisico, kan een ondersteuningsmechanisme als de Towoz of een prijszekerheidsmechanisme als een CfD ook een deel van het initiële volumerisico wegnemen. Het kan namelijk een oplossing bieden wanneer er onvoldoende private partijen beschikbaar zijn die een dergelijk groot volume aan elektriciteit tegen een vaste prijs voor een langere periode willen afnemen, terwijl de optelsom van (flexibele) vraag van kleinere afnemers op de elektriciteitsmarkt wel voldoende groot is om de realisatie van het windpark te rechtvaardigen.

4.4.2 Ontwerp van Towoz en CfD

In theorie kan een CfD vrijwel hetzelfde worden ontworpen als Towoz. Een fundamenteel verschil tussen Towoz en een CfD is dat bij een CfD meer geld kan worden gevorderd dan in totaal aan steun is verstrekt, terwijl er bij Towoz enkel verrekend wordt tot het niveau van subsidie-uitgaven in andere jaren. In een situatie met gunstige marktomstandigheden (lage kosten en/of hoge elektriciteitsprijzen) kan dit een belangrijk verschil zijn, maar in periodes met ongunstige marktomstandigheden – zoals nu het geval is – is het effect van beide instrumenten meer vergelijkbaar, omdat er met de huidige verwachtingen niet voorzien is dat een CfD netto-inkomsten over de levensduur zal genereren.

Een belangrijke ontwerpkeuze bij het bieden van prijszekerheid met Towoz en CfD is de hoogte van het maximale indieningsbedrag. Dit is het maximale bedrag tot waar prijszekerheid geboden wordt. Een prijszekerheidsmechanisme kan worden vormgegeven op een manier waarmee, gegeven de verwachte elektriciteitsvraag, aanbod en prijzen, er naar verwachting geen netto kasuitgaven zijn. Dit kan worden bewerkstelligd door het maximale indieningsbedrag (in €/MWh) gelijk te stellen aan de verwachte waarde van de geproduceerde elektriciteit op de groothandelsmarkt. Op deze manier heffen de verwachte meeropbrengsten in jaren met hoge prijzen de verwachte subsidie-uitgaven in jaren met lage prijzen op. Om tenders te laten slagen is een inschatting van de kosten en opbrengsten voor het windpark cruciaal. Een alternatieve keuze is om biedingen op de tenders te accepteren voor een iets hoger bedrag, waarmee er naar verwachting wel sprake is van netto subsidie-uitgaven over de looptijd van de subsidiebeschikking. Deze keuze is te rechtvaardigen zolang daar hogere maatschappelijke baten (inclusief vermeden verdragingskosten van TenneT voor het net op zee) tegenover staan die deze uitgaven rechtvaardigen. Deze aanpak wordt in dit Actieplan verkozen.⁷⁹ Het daadwerkelijke indieningsbedrag kan in de praktijk lager uitvallen dan het vastgestelde maximale indieningsbedrag. Zowel CfD's

⁷⁷ Trinomics | 2022 | Review overgangsregeling hernieuwbare elektriciteit na 2025 en Aurora | 2023 | PPA's in the Netherlands: Developments in an emerging PPA market.

⁷⁸ Ibid.

⁷⁹ Er kan ook voor worden gekozen om het bedrag te begrenzen op het verwachte niveau van de kosten van een windpark, wat de meest gangbare aanpak is.

als Towoz vergunnen de windkavels namelijk via een competitieve tender, waardoor aan de ontwikkelaar met de laagste kosten de vergunning voor de bouw en exploitatie wordt verleend. De verwachting is dat er meer ontwikkelaars geïnteresseerd zullen zijn in windparken waarvoor een prijszekerheidsregeling geldt. Hierdoor moeten ontwikkelaars een concurrerende prijs bieden om de tender te winnen.

Ongeacht het verwachte niveau van de kasuitgaven betekent ondersteuning met een Towoz-regeling of een CfD dat (een deel van) het prijsrisico verplaatst wordt naar de Staat. De Staat moet hiervoor een reservering aanhouden waar bij tegenvallende ontwikkelingen aanspraak op gemaakt wordt. Er zijn twee redenen dat het legitiem is om dit risico (tijdelijk) naar de Staat te verplaatsen, zodat de financieringskosten worden verlaagd. Ten eerste heeft de Staat een zeer groot en divers portfolio met verschillende prijsrisico's. Vanwege de omvang en lange termijn van het portfolio zijn tijdelijke risico's als gevolg van lage elektriciteitsprijzen beter te mitigeren door de Staat dan voor een private partij. Ook zal waarschijnlijk een deel van het prijsrisico in het portfolio worden opgeheven door risico's die in tegengestelde richting bewegen. Voorbeelden hiervan zijn uitgaven voor koopkrachtbeleid en subsidies voor elektrificatie. Een tweede reden dat het wenselijk kan zijn om dit risico naar de Staat te verplaatsen is dat de Staat dit risico beter kan beheersen. De kans op lange periodes van lage elektriciteitsprijzen hangt namelijk af van de mate waarin elektrificatie tot stand komt en de mate waarin een tempo van aanbodontwikkeling wordt aangehouden wat in balans is met de vraagontwikkeling. Overheidsbeleid is voor beide ontwikkelingen een bepalende factor. Tegelijkertijd dient er voor een eventuele keuze tot een CfD voldoende duidelijk te zijn hoe groot de risico's voor de overheid zijn en hoe deze ingeperkt kunnen worden.

Een specifiek aandachtspunt is dat bij het inzetten van een prijszekerheidsmechanisme rekening gehouden moet worden met de opschaling van elektrolyse, gegeven de Europese eisen dat ongesubsidieerde stroom gebruikt wordt voor productie van hernieuwbare waterstof.

4.4.3 Timing toepassing Towoz en CfD

Om de slagingskans van tenders voor windparken op zee te vergroten is het kabinet voornemens om in 2026 2 GW aan windparken op zee met subsidie te vergunnen. Voor CfD's treft het demissionaire kabinet voorbereidingen, zodat dit ondersteuningsmechanisme – indien hiertoe wordt besloten – gereed is om ingezet te kunnen worden door een volgend kabinet vanaf medio 2027:

- Op korte termijn (tot medio 2027) kan windenergie op zee enkel worden ondersteund met Towoz op basis van rekenmethodiek van de SDE++. Voor Towoz worden momenteel de noodzakelijke voorbereidingen getroffen. Dit omvat o.a. een aanpassing van het Besluit stimulering duurzame energieproductie en klimaattransitie (SDEK) en het verkrijgen van EU-staatssteungoedkeuring.⁸⁰ Daarnaast worden de concept en definitieve regelingen voor het verlenen van de vergunning voor de bouw en exploitatie van de windparken op zee opgesteld en moeten daarbij ontwerpkeuzes worden gemaakt. De planning voor publicatie van de conceptsubsidiereregelingen is voorzien uiterlijk in januari 2026. Daarna vindt een marktconsultatie plaats en zal de tender in september 2026 naar verwachting worden gesloten. Het kabinet vraagt ter voorbereiding het Planbureau voor de Leefomgeving (PBL) voor een analyse over een aantal financiële waardes in de subsidieregeling, zoals het voorlopige correctiebedrag. De bevindingen uit hun voorlopige analyse zal PBL ook consulteren met de markt. Bij publicatie van de conceptsubsidiereregelingen maakt het kabinet ook bekend welke twee kavels van 1 GW worden vergund. Dit hangt o.a. af van de uitkomst van de subsidievrije tender Nederwiek I-A (1 GW), die is gepland in oktober van dit jaar. Het uitgangspunt is om de oorspronkelijke volgorde van de planning uit de Routekaart windenergie op zee zoveel mogelijk aan te houden. In overleg met de windenergiesector en TenneT wordt een geactualiseerde Routekaart windenergie op zee voorbereid.
- Uit de Europese Elektriciteitsverordening⁸¹ volgt dat directe prijssteun, zoals de SDE++, vanaf medio 2027 niet langer kan worden gebruikt voor de stimulering van hernieuwbare elektriciteitsprojecten, waaronder ook windenergie op zee. Voor hybride aangesloten windparken is dit twee jaar later in 2029 – dat betreffen windparken die met twee of meer landen verbonden zijn. De verwachting is dat een CfD voor windenergie op zee vanaf medio 2027 ingezet kan worden, indien de wetgeving tijdig wordt behandeld en tijdig wordt

⁸⁰ Volgens de EU-staatssteunregels is staatssteungoedkeuring nodig op het moment van het uitkeren van de subsidie. In dit geval zou dat rond 2031 zijn. Voor marktpartijen, maar ook voor de overheid, is het van belang dat deze duidelijkheid eerder komt. De Towoz lijkt sterk op de eerder door de Europese Commissie goedgekeurde SDE++-methodiek. De EU-staatssteungoedkeuring wordt beoogd rondom de publicatie van de definitieve regeling voor het verlenen van de vergunning voor de bouw en exploitatie van het windpark op zee en is hoogstwaarschijnlijk binnen voor het opstellen van deze vergunning.

⁸¹ Artikel 19 quinquies van Verordening (EU) 2019/943.

besloten over het benodigde budget. Voor de invoering van een CfD dient budgettaire besluitvorming plaats te vinden tijdens het geëigende moment in het voorjaar. Voor de toepassing van een CfD voor windenergie op zee is het onder meer noodzakelijk om het wettelijk kader daarvoor geschikt te maken. Naar verwachting kan het wettelijk kader in juli 2027 in werking treden, afhankelijk van de snelheid van behandeling van de wetgeving door het parlement. Het ontwerp van een CfD kent veel elementen. Er is niet één standaard CfD. Daarom worden op dit moment de ontwerpkeuzes voor een CfD uitgewerkt, waaronder het omgaan met marktverstoringen. Daarover worden ook gesprekken gevoerd met verschillende partijen uit de windenergiesector en financiële sector, zodat ook de inbreng van deze partijen kan worden meegenomen in het maken van deze ontwerpkeuzes. Ook de effecten van een CfD in vergelijking met een SDE++-rekenmethodiek voor windparken met hybride interconnectoren en/of met een aparte biedzone op zee, zoals Nederwiek III voor LionLink, worden momenteel verder onderzocht. Voor toekomstige tenderrondes bekijkt het kabinet ook op welke wijze – passend binnen de businesscase – oplossingen kunnen worden gestimuleerd voor maatschappelijke doelen om bij te dragen aan verdere doorgroei van windenergie op zee, zoals ecologie, systeemintegratie en visserij.

4.4.4 Mogelijke nadelen van de inzet van een CfD en de Towoz

Inzet van Towoz en een CfD kennen ook nadelen. Zo kan deze vorm van prijssteun gepaard gaan met hoge kosten voor het overheidsbudget bij lage energieprijzen. In het ontwerp van een CfD of de Towoz moet daarom rekening worden gehouden met een vorm van een uitgavenlimiet om de overheidsuitgaven te begrenzen. Toepassing hiervan heeft echter als nadeel dat het minder zekerheid geeft aan ontwikkelaars over de dekking van de onrendabele top bij (langdurig) lage energieprijzen, wat de businesscase verslechtert. Daarnaast kan gebruik van een CfD of de Towoz leiden tot marktverstoringen doordat er mogelijk wordt geproduceerd of juist wordt gestopt met produceren op momenten die ongewenst zijn voor het energiesysteem. Dit kan (deels) worden ondervangen met specifieke maatregelen of door ontwerpkeuzes, die daartoe ook onderzocht en afgewogen worden tegen eventuele uitvoeringsvraagstukken.

Een ander nadeel van een CfD of de Towoz is dat dit verstoringen oplevert op de langetermijnmarkten voor PPA's. Dit zijn markten die nu door ontwikkelaars worden gebruikt om volume- en/of prijsrisico's af te dekken. Met de introductie van een CfD of de Towoz is dit minder noodzakelijk, omdat op die manier al investeringszekerheid wordt gegeven. PPA's vervullen echter een belangrijke rol bij de geleidelijke overgang naar een markt voor hernieuwbare energie die steeds minder afhankelijk is van overheidssteun. Daarbij is een markt die niet afhankelijk is van overheidssteun ook relevant voor de productie van zogenoemde groene waterstof, waar Europese regelgeving momenteel voorschrijft dat dit niet mag worden geproduceerd met elektriciteit uit installaties die overheidssteun hebben ontvangen. Deze twee effecten kunnen worden verminderd door een gedeelte van de energieproductie niet onder een CfD te laten vallen. Dit heeft tevens als voordeel dat het benodigde overheidsbudget wordt verlaagd. In par. 3.4.2 werden ook CfD's voor de vraagkant beschreven. Bij inzet op beide maatregelen (aan aanbod- en vraagzijde) dient van te voren goed onderzocht te worden of en hoe deze maatregelen samenwerken en wat het gezamenlijke effect hiervan is.

4.5 Beoordeling maatschappelijke waarde aanbodstimulering met prijszekerheid

Bij het vormgeven van prijszekerheidsmechanismen als Towoz en CfD's is het van groot belang om de kosten en risico's van deze mechanismen af te wegen tegen de maatschappelijke baten van geslaagde tenders voor windenergie op zee. Op basis van een verkennende analyse naar de maatschappelijke waarde van aanbodstimulering met prijszekerheid⁸² blijkt dat deze ook bij indieningsbedragen die tot significante subsidie-uitgaven leiden nog positief uit kunnen vallen. Wanneer de benodigde indieningsbedragen voor een succesvolle tender echter te hoog komen te liggen, komt er een omslagpunt waarop de subsidiekosten dermate hoog worden dat de maatschappelijke waarde niet zondermeer positief is en het verstandiger lijkt om de tender te vertragen. Een maximaal indieningsbedrag kan ervoor zorgen dat het risico op negatieve maatschappelijke waarde gemitigeerd wordt.

De maatschappelijke meerwaarde van aanbodstimulering met prijszekerheid wordt in deze verkennende analyse

⁸² Deze analyse is enkel voor ondersteuning met Towoz uitgevoerd, omdat Towoz op kortere termijn ingevoerd kan worden, zoals in par. 4.4.3 omschreven. De analyse zal voor een CfD naar verwachting vergelijkbare resultaten opleveren.

bepaald door in kaart te brengen welke kosten en baten één extra windpark op zee van 1 GW de maatschappij oplevert. Hierbij worden baten zoals vermeden broeikasgasemissies, vermeden extra kosten van TenneT door vertraging en vermeden gasimport afgezet tegen extra subsidie en netbeheerkosten (voor redispatch⁸³). Deze analyse is onderdeel van een bredere studie naar de maatschappelijke waarde van aanbodstimulering. Deze studie wordt naar verwachting in oktober afgerond.

Een specifiek aandachtspunt bij de inzet van middelen voor aanbodstimulering is in hoeverre deze, ondanks positieve maatschappelijke waarde, niet alsnog beter ingezet kunnen worden voor elektrificatie. Achterblijvende elektrificatie is immers een van de belangrijkste redenen waardoor de uitrol van windenergie op zee onder druk staat. Stimulering van elektrificatie grijpt daarbij directer aan op de ontstane situatie met langzaam op gang komende groei van de elektriciteitsvraag. Stimuleren van het aanbod draagt daarentegen directer bij aan het voorkomen van vertragingkosten en aan het daadwerkelijk realiseren van de windparken. Idealiter worden zowel aan de vraag- als aan de aanbodzijde maatregelen genomen en risico's weggenomen. Wanneer inzet van middelen voor aanbodstimulering mogelijk ten koste gaat van middelen voor elektrificatie moet zorgvuldig afgewogen worden of dit het waard is. Toch kan aanbodstimulering ook in deze context zinnig zijn, omdat het indirect bijdraagt aan elektrificatie door middel van lagere prijzen en minder hoge nettarieven (door vermeden vertragingkosten). Het kabinet zal bij toekomstige beleidsbeslissingen deze maatregelen met elkaar in samenhang bekijken.

4.6 Conclusie

Op basis van de afwegingen in dit hoofdstuk kan worden geconcludeerd:

- Door het risicoverlagende en daarmee kostenverlagende effect draagt een prijszekerheidsmechanisme bij aan realisatie van windenergie op zee tegen de laagste maatschappelijke kosten. Het kabinet is daarom voornemens om in 2026 2 GW aan windparken op zee met subsidie te vergunnen en treft daar momenteel alle voorbereidingen voor.
- Het toepassen van een maximaal indieningsbedrag borgt dat de toegekende subsidie bij een tender in goede verhouding staat tot de baten.
- De additionele maatschappelijke baten zijn aanleiding om ook biedingen op de tenders te accepteren die naar verwachting netto subsidiekosten over de levensduur vereisen. Dit voor zo ver deze kosten in verhouding staan tot de baten die ermee worden gerealiseerd.
- Het kabinet zal met een conservatieve inschatting van de baten rekenen, om het risico te beperken dat middelen die ingezet worden voor aanbodstimulering beter ingezet hadden kunnen worden voor vraagontwikkeling. Wanneer de baten opwegen tegen de kosten is dit risico beperkt, aangezien een deel van de baten indirect ook elektrificatie stimuleren door te zorgen voor lagere elektriciteitsprijzen en nettarieven.
- Het maximale indieningsbedrag waarvoor subsidie kan worden verkregen wordt begrensd tot een niveau waarmee de totale kosten in balans zijn met de totale baten. Als een hoger subsidiebedrag nodig is om een tender te laten slagen, waardoor de kosten hoger zijn dan de baten, dan lijkt het verstandiger om de realisatie van het windpark te vertragen.
- Een CfD geniet op termijn de voorkeur en is vanaf medio 2027 verplicht onder het EU-wettelijk kader. De verschillen met de Towoz zijn dusdanig beperkt, dat er geen reden is om stimulering met Towoz uit te stellen totdat de CfD beschikbaar is. Met name bij uitdagende marktomstandigheden zoals nu is de kans op netto-inkomsten die via een CfD afgeroomd kunnen worden immers gering.

⁸³ Redispatch-kosten zijn kosten die netbeheerders zoals TenneT maken om congestie op het elektriciteitsnet te verminderen, door marktpartijen te vragen om hun elektriciteitsopwekking of verbruik aan te passen, zodat het elektriciteitsnet niet overbelast raakt.



5. Conclusie

5.1 Inleiding

De uitdagingen bij de realisatie van de energietransitie en de weerbaarheid van het energiesysteem kunnen niet wachten op een nieuw kabinet. Windenergie op zee is essentieel voor de energietransitie en TenneT heeft reeds grote investeringen gedaan voor een tijdige uitrol van de infrastructuur op zee. Tegelijkertijd staat de businesscase voor windparken op zee onder druk. De verslechterde businesscase kan ertoe leiden dat – zonder ingrijpen van de overheid – de uitrol van windenergie op zee en daarmee een belangrijk deel van de energietransitie stopt. Mogelijke acties zijn in dit Actieplan windenergie op zee uiteengezet.

Het achterblijven van de verwachte elektriciteitsvraag en de sterk gestegen ontwikkelkosten zijn belangrijke oorzaken van de verslechtering van de businesscase voor windparken op zee. De elektriciteitsvraag blijft achter doordat industriële partijen grote investeringen moeten doen waarvan onzeker is of zij die kunnen terugverdienen en doordat zij door netcongestie niet altijd op korte termijn kunnen elektrificeren. Daarnaast zijn de ontwikkelkosten voor windparken op zee gestegen door hogere rente, inflatie en gestegen arbeids- en materiaalkosten. Dat de subsidievrije ontwikkeling van windenergie op zee dreigt te stikken zien we terug in diverse marktonderzoeken, de tenders in de landen om ons heen en gesprekken met en publieke oproepen van windparkontwikkelaars, partijen uit de toeleverketen, industriële partijen, financiële sector en netbeheerders.

5.2 Kosten van vertragen

Om zeker te stellen dat Nederland tijdig over voldoende duurzame energie kan beschikken, hebben vorige kabinetten aan TenneT, als netbeheerder op zee, de opdracht gegeven om de benodigde nieuwe elektriciteitsinfrastructuur te realiseren ('net op zee').⁸⁴ Er is hiervoor gekozen om aan zowel windparkontwikkelaars als aan de industrie een vooruitzicht te bieden van de beschikbaarheid van infrastructuur. Ook is hiervoor gekozen vanwege de lange doorlooptijden bij het realiseren van dergelijke complexe infrastructurele projecten en de grote drukte in de toeleverketen van platforms en kabels. Bij deze keuze waren meerdere risico's geïdentificeerd, zoals het niet goed op elkaar aansluiten van het tempo van aanbod- en vraagontwikkeling. Bij het verdubbelen van de doelstelling van windenergie op zee in 2022 is de Kamer over dit risico geïnformeerd. TenneT heeft voor de realisatie van het net op zee contracten afgesloten met toeleveranciers en heeft in deze contracten afspraken gemaakt over de bouw hiervan. De verplichting van deze contracten voor de realisatie van het net op zee is ca. €42 mld.⁸⁵ in totaal en wordt afgeschreven over ca. 40 jaar. Zoals eerder aan de Tweede Kamer geïnformeerd, acht het kabinet het niet realistisch om de planning van een aantal windparken⁸⁶ van de Routekaart windenergie op zee aan te houden. Door vertraging in de bouw van windparken op zee zal TenneT substantiële extra kosten moeten maken. Vertraging van de realisatie van windparken op zee heeft namelijk impact op de planning en kosten van TenneT voor het net op zee. Financieel gezien is de impact van deze initiële vertraging zeer aanzienlijk. Bij verdere vertraging van de planning van de Routekaart windenergie op zee lopen de verdragingskosten van TenneT verder op. Dit is zeer onwenselijk en het kabinet wil zich tot het uiterste inspannen om deze kosten zo veel als mogelijk te beperken. Extra kosten door vertraging zullen door TenneT, na toetsing door de ACM, op langere termijn worden doorberekend in de nettarieven van burgers en bedrijven. Een specifieke inschatting van de kosten van vertraging wordt in een vertrouwelijke bijlage met de Tweede Kamer gedeeld, omdat dit bedrijfsgevoelige informatie van TenneT bevat. Zodra de definitieve kosten bekend zijn zullen deze landen in de kostenraming van TenneT, waarover het kabinet de Kamer informeert.

⁸⁴ Aanvullende Routekaart windenergie op zee 2030 | Juni 2022 | Kamerstuk | Rijksoverheid.nl.

⁸⁵ Kamerstuk 2025Z08895.

⁸⁶ Het kabinet heeft besloten om in oktober dit jaar slechts 1 tender van 1 GW open te stellen (Nederwiek I-A) en de andere 2 tenders van 1 GW uit te stellen (Ijmuiden Ver Gamma-A en Gamma-B). De tender voor Nederwiek I-A is bovendien een maand naar achteren geschoven en sluit nu in oktober 2025. Daarnaast is de planning voor Ijmuiden Ver Beta (Zeevonk) verschoven: slechts 1 GW wordt conform oorspronkelijke planning in 2029 opgeleverd, de andere helft van dit windpark (1 GW) wordt eind in 2032 opgeleverd.

5.3 Te nemen maatregelen

Er zijn twee oplossingsrichtingen om de uitrol van windenergie op zee voort te kunnen zetten – naast de blijvende inzet van het kabinet op het aanpakken van netcongestie. De ontwikkeling van de elektriciteitsvraag kan worden versneld en de bouw van windparken kan aantrekkelijker worden gemaakt. De maatregelen die het kabinet neemt en onderzoekt op het gebied van vraagontwikkeling zijn reeds aangekondigd in de Actieagenda Elektrificatie Industrie.⁸⁷ Om de slagingskans van tenders voor windparken op zee te vergroten is het kabinet voornemens om in 2026 2 GW aan windparken op zee met subsidie te vergunnen⁸⁸ en treft daar momenteel alle voorbereidingen voor. Door het risicoverlagende en daarmee kostenverlagende effect draagt subsidie voor windparken op zee – in de vorm van een prijszekerheidsmechanisme – bij aan realisatie van windenergie op zee tegen de laagste maatschappelijke kosten. Het maximale indieningsbedrag wordt zo ingericht dat de totale maatschappelijke kosten in balans zijn met de totale maatschappelijke baten. Voor de baten van het windpark wordt daarbij gekeken naar de vermeden extra kosten van TenneT door vertraging, vermeden broeikasgasemissies en vermeden gasimport. Voor de kosten wordt daarbij naast de subsidie ook de mogelijke extra netbeheerkosten (redispatch⁸⁹) van TenneT meegenomen. Daarmee wordt het maximale indieningsbedrag dus niet enkel bepaald door de kosten om het windpark te realiseren. Ook verlengt het kabinet de Indirecte Kosten Compensatie (IKC-ETS) regeling met een jaar t/m 2028 om de elektriciteitskosten concurrerend te maken en stelt hiervoor €150 mln. beschikbaar. Daarmee blijven reeds geëlektrificeerde bedrijven behouden. Het behoud van deze geëlektrificeerde bedrijven is een eerste stap naar het vergroten van de vraag naar windenergie op zee.

Daarnaast zet het kabinet nog de volgende acties in gang:

- Het kabinet is met Invest-NL in gesprek over de ontwikkeling van een mogelijk garantiefonds voor partijen die een langjarig contract met aanbieders van hernieuwbare elektriciteit waaronder windenergie op zee aangaan. De insteek is om met private financiers een garantiefonds op te zetten waardoor afnemers van elektriciteit met een lagere of niet-beoordeelde kredietwaardigheid die willen elektrificeren de mogelijkheid krijgen om langjarige contracten met windparken af te sluiten. Dit helpt zowel deze bedrijven als de windparken. Dit najaar wordt besloten over de ontwikkeling van het fonds, waarvoor €1 mln. is gereserveerd op de KGG-begroting. Na de ontwikkeling van het fonds volgt een financieringsronde om het bufferkapitaal te verkrijgen. Afhankelijk van de doorlooptijd daarvan kan het fonds in het gunstigste geval vanaf 2026 ingezet worden.
- Het kabinet is een onderzoek gestart om de ruimte van kavel Ten Noorden van de Waddeneilanden (TNW) bij kavels Doordewind te voegen en zo meer ruimte te geven om dezelfde hoeveelheid elektriciteit op te wekken, dus zonder extra kabels naar land. Met meer ruimte per turbine leveren turbines per stuk meer elektriciteit op waardoor de energieopbrengsten stijgen. Door het langdurig pauzeren van Demo 2, zoals besloten in de Klimaat- en Energienota, is het niet langer vanzelfsprekend dat de kavel in TNW hiervoor gereserveerd blijft. Dit gebeurt binnen de ruimte die is aangewezen voor windparken op zee en leidt dus niet tot uitbreiding van de reeds aangewezen windenergiegebieden op zee.
- Het kabinet is een onderzoek gestart naar de mogelijkheden om windparkontwikkelaars meer tijd te geven voor het realiseren van het windpark op zee.

⁸⁷ Actieagenda Elektrificatie Industrie | September 2025 | Rapport | Rijksoverheid.nl. In het Actieplan zijn een aantal van deze maatregelen die in het bijzonder relevant zijn voor windparken op zee nader uitgewerkt.

⁸⁸ Dit wordt gedaan met het 'Tijdelijk ondersteuningsmechanisme windenergie op zee', zoals toegelicht in hoofdstuk 4 van dit Actieplan.

⁸⁹ Redispatch-kosten zijn kosten die netbeheerders zoals TenneT maken om congestie op het elektriciteitsnet te verminderen, door marktpartijen te vragen om hun elektriciteitsopwekking of -verbruik aan te passen, zodat het elektriciteitsnet niet overbelast raakt.

5.4 Bestaande en aanvullende maatregelen

Bestaand beleid

Naast de hierboven genoemde acties die het kabinet neemt, bevat het Actieplan een overzicht van reeds bestaand beleid. De inzet van het bestaande beleid is erop gericht om de tenders voor windparken zo aantrekkelijk mogelijk te maken en om de ontwikkeling van de vraag naar hernieuwbare elektriciteit te stimuleren.

Inventarisatie aanvullende maatregelen

Het Actieplan bevat ook een inventarisatie van mogelijke maatregelen om de businesscase van windparken op zee te verbeteren en zo de huidige windenergie op zee doelen te halen. Het demissionaire kabinet werkt alle mogelijke maatregelen nader uit en bereidt keuzes voor, zodat het volgende kabinet hier voortvarend mee van start kan. De implementatie van dit beleid kent een aanzienlijke dekkingsopgave. Ten eerste, gaat het om aanvullende mogelijkheden om de ontwikkeling van de vraag naar duurzame elektriciteit eerder tot stand te laten komen en om de bouw van windparken te ondersteunen. Het versnellen van de groei van de elektriciteitsvraag richt zich daarbij op het wegnemen van barrières, zoals hoge operationele kosten van elektrificatie door hoge nettarieven en hoge

investeringskosten voor elektrificatie. Ten tweede, worden aan de aanbodzijde o.a. mogelijkheden in kaart gebracht om windparkontwikkelaars prijszekerheid te bieden. Het huidige kabinet treft alle technische en juridische voorbereidingen zodat een CfD voor aanbodondersteuning vanaf medio 2027 inzetbaar is, indien de wetgeving tijdig wordt behandeld en tijdig wordt besloten over het benodigde budget. Voor toekomstige tenderrondes bekijkt het kabinet ook op welke wijze – passend binnen de businesscase – het oplossingen kan stimuleren voor maatschappelijke doelen om bij te dragen aan verdere doorgroei van windenergie op zee, zoals ecologie en systeemintegratie.

Het demissionaire kabinet heeft er vertrouwen in dat met deze acties de uitrol van windparken op zee kan worden gecontinueerd, in 2026 met 2 GW. Hiermee borgen we onze energieonafhankelijkheid voor de toekomst, voorkomen we extra verdragingskosten die via de nettarieven terecht komen bij burgers en bedrijven en dragen we bij aan de verduurzaming van onze energievoorziening.

Bijlage 1

Bestaande maatregelen stimuleren elektriciteitsvraag industrie

Hieronder volgt een overzicht van bestaande maatregelen om de Elektriciteitsvraag in de industrie te stimuleren.

- EU Emission Trading System (ETS): verhoogt, via beprijzing van CO₂-uitstoot, de kosten van inzet van fossiele brandstoffen ten opzichte van de inzet van elektriciteit (elektrificatie). Naar verwachting zorgt de ETS-prijs voor een hogere aardasprijs per energetische eenheid dan elektriciteit na 2030, maar ontwikkeling hiervan is met veel onzekerheden omgeven.
- Energiebesparingsplicht: verplicht elektrificatie-opties die energie besparen met terugverdientijd korter dan 5 jaar.
- Energie Investeringsaftrek (EIA): breed instrument, inzetbaar voor (flexibele) elektrificatie zoals energieopslag, power-2-gas en power-2-heat, verlaagt de investeringskosten bij elektrificatie door een aftrekmogelijkheid van de fiscale winst van een bedrijf (40% van de investeringskosten, tot maximaal €151 mln./jaar). Gemiddeld netto voordeel van de aftrekmogelijkheid is 10% van de investeringskosten. Totaal budget van de regeling is €431 mln.
- Milieu-investeringsaftrek (MIA)/Willekeurige afschrijving milieu-investeringen (VAMIL): breed instrument, inzetbaar voor (flexibele) elektrificatie, zoals apparatuur voor elektrificatie van processen in de chemische industrie; verlaagt de investeringskosten in elektrificatie door een aftrekmogelijkheid van de fiscale winst van een bedrijf (36% resp. 75% van de investeringskosten). Gemiddeld netto voordeel van de aftrekmogelijkheid is 3% van de investeringskosten.
- Indirecte Kostencompensatie (IKC): compenseert de ETS-kosten in de elektriciteitsprijs voor bedrijfssectoren die door de Europese Commissie zijn aangewezen als 'blootgesteld aan een hoog risico op weglek naar buiten de EU'. Dit gaat momenteel om gemiddeld €20-25/MWh. Er is t/m 2028 budget voor de regeling vrijgemaakt.
- Energiebelasting: grijpt in op de elektriciteitsprijs voor afnemers. Sinds 2023 is de energiebelasting significant verhoogd. Daarbij betreft in de 4de schijf (middelgrote gebruikers) de verhoging een factor 10 voor aardgas en een factor 3 voor elektriciteit. In de 5de schijf (grootverbruikers) is de vergelijking lastiger te maken; gezien afschaffing van andere maatregelen die de belasting op elektriciteit laag hielden, waarmee de laatste jaren een inhaalslag heeft plaatsgevonden.
- Stimulering Duurzame Energieproductie en Klimaattransitie (SDE++): breed instrument, inzetbaar voor verschillende (flexibele) elektrificatietechnieken, zoals warmtepompen, elektrische boilers en hoge temperatuur opslag. De SDE++ vergoedt de onrendabele top voor deze technieken voor een periode van 15 jaar. Voor de SDE++ worden sinds 2020 elektrificatietechnieken gesteund, met een realisatietermijn van 4 jaar. Dat betekent dat de eerste effecten hiervan nu zichtbaar worden. In de afgelopen 4 jaar is op basis van inschattingen van RVO voor ca. 3,4 TWh aan elektrificatieprojecten gehonoreerd.
- Versnelde Klimaatinvesteringen Industrie (VEKI): breed instrument, inzetbaar voor (flexibele) elektrificatie. Betreft een regeling voor CO₂-besparende maatregelen waarvan de werking al is bewezen en die een terugverdientijd kennen >5 jaar. Dit gaat om steun voor investeringskosten bij elektrificatie (15% - 40% subsidie met een maximum van €30 mln.). De VEKI had in 2024 een openstelling van €130 mln. en heeft voor 2025 een vergelijkbaar budget. Voor de VEKI is t/m 2026 budget gereserveerd. Op basis van toegekende projecten, leidt de VEKI tot 0,3 Mton CO₂-reductie per €100 mln. subsidie. Driekwart van deze projecten (0,225 Mton) betreft directe of indirecte elektrificatie. Dit zou zich grofweg vertalen naar de besparing van 126 mln. m³ aardgas en (gecorrigeerd voor efficiëntiewinst bij elektrificatie) tot 0,41 TWh elektriciteitsvraag per jaar per €100 mln. subsidie.
- Subsidie voor flexibel elektriciteitsverbruik (Flex-E): betreft een subsidie voor flexibele elektrificatie, waarbij zowel onderzoek naar passende flexibele elektrificatieopties als daadwerkelijke investering in flexibele elektrificatie wordt ondersteund. Hierbij is het afsluiten van een flexibel contract bij de netbeheerder verplicht. In 2025 en 2026 loopt de Flex-E regeling (€30,3 mln. per jaar).
- Nationale Investeringsregeling Klimaatprojecten Industrie (NIKI): brede regeling voor commerciële opschaling van CO₂-reducerende techniek voor grote projecten (minimaal €30 mln. subsidie); inzetbaar voor (flexibele) elektrificatie. Ondersteunt zowel de investeringskosten bij elektrificatie als de elektriciteitsprijs voor afnemers. Zal in 2025 voor het eerst worden opengesteld met een bedrag van €211 mln. PBL schat de CO₂-reductie bij de NIKI in op 0,1 Mton per €100 mln. subsidie. Wanneer de helft hiervan elektrificatieprojecten gaat betreffen, zou dit zich grofweg vertalen naar een besparing van 56 mln. m³ aardgas en (gecorrigeerd voor efficiëntiewinst) tot 0,18 TWh additionele elektriciteitsvraag per €100 mln. subsidie.
- Innovatie en kennisdeling: daarnaast wordt onderzoek en ontwikkeling met betrekking tot elektrificatie ondersteund in financiering, matchmaking en kennisverspreiding; via organisaties als NWO, TNO, TKI-Energie en RVO; en via regelingen als EKOO, MOOI, DEI+ en TSE-Industriestudies.



The creative commons license BY-SA 4.0 apply to this material.

Credits

Het Ministerie van Klimaat en Groene Groei heeft deze publicatie tot stand gebracht in samenwerking met:
Fotografie: Mischa Keijser via RVO

Contact

Ministerie van Klimaat en Groene Groei (KGG)
Bezuidenhoutseweg 73
2594 AC Den Haag

Postadres:

Postbus 20401
2500 EK Den Haag

E-mail: woz@rvo.nl

September 2025