

FOCUS OP



Kosten windenergie op zee

WMI Ad Meskens

De rijksoverheid bepaalt waar, wanneer en hoe nieuwe windparken op zee mogen worden aangelegd. Private partijen bouwen en exploiteren de parken. Inkomsten halen ze uit de verkoop van de opgewekte stroom en uit subsidie van de overheid. Op de Noordzee zijn nu 4 windparken actief: Egmond, Amalia, Gemini en Luchterduinen. Voor 3 nieuwe parken zijn vergunningen afgegeven: Borssele I-II, Borssele III-IV en Hollandse Kust (zuid) I-II.¹ Daarnaast zijn er concrete plannen voor de aanleg van nog een aantal windparken die tot en met 2030 gerealiseerd moeten worden.

Kostenverlaging in de bouw van windparken

Om de kosten van windenergie op zee te verlagen en daarmee ook de benodigde overheids-subsidie te beperken, heeft de minister van EZ in 2013 met marktpartijen uit de windenergie afgesproken er gezamenlijk naar te streven om de kosten voor de bouw, exploitatie en aansluiting van windparken in een periode van 10 jaar te verlagen met 40%.

Op basis van winnende tenderbedragen (prijzen uitgedrukt in cent per kilowattuur (kWh) elektriciteit waarvoor marktpartijen het windpark bouwen en exploiteren), stellen we vast dat een realisatie van de vermindering van 40% vanuit het perspectief van de overheid mogelijk is. Bij het windpark Hollandse Kust (zuid) I-II, in 2018 vergund, is er zelfs sprake van een verwachte vermindering van 71% ten opzichte van de nulmeting 2013. Indien ook de inflatie over deze periode zou worden meegenomen komt de vermindering nog enkele procentpunten hoger uit.

Kosten voor de aanleg van het Net op Zee

In 2013 is ook afgesproken dat de nationale netbeheerder en het staatsbedrijf TenneT de aansluiting van windparken op zee op het landelijke elektriciteitsnetwerk zal realiseren. Dit 'Net op Zee' wordt volledig gefinancierd met subsidie van de rijksoverheid. Ook in de aansluiting van de windparken door middel van dit Net op Zee is een kostenreductie bereikt ten opzichte van de in 2013 ingeschatte kosten voor het aansluiten van windparken.

De verwachting is dat de kosten voor het aansluiten van de windparken die tot en met 2023 worden gebouwd € 4 miljard zullen bedragen. De eerste ramingen voor de kosten van het aansluiten van windparken op zee, die naar verwachting in de periode 2023–2030 worden aangelegd, liggen tussen de € 5,1 en 6,1 miljard.

Oorzaken kostenvermindering

De sterke daling van de winnende tenderbedragen is naar alle waarschijnlijkheid te danken aan innovatie, schaalvergroting, prijsdaling van grondstoffen, betere financieringsmogelijkheden en een overheid die meer zekerheid biedt. De keuze om het Net op Zee aan te leggen met publieke middelen heeft daar ook bij geholpen.

Financiële risico's

Het Nederlandse systeem voor het ontwikkelen van windparken legt de financiële risico's grotendeels bij de private partijen. De financiële risico's van de aanleg van het Net op Zee komen voor rekening van de samenleving, aangezien TenneT een staatsdeelneming is. Tot het afgesproken bedrag van € 4 miljard worden de kosten betaald uit de SDE+. Daarna kan TenneT de meerkosten via de transporttarieven doorberekenen aan burgers en bedrijven. Daarnaast wijzen we op risico's voor het niet of niet tijdig aanleggen van de windparken.

Aanvullende kosten voor de inpassing van windenergie na 2030

Als de rijksoverheid besluit om het aantal windparken na 2030 nog verder door te laten groeien zal dit op termijn extra investeringen vragen van de overheid. Bij een vermogen van meer dan 10 gigawatt zijn er aanpassingen nodig in zowel het elektriciteitsnetwerk op het land als in de gehele energie-infrastructuur.

1 Inleiding

1.1 Over het beleid

Sinds de jaren negentig van de vorige eeuw streeft Nederland ernaar het aandeel hernieuwbare energie in de energievoorziening te vergroten.² Hernieuwbare energie (groene energie of duurzame energie) is energie uit natuurlijke bronnen die steeds worden aangevuld, zoals wind, zon, waterkracht en biomassa.

Subsidie

Nederland heeft zich binnen de EU verplicht om in 2020 14% van de totale energiebehoefte duurzaam op te wekken. Windenergie op zee speelt hierbij al vanaf de Derde Energienota uit 1995 een belangrijke rol. Omdat windparken op zee toen nog niet bestonden, besloot de rijksoverheid de ontwikkeling hiervan te stimuleren. Niet door de windparken zelf te bouwen, maar door subsidies te verlenen aan private partijen voor de aanleg en exploitatie van de parken. Het produceren van (hernieuwbare) groene energie is namelijk duurder dan het produceren van (niet-hernieuwbare) grijze energie. Om private partijen toch te bewegen tot het bouwen van windparken op zee, vergoedt de rijksoverheid het prijsverschil tussen groene en grijze energie. Dankzij dit subsidiebeleid zijn in 2007 en 2008 de eerste Nederlandse windparken op zee in gebruik genomen: Egmond en Amalia. In 2015 en 2017 volgden 2 nieuwe windparken: Luchterduinen en Gemini. Nederland heeft nu 4 actieve windparken op de Noordzee met een gezamenlijk vermogen van 957 megawatt.

Afspraak kostenvermindering

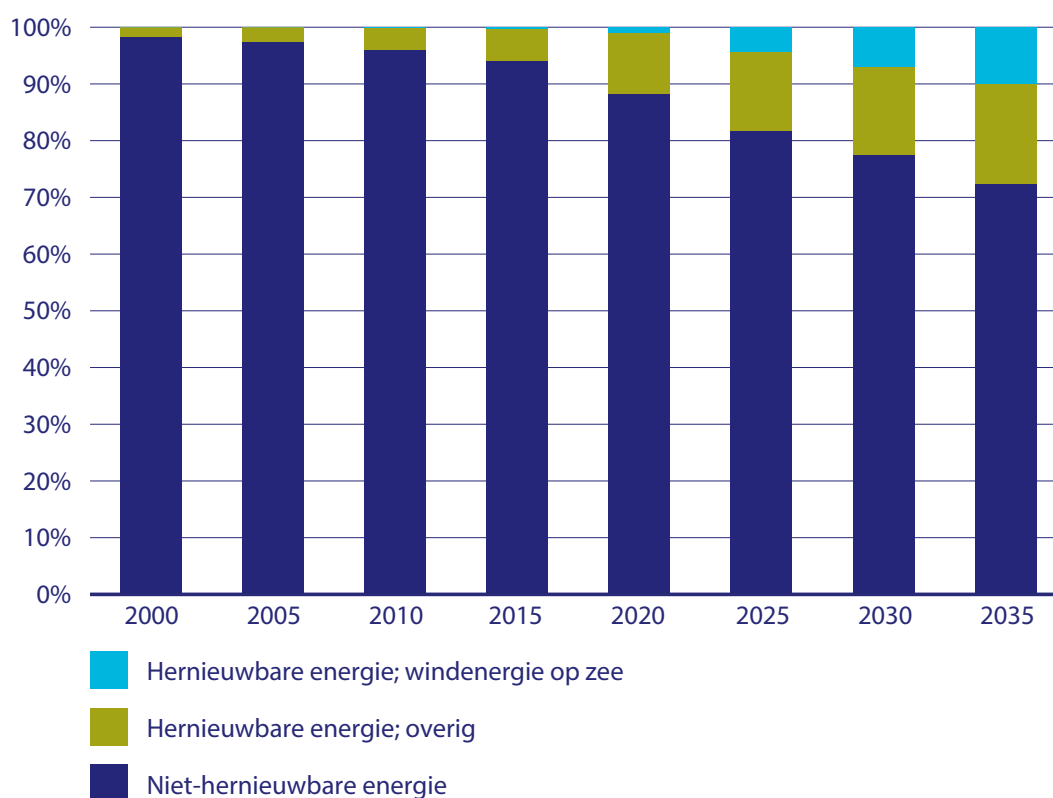
In de Green Deal *Beter zicht op Windenergie op zee* (2011) hebben marktpartijen en de rijksoverheid afgesproken om de kostprijs per kilowattuur van windenergie op zee met 40% te laten dalen in de periode tussen 2011 en 2020. In 2013 is dit doel opnieuw vastgelegd in het Energieakkoord. Er is toen een 'nulmeting' vastgesteld: de prijs van windenergie op zee, waarvoor de kostenvermindering geldt, is vastgesteld op 15 cent per kilowattuur.³ De afspraak was dat de kostendaling bereikt moest worden door innovaties en productiviteitswinst bij de aanleg van de windparken, en niet door het verschuiven van kostenposten.

Uitbreiding capaciteit

In het Energieakkoord werd ook vastgelegd dat het vermogen aan windenergie op zee 3,5 gigawatt zou moeten bedragen in 2023. Na dat jaar wil de rijksoverheid de capaciteit van windenergie op zee verder uitbreiden tot 11,5 gigawatt in 2030. Richting 2050 voorziet de rijksoverheid een verdere groei van windenergie op zee door de uitvoering van de Klimaatwet. In dit wetsvoorstel is een 100% CO₂-neutrale elektriciteitsopwekking in 2050 een van de belangrijkste pijlers. Het Planbureau voor de Leefomgeving (PBL) gaat daarbij uit van scenario's die oplopen tot een vermogen van 60 gigawatt aan windenergie op zee in 2050.⁴

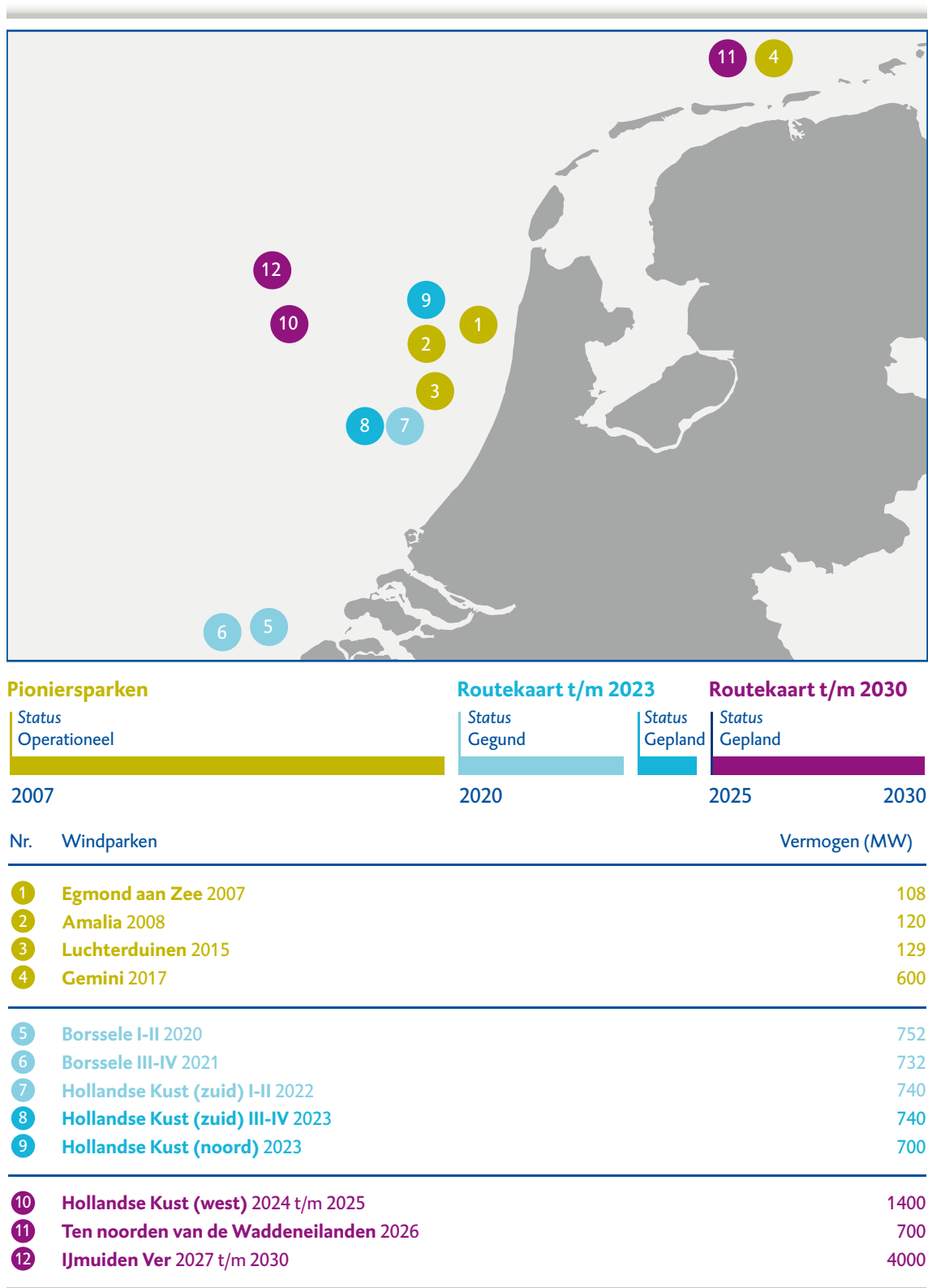
In de Nationale Energieverkenning (NEV) brengt het PBL in kaart hoe het energieverbruik verduurzaamt. Steeds meer energie zal van hernieuwbare bronnen komen. Het aandeel windenergie op zee vormt daarbinnen een steeds grotere rol. Het PBL verwacht dat in 2035 10% van de verbruikte energie komt van windenergie op zee. Onderstaande figuur brengt de verwachte groei in beeld:

Het aandeel hernieuwbare energie neemt toe waarbij het aandeel windenergie op zee het snelst toeneemt



Figuur 1 Energieverbruik Nederland (vastgesteld beleid), Nationale Energieverkenning 2017

De rijksoverheid bepaalt zelf via 'routekaarten' waar de verschillende windparken komen te liggen, wanneer de vergunning en de subsidie worden verleend en wanneer het windpark gebruiksklaar moet zijn. In figuur 2 laten we zien welke windparken al aangelegd zijn en welke gepland zijn.



Figuur 2 Basisgegevens windparken. Jaartallen geven aan wanneer de windparken in gebruik genomen worden

1.2 Focus van dit onderzoek

Uit berichtgeving in de media komt het beeld naar voren dat de kostenvermindering voor windenergie op zee alle verwachtingen heeft overtroffen. De minister van EZ claimde al in 2016 dat de kosten van windenergie op zee met 40% zijn afgenomen.⁵ In 2018 meldt de minister van EZK bovendien dat in 2022 het eerste windpark zonder subsidie tot stand zal worden gebracht.⁶ In dit onderzoek zijn we nagegaan of deze beweringen kloppen.

Kostenvermindering

Het begrip 'kostenvermindering' verdient nadere beschouwing. Strikt genomen gaat het hier om vermindering van de prijs per kilowattuur die de exploitant verwacht nodig te hebben bij de verkoop van de opgewekte stroom. De doelstelling van 40% kostenvermindering heeft betrekking op het *tenderbedrag*. Dat is het bedrag, *uitgedrukt in cent per kilowattuur*, waarvoor de exploitant de aanleg en exploitatie van een windpark op zee zegt te kunnen realiseren. De exploitant berekent dat bedrag op basis van de verwachte kosten voor aanleg en de exploitatie, de verwachte inkomsten uit verkoop van de opgewekte stroom, het subsidiebedrag en de gehanteerde winst-/risicomarge. De werkelijke kosten-daling kunnen we niet beoordelen doordat we de interne cijfers van de exploitanten niet kennen. We kunnen wel kijken naar de prijsdaling vanuit het perspectief van de overheid.

'Lopende prijzen'

We hebben in ons onderzoek ook rekening te houden met inflatie (prijsstijging). Een vergelijking tussen bedragen uit verschillende jaren is niet zonder meer mogelijk. We kiezen er in dit rapport voor om te werken met 'lopende prijzen', omdat het doel van 40% kostenvermindering ook uitgaat van 'lopende prijzen' in de tenderbedragen. 'Lopende prijzen' zijn prijzen die niet gecorrigeerd zijn voor inflatie. Door te rekenen met lopende prijzen onderschatten we de totale kostenvermindering.

1.3 Onderzoeksvragen en leeswijzer

Met dit onderzoek geven wij antwoord op de volgende vragen:

1. Hoe hebben de kosten van windenergie op zee zich de afgelopen jaren ontwikkeld? *Hoofdstuk 2.*
2. Wat zijn de oorzaken van de kostenvermindering? *Hoofdstuk 3.*
3. Welke risico's signaleren we voor de overheid als het gaat om de kosten van windenergie op zee? *Hoofdstuk 4.*

2 Prijsdaling windenergie op zee

In dit hoofdstuk gaan we in op de prijs voor windenergie op zee, zoals die tot uitdrukking komt in de winnende offertes van de exploitanten. We geven aan hoe deze bedragen zich in de loop der tijd hebben ontwikkeld en of een prijsverlaging per kilowattuur van 40% gerealiseerd kan worden. Daarnaast bieden we inzicht in de overheidsbijdrage. We beginnen met een beknopte uitleg van de ‘tenders’ van windparken.

2.1 Tenders voor nieuwe windparken

Bij de eerste 4 windparken (Egmond, Amalia, Gemini en Luchterduinen) konden marktpartijen zelf een voorstel doen voor een gebied op zee waarin ze een windpark wilden bouwen en vervolgens exploiteren. Daarbij moesten ze – ieder afzonderlijk – informatie verzamelen over de bodemgesteldheid, windsnelheden en waterconditie voordat ze een vergunning konden aanvragen. Na de vergunningsprocedure volgde een separate aanvraag voor een subsidie.

Overheid faciliteert

Na het Energieakkoord (2013) werd besloten om de vergunningprocedure aan te passen. De rijksoverheid bepaalt eerst met kavelbesluiten waar een marktpartij een windpark mag bouwen en exploiteren, en onder welke voorwaarden. Daarna onderzoekt de Rijksdienst voor Ondernemend Nederland (RVO.nl) voor elk gebied de opbouw, de bodem, de windsnelheden en watercondities. RVO.nl stelt deze gegevens ter beschikking aan geïnteresseerde marktpartijen. Vervolgens schrijft het ministerie van EZK per kavel of per 2 kavels een ‘tender’ (aanbesteding) uit, met een maximaal tenderbedrag, uitgedrukt in cent per kilowattuur. Bij de tenders voor de windparken in Borssele konden marktpartijen bij een tender een bod uitbrengen, waarin ze aangaven tegen welk bedrag (het tenderbedrag) ze het windpark wilden bouwen en exploiteren. RVO.nl toetste alle aanvragen op uitvoerbaarheid, technische en financiële haalbaarheid, tijdpad en aansluiting. De partij die binnen alle gestelde voorwaarden tegen de laagste prijs het windpark kon bouwen en exploiteren, kreeg de vergunning en de bijbehorende subsidiebeschikking. De subsidie werd verstrekt vanuit de Stimuleringsregeling duurzame energieproductie (SDE+), waarmee de rijksoverheid projecten subsidieert die bijdragen aan de ontwikkeling van een duurzame energievoorziening in Nederland.⁷ De exploitant krijgt subsidie voor de opgewekte stroom voor een periode van 15 jaar. De SDE+-subsidie wordt pas verstrekt zodra het windpark stroom levert. Bij de laatste tender in 2017 voor de kavels I en II in het windenergiegebied Hollandse Kust (zuid) is alleen een vergunning verleend en is geen subsidie verstrekt. De marktpartij heeft alleen inkomsten uit de verkoop van de stroom, die dus niet worden aangevuld vanuit een subsidie.

Tussen 2015 en de zomer van 2018 heeft de minister van EZK drie (tender) regelingen voor windparken gepubliceerd. Voor het windpark Hollandse Kust (zuid) I-II is gekozen voor een ‘subsideloze tender’: exploitanten waren bereid om een windpark aan te leggen zonder hier een subsidie voor nodig te hebben. In 2018 en 2019 staan er nog 2 tenders gepland voor de gebieden Hollandse Kust (zuid) III-IV en Hollandse Kust (noord).

2.2 Prijs voor bestaande en nog te bouwen windparken

Stijgende of dalende stroomprijs

Tijdens de subsidieperiode kan de feitelijke opbrengst uit de stroomverkoop afwijken van de vooraf ingeschatte opbrengst. De opbrengst is namelijk afhankelijk van de markt, die de prijs kan doen stijgen of dalen en de vraag naar stroom (volume). Dit is ook van invloed op de hoogte van subsidieuitgaven, omdat de SDE+-subsidie het verschil tussen het tenderbedrag en de opbrengst uit de stroomverkoop vergoedt.

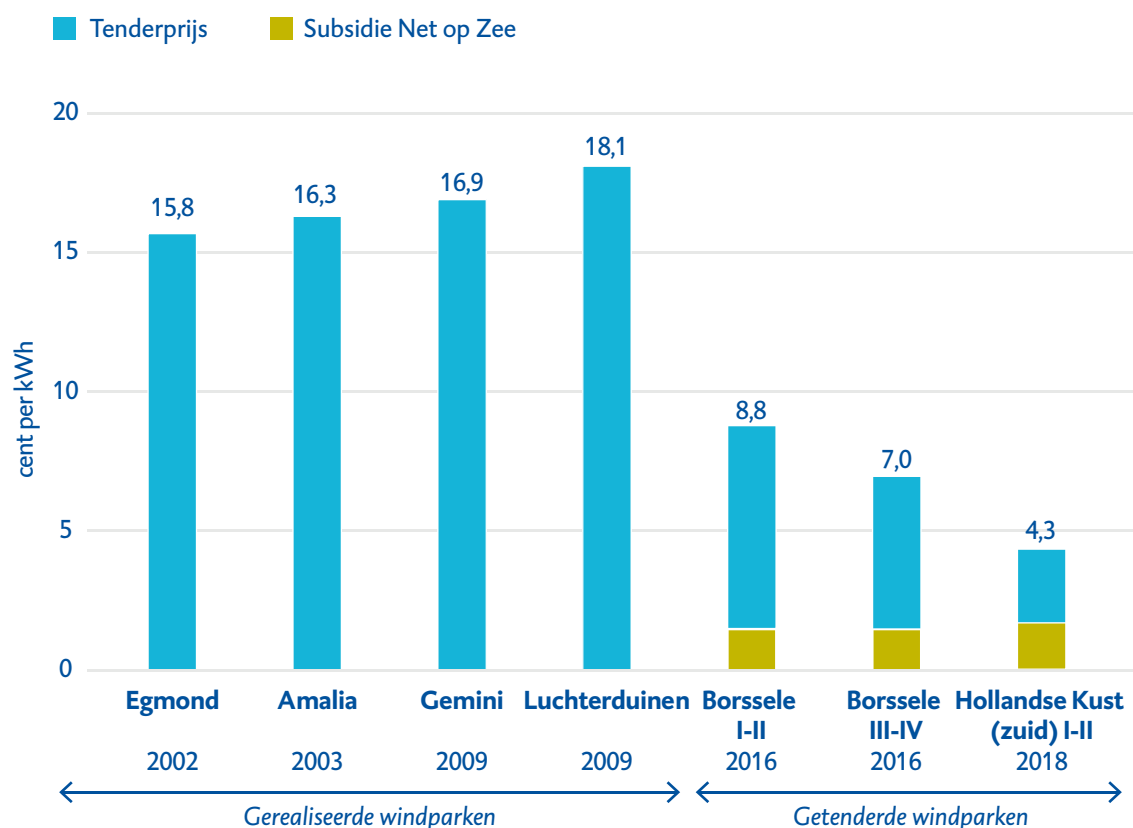
Dit geldt niet voor Egmond en Amalia; de subsidie voor deze windparken was indertijd nog niet afhankelijk van de werkelijke opbrengst uit de stroomverkoop. In plaats daarvan werd uitgegaan van een vast subsidiebedrag per opgewekte kilowattuur vanuit de regeling Milieukwaliteit van de Elektriciteitsproductie (MEP). Daarnaast zijn voor de eerste 2 windparken (Egmond en Amalia) enkele eenmalige investeringssubsidies uitgekeerd. De eerste 4 windparken (Egmond, Amalia, Gemini en Luchterduinen) konden daarnaast gebruik maken van de belastingregeling Energie Investeringsaftrek (EIA). De bedragen uit figuur 3 zijn de optelsom van deze subsidies plus de EIA.⁸

Ontwikkeling tenderbedragen

In figuur 3 vatten we samen welke bedragen (in eurocenten per kilowattuur (kWh)) er voor de verschillende windparken zijn vastgelegd in de winnende offertes. De tenderprijs is de som van de basiselektriciteitsprijs (waarmee in de tendering gerekend wordt) en het maximale subsidiebedrag (SDE of MEP, inclusief de EIA).

In groen is zichtbaar dat er vanaf de windparken Borssele een nieuwe categorie bij is gekomen: de uitgaven van de rijksoverheid voor het Net op Zee. Hierop komen we later terug.

Prijzen windenergie op zee: lichte stijging, gevolgd door spectaculaire daling

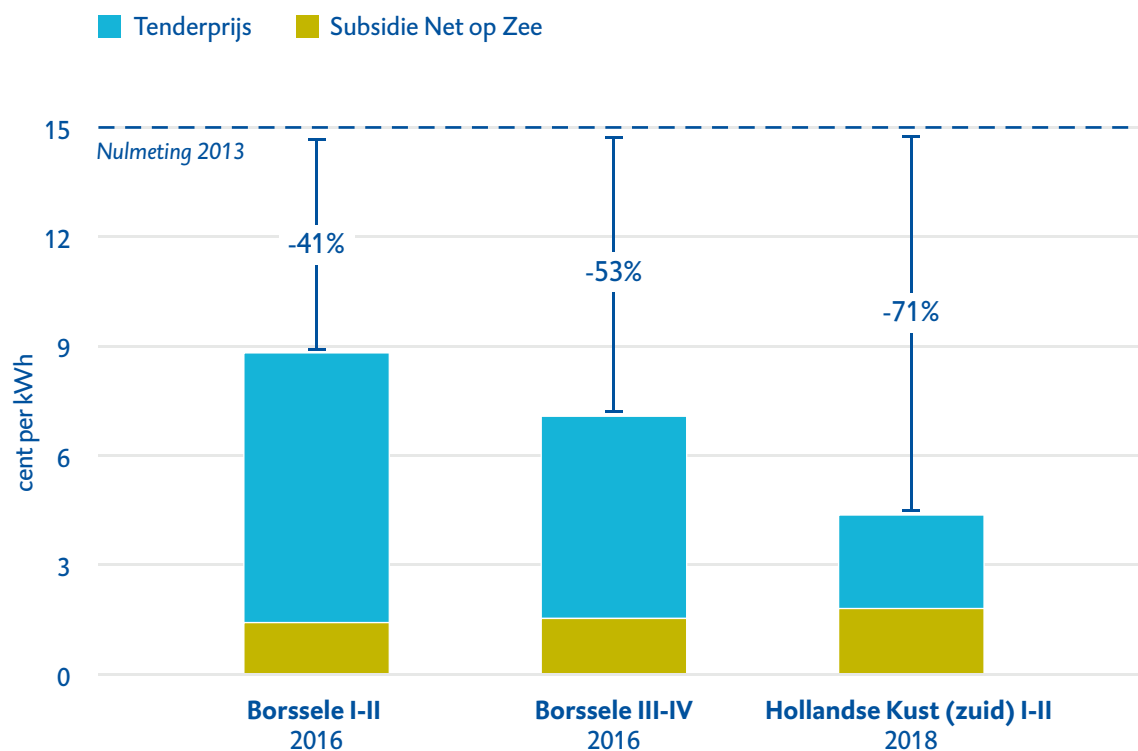


Figuur 3 Geraamde prijzen windenergie in cent per kWh, in lopende prijzen. Jaartallen zijn de vergunningsjaren. De tenderprijs is de som van de baseelektriciteitsprijs en de subsidie (SDE of MEP, inclusief de EIA)⁹

Nulmeting doel 40% prijsdaling

Een van de vragen van dit onderzoek is of de kostendaling van 40% is gehaald. Zoals aangegeven in de inleiding is de werkelijke kostendaling niet te beoordelen doordat we de exploitatie van de private eigenaren niet kennen. We kunnen wel kijken naar de daling van de tenderbedragen en de subsidie van TenneT. Als referentiepunt hiervoor hanteert de minister van EZK het bedrag van 15 cent/kWh. Energieonderzoek Centrum Nederland (ECN) heeft dit bedrag berekend in 2013. In dat jaar becijferde ECN de prijs voor een fictief 'gemiddeld' windpark, dat zelf de verbinding met het hoogspanningsnet op land verzorgt, op ongeveer 15 cent/kWh. Dit bedrag bestaat uit ongeveer 2,5 cent/kWh voor aansluiting op het elektriciteitsnet en 12,5 cent/kWh voor het windpark zelf.¹⁰ In figuur 4 zetten we deze 'nulmeting' af tegen de prijzen van 3 nog aan te leggen windparken, waarbij we de bedragen voor het Net op Zee optellen:

Ambitie van 40% prijsdaling wordt ruimschoots gehaald



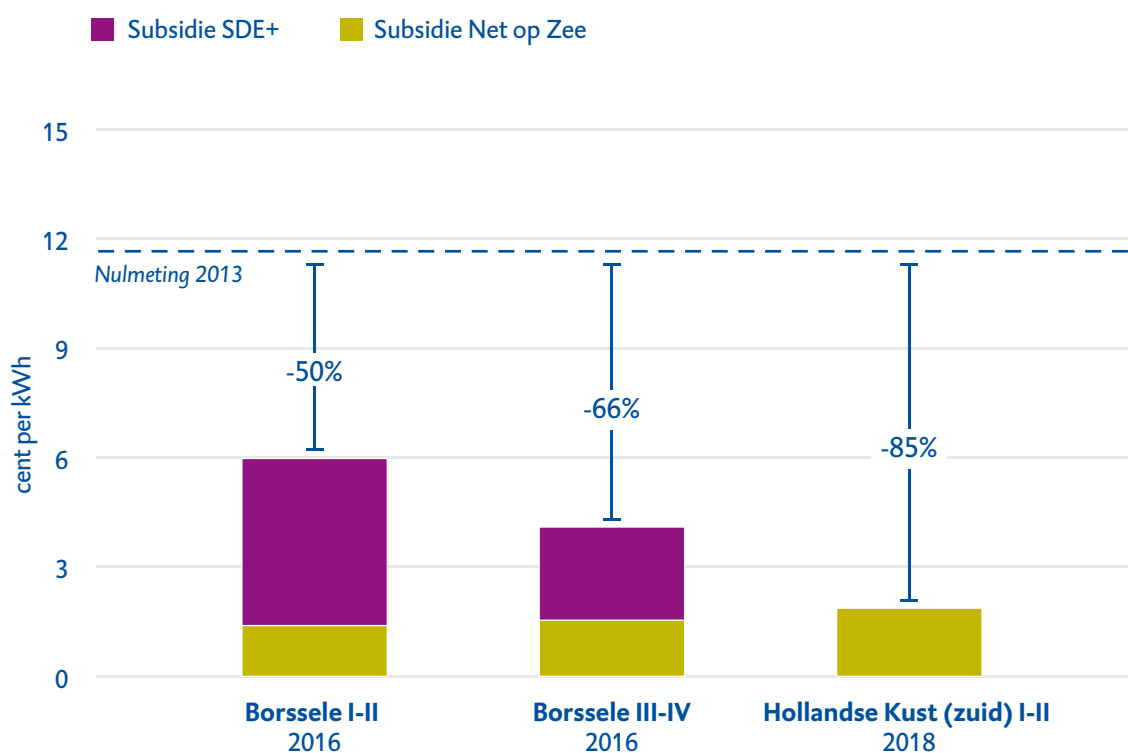
Figuur 4 Tenderprijzen en geraamde subsidiebedragen Net op Zee (ECN). In deze vergelijking werken we met bedragen die niet gecorrigeerd zijn voor inflatie. Als we wel een correctie voor inflatie toepassen dan wordt de vermindering 2 à 3 procentpunten groter

Op basis van de tenderprijs en de geraamde bedragen voor het Net op Zee stellen we vast dat de realisatie van de daling van 40% mogelijk is bij de 3 parken die gepland staan voor de komende 5 jaar. Met een kanttekening: echte zekerheid is er pas als de windparken in gebruik zijn genomen. Immers, windparken die getenderd zijn, zijn nog niet gerealiseerd. Exploitanten kunnen nog van de bouw afzien.

Kostenvermindering voor de overheid

In onderstaande figuur zoomen we in op de bijdrage die de rijksoverheid levert aan wind-energie op zee via de SDE+-subsidie voor de windparken en het Net op Zee. We zien dan dat de bijdrage van de overheid verhoudingsgewijs en absoluut nog sterker daalt dan de totale prijzen. Het referentiebedrag 2013 is 11,7 cent/kWh. Dit bedrag volgt eveneens uit het fictieve windpark uit het kostenmodel van ECN, en is de optelsom van een subsidiebedrag van 9,2 cent/kWh en 2,5 cent/kWh voor het Net op Zee.

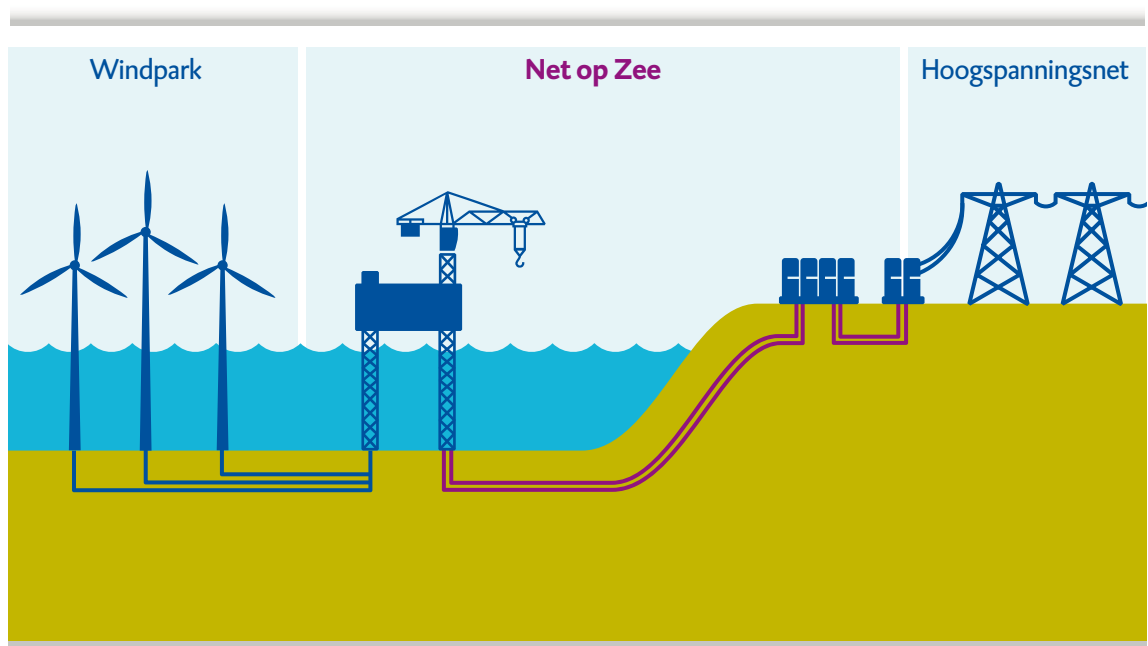
Flinke daling overheidsbijdrage



Figuur 5 Maximale subsidiebedragen en geraamde bedragen Net op Zee (ECN). In deze vergelijking werken we met bedragen die niet gecorrigeerd zijn voor inflatie

2.2 Aanleg Net op Zee

In de *Wet tijdig realiseren doelstellingen Energieakkoord* uit 2016 is vastgelegd dat TenneT, de landelijk netbeheerder en een 100%-staatsdeelneming, de aansluiting van elk windpark op het elektriciteitsnet verzorgt. Voor Borssele en latere parken zijn exploitanten daardoor niet langer zelf verantwoordelijk voor deze aansluiting. Om de aansluiting te kunnen maken, heeft TenneT gekozen voor het aanleggen van het Net op Zee. In figuur 6 laten we zien hoe dat werkt.



Figuur 6 Aansluiting windparken op hoogspanningsnet

Bij het Net op Zee bouwt TenneT voor elke twee windparken een zogenaamd ‘stopcontact op zee’. Hierop worden de windturbines rechtstreeks aangesloten. TenneT verbindt de aansluitingen op zee via twee kabels met het landelijke hoogspanningsnet.

Financiering TenneT

TenneT verwacht € 4 miljard nodig te hebben voor de aanleg en het onderhoud van het Net op Zee voor de windparken uit de *Routekaart tot en met 2023*. Voor de kosten die TenneT maakt ontvangt het bedrijf een kostendekkende SDE+-subsidie, plus een kapitaalinjectie van € 780 miljoen van de aandeelhouder, de Nederlandse Staat. Daarmee is TenneT in staat om de benodigde investeringen te doen. De kapitaalinjectie is bestemd voor de financiering van zowel het Net op Zee als voor andere projecten. EZK en TenneT kunnen echter niet aangeven welk deel van de kapitaalinjectie ten goede komt aan het Net op Zee. De afspraak is dat TenneT een evenredig deel van de 40%-kostenvermindering op zich moet nemen. In 2015 concludeerde de minister van EZ op basis van het kostenmodel van ECN dat de verbinding van de windparken op het hoogspanningsnet ongeveer 15% van de totale kosten van windenergie op zee bedragen. Dat stond gelijk aan 2,5 cent per kWh.¹¹ Om het doel van 40% kostenvermindering te halen moeten de kosten voor het Net op Zee daarom in 2023 op 1,5 cent/kWh uitkomen.¹² TenneT heeft in 2015 aangegeven dat de kosten voor het Net op Zee op gemiddeld 1,5 cent per kWh uitkomen.¹³ De kosten voor de aansluiting van de windparken die nog getenderd moeten worden zullen hoger komen te liggen doordat deze windparken verder van de kust liggen.

2.4 Uitgaven overheid windenergie op zee

In tabel 1 geven wij inzicht in de publieke uitgaven voor bestaande windparken en de uitgaven voor de geplande windparken (windparken die al wel vergund zijn via een tender maar nog niet in bedrijf zijn).

Tabel 1 Verwachte uitgaven (x miljoen, in lopende prijzen) voor gerealiseerde en getenderde windparken¹⁴

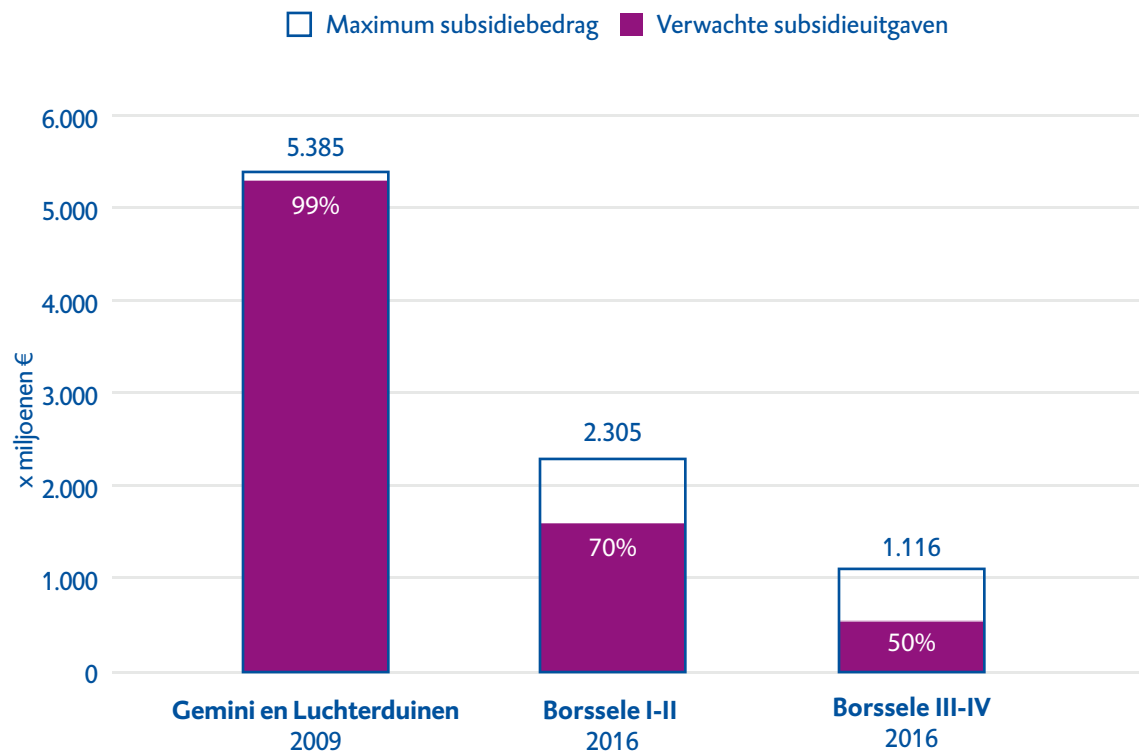
Bestaande windparken - Egmond, Amalia, Gemini en Luchterduinen	
Gerealiseerde subsidieuitgaven Egmond en Amalia (MEP)	€ 885
Verwachte subsidieuitgaven Gemini en Luchterduinen (SDE)	€ 5.322
Raming overige (eenmalige subsidies en EIA)	€ 146
Getenderde windparken - Borssele I-II, Borssele III-IV en Hollandse Kust (zuid) I-II	
Verwachte uitgaven voor locatieonderzoek tot 2023 (uitgaven RVO.nl)	€ 40
Raming investeringskosten voor Net op Zee (SDE+)	€ 1.995
Raming overige kosten Net op Zee (SDE+)	€ 2.000
Verwachte subsidieuitgaven Borssele, kavel I-II (SDE+)	€ 1.616
Verwachte subsidieuitgaven Borssele, kavel III-IV (SDE+)	€ 554

SDE+-systematiek: tenderbedragen zijn maximumbedragen

Met de SDE(+)-subsidie vergoedt de rijksoverheid het verschil tussen het tenderbedrag en de opbrengsten uit de verkoop van groene stroom. Het werkelijke bedrag dat de exploitant per opgewekte kilowattuur stroom ontvangt ligt niet vast, maar het maximum (tenderbedrag) wel. Per jaar wordt op basis van de actuele stroomprijs bepaald hoeveel subsidie de exploitant krijgt. Als de stroomprijzen stijgen, daalt de subsidie. En omgekeerd geldt ook: als de stroomprijzen dalen, stijgen de subsidieuitgaven, tot het gestelde maximum. Voor de eerste twee windparken, Egmond en Amalia, gold dit SDE(+)-systeem overigens niet. Deze parken hebben een vast subsidiebedrag voor de opgewekte elektriciteit ontvangen.

Het Ministerie van EZK verwacht dat de elektriciteitsprijs de komende jaren gaat stijgen waardoor de subsidiebedragen zullen dalen. Figuur 7 laat zien dat dit grote invloed heeft op de uiteindelijke uit te betalen subsidiebedragen.

Uitgaven subsidie lager dan begroot



Figuur 7 Beschikte subsidiebedragen en verwachte subsidieuitgaven volgens huidige prognose EZK

3 Oorzaken prijsdaling

In hoofdstuk 2 hebben we gekeken naar de ontwikkeling van de daling van de prijs van de winnende offertes voor het leveren van windenergie op zee. Het is waarschijnlijk dat deze daling is veroorzaakt door een fikse kostendaling bij de exploitant. In dit hoofdstuk kijken we naar de kostenontwikkeling van windparken gezien vanuit exploitanten en overheid. We beschrijven de oorzaken van de kostendaling. Welke kostenposten zijn gedaald? En hoe komt het dat de kosten zo gedaald zijn?

3.1 Ontwikkeling kostenposten

Bij het aanleggen en exploiteren van windparken zijn er verschillende soorten kosten. Er wordt onderscheid gemaakt tussen directe kosten, zoals het plaatsen van windturbines op zee, en indirecte kosten, zoals de kosten voor het garanderen van de leveringszekerheid. Sommige kosten spelen op dit moment al een rol, andere worden pas relevant op de langere termijn. Globaal zijn de kosten in te delen in vier categorieën: bouw, onderhoud en exploitatie, aansluiting elektriciteitsnet en overig.

Bouw

- Ontwerp- en bouwkosten: alle kosten die worden gemaakt om de windturbines te ontwerpen en in zee te plaatsen.
- Financieringskosten: kosten voor de geldlening die nodig is voor de bouw van het park.

Onderhoud en exploitatie

- Kosten voor onderhoud en exploitatie van de windmolens en het windpark.

Aansluiting elektriciteitsnet

- Om de groene stroom van zee te kunnen gebruiken, moet het park worden aangesloten op het landelijke elektriciteitsnetwerk. Er kunnen kosten bijkomen voor netverzwaring en het inpassen van grote hoeveelheden stroom in het elektriciteitsnet.

Overig

- Plankosten: kosten voorafgaand aan de bouw van een windpark. Onder andere de kosten voor ecologisch onderzoek, onderzoek naar windsnelheden en waterdiepte, het aanvragen van vergunningen, opstellen van kavelbesluiten, voorbereiding voor de tenders, etc.
- Kosten voor leveringszekerheid: energie uit hernieuwbare bronnen is afhankelijk van bijvoorbeeld wind of zon, en heeft dus meer last van pieken en dalen in levering dan energie uit niet-duurzame bronnen, zoals olie of steenkool. Voor leveringszekerheid is een soort reservevoorraad nodig, in de vorm van flexibele back-upcapaciteit van conventionele centrales of door opslag van groene stroom.

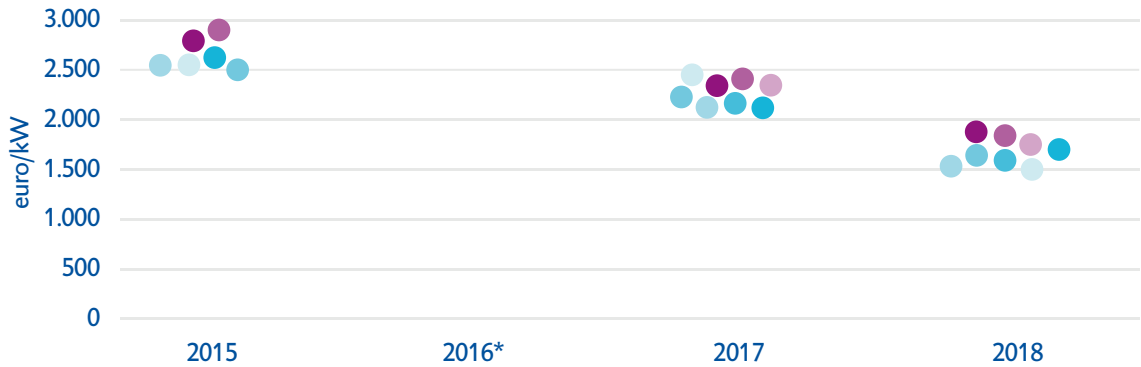
Omvang en ontwikkeling kostenposten windparken

Wij hebben geen onderzoek gedaan bij de exploitanten van windparken op zee. Daardoor hebben we geen beeld van de werkelijke omvang van de verschillende kostenposten. De overheid heeft dit beeld ook niet. De precieze omvang van deze kostenposten is voor ons onderzoek ook niet van belang. Het gaat ons immers om de ontwikkeling van de prijs per

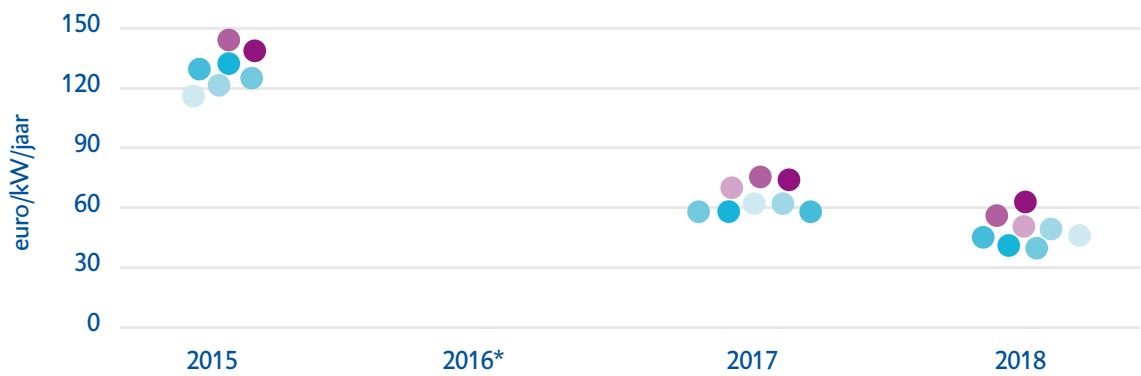
opgewekte kilowattuur, uitgedrukt in het tenderbedrag. De kostenramingen van ECN geven wel enig inzicht in de geschatte grootte van de kostenposten van de verschillende windparken (vanaf Borssele) en laten ook zien welke kosten dalen en stijgen. Figuur 8 laat zien dat volgens ECN¹⁵ de bouwkosten en de onderhoudskosten dalen. De aansluitkosten (het Net op Zee) stijgen tussen 2016 en 2017 en blijven daarna stabiel.

Bouwkosten en onderhoudskosten dalen, kosten Net op Zee stijgen

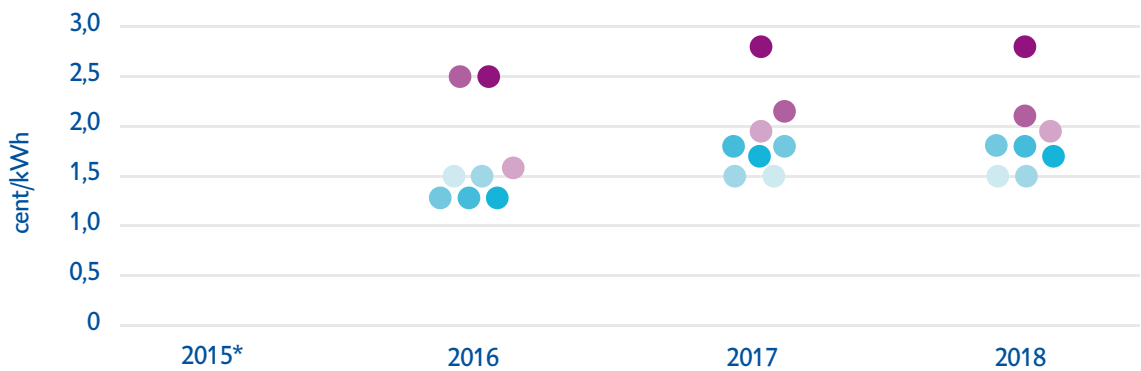
Bouw



Onderhoud



Net op Zee



Routekaart t/m 2023

- Borssele I-II 2020
- Borssele III-IV 2021
- Hollandse Kust (zuid) I-II 2022
- Hollandse Kust (zuid) III-IV 2023
- Hollandse Kust (noord) 2023

Routekaart t/m 2030

- Hollandse Kust (west) 2024 t/m 2025
- Ten noorden van de Waddeneilanden 2026
- IJmuiden Ver 2027 t/m 2030

Figuur 8 Geraamde kostenposten op basis van modelberekeningen ECN/PBL. De jaartallen zijn de jaartallen van raming. 2018: voorlopige cijfers

3.2 Oorzaken kostendaling windparken

Het Topconsortium voor Kennis en Innovatie (TKI) Wind op Zee deed in 2015 onderzoek naar de oorzaken van de kostendalingen in de periode 2010-2020.¹⁶ Uit dit onderzoek komen drie clusters van kostenbesparingen naar voren die in totaal zorgen voor 46% kostenvermindering. In figuur 9 vatten we de clusters en onderliggende factoren samen.

De oorzaken in figuur 9 komen overeen met de oorzaken die EZK, RVO.nl en ECN aangeven in gesprekken tijdens dit onderzoek. Een deel van de factoren is mogelijk tijdelijk (zoals de lage staal- en energieprijzen en de lage financieringskosten). Maar het merendeel van de factoren wijst op een structurele kostenverlaging.

De kostendalingen die we laten zien zijn *mogelijke* dalingen. In hoeverre de kosten in de praktijk ook echt dalen is niet aan te geven, omdat wij geen onderzoek hebben gedaan bij de exploitanten. Maar doordat de analyse van TKI Wind op Zee uitgevoerd is in samenwerking met de partijen uit de windenergiesector (zowel exploitanten als producenten, bijvoorbeeld van windturbines), geeft dit wel een goede indicatie van de oorzaken van kostendalingen.

Kostenvermindering door technologische ontwikkeling, markteffecten en financieringsvoordelen

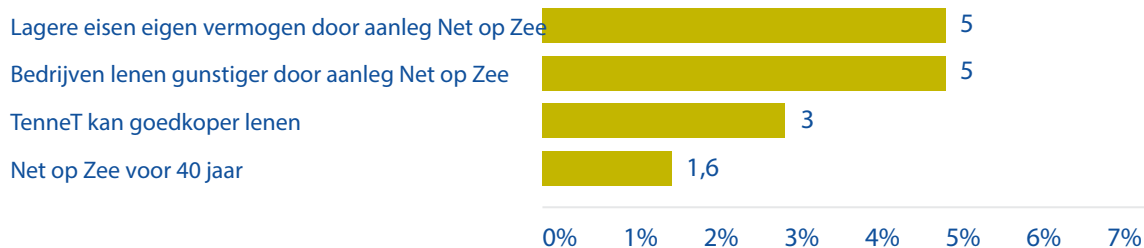
Technologie 27%



Markt 19%



Financiering 14%



Netto vermindering 46%*

*Deelposten tellen niet op tot totalen door interactie-effecten

Figuur 9 Kostenvermindering 2010–2020, in percentages van de bedragen in 2010



3.3 Kostendaling Net op Zee

De minister heeft voor de aanleg van het Net op Zee gekozen, omdat dit volgens hem goedkoper is dan de aanleg van individuele aansluitingen door exploitanten. TenneT heeft in 2014 een onderzoek uitgevoerd, waaruit blijkt dat de bouw van het Net op Zee een kostenbesparing oplevert van € 3 miljard wat gelijk staat aan de afgesproken kostendaling van 2,5 naar 1,5 cent/kWh (de afgesproken bijdrage van TenneT aan de 40% kostenreductie).¹⁷ Dit cijfer komt neer op een kostendaling van 10% afgezet tegen de totale kosten van de windparken op zee, en 40% op het deel dat TenneT voor zijn rekening neemt.¹⁸ Hierbij gaat het om een raming van de kosten van de windparken van de *Routekaart tot en met 2023*. Het aansluiten van de windparken uit de *Routekaart tot en met 2030* zal hoogstwaarschijnlijk duurder uitpakken. Hierop komen we in hoofdstuk 4 terug.

TenneT geeft drie verklaringen voor de kostenvermindering. Allereerst dalen de investeringskosten doordat de verschillende onderdelen van het Net op Zee apart worden aanbesteed. Dit wakkert concurrentie tussen marktpartijen aan. Daarnaast is gekozen voor standaardisatie in de aanleg. TenneT gaat vijf keer hetzelfde aansluitplatform of stopcontact op zee bouwen. Hierdoor zijn ook de ontwikkel- en onderhoudskosten lager. Ten tweede heeft TenneT lagere financieringslasten. Als staatsdeelneming heeft TenneT een lager risicoprofiel waardoor het goedkoper geld kan lenen op de kapitaalmarkt. Bovendien kan TenneT deels gebruik maken van het eigen vermogen. De financieringslasten kunnen vervolgens zo laag blijven dankzij de kapitaalinjectie van de Staat, de aandeelhouder. Ten derde zijn er technische keuzes gemaakt die leiden tot kostenbesparing. Het Net op Zee is bijvoorbeeld zo ontworpen dat het langer meegaat en dat de kans op storingen minder groot is dan bij individuele aansluitingen.¹⁹

Kostenvermindering door innovatie?

Toen de ambitie voor 40% kostenvermindering van windenergie op zee werd vastgesteld, is ook afgesproken dat deze bereikt moest worden door innovatie en productiviteitswinst bij de bouw en aanleg van windparken op zee en niet door het verschuiven van kostenposten.

We constateren dat één oorzaak van kostenvermindering niet aan dit criterium voldoet: de financieringsvoordelen die TenneT heeft bij de aanleg van het Net op Zee. TenneT kan goedkoper geld lenen op de kapitaalmarkt, en heeft hiervoor ook een kapitaalinjectie gekregen. Om die reden is het beter voor dit deel van de *kostenbesparing* te spreken van *kostenverschuiving*.

4 Risico's en toekomstige ontwikkelingen

Het huidige vergunningensysteem is zo opgezet dat risico's rondom de kosten voor het ontwerp, de bouw, het onderhoud en de ontmanteling van de windparken voor rekening van de exploitanten komen. Dat betekent niet dat er in het geheel geen risico's meer zijn voor de overheid. In dit hoofdstuk willen we drie risico's toelichten die een impact kunnen hebben op de prijsontwikkeling van windenergie op zee.²⁰ Ook gaan we in op de verwachte kostenontwikkelingen voor windparken die na 2023 gebouwd gaan worden.

4.1 Niet of niet tijdig aanleggen van windparken

In de Nationale Energieverkenning 2017 wijst het Planbureau voor de Leefomgeving (PBL) op het risico dat exploitanten na de subsidiebeschikking alsnog van de bouw van het windpark kunnen afzien. Omdat het park pas uiterlijk 5 jaar na de subsidiebeschikking operationeel moet zijn, anticiperen ontwikkelaars in hun tenderbedrag op verdere kostendalingen en zijn de biedingen scherp.

De winstgevendheid van het te bouwen windpark is afhankelijk van de vraag of de verwachte ontwikkelingen zich ook echt voordoen. Met name de ontwikkeling van de elektriciteitsprijs is hierbij een belangrijke onzekere factor. Vooral voor 'subsidieeloze windparken' betekent een lagere elektriciteitsprijs ook een lagere opbrengst.

Als de verwachte kostendalingen uitblijven, kan de ultieme consequentie zijn dat de exploitant afziet van de bouw van het windpark. De kosten van een verliesgevend windpark kunnen namelijk vele malen hoger zijn dan de boete die de exploitanten aan de overheid moeten betalen als ze het windpark niet bouwen. Voor de Borssele-parken bedragen deze boetes € 10 miljoen per kavel in het eerste jaar na de beschikking en € 35 miljoen per kavel vanaf het tweede jaar. Daarnaast is in de subsidiebeschikking een aantal criteria opgenomen die (tijdige) bouw moet stimuleren. Een voorbeeld: het eigen vermogen van de partijen die meedingen in de tender moet 10% van de investeringskosten bedragen. Dit is om te voorkomen dat te kleine partijen meedoen die de financiering niet rond krijgen. Ook zijn er maatregelen getroffen om vertraging van oplevering tegen te gaan. De einddatum van de subsidie staat bijvoorbeeld vast. Vertraging in de bouw kan er dus voor zorgen dat de exploitant over een kortere periode subsidie krijgt (deze maatregel werkt alleen bij windparken met subsidie). Daarnaast betaalt de ontwikkelaar een boete bij vertraagde oplevering. Voor de Borssele-parken bedraagt deze boete € 3,5 miljoen.²¹ De boete wordt elke maand met € 3,5 miljoen vermeerderd, als de ontwikkelaar nog langer in gebreke blijft. Voor Hollandse Kust (zuid) I-II kan de minister van EZK geen boetes opleggen, maar wel een 'last onder bestuursdwang' of een 'last onder dwangsom'. De hoogte van de dwangsom wordt bepaald op het moment dat deze situatie zich voordoet. Naar verwachting zal de hoogte overeenkomen met de boetebedragen die gelden voor de Borsseleparken.²² Met de voorgenomen wetwijziging van de *Wet windenergie op zee* wil het kabinet voor de 'subsidieeloze windparken' een bankgarantie verplichten om een vergunning voor een windpark te krijgen.

4.2 Kostenoverschrijding Net op Zee

Fase 1 Net op Zee

De *Routekaart tot en met 2023* voorziet in de bouw van 5 nieuwe windparken op zee. In fase 1 van het Net op Zee bouwt TenneT de aansluiting van deze windparken op het elektriciteitsnet voor € 4 miljard. Van dit bedrag is € 2 miljard bestemd voor de feitelijke aanleg en de overige € 2 miljard voor onderhoud, exploitatie en lopende kosten van het aansluitpunt. Er is hiervoor een budget van € 4 miljard beschikbaar uit SDE+-subsidies.

Het is echter mogelijk dat dit budget niet voldoende is. Financiële tegenvallers of keuzes in het technisch ontwerp kunnen tot hogere aanlegkosten leiden. Een recent voorbeeld is de aanlanding van de elektriciteitskabels van de windparken Hollandse Kust (zuid). TenneT heeft de minister van EZK de mogelijke kabeltracés van het platform naar het aanlandingspunt aan de kust voorgelegd. Het kabinet heeft toen gekozen voor een tracé dat natuur en omwonenden ontziet, maar dat € 50 tot € 60 miljoen meer kost dan het goedkoopste alternatief. TenneT blijft ook met deze beslissing nog binnen het budget, maar waarschuwde de minister van EZK voor een mogelijke overschrijding van de geraamde aanlegkosten van € 2 miljard bij onvoorziene tegenvallers. Daarmee zou het doel van 40% kostenbesparing op de aansluitkosten van het Net op Zee in gevaar komen.

TenneT ontvangt SDE+-subsidie voor de aanleg van het Net op Zee. Als die subsidie – bijvoorbeeld door dit soort kostenoverschrijdingen – niet langer dekkend is, wordt het subsidiebedrag niet verhoogd, maar mag TenneT het verschil (de meerkosten) doorberekenen in de transporttarieven aan de eindgebruikers van elektriciteit.

TenneT kan ook te maken krijgen met schadevergoedingen die het moet betalen, bijvoorbeeld als het Net op Zee te laat wordt opgeleverd of als er storingen zijn. De kosten voor schadevergoedingen worden vergoed uit de SDE+-subsidie.²³ De Autoriteit Consument & Markt (ACM) heeft de minister van EZK gewaarschuwd dat de financiële prikkels voor TenneT om windparken op zee tijdig aan te sluiten en om het net maximaal beschikbaar te houden, onvoldoende zijn. Volgens de minister van EZK zal een vertraagde oplevering meestal niet TenneT te verwijten zijn.²⁴ TenneT heeft tijdens ons onderzoek aangegeven dat alle projecten tot nu toe op schema lopen.

Fase 2 Net op Zee

In fase 2 van het Net op Zee gaat het om de aanleg van de windparken volgens de *Routekaart tot en met 2030*. Ook voor deze windparken verzorgt TenneT de aansluiting op het landelijke elektriciteitsnetwerk. Over de financiering moet de minister van EZK nog een besluit nemen. Het is al wel duidelijk dat deze projecten technisch complexer zijn dan die bij eerdere windparken. Dit komt doordat deze nieuwe windparken aanzienlijk verder uit de kust liggen dan de windparken in de gebieden Borssele en Hollandse Kust (zuid en noord) die tot en met 2023 gebouwd worden. Bovendien zal IJmuiden Ver niet aan de kust maar verder landinwaarts aangesloten moeten worden. TenneT verwacht daarom dat de aanlegkosten hoger zijn: voor IJmuiden Ver € 3,3 tot € 4,3 miljard, voor Hollandse Kust

West en Ten noorden van de Waddeneilanden samen € 1,8 miljard. De totale verwachte aanlegkosten voor fase 2 van het Net op Zee komen daarmee uit op € 5,1 tot 6,1 miljard.

4.3 Eventuele stijging vermogen zorgt voor meer indirecte kosten

In dit rapport zijn we tot nu toe ingegaan op de directe kosten die komen kijken bij het produceren van windenergie op zee. In deze paragraaf gaan we in op indirecte kosten die in de toekomst een rol gaan spelen.

De elektriciteitsproductie van windparken op zee is weersafhankelijk. Het aanbod uit windenergie kan daardoor niet altijd op de vraag naar elektriciteit worden afgestemd. Dat is op het moment geen probleem, omdat het aandeel windenergie in de totale elektriciteitsproductie beperkt is. Bij een toenemend aandeel windenergie zullen op termijn echter aanpassingen in de energie-infrastructuur nodig zijn. Uit onze gesprekken blijkt dat tot een vermogen van 10 gigawatt aan windenergie op zee geen grote aanpassingen aan de energie-infrastructuur nodig zijn, mits er verspreid over het land wordt aangesloten. Vanaf IJmuiden Ver, waarvan de realisatie in 2027 tot en met 2030 is voorzien, zullen voor eventuele daaropvolgende windparken investeringen nodig zijn op de volgende onderdelen:

- Het versterken van het elektriciteitsnetwerk tegen een grilliger elektriciteitsaanbod, bijvoorbeeld door kortetermijnbatterij-opslag.
- Het uitbreiden van het nationale elektriciteitsnetwerk en de internationale verbindingen om de elektriciteit bij overaanbod meer te kunnen verdelen.
- Het ontwikkelen van langetermijnopslagsystemen voor elektriciteit voor periodes met minder wind.

Een ander kenmerk van windenergie is dat de opwekkingskosten²⁵ van de elektriciteit lager zijn dan bij niet-hernieuwbare energiebronnen. Er is immers geen brandstof nodig om de windmolens te laten draaien. Hierdoor krijgt windenergie voorrang op de elektriciteitsmarkt en daalt op die momenten de groothandelsprijs van elektriciteit. De geplande uitbreiding van windenergie op zee kan de marktprijs verder drukken.²⁶ Dit effect kan zo sterk zijn dat de aanleg van nieuwe windparken na 2030 (zonder subsidie) mogelijk niet meer aantrekkelijk is voor marktpartijen. Dit kan een belemmering vormen voor de realisatie van een CO₂-neutrale energievoorziening. De minister van EZK zet daarom in op een toename van de vraag naar (hernieuwbare) elektriciteit. Dat kan door de verwarming van gebouwen en industriële productie, beide nu grotendeels afhankelijk van aardgas, te elektrificeren. Een andere mogelijkheid is het maken van 'groene' brandstof uit elektriciteit, zoals waterstof en ammoniak.²⁷

De minister van EZK en het Planbureau voor de Leefomgeving kunnen nog geen bedragen voor de benodigde investeringen voor deze indirecte kostenposten noemen. Dat komt omdat de noodzakelijke technologie nog verder moet worden ontwikkeld. Daarnaast speelt dat de minister en maatschappelijke partijen nog afspraken moeten maken over hoe de toekomstige energievoorziening eruit moet zien.²⁸ Voor een evenwichtige discussie is het wel van belang om deze indirecte kosten in kaart te gaan brengen en mee te wegen in de werkelijke kosten van windenergie op zee in de toekomst.

Eindnoten

1. Juridisch gezien bestaan deze windparken eigenlijk steeds uit 2 windparken: Borssele I en Borssele II. De parken worden per 2 windparken gebundeld getenderd. Voor de leesbaarheid van dit rapport noemen we de bundels steeds één windpark.
2. Zie ook Algemene Rekenkamer (2015). *Energiebeleid op weg naar samenhang; Terugblik op tien jaar rekenkameronderzoek naar energiebeleid (2006–2015)*. Den Haag: eigen beheer. Bijlage bij Kamerstuk 30 196, nr. 370. Tweede Kamer, vergaderjaar 2015–2016.
3. ECN heeft dit bedrag berekend bij het afsluiten van het Energieakkoord in 2013. De aansluiting van de windparken op het elektriciteitsnetwerk is bij deze kostprijs inbegrepen.
4. Matthijsen, J. et al. (2018). *De toekomst van de Noordzee; De Noordzee in 2030 en 2050: een scenariostudie*. Den Haag: Planbureau voor de Leefomgeving (PBL).
5. EZ (2016). *Structuurvisie Windenergie op Zee (SV WoZ)*. Brief van de minister van Economische Zaken over de uitslag tender windenergie op zee voor eerste twee kavels van windenergiegebied Borssele. Tweede Kamer, vergaderjaar 2016–2017, 33 561, nr. 31. Den Haag: Sdu.
6. EZK (2018). *Structuurvisie Windenergie op Zee (SV WoZ)*. Brief van de minister van Economische Zaken en Klimaat over de uitslag van de derde tender windenergie op zee voor kavels I en II van het windenergiegebied Hollandse kust (zuid). Tweede Kamer, vergaderjaar 2017–2018, 33 561, nr. 41. Den Haag: Sdu.
7. Algemene Rekenkamer (2015). *Stimulering van duurzame energieproductie (SDE+). Haalbaarheid en betaalbaarheid van de beleidsdoelen*. Den Haag: in eigen beheer.
8. Het belastingvoordeel dat bedrijven uit EIA hebben gehad is niet bekend. De bedragen waar we ons op baseren zijn schattingen.
9. De basiselektriciteitsprijzen voor Gemini en Luchterduinen wijken af van de bedragen in de regeling, doordat er een ‘windfactor’ is toegepast. We hanteren voor Hollandse Kust (zuid) I-II de basiselektriciteitsprijs van het innovatiepark Borssele V. Deze twee parken zijn vlak na elkaar getenderd.
10. EZ (2016). *Structuurvisie Windenergie op Zee (SV WoZ)*. Brief van de minister van Economische Zaken over de beantwoording van vragen over de kosten van windenergie op zee. Tweede Kamer, vergaderjaar 2015–2016, 33 561, nr. 25. Den Haag: Sdu.
11. Op basis van ECN-berekeningen over de gemiddelde kosten voor de aansluiting in de gebieden Borssele, Zuid-Holland en Noord-Holland in 2015. Zie: EZ (2015). *Structuurvisie Windenergie op Zee (SV WoZ)*. Brief van de minister van Economische Zaken over SDE+ Wind op Zee 2015. Tweede Kamer, vergaderjaar 2014–2015, 33 561, nr. 19. Den Haag: Sdu.
12. Uitgaande van 60% van startprijs van circa 2,5 cent/kWh voor de aansluiting, zoals door ECN in 2013 berekend. Zie: EZ (2016). *Structuurvisie Windenergie op Zee (SV WoZ)*. Brief van de minister van Economische Zaken over de beantwoording van vragen over de kosten van windenergie op zee. Tweede Kamer, vergaderjaar 2015–2016, 33 561, nr. 25. Den Haag: Sdu.

13. Deze kosteninschatting van TenneT is door DNV-GL gevalideerd. Zie: EZ (2015). *Structuurvisie Windenergie op Zee (SV WoZ)*. Brief van de minister van Economische Zaken over de stand van zaken kosten net op zee. Tweede Kamer, vergaderjaar 2014–2015, 33 561, nr. 21. Den Haag: Sdu.
14. Cijfers aangereikt door het Ministerie van EZK, RVO.nl en TenneT.
15. ECN gebruikt in de modelberekeningen getallen uit de financiële onderbouwing van commerciële partijen van eerdere tenders.
16. Topconsortium voor Kennis en Innovatie (TKI) Wind op zee (2015). *Cost Reduction Options for Offshore wind in the Netherlands FID 2010–2015*. Utrecht: eigen beheer.
17. DNV-GL heeft in opdracht van TenneT het technische concept en de kostenonderbouwing gevalideerd. De rapportage is daarna door ECN getoetst in opdracht van EZK. Beide studies onderschrijven het kostenplaatje van TenneT.
18. EZ (2014). *Energierapport*. Brief van de minister van Economische Zaken over de Wetgevingsagenda STROOM. Tweede Kamer, vergaderjaar 2013–2014, 31 510, nr. 49. Den Haag: Sdu.
19. EZ (2017). *Ontwikkeldkader windenergie op zee*. Versie 15 juni 2017. Den Haag: Directoraat-generaal Energie, Telecom en Mededinging.
20. Meer risico's zijn denkbaar.
21. Regeling windenergie op zee 2016. Regeling van de minister van Economische Zaken van 1 juli 2016, nr. WJZ/16097774.
22. Rijksdienst voor Ondernemend Nederland (RVO.nl) (2017). *Vragen en Antwoorden. Regeling vergunningverlening windenergie op zee kavels I en II Hollandse Kust (zuid). Windenergiegebied Hollandse Kust (zuid), kavels I en II*. Definitieve versie. Den Haag: eigen beheer.
23. Besluit schadevergoeding net op zee. Alleen wanneer sprake is van grove nalatigheid van TenneT geldt er een eigen risico van € 10 miljoen per jaar. Als de schadevergoeding boven de € 10 miljoen uitkomt mag TenneT het gedeelte boven de € 10 miljoen wel weer in het inkomstenvoorstel meerekenen.
24. EZ (2016). Memorie van toelichting in Wet tijdig realiseren doelstellingen Energieakkoord.
25. Met opwekkingskosten bedoelen we de marginale kosten. Dat zijn de kosten voor het produceren van één extra eenheid windenergie.
26. Zie ook: Boot, P. et al. (2014). *Windenergie: Argumenten bij vijf stellingen*. Den Haag: Planbureau voor de Leefomgeving (PBL).
27. EZK (2018). *Structuurvisie Windenergie op Zee (SV WoZ)*. Brief van de minister van Economische Zaken en Klimaat over de routekaart windenergie op zee tot en met 2030. Tweede Kamer, vergaderjaar 2017–2018, 33 561, nr. 42. Den Haag: Sdu.
28. Bijvoorbeeld in de onderhandelingen voor een nationaal Klimaatakkoord. Sociaal-Economische Raad (SER) (2018). *Voorstel voor hoofdlijnen van het Klimaatakkoord*. Den Haag: eigen beheer.

Voorlichting

Afdeling Communicatie

Postbus 20015

2500 EA Den Haag

telefoon (070) 342 44 00

voorlichting@rekenkamer.nl

www.rekenkamer.nl

De tekst van de publicatie Focus op *Kosten windenergie op zee* is op 25 september 2018 door de Algemene Rekenkamer vastgesteld en op 27 september 2018 aangeboden aan de Voorzitter van de Tweede Kamer.

