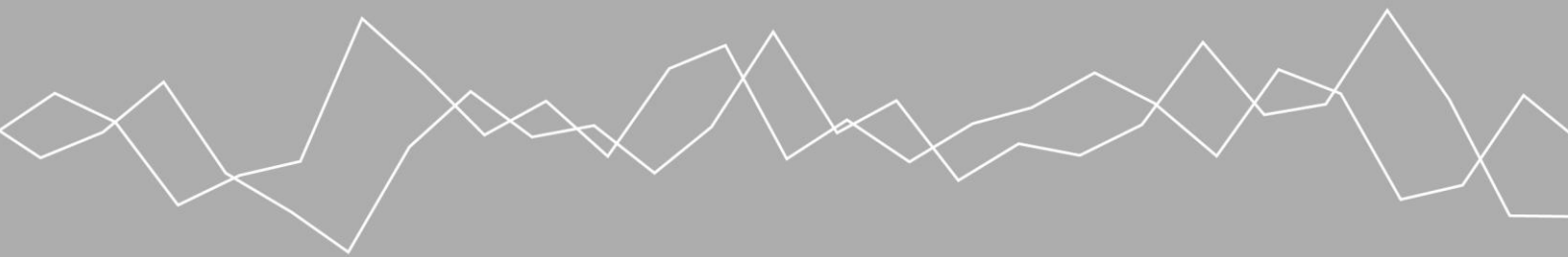


Zeewind versus kolenstroom



Amsterdam, juni 2017
In opdracht van Natuur & Milieu

Zeewind versus kolenstroom

Quick scan kostprijsontwikkelingen tot 2030

Menno van Benthem
Bert Tieben



seo economisch onderzoek

“De wetenschap dat het goed is”

SEO Economisch Onderzoek doet onafhankelijk toegepast onderzoek in opdracht van overheid en bedrijfsleven. Ons onderzoek helpt onze opdrachtgevers bij het nemen van beslissingen. SEO Economisch Onderzoek is gelieerd aan de Universiteit van Amsterdam. Dat geeft ons zicht op de nieuwste wetenschappelijke methoden. We hebben geen winst-oogmerk en investeren continu in het intellectueel kapitaal van de medewerkers via promotietrajecten, het uitbrengen van wetenschappelijke publicaties, kennisnetwerken en congresbezoek.

SEO-rapport nr. 2017-42

ISBN 978-90-6733-87-0

Copyright © 2017 SEO Amsterdam. Alle rechten voorbehouden. Het is geoorloofd gegevens uit dit rapport te gebruiken in artikelen, onderzoeken en collegesyllabi, mits daarbij de bron duidelijk en nauwkeurig wordt vermeld. Gegevens uit dit rapport mogen niet voor commerciële doeleinden gebruikt worden zonder voorafgaande toestemming van de auteur(s). Toestemming kan worden verkregen via secretariaat@seo.nl

Samenvatting

Nederland staat voor de opgave om haar energievoorziening te verduurzamen. Hiervoor zijn afspraken gemaakt in het in 2013 afgesloten SER Energieakkoord en het in 2015 ondertekende klimaatakkoord van Parijs. Eén van de maatregelen uit het SER energieakkoord is de grootschalige inzet van wind op zee.

Op dit moment worden kolencentrales als één van de goedkoopste bronnen van elektriciteit gezien. Recente ontwikkelingen in de kostprijs van windenergie roepen de vraag op hoe de kostprijzen van kolencentrales en wind op zee zich de komende jaren zullen ontwikkelen. In dit rapport vergelijkt SEO, in opdracht van Natuur & Milieu, de kostprijsontwikkeling van wind op zee met de kostprijsontwikkeling van kolencentrales tot 2030.

Hiervoor is gewerkt met de *levelized cost of electricity* (LCoE) van wind op zee en kolen, een maat voor de gemiddelde kostprijs van een elektriciteitsproductie-eenheid over de levensduur. Deze is bepaald voor 2015 en vervolgens geëxtrapoleerd naar 2030.

De belangrijkste conclusies van het onderzoek zijn:

- Voor 2015 wordt de kostprijs van kolen geschat op 5,3 €/kWh en de kostprijs van wind op zee geschat op 13,5 €/kWh.
- Voor de kostprijsontwikkeling van kolen richting 2030 wordt een gestage toename verwacht, leidend tot een kostprijs in 2030 van 10,3 tot 14,2 €/kWh (midden van de bandbreedte: 12,3 €/kWh). Deze wordt veroorzaakt door een hogere CO₂-prijs, een lagere capaciteitsfactor en inflatie.
- De kostprijs van wind op zee varieert in 2030 naar verwachting tussen de 2 en 5 €/kWh (midden van de bandbreedte: 3,5 €/kWh). Deze wordt gerealiseerd via technologische ontwikkeling, schaal- en synergievoordelen, voldoende concurrentie over de gehele waardeketen en een gunstig en stabiel regelgevend kader, bestaande uit een gestaag aanbod van nieuwe locaties met bijbehorende subsidieregeling, een efficiënt veiling- en vergunningsproces en een goede regeling voor transportinfrastructuur.
- Gemiddeld ligt de kostprijs van windenergie op zee in 2030 dus drie keer lager dan de kostprijs voor kolen. De kantelperiode voor de relatieve kostprijs van wind op zee versus kolen ligt tussen 2019 en 2024.
- Als alle maatschappelijke kosten voor zowel kolen- als windenergie worden meegenomen in de berekeningen, wordt wind op zee al eerder goedkoper dan kolenstroom, namelijk in de periode 2018-2021.

Inhoud

Samenvatting	i
1 Inleiding	1
2 Methode	3
2.1 De kostprijs van elektriciteit.....	3
2.2 Kostenextrapolatie via leercurves.....	4
2.3 Invloedsfactoren op de kostprijs.....	5
2.4 Capaciteitsontwikkeling.....	6
3 Kostprijsbepaling	9
3.1 Huidige kostprijzen.....	9
3.2 Kostprijsontwikkeling.....	10
3.3 Wind versus kolen.....	14
3.4 Maatschappelijke kosten.....	15
4 Conclusies	19
Literatuur	21

1 Inleiding

Nederland staat voor een grote opgave. In het klimaatakkoord van Parijs hebben 195 landen zich gecommitteerd aan het beperken van de opwarming van de aarde tot maximaal twee graden. Om dit te bereiken is onder andere een transitie naar een duurzame energievoorziening nodig. Het potentieel van zon, waterkracht en wind op land is beperkt voor een vlak en dichtbevolkt land als Nederland. Daarom heeft Nederland gekozen om fors in te zetten op windenergie op zee.

Het Energieakkoord (SER, 2013) bevat een taakstelling voor wind op zee van 4500 MW in 2023. Volgens de Energieagenda (Ministerie van Economische Zaken, 2016a) komt hier tussen 2023 en 2030 nog 1 GW per jaar bij. In zogenaamde ‘routekaarten’ die op dit moment ontwikkeld worden om de Energieagenda verder uit te werken wordt zelfs gedacht aan 1 á 2 GW per jaar. Dit betekent ruwweg een capaciteit van 10 tot 20 GW in 2030. De Energievisie van Natuur & Milieu (2016) gaat in dezelfde richting met een capaciteit van 17 GW in 2035. Shell pleitte onlangs voor “een aantal megaprojecten van 10 GW” in de Noordzee.¹

Een dergelijke grootschalige uitrol van windmolens op zee vraagt aanmerkelijke investeringen. Recentelijk lijkt er een omslag plaats te hebben gevonden. Bestaande windparken hebben een kostprijs van tussen de 10 en 20 €/kWh. De laatste twee veilingen van locaties voor wind op zee in Nederland kenden echter fors lagere prijzen. Borssele 1 en 2 werden geveild voor een prijs van 7,27 €/kWh en Borssele 3 en 4 voor 5,45 €/kWh. In Duitsland is inmiddels de eerste windparklocatie geveild zonder subsidie. De Energieagenda noemt 2026 als streefjaar voor het veilen van windparken zonder subsidie.

Deze ontwikkeling roept een aantal vragen op. Welke kostenontwikkeling kunnen we de komende jaren verwachten? En wat betekent dit voor de relatieve prijs van wind op zee ten opzichte van andere manieren van opwekking? Momenteel wordt kolenstroom gezien als één van de goedkoopste vormen van elektriciteitsopwek. Natuur & Milieu wil graag inzicht in de kostprijsontwikkeling van wind op zee en kolen en stelt SEO Economisch Onderzoek daarom de volgende onderzoeksvraag:

Hoe verboudt de kostprijs van elektriciteit geproduceerd uit windparken op zee in Nederland zich tot die van elektriciteit geproduceerd uit kolen en hoe ontwikkelt deze verhouding zich tussen nu en 2030?

Hierbij wordt uitgegaan van de geplande uitrol van wind op zee in het Energieakkoord tot 2023. Voor de periode erna wordt uitgegaan van een jaarlijkse veiling van 1 á 2 GW aan capaciteit, conform de Energieagenda.

In eerste instantie wordt gekeken naar de daadwerkelijke kostprijs voor elektriciteitsproducenten, daarna worden ook de bijbehorende maatschappelijke kosten van de beide technologieën meegenomen.

¹ Mark Gainsborough, Executive Vice President New Energies van Shell, pleitte hiervoor op het congres “Offshore Wind Energy 2017”, gehouden van 6 t/m 8 juni in Londen.

Hoofdstuk 2 bespreekt een aantal methodologische kwesties met betrekking tot het bepalen en extrapoleren van de kostprijs. In hoofdstuk 3 vindt de bepaling van de huidige kostprijs en de extrapolatie naar 2030 plaats. In hoofdstuk 4 worden hier de maatschappelijke kosten aan toegevoegd. Hoofdstuk 5 zet de belangrijkste conclusies op een rij.

2 Methode

Om de onderzoeksvraag te beantwoorden, wordt eerst de huidige kostprijs voor elektriciteit uit windparken op zee en kolencentrales geschat. Vervolgens worden de kostprijzen geëxtrapoleerd naar 2030 en wordt gekeken of en waar deze elkaar kruisen. Tot slot worden deze kostprijzen gecorrigeerd voor bijkomende maatschappelijke kosten en wordt de invloed van deze correctie op het resultaat bekeken.

In dit hoofdstuk worden achtereenvolgens de methode voor het bepalen van kostprijzen besproken (paragraaf 2.1), de methode voor het extrapoleren van kostprijzen (paragraaf 2.2), de belangrijkste factoren die de kosten bepalen (paragraaf 2.3) en de verwachte capaciteitsontwikkeling tot 2030 (paragraaf 2.4).

2.1 De kostprijs van elektriciteit

Het vergelijken van de kostprijs van verschillende vormen van elektriciteitsopwekking vereist een methode die onafhankelijk is van het type opwekking. De meest gangbare methode is die van de *Levelized cost of electricity* (LCOE). De LCOE drukt de kostprijs van elektriciteit uit in een (constante) prijs per geproduceerde MWh. Voormolen (2016) beschrijft de LCoE in de volgende formule:

$$LCoE = \frac{CAPEX + \sum_{t=1}^L \frac{OPEX}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^L \frac{AEP}{(1+i)^t}}$$

Met:

LCoE	=	de over de levensduur geëgaliseerde kostprijs;
CAPEX	=	de (eenmalige) investeringsuitgaven;
OPEX	=	de jaarlijkse kosten aan operatie, onderhoud, brandstof, CO ₂ en afval;
t	=	het productiejaar, dat loopt van 1 tot L;
L	=	de levensduur van de productie-eenheid;
i	=	de discount factor;
AEP	=	<i>Annual Energy Production</i> , oftewel de jaarlijks geproduceerde hoeveelheid energie, die constant wordt verondersteld over de levensduur.

Deze methode heeft als voordeel dat kosten op een herkenbare manier gepresenteerd kunnen worden en verschillende technologieën onderling goed vergelijkbaar zijn. Enkele aandachtspunten bij het gebruik van deze methode worden hieronder genoemd (IEA, 2015a).

- De LCOE is sterk afhankelijk van twee inputparameters: de discountfactor en de capaciteitsfactor.

- De discount factor is over het algemeen gelijk aan de *weighted average cost of capital* (WACC). Deze kan sterk verschillen van project tot project, afhankelijk van de marktrisico's, de regulering en de financieringsvorm. Technologieën met hoge investeringskosten vooraf, zoals wind op zee, zijn relatief gunstig bij een lage discountfactor. Technologieën met hogere operationele kosten, zoals kolen, zijn juist relatief voordelig bij een hoge discountfactor.
- De capaciteitsfactor geeft aan welke fractie van de levensduur er daadwerkelijk elektriciteit geproduceerd wordt. Omdat ook dit afhankelijk is van marktomstandigheden is deze niet op voorhand met zekerheid te bepalen. Het IEA werkt voor conventionele opwek met een factor van 0,85. Voor hernieuwbare opwek varieert de capaciteitsfactor tussen de 0,30 en 0,50. Een technologie is gevoeliger voor de capaciteitsfactor naarmate de marginale kosten lager zijn. Dit is bijvoorbeeld het geval bij wind op zee.
- De LCOE is exclusief belastingen en externe effecten. Bij conventionele centrales worden bijvoorbeeld geen schadelijke milieueffecten meegenomen voor zover de vervuiler hier niet voor betaalt. Bij hernieuwbare opwek blijven kosten zoals de aanleg van transportinfrastructuur en additionele systeemkosten buiten beschouwing.
- Tot slot is sprake van een aantal vereenvoudigende aannames, zoals een constante prijs gedurende de levensduur van de opwekeenheid en productie in de vorm van een baseloadprofiel.

Voor de scope en het doel van dit onderzoek is de LCOE de meest bruikbare methode. Bovenvermelde kanttekeningen blijven echter van toepassing.

Een conventie bij het gebruik van de LCoE die ook in dit onderzoek wordt aangehouden, is dat de LCoE voor een bepaald jaar gelijk is aan de LCoE van een productie-eenheid die in dat jaar operationeel wordt. Er wordt dus niet gekeken naar het gemiddelde van de totale productiecapaciteit. Ook voor wind op zee wordt gekeken naar het moment van in gebruik name, dus niet naar het moment van veilen of het moment van investeren.

2.2 Kostenextrapolatie via leercurves

Voor het extrapoleren van kostprijzen voor technologieën die nog in ontwikkeling zijn, is het begrip van de leercurve essentieel. Het concept van de leercurve geeft aan dat de kostprijs van een bepaalde technologie daalt over de tijd als gevolg van de ervaring die wordt opgedaan met de technologie. Het leereffect in enge zin kijkt alleen naar de kostendaling die rechtstreeks het gevolg is van opgedane ervaring met het implementatieproces. Omdat dit effect moeilijk te isoleren is, wordt meestal gekeken naar het leereffect in brede zin, waarbij ook kostendalingen als gevolg van R&D en schaalvoordelen worden meegenomen. Het aan de leercurve verwante begrip "leerratio" is gedefinieerd als het percentage dat de kostprijs daalt bij een verdubbeling van de geïnstalleerde capaciteit.

ECN bespreekt de toepassing van de leercurve op duurzame energietechnologieën (Schoots, 2010). De belangrijkste bevindingen zijn als volgt:

- Ons begrip van leercurves is nog beperkt. De precieze werking van het leermechanisme is onduidelijk, de leerratio is vaak niet constant en het voorspellen van de leerratio is nog weinig succesvol.

- De totale kosten van een technologie over de levensduur zijn zeer gevoelig voor de leerratio. In een fictief voorbeeld van ECN gebaseerd op zonne-energie heeft een daling van de leerratio van 18% naar 16% tot gevolg dat de totale subsidiekosten met een factor vijf toenemen en de periode waarin de technologie subsidie nodig heeft met een factor twee toeneemt.
- De leercurve is alleen geschikt voor technologieën die voorbij het R&D- en demonstratiestadium zijn.
- Bij technologieën die gevoelig zijn voor brandstofkosten, CO₂-prijzen en grondstofprijzen zoals staal en beton, kunnen deze effecten op de kostprijs het leereffect domineren.
- De kostenontwikkeling van een technologie is deels mondiaal bepaald en deels lokaal. Sommige kostendeterminanten, zoals kennis van bouwtechnieken, zijn mondiaal te delen, terwijl andere componenten zoals wet- en regelgeving lokaal verschillen. Hiermee moet rekening worden gehouden bij de afbakening van de relevante markt.
- Een lange termijn groeiperspectief is belangrijk om partijen te laten investeren in een technologie en zich te specialiseren om op die manier hun leercurve te doorlopen. Te snelle groei is niet goed, want dan is er geen tijd om te leren van eerdere projecten en om processen te verbeteren. Hierbij moet in het oog worden gehouden dat te snelle groei ook kan plaatsvinden doordat er te lang is gewacht met beginnen. Een lange termijnperspectief en een gefaseerde uitrol van de technologie zijn dus essentieel.
- Stimulering van technologie moet verdeeld worden tussen R&D-steun voor nieuwe technologie en uitrolsteun voor verder ontwikkelde technologie. Dit kan via subsidie, maar ook door sociale of juridische barrières weg te nemen, verplichtingen te stellen of gunstige financiële condities te creëren.
- Ook het creëren van een thuismarkt is van belang om bedrijven in staat te stellen in een bekende en veilige omgeving te leren voor de internationale markt wordt betreden.

Rubin et al. (2015) vergelijken in een overzichtsstudie de gevonden leerratio's voor elf verschillende technologieën voor elektriciteitsopwekking. Hierbij maken zij onderscheid tussen 1-factor modellen (uitsluitend gebaseerd op geïnstalleerde capaciteit) en 2-factor modellen (gebaseerd op geïnstalleerde capaciteit en onderzoeksinspanning). Multi-factor modellen zijn in theorie beter, maar worden weinig gebruikt door gebrek aan goede data. Rubin et al. vinden een grote variatie in de leerratio, zowel binnen als tussen technologieën. Zij concluderen dat meer onderzoek nodig is naar de invloed van verschillende factoren en aannames op het vaststellen van leerratio's.

Bovenstaande bevindingen zijn met name relevant bij het extrapoleren van kostprijzen voor wind op zee. Met de bouw en operatie van kolencentrales is de afgelopen decennia dusdanig veel ervaring opgedaan dat het resterende leereffect zeer beperkt is.

2.3 Invloedsfactoren op de kostprijs

Wind op zee

De kostprijs voor wind op zee is afhankelijk van een groot en gevarieerd aantal factoren. Ten eerste is de locatie van het windpark van groot belang:

- De afstand tot de kust en de diepte van de zee bepalen voor een belangrijk deel de kosten van de constructie.
- De plaatselijke windsnelheid heeft juist effect op de opbrengsten.

- Naarmate het park groter is, zijn er meer schaalvoordelen te behalen.
- De ligging ten opzichte van andere parken kan daarnaast zorgen voor synergievoordelen bij bouw en onderhoud van de windparken en de transportinfrastructuur.

Daarnaast is de algemene stand van de technologie van belang. De grootte van de turbine, de hoogte van de molen en de gebruikte fundering (bijvoorbeeld vaste versus drijvende constructies) zijn van invloed op zowel kosten als opbrengsten.

Ten derde is een aantal economische variabelen van belang:

- De prijzen van de belangrijkste grondstoffen voor windmolens (met name de staalprijs) zijn van grote invloed;
- De mate van concurrentie tussen toeleveranciers van de windindustrie is van invloed op de kostprijs van onderdelen (bijvoorbeeld turbines) en dienstverlening (offshore industrie);
- De mate van concurrentie tussen aanbieders is van grote invloed op de geboden veilingprijs (hoewel dit strikt genomen de kosten niet beïnvloedt);
- De rentestand beïnvloedt de kosten van kapitaal en daarmee de opbrengsten die gegenereerd moeten worden om rente af te lossen en dividend uit te keren.

Tot slot is ook het regelgevend kader cruciaal voor de kostprijs. Stabiliteit en voorspelbaarheid van regelgeving, een efficiënt veiling- en vergunningsproces en een goede regeling voor transport dragen allemaal bij aan het verlagen van de kosten.

Kolencentrales

Voor kolencentrales is het aantal relevante factoren kleiner. De locatie is minder van belang: de constructie van een kolencentrale is in principe onafhankelijk van de locatie, al is een gunstige ligging wel van invloed op de kosten van transport. Ook de mogelijkheid van schaal- en synergievoordelen is zeer beperkt. Dit betekent dat de belangrijkste factoren enerzijds de stand van de technologie en anderzijds de algemene economische factoren zijn, waarbij uiteraard de prijs van kolen in dit geval een cruciale grondstofprijs is. Wat betreft regelgeving zijn voor kolencentrales met name de milieueisen van belang.

2.4 Capaciteitsontwikkeling

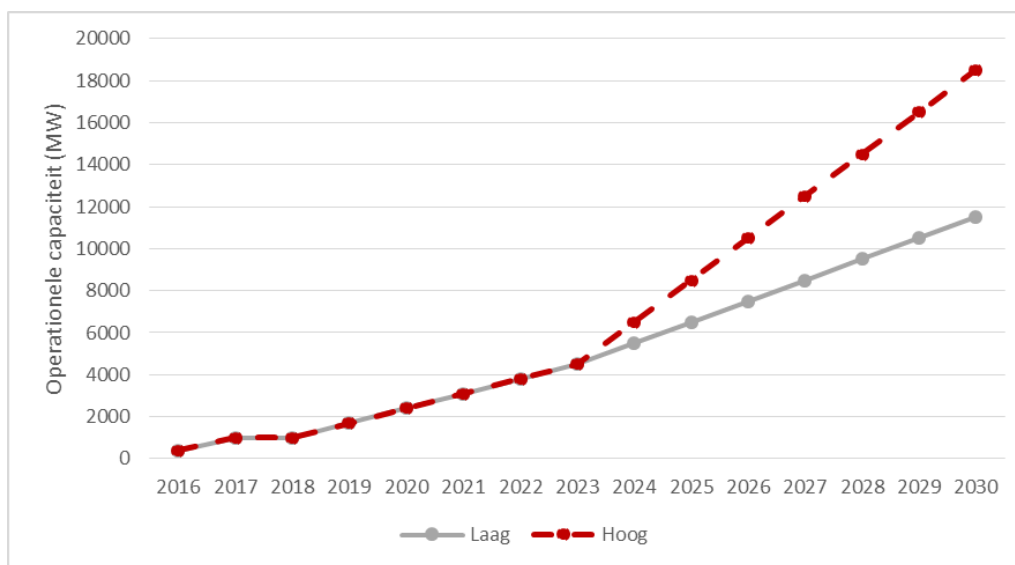
De mondiale capaciteit van wind op zee is nog relatief beperkt. De Noord- en Oostzee vormen samen veruit het belangrijkste centrum van activiteit. Van de 12 GW geïnstalleerde capaciteit wereldwijd, bevindt zich 11 GW in of bij de Noord- en Oostzee. Het Verenigd Koninkrijk heeft de grootste capaciteit (5 GW), gevolgd door Duitsland (3,3 GW), Denemarken (1,7 GW), België (0,7 GW) en Zweden (0,2 GW). Ook Finland, Ierland, Spanje, Portugal en Noorwegen hebben een bescheiden hoeveelheid wind op zee (<0,1 GW). De resterende 1 GW capaciteit bevindt zich in de wateren van China, Japan en Zuid-Korea (GWEC, 2016). Dit betekent dat de Nederlandse plannen om wind op zee te ontwikkelen voor een significante verhoging van de mondiale capaciteit kunnen zorgen.

Bij het bepalen van de kostenontwikkeling van wind op zee wordt rekening gehouden met twee scenario's: een laag scenario waarbij vanaf 2023 jaarlijks 1 GW wordt geveild en een hoog scenario

waarbij vanaf 2023 jaarlijks 2 GW wordt geveild. Hierbij wordt uitgegaan van de volgende gegevens:

- De huidige geïnstalleerde offshore windcapaciteit in Nederland bedraagt 427 MW.
- Het Gemini windpark in de Waddenzee, met een capaciteit van 600 MW, wordt in de loop van 2017 operationeel (<http://geminwindpark.nl/>).
- De windparken Borssele 1 en 2, met een gezamenlijke capaciteit van 700 MW, worden in de loop van 2019 operationeel.
- De windparken Borssele 3 en 4, met een gezamenlijke capaciteit van 700 MW, worden in de loop van 2020 operationeel.
- Het Energieakkoord mikt op een totale capaciteit van 4500 MW in 2023. Deze capaciteit zou bereikt moeten worden via een jaarlijkse aanbesteding van 700 MW in 2017, 2018 en 2019, leidend tot een operationele capaciteit van 4500 MW in 2023.
- Op basis van de Energieagenda wordt aangenomen dat in de periode 2020-2026 een jaarlijkse aanbesteding plaatsvindt van 1 GW in het scenario “Laag” en 2 GW in het scenario “Hoog”. Bij een doorlooptijd van vier jaar leidt dit tot een operationele capaciteit in 2030 van respectievelijk 11,5 GW en 18,5 GW. Het verloop van de capaciteit over de tijd is weergegeven in figuur 2.1.

Figuur 2.1 In de scenario's “Laag” en “Hoog” bedraagt de operationele capaciteit van wind op zee in 2030 respectievelijk 11,5 GW en 18,5 GW.

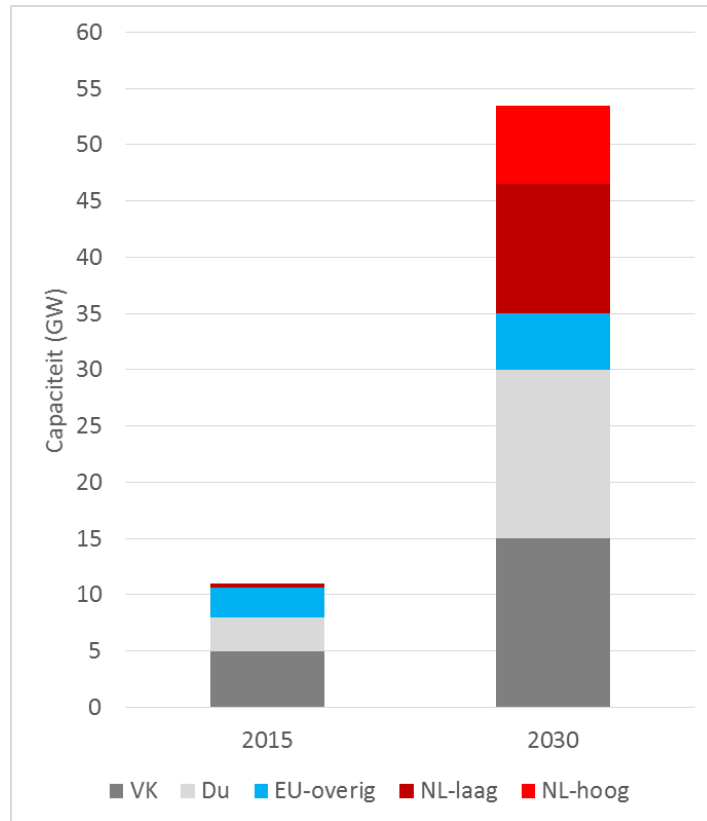


Bron: SEO Economisch Onderzoek

Ook andere Noordzee-landen hebben ambitieuze plannen voor capaciteitsontwikkeling richting 2030. Het Verenigd Koninkrijk en Duitsland mikken beide op een geïnstalleerde capaciteit van 15 GW in 2030.² Ook in de overige landen met windenergie op zee wordt de komende jaren een uitbreiding van de capaciteit verwacht. Figuur 2.2 laat zien dat dit in totaal leidt tot een verviervoudiging van de totale capaciteit in Europa in het scenario Laag en een vervijfvoudiging in het scenario Hoog.

² <http://renews.biz/102327/germans-map-3gw-splash-in-2017/>

Figuur 2.2 De geïnstalleerde capaciteit van wind op zee in Europa neemt tot 2030 met een factor vier á vijf toe.



Bron: SEO Economisch Onderzoek

3 Kostprijsbepaling

In dit hoofdstuk worden eerst de huidige kostprijzen van wind op zee en kolen geschat (paragraaf 3.1). Vervolgens worden deze geëxtrapoleerd naar 2030 (paragraaf 3.2) en met elkaar vergeleken (paragraaf 3.3). Tot slot wordt de vergelijking gemaakt inclusief maatschappelijke kosten (paragraaf 3.4).

3.1 Huidige kostprijzen

De huidige kostprijzen van elektriciteit uit wind op zee en uit kolencentrales zijn in 2015 geschat door de IEA (2015a). Voor Nederland komen zij uit op de volgende prijsniveaus (alle getallen in USD/MWh):

Tabel 3.1 LCoE voor wind op zee en kolen in Nederland in 2015 (USD/MWh).

Technologie	Kapitaalkosten			Operatie & Onderhoud			Grondstof Afval CO ₂	LCOE		
	3%	7%	10%	3%	7%	10%		3%	7%	10%
Kolen 1	9.96	18.15	25.83	8.88	8.88	8.88	53.39	72.23	80.42	88.09
Kolen 2	16.88	30.76	43.77	8.88	8.88	8.88	53.39	79.15	93.03	106.04
Kolen 3	18.01	32.08	45.06	7.81	7.81	7.81	53.39	79.51	93.58	106.56
Wind op zee	91.60	127.31	158.19	40.71	40.71	40.71	0	132.30	168.02	198.89

Bron: IEA, 2015a

Hierbij is een aantal zaken van belang:

- Er worden drie schattingen gedaan voor kolencentrales. Deze zijn gebaseerd op drie verschillende kolencentrales die op dat moment operationeel waren in Nederland.
- De LCOE is bepaald voor drie verschillende discountfactoren: 3%, 7% en 10%. Het IEA onderbouwt deze percentages als volgt: 3% is de *social cost of capital*, 7% is de marktconforme WACC, en 10% is de WACC voor een “*high risk environment*”. Op basis van enquêtes schat het IEA de WACC voor offshore wind in Nederland op 8,2% en de WACC voor kolen op 6,9% (beide met een debt-equity ratio van 65-35).
- De IEA hanteert een omrekenfactor van euro's naar dollars van 0,75 (1 dollar = 0,75 euro).
- De IEA gebruikt een CO₂-prijs van 30 dollar per ton. SEO maakt een onderscheid tussen de private kosten van opwekking en de maatschappelijke kosten. Voor de private kosten hanteert SEO de CO₂-prijs uit het ETS. Voor de maatschappelijke kosten (zie H4) wordt gebruik gemaakt van de efficiënte CO₂-prijzen bepaald door CPB en PBL (2016).
- De LCOE is exclusief belastingen en belastingkortingen. Eventuele subsidies spelen hier geen rol, omdat zij het kostenniveau niet beïnvloeden, maar een deel van de kosten verschuiven van de ontvanger naar de verstrekker.
- Omdat de schatting van de IEA plaatsvindt op basis van bestaande productie-eenheden zijn deze gemiddeld ouder dan 2015 en geven hiermee een lichte overschatting van de LCOE (uitgaande van dalende kosten over de tijd, zie paragraaf 2.2).

Om op basis van deze getallen tot een LCoE te komen voor 2015 voert SEO de volgende bewerkingen uit:

1. Voor kolen worden de kosten gemiddeld over de drie schattingen;
2. Voor kolen wordt een WACC van 6,9% gehanteerd en voor wind een WACC van 8,2%. De kosten worden bepaald op basis van deze WACCs door middel van interpolatie tussen de gegeven LCOEs.
3. De CO₂-kosten (30 dollar per ton) worden van deze bedragen afgetrokken.
4. De bedragen worden teruggerekend van dollars naar euro's met de omrekenfactor van de IEA.
5. De CO₂-kosten van het ETS (5 €/ton) worden bij de bedragen opgeteld.

Na toepassing van de bovengenoemde bewerkingen komt de huidige LCoE voor kolencentrales uit op 5,3 €/kWh en de LCoE van wind op zee op 13,5 €/kWh (tabel 3.2).

Tabel 3.2 De LCoE₂₀₁₅ is voor wind op zee ruim tweeëneenhalf maal zo groot als voor een kolentrale.

Technologie	LCoE ₂₀₁₅
Kolentrale	5,3 €/kWh
Wind op zee	13,5 €/kWh

Bron: SEO Economisch Onderzoek, op basis van IEA (2015a).

3.2 Kostprijsontwikkeling

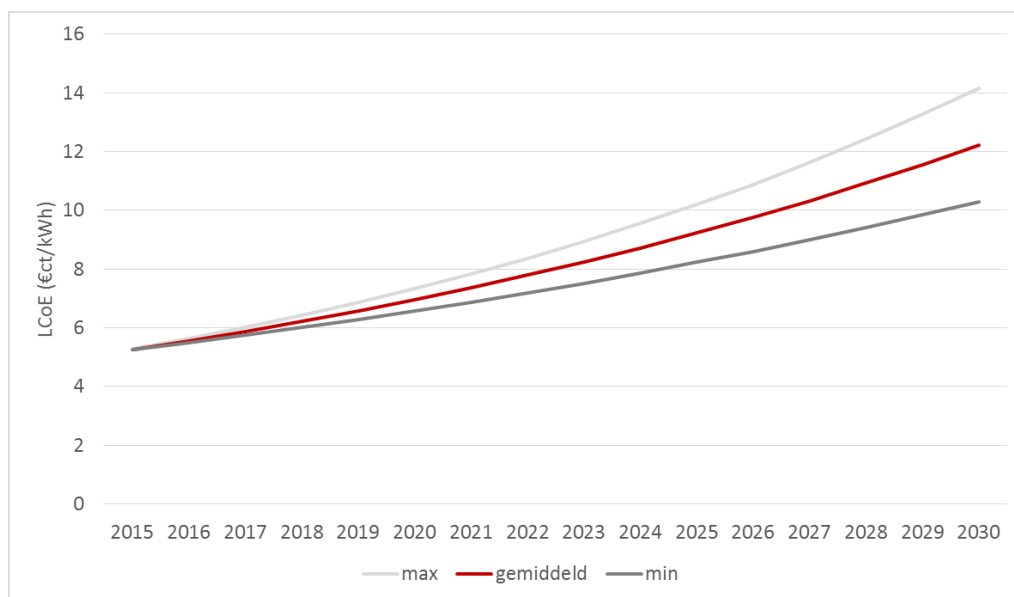
Kolencentrales

Voor de technologie van elektriciteitsproductie met kolen wordt over het algemeen aangenomen dat deze aan het eind van zijn leercurve zit. De grote hoeveelheid bestaande capaciteit ten opzichte van de beperkte hoeveelheid nog te verwachten additionele capaciteit betekent hoe dan ook dat de relatieve toename van capaciteit – en daarmee de beweging over de leercurve – klein zal zijn. Daarom wordt in dit onderzoek gebruik gemaakt van een eerder onderzoek naar de verwachte LCOE van kolen in 2030, uitgevoerd door het Fraunhofer Instituut in 2013 (Fraunhofer, 2013). Dit onderzoek schat de LCOE in 2030 op 8-11 €/kWh. Deze schatting is echter gegeven in reële kosten voor het prijsniveau van 2013. In dit onderzoek wordt gewerkt met nominale kostprijzen. Daarom worden de prijzen gecorrigeerd voor een jaarlijkse inflatie van 1,5%.

Dit heeft tot resultaat dat de LCoE tot 2030 tweeëneenhalf tot drie keer zo groot wordt: 10,3-14,2 €/kWh (figuur 3.1). De spreiding tussen de boven- en ondergrens van deze schatting wordt voornamelijk veroorzaakt door vier factoren:

- De CO₂-prijs. Deze stijgt van 5,3 €/ton naar 28 tot 42 €/ton in 2030.
- De kolenprijs. Deze is in 2013 gelijk aan 11,4 €/MWh en varieert in 2030 van 11,2 tot 17,5 €/MWh.
- De capaciteitsfactor. Het aantal uren per jaar dat een centrale draait, daalt van 6.000 uur in 2013 naar 4300 tot 5300 uur in 2030.
- Het conversierendement. Dit stijgt van 46% in 2013 naar 51% in 2030.

Figuur 3.1 De LCoE voor kolencentrales stijgt naar 10,3-14,2 €/kWh in 2030.



Bron: SEO Economisch Onderzoek, op basis van Fraunhofer Instituut (2013).

Wind op zee

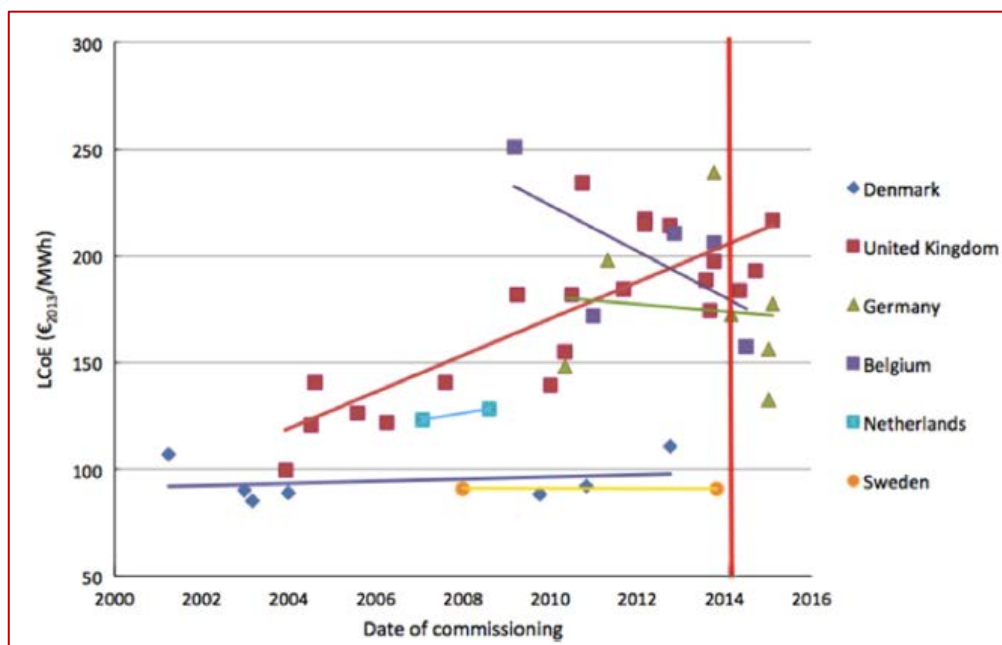
Gezien de vele ontwikkelingen rondom wind op zee vereist een LCoE-bepaling in dit geval een bredere aanpak. Om de LCoE naar de toekomst te extrapoleren kijkt SEO naar:

1. Historische kostprijsbepalingen over de periode 2000-2015;
2. Bestaande extrapolaties van kostprijzen tot 2030 (uitgevoerd door andere partijen);
3. De resultaten van recente capaciteitsveilingen als puntschattingen van toekomstige kostprijzen.

Ad 1. Historische kostprijsbepalingen:

- Dismukes en Upton (2015) kijken naar 41 offshore windparken gebouwd in Europa tussen 1990 en 2012 en vinden geen leereffect en geen schaalvoordelen.
- Heptonstall et al. (2012) vinden een kostentoeename voor wind op zee tussen 2000 en 2010. Deze wordt voornamelijk veroorzaakt door stijgende kosten voor materialen, grondstoffen en arbeid, wisselkoersbewegingen, krapte bij toeleveranciers, grotere afstand tot de kust en diepte van nieuwe locaties en vertragingen bij de bouw. Zij verwachten een daling van de kosten, rond 2025 leidend tot een LCoE van 116 £/MWh, met een bandbreedte van 89-193 £/MWh. Deze daling wordt veroorzaakt door meer concurrentie, meer vertrouwen bij toeleveranciers, innovatie, hogere efficiëntie, schaalvoordelen, standaardisatie en betere operatie en onderhoud.
- Van der Zwaan et al (2012) vinden voor de periode 1991-2008, na een correctie voor grondstofprijzen, een leerratio van 3%. Voor de periode 1991-2005 vinden zij een leerratio van 5%. Dit verschil wordt grotendeels veroorzaakt door een tijdelijke schaarste bij toeleveranciers in de periode 2005-2008.
- Voormolen et al. (2016) splitsen de historische kostenontwikkeling uit per land en zien daar grote verschillen (figuur 3.2). Waar in het Verenigd Koninkrijk de LCoE verdubbelt, is deze in Denemarken bijna constant. Voormolen et al. wijten deze verschillen vooral aan wisselende projectdoorlooptijden en verschillen in het regelgevend kader.

Figuur 3.2 De LCoE verschilt sterk van land tot land in de periode 2000-2014.



Bron: Voormolen et al. (2016)

Ad 2. Extrapolaties uitgevoerd door andere partijen:

- Het IEA (2015b) verwacht in 2025 een LCoE voor wind op zee van 125-225 USD/MWh.
- Lemming et al (2009) verwachten tot 2030 een leerratio van 10%.
- Schoots (2010) schat de leerratio tot 2040 in op 4-10%.
- Garrad Hassan, geciteerd in Schoots (2010), schat de kosten op 8 €/kWh in 2030.

Ad 3. Resultaten veilingen:

De laatste drie jaar heeft een groot aantal veilingen van locaties voor wind op zee plaats gevonden. Deze gingen gepaard met scherpe kostendalingen (tabel 3.3). In februari 2015 won Vattenfall nog een veiling met een bod van 10,3 €/kWh. Ruim twee jaar later won DONG een veiling zonder subsidie. Analisten schatten de LCoE achter dit bod op 3,1 €/kWh.³ DONG noemde als belangrijkste redenen dat een subsidieloos bod mogelijk was de ontwikkeling van grotere turbines, schaalvoordelen, synergievoordelen, een windsnelheid >10 m/s, en een verlengde levensduur (DONG persbericht, 2017).

Bij deze veilingbedragen moet opgemerkt worden dat zij niet precies gelijk zijn aan de LCoE.

- Ten eerste gaat het hier om een inschatting van de kosten door een bieder, niet om daadwerkelijke kosten. Bij grote concurrentie en mogelijke strategische belangen bij het verwerven van een locatie kan een bedrijf een lager bod uitbrengen dan op basis van de kosten gerechtvaardigd is.
- Ten tweede heeft de winnaar van een veiling een zogenaamde opt-out mogelijkheid. De definitieve investeringsbeslissing wordt pas na de veiling genomen. Bij een verslechtering van de

³ <http://www.rechargenews.com/wind/1251841/germanys-zero-subsidy-offshore-wind-could-generate-at-euro-31mwh-bvg>

marktomstandigheden kan een bedrijf alsnog beslissen om tegen geringe kosten van het project af te zien. Ook dit kan een bedrijf verleiden tot het doen van een lager bod.

- Ten derde hoeft de levensduur niet gelijk te zijn aan de subsidieperiode. Als de levensduur groter is dan de subsidieperiode, heeft het bedrijf extra inkomsten bovenop de verkregen subsidie. In dat geval ligt de werkelijke LCoE lager dan de veilingprijs.
- Tot slot is er sprake van nominale bedragen, niet van reële. Dit is niet in tegenspraak met de LCoE-systematiek, maar betekent wel dat deze bedragen niet gecorrigeerd zijn voor inflatie.

Wiser et al. (2016) hebben voor enkele winnende biedingen een LCoE berekend en komen lager uit dan het geboden bedrag. Het biedingsbedrag kan dus beschouwd worden als een conservatieve schatting van de LCoE.

Tabel 3.3 Veilingen wind op zee gaan gepaard met grote kostendaling.

	Naam	Land	Vermogen (MW)	Ontwikkelaar	Operationeel in	Prijs (€ct/kWh)
Feb '15	Horns Rev 3	Denemarken	400	Vattenfall	2020	10,30
Jul '16	Borssele 1 & 2	Nederland	700	Dong	2019	7,27
Sep '16	Vesterhav noord & zuid	Denemarken	350	Vattenfall	2020	6,40
Nov '16	Kriegers Flak	Denemarken	600	Vattenfall	2021	4,99
Dec '16	Borssele 3 & 4	Nederland	700	Shell	2020	5,45
Apr '17	He Dreiht	Duitsland	900	EnBW	2024	3,10*
Apr '17	OWP West	Duitsland	240	DONG 1	2024	3,10*
Apr '17	Borkum Riffgrund West 2	Duitsland	240	DONG 2	2024	3,10*
Apr '17	Gode Wind 3	Duitsland	110	DONG 3	2024	6,00

Bron: SEO Economisch Onderzoek

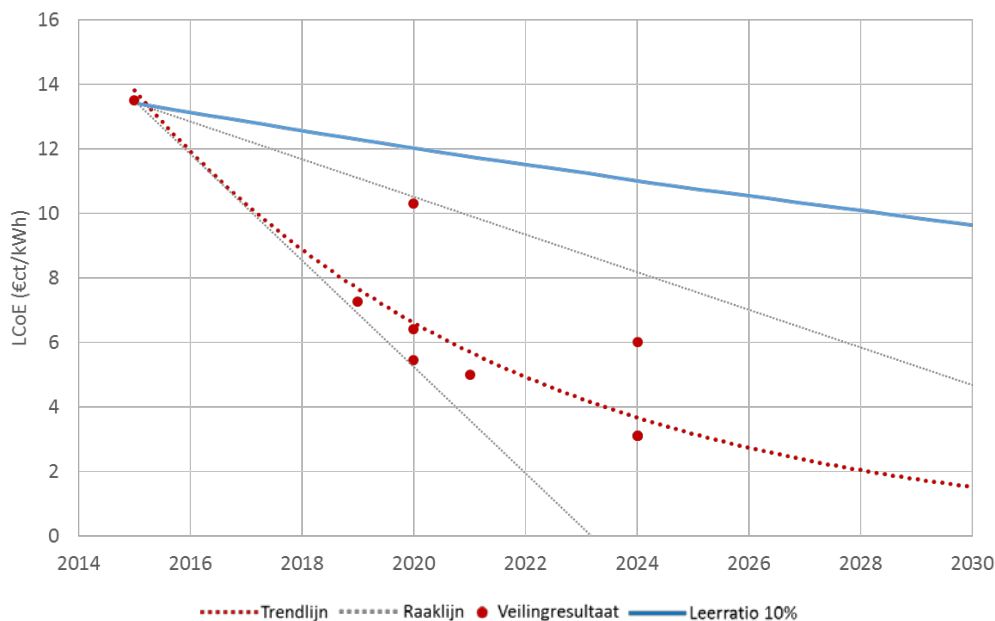
*: deze locaties zijn geveild zonder subsidie. Analisten schatten de LCoE voor deze locaties op 3,1 €ct/kWh.

Extrapolatie

Op basis van bovenstaande bronnen kan geconcludeerd worden dat het verleden geen goede basis biedt voor extrapolaties naar de toekomst. In het eerste decennium van de 21e eeuw lijkt er geen sprake te zijn geweest van significante kostendalingen als gevolg van leereffecten. Er lijkt eerder sprake te zijn geweest van kostenstijgingen. In het zeer recente verleden heeft echter een trendbreuk plaatsgevonden. De resultaten van biedingen lijken daarom de meest betrouwbare bron voor kostenextrapolaties. Experts schatten de leerratio op basis van het verleden op 3% tot 10%. Dit leidt echter tot kostprijzen die ver boven de prijsniveaus van recente veilingen liggen. Ter referentie wordt de kostprijsontwikkeling ook bepaald op basis van een leerratio van 10%.

De resultaten van de kostenextrapolatie van wind op zee zijn weergegeven in figuur 3.3. Hierin zijn de individuele veilingresultaten en de LCoE van 2015 weergegeven als rode punten. de rode lijn beschrijft de trendlijn door de rode punten. De grijze lijnen zijn raaklijnen aan de hoogste en laagste rode punten vanuit het startpunt in 2015. De blauwe lijn beschrijft de kostenontwikkeling bij een leerratio van 10%,

Figuur 3.3 Geschatte kostenontwikkeling van wind op zee tot 2030



Bron: SEO Economisch Onderzoek

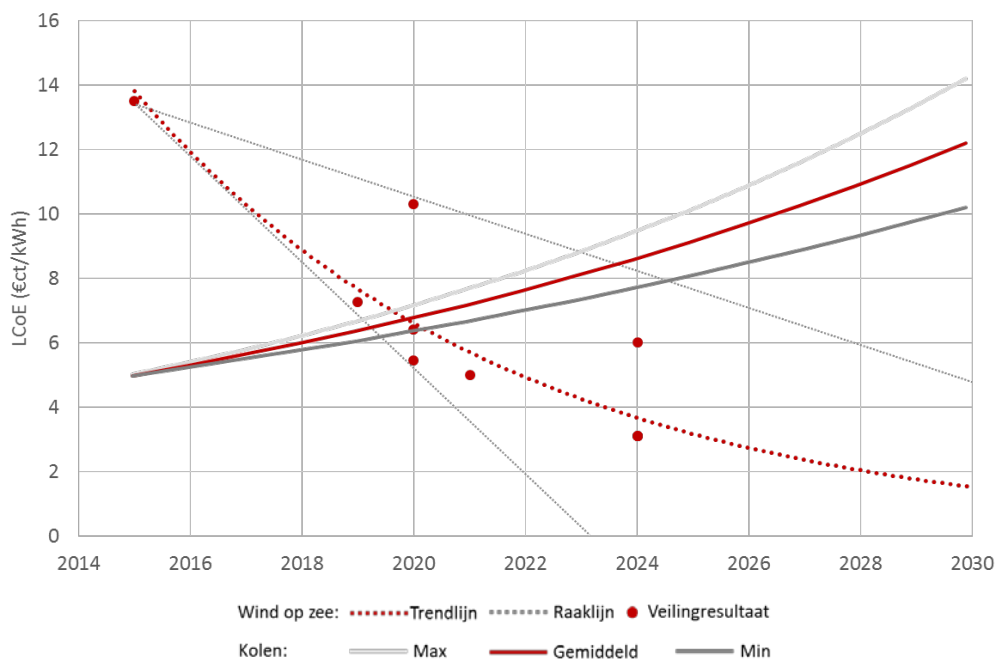
Op grond van deze grafiek kan geconcludeerd worden dat de gerealiseerde kostendaling bij de veilingen vele malen groter is dan op grond van de leerratio verwacht mag worden. De trendlijn door de veilingresultaten lijkt dan ook een betrouwbaardere bron voor het schatten van de kostenontwikkeling richting 2030.

De trendlijn lijkt richting 2030 daarentegen wat al te optimistisch. Gezien de wisselvalligheid van de leercurve en een 'natuurlijke ondergrens' aan de kosten van wind op zee, kan men verwachten dat de waargenomen kostendaling tussen 2015 en 2025 richting 2030 weer enigszins zal afvlakken. Een LCoE tussen de 2 en 5 €/kWh lijkt dan ook een realistische bandbreedte. Hierbij moet ook in het achterhoofd worden gehouden dat er grote verschillen zijn en zullen blijven tussen verschillende locaties. Windparken op zee zullen in 2030 dan ook eerder 2 *en* 5 €/kWh kosten dan 2 *of* 5 €/kWh.

3.3 Wind versus kolen

Op basis van de resultaten uit paragraaf 3.2 kunnen nu de kostenontwikkeling van wind op zee en kolen met elkaar vergeleken worden. De kostencurves van de beide technologieën zijn naast elkaar gezet in figuur 3.4. Hieruit blijkt dat omstreeks 2019 de schattingen beginnen te overlappen. Het goedkoopste scenario voor wind op zee ligt dan op hetzelfde niveau als het duurste scenario voor kolen. Deze trend zet door gedurende de jaren erna. In 2025 is dan het duurste scenario voor wind op zee definitief goedkoper dan het goedkoopste scenario voor kolen. De periode 2019-2024 is dus een transitieperiode waarin de kosten voor wind op zee en kolen vergelijkbaar zijn. Na deze periode is wind op zee goedkoper dan stroom uit kolencentrales.

Figuur 3.4 Wind op zee wordt goedkoper dan kolenstroom in de periode 2019-2024.



Bron: SEO Economisch Onderzoek

3.4 Maatschappelijke kosten

In de voorgaande paragrafen is uitsluitend gekeken naar de kosten voor de elektriciteitsproducent. In deze paragraaf worden hieraan nog de maatschappelijke kosten en baten aan toegevoegd. Dit zijn kosten (of baten) die niet voor rekening komen voor de elektriciteitsproducent, maar opgebracht worden door (of ten goede komen aan) de samenleving als geheel. Deze maatschappelijke kosten en baten kunnen vele vormen aannemen. Uitgebreide inventarisaties van de maatschappelijke kosten en baten van windenergie zijn bijvoorbeeld te vinden in Tieben & Hof (2014). Een bespreking van de kosten en baten van kolencentrales is onder andere te vinden in Buunk et al. (2016).

Gezien het verkennende en beperkte karakter van deze studie beperken we ons hier tot de belangrijkste posten. Voor kolencentrales zijn dit de emissies van CO₂ en andere schadelijke stoffen. Voor wind op zee betreft dit met name de kosten van de transportinfrastructuur.

Op basis van het Handboek Milieuprijzen (CE Delft, 2016) en de gemiddelde emissiegegevens van de nieuwste Nederlandse kolencentrales⁴ worden voor kolencentrales schadekosten meegenomen voor de emissies weergegeven in tabel 3.4. In 2015 komen deze samen uit op bijna 4,5 €/kWh. De CO₂-prijs neemt tot 2030 toe tot 7,2 €/kWh (CPB en PBL, 2016), de overige emissiekosten blijven constant. Hiermee bedragen de totale emissiekosten in 2030 7,7 €/kWh. De netto kosten van kolencentrales stijgen echter met een lager bedrag. Om dubbel telling te voorkomen worden de kosten voor emissierechten binnen het ETS namelijk weer van de kostprijs afgetrokken.

⁴ De MPP3-centrale van Uniper, de Eemshavencentrale van RWE en de Engie Centrale Rotterdam.

Tabel 3.4 CO₂ domineert de schadekosten voor emissies van kolencentrales.

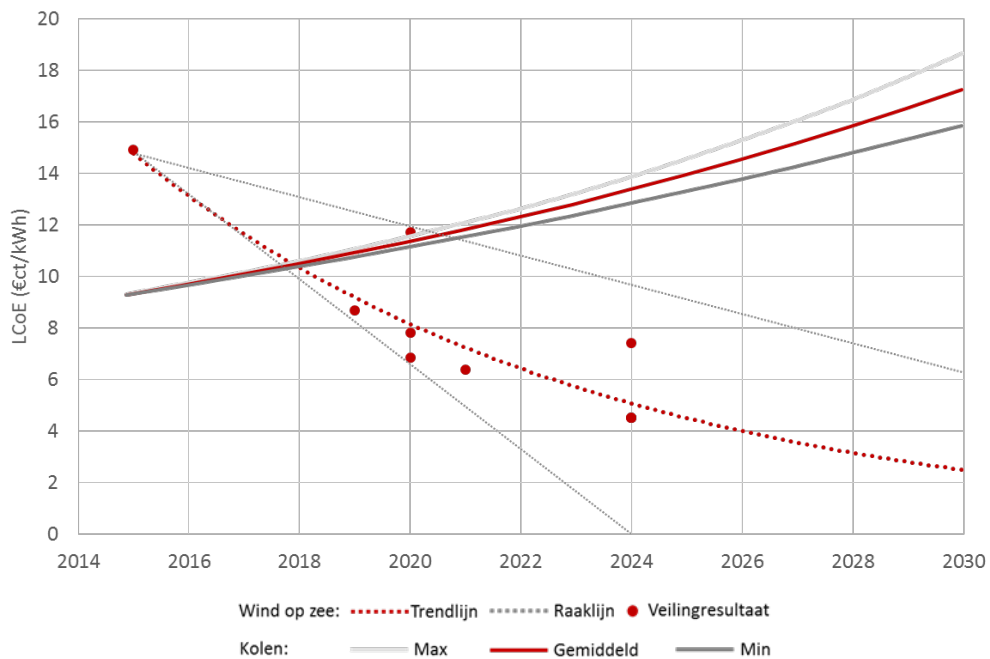
Emissiesoort	Kosten (€ct/kWh) 2015	Kosten (€ct/kWh) 2030
Fijnstof PM10	0,023	0,023
Koolstofdioxide	3,932	7,20
Kwik	0,010	0,010
Stikstofoxides	0,393	0,393
Zwavel dioxide	0,141	0,141
Totaal	4,499	7,763

Bron: SEO Economisch Onderzoek

Voor wind op zee geldt als belangrijkste maatschappelijke kostenpost de aanleg van transportinfrastructuur om de opgewekte elektriciteit te transporteren van het windpark naar het hoofdnet op land. De meest recente schatting van deze kosten voor Nederland bedragen 1,4 €ct/kWh (ministerie van Economische Zaken, 2016b). Het zogenaamde ‘profieffect’, waarbij een windmolenpark minder opbrengst genereert omdat deze produceert in relatief goedkope uren (omdat alle windmolens tegelijk produceren), geldt niet als een maatschappelijke kostenpost. Met dit effect dient wel rekening te worden gehouden bij het interpreteren van de LCoE.

Wanneer de kostencurves voor kolen en wind op zee op basis van deze informatie worden aangepast, leidt dit tot de kostencurves in figuur 3.5. De uitkomsten blijven in grote lijnen hetzelfde, maar vertonen een aantal graduele verschuivingen. De transitieperiode vindt vroeger plaats en duurt iets korter: van 2018 tot 2021. De bandbreedte voor de kosten van kolencentrales is iets kleiner geworden, omdat de maatschappelijke kosten voor CO₂ een kleinere onzekerheidsmarge kennen dan de kosten in het ETS. De LCoE ligt voor beide technologieën iets hoger, omdat beide netto maatschappelijke kosten met zich meebrengen.

Figuur 3.5 Inclusief maatschappelijke kosten wordt wind op zee goedkoper dan kolenstroom in de periode 2018-2021.



Bron: SEO Economisch Onderzoek

4 Conclusies

In deze studie is gezocht naar een antwoord op de vraag:

Hoe verboudt de kostprijs van elektriciteit geproduceerd uit windparken op zee in Nederland zich tot die van elektriciteit geproduceerd uit kolen en hoe ontwikkelt deze verhouding zich tussen nu en 2030?

De belangrijkste conclusies luiden als volgt:

- Voor 2015 wordt de kostprijs van kolen geschat op 5,3 €/kWh en de kostprijs van wind op zee geschat op 13,5 €/kWh.
- Voor de kostprijsontwikkeling van kolen richting 2030 wordt een gestage toename verwacht, leidend tot een kostprijs in 2030 van 10,3 tot 14,2 €/kWh. Deze wordt veroorzaakt door een hogere CO₂-prijs, een lagere capaciteitsfactor en de inflatie.
- De historische kostprijsontwikkeling van wind biedt weinig aanknopingspunten voor het bepalen van de toekomstige kostprijs. Schattingen uit het verleden komen structureel te hoog uit vergeleken met de veilingresultaten van de afgelopen drie jaar.
- Op basis van deze veilingresultaten verwacht SEO een kostprijs tussen de 2 en 5 €/kWh in 2030. Deze wordt gerealiseerd via technologische ontwikkeling, schaal- en synergievoordelen, voldoende concurrentie over de gehele waardeketen en een gunstig en stabiel regelgevend kader, bestaande uit een gestaag aanbod van nieuwe locaties met bijbehorende subsidieregeling, een efficiënt veiling- en vergunningsproces en een goede regeling voor transport.
- Op basis van deze schattingen zal stroom uit wind op zee tussen nu en 2030 goedkoper worden dan stroom uit kolencentrales. Deze transitie vindt plaats tussen 2019 en 2024.
- Naast de kostprijs voor elektriciteitsproducenten spelen ook maatschappelijke kosten een rol. Wanneer ook rekening gehouden wordt met deze maatschappelijke kosten, schuift de transitieperiode naar voren en wordt wind op zee goedkoper in de periode 2018-2021.
- Beide kostprijsontwikkelingen kennen een ruime bandbreedte. Bij kolencentrales wordt deze bandbreedte vooral veroorzaakt door *externe* factoren die voor alle kolencentrales gelijk zijn. Bij wind op zee zullen daarentegen ook grote kostenverschillen bestaan *tussen* projecten, als gevolg van verschillen tussen locaties. Windparken op zee zullen in 2030 dan ook eerder 2 *en* 5 €/kWh kosten dan 2 *of* 5 €/kWh.

Literatuur

- Buunk, E., B. Hof & B. Tieben (2016). Windmolens en welvaart, SEO-rapport 2016-18, Amsterdam: SEO Economisch Onderzoek.
- CPB en PBL (2016). WLO-klimaatscenario's en de waardering van CO₂-uitstoot in MKBA's.
- CE Delft (2016). Handboek milieuprijzen 2016. Publicatienummer: 17.7A76.64. Delft: CE Delft.
- Dismukes, D.E., & G.B. Upton (2015). Economies of scale, learning effects and offshore wind development costs. *Renewable Energy* 83, 61-66.
- Fraunhofer ISE (2013). Levelized cost of electricity renewable energy technologies. Freiburg: Fraunhofer ISE.
- Global Wind Energy Council (2016). Global wind energy outlook 2016.
- Heptonstall, P., R. Gross, P. Greenacre, T. Cockerill (2012). The cost of offshore wind: understanding the past and predicting the future. *Energy Policy* 41, 815-821.
- IEA (2015a). Projected costs of generating electricity, 2015 Edition. Parijs: OECD.
- IEA (2015b). Energy technology perspectives 2015. Parijs: OECD.
- Lemming, J.K., P.E. Morthorst & N. Clausen (2009). Offshore wind power experiences, potential and key issues for deployment. Roskilde: Danmarks Tekniske Universitet, Risø Nationallaboratoriet for Bæredygtig Energi.
- Ministerie van Economische Zaken (2016a). Energieagenda – Naar een CO₂-arme energievoorziening. Den Haag: Ministerie van Economische Zaken.
- Ministerie van Economische Zaken (2016b). Kamerstuk 33561, Structuurvisie Windenergie op Zee nr. 25, 22 maart 2016.
- Natuur & Milieu (2016). Energievisie 2035. Utrecht: Natuur & Milieu.
- Rubin, E.S., I.M.L. Azevedo, P. Jaramillo, S. Yeh (2015). *Energy Policy* 86, 198-218.
- Schoots, K., (2010). Innovatie en leercurven – Rapportage naar aanleiding van kennisvragen Werkgroep Energie en Klimaat. Rapport ECN-E—10-038. Petten: ECN.
- Tieben, B. & B. Hof (2014). Windmolens en welvaart, SEO-rapport 2014-57, Amsterdam: SEO Economisch Onderzoek.

- Sociaal-Economische Raad (2013). *Energieakkoord voor duurzame groei*. Den Haag: SER.
- Van der Zwaan, B., R. Rivera-Tinoco, S. Lensink, P. van den Oosterkamp (2012). Cost reductions for offshore wind power: exploring the balance between scaling, learning and R&D. *Renewable Energy* 41, 389-393.
- Voormolen, J.A., H.M. Junginger, W.G.J.H.M. van Sark (2016). Unravelling historical cost developments of offshore wind energy in Europe. *Energy Policy* 88, 435-444.
- Wiser, R., K. Jenni, J. Seel, E. Baker, M. Hand, E. Lantz & A. Smith (2016). *Forecasting wind energy costs and cost drivers: the views of the world's leading experts*. Rapport LBNL-1005717, Berkeley: Lawrence Berkeley National Laboratory.



seo economisch onderzoek

Roetersstraat 29 . 1018 WB Amsterdam . T (+31) 20 525 16 30 . F (+31) 20 525 16 86 . www.seo.nl