



KOSTPRIJS VAN ZON-PV EN WIND IN 2030

EFFECT VAN – EN VOORWAARDEN VOOR
KOSTPRIJSREDUCTIES

DAVID DE JAGER
PAUL NOOTHOUT

Mei 2018

203299/ v03

ECOFYS

A Navigant Company

INHOUDSOPGAVE

Samenvatting

1. Inleiding
2. Aanpak
3. Resultaten
 - Zon-PV Veld
 - Zon-PV Plat Dak (>250 kW)
 - Wind op Land
 - Wind op Zee
4. Onderbouwing en aannames

BIJLAGEN

- A. Ecofys kostenmodel
- B. Korte analyse zon-PV resultaten van buurlanden

SAMENVATTING (1)

In de gesprekken voor het klimaatakkoord wordt veel aandacht besteed aan het beheersbaar houden van de kosten van de energietransitie. Dat geldt ook voor de tafel elektriciteit. In opdracht van de NVDE heeft Ecofys daarom een analyse gemaakt van de mogelijkheden voor kostenreductie bij zon en wind, en wat er moet gebeuren om deze kostendalingen in de praktijk ook te realiseren. De resultaten worden aan de hand van zeven vragen samengevat.

1. Op welke terreinen liggen de belangrijkste mogelijkheden voor kostendaling?

- De **komende vijf jaar (2023)** kan door technologische innovaties en een voortzetting én uitbreiding van innovatief volumebeleid de kostprijs van zon-PV (grote systemen, >250 kWp) dalen tot 50-80 €/MWh. Voor wind op land (W-ON) tot 40-70 €/MWh (afhankelijk van de locatie), en voor wind op zee (W-OFF) tot onder de 50 €/MWh.
- Voor zon-PV (>250 kWp), W-ON en W-OFF zijn tegen 2030 kostprijsreducties tot ca. 40% (of meer) mogelijk. De kostprijs van zon en wind (op land en op zee) komt daarmee in 2030 in het bereik van **30-60 €/MWh**.
- Deze kostenniveaus kunnen worden bereikt indien aan een aantal belangrijke voorwaarden is voldaan. De belangrijkste voorwaarde die substantieel bijdraagt aan kostenreductie is het verbeteren van de investeringszekerheid. Dit zal door overheden of (nieuwe soorten) 'nuts'bedrijven* moeten worden gefaciliteerd, door het mogelijk maken van business- en financieringsmodellen waarin investeringen met redelijke zekerheid over langere termijn kunnen worden terugverdiend: de economische levensduur die financiers voor projecten zullen hanteren schuift daarbij op in de richting van de technische levensduur.
- Door verbeterde landelijke én regionale planning en afstemming van de uitrol van zon en wind op land, al dan niet gecombineerd, zijn de kosten van netintegratie en ruimtelijke inpassing te beperken.

* We doelen hierbij op bedrijfsvormen waarbij de winstoptimalisatie van het bedrijf samenvalt met die van de maatschappij als geheel.

SAMENVATTING (2)

2. Welke maatregelen (van welke partijen) zijn er nodig om die kostendalingen te realiseren?

Technologische innovaties

- Voor zon-PV is ruwweg 60%* van de kostprijsreductie het gevolg van het doorlopen van de leercurve (technologische innovaties) voor modules, inverters en BoS (overige systeemcomponenten), het aandeel van de zogenaamde 'soft costs' (projectontwikkeling, financiering, leges, etc.) neemt daardoor op termijn toe. Voor W-ON is het aandeel van technologische innovatie 25%-50%* (afhankelijk van het soort project), en voor W-OFF schatten we dit in op 50-75%*
- Om bovenstaande technologische innovaties te kunnen realiseren is continue een gecombineerde inzet van RD&D (publiek- en privaat-gefinancierd) en realisatie van projecten nodig, bijvoorbeeld in de vorm van een meerjarig missiegedreven onderzoeksprogramma, waarbij de totale waardeketen kan innoveren.
- Op het gebied van netaansluitingen en netwerkkosten kan winst worden geboekt door het beter plannen van nieuwe zon en wind projecten. Werkzaamheden van netwerkbedrijven kunnen hierop worden afgestemd, waardoor deze efficiënter, slimmer en effectiever kunnen worden uitgevoerd en kostenbesparing mogelijk wordt.

* Deze percentages zijn indicatief, aangezien de technologische en niet-technologische maatregelen elkaar onderling beïnvloeden

SAMENVATTING (3)

2. Welke maatregelen (van welke partijen) zijn er nodig om die kostendalingen te realiseren?

Niet-technologische innovaties: institutionele- en systeeminnovaties

- De niet-technologische innovaties zijn echter minstens zo belangrijk: ze drijven de leercurve aan en kunnen al op korte termijn bijdragen aan kostprijsreducties (zie de ontwikkeling van W-OFF)
 - Zon-PV en W-ON: vergroten van de stabiliteit in inkomsten/uitgaven voor een periode van 20 jaar – en op termijn langer, verschuiving in allocatie van kosten naar partijen die deze het meest efficiënt kunnen dragen, grootschalige tender-programma's (ook voor een goede afstemming met netbeheerders waardoor de kosten van systeemintegratie kunnen worden geminimaliseerd).
 - W-OFF: Voortzetting van bestaande en voorgenomen volumebeleid (incl. tenders), en intensivering van de inspanningen op het gebied van technologische innovatie.
- Netkosten: Door verbeterde landelijke én regionale planning en afstemming van de uitrol van zon en wind op land, al dan niet gecombineerd, zijn de kosten van netintegratie en ruimtelijke inpassing te beperken:
 - **Vooruit plannen** resulteert in snellere aansluitijden en lagere netkosten;
 - **Combinatie van zon en wind (en opslag)** resulteert in lagere netkosten en eventueel ook in lagere aansluitkosten wanneer de projecten één aansluiting delen;
 - **Ruimtelijke combinatie van aanbod en vraag** resulteert in lagere netkosten doordat additionele investeringen in netinfrastructuur voorkomen of beperkt gehouden kunnen worden.

SAMENVATTING (4)

3. Op welke termijn kunnen deze kostendalingen worden gerealiseerd, en waar hangt dat van af?
 - Het voorbeeld van W-OFF toont aan dat met goed vormgegeven volumebeleid de waardeketen van een conversietechnologie tot aanzienlijke technologische en competitieve innovaties is aan te zetten, met ondersteuning van RD&D voor innovaties. Volumebeleid en publiek- en privaat gefinancierde RD&D jagen de leercurve aan.
 - De **komende vijf jaar (2023)** kan met zo'n gecombineerde aanpak de kostprijs van zon-PV (> 250 kWp) dalen tot 50-80 €/MWh, van W-ON tot 40-70 €/MWh (afhankelijk van de locatie), en van W-OFF onder de 50 €/MWh.
 - De komende jaren kan de overheid het implementatie- en onderzoeksinstrumentarium verder innoveren, waarbij een voortvarende uitrol (op korte en lange termijn, vanwege economische-, energie- en klimaatdoelstellingen), tegen lage maatschappelijke kosten centraal dient te staan. Technologische innovaties kosten tijd en vinden plaats in een mondiale context, en zijn daarmee beperkt bestuurbaar door één land/overheid. Maar het moment waarop kostenreducties gaan optreden door niet-technische zaken (goede tendersystematiek ontwikkelen, daarbinnen sterke investeringszekerheid bieden in combinatie met een goede planmatige inpassing in het elektriciteitsnet) zijn enkel en alleen afhankelijk van de voortvarendheid waarin de overheid samen met de markt daar de kaders voor schept.
 - Hoewel de focus in de huidige studie ligt op grootschalige PV (> 250 kWp), zal de ontwikkeling van kleinschalige zon-PV (bijvoorbeeld op of geïntegreerd in daken) onverminderd belangrijk blijven voor de energietransitie.
4. In hoeverre zijn deze kostendalingen gerelateerd aan het nationale volume aan uitrol?
 - De niet-technologische innovaties die leiden tot kostprijsreducties, zoals de inzet van meerjarige tendercycli, vragen om voldoende schaalgrootte. Voor zon-PV (> 250 kWp systemen op (platte) daken of in veldopstellingen) op **overheidsgronden en -gebouwen**, stellen we in deze studie een uitrol voor van **1 GW per jaar** in de periode 2020-2030, waarbij de verschillende overheden of aan overheden gelieerde instanties dak- en grondoppervlak ter beschikking stellen. Dit tempo kan worden opgevoerd indien het ruimtelijk potentieel van dit segment (overheid) dit toelaat. Ook kunnen andere segmenten worden toegevoegd, zoals andere toepassingen van zon-PV (schuine daken, gevels, zon op water).
 - Voor W-ON zou moeten worden gestuurd op complete concessies waarbij overheidsgronden worden voorontwikkeld en getenderd.

SAMENVATTING (5)

5. Op welke manier zijn deze kostendalingen gerelateerd aan het belangrijkste stimuleringskader voor hernieuwbare energie?
- De energietransitie brengt enorme onzekerheden met zich mee, die de markt in rekening brengt via hogere kosten van kapitaal. Bij kapitaalintensieve opties als wind en zon heeft dit een sterk effect op de kostprijs per MWh. Om de maatschappelijke kosten van de energietransitie te beperken, dient de overheid voldoende zekerheden te bieden, waarbinnen de markt kan concurreren. De huidige (mondiale) trend is dat concurrentie wordt aangejaagd via tenders of veilingen, waarna de winnende bidder in de exploitatiefase kan uitgaan van een redelijk voorspelbare of zelfs vaste inkomstenstroom over een langere periode (b.v. 20 jaar of meer). Het huidige SDE+ instrument voor zon-PV en W-ON biedt in dit opzicht een redelijke mate van zekerheid, maar ook PPA's met private of publieke partijen zullen dergelijke zekerheden kunnen bieden. De SDE+ regeling *an sich* neemt echter niet de projectontwikkelingsrisico's weg. Een belangrijke factor in de kostprijsreductie van W-OFF is de combinatie van concessie/vergunning en subsidie, waarbij en waardoor een groot deel van de projectontwikkelingsrisico's door de overheid wordt genomen.
 - De investeringszekerheid neemt af in bijvoorbeeld een verplichtingssysteem, zeker in de context van een majeure transformatie van het energiesysteem en de onzekerheden die deze in de markt veroorzaakt.
 - Door het voeren van een duidelijke regie (landelijk en regionaal) en het vormgeven van faciliterende wet- en regelgeving is de investeringszekerheid te vergroten. Dit betreft aspecten rondom meervoudig ruimtegebruik, ruimtelijke integratie, netinpassing, ontwerp en regulering van de energiemarkt, participatie, etc.

SAMENVATTING (6)

6. In welke mate zullen exogene ontwikkelingen de kostendaling kunnen beïnvloeden, met name grondstofprijzen en de rentestand?
 - De invloed van de rentestand en van grondstofprijzen is evident. Een stijging van de rentestand van 2% naar 5% resulteert in een kostprijsverhoging van 5-10 €/MWh voor W-ON en zon-PV. De kostprijs van W-ON en W-OFF is daarnaast gevoelig voor schommelingen in de staalprijs, voor zon-PV zijn dit zeldzame aardmetalen en zilver. Zo is de kostprijs van W-OFF in de periode 2010-2016 gedaald met 5 €/MWh als gevolg van lagere staalprijzen*. Huidig onderzoek richt zich op de inzet van minder schaarse en/of marktgevoelige grondstoffen, en op recycling.

7. Welke kostenimpact heeft het als projecten een regionale bijdrage moeten gaan leveren?
 - Uit een inventarisatie door NWEA in 2015 blijkt dat gebiedsgebonden bijdragen aan gemeentes voor W-ON ca. 1 €/MWh bedroegen, waarbij sommige gemeentes/provincies overwogen om deze bijdrage aanzienlijk te verhogen. In deze studie is een (verhoging van de) gebiedsgebonden bijdrage niet meegenomen.

* TKI Wind op Zee (2015), Cost reduction options for Offshore Wind in the Netherlands FID 2010-2020 (PWC, DNV GL, Ecofys)

INLEIDING

Aanleiding

In de tafel elektriciteit, onderdeel van de gesprekken voor het Klimaatakkoord, spelen voorziene kostendalingen voor hernieuwbare energie een belangrijke rol. NVDE heeft zich op dit punt stevig gepositioneerd met de (door de leden gedragen) ambitie om in 2030 tot productiekosten voor wind en zon sterk te reduceren tot 45 €/MWh. Belangrijke basis voor deze ambitie was een korte studie van Ecofys, begin 2018, die aangeeft dat dit niveau realistisch is, en die ook in grote lijnen aangeeft welke maatregelen en acties er nodig zijn om dat niveau te bereiken. Dit gaat dan lang niet alleen om technische innovaties, maar vooral over vernieuwingen in de *supply chain*, financiering en beleid die leiden tot lagere risico's en/of lagere kosten.

Het **doel** van deze notitie is om te onderzoeken hoever de kostprijs voor zon-PV (> 250 kWp) en wind (een update van eerder werk voor wind op land, en een indicatieve inschatting voor wind op zee) kan dalen richting 2030 en welke beleidsmaatregelen hiervoor nodig zijn.

Hiervoor is een korte literatuurverkenning gedaan, en is informatie opgehaald bij de achterban van NVDE.

Zon-PV

- Onder een selectie van de Nederlandse (project)ontwikkelaars van zon-PV (aangeleverd door Holland Solar), is een **vragenlijst** uitgezet om inzicht te krijgen in de **huidige kostenccomponenten van zon-PV**.
- Op basis van de vragenlijst en expert judgement is een **nulmeting** gemaakt, inclusief een **breakdown van kosten** voor zon-PV (**veldopstelling**, en op **platte daken >250 kW**). De breakdown geeft inzicht in **mogelijke maatregelen** voor het reduceren van de kostprijs en de **mogelijke effecten** hiervan.
- Er worden twee soorten maatregelen geformuleerd:
 - **Technologische innovaties** – kostprijsreducties aan de hand van ontwikkelingen in de technologie, leereffecten, economies of scale, etc. Deze worden vastgesteld aan de hand van literatuur en informatie van experts.
 - **Systeem- en institutionele innovaties** – deze maatregelen worden geformuleerd aan de hand van expertise, lessen van wind op zee en input vanuit de ontwikkelaars en de markt.

Wind

- Voor **wind op land** is in 2017 al een **vergelijkbare exercitie uitgevoerd**. Deze is bijgewerkt aan de hand van input vanuit de markt en expert judgement van NWEA. Daarnaast zijn de resultaten geëxtrapoleerd naar 2030.
- Voor **wind op zee** is een kwalitatieve beschrijving gegeven van de mogelijkheden tot kostprijsreductie.

Resultaat

- Dit resulteert in een overzicht van maatregelen waarbij wordt aangegeven **wat het verwachte effect is op de kostprijs, wie de maatregel kan implementeren en op welke termijn die implementatie mogelijk is**.
- De uitkomst van de exercitie leidt tot een **mogelijke kostprijs van zon-PV en wind op land in 2030**.

RESULTATEN

- Zon-PV
 - Veld
 - Plat dak (>250 kW)
- Wind op Land
- Wind op Zee (kwalitatief)

40% KOSTPRIJSREDUCTIE ZON-PV – VELD

- De resultaten van de beschikte **SDE+** **basisbedragen** voor **zon-PV in veld** in de subsidieronde van voorjaar 2017 bedroegen:

	Basisbedrag	Capaciteit
P50	109 €/MWh	2 MWp
P25	107 €/MWh	1 MWp
P75	120 €/MWh	4 MWp

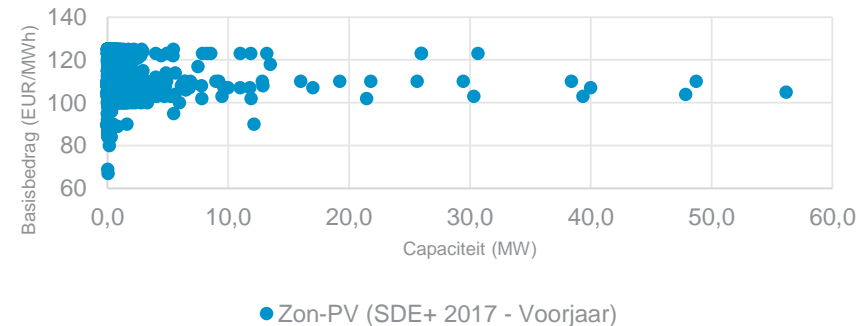
Bron: RVO.nl

LET OP: ECONOMISCHE LEVENSDUUR van 15 JAAR (termijn SDE+)

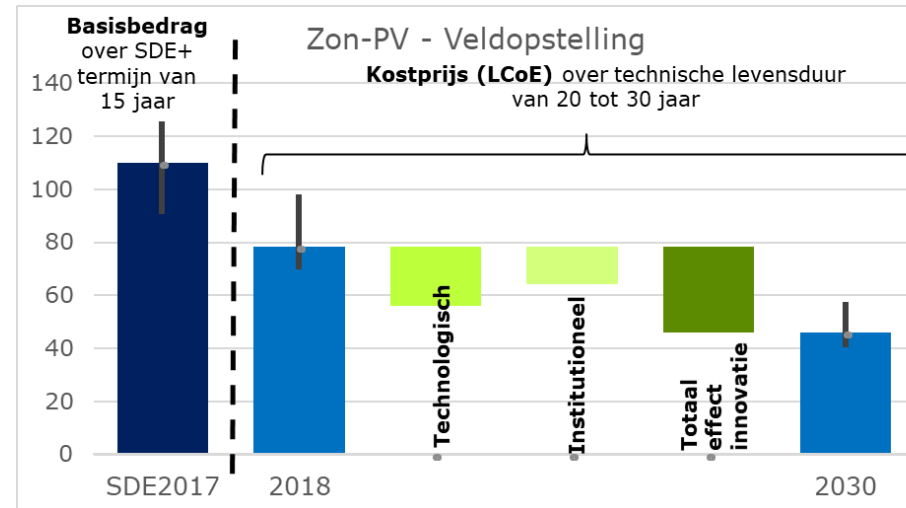
- De nulmeting voor deze studie komt uit op een typische gemiddelde waarde voor de **kostprijs** van **80 (70..100) €/MWh** in 2018.
- De kostprijs kan door technologische en institutionele innovaties met **ca. 40%** afnemen tot **50 (40..60) €/MWh** in 2030.

LET OP: ECONOMISCHE LEVENSDUUR is hierbij gelijk genomen aan TECHNISCHE LEVENSDUUR

Resultaat SDE+ Voorjaar Zon-PV



Basisbedrag (2017) en kostprijs (2018-2030) in €/MWh



Onderbouwing en aannames worden gepresenteerd in hoofdstuk 4

40% KOSTPRIJSREDUCTIE ZON-PV – DAK

- De resultaten van de beschikte **SDE+** **basisbedragen** voor **zon-PV op daken** in de subsidieronde van voorjaar 2017 bedroegen:

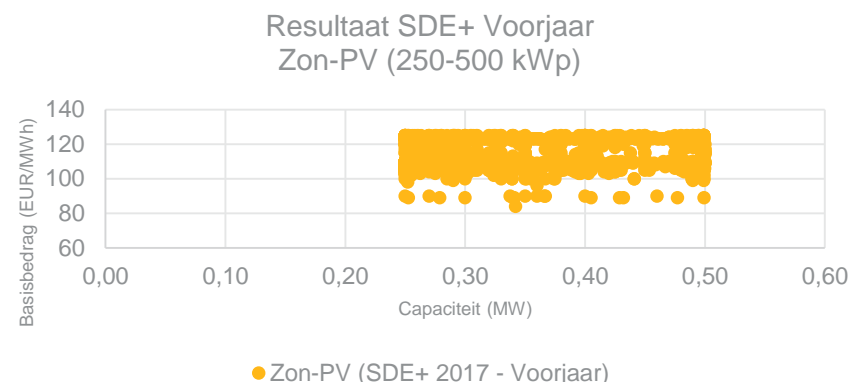
	Basisbedrag	Capaciteit
P50	110 €/MWh	0,4 MWp
P25	108 €/MWh	0,3 MWp
P75	123 €/MWh	0,5 MWp

Bron: RVO.nl

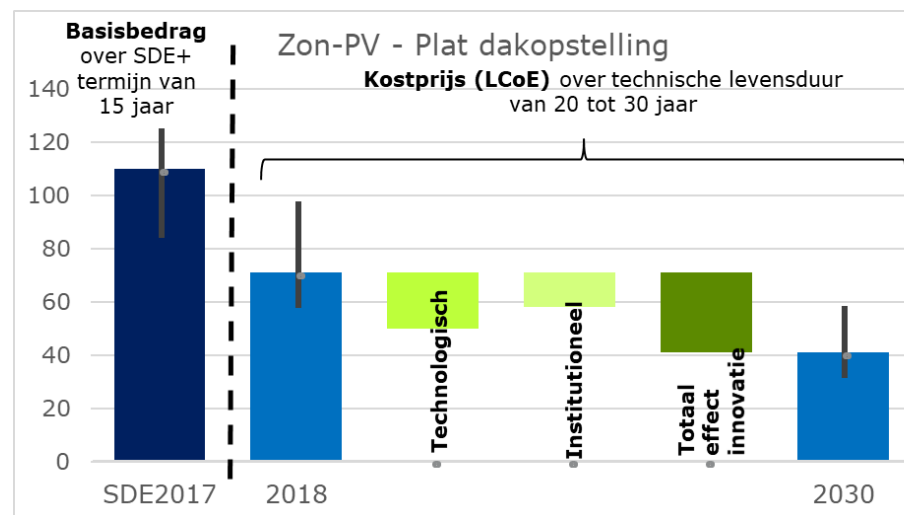
LET OP: ECONOMISCHE LEVENSDUUR van 15 JAAR (termijn SDE+)

- De nulmeting voor deze studie komt uit op een typische gemiddelde waarde voor de **kostprijs** van **70 (60..100) €/MWh** in 2018.
- De kostprijs kan door technologische en institutionele innovaties met **ca. 40%** afnemen tot **40 (30..60) €/MWh** in 2030.

LET OP: ECONOMISCHE LEVENSDUUR is hierbij gelijk genomen aan TECHNISCHE LEVENSDUUR



Basisbedrag (2017) en kostprijs (2018-2030) in €/MWh



Onderbouwing en aannames worden gepresenteerd in hoofdstuk 4

MAATREGELEN ZON-PV (VELD + DAK)

- De kostprijs van zon-PV kan met **ca. 40%** worden teruggebracht tot waarden van **30-60 €/MWh** in **2030**.
- **60%** van deze kostprijsreductie wordt bereikt door technologische innovaties als gevolg van het doorlopen van de mondiale leercurve voor modules, inverters en balance of system costs (BoS).
- **40%** kan worden gerealiseerd door een mix van maatregelen, zoals het gelijkstellen van de economische levensduur aan de (toenemende) technische levensduur, waardoor de kosten van kapitaal worden verlaagd en kosten worden weggenomen bij de projectontwikkelaar. De overheid speelt een belangrijke rol in de organisatie van deze gunstige randvoorwaarden.

Nieuwe financierings- en business modellen

Door de toegenomen technische levensduur van PV-systemen kan de termijn van de lening worden verlengd, mits de inkomsten (althans gedeeltelijk) over een langere termijn kunnen worden gegarandeerd. Dit kan b.v. via een PPA en/of (opvolgers van) de SDE+-regeling.

- Actie OVERHEID:
 - Korte termijn (2019): Aanpassen van subsidie-termijn in SDE+-regeling tot 20 jaar.
 - Langere termijn (2020): Procurement voor langjarige PPA's (20 jaar of meer, evt. in combinatie met locatie-specifieke tenders)
- Actie INDUSTRIE (2019):
 - Afstemmen met financiële sector: onder welke voorwaarden is de financiële sector bereid / in staat om projecten voor (meer dan) 20 jaar te financieren? Welke nationale/internationale belemmeringen staan dit in de weg?

Gecombineerde toekenning van concessie/vergunning en subsidie: tendering van projecten op overheidslocaties

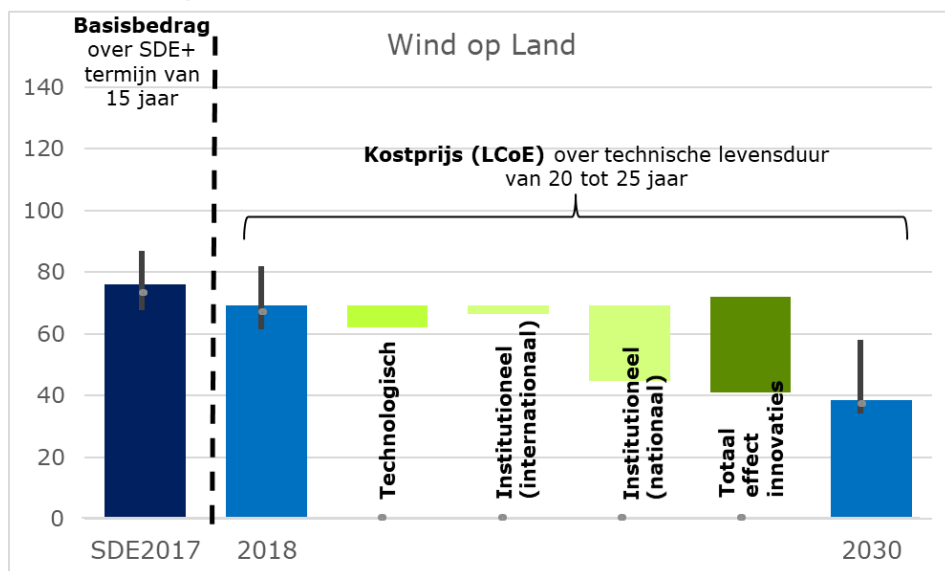
De overheid (landelijk, lokaal) geeft vorm aan een meerjarig programma voor de grootschalige en planmatige uitrol van zon-PV op overheidsgebouwen (hier verondersteld: platte daken) en in veldopstellingen op overheidsgronden. De uitrol kan worden afgestemd met de netbeheerder zodat combinaties tussen projecten (zon-PV, W-ON en/of opslag) kunnen worden gemaakt en kosten voor netinpassing kunnen worden beperkt.

- Vanaf 2020 worden projecten met een totale capaciteit van b.v. **1 GW per jaar** (in meerdere rondes en *lots*) getenderd.
- De winnende partijen mogen de projecten ontwikkelen en exploiteren, waarbij (een deel van) de inkomsten gegarandeerd zijn (b.v. d.m.v. een PPA en/of met een SDE+-vergelijkbaar instrumentarium) voor tenminste 20 jaar.
- De overheden dragen zorg voor de voor-ontwikkeling (vergunningen, evt. burgerparticipatie, etc.), en de aggregatie van projecten. Op termijn kunnen ook andere partijen tenders uitschrijven voor zon-PV projecten.
- Actie OVERHEID:
 - 2018-2019 Voorbereiden tenderprocedure
 - 2020-2030 Jaarlijkse tender-rondes van 1 GW/jaar ("Lead by example")
 - 2023-2030 Uitbreiden tenders met andere grootgrondbezitters

KOSTPRIJSREDUCTIE WIND OP LAND

De aanpak in de studie 'Kostprijsanalyse Windenergie op Land' van Ecofys voor NWEA (2017) is geëxtrapoleerd tot 2030.

Basisbedrag (2017) en kostprijs (2018-2030) in €/MWh



Verschillen t.o.v. de vorige studie:

- De NWEA-studie concludeert dat de technologische innovaties resulteren in een kostprijsreductie van 6% op korte termijn (5 jaar) en mogelijk 10-15% op langere termijn (10 jaar). Voor 2030 wordt dit hier gevat in een 5% extra opbrengstverhoging in 2030 t.o.v. de 3% toename die voor de komende 5 jaar verondersteld is [in werkelijkheid is dit een combinatie van lagere CAPEX en hogere opbrengst).
- Economische levensduur is 20 jaar in 2018 en 25 jaar in 2030
- 2% i.p.v. 3% rente

De bandbreedte in de SDE2017 waarden representeert niet de bandbreedte in de statistieken van beschikte projecten in 2017, maar betreft de SDE+ niveaus van de 5 'proto-projecten' die in de studie zijn geanalyseerd.

In **2030** kan windenergie op land worden geproduceerd voor **40-60 €/MWh**, een kostprijsreductie van 30% tot 45% (afhankelijk van het project-type).

KOSTPRIJSREDUCTIE WIND OP LAND

- Technologische innovaties zijn een mix van kleinere innovaties (elk 0,1%-2% kostprijsreductie), resulterend in een totaal van **6%** (korte termijn) en **10-15%*** op langere termijn (2030)
- Systeem- en institutionele innovaties resulteren in een reductie van **20%-40%*** door:
 - het wegnemen van een aantal project-risico's die de kosten en/of termijnen van de projectontwikkelingsfase vergroten;
 - maatregelen die de kosten van kapitaal verlagen, en
 - het vergroten van de concurrentie tussen projectontwikkelaars en technologie-leveranciers, b.v. door middel van tenders (vergelijkbaar met de aanpak voor wind op zee en de hier voorgestelde aanpak voor zon-PV).

Maatregelen OVERHEID (2019-2020) (zie: <http://www.nwea.nl/images/PDFs/Ecofys-Kostenprijsanalyse-Wind-op-Land-170405.pdf>)

- Gecombineerde toekenning van concessie/vergunning en subsidie: tendering van projecten op overheidslocaties: het opzetten van een vergelijkbare procedure als gevolgd voor W-OFF ten aanzien van vergunningen en tenders, voor projecten op gronden in eigendom van de overheid. Tenders kunnen op termijn ook worden uitgebreid met andere grootgrondbezitters;
- Het verlengen van de SDE+-subsidie-periode van 15 naar 20 jaar – of met andere instrumenten die de economische levensduur van de projecten meer in lijn met de technologische levensduur brengen;
- Het voorkomen van extreem hoge kosten voor netinpassing, grondkosten, gebiedsgebonden kosten of andere (gemeentelijke) heffingen, door meer transparantie, eventueel socialisatie van kosten, en/of (flexibiliteit in) regelgeving;
- Een flinke verlaging van de kosten voor het beschikbaar stellen van overheidsgronden;
- De uitrol van de projecten kan worden afgestemd met de netbeheerder, zodat combinaties tussen projecten (W-ON, zon-PV en/of opslag) kunnen worden gemaakt en kosten voor netinpassing kunnen worden beperkt.

* De technologische en systeem/institutionele innovaties beïnvloeden elkaar onderling. De percentages kunnen niet direct bij elkaar worden opgeteld. Het gecombineerde effect is lager.

KOSTPRIJSREDUCTIE WIND OP ZEE

Voor wind op zee is geen uitgebreide analyse van het potentieel van kostprijsreductie gedaan. Deze sector is nog volop in ontwikkeling, waardoor extrapolaties van kostprijsreducties en toepassing van leercurves een beperkte relevantie hebben. Daarnaast zijn een aantal maatregelen die in deze studie voor zon-PV en wind op land worden voorgesteld (stabiel uitrolprogramma, tenderen, anders omgaan met netkosten) voor wind op zee al geïmplementeerd.

Hierna gaan wij in op:

- Recente kostprijsreducties
- De noodzaak van verdere kostprijsreducties
- Een indicatie van de belangrijkste (technologische) maatregelen waarmee kostprijsreducties kunnen worden bereikt.

Door een continue gecombineerde inzet van **RD&D** (publiek- en privaat-gefinancierd) en **realisatie** van projecten kunnen naar verwachting kostprijsreducties van enkele tientallen procenten worden gerealiseerd. Dit resulteert in kostprijzen in ordegrrootte van 30-40 €/MWh in 2030 (exclusief netinpassing).

WIND OP ZEE – RECENTE KOSTPRIJSREDUCTIES

In de afgelopen jaren hebben de wind op zee tenderresultaten een sterke kostendaling laten zien. De Nederlandse overheid heeft verscheidene beleidsmaatregelen geïmplementeerd met het doel de kostprijs van wind op zee te verlagen. Daarnaast heeft de industrie nieuwe technologieën geïntroduceerd en is de grotere ervaring vertaald naar een lager kostprijsniveau. Dit heeft bijgedragen aan de sterke kostprijsreductie die de laatste drie tenderresultaten hebben laten zien, ten opzichte van een kostenniveau van ongeveer 180 €/MWh in 2012:

- Borssele I/II gewonnen door Ørsted met een SDE+ biedingsbedrag van 72,7 €/MWh (juli 2016)
- Borssele III/IV gewonnen door het consortium Blauwwind met een SDE+ biedingsbedrag van 54,5 €/MWh (december 2016), en
- Hollandse Kust Zuid I/II gewonnen door Nuon/Vattenfall die het windpark zonder SDE+ subsidie wil ontwikkelen (maart 2018).

Soortgelijke stappen zijn ook zichtbaar in omliggende landen, zoals Duitsland en Denemarken. Ondanks de recente kostendaling voor wind op zee, blijft inzet op kostprijsreductie door innovatie van belang met het oog op het verder verlagen van de maatschappelijke kosten.

WIND OP ZEE – NOODZAAK VERDERE KOSTPRIJSREDUCTIE

Door PBL (2017) is berekend dat Nederland bij een succesvolle energietransitie in 2050 een energiemix heeft met tussen de **35 en 75 GW** offshore windenergie (in het 95% emissiereductie-beeld). Deze voor de energietransitie noodzakelijke schaa sprong in de bouw van offshore windparken kan niet zonder meer plaatsvinden zonder innovaties gericht op die kostprijsreductie en optimalisatie, naast ook de inpassing van grote hoeveelheden offshore windstroom in het energiesysteem en de ruimte op zee en land.

Verdere kostprijsreducties zijn noodzakelijk om de volgende redenen:

1. risico's van kostenverhoging liggen op de loer: lastigere locaties (verder uit de kust, dieper water) en externe factoren ((toename van) rente, grondstofprijzen etc.)
2. met toenemende (niet-continue) duurzame energie in het energiesysteem nemen integratiekosten toe (profiel- en onbalanskosten, kosten van energieopslag en elektriciteitsnet)
3. een deel van de kostprijsreducties die worden meegenomen in tenderbiedingen moeten nog daadwerkelijk worden gerealiseerd
4. bij een vergaande elektrificatie is een zo laag mogelijke elektriciteitsprijs (ver onder 50 €/MWh) van belang voor de koopkracht van consumenten en de concurrentiepositie van Nederlandse bedrijven.

Voor 2030 veronderstellen we dat deze kostprijsreducties gerealiseerd worden door verdere innovaties aan bestaande concepten en systemen en dat dergelijke configuraties in 2030 nog een aanzienlijke bijdrage zullen leveren aan de energieproductie. Parallel daaraan zullen nieuwe (systeem)concepten worden ontwikkeld, zoals b.v. hydraulische windturbines, *airborne* windturbines, de (offshore) productie van waterstof, etc.

Bron: **PBL (2017)**: Verkenning van klimaatdoelen. Van lange termijn beelden naar korte termijn actie (Policy Brief)

WIND OP ZEE – TOEKOMSTIGE KOSTPRIJSREDUCTIES

Voor de ruimtelijke inpassing, het functioneren van de toekomstige energiemarkt en netstabiliteit zullen institutionele innovaties van groot belang zijn. Naar verwachting zal het merendeel van de toekomstige kostprijsreductie gedreven worden door technologische- en systeeminnovaties. De volgende categorieën hebben de grootste potentie:

- 1. Grotere rotorbladen:** De energieopbrengst per turbine zal verder worden vergroot door het gebruik van grotere rotorbladen. De huidige commerciële turbines gaan tot een rotordiameter van 167 meter, maar de huidige techniek maakt het reeds mogelijk om tot 220 meter te gaan, zoals aangekondigd door fabrikant GE. Verdere technologische ontwikkelingen (b.v. op het vlak van carbon fibres) maken het waarschijnlijk dat tegen 2035 turbines met rotordiameters >220 meter beschikbaar zijn. De stap van de huidige grootste modellen (164 en 167 meter) naar 220 meter resulteert volgens GE in 45% grotere output. Hier tegenover staan hogere investeringskosten en technische beperkingen, maar er mag een kostprijsreductie in de orde van **tientallen procenten** verwacht worden.
- 2. Groter vermogen per wind turbine:** De recente groei van het vermogen per turbine (van 3 naar 9,5 MW) zal zich voortzetten, waarbij het meest recent aangekondigde type al tot 12 MW gaat. Het is lastig te voorspellen waar een economisch optimum en het technisch maximum zullen liggen. Het is de verwachting dat modellen van 15 tot 20 MW ontwikkeld zullen worden. In algemene zin gaan de kosten voor funderingen en voor installatie per MW geïnstalleerd vermogen omlaag wanneer turbines met groter vermogen gebruikt worden. Hiervoor zijn belangrijke innovaties noodzakelijk in de fundatietechnologie, transport en installatie.
- 3. Schaalvergroting en standaardisering:** In de huidige markt gaat de ontwikkeling van nieuwe generaties windturbines zo snel dat een nieuw type binnen een paar jaar achterloopt op recentere modellen. Hierdoor is het aantal turbines dat per type verkocht wordt beperkt, wat schaalvoordelen dempt. Daarnaast moeten de ontwikkelkosten van turbines op een relatief klein aantal turbines terugverdiend worden. Wanneer de ontwikkeling van nieuwe typen zich stabiliseert rondom een technisch optimum, zullen er meer stuks van dezelfde succesvolle modellen verkocht worden.
- 4. Lagere onderhoudskosten:** Naarmate de investeringskosten van turbines en funderingen dalen, neemt de relatieve bijdrage van onderhoudskosten in de kostprijs toe. De eerste efficiëntieslag in onderhoudskosten hangt samen met de grotere vermogens van de turbines. Ter illustratie voor een windpark van 300 MW, is het kosten-effectiever om 20 x 15 MW windturbines te onderhouden dan 100 x 3 MW wind turbines. Daarnaast is er veel aandacht voor het vergroten van de betrouwbaarheid van belangrijke componenten (b.v. gearboxes) en voor het verwijderen van faalgevoelige componenten uit het ontwerp. Tenslotte zal een grotere automatisering en robotisering van inspecties en onderhoud en geavanceerdere data analyse het onderhoudsregime efficiënter maken.
- 5. Optimalisatie van ontwerp:** Door een meer geïntegreerd ontwerp met betere kennis over omgevingsfactoren (wind en golfklimaat, wake-effects) kunnen opbrengsten verder worden verhoogd en kosten verlaagd. Dit betreft het ontwerp van windturbine-fundatie combinaties, windparken als geheel en clusters van windparken.

ONDERBOUWING EN AANNAMES

Algemeen / Financieel

FINANCIËLE KENTALLEN PROTO-PROJECTEN

		Zon-PV	Wind op Land
Debt	Share	80%	
	Interest rate	2%*	
	Term	14 jaar	
	Type	Annuity	
Equity	Share	20%	
	Required Return on Investment (Rol)	11,5%	14,5%
	Term	20 jaar*	
Corporate tax		25%	
Inflation		1,5%	

* Wind op land: In het rapport 'Kostprijsanalyse Windenergie op Land' (2017) van Ecofys voor NWEA was de gehanteerde rente 3%/2,5% en de projecttermijn 15 jaar.

Zon-PV

KOSTENCOMPONENTEN ZON-PV EN DE ROL VAN INNOVATIES

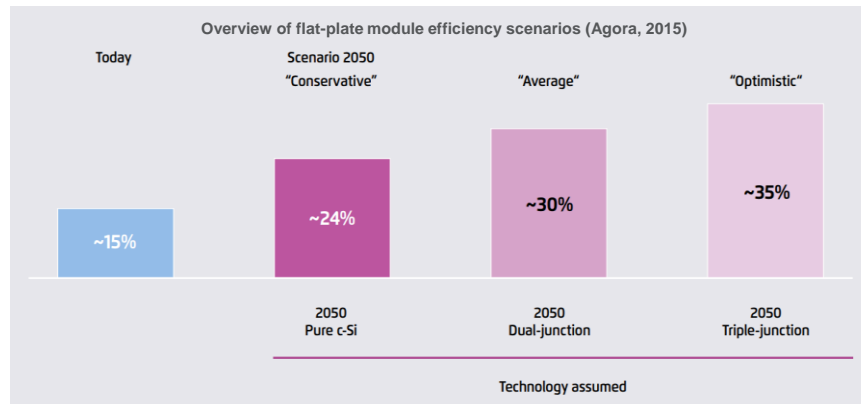
	Technologische innovaties	Institutionele- en systeeminnovaties
DEVEX	p.m. (Door productontwikkeling is een verbeterde ruimtelijke inpassing en/of inpassing in gebouwen/producten te bereiken, waardoor de ontwikkeling te bespoedigen is).	<ul style="list-style-type: none"> • Wet- en regelgeving t.a.v. ruimtelijke inpassing en financiële instrumentarium • Vergroten maatschappelijk draagvlak (co-creatie/participatie) • 'Voor-ontwikkeling' door overheden • Locatie en planning afstemmen met netbeheerders, aanwijzen van voorkeurslocaties
CAPEX	<p><i>"Hogere efficiënties tegen lagere kosten"</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • Module • Inverter • BoS / Soft costs 	<ul style="list-style-type: none"> • 'Soft costs' worden voor een belangrijk deel bepaald op nationaal of zelfs gemeentelijk/lokaal niveau: kosten van grondgebruik, leges, netinpassing • Toekomstige zon-PV projecten inzichtelijk maken, en afstemmen met netbeheerders, zodat netbeheerders dit kunnen opnemen in hun planning.
	<p>Mondiale leercurve</p> <p>Regionale → mondiale leercurve</p> <p>Mondiale / regionale / nationale leercurve</p>	
OPEX	Monitoring van prestaties	
DECOM	Vergroten mogelijkheden van hergebruik van componenten en grondstoffen	(Toekomstige) Richtlijnen en/of wet- en regelgeving t.a.v. circulaire economie
FIN	n.v.t.	<ul style="list-style-type: none"> • Kosten van kapitaal: <ul style="list-style-type: none"> • Rente [exogeen] • Return on Equity: In relatie tot wet- en regelgeving, ontwerp en werking van de markt • Business-model • Financieringsmodel

ZON-PV – TECHNOLOGISCHE INNOVATIES (1)

Modules

De komende jaren zal de technologische ontwikkeling van modules worden doorgezet en leiden tot:

- Kostendaling
 - De cumulatief geïnstalleerde capaciteit zon-PV wereldwijd zal naar verwachting toenemen van 400 GW (eind 2017) tot 2.500 – 3.500 GW in 2030¹.
 - Hierdoor zullen de productiekosten voor cellen en modules verder dalen. Bij een bescheiden leerfactor van 20% per verdubbeling leidt bovenstaande veronderstelling tot ca. 50% kostprijsreductie voor modules (ca. drie verdubbelingen).
- Toename efficiëntie
 - Zonnecellen zullen als gevolg van R&D de komende jaren efficiënter worden, onder andere door het gebruik van nieuwe materialen en technologieën
 - De verwachting is dat module-efficiëntie van zon-PV richting 2050 zullen stijgen van naar ~24% voor “pure c-Si” tot ~35% voor “triple-junction”.



¹ Dit is in lijn met de 2030 projecties van zowel de lage als hoge scenario's in ITRPV (2018), maar boven de projecties van 1.000 – 1.800 GW in de scenario's in WEO (2017).

Bronnen: **ITRPV (2018)** International Technology Roadmap for Photovoltaic (ITRPV), Results 2017 / **WEO (2017)** World Energy Outlook 2017, International Energy Agency / **IRENA (2016)** The Power to Change - Cost Reduction. Potentials for Solar and Wind to 2025 / **Agora (2015)** Current and future costs of photovoltaics

ZON-PV – TECHNOLOGISCHE INNOVATIES (2)

Inverters

- Toename vermogensdichtheid en rendement als gevolg van halfgeleider-technologie en verbeterd ontwerp
- Verbeterde beschikbaarheid en prestatie van PV systemen door verbeterde monitoring en regeling ('slim')
- Verbeterde integratie van zon-PV in elektriciteitsnetten (reactief vermogen, low-voltage ride-through)
- Grotere vermogens, hogere spanningsniveaus leiden tot hogere efficiënties en lagere kosten
- De leercurve voor inverters verschuift van een regionaal naar een mondiaal niveau

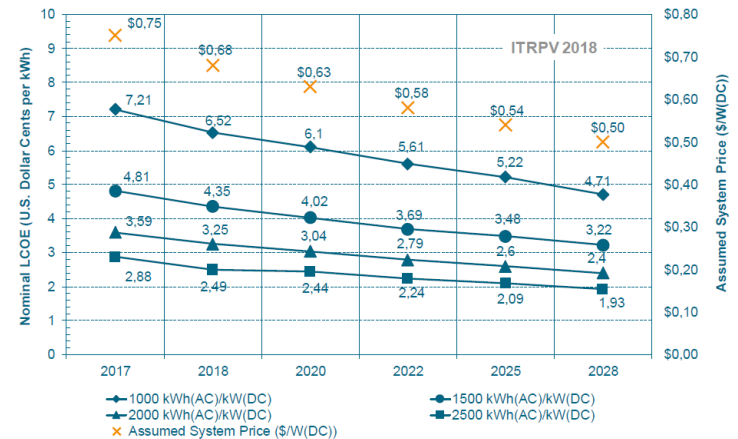
Balance of System kosten (BoS)

- Stijgende efficiëntie van modules leidt tot een daling van de BoS-kosten. Hogere efficiëntie zal leiden tot kleinere oppervlaktes aan panelen en daardoor lagere kosten van:
 - Grond en land
 - Constructie en installatie
 - Beveiliging (hekwerk, camera's)
 - O&M-kosten

Systemen: Zie aannames volgende slide

LCOE Calculations For Different Insolation Conditions

80% Debt with 18 year tenor. 20-year straight line depreciation and 25 year analysis period.
4% nominal debt and 5% nominal equity discount rates with 2% inflation.



ITRPV (2018) International Technology Roadmap for Photovoltaic (ITRPV), Results 2017

ZON-PV – TECHNOLOGISCHE INNOVATIES (3)

Onderstaande tabel presenteert de aannames voor verschillende ‘proto-projecten’ voor 2018 (gebaseerd op de nulmeting en literatuur) en voor het effect van technologische innovaties in 2030.

Variable		Unit	Roof (400 kWp) - 2018			Field (5 MWp) (2018)			Technical cost-reduction 2030
			A	B	C	D	E	F	
DEVEX		€/kWp	10	3	13	20	20	25	n.a.
CAPEX	Module	€/kWp	350	330	380	330	320	350	-30%
	Inverter	€/kWp	70	60	80	50	40	80	-50%
	BoS and 'Soft costs'*	€/kWp	270	210	390	250	220	310	-10%
	Total	€/kWp	690	600	850	630	580	740	450-560**
OPEX	O&M	€/kWp/yr	10	6	15	15	12	17	p.m.***
DECOMMISSIONING		€/kWp	0	0	0	75	50	100	p.m.***
Technical lifetime		yr	20	20	20	20	20	20	30 yr
		yr	12	10	15	12	10	15	15 yr
Yield	Full load hours	kWh/kW	950	950	900	950	950	900	995-1050 h
	Degradation	%/yr	0.5%	0.4%	0.6%	0.5%	0.4%	0.6%	0.4%/yr

* Inclusief arbeidskosten en netaansluiting. Er is te weinig gedetailleerde data beschikbaar voor een verdere uitsplitsing.

** In ITRPV (2018) wordt voor 2028 een systeemprijs (module/inverter/BoS – exclusief ‘soft costs’) van 500 US\$/kWp verondersteld.

*** Voor OPEX en DECOMMISSIONING nemen we geen innovaties mee.

ZON-PV - SYSTEEM- EN INSTITUTIONELE INNOVATIES

Nationale systeem- en institutionele innovaties

(we sluiten aan bij de maatregelen die eerder voor wind op land zijn gedefinieerd)

- Asset management standardisation
 - Enigszins relevant voor zon-PV, maar verwaarloosbaar effect.
- Support lifetime extension:
 - In de eerdere studie voor NWEA werd 15 jaar aangehouden voor de afschrijving van het project, in lijn met de termijn van de SDE+ regeling (de economische levensduur). In deze rapportage schrijven we de CAPEX af over de **technische levensduur** van het project en is de termijn van de SDE+ regeling op langere termijn niet relevant.
 - Aangezien de technologische levensduur van de PV-modules verondersteld wordt toe te nemen van 20 tot 25 jaar, neemt de afschrijving eveneens toe van 20 tot 25 jaar (geclassificeerd als technologische innovatie).
 - Daarmee samenhangend wordt verondersteld dat financiers bereid zijn om de termijn van de lening te verlengen van 14 jaar (2018) tot 20 jaar (2030)
- Removal of cap on the SDE+-subsidy & New income and finance models:
 - SDE+ voor berekening van kostprijs buiten beschouwing gelaten
 - Maar een (gedeeltelijke) prijsgarantie voor de inkomsten uit PPA, SDE+, etc. voor een periode van 20-25 jaar is vereist
- Combined roll out of concession, subsidy and permit rights: Zie hierna
- Low cost land provided by government:
 - Niet gekwantificeerd omdat informatie over de grondkosten in de nulmeting onvolledig is.
 - Het is niet ondenkbaar dat grondprijzen voor veldopstellingen zullen toenemen.
- More flexibility in grid connection regulations:
 - Het faciliteren van zon-wind combinaties, de planmatige uitrol van hernieuwbare energie (b.v. via project tenders) en optimalisatie van netinpassing kan de systeemintegratie-kosten reduceren. Dit kan een belangrijke maatregel blijken te zijn, maar is moeilijk te kwantificeren. Het kan i.i.g. kostprijsstijgingen voorkomen.

ZON-PV – PROJECT TENDERS

Gecombineerde toekenning van concessie/vergunning en subsidie: tendering van projecten op overheidslocaties

- Voor zon-PV (>250 kWp systemen op (platte) daken of in veldopstellingen) op overheidsgronden en -gebouwen, stellen we in deze studie een uitrol voor van 1 GW per jaar in de periode 2020-2030, waarbij de verschillende overheden of aan overheden gelieerde instanties dak- en grondoppervlak ter beschikking stellen.
- De overheid (landelijk, lokaal) geeft vorm aan een meerjarig programma voor de grootschalige en planmatige uitrol van zon-PV op gebouwen (hier verondersteld: platte daken) en in veldopstellingen.
- Vanaf 2020 wordt b.v. **1 GW per jaar** getenderd (overheidsgronden en –gebouwen).
- Dit tempo kan worden opgevoerd indien het ruimtelijk potentieel van dit segment (overheid) dit toelaat. Ook kunnen andere segmenten worden toegevoegd, zoals andere toepassingen van zon-PV (schuine daken, gevels, zon op water).
- De winnende partijen mogen de projecten ontwikkelen en exploiteren, waarbij (een deel van) de inkomsten gegarandeerd zijn (b.v. d.m.v. een PPA met de overheden, of met een SDE+-vergelijkbaar instrumentarium) voor een periode van tenminste 20 jaar.
- De overheden dragen zorg voor de voor-ontwikkeling (vergunningen, evt. burgerparticipatie, etc.), en de aggregatie van projecten.
- In aanmerking komen: rijksgronden en -gebouwen, gemeentelijke gronden en gebouwen (b.v. scholen, kantoren, zwembaden, sporthallen, etc.).
- Bij de keuze van de locaties worden tevens de randvoorwaarden van de integratie in het elektriciteitssysteem mee genomen.
- Kostprijzen worden lager door lagere DEVEX van de projectontwikkelaar (verschuiving van risico en van lasten), lagere kosten van kapitaal, lagere CAPEX (door concurrentie).

ZON-PV – KWANTIFICATIE VAN MAATREGELEN

Topic	Innovation/measure	Affected parameters	Effect	Responsible
Business model	New income and finance models	Debt term	From 14 to 20 years	IND/GOV
	<p>Door de toegenomen technische levensduur van PV-systemen kan de termijn van de lening worden verlengd, mits de inkomsten (althans gedeeltelijk) over een langere termijn kunnen worden gegarandeerd. Dit kan b.v. via PPAs en (opvolgers van) de SDE+-regeling.</p> <p>Actie GOV:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Korte termijn (2019): Aanpassen van subsidie-termijn in SDE+-regeling. • Langere termijn (2020): Procurement: Langjarige PPA's (evt. in combinatie met locatie-specifieke tenders) <p>Actie IND (2019):</p> <ul style="list-style-type: none"> • Afstemmen met financiële sector 			
Permitting and regulatory regime	Combined roll out of concession, subsidy and permit rights (2020)	CAPEX module/inverter	-5%	GOV
		CAPEX BoS/SoftCost - Roof	-20%	
	CAPEX BoS/SoftCost - Field	-10%		
	DEVEX lump sum cost	-50%		
		Demanded ROI	-3%.	
		Debt interest rate	+/-0%*	
Omschrijving: zie vorige sheet				
Actie GOV (2020): Aanvang tender-programma voor de uitrol van 1 GW/jaar				
	Low cost land provided by government	Land lease	+/-0%*	GOV
	More flexibility in grid connection regulations	E-infra CAPEX / OPEX	+/-0%*	GOV

* Waarde wordt constant gehouden, alleen correctie voor inflatie

BIJLAGE A

KOSTPRIJSMODEL (1)

Description of the Ecofys LCoE cash-flow model:

Assessment of innovations in on- and offshore wind energy

Below a description of the Ecofys LCoE cash-flow model is provided and it is explained how the model has been modified in order to calculate the effect of innovations on the Levelised Cost of Electricity (LCoE) of wind energy projects. The model is used for both onshore and offshore wind energy projects.

Background – Extended Ecofys offshore wind energy cost model

Ecofys has developed its own extensive offshore wind energy cost model. The model is used to calculate the costs of offshore wind projects. It is possible to define a specific project in the model and the model calculates the specific costs components (DEVEX, CAPEX, OPEX, DECEX, finance) and the annual energy production (AEP) which are used to calculate the levelised cost of electricity (LCoE) using a detailed cash-flow. In the cash-flow also other financial parameters (net present value, internal rate of return, etc.) are calculated.

The model is useful to a wide range of applications and studies due to the extensive amount of details it contains. It can be used for either top-down or bottom-up studies. First it can be used to define the specific characteristics of a wind project based on general characteristics and calculate the costs. However it is also possible to study other (external) effects.

The model includes a feature to incorporate:

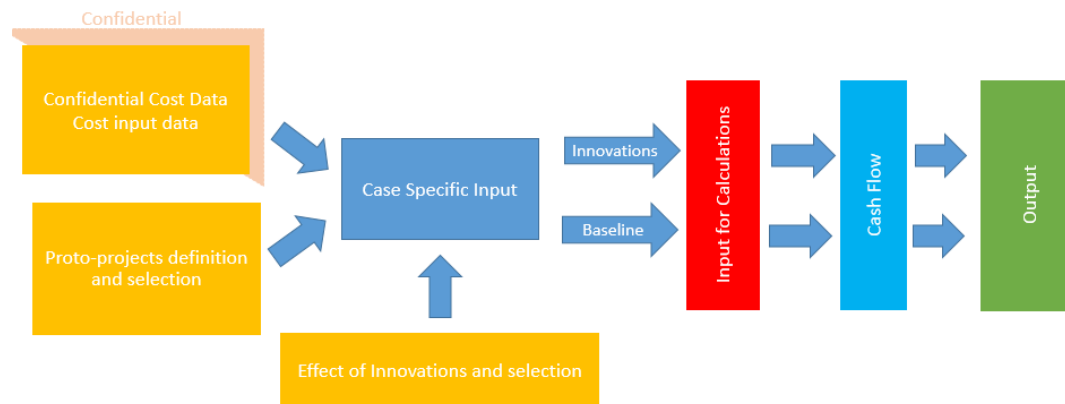
- Commodity prices (steel, copper, oil, labour)
- Financial parameters (debt/equity ratio, cost of debt and equity, corporate tax (structures), different debt amortisation methods, depreciation, contingencies, insurance costs)
- Support schemes (different support schemes (FIT, frontloading, FIP, CfD) and tax credits)

This extensive set of features allows the model to be used by project developers, policymakers, investors and researchers. Ecofys will never publish its complete model to other parties as it contains confidential cost data.

In several cases a less extensive version of the cost model was made for specific assignments. Ecofys provided these models for different actors (e.g. IEA Wind Technology Collaboration Programme, TenneT, TKI WoZ, and the European Commission), based on their specific preferences. The models have been reviewed, and in case of the model for TenneT, been validated by a third party. For comparison of the impact of different technological and non-technological innovations, a similar approach will be used with a less extensive model.

BIJLAGE A

KOSTPRIJSMODEL (2)



Representation of the Ecofys LCoE cash-flow model. The baseline represents the proto-projects (see text).

Strong features of the model are that the model is easy to use with little input and knowledge about wind energy. However, if more in-depth analysis is required this is possible and easy to find in the different sheets in which all the different steps (CAPEX, OPEX, yield, cash-flow) are calculated. Secondly it is possible to change the input data when necessary. Every input parameter can be changed and the model will still work for realistic values.

Another important feature is that the model allows to incorporate all phases of the project-cycle of a wind energy project: the development, construction, operation and decommissioning phase. Especially for offshore wind energy projects the development and construction phase can take several years, which does not allow the use of overnight costs as several/most other studies use. Due to the time preference of money, higher costs and longer periods at the beginning of the project cycle have a relatively large effect on the net present value of the overall project.

Adjustments of the model for the purpose of this study

First of all the model was extended to incorporate both on- and offshore wind energy technologies, represented in so-called *proto-projects*. For the key assumptions and data, the extended Ecofys model was used. The adjusted model is used to present the costs of the proto-projects which reflect the majority of the expected next generation on- and offshore wind farms in Europe. For this project an additional feature was built to calculate the cost reduction potential of technological and/or societal/institutional innovations. It allows to present insights in the effect of innovations on the LCoE (both single innovations, and combinations of innovations).

There are several issues that need to be considered when including innovations into the model:

- Determine for each innovation if it is applicable to a specific proto-project;
- Determine how the innovation affects specific components (costs, yield, losses, duration of project lifecycle, etc.).

BIJLAGE A

KOSTPRIJSMODEL (3)

Based on the effect(s) of an innovation, the cost reduction is calculated in the following way (example): If an innovation leads to certain cost reduction of the CAPEX of a particular component in the value chain (e.g. 10%), the CAPEX will be multiplied by a factor which will result in the reduced CAPEX (i.e. 90%). The model will incorporate both prices in order to calculate the LCoE of the baseline technology and after applying the innovations.

Combining multiple innovations

The model can be used to calculate the effect of a single innovation but also of multiple innovations at the same time. There is no feature included to determine if two innovations overlap, this must be determined by the user of the model. In case there are multiple innovations that reduce the cost of a specific component, the total cost reduction will be the product of the effects. So, if there are two innovations with a 10% reduction of component X, the total cost reduction will be $1 - (0.9 * 0.9) = 19\%$.

Adjusting input

The model was built in such a way that it is possible to change the input data according to specific insights. It is possible to change the input data of the baseline technology of the proto-projects but also of the effects of the innovations. Any combination of innovations can be chosen and also new innovations can be added.

BIJLAGE B: KORTE ANALYSE ZON-PV RESULTATEN VAN BUURLANDEN

Op basis van de resultaten van tenders in onze buurlanden, lijken de kosten voor zon-PV lager te liggen dan in Nederland:

- Resultaten van een cross-border Duitse tender (november 2016) laten zien dat Duitse en Deense partijen projecten aanbieden voor gemiddeld 70 €/MWh (range: 54-100 €/MWh)
- In het Verenigd Koninkrijk worden er projecten van 5 MWp uitgevoerd tegen wholesale prices (~50 €/MWh)

Ecofys heeft deze projecten genalyseerd en daaruit kunnen de volgende conclusies worden getrokken:

- Subsidieperiode is 20 jaar (i.p.v. 15 jaar in Nederland) – DE
- Er mag gebruik worden gemaakt van relatief goedkopere landbouwgrond – DK (ongeveer 50 €/kW lager dan in Duitsland)
- Hoger aantal vollasturen (1050-1150 uur) – DK en DE
- Belastingvoordelen, zoals een lagere corporate tax en een voordeligere afschrijvingsmethode – DK
- Weinig tenders beschikbaar, waardoor grotere competitie tussen aanbieders – DK
- Hogere markt volumes en grotere gemiddelde omvang van projecten. Dit leidt tot lagere kosten voor modules, inverters en BoS-kosten – VK en waarschijnlijk ook DE
- Forse verkaging van marges in de keten – VK



PAUL NOOTHOUT

Senior Consultant

Mobiel: +31 6 554 77 828

Email: paul.noothout@navigant.com

DAVID DE JAGER

Associate

Mobiel: +31 6 53 979 154

Email: david.de.jager@xs4all.nl



CONNECT WITH US

ECOFYS.COM



@ecofys



fb.com/ecofys



linkedin.com/company/ecofys



SlideShare slideshare.net/Ecofys



xing.com/companies/ecofysgermanygmbh



NAVIGANT.COM



@NavigantEnergy



@NavigantRsrch



linkedin.com/company/navigant-energy

