



## Alternatieven voor biomassameestook in kolencentrales

Onderzoek naar de subsidiekosten en  
overige effecten van alternatieve  
maatregelen voor het Energieakkoord

Update juli 2016



**CE Delft**

Committed to the Environment

# Alternatieven voor meestook biomassa in kolencentrales

Quick scan van de subsidiekosten en  
overige effecten van alternatieve  
maatregelen voor het Energieakkoord

Dit rapport is geschreven door:

G.E.A. (Geert) Warringa

R. (Robert) Vergeer

H.J. (Harry) Croezen

F.J. (Frans) Rooijers

S.M. (Sander) de Bruyn

Delft, CE Delft, juli 2016

(Update van versie maart 2016)

Publicatienummer: 16.7144.10

Biomassa / Co-verbranding / Steenkool / Elektriciteitscentrales / Overheidsbeleid /  
Beleidsmaatregelen / Subsidies / Economische factoren / Effecten

Opdrachtgever: Eneco en Natuur en Milieu.

Alle openbare CE-publicaties zijn verkrijgbaar via [www.ce.nl](http://www.ce.nl)

Meer informatie over de studie is te verkrijgen bij de projectleider Geert Warringa.

© copyright, CE Delft, Delft

**CE Delft**

**Committed to the Environment**

CE Delft draagt met onafhankelijk onderzoek en advies bij aan een duurzame samenleving. Wij zijn toonaangevend op het gebied van energie, transport en grondstoffen. Met onze kennis van techniek, beleid en economie helpen we overheden, NGO's en bedrijven structurele veranderingen te realiseren. Al 35 jaar werken betrokken en kundige medewerkers bij CE Delft om dit waar te maken.



# Inhoud

	<b>Samenvatting</b>	<b>3</b>
<b>1</b>	<b>Inleiding</b>	<b>5</b>
1.1	Aanleiding	5
1.2	Doel onderzoek	5
1.3	Leeswijzer	6
<b>2</b>	<b>Beschrijving alternatieven</b>	<b>7</b>
2.1	Inleiding	7
2.2	Referentiescenario: 25 PJ meestook	8
2.3	Alternatief 1: Pakket aan maatregelen	9
2.4	Alternatief 2: Ombouwen kolencentrales (25 PJ)	18
<b>3</b>	<b>Vergelijking van effecten</b>	<b>21</b>
3.1	Inleiding	21
3.2	Benodigde SDE+ subsidie	21
3.3	Werkgelegenheidseffecten	23
3.4	Bijdrage aan de economie (toegevoegde waarde)	26
3.5	Effecten op de energietransitie	29
3.6	CO <sub>2</sub> -impact	29
3.7	Impact op luchtkwaliteit	30
3.8	Onbalans	31
3.9	Effecten op de elektriciteitsprijs	31
<b>4</b>	<b>Conclusie</b>	<b>33</b>
<b>5</b>	<b>Bibliografie</b>	<b>35</b>
<b>Bijlage A</b>	<b>Berekening kosten wind op zee</b>	<b>36</b>
<b>Bijlage B</b>	<b>Uitgangspunten berekening SDE+ ombouw Amer 8-centrale</b>	<b>39</b>



# Samenvatting

## Aanleiding en doel

In het Energieakkoord hebben de partijen afgesproken dat er 14% hernieuwbare energie moet zijn gerealiseerd in Nederland in 2020. Naast de inzet van energie uit zon, wind, bodem en water is ook afgesproken dat er maximaal 25 PJ aan de 14%-doelstelling mag worden bijgedragen door de inzet bij- en meestook van biomassa (BMS) in kolencentrales.

Recentelijk zijn verschillende moties aangenomen die kunnen leiden tot de sluiting op korte termijn van de laatste vijf kolencentrales in Nederland.

Er is dan ook geen capaciteit meer om biomassa mee te stoken. Tegen deze achtergrond hebben Natuur & Milieu en Eneco CE Delft opdracht gegeven:

- te onderzoeken of er alternatieven zijn voor de meestook van biomassa die nog niet zijn afgesproken in het Energieakkoord;
- wat de subsidiekosten en overige effecten van deze alternatieven zijn voor Nederland.

## Update

Op 15 februari 2016 is het onderzoek eerst gepresenteerd. In de versie van maart 2016 is op verzoek van de opdrachtgever gedetailleerder aangegeven op welke wijze de alternatieven gerealiseerd kunnen worden, dit heeft op diverse plaatsen in de tekst tot aanvullingen geleid. Belangrijkste conclusie hierbij is dat de alternatieven zeker haalbaar zijn, maar wel forse inspanning vergen van alle betrokkenen. De kosten van biostoom zijn iets verhoogd omdat met de huidige SDE+ vergoeding de prikkel voor industriële bedrijven te gering is. In de huidige versie is een nieuwe calculatie gemaakt op basis van de gunning aan Dong Energy begin juli 2016 door de Minister van Economische Zaken: 7,27 ct per kWh. Dit is dermate veel lager dan de in de vorige versie gehanteerde kosten voor wind op zee, dat besloten is tot deze update.

## Mogelijke alternatieven

Uit deze studie blijkt dat er alternatieven mogelijk zijn voor meestook in kolencentrales. De volgende twee alternatieve scenario's achten wij realistisch voor de periode 2016-2020:

1. Een pakket van vier verschillende hernieuwbare energieopties, waarin de helft van de 25 PJ wordt gerealiseerd door verduurzaming van de elektriciteitsmarkt en de andere helft in de warmtemarkt. Het pakket bestaat uit een extra windpark van 700 MW, aangevuld met 0,6 Gigawatt piekvermogen zonne-energie (GWp), 7,5 PJ biostoom bij bedrijven en 5 PJ inzet van biomassa voor stadsverwarming.
2. Het tweede alternatieve scenario houdt ombouw in van de Amer 8-centrale in Noord-Brabant naar een 100% biomassacentrale. Hiermee is het ook mogelijk om 25 PJ hernieuwbare energie te realiseren.

Zowel in het referentiescenario (25 PJ meestook in kolencentrales) als in de twee bovengenoemde alternatieve scenario's is verondersteld dat de laatste vijf kolencentrales in Nederland open blijven. Dit betreft de drie nieuwe en de twee kolencentrales uit de jaren '90. Deze studie brengt alleen de effecten in kaart van twee alternatieven voor het invullen van 25 PJ hernieuwbare energie in vergelijking tot het meestoken van 25 PJ meestook van biomassa. Dit betekent dat de kosten en baten van een sluiting van de laatste vijf kolencentrales in geen van de scenario's is meegenomen.



## Vergelijking effecten

De subsidiekosten en overige effecten zijn weergegeven in Tabel 1.

Tabel 1 Vergelijking effecten

	Meestook	Wind op zee, zon, biostoom en biomassa voor stadsverwarming (Alternatief 1)	Ombouw kolencentrale (Alternatief 2)
SDE+ (€ mln )	490	370	600
SDE+ beslag over 8 jaar bij gelijkblijvende marktprijzen (€ miljard)	3,9	3,0	4,8
Impact op SDE+ opslag voor huishoudens (€/jaar)	46	34	56
Aantal eenmalige voltijdsbanen (tijdens investering)	3.000	10.000	2.000
Aantal structurele voltijdsbanen (onderhoud) <sup>1</sup>	500	650	250
Bijdrage aan Nederlandse economie (toegevoegde waarde), miljoen €	50	200	35
Effecten op de energietransitie	Negatief	Positief	Negatief
CO <sub>2</sub> -impact Nederlands grondgebied (Mton/jaar)	-5,5	-2,5	-3
Impact op luchtkwaliteit	Minder uitstoot (fijnstof, SO <sub>2</sub> , etc.)	Minder uitstoot elektriciteitsmarkt Meer uitstoot warmtemarkt	Meer uitstoot elektriciteitsmarkt en warmtemarkt
Onbalans	Weinig effect	Meer onbalans	Weinig effect
Effecten op de elektriciteitsprijs	Weinig effect	Verlagend	Weinig effect

De tabel laat zien dat Alternatief 1 op vrijwel alle indicatoren het meest gunstig scoort. De SDE+ kosten zijn zo'n € 120 mln per jaar lager dan meestook, terwijl de bijdrage aan de economie vier keer zo hoog is. Ook levert het pakket driemaal zoveel eenmalige banen op. Daarnaast is het pakket gunstig voor de energietransitie en verlaging van de elektriciteitsprijs. Over de zichtperiode is Alternatief 1 (wind op zee, zonPV, biostoom) € 1 miljard goedkoper.

In Alternatief 1 is er ook een reductie van de CO<sub>2</sub>-uitstoot op Nederlands grondgebied met 2,5 Mton. Daarnaast wordt in de elektriciteitsmarkt de luchtkwaliteit verbeterd door meer wind op zee en zon. In de warmtemarkt vindt echter een verslechtering plaats, omdat warmte door (voornamelijk gas) wordt vervangen door inzet van biomassa met meer uitstoot van overige emissies. Alternatief 1 scoort echter relatief minder gunstig dan meestook van biomassa, omdat relatief meer kolen wordt ingezet in dit scenario. Verondersteld is namelijk dat de laatste vijf kolencentrales open blijven. Ook op het gebied van onbalans scoort Alternatief 1 minder gunstig dan meestook.

Het tweede alternatief, de ombouw van een oude jaren '80 kolencentrale tot biomassacentrale scoort op de meeste aspecten minder gunstig dan meestook. Dit alternatief vergt meer SDE+ subsidies, levert minder toegevoegde waarde en minder werkgelegenheid.

<sup>1</sup> De structurele werkgelegenheidseffecten voor beide alternatieven en het referentiealternatief zijn naar beneden bijgesteld ten opzichte van een eerdere publicatie.



# 1 Inleiding

## 1.1 Aanleiding

In het Energieakkoord hebben de partijen afgesproken dat er 14% hernieuwbare energie moet zijn gerealiseerd in Nederland in 2020. Naast de inzet van energie uit zon, wind, bodem en water is ook afgesproken dat er maximaal 25 PJ aan de 14%-doelstelling mag worden bijgedragen door de inzet bij- en meestook van biomassa (BMS) in kolencentrales.

Recent heeft de Tweede Kamer de motie Jan Vos c.s. (32813, nr. 115) aangenomen. Hierin spreekt de Kamer uit dat alle maatregelen moeten worden onderzocht om de uitspraak in de Urgenda-zaak te kunnen naleven. De Urgenda-zaak houdt in dat de CO<sub>2</sub>-uitstoot in 2020 in Nederland 25% lager moet zijn dan in 1990. Het sluiten van de kolencentrales is daartoe een middel. Ook is de motie Van Veldhoven/Van Weyenberg (34302, nr. 99) aangenomen, die voorziet in de uitfasering van de Nederlandse kolencentrales. En de motie Klaver c.s. (34300, nr. 24), waarin de Kamer uitspreekt dat het Kabinet in 2016 moet starten met de uitvoering van aanvullende maatregelen om de uitstoot van broeikasgassen te reduceren. Het Kabinet heeft besloten dat de uitspraak in de Urgenda-zaak zal worden uitgevoerd.

Bovengenoemde ontwikkelingen kunnen leiden tot de sluiting op korte termijn van de laatste vijf kolencentrales in Nederland. Er is dan ook geen capaciteit meer om biomassa mee te stoken. Tegen deze achtergrond hebben Natuur & Milieu en Eneco opdracht gegeven aan CE Delft om te onderzoeken met welk pakket van additionele opties, ten opzichte van reeds bestaande afspraken in het Energieakkoord, op een alternatieve manier 25 PJ hernieuwbare energie kan worden geproduceerd, zodat de 14%-doelstelling in 2020 binnen bereik blijft. Ook is gevraagd om te onderzoeken wat de kosten en voor- en nadelen zijn van deze alternatieven om 25 PJ hernieuwbare energie te realiseren ten opzichte van het bijstoken van biomassa in kolencentrales.

## 1.2 Doel onderzoek

Het doel van dit onderzoek is het in kaart brengen van alternatieven voor meestook en de subsidiekosten en effecten hiervan. Naast subsidiekosten gaat het om de volgende effecten:

- werkgelegenheidseffecten;
- toegevoegde waarde;
- bijdrage aan een blijvende energietransitie;
- effecten op de elektriciteitsprijs;
- CO<sub>2</sub>-impact;
- impact op de luchtkwaliteit;
- kosten voor onbalans op de elektriciteitsmarkt.

We beoordelen de effecten voor de referentie (25 PJ meestoken conform het Energieakkoord) en de alternatieven voor bijstook. De alternatieven zijn additioneel aan de afspraken in het Energieakkoord.



### 1.3 Leeswijzer

De opzet van het onderzoek is als volgt:

- in Hoofdstuk 2 beschrijven we de referentie en mogelijke alternatieven voor bijstook;
- Hoofdstuk 3 geeft de subsidiekosten en overige effecten weer;
- in Hoofdstuk 4 geven we de conclusie.



# 2 Beschrijving alternatieven

## 2.1 Inleiding

Om de 2020-doelstelling in het Energieakkoord te realiseren, moeten alle zeilen worden bijgezet. Wanneer de 25 PJ meestook niet wordt gerealiseerd, wordt de opgave zo mogelijk nog groter. Daar staat tegenover dat SDE+ middelen vrijkomen, die voor andere hernieuwbare opties ingezet kunnen worden. De vraag is daarom of additionele opties mogelijk zijn ten opzichte van de afspraken in het Energieakkoord.

De volgende twee alternatieve scenario's voor meestook achten wij realistisch voor de periode 2016-2020:

1. Een pakket van vier verschillende hernieuwbare energieopties, waarin de helft van de 25 PJ wordt gerealiseerd door verduurzaming van de elektriciteitsmarkt en de andere helft in de warmtemarkt. Het pakket bestaat uit een extra windpark van 700 MW, aangevuld met 0,6 Gigawatt piekvermogen zonne-energie<sup>2</sup> (GWp), 7,5 PJ biostoom bij bedrijven en 5 PJ inzet van biomassa voor stadsverwarming.
2. Het tweede alternatieve scenario houdt ombouw in van de Amer 8-centrale in Noord-Brabant naar een 100% biomassacentrale. Hiermee is het ook mogelijk om 25 PJ hernieuwbare energie te realiseren.

Dit resulteert in de volgende PJ productie in het jaar 2020 (zie Tabel 2 en Figuur 1).

Tabel 2 Productie per jaar (PJ)

		Productie (PJ)
Referentie	Meestook	25
Alternatief 1	Wind op Zee	10,6
	Zon grootschalig (> 15 kWp)	1,9
	Biostoom (warmtemarkt)	7,5
	Stadsverwarming (warmtemarkt)	5
	Totaal	25
Alternatief 2	Ombouw bestaande centrale	25

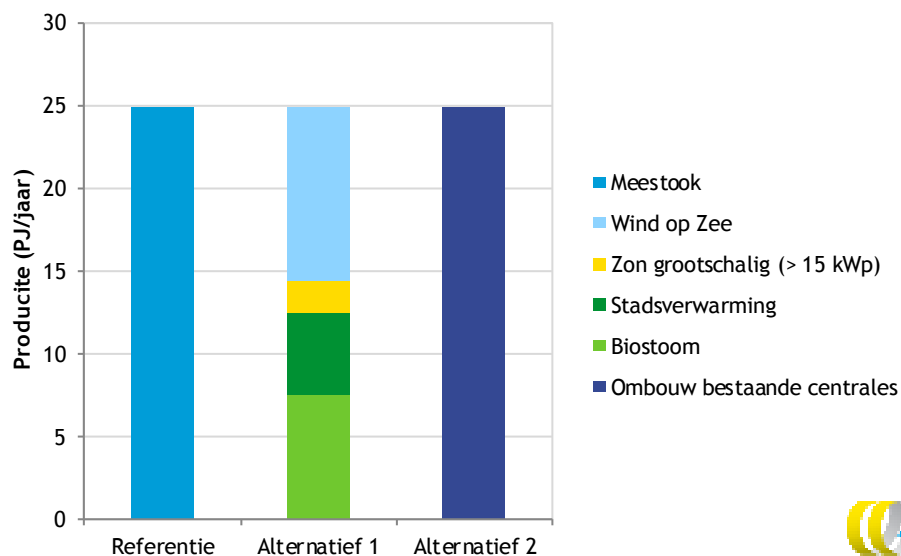
In deze update is uitgegaan van de productie- en kostencijfers van het bod dat Dong Energy heeft ingediend voor de kavels I en II van het windenergiegebied Borssele. Doordat de bedrijfstijd van de Dong turbines toeneemt van 4150 tot 4500 uur per jaar, is in vergelijking met de oorspronkelijke studie het vermogen naar beneden bijgesteld tot 655 MW zodat de productie (10,6 PJ) gelijk is aan de oorspronkelijke 700 MW.

<sup>2</sup> Het vermogen dat bij optimale zoninstraling, dus recht onder zon bij helder weer midden op de dag, kan worden opgewekt.





Figuur 1 Productie per jaar (PJ)



In de volgende paragrafen beschrijven we de referentie (meestook), en de alternatieven in meer detail.

## 2.2 Referentiescenario: 25 PJ meestook

In het Energieakkoord is afgesproken dat maximaal 25 PJ wordt bijgestookt in de drie nieuwe kolencentrales en kolencentrales die zijn opgeleverd in de jaren '90 (zie Figuur 2).

Figuur 2 Kolencentrales met meestook



Bron: CE Delft.

Op basis van de beschikbare meestookcapaciteit van de centrales is een inschatting gemaakt van hernieuwbare energieopwekking per centrale. De grootste hoeveelheid energie uit biomassa kan worden geproduceerd in de GDF Maasvlakte. Dit is een centrale die in 2015 in gebruik is genomen, en waar een maximaal meestookpercentage van 60% mogelijk is. Bij een elektrisch vermogen van 750 MW betekent dit een productie van 7,4 PJ uit de meestook van biomassa.

Ook in de centrales Amer 9 (Noord-Brabant) en Hemweg 8 (Amsterdam) is een relatief hoog meestookpercentage mogelijk (respectievelijk 50 en 40%). Beide centrales zijn in de jaren '90 in gebruik genomen en kunnen gezamenlijk zo'n 9 PJ leveren.

RWE Eemshaven (in 2015 in bedrijf gesteld) en de MMP3 (Maasvlakte) zijn beide nieuwe centrales waarin het maximale meestookpercentage relatief het kleinste is (20%). Omdat het totale vermogen van deze centrales groot is, nemen deze centrales toch ongeveer een derde van de 25 PJ voor hun rekening.

Tabel 3 geeft een overzicht van de centrales en de biomassainzet per centrale in het referentiescenario.

Tabel 3 Vermogen, meestook percentage en productie hernieuwbare energie per centrale

Centrale	Elektrisch vermogen	Maximaal percentage meestook	Productie door biomassa (PJ/jaar)
GDF Maasvlakte	750	60%	7,4
Amer 9	600	50%	4,9
Hemweg 8	630	40%	4,0
RWE-Eemshaven	1.560	20%	5,1
MPP3	1.070	20%	3,5
Totaal			25,0

Bron: Eigen berekening CE Delft.

## 2.3 Alternatief 1: Pakket aan maatregelen

Het eerste alternatief voor meestook is een pakket maatregelen waarmee gezamenlijk 25 PJ aan finale energie wordt geproduceerd. Het pakket bestaat uit extra wind op zee, grootschalig zon, biostoom en biomassa voor stadsverwarming.

### Windenergie op zee (10,6 PJ)

Voor de 10,6 PJ hernieuwbare energie is uitgegaan van een extra windpark van 655 MW (additioneel aan het Energieakkoord). Om in 2020 operationeel te zijn, moet dit windpark op korte termijn (december 2016 als het besluit van Borssele 3+4 is gepubliceerd) worden aanbesteed. Dit houdt in dat de planning in het aanbestedingspad naar voren moet worden geschoven, en in de periode 2017-2019 een additioneel park in IJmuiden Ver nodig is.

Tabel 4 Aanbestedingspad windenergie op zee

Aanbesteden in	Vergund windvermogen Energieakkoord, 2013 (MW)	Herziening afspraak Energieakkoord in 2014 (MW)	Vergund vermogen in Alternatief 1	Operationeel in
2015	450	700	700	2019
2016	600	700	700	2020
2017	700	700	1.400	2020 (Alternatief 1) * 2021 (Energieakkoord en herziene afspraak)
2018	800	700	700	2022
2019	900	700	700	2023
Totaal	3,450	3,500	4,200	2023

\* Door aanbesteding in december 2016, uiterlijk 1<sup>e</sup> kwartaal 2017 en opleveringstermijn van drie jaar en negen maanden.

Bronnen: (SER, 2013); (Ministerie van EZ, 2014).

In het windplan is opgenomen wanneer welke gebieden worden aanbesteed. In 2015 en 2016 is dit in het windenergiegebied Borssele, in 2017 en 2018 windgebied Hollandse kust Zuid en in 2019 Hollandse kust Noord (zie Figuur 3).

Het wetsvoorstel windenergie op zee regelt het nieuwe systeem voor de uitgifte van vergunningen. Het uitgangspunt is dat windparken alleen gebouwd mogen worden op locaties (kavels) die zijn aangewezen in een kavelbesluit. Na een kavelbesluit volgt de bijbehorende SDE-tender en de vergunning voor de winnaar van de tender. Alleen de vergunninghouder heeft het recht om op de locatie van de kavel een windpark te bouwen en te exploiteren.

In theorie zijn verschillende locaties mogelijk om de 700 MW windenergie te installeren. Gegeven de korte termijn waarop het extra park gerealiseerd moet worden, lijkt het ons het meest praktisch om kavels van 700 MW die in 2017 op de planning staan (Hollandse kust Zuid), naar voren te schuiven. Dit zou concreet inhouden dat de vergunning van de 700 MW met drie maanden naar voren geschoven dient te worden (sluiten tender kavel eind eerste kwartaal 2017) met de eis aan de bidders dat ze geen vier jaar, maar drie jaar en ca. negen maanden mogen nemen om uiterlijk eind 2020 het park operationeel te krijgen en kan bijdragen aan de 14%-doelstelling van het Energieakkoord. Deze beperking met ca. drie maanden van de ontwikkeltijd vanaf moment van vergunningverlening en SDE+ beschikking achten wij realistisch na de leerervaringen met het kavelsysteem en de 'supply chain' na de eerste twee kaveltenders in 2016.

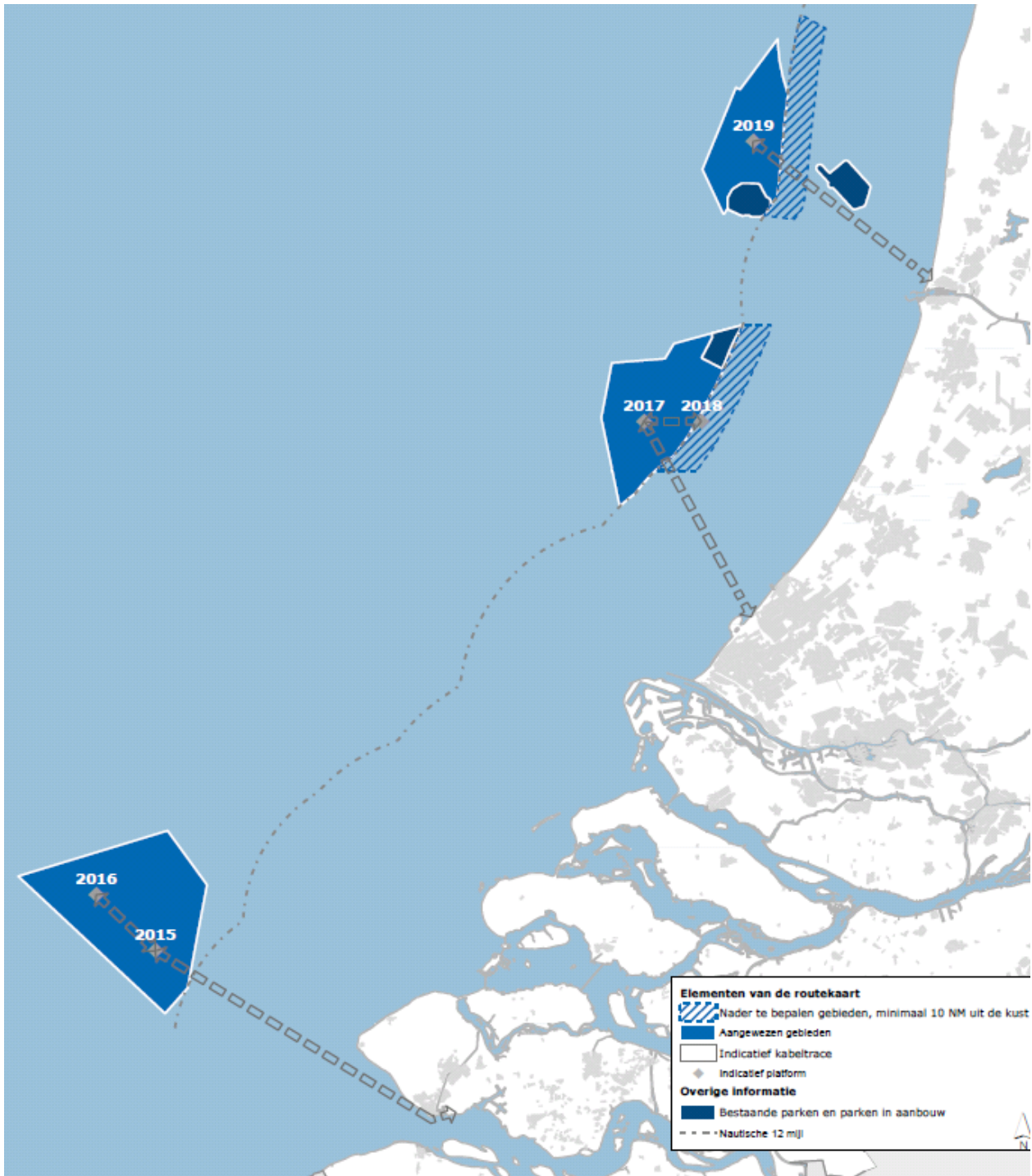
Voor een inschatting van de additionele subsidiekosten en effecten van het windpark is in eerste instantie, als referentie, uitgegaan van de kavels in de Hollandse kust Zuid. Omdat dit park in de tijd naar voren wordt gehaald, wordt het additionele gerealiseerd door een extra park in de periode 2017-2019. Dit zou bijvoorbeeld kunnen in het reeds aangewezen zoekgebied IJmuiden Ver of Boven de wadden.<sup>3</sup> We gaan ervan uit dat de subsidiekosten en effecten van het nieuwe park in de periode 2017-2019 niet significant verschillen van Borssele 1+2 zoals recent gegund aan Dong Energy (die als basis dient voor de effectinschatting in deze studie). Gegeven de aflopende

<sup>3</sup> Indien het transformatorstation in Hollandse kust Zuid extra groot wordt gebouwd, dan kan het als stepping stone of hub worden gebruikt voor het aansluiten van het park in IJmuiden ver. Verder is boven de wadden ook een mogelijkheid waarbij eventueel samengewerkt kan met Duitsland (en de interconnectie).



tenderbedragen die blijken uit de Kamerbrief van 19 mei 2015 (zie Bijlage A) en de gunning aan Dong Energy, zijn de subsidiekosten lager, maar zullen de netkosten hoger zijn door de ligging verder van de kust. Om elke discussie te vermijden rekenen we met aansluitkosten van 2,3 ct per kWh op het bestaande elektriciteitsnet.

Figuur 3 Aangewezen gebieden windplan



Bron: (Ministerie van EZ, 2014)

## Grootschalige zonne-energie (1,9 PJ)

In het pakket wordt 1,9 PJ hernieuwbare energie extra geproduceerd met grootschalige zonne-energie. De focus voor zon-PV ligt tot nu vooral op daken van woningen. Er is echter nog een groot potentieel voor grote systemen op daken van utiliteitsbouw en op de grond (zonneweide). Door bouw van een extra vermogen van 0,56 GWp grote zon-PV-systemen in de periode 2015-2020, kan in 2020 zo'n 1,9 PJ aan additionele duurzame energie in de categorie 'overig hernieuwbaar' gerealiseerd worden.

### Potentieel

In Pakket 1 gaan we uit van 560 MW grootschalige zonne-energie. Dit komt overeen met 1,9 PJ productie van elektriciteit en is ongeveer 10% meer dan de 17,4 PJ ontwikkeling van Zon-PV ten opzichte van het scenario voorgenomen en vastgesteld beleid van de Nationale Energieverkenning 2015.

Het onbenutte potentieel voor grootschalige zon PV is groot. Van de 506 aanvragen in 2015 voor SDE+ subsidie, is namelijk meer dan 90% afgewezen (458 projecten). Daar komt bij dat het aantal potentiële projecten waarschijnlijk groter is dan het aantal aangevraagde projecten in 2015 (506). RVO meldde namelijk al op 29 mei 2015 op haar website, dat de SDE+ regeling op 21 mei al vrijwel geheel was gedekt met aanvragen (3,4 van de 3,5 miljard euro was op dat moment al aangevraagd). Mogelijk zijn er daarom PV projectontwikkelaars geweest die geen aanvraag hebben gedaan, omdat men zich bij voorbaat kansloos achtte. Het totale potentieel aan projecten is daarom meer dan een factor tien groter dan de 48 projecten die zijn toegekend in 2015.

Tabel 5 Eindstand SDE+ 2015 (17 december 2015)

	Aantal aanvragen	Aantal gehonoreerd	Aantal afgewezen
Zon PV >=15 kWp	506	48	458

Bron: RVO (2015).

### Knelpunten en beleidsmaatregelen

Eén van de grootste knelpunten voor de realisatie van grootschalige zon-PV, lijkt onvoldoende toekenning van SDE+ middelen te zijn. Wij verwachten daarom dat de extra inzet van grootschalige zon-PV, zonder aanvullende beleidsmaatregelen, gerealiseerd kan worden als een deel van het SDE+ budget, oorspronkelijk bestemd voor de meestook, vrijkomt voor (onder andere) zon-PV. Een extra opschaling van 1,9 PJ achten wij in dit geval haalbaar.

### Biostoom (7,5 PJ)

Zo'n 7,5 PJ wordt gerealiseerd door industriële stoom afkomstig van biomassa (industriële houtpellets). Sinds 2015 is er een SDE+ subsidie beschikbaar voor gestookte stoomketels van enkele tientallen MWth.<sup>4</sup> Vanwege de technologie is de houtpellet gestookte ketel vooral interessant voor grotere vermogens. Er wordt verondersteld dat de installatie autonoom kan draaien, en op afstand bestuurd wordt en een rendement van 90% heeft. De ketels, gestookt met

<sup>4</sup> De vuurhaard is een stofwolk vuurhaard die wordt gestookt met verpoederde houtpellets. De ketel heeft een rookgasreiniging bestaande uit stoffilter met absorbensinjectie en een SNCR DeNO<sub>x</sub>.



biomassa, zouden volgens onze signalen uit de markt vooral zijn bedoeld als vervanging van onrendabele industriële WKK-installaties.<sup>5</sup>

### Potentieel

Biostoom of heet water, geproduceerd op basis van biomassa, kan voor industriële consumenten een alternatief zijn voor stoom geproduceerd uit aardgas. De huidige vraag naar stoom in de industrie bedraagt 180-190 PJ/jaar en betreft vooral stoom voor destillatie.

Destillatie wordt vooral toegepast in raffinaderijsector en chemie. De warmtevraag voor stoom voor destillatie bij raffinaderijen (ca 60 PJ/jaar) wordt grotendeels gedekt met raffinaderijgas uit het destillatieproces; bij de chemie wordt ongeveer 10 PJ/jaar aan restgassen gebruikt voor stoomproductie.

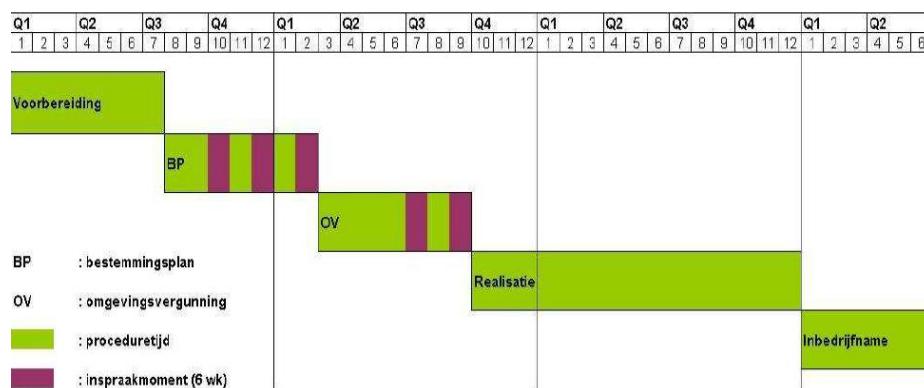
Overige warmte-vragende processen, waarbij stoom of heet water worden gebruikt, zijn bijvoorbeeld wassen, schillen, blancheren, pasteuriseren, koken en steriliseren in de voedingsmiddelenindustrie of wassen, bleken en verven in de textielindustrie.

De warmtevraag voor deze toepassingen bedraagt ongeveer 45 PJ/jaar. Hiervan wordt al een deel gedekt met stoom geproduceerd op basis van:

- biogas (aardappelverwerkende bedrijven, brouwerijen, slachterijen, leerverwerkende industrie);
- houtsnippers (bijvoorbeeld bij Peka Kroef);
- slib en andere reststoffen (bijvoorbeeld bij Parenco, Douwe Egbert, Cargill Amsterdam).

Rekening houdend met inzet van restgassen, biogas en vaste biomassa is er nog ongeveer 100 PJ/jaar aan potentieel. Om additioneel vermogen met een jaarproductie van 7,5 PJ begin 2020 te hebben gerealiseerd, moet in 2016 worden begonnen met de voorbereiding.

Figuur 4 Planning



Bron: Presentatie Attero over Peka Kroef-ketel.

### Knelpunten

Plaatsing van een houtgestookte ketel zal niet bij ieder bedrijf mogelijk zijn. Zo worden warmtevragen van verschillend temperatuurniveau bij sommige industrietakken gedekt door cascadering van warmte. Bij brouwerijen

<sup>5</sup> De houtpellet gestookte ketel komt volledig in de plaats van de oorspronkelijke WKK-installatie.



bijvoorbeeld, wordt middendruk stoom en restwarmte benut voor warmte-vragende processen op de brouwerij, zoals flessen spoelen. Daarnaast zijn er bij bijvoorbeeld de voedingsmiddelenindustrie diverse warmte-vragende batchprocessen. De warmteleverende installatie moet hierop snel kunnen inspelen. Zulke aspecten stellen randvoorwaarden aan eventuele verduurzamingopties.

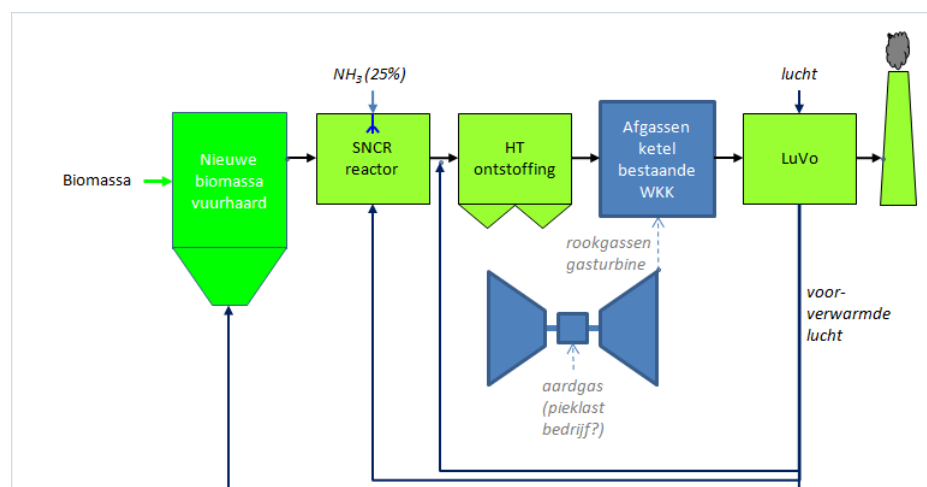
Andere voorbeelden van knelpunten zijn:

- onbekendheid met biomassa-installaties bij meeste industriële bedrijven;
- gebrek aan ruimte voor op- en overslag van brandstof;
- toevoeren met voldoende capaciteit, zowel qua ton/uur als qua milieuvergunning;
- emissieruimte in de vergunning en lokale luchtkwaliteit; biomassa veroorzaakt per GJ brandstof hogere emissies dan aardgas;
- uitstraling en zienswijzen van milieuorganisaties op biomassagebruik vooral met betrekking tot de discussie over duurzaamheid;
- onbekendheid met biomassamarkt, afsluiten van voldoende zekerheid voor sourcing;
- SDE+ onvoldoende:
  - duurdere sourcing van biomassapellets dan waar de SDE+ systematiek vanuit gaat door kleinere hoeveelheden per locatie;
  - duurdere de-NO<sub>x</sub>-installatie nodig dan die wordt gehanteerd in SDE+ berekeningsmethodiek;
  - vloerprijs in SDE+ systematiek is te hoog (€ 3 à 4 per MWh) waardoor subsidie bij huidige lage marktprijzen te laag is.
- Onvoldoende aantrekkelijke business case om te gaan substitueren:
  - aversie tegen subsidies bij multinationals met hoofdkantoor buiten Europa;
  - pas als vergunning rond is kan subsidie worden aangevraagd, terwijl al in vergunning geïnvesteerd moet worden.

Een deel van de knelpunten kan de industrie oplossen door realisatie uit te besteden aan derden, zoals een energiebedrijf. Deze partijen kennen de toeleveranciers, weten hoe ze moeten omgaan met bevoegd gezag, vergunningen en milieuorganisaties. Ze kunnen vanuit hun expertise meestal ook goed inschatten of logistiek eventueel een knelpunt is.

Door het bijplaatsen van een biomassa gestookte ketel/vuurhaard bij de bestaande WKK-installatie, in plaats van vervanging van de WKK, is meer flexibiliteit mogelijk.

Figuur 5 Mogelijke integratie van cycloonoven in bestaande WKK-installatie



Toelichting:

SNCR = Selective non-catalytic reduction, een proces om NO<sub>x</sub>-concentraties te reduceren.

HT ontstopping = Hoge temperatuurontstopping met keramisch filter of metaalgaas filter.

LuVo = Luchtvoorverwarmer.

### ***Benodigde beleidsinspanningen***

Een convenant met de industrie lijkt nodig én mogelijk om de 7,5 PJ biomassa substitutie binnen de gestelde tijd te realiseren. De chemie wil de komende tijd verduurzamen en met biomassa kunnen ze een grote sprong maken. In de Roadmap Chemie is dit duidelijk beschreven. Varianten waarbij de productie van syngas uit biomassa wordt gehonoreerd voor SDE+ (en daarmee als hernieuwbare energie) maken dit duidelijk. Aanvullend aan het convenant zullen ondersteunende beleidsmaatregelen vanuit overheden moeten worden getroffen, zoals een iets betere financiële stimulering door de Rijksoverheid (SDE+) en ondersteuning door regionale overheden als het gaat om de benodigde vergunningen. Voor de hogere SDE+ hebben we daarom € 20 miljoen extra opgenomen. Dit komt overeen met een verhoging van het basisbedrag voor biostoom met 1 eurocent per kWh (van 5,7 naar 6,7 eurocent per kWh). Met deze verhoging vergt het alternatieve Pakket 1 zo'n 60 mln jaarlijks minder SDE+ middelen in plaats van € 80 mln.

### **Biomassa voor stadsverwarming (5 PJ)**

Biomassa voor stadsverwarming neemt 5 PJ voor haar rekening in het pakket. Warmte voor stadsverwarmingsnetten kan op basis van houtpellets worden geproduceerd met dezelfde technologie als bij industriële stoomproductie (zie vorige subparagraaf).<sup>6</sup> De biomassaketel wordt door een warmtewisselaar met het stadsverwarmingsnet verbonden; de warmte wordt geleverd op ca. 120°C. De installatie zal in een industrieel gebied zijn gelokaliseerd in de directe nabijheid van een bestaande conventionele warmtekrachtinstallatie met goede aanvoerroutes voor biomassa.

### ***Potentieel***

De huidige vraag naar warmte/stoom voor stadsverwarmingsnetten bedraagt 20 PJ/jaar. Hiervan kan ongeveer 9 PJ/jaar in basislast worden geleverd en komt in aanmerking voor verduurzaming. Warmteproductie voor stadsverwarmingsnetten op basis van hout, biogas en stortgas wordt of is al ingevoerd in Purmerend, Utrecht en Nijmegen, terwijl in Hengelo, Amsterdam en Alkmaar al warmte vanuit AVI's aan warmtenetten wordt geleverd. Additionele afzetmogelijkheden voor houtpellets of houtsnippers voor warmtelevering aan stadsverwarmingsnetten is denkbaar in met name Almere, het Amernet (Geertruidenberg, Tilburg, Breda), Den Haag en Leiden. In Amsterdam is nog ruimte voor additionele warmtelevering door een biomassa gestookte ketel. In Utrecht is een 60 MW biomassa gestookte ketel in ontwikkeling, die volgens planning operationeel kan zijn eind 2018. Met deze 60 MW biomassa gestookte ketel kan 1.5 PJ duurzame warmteproductie worden gerealiseerd.

---

<sup>6</sup> Voor deze categorie is de referentie-installatie een stoomketel voor lage druk stoom met een verbrandingsrooster met snoei- en dunningshout of pellets als brandstof. De rookgasreiniging voor dit soort installaties omvat in ieder geval een stoffilter met een SNCR DeNO<sub>x</sub>. In verband met lokale luchtkwaliteit zal echter waarschijnlijk in de praktijk een uitgebreidere rookgasreiniging worden toegepast om met name emissies van NO<sub>x</sub>, NH<sub>3</sub> en fijnstof te minimaliseren. Door de lagere energie-inhoud van verse houtstromen is voor dit soort brandstoffen een relatief groot opslag- en transportsysteem en een groot verbrandingsdeel van de installatie nodig.





De reden om eventueel over te willen stappen op houtsnippers of houtpellets gestookte ketels is de wens van gemeenten en warmtebedrijven om duurzame(re) warmte te leveren aan hun klanten. De integratie van een biomassa gestookte ketel in een bestaand warmtenet is één van de weinige opties om grootschalig de warmteproductie te verduurzamen.

### *Knelpunten*

Mogelijke knelpunten zijn, net als bij biostoom, benodigde ruimte voor op- en overslag van brandstof, gebrek aan toevoerwegen met voldoende capaciteit, zowel qua ton/uur als qua milieuvergunning, gebrek aan emissieruimte in de vergunning en lokale luchtkwaliteit, uitstraling en zienswijzen van milieuorganisaties op biomassagebruik, het gevoel bij het bedrijf in een lock-in terecht te zullen komen, waarbij men vastzit aan biomassa als brandstof, terwijl gas goedkoper zou zijn geweest. Daarnaast is er mogelijk sprake van versnelde vervanging van nog niet volledig afgeschreven gasgestookte productie-eenheden.

Realisatie zal, net als bij vervanging van industriële WKK's ongeveer drie jaar vergen, waarvan ongeveer de helft voor voorbereiding en vergunning-procedure. Gegeven de doorlooptijd voor het realiseren van de installatie (3 tot 4 jaar), zou voorbereiding van te implementeren projecten op korte termijn moeten worden gerealiseerd om in 2020 de 5 PJ aan warmte te realiseren.

### *Beleidsinspanningen*

Mogelijke beleidsinspanningen om knelpunten weg te nemen en realisatie in 2020 mogelijk te maken, zijn weergegeven in Tabel 6.

Tabel 6 Knelpunten en oplossingen

Knelpunt	Root cause	Oplossing
– Indien op een stadsverwarmingsnet de warmte opgewekt door biomassa de warmteproductie van de Stoom -en Gasturbine (STEG) verdringt onder de 50% dient al het gas verbruikt door de piekgasketels belast te worden met het hoogste energiebelastingtarief (alles door de 1 <sup>ste</sup> staffel in plaats van door alle staffels). Dit heeft tot gevolg dat niet het gewenste vermogen biomassa-ketel gerealiseerd kan worden maar een lager vermogen om te voorkomen dat de STEG niet onder de 50% komt en er geen energiebelastingsimpact optreedt.	– Warmte opgewekt door biomassa valt niet onder het begrip 'restwarmte' in de Wet Belasting op de Milieugrondslag.	– Er dient een verruiming van de interpretatie van het begrip 'restwarmte' door het Ministerie van Financiën in de Wet Belasting op de Milieugrondslag plaats te vinden zodat warmte opgewekt door biomassa onder dit begrip valt. Zodoende geldt dat de warmte opgewekt door STEG+ Biomassawarmte moet boven de 50% zijn. Zodoende wordt er de ruimte gegeven aan maximaal opstellen van vermogen voor warmteopwekking met biomassa voor stadsverwarming. – Bij geen verruiming van de interpretatie is een alternatieve oplossing te zoeken in de SDE+ door aanpassing van het correctiebedrag om de financiële impact van energiebelasting op gas verbruikt door de piekgasketels belast met het hoogste energiebelastingtarief te compenseren.
– Op natuurlijke momenten (einde levensduur) moet de warmtebron worden vervangen. Duurzame opties zijn dan in beeld, die via SDE worden gesubsidieerd	– Zonder einde levensduur (technisch en economisch) bereikt te hebben, wordt een productiemiddel niet	– Stimuleer dat niet-duurzame opwek uit de markt wordt genomen, door de 'rendabele rest-top' te vergoeden aan de eigenaar van het productiemiddel bij het



Knelpunt	Root cause	Oplossing
<p>via een bronaanpak. Dit is geen knelpunt.<sup>7</sup></p> <p>– Zonder einde levensduur is er geen economische prikkel om opwek te verduurzamen.<sup>8</sup></p>	<p>vernieuwd. Op dit moment is bijv. gasgestookte WKC als warmtebron weliswaar minder rendabel, maar een business case voor vervroegd afschrijven en verduurzamen is er nu niet.</p>	<p>uit de markt nemen van het productiemiddel m.b.v. een ‘opkoopregeling’. Daarnaast de mogelijk noodzakelijke verbindingsleiding ook onder de SDE laten vallen (1).</p>
<p>– Onvoldoende fysieke ruimte en vergunningsruimte voor nieuwe warmtebronnen.</p>	<p>– Huidige warmtebronnen zijn vaak in stadscentrum gelokaliseerd. Stedelijke ontwikkelingen passen niet goed bij ontwikkeling van nieuwe biomassa/biogas/geothermie bronnen.</p>	<p>– Gebruik iconen om stedenbouwkundige inpassing mogelijk te maken (meerkosten in SDE)(2).</p> <p>– Zorg dat lokale overheden de wettelijke ruimte hebben om zich actief in te zetten en procedures eenvoudig te houden (3).</p> <p>– Neem warmtenetten integraal op in lange termijn ruimtelijke plannen (32).</p>
<p>– Belastingdienst scherpt definities aan van restwarmte, waardoor biomassa en WKK in het warmtenet niet meer gelden als restwarmte en al het gas van de piek-ketels wordt belast met het hoogste energiebelastingstarief.</p>	<p>– Onduidelijke definitie van restwarmte in de belastingwetgeving, waardoor beleidsruimte ontstaat voor opbrengstmaximalisatie van de overheid</p>	<p>– Eenduidige belastingwetgeving en definities, gericht op stimulering van duurzaamheid (4).</p>

Voor onder andere het project in Utrecht is vooral het eerste knelpunt urgent. Indien voor dit knelpunt op korte termijn geen oplossing komt zal het project in vermogen moeten afschalen om te voorkomen dat de warmte opgewekt door biomassa de warmteproductie van de Stoom- en Gasturbine (STEG) niet verdringt onder de 50% om zodoende een niet draagbare energiebelastings-impact te voorkomen doordat al het gas verbruikt door de piekgasketels belast wordt met het hoogste energiebelastingtarief.

Om het potentieel te benutten kan met gemeenten en energiebedrijven (die in de betreffende gebieden actief zijn) een overeenkomst worden opgesteld. Hiermee moet worden gegarandeerd dat energiebedrijven zeker zijn van subsidie en zorgen dat voor 1-1-2020 de ombouw is gerealiseerd. De wil is groot; het gaat er vooral om dat risico's dat de subsidie niet binnenkomt verkleind moeten worden en het tijdspad wordt gehaald.

<sup>7</sup> Beantwoording van de vraag bij welk warmtenet de referentie-eenheid afgeschreven is, vergt een aparte studie. Wel bekend is dat op het Amernet men nu al bezig is met voorbereiden van de realisatie van alternatieve warmtebronnen met oog op verdwijnen van beide kolencentrales. Voor warmtelevering aan dat warmtenet kan desnoods de Amer 9 worden omgebouwd naar 100% biomassastook. Den Haag en Leiden zijn minder kansrijk - geretrofit in respectievelijk 2007 en 2005 door plaatsing van nieuwe gasturbines (en generator in Den Haag). Maar Helmond lijkt dan weer wel erg kansrijk en Diemen 33 op het stads-verwarmingsnet van Amsterdam en Almere is ook een oudere centrale.

<sup>8</sup> Voor dit knelpunt geldt dat niet per sé behoefte aan volledige vervanging van de fossiele referentie. De biomassaketel kan ook worden gedimensioneerd op basislastproductie met maximaal aantal vollasturen per jaar, zoals ook gebeurt in het Utrecht-project van 60 MW van Eneco. Er is dan nog een significant potentieel voor warmtelevering op basis van gas vanuit de bestaande installaties. Deze benadering is bovendien in lijn met de SDE+ subsidie, waarin wordt uitgegaan van 7.000 vollasturen per jaar aan warmtelevering. In deze configuratie dekt men met warmte uit biomassa 30-50% van de vraag (profiel warmtenetten in Utrecht/ Nieuwegein schijnt wat extreem te zijn).



## 2.4 Alternatief 2: Ombouwen kolencentrales (25 PJ)

Het tweede alternatief voor de 25 PJ is het ombouwen van kolencentrales tot een biomassa-centrale. Kolencentrales kunnen in principe ook voor 100% met houtpellets worden gestookt. In de praktijk zijn een aantal voorbeelden waarbij met name oudere kolencentrales hiervoor worden aangepast, zoals drie van de zes eenheden van Drax-kolencentrale in Groot-Brittannië, Avedore I en II in Denemarken en Atikokan in Canada.

Figuur 6 Logistieke faciliteiten bij Avedore-kolencentrales in Kopenhagen, inclusief een opslag aan 11 kton houtpellets



Om over te kunnen schakelen op 100% biomassa zijn een aantal investeringen en aanpassingen nodig:

- installatie van faciliteiten voor op- en overslag van houtpellets, zoals pneumatische lossers, silo's voor opslag en tussenliggende transport-faciliteiten;
- installatie van molens om de biomassa te malen en/of aanpassing van de bestaande kolenmolens voor vermalen van houtpellets;
- eventuele aanpassingen aan de branders of aanbrengen van specifieke biomassa-branders.

Biomassa bevat in vergelijking met steenkool relatief meer waterstof en zuurstof per GJ stookwaarde. Daardoor neemt het benodigde volume aan verbrandingslucht af, terwijl anderzijds het percentage waterdamp in de rookgassen toeneemt. Beide aspecten leiden ertoe dat het ketelrendement van de centrale en daarmee ook het netto elektrisch rendement iets kunnen afnemen. Daarnaast lijkt ook het eigen elektriciteitsverbruik iets toe te nemen.

**De beschikbare literatuur is hierover niet eenduidig:**

Volgens enkele literatuurbronnen daalt het rendement relatief met 4-4,6%, bijvoorbeeld van 40% naar 38%.

In een studie van de Deense netwerkbeheerder en de gezamenlijke Deense elektriciteitsproducenten wordt aan de andere kant opgemerkt:

*“The easiest and cheapest solution is to convert some (or all) of the coal to a fuel with similar characteristics, such as wood pellets. In such cases it is possible to maintain steam data, efficiencies, cv- and cb-values.”*

In deze verkenning wordt uitgegaan van een lichte daling, mede om consistent te blijven met de benadering in de SDE+ regeling.

In Nederland zijn een aantal oudere kolencentrales die recent of zeer binnenkort zullen worden gesloten. Gezien rendementen en uitval in de laatste jaren bij met name Borssele 12 en Gelderland 13 lijken met name de beide MV 1- en MV 2-kolencentrales op de Maasvlakte I en de Amer 8-kolencentrale geschikt voor conversie naar 100% houtpelletstook.

Bij beide locaties - maar vooral op de Maasvlakte - zijn ook mogelijkheden voor warmtelevering, waardoor het totale rendement van de centrales zou kunnen toenemen en er meer onder de RED meetellende hernieuwbare energie per eenheid houtpellet kan worden geproduceerd:

- Op de Maasvlakte is naar schatting voor zeker 8 PJ/jaar aan mogelijkheden voor afzet van warmte bij industriële afnemers als LyondellBasell, Loders Croklaan en Neste en mogelijk ook bij de nabij gelegen BP raffinaderij, terwijl daarnaast lage temperatuur warmte aan de GATE-terminal kan worden geleverd. Alleen al bij LyondellBasell zou jaarlijks 4,0 PJ/jaar aan 50 bar stoom ( $T=265^{\circ}\text{C}$ ) en 3.2 PJ/jaar aan 20 bar stoom ( $T=215^{\circ}\text{C}$ ) worden geleverd. Een houtpellet gestookte centrale kan ook een bron van hernieuwbare elektriciteit en warme kan zijn voor producenten van biobased producten die zich zouden moeten vestigen op de daartoe gereserveerde delen van Maasvlakte II. De centrales zouden reststromen van deze bedrijven kunnen verwerken als brandstof.
- In Geertruidenberg kan ongeveer 5 PJ/jaar aan warmte worden geleverd aan het Amernet.

In deze studie is ombouw van de Amer 8-centrale beschouwd. De Amer 8 is met een opgesteld vermogen van 645 MWe namelijk groot genoeg om de 25 PJ hernieuwbare energie uit biomassa te leveren. Dit in tegenstelling tot de eenheden MV 1 en MV 2 op de Maasvlakte.

Een ander voordeel van de Amerlocatie is dat deze al beschikt over aanzienlijke logistieke faciliteiten voor houtpellets en andere biomassa, zoals een loskade met pneumatische scheepslosser, een transportinstallatie, silo's ( $4 \times 5.000 \text{ m}^3$ ) en aangepaste molens voor het fijnmalen van de houtpellets. De bestaande logistieke faciliteiten zijn geschikt voor zeker 260 MWe aan vermogen op basis van biomassa.



De Amer 8 is uitgerust met high dust SCR DeNO<sub>x</sub>, 4-velds elektrofilter en rookgasontzwavelingsinstallatie. Aangehouden specificaties van de stoomcyclus bij kolenstook zijn:

- ketelvoedingswater op 250 °C;
- verse stoom van 183 bar, 540 °C (opgegeven);
- herverhitte stoom van 47 bar, 540 °C (opgegeven) - 0,92 kg/kg verse stoom (eigen schatting);
- LP-stoomturbine bij vollast op ongeveer 4 bar (KEMA), 220 °C (eigen schatting) - 0,82 kg/kg verse stoom (eigen schatting);
- condensor opererend bij einddruk van 0,04 kPa (eigen schatting);
- ketelrendement van 95%;
- netto elektrisch rendement bij kolenstook (vollast) van 40,5% (opgegeven).

In de huidige configuratie wordt warmte aan het Amernet volgens persoonlijke communicatie geleverd door geëxpandeerde middendrukstoom (MD-stoom) te condenseren tegen het retourwater in het Amernet.

De temperatuur van het uitgezonden hete water is echter met 120 °C veel lager dan de geëxpandeerde stoom. In principe kan worden volstaan met lage druk (LD-stoom) aftapstoom op 140-150 °C. Bij gebruik van LD-aftapstoom zal het elektrische rendement iets toenemen. In deze analyse is aangenomen dat deze optimalisatieslag zal worden geïmplementeerd. De bijstookfactor neemt dan af tot 0,25 GJe/GJth.

Bij houtpellets stoken zal het ketelrendement afnemen tot naar schatting 91%, waardoor het netto elektrisch vermogen bij maximale elektriciteitsproductie afneemt tot 39%. In de berekening wordt er van uitgegaan dat 8 PJ warmte wordt afgezet en 17 PJ elektriciteit.

De ombouw van oudere kolencentrales is niet voorzien in het Energieakkoord en is daarom een additionele optie.



# 3 Vergelijking van effecten

## 3.1 Inleiding

In dit hoofdstuk vergelijken we de effecten van meestook van biomassa met de referentie. In Paragraaf 3.2 vergelijken we de benodigde SDE+ subsidies, in Paragraaf 3.3 en 3.4 respectievelijk de werkgelegenheidseffecten en de toegevoegde waarde; in Paragraaf 3.5 de effecten op de energietransitie; in Paragraaf 3.6 de CO<sub>2</sub>-uitstoot; in Paragraaf 3.7 de luchtkwaliteit; in Paragraaf 3.8 de onbalans en Paragraaf 3.9 tenslotte de effecten op de elektriciteitsprijs.

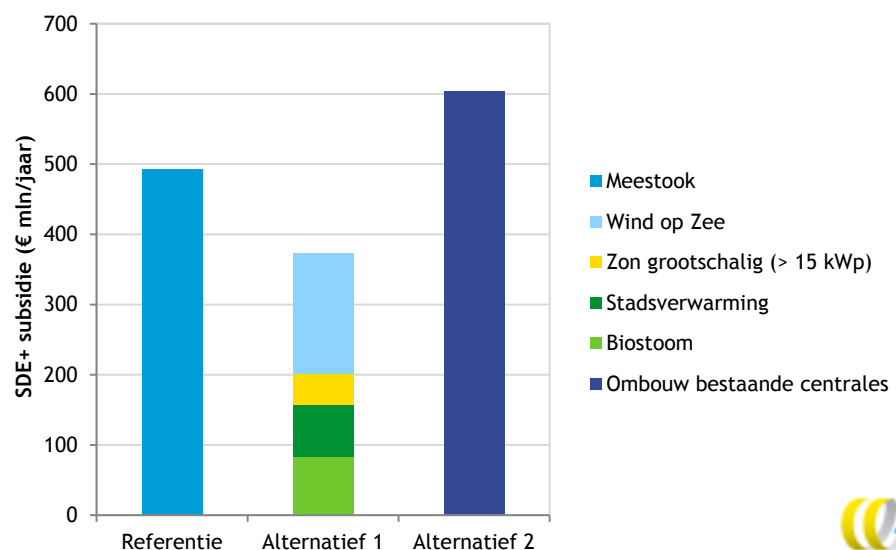
## 3.2 Benodigde SDE+ subsidie

De benodigde SDE+ subsidie is berekend op basis van het eindadvies van ECN voor het jaar 2016 (ECN, 2015). Het maximale bedrag voor windenergie op zee is bepaald op basis van de Kamerbrief van 19 mei 2015 (zie Bijlage A). Voor de ombouw van kolencentrales zijn geen SDE+ bedragen bekend en hebben we zelf een berekening uitgevoerd ter indicatie van het beslag op SDE+ subsidies. Bij de berekening van de SDE+ bedragen gaan we uit van het voorlopige correctiebedrag voor het jaar 2016.

De SDE+ vergoedt het verschil tussen de kostprijs van grijze energie en die van duurzame energie. De kostprijs voor de productie van groene energie is vastgelegd in het basisbedrag voor de technologie. De opbrengst van de (grijze) energie is vastgelegd in het correctiebedrag. De SDE+ vergoeding is gelijk aan het basisbedrag minus het correctiebedrag. Het correctiebedrag wordt jaarlijks vastgesteld aan de hand van marktprijzen van energie. De kosten van netaansluiting op het land maken geen onderdeel uit van de SDE+ subsidie.

De jaarlijkse SDE+ uitgaven per alternatief zijn weergegeven in Tabel 7.

Figuur 7 Jaarlijkse SDE+ subsidie (€ mln/jaar)



Tabel 7 SDE+ uitgaven

		Basisbedrag (cent/kWh)	Correctiebedrag (cent/kWh)	Onrendabele top (cent/kWh)	Jaarlijkse SDE+ kosten (€ mln)
Referentie	Meestook nieuwe installaties	11,4	4,2	7,2	416
	Bij- en meestook bestaande installaties	10,7	4,2	6,5	78
	Totaal (afgerond)				<b>490</b>
Alternatief 1	Wind op Zee	9,6	3,8	5,8	170
	Zon grootschalig (> 15 kWp)	12,8	4,4	8,4	45
	Biostoom	5,7	1,7	4,0	83
	Stadsverwarming	7,7	2,3	5,4	75
	Totaal (afgerond)	-	-	-	<b>370</b>
Alternatief 2	Ombouw bestaande centrales (afgerond)	12,1	3,4 <sup>9</sup>	8,7	<b>600</b>

De SDE+ uitgaven zijn in het alternatieve Pakket 1 € 120 mln per jaar lager dan de uitgaven voor meestook; de kosten in Alternatief 2 zijn juist ruim € 100 mln hoger. Voor alle alternatieven geldt dat de kosten lager kunnen uitvallen, omdat partijen kunnen bieden onder het SDE+ bedrag. Omdat bij de tenderregeling het windpark slechts aan één partij vergund wordt, is het prijsdrukkend effect echter mogelijk groter.

Elke partij die subsidie wil aanvragen, kan een bod indienen per kavel. Het bod is het bedrag per kilowattuur (kWh) waarvoor de partij het windpark op de kavel wil realiseren (zonder kosten van netaansluiting). Eén van de voorwaarden is dat het bod niet hoger mag zijn dan het maximum tenderbedrag. Dat maximum tenderbedrag stelt de minister per kavel vast op basis van de berekeningen van ECN en de afspraken uit het Energieakkoord.

Bron: Kamerbrief.

De berekening van de subsidiekosten is, met uitzondering van wind op zee, gebaseerd op basisbedragen en voorlopige correctiebedragen voor het jaar 2016. Bij aanvraag van de subsidie in het jaar 2016 zijn de basisbedragen gegarandeerd. De daadwerkelijke subsidiekosten voor een periode van acht jaar zijn afhankelijk van de ontwikkeling van het correctiebedrag (dat is gebaseerd op de ontwikkeling van marktprijs). Bij een veronderstelling van gelijkblijvende marktprijzen, zijn de subsidiekosten voor een periode van acht jaar grofweg € 3,9 miljard voor meestook, € 3,0 miljard in Alternatief 1 en grofweg € 4,8 miljard in Alternatief 2. Deze kosten kunnen lager of hoger uitvallen afhankelijk van de ontwikkeling van de marktprijs.

In de berekening van de subsidiekosten zijn ook de kosten voor netaansluiting ter grootte van 2,3 ct per kWh opgenomen (zie bijlage B). Het gaat om de aansluiting van het windpark op het reguliere net op het land. Deze kosten zal

<sup>9</sup> Gewogen gemiddelde referentiebedrag bij 17 PJ elektriciteitsproductie en 8 PJ warmteproductie.



TenneT verwerken in haar tarieven waardoor deze worden gesocialiseerd. Deze kosten worden ook gemaakt in Alternatief 1 voor netverzwaring bij de aanleg van nieuwe kolencentrales in de Eemshaven en de Maasvlakte zijn bijvoorbeeld kosten gemaakt die niet worden vergoed door de SDE+ subsidie (alleen het biomassadeel van de investeringskosten voor de kolencentrale). Het verschil is dat de investeringen voor netverzwaring voor de kolencentrales al zijn gedaan en als ‘sunk’ beschouwd kunnen worden, terwijl deze bij de aanleg voor windenergie op zee nog vermeden kunnen worden.

Een vergelijking van de maatschappelijke kosten voor de netverzwaring en netuitbreidingen voor de verschillende opties valt buiten de scope van deze analyse. De kosten voor de aansluiting van Hollandse kust Zuid op het netwerk op land zijn door ECN geraamd op zo'n € 1,7 eurocent per kWh (Ministerie van EZ, 2015) en voor IJmuiden Ver op 2,3 eurocent per kWh. Als deze kosten niet zouden worden meegerekend, komen de totale jaarkosten in Alternatief 1 uit op ruim € 300 mln. De totale jaarkosten zouden ook hiermee lager uitvallen dan de kosten voor meestook, namelijk € 170 miljoen per jaar, oftewel € 1,2 miljard in 8 jaar.<sup>10</sup>

Het Kabinet wil de uitgaven aan de SDE+ dekken met de inkomsten van de Opslag Duurzame Energie (ODE). De hoogte van de ODE wordt van tevoren vastgesteld op een niveau waarbij de verwachte opbrengst gelijk is aan de verwachte SDE+ uitgaven. Voor de berekening van de ODE baseren wij ons op het rekenmodel van EZ, waarbij de uitgaven SDE+ gelijkelijk worden verdeeld over huishoudens en bedrijven. Het rekenmodel van EZ gaat uit van een gemiddelde ODE van jaarlijks € 9,30 per huishouden voor iedere € 100 mln aan SDE+ uitgaven (Algemene Rekenkamer, 2015). De lagere SDE+ subsidie van € ruim 120 mln komt omgerekend overeen met een verlaging van de SDE+ opslag van ongeveer € 12 per jaar in Alternatief 1; in Alternatief 2 nemen de kosten met ongeveer € 10 per jaar toe.

### 3.3 Werkgelegenheidseffecten

Figuur 8 en Figuur 9 geven de werkgelegenheid weer die ontstaat als gevolg van het uitvoeren van de verschillende projectalternatieven. We kijken daarbij alleen naar werkgelegenheid die wordt ingevuld door Nederlandse arbeid. Verder onderscheiden we de werkgelegenheid die ontstaat als gevolg van de investeringsimpuls (aantal eenmalige fte) en als gevolg van het lopende onderhoud en management in de exploitatiefase (aantal structurele fte/jaar). We kijken niet naar verdringingseffecten, de werkgelegenheidscijfers betreffen dus bruto cijfers. Wel nemen we indirecte werkgelegenheid mee. Hierbij geldt dat de indirecte werkgelegenheid voor de alternatieven waarin de technieken Zon en Wind op Zee gebruikt worden, mogelijk zijn overschat omdat een deel van de indirecte werkgelegenheid in toeleverende industrieën in het buitenland ontstaat. Als multiplier nemen we de multiplier voor de bouw : 50% (SEO, 2014). Geïnduceerde werkgelegenheid die ontstaat als gevolg van de macro-economische bestedingsimpuls nemen we niet mee.

---

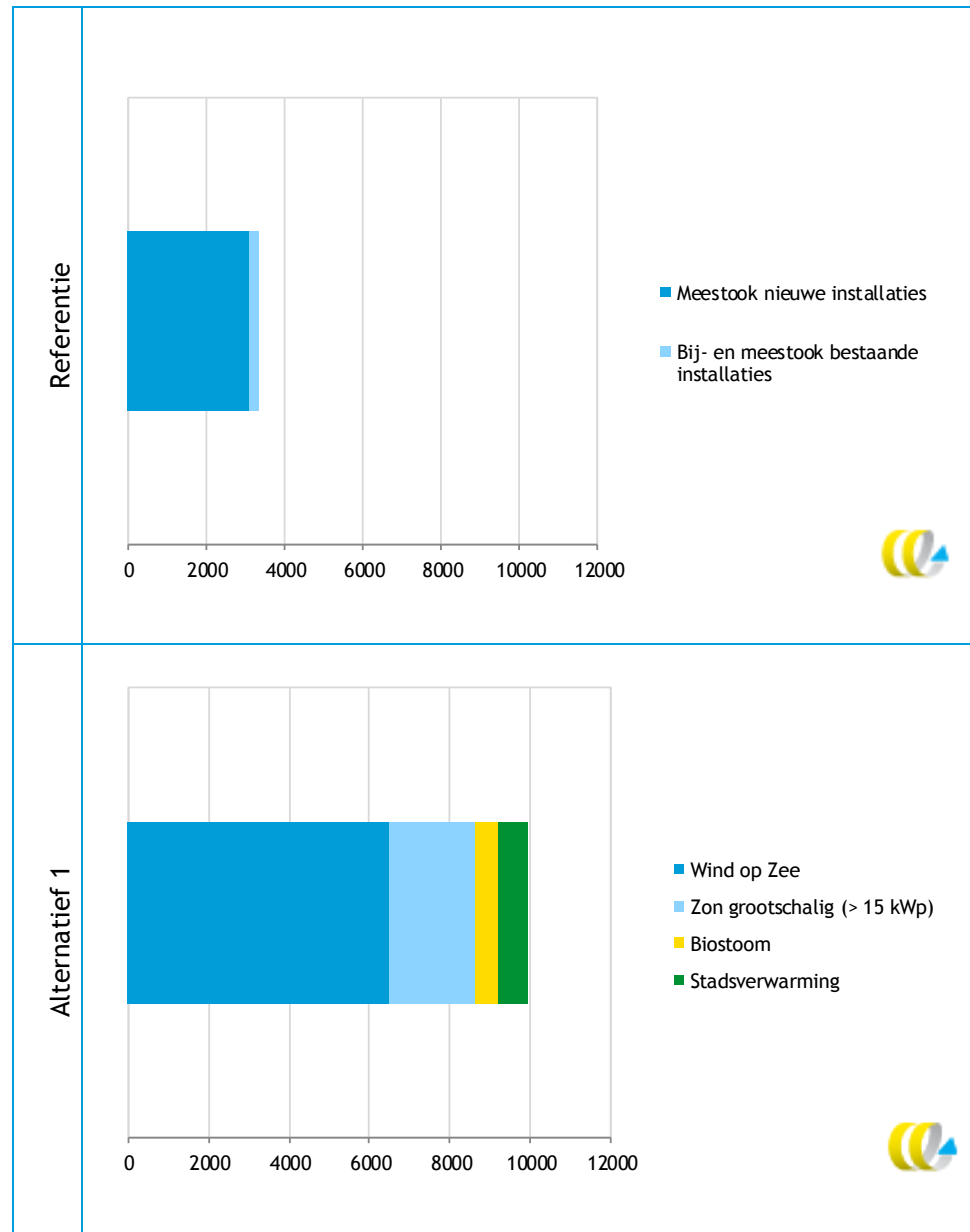
<sup>10</sup> Als het extra windpark wordt gerealiseerd in het zoekgebied boven de Wadden of IJmuiden-Ver, dan zijn de netaansluitingskosten hoger. De kosten zijn in (Ministerie van EZ, 2015) geraamd op respectievelijk 3,2 en 3,3 eurocent per kWh (exclusief leercurve-effecten in 2015). Daar staat tegenover dat het maximale tenderbedrag ook omlaag gaat (zie Bijlage A).





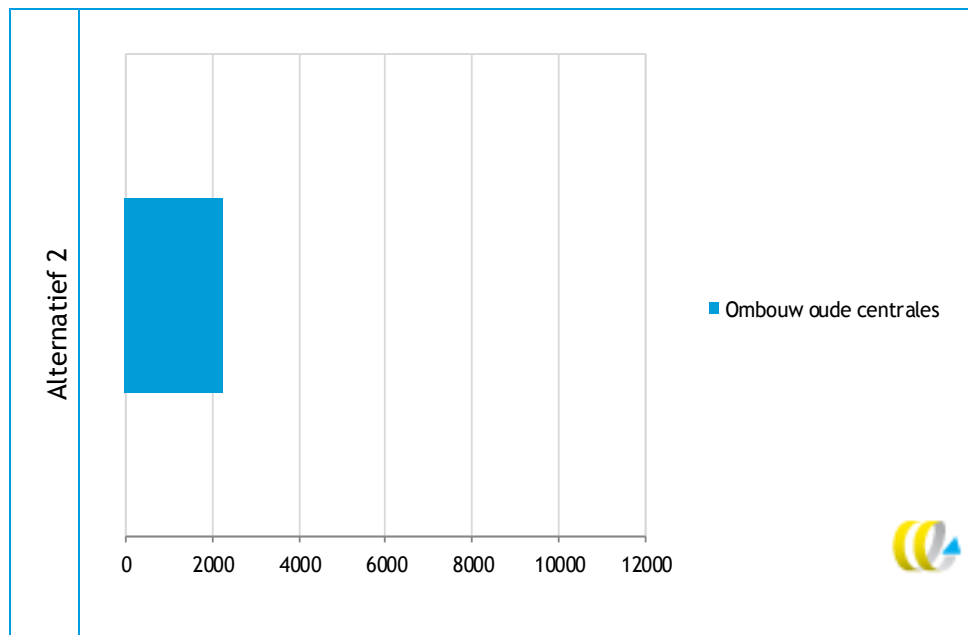
De eenmalige werkgelegenheid die samenhangt met de investeringen is berekend op basis van investeringen per MW (ECN, 2015), de arbeidsquote die samenhangt met die investeringen<sup>11</sup> en de loonkosten van arbeid in de sector gespecialiseerde bouw (bron: CBS).

Figuur 8 Eenmalige werkgelegenheid als gevolg van de investeringsimpuls (fte)

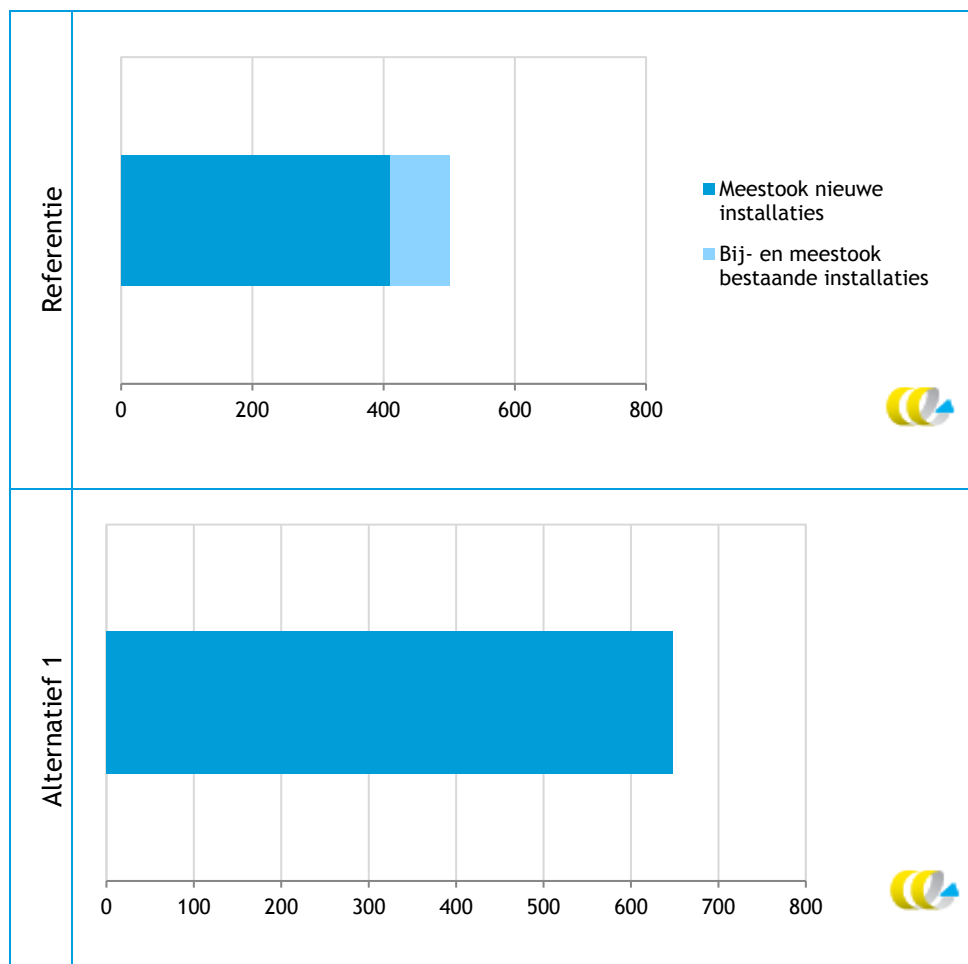


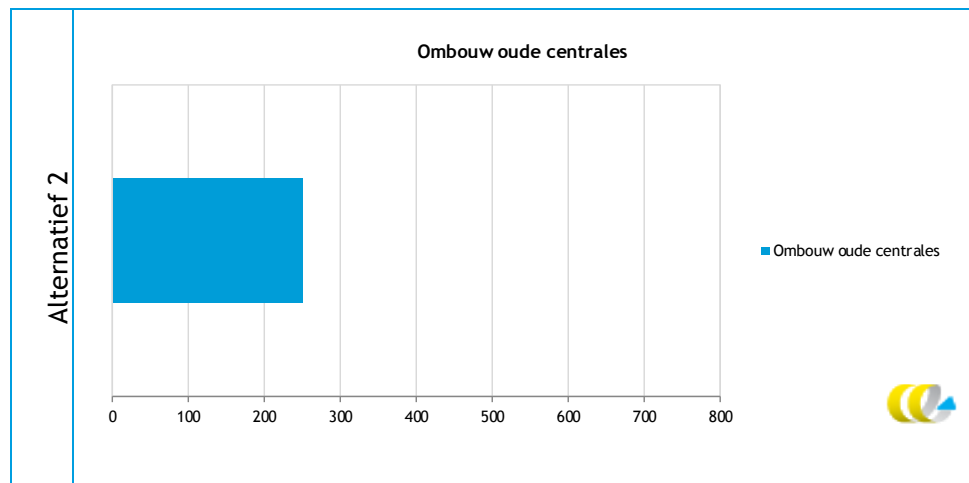
<sup>11</sup> Voor de berekening van de werkgelegenheid van Wind op Zee is gebruikgemaakt van Ecofys, (2014), voor de berekening van de werkgelegenheid van de andere technieken is uitgegaan van een arbeidsquote op basis van gegevens van CE Delft.





Figuur 9 Structurele werkgelegenheid als gevolg van het onderhoud en management (fte/jaar)





Uit Figuur 9 blijkt dat Alternatief 1 substantiëler bijdraagt aan de werkgelegenheid dan de referentie. Dat hangt samen met de grotere investering per MW van grootschalige Zon en Wind op Zee en de relatief hoge onderhoudskosten. Alternatief 2 heeft juist lagere eenmalige werkgelegenheidseffecten dan de referentie, omdat de investering voor de ombouw van oude centrales erg beperkt is vanwege de reeds beschikbare faciliteiten.

### 3.4 Bijdrage aan de economie (toegevoegde waarde)

Bij toegevoegde waarde in de keten gaat het om de marktprijs van een product minus de ingekochte diensten en goederen. De toegevoegde waarde wordt uitgekeerd in de vorm van beloning aan de werknemers en de verschaffers van kapitaal: loon en rente en winst. De Nederlandse samenleving heeft baat bij een zo hoog mogelijke toegevoegde waarde van per eenheid opgewekt duurzame energie. Door hogere marges tussen verkoop en inkoop voor Nederlandse bedrijven is er meer ruimte voor loonkosten (= beloning werkgelegenheid), kapitaalskosten (beloning voor kapitaal) en belastingopbrengsten (inverdieneffecten).

De toegevoegde waarde geeft inzicht in de positie van de Nederlandse bedrijven in de gehele waardeketen. Een hoge uitkomst van de indicator geeft aan dat de Nederlandse maakindustrie in de (duurzame) energiesector sterk vertegenwoordigd is en daarbij een goede marge kan maken. Een lage uitkomst geeft aan dat de schakels in de waardeketen relatief weinig in Nederland vertegenwoordigd zijn en relatief weinig marge toevoegen.

We schatten de toegevoegde waarde via als de som van beloningen voor de productiefactoren arbeid en kapitaal, tegen marktprijzen. Inkomsten van die productiefactoren die via belastingen toevloeien aan de staat, rekenen we dus mee<sup>12</sup>. Voor arbeid is het mogelijk om te onderscheiden welke beloning toekomt aan Nederlandse werknemers, voor kapitaal schatten we de volledige vergoeding voor het ter beschikking stellen van kapitaal, omdat we geen onderscheid kunnen maken op basis van nationaliteit.

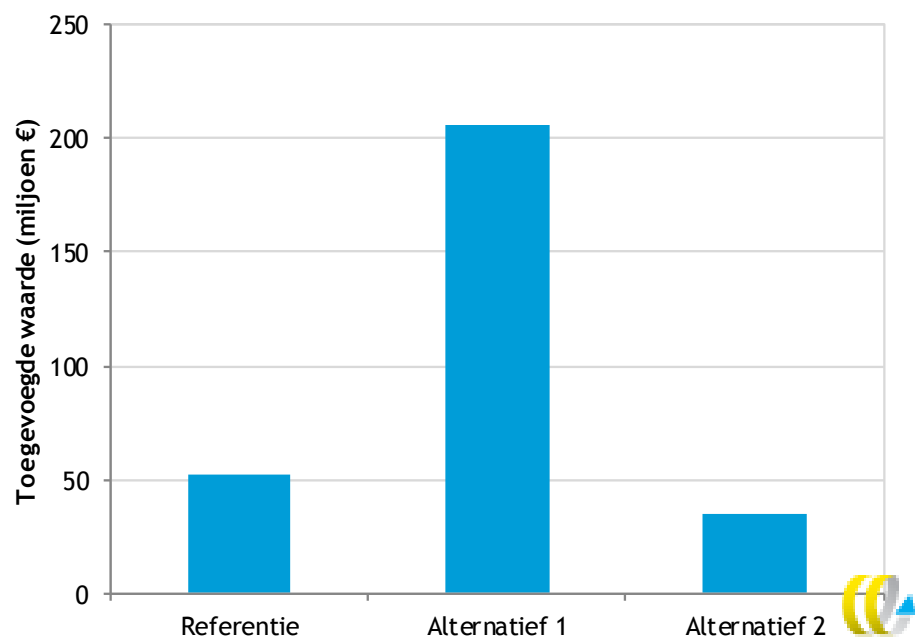
<sup>12</sup> We laten de SDE+ subsidie buiten beschouwing in de berekening van de Toegevoegde Waarde. We laten het beslag op de SDE+ subsidie zien in Paragraaf 3.2.

De berekening van de beloning voor arbeid is gebaseerd op de berekende aantallen fte's en de (bruto) loonkosten van de industrie en de gespecialiseerde bouw (bron: CBS). De berekening van de beloning voor kapitaal is gebaseerd op de benodigde investeringen per MW en ratio's eigen vermogen, vreemd vermogen en bijbehorende rendementseisen uit ECN (2015).

Bij de investeringen is ervan uitgegaan dat in alle gevallen 25 PJ productie in een kolencentrale wordt opgeofferd voor een alternatieve productiebron, zodat het totaal aantal geproduceerde Petajoules in alle projectalternatieven gelijk is. Deze desinvestering met bijbehorend negatief effect op de toegevoegde waarde is voor alle alternatieven gelijk en niet opgenomen in de cijfers. Het uitgangspunt maakt het mogelijk om de toegevoegde waarde uit te rekenen op basis van een vergelijkbare systematiek waarbij gebruik is gemaakt van de SDE+ reksheets (ECN, 2015).

In Figuur 10 staat de toegevoegde waarde weergegeven per projectalternatief. We zien dat Alternatief 1, de grootste toegevoegde waarde heeft. De economische toegevoegde waarde voor de economie is vier maal zo groot als de meestook van biomassa.

**Figuur 10** De bijdrage aan de Nederlandse economie (toegevoegde waarde) van de projectalternatieven (miljoen €)



In Tabel 7 splitsen we de toegevoegde waarde uit, in de vorm van een overzicht van de toegevoegde waarde per hoeveelheid geleverde energie. Dit is per techniek en per alternatief (in de gemiddelden) weergegeven.

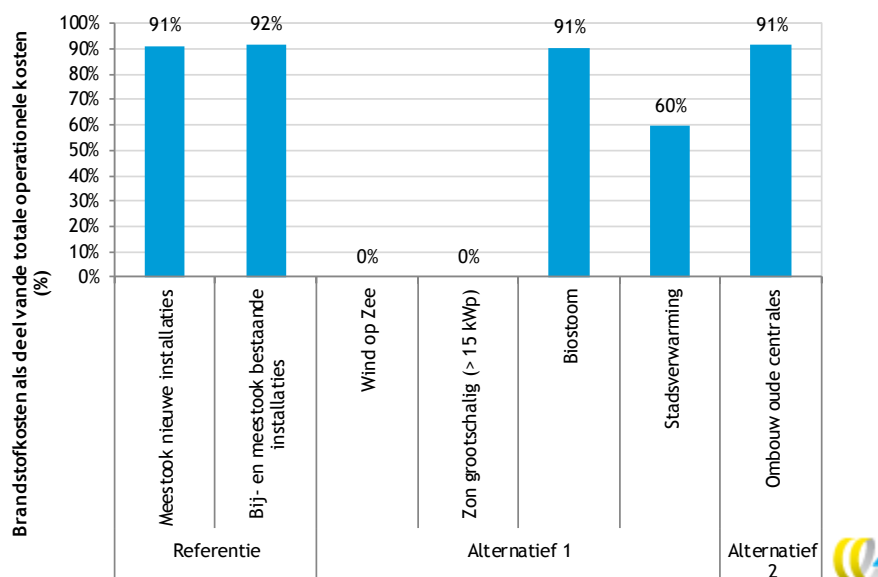
Tabel 8 Toegevoegde waarde (TW) per geleverde hoeveelheid energie

		TW/PJ (miljoen €)
Referentie	Meestook nieuwe installaties	2,4
	Bij- en meestook bestaande installaties	0,9
	<b>Gemiddeld (gewogen)</b>	<b>2,1</b>
Alternatief 1	Wind op Zee	13,8
	Zon grootschalig (> 15 kWp)	11,5
	Biostoom	1,2
	Stadsverwarming	3,8
	<b>Gemiddeld (gewogen)</b>	<b>8,3</b>
Alternatief 2	Ombouw oude centrales	1,4

\* Het gemiddelde (gewogen) van de toegevoegde waarde is een gewogen gemiddelde van de afzonderlijke technieken, waar de gewichten de hoeveelheid geleverde energie (PJ) zijn.

Per geleverde hoeveelheid energie (PJ) levert Alternatief 1 een hogere toegevoegde waarde dan het referentie-alternatief. De lagere toegevoegde waarde van mee- en bijstook van biomassa ontstaat doordat er biomassa moet worden ingekocht om het energieopwekkingsproces draaiende te houden. De middelen voor de inkoop van biomassa uit bijvoorbeeld Noord-Amerika leveren geen bijdrage aan de Nederlandse economie. Dit geldt ook voor Alternatief 2 waarin oude centrales worden omgebouwd voor biomassabijstook. Figuur 11 geeft de verhouding weer tussen de brandstofkosten en de totale kosten die jaarlijks voor de energieopwekking worden gemaakt.

Figuur 11 Brandstofkosten als deel van de totale operationele kosten



Een andere reden waardoor de toegevoegde waarde van Alternatief 1 groter is, ligt in de relatief grote offshore-positie van Nederland (baggeren, vervoer, plaatsing constructies). De productie van energie op basis van windturbines op zee bieden in Nederland meer toegevoegde waarde door de recente ontwikkelingen in de toeleverende industrie (smart rotorbladen, transformatorhuisjes), kennisinstellingen en havens.



### 3.5 Effecten op de energietransitie

Voor de meestook van biomassa geldt dat de hernieuwbare energieopwekking direct stopt wanneer de subsidieregeling wegvalt. Dit geldt waarschijnlijk ook voor de ombouw van centrales (Alternatief 2) en voor biostoom en biomassa voor stadsverwarming in Alternatief 1. Na de duur van acht jaar zal de meestook in de referentie stoppen. Dit is bijvoorbeeld ook gebeurd toen in 2006 in Nederland de MEP-regeling werd stopgezet.

In Alternatief 1, zullen de windturbines en grootschalige zonne-energiesystemen, ook bij het terugschroeven van de subsidie, blijven draaien. De lage marginale brandstofkosten garanderen voldoende draaiuren door de plaats in de merit order. Daar komt bij dat de technische levensduur van zonne-energie en wind op zee groter is dan de 15 jaar waarin de subsidie wordt uitgekeerd. Als de zonnesystemen en wind op zee in 2020 operationeel zijn, zullen deze systemen waarschijnlijk ook na 2035 hernieuwbare energie opwekken. Bij een technische levensduur van 20 tot 25 jaar, wordt in de periode 2035 tot 2045 nog steeds hernieuwbare energie opgewekt, zonder dat er SDE+ subsidiekosten tegenover staan. Gegeven de ambitieuze lange termijn doelstelling richting 2050 (80-95% reductie) en de hogere kosten die op lange termijn gemaakt moeten worden om dit doel te realiseren, is dit een voordeel ten opzichte van de technieken die gebaseerd zijn op biomassa.

Tabel 9 Impact op energietransitie

	Meestook (referentie)	Alternatief 1	Alternatief 2
Energietransitie	Negatief	Positief	Negatief

### 3.6 CO<sub>2</sub>-impact

De impact op de CO<sub>2</sub>-emissie en luchtkwaliteit verschilt per alternatief. Voor alle opties geldt echter dat de CO<sub>2</sub>-uitstoot binnen het EU ETS plaatsvindt.<sup>13</sup>

Omdat in beide alternatieven geen meestook in de bestaande en nieuwe kolencentrales zal plaatsvinden, verwachten wij dat de inzet van kolen in deze centrales zal toenemen. Er is namelijk verondersteld dat de drie nieuwe kolencentrales en de twee jaren '90 centrales open blijven in alle drie scenario's. Doordat de meestook in de alternatieve scenario's niet plaatsvindt en wordt vervangen door kolengebruik, stijgt de CO<sub>2</sub>-uitstoot op Nederlands grondgebied in beide alternatieven met 5,5 Mton ten opzichte van bijstook.

Hier staat CO<sub>2</sub>-reductie en reductie van overige broeikasgassen tegenover door de inzet van de hernieuwbare bronnen. In Alternatief 1 zullen, door wind-energie op zee en zonne-energie, fossiele energiecentrales (met name gas) uit de merit order gedrukt, waardoor de CO<sub>2</sub>-uitstoot uit deze centrales afneemt. Bij een gemiddelde emissiefactor van het Nederlandse fossiele park elektriciteitspark van 0,5 kg/kWh<sup>14</sup>, bedraagt de reductie door zonne-energie en wind op zee zo'n 1,7 Mton. Door de opties in de warmtemarkt worden gasgestookte ketels vervangen. Ook dit heeft CO<sub>2</sub>-reductie en reductie van

<sup>13</sup> De elektriciteitssector valt binnen EU ETS. Dit geldt ook voor de opties in Alternatief 2 voor de warmtemarkt, omdat de typische installatiegrootte voor SDE+ subsidies groter is dan de drempelwaarde voor EU ETS (nominale thermisch ingangsvermogen van 20 MW).

<sup>14</sup> De waarde van het referentiepark voor het jaar 2010 is 0,57 kg/kWh (Agentschap NL, et al., 2012). Wij schatten dat de waarde in het jaar 2020 0,5 kg/kWh bedraagt.



overige emissies tot gevolg. De CO<sub>2</sub>-uitstoot door gasbesparing in de warmtemarkt bedraagt zo'n 0,8 Mton. In totaal wordt in Alternatief 1 daarmee zo'n 2,5 Mton bespaard. Per saldo bedraagt de extra CO<sub>2</sub>-uitstoot op Nederlands grondgebied in het eerste alternatief zo'n 3 Mton onder de veronderstelling dat de kolencentrales open blijven.

In het tweede alternatief worden door deelektriciteitsopwekking door de omgebouwde centrales ook andere centrales uit de merit order gedrukt. Ook wordt door afzet op het warmtenet zo'n 8 PJ warmteopwekking door gas uitgespaard. Uitgaande van dezelfde emissiefactor en referentiepark als voor hernieuwbare energie (0,5 kg/kwh), bedraagt de vermeden CO<sub>2</sub>-uitstoot in totaal 3 Mton. Per saldo (inclusief effecten extra koleninzet) bedraagt de extra uitstoot op Nederlands grondgebied in dit alternatief 2,5 Mton.

Tabel 10 CO<sub>2</sub>-impact Nederlands grondgebied per alternatief (Mton)

	Meestook	Alternatief 1 (t.o.v. meestook)	Alternatief 2 (t.o.v. meestook)
CO <sub>2</sub> -impact vermeden kolen	-5,5	0,0	0,0
CO <sub>2</sub> -reductie door vervangende hernieuwbare elektriciteit voor meestook	0	-1,7	-2,5
CO <sub>2</sub> -reductie in de warmtemarkt	0	-0,8	-0,5
<b>Totaal (Nederlands grondgebied)</b>	<b>-5,5</b>	<b>-2,5</b>	<b>-3</b>
Vershil t.o.v. referentie		3	2,5

Er is geen nadere analyse gedaan in deze studie naar de mate waarin deze stijging wordt gecompenseerd binnen EU ETS door (met name) buitenlandse partijen.

### 3.7 Impact op luchtkwaliteit

Ook de impact op luchtkwaliteit zal per alternatief verschillen. In de referentie is er een positieve impact, omdat de inzet van biomassa 'schoner' is dan kolen (CE Delft, 2007).

In het alternatieve scenario 1 zal de extra uitstoot door kolen in de elektriciteitssector gedeeltelijk worden gecompenseerd doordat fossiele centrales in het referentiepark uit de merit order worden gedrukt door wind en zon. In de warmtemarkt verslechtert de luchtkwaliteit echter, omdat de luchtverontreiniging door biomassa groter is dan de inzet van de gasgestookte eenheden die worden vervangen.

Het tweede alternatieve scenario heeft een negatieve impact. Naast de aanzuigende werking op de inzet van kolen (doordat er niet wordt bijgestookt in de nieuwe en jaren '90 centrales), is de extra uitstoot van luchtverontreinigende stoffen door biomassa in de omgebouwde centrale groter dan de uitstoot van het gemiddelde fossiele referentiepark (grotendeels gasgestookte eenheden). Ook in de warmtemarkt levert de inzet van biomassa per saldo een verslechtering op.

Tabel 11 Impact op luchtkwaliteit

	Meestook(referentie)	Alternatief 1	Alternatief 2
Luchtkwaliteit	Verbetering	Elektriciteitsmarkt: verbetering (maar minder dan referentie) Warmtemarkt: verslechtering	Verslechtering

### 3.8 Onbalans

Biomassa gebruiken voor elektriciteitsproductie levert een bron op die regelbaar is. Het pakket in Alternatief 1 bestaat met zon en wind op zee uit meer fluctuerende energiebronnen. Met deze toename van variabiliteit hangen verschillende kosten samen, namelijk:

1. Hogere kosten per kWh voor conventionele centrales doordat deze minder uren maken per jaar.
2. Extra kosten voor balanceringsvermogen (capaciteit die noodzakelijk is om continu de balans tussen vraag en aanbod in stand te houden).
3. Kosten samenhangend met profieffecten (lagere opbrengsten door productie op momenten met weinig vraag).

De kosten voor inpassing van wind en zon zullen stijgen, naarmate het aandeel van windenergie toeneemt (onbalanskosten, opslag van energie, etc.). De impact op onbalanskosten is daarom negatief in Alternatief 1, terwijl in de Referentie en Alternatief 2 de impact beperkt is.

Tabel 12 Impact op onbalans

	Meestook (referentie)	Alternatief 1	Alternatief 2
Onbalans	Neutraal (beperkte impact)	Negatief	Neutraal (beperkte impact)

### 3.9 Effecten op de elektriciteitsprijs

In het alternatieve Pakket 1 wordt de helft van de 25 PJ gerealiseerd door wind op zee en zonnepanelen. Deze vormen van hernieuwbare energie hebben lage marginale kosten van productie, omdat er geen kosten voor brandstof betaald hoeven te worden. Vanwege de lage marginale kosten drukken deze technieken de conventionele productie met hoge marginale kosten uit de markt en zorgen voor een daling van de elektriciteitsprijs op momenten dat het hard waait of dat er veel zonne-energie beschikbaar is.<sup>15</sup>

De lagere prijs is een voordeel voor (grotendeels Nederlandse) consumenten (en dus ook industriële afnemers), maar gaat ten koste van de opbrengsten voor elektriciteitsproducenten. Omdat een groot aandeel van de elektriciteitsproductie in Nederland door buitenlandse producenten wordt gerealiseerd, is de daling van de prijs waarschijnlijk per saldo gunstig voor de Nederlandse welvaart. De impact op de elektriciteitsprijs van Alternatief 2 is naar verwachting beperkt, omdat ook de omgebouwde Amer 8-centrale relatief hoge marginale kosten van productie heeft.

<sup>15</sup> Daarnaast daalt de prijs voor consumenten door een lagere SDE+ opslag (zie Paragraaf 3.2).





Tabel 13 Effecten op de elektriciteitsprijs

	Meestook (referentie)	Alternatief 1	Alternatief 2
Electriciteitsprijs	Beperkte impact	Daalt	Beperkte impact



# 4 Conclusie

Doel van dit onderzoek was om te onderzoeken of er alternatieven zijn voor de meestook van biomassa en wat de subsidiekosten en overige effecten zijn voor Nederland.

Wij concluderen dat er alternatieven mogelijk zijn voor de meestook van biomassa (alternatieven die nog niet zijn afgesproken in het Energieakkoord). Zo kan de geplande tenderregeling voor wind op zee voor het jaar 2017 met drie maanden naar voren worden geschoven (in combinatie met strengere eisen aan de opleveringstermijn), is er ruimte voor grootschalige zon-PV en kan sterker worden ingezet op biostoom bij bedrijven en inzet van biomassa voor stadsverwarming. Een ander alternatief is de ombouw van de Amer 8-kolencentrale tot een biomassacentrale. Ook met dit alternatief kan additioneel 25 PJ worden gerealiseerd.

In Tabel 14 presenteren we een overzicht van de verschillende effecten.

Tabel 14 Overzicht effecten<sup>16</sup>

	Meestook	Wind op zee, zon, biostoom en biomassa voor stadsverwarming (Alternatief 1)	Ombouw kolencentrale (Alternatief 2)
SDE+ (€ mln )	490	300 / 370 <sup>17</sup>	600
SDE+ beslag over 8 jaar bij gelijk-blijvende marktprijzen (€ miljard)	3,9	2,5 / 3,0	4,8
Impact op SDE+ opslag voor huishoudens (€/jaar)	46	28 / 34	56
Aantal eenmalige voltijdsbanen (tijdens investering)	3.000	10.000	2.000
Aantal structurele voltijdsbanen (onderhoud)	500	650	250
Bijdrage aan Nederlandse economie (toegevoegde waarde), miljoen €	50	200	35
Effecten op de energietransitie	Negatief	Positief	Negatief
CO <sub>2</sub> -impact Nederlands grondgebied (Mton/jaar)	-5,5	-2,5	-3
Impact op luchtkwaliteit	Minder uitstoot (fijnstof, SO <sub>2</sub> , etc.)	Minder uitstoot elektriciteitsmarkt Meer uitstoot warmtemarkt	Meer uitstoot elektriciteitsmarkt en warmtemarkt
Onbalans	Weinig effect	Meer onbalans	Weinig effect
Effecten op de elektriciteitsprijs	Weinig effect	Verlagend	Weinig effect

<sup>16</sup> Vanwege onzekerheidsmarges zijn de waarden in deze overzichtstabel afgerond. Hierdoor treden lichte afwijkingen op ten opzichte van de waarden in Hoofdstuk 3.

<sup>17</sup> Omdat getwist kan worden of de netkosten moeten worden meegenomen in de vergelijking hebben we beide berekeningen weergegeven. De eerste zonder netkosten en de ander met netkosten (2,3 ct/kWh).



Het overzicht laat zien dat Alternatief 1 op vrijwel alle indicatoren het meest gunstig scoort. De SDE+ kosten zijn het laagste voor Alternatief 1, terwijl de toegevoegde waarde vier keer zo hoog is. Ook levert het pakket meer dan driemaal zoveel eenmalige banen op. Daarnaast is het pakket gunstig voor de energietransitie en verlaging van de elektriciteitsprijs.

In Alternatief 1 is er ook een reductie van de CO<sub>2</sub>-uitstoot op Nederlands grondgebied met 2,5 Mton. Daarnaast wordt in de elektriciteitsmarkt de luchtkwaliteit verbeterd door meer wind op zee en zon. In de warmtemarkt vindt echter een verslechtering plaats, omdat warmte door (voornamelijk gas) wordt vervangen door inzet van biomassa met meer uitstoot van overige emissies. Alternatief 1 scoort echter relatief minder gunstig dan meestook van biomassa, omdat relatief meer kolen wordt ingezet in dit scenario. Verondersteld is namelijk dat de laatste vijf kolencentrales open blijven. Ook op het gebied van onbalans scoort Alternatief 1 minder gunstig dan meestook.

Het tweede alternatief, de ombouw van een oude jaren '80 kolencentrale tot biomassacentrale scoort op de meeste aspecten minder gunstig dan meestook. Dit alternatief vergt meer SDE+ subsidies, levert minder toegevoegde waarde en minder werkgelegenheid.



# 5 Bibliografie

Agentschap NL, et al., 2012. *Berekening van de CO2-emissies, het primair fossiel energiegebruik en het rendement van elektriciteit in Nederland*, sl: Agentschap NL ; CBS ; ECN : PBL.

Algemene Rekenkamer, 2015. *Beantwoording Kamervragen Vaste Kamercommissie EZ. Algemene Rekenkamer, team SDE+, 12 mei* , Den Haag: Algemene Rekenkamer.

CE Delft, 2007. *Nieuwe elektriciteitscentrale in Nederland : de vergeten kosten in beeld*, Delft: CE Delft.

ECN; PBL; CBS; RVO, 2015. *Nationale Energieverkenning*, Petten: ECN.

ECN, 2013. *16 procent hernieuwbare energie in 2020 - Wanneer aanbesteden?*, Petten: ECN.

ECN, 2015. *Eindadvies basisbedragen SDE+ 2016* , Petten: ECN.

Ecofys, 2014. *TKI Wind op zee : Economische impact van het Nederlandse cluster Wind op Zee*, sl: Ecofys .

Ministerie van EZ, 2014. *Structuurvisie Windenergie op Zee (SV WoZ)*, Den Haag: Ministerie van Economische Zaken (EZ).

Ministerie van EZ, 2015. *Kamerbrief SDE+ wind op zee 19 mei*, Den Haag: Ministerie van Economische Zaken (EZ).

SEO, 2014. *Windmolens en Welvaart : De maatschappelijke kosten en baten van windenergie op de Noordzee*, Amsterdam: SEO economische onderzoek.

SER, 2013. *Energieakkoord voor duurzame groei*, Den Haag: Sociaal Economische Raad (SER).



# Bijlage A Berekening kosten wind op zee

## Tenderbedragen

Voor windenergie op zee gaan we uit van de verwachte kosten zoals deze zijn aangegeven in de Kamerbrief van 19 mei 2015. In deze Kamerbrief zijn de volgende maximale tenderbedragen opgenomen voor de kavels in de periode 2015-2019.

Tabel 15 Maximale tenderbedragen (cent / kWh)

Jaar	Gebied	Maximaal tenderbedrag (cent/kWh)
2015	Borssele	12,4
2016	Borssele	12,0
2017	Zuid-Holland	10,8
2018	Zuid-Holland	10,3
2019	Noord-Holland	10,0

Het maximale tenderbedrag gaat uit van een kostenberekening door ECN (2015) voor het basisjaar 2015, gecorrigeerd met een jaarlijkse reductie van 0,425 eurocent/kWh door leercurve-effecten (conform het Energie-akkoord). De maximale SDE+ subsidiekosten van het park in Zuid-Holland in 2017 zou daarmee 10,75 eurocent per kWh bedragen.

### Borssele juli 2016

De recente tender voor Borssele 1+2 heeft een veel lager bedrag opgeleverd van gemiddeld 7,27 €ct per kWh. In deze update is met dat bedrag gerekend als maximaal tenderbedrag voor een extra windpark (Kamerbrief 5 juli 2016).

### IJmuiden Ver

Voor een park in IJmuiden Ver bedraagt het maximale tenderbedrag 10 eurocent per kWh. De kosten voor SDE+ subsidie bedragen daarmee maximaal 10 eurocent per kWh.

Voor de kostenraming van netaansluiting hebben we drie bronnen gebruikt: ECN (2015); de webversie van het FLOW-model (TKI-wind op zee) en Crown Estate (2012).

ECN (2015) raamt meerkosten van 3,3 eurocent per kWh voor netaansluiting in 2015. Uitgaande van een jaarlijkse kostenbesparing van 0,075 eurocent per kWh<sup>18</sup> (Kamerbrief, 2015), bedragen de totale meerkosten voor netaansluiting op zee in 2019 zo'n 3 eurocent per kWh.

De webversie van het TKI-kostenmodel wind op zee geeft ook een raming van de aansluitkosten van een windpark op zee in IJmuiden Ver. Op basis van kostengegevens voor het jaar 2010, zijn de netaansluitkosten geraamd op 2,6 tot 2,8 eurocent per kWh. Alhoewel het TKI-model een iets andere rekenmethodiek hanteert dan het ECN-model<sup>19</sup>, lijkt het er op dat TKI uitgaat

<sup>18</sup> In de Kamerbrief 2015 is aangegeven dat TenneT 15% van de kostenreductie van 0,5 eurocent per kWh voor haar rekening neemt.

<sup>19</sup> Voor een beschrijving van de verschillen, zie [www.tki-windopzee.nl/page/slug-isanpf](http://www.tki-windopzee.nl/page/slug-isanpf)



van lagere investeringskosten voor netaansluiting in IJmuiden Ver dan ECN (2015).

In Crown Estate (2012) zijn de investeringskosten voor de aansluiting van een 500 MW windpark op zee, bottom-up gepresenteerd voor een fictief park dat 50 km uit de kust ligt.<sup>20</sup> De kosten bedragen zo'n € 260 mln. Op basis van deze gegevens hebben we de kosten geraamd voor een 700 MW park in IJmuiden Ver. Bij onze berekening hebben we verondersteld dat de kosten voor de aansluiting van een 700 MW park lineair toenemen met het vermogen. Ook is gecorrigeerd voor de verdere ligging van IJmuiden Ver (zo'n 85 km uit de kust) op basis van de kabelkosten per km die in Crown Estate (2012) zijn gehanteerd.<sup>21</sup>

Figuur 12 Investeringskosten aansluiting IJmuiden Ver op landelijk netwerk (€ mln)\*

	Investeringskosten 500 MW en 50 km (€ mln)	Investeringskosten 700 MW en 85 km (€ mln)
Offshore platform	46	65
Offshore transformer	12	17
Offshore schakelapparatuur	10	14
Reactor	6	8
Bekabeling	124	295**
Substation op land	46	65
Ontwikkelingskosten	20	28
<b>Totaal</b>	<b>260</b>	<b>490</b>

\* Gebaseerd op wisselkoers 2011, £ 1 = € 0,87. Bron: Eurostat.

\*\* Kosten per km kabel zijn omgerekend voor een 700 MW park € 3,5 mln per km (heen en terug). Afstand tot aansluitpunt bedraagt naar schatting 85 km.

De tabel laat zien dat de investeringskosten zijn geraamd op zo'n € 490 mln voor een park van 700 MW. Het grootste deel van de kosten komt voor rekening van de bekabeling.

<sup>20</sup> Crown Estate 2012. Potential for offshore transmission cost reductions. A report to The Crown Estate 13th February 2012. Gebaseerd op kostendata uit het jaar 2011.

<sup>21</sup> In onze analyse zijn we uitgegaan van de kosten van een zogenaamd AC netwerk. Dit is een netwerk dat alleen geschikt is voor aansluitingen op relatief korte afstand, omdat de netverliezen relatief groot zijn. Voor aansluitingen op langere afstand zijn zogenaamde DC-netwerken noodzakelijk, die duurder zijn maar minder netverliezen kennen. TenneT geeft aan dat voor IJmuiden Ver een AC netwerk nog net rendabel is, omdat het kantelpunt ligt tussen de 80 en 100 km ligging uit de kust (Bron: telefonisch interview dhr Van der Hage, 18-2-2016). In deze analyse zijn we daarom, conform ECN (2015), uitgegaan van de kosten van een AC-netwerk.



Deze investeringskosten zijn ongeveer 20% lager dan de meerkosten die kunnen worden afgeleid op basis ECN (2015), namelijk € 630 mln voor een park van 700 MW.<sup>22</sup> De kostenraming is voorgelegd aan ECN, die aangeven dat de raming binnen een realistisch range ligt. Netaansluitingskosten blijken over de jaren relatief volatiel en zijn sterk afhankelijk van materiaalprijzen.<sup>23</sup>

Uitgaande van investeringskosten van € 490 mln per jaar, bedragen de kosten voor netinvesteringen zo'n 2,6 eurocent per jaar. Deze raming komt overeen met de kosten voor netwerk aan zee in het TKI Flow-model voor het jaar 2010 (2,6 tot 2,8 eurocent per kWh).

De kosten geven het maximale bedrag weer, aangezien de data van het TKI- model en Crown Estate (2012) zijn gebaseerd op het jaar 2010 en 2011. In Crown Estate (2012) wordt een reductie geschat van 10% in het jaar 2020 ten opzichte van de door hen gepresenteerde data. In de Kamerbrief wordt uitgegaan van een kostenreductie van 0,3 eurocent tussen 2015 en 2019.<sup>24</sup>

### **Kosten IJmuiden Ver totaal (tenderbedrag en netaansluiting)**

Als we uitgaan van een kostenreductie van 0,3 eurocent tussen 2011 en 2019, bedragen de totale kosten voor een netaansluiting op zee, uitgaande van TKI en berekening op basis van Crown Estate (2012), ongeveer 2,3 eurocent per kWh. De maximale kosten voor een windpark, inclusief netaansluiting, komen daarmee op 9,6 eurocent (7,27 eurocent tenderbedrag plus 2,3 eurocent netaansluiting). Dit bedrag is lager dan de geraamde kosten voor een windpark in Zuid-Holland Zuid in Hoofdstuk 3.2 (10,75 eurocent tenderbedrag plus 1,55 eurocent<sup>25</sup> netaansluiting). Dit betekent dat de kosten van Alternatief 1, als wordt uitgegaan van de kosten van een extra park in IJmuiden Ver, ook inclusief netaansluiting zo'n € 120 mln per jaar goedkoper zijn dan meestook van biomassa. Over een periode van 8 jaar is het totale alternatieve pakket dan 1 miljard euro goedkoper dan meestook van biomassa.

---

<sup>22</sup> De rapportage laat namelijk zien dat de investeringskosten inclusief aansluiting op land € 2,8 mln/MW bedragen en inclusief een aansluiting op land € 3,7 mln/MW. Omgerekend bedragen de investeringen voor een park van 700 MW € 630 mln in IJmuiden Ver. De O&M kosten zijn relatief beperkt. DNV GL (2014) gaat uit van 1% van de LCOE van een windpark op zee inclusief bekabeling. In ECN (2015) zijn de operationele kosten van varianten inclusief aansluiting op zee zelfs lager dan de variant exclusief aansluiting op land. Dit heeft er mee te maken dat het aantal vollasturen van de variant inclusief aansluiting op zee lager is (4200 versus 4400). De SDE-subsidie wordt namelijk uitbetaald over de stroom die op het net wordt afgezet. Dat is met eigen netaansluiting op het land (IJmuiden), en zonder netaansluiting is dat bij het offshore station van TenneT op de Noordzee.

<sup>23</sup> Email de heer Lensink, 23-2-2015.

<sup>24</sup> Uitgangspunt in de Kamerbrief is dat TenneT 15% van de jaarlijkse kostenreductie van 0,5 eurocent per kWh voor zijn rekening neemt.

<sup>25</sup> In Hoofdstuk 3,2 van de rapportage is gerekend met kosten voor netaansluiting van 1,7 eurocent per kWh in 2017. Dit bedrag is gebaseerd op de raming van 2015. Uitgaande van een jaarlijkse kostenreductie van 0,075 eurocent zijn de kosten voor aansluiting in Zuid-Holland Zuid echter 1,55 eurocent in plaats van de gerapporteerde 1,7 eurocent per kWh in Hoofdstuk 3.2. De totale kosten bedragen hiermee 12,3 eurocent voor Zuid-Hollandse kust Zuid. Met deze correctie zouden de kosten van Alternatief 1 (inclusief aansluiting op land) beperkt (€ 4 mln lager) uitvallen dan is gerapporteerd in Hoofdstuk 3,2. Omdat de resultaten zijn afgerond op tientallen in Hoofdstuk 3.2, heeft deze correctie echter geen invloed op de gerapporteerde resultaten.



## Bijlage B Uitgangspunten berekening SDE+ ombouw Amer 8-centrale

In de SDE+ regeling wordt uitgegaan van de volgende economische kentallen voor meestoken van biomassa (zie Eindadvies basisbedragen SDE+ 2016):

- investeringskosten: € 450/kWe geconverteerd vermogen (niet gecorrigeerd voor eventuele daling van het netto elektrische rendement);
- vaste operationele kosten: € 30/kWe (niet gecorrigeerd voor eventuele daling van het netto elektrische rendement);
- variabele operationele kosten: 0,3 €ct/kWe.

Vergelijking van de in de SDE+ aangehouden investeringskosten en rendementsdaling met enkele praktijkcijfers illustreert de representativiteit van de in de SDE+ aangehouden parameters (zie Tabel 16).

Tabel 16 Vergelijking investeringskosten en rendement

Centrale	Netto vermogen, MWe	Ombouw-kosten, M€	Specifieke investering, €/kWe	Rendement voor ombouw	Rendement na ombouw	Verhouding rendement voor en na	Opmerking
Drax	1.980	863	436	40%			
Avedore I	250	100	400	41%			Inclusief levensduurverlening
Studstrup	350	174	498	38%			
Tilbury	1.060	555	523	37%	35,30%	95,4%	Eigenlijk afname vermogen tot 750 MWe, maar er worden ook geen nieuwe molens bijgeplaatst
Som en gemiddelde	3.640	1.692	465				
SDE+ 2016			450	41%	39%	95,1%	

Voor het berekenen van de onrendabele top voor deze situatie is uitgegaan van de volgende gegevens:

- een jaargemiddeld netto elektrisch rendement van 36% en een jaargemiddeld thermisch rendement van 10%;
- een investering voor 385 MWe aan geïnstalleerd vermogen, maximale elektriciteitsproductie;
- specifieke investeringen van € 450/kWe, maximale elektriciteitsproductie;
- vaste operationele kosten van € 45/kWe, maximale elektriciteitsproductie;
- variabele operationele kosten van 0,3 eurocent per kWe;
- de operationele kosten zijn iets hoger geschat als voor nieuwe kolencentrales of kolencentrales uit de jaren '90 vanwege de ouderdom van de Amer 8.

