

16% Hernieuwbare energie in 2020 - Wanneer aanbesteden?

M. Hekkenberg
S.M. Lensink

Januari 2013
ECN-E--13-006



Verantwoording

Dit rapport is geschreven in opdracht van Stichting Natuur en Milieu en de vereniging Energie-Nederland. Het project staat geregistreerd bij ECN onder nummer 6.00661. Contactpersoon bij ECN voor dit project is Michiel Hekkenberg (hekkenberg@ecn.nl). Ten behoeve van informatieverzameling voor dit project is dankbaar gebruik gemaakt van gesprekken met ECN-experts en vertegenwoordigers van de volgende organisaties: Essent, E.On, NWEA, FLOW en NBKL. De inhoud van dit rapport weerspiegelt echter niet noodzakelijkerwijs de visie van genoemde organisaties; de verantwoordelijkheid van het geschrevene ligt volledig bij de auteurs.

Hoewel de informatie in dit rapport afkomstig is van betrouwbare bronnen en de nodige zorgvuldigheid is betracht bij de totstandkoming daarvan kan ECN geen aansprakelijkheid aanvaarden jegens de gebruiker voor fouten, onnauwkeurigheden en/of omissies, ongeacht de oorzaak daarvan, en voor schade als gevolg daarvan. Gebruik van de informatie in het rapport en beslissingen van de gebruiker gebaseerd daarop zijn voor rekening en risico van de gebruiker. In geen enkel geval zijn ECN, zijn bestuurders, directeuren en/of medewerkers aansprakelijk ten aanzien van indirecte, immateriële of gevolgschade met inbegrip van gederfde winst of inkomsten en verlies van contracten of orders.

Beleidssamenvatting

Het huidige regeerakkoord stelt een doel van 16% hernieuwbare energie in 2020. Dit doel lijkt begin 2013 binnen bereik te liggen, wanneer een voldoende ondersteunend beleidskader tijdig wordt vastgesteld. Deze studie onderzoekt de doorlooptijd van projecten en het mogelijke ingroeipad van verschillende technologieën die ingezet kunnen worden om het doel te bereiken. De studie werkt stapsgewijs toe naar een antwoord op de kernvraag:

Onderzoeksvraag

Wat is het uiterste moment van aanbesteding door de overheid, of van vaststelling van een bindend wettelijk kader, om de benodigde capaciteit van de belangrijkste hernieuwbare-energietechnologieën in 2020 zeker te stellen, rekening houdend met projectdoorlooptijd en eventuele ingroeibeperkingen.

De studie richt zich met name op de technologieën wind op land, wind op zee, en biomassameestook, omdat de bijdrage van deze technologieën wordt beschouwd als het meest cruciaal¹ voor het behalen van het 16% doel. De studie moet worden geïnterpreteerd als analyse op hoofdlijnen: details van de uitgangspunten en de uitkomsten zijn voor discussie vatbaar en omgeven met onzekerheden.

De studie schetst een indicatief beeld van de productiemix waarmee het doel bereikt kan worden. Hierbij is gebruik gemaakt van bestaande ramingen van de potentiëlen van verschillende hernieuwbare energietechnologieën tot 2020. De bijdrage van de 'cruciale' drie is vervolgens ingeschat via onderling afwegen van de inspanning om dit potentieel te realiseren. De resulterende mix bevat onder andere 5 GW wind op zee, 7 GW wind op land, en gemiddeld 40% meestook van biomassa² in kolencentrales.

Indicatieve productiemix

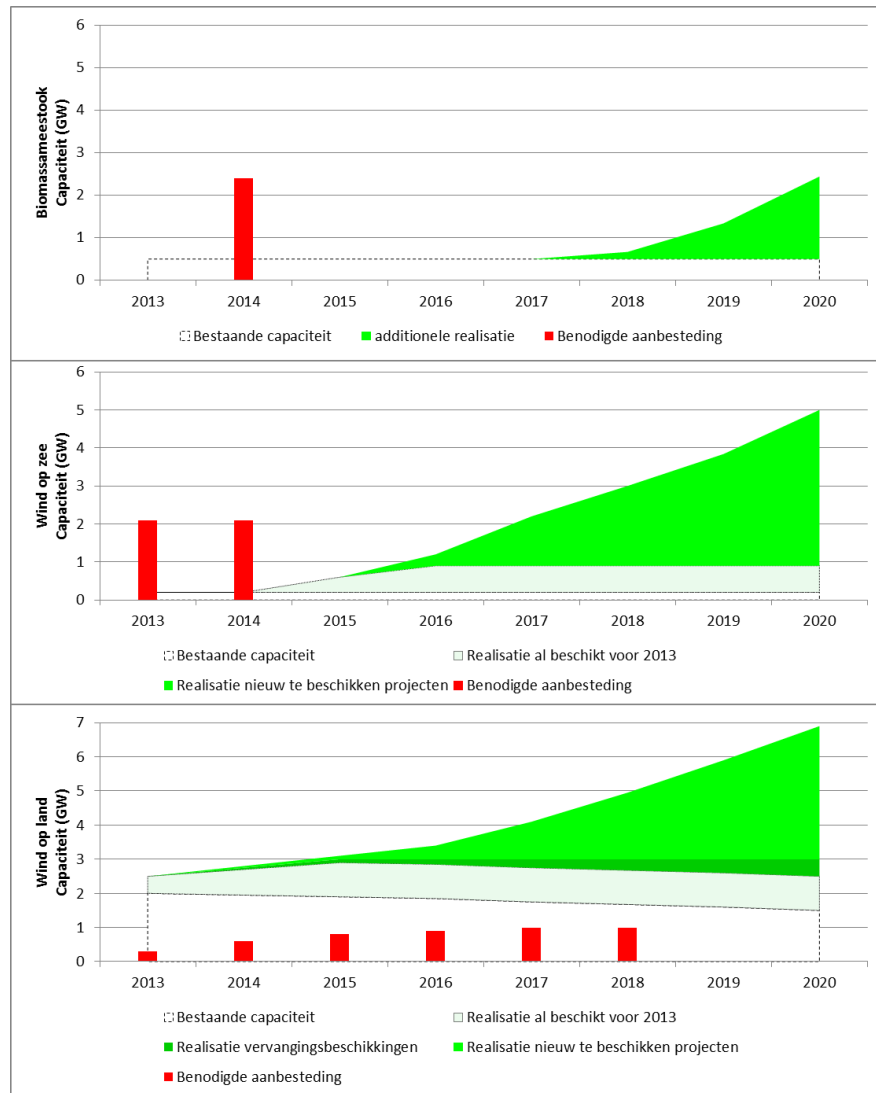
De studie concludeert dat voor een groot deel van de benodigde capaciteit in de huidige regeerperiode verplichtingen moeten worden aangegaan om het doel in zicht te houden (Figuur 1):

Uiterste aanbestedingsmoment

¹ Zowel uit oogpunt van hun relatief grote bijdrage aan het totaal als uit oogpunt van verwachte doorlooptijd en ingroeibeperkingen.

² Onduidelijk is of over voldoende duurzame biomassa kan worden beschikt om een dergelijk meestookpercentage te realiseren.

- Voor wind op zee moet de volledige nog benodigde capaciteit (~4 GW) in 2013 en 2014 door de overheid worden aanbesteed.
- Voor wind op land dient in de periode 2013-2016 ruim de helft (~2.5 GW) van het nog zeker te stellen vermogen door de overheid te worden aanbesteed. Het aan te besteden vermogen kan in deze periode groeien van bijvoorbeeld 300 MW in 2013 tot 900 MW in 2016.
- Voor biomassameestook dient uiterlijk in 2014 een bindend beleidskader te zijn vastgesteld waarmee een bijstookpercentage van gemiddeld 40% in 2020 wordt zekergesteld³.
- Concrete projecten om de tot 2020 benodigde capaciteit wind op land en wind op zee in het elektriciteitsnet in te passen moeten uiterlijk in 2014 worden gestart.

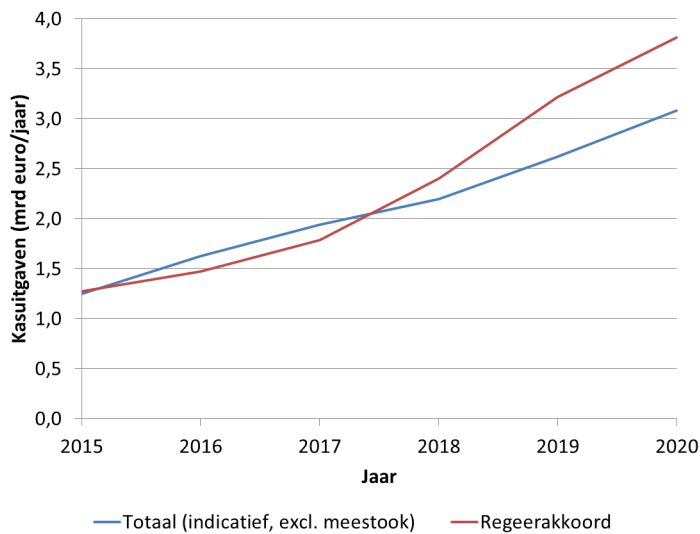


Figuur 1: Moment waarop overheid benodigde capaciteit moet aanbesteden en daarop volgende ingroei van additionele capaciteit voor wind op land, wind op zee en biomassameestook.

³ Over de vormgeving van dit beleidskader bestaat ten tijde van het verschijnen van deze studie (Januari 2013) nog geen duidelijkheid. Dit kader en ermee samenhangende financiële consequenties worden daarom in deze studie open gelaten.

De geschatte benodigde kasuitgaven om het 16% doel te bereiken vertonen op hoofdlijnen gelijkheid met de hiervoor gereserveerde ruimte in het regeerakkoord. Naarmate het aandeel hernieuwbare energie toeneemt zullen ook de kasuitgaven voor productiesubsidie stijgen. Een schatting hiervan wordt gegeven in Figuur 2 en laat zien dat de jaarlijkse uitgaven zullen stijgen tot zo'n € 2 miljard in 2017 en ruim € 3 miljard in 2020. Eventuele ondersteuningskosten voor meestook van biomassa in kolencentrales zijn in deze schatting niet meegenomen.

De totale financieringsverplichting die volgens het beeld in deze studie in deze regeerperiode nog additioneel moet worden aangegaan bedraagt circa € 20-25 miljard (2013-2014) voor de ontwikkeling van de benodigde capaciteit wind op zee en zo'n € 11 miljard (2014-2016) voor de overige technologieën. Deze schattingen zijn exclusief de financiering van netwerkaanpassingen en eventuele ondersteuning van de kosten voor biomassameestook.



Figuur 2: Indicatieve kasuitgaven behorende bij het ingroeipad voor de verschillende technologieën.

Inhoudsopgave

	Beleidssamenvatting	3
1	Inleiding	9
1.1	Leeswijzer	10
2	Definitie lead-time	12
3	Productiesamenstelling 16%	14
4	Doorlooptijd per technologie	20
4.1	Windenergie op land	20
4.2	Windenergie op zee	22
4.3	Meestook van biomassa in kolencentrales	24
4.4	Overige opties	26
5	Uiterste moment van projectstart	30
5.1	Uiterste moment van projectstart voor productie in 2020	30
5.2	Benodigde ingroeiperiode voor 16% in 2020 en consequenties voor projectstart	32
6	Conclusies	36
6.1	Moment van commitment overheid	36
6.2	Financieel kader	38
	Overzicht onzekerheden	41

1

Inleiding

Het kabinet Rutte II heeft een doel gesteld van 16% hernieuwbare energie te realiseren in 2020. In de actualisatie van de referentieraming in 2012 hebben PBL en ECN gerapporteerd dat bij volledige uitvoering van indertijd vastgesteld én voorgenomen beleid in 2020 een percentage van 10,8%⁴ hernieuwbare energie bereikt zou worden. De onzekerheidsmarge rondom deze waarde loopt hierbij van 9 tot 12%. Om in 2020 het doel van 16% te bereiken zal dan ook een forse additionele inspanning verricht moeten worden.

Substantiële ruimte voor productie boven het in de referentieraming beschrevene ligt in de ogen van ECN vooral bij ontwikkeling van extra windprojecten, zowel op land als op zee, extra meestook⁵ van biomassa in kolencentrales en extra zon-PV. De potentiële van overige productietechnologieën worden in het beschreven scenario reeds vrijwel volledig benut.

Stichting Natuur & Milieu (N&M) en Energie-Nederland (E-N) wensen inzicht welke stappen en tempo nodig zijn om de doelstelling van het kabinet van 16% hernieuwbare energie in 2020 te bereiken. Die wens komt voort uit de gedachte dat concrete beleidsstappen op korte termijn moeten beginnen, omdat de aanlooptijd tot het daadwerkelijk produceren van energie bij verschillende technologieën zodanig groot is, dat het anders niet meer mogelijk is om in 2020 de hernieuwbare productiecapaciteit te hebben gerealiseerd die nodig is om de doelstelling te halen.

N&M en E-N hebben behoefte aan een gedegen feitenbasis over de lead-times van de verschillende hernieuwbare energietechnologieën en wat dit betekent aan acties die betrokken partijen moeten zetten. Daarom hebben N&M en E-N aan ECN gevraagd een studie te verrichten die:

- Systematisch op een rij zet met welke projectdoorlooptijd, of *lead time*, gerekend moet worden en welke ingroeiselheidsbeperkingen er zijn bij de belangrijkste hernieuwbare-energietechnologieën.

⁴ Op basis van finaal energiegebruik

⁵ Waar in dit rapport gesproken wordt over meestook van biomassa, ofwel het gelijktijdig verbranden van biomassa en kolen, wordt impliciet ook bijstook van biomassa bedoeld, ofwel het gescheiden verbranden van biomassa en kolen in dezelfde installatie.

- Door middel van backcasting berekent wat deze doorlooptijden en ingroeiselheidsbeperkingen betekenen met betrekking tot uiterste moment van projectstart voor verschillende hernieuwbare opties om in 2020 te voldoen aan het 16%-doel.
- Vervolgens inschat wat het uiterste moment is voor aanbesteding door de overheid, of voor vaststelling van een bindend wettelijk kader, om het benodigde ingroeitraject zeker te stellen.
- Indicatief het verloop van de totale verwachte kasuitgaven van de SDE+ schetst die horen bij het ontwikkelingspad en hoe groot de indicatieve omvang is van de verplichtingen die de overheid onder de SDE+ aan zal moeten gaan in achtereenvolgende jaren.

De kernvraag die de studie middels samenbrengen van bovenstaande informatie beoogt te beantwoorden is:

Wat is het uiterste moment van aanbesteding door de overheid, of van vaststelling van een bindend wettelijk kader, om de benodigde capaciteit van de belangrijkste hernieuwbare-energie technologieën in 2020 zeker te stellen, rekening houdend met projectdoorlooptijd en eventuele ingroeibeperkingen.

Dit rapport heeft als uitgangspunt dat het kabinet het beleidskader dusdanig zal aanpassen dat de 16% bereikt zal worden, hetzij via extra financiële ondersteuning, hetzij via andere ondersteuning of beleidsaanpassing. De studie doet geen uitspraak over de vorm van benodigde beleidskader waarmee de benodigde bijdrage van biomassameestook in kolencentrales wordt verzekerd. Voor de overige beschreven hernieuwbare-energie technologieën gaat de studie ervan uit dat deze zullen worden ondersteund via productiesubsidie, waarbij aangenomen wordt dat ontwikkeling van wind op zee via tenderprocedures zal verlopen. Over eventueel benodigd aanvullend of flankerend beleid doet deze studie geen uitspraken.

1.1 Leeswijzer

Dit rapport is ingedeeld in de volgende stappen.

Eerst wordt in hoofdstuk 2 beschreven wat in dit rapport wordt verstaan onder doorlooptijd en ingroeipad, en welke overwegingen van belang zijn voor een goede interpretatie van de resultaten van deze studie.

Vervolgens wordt een indicatief beeld opgesteld van een productiesamenstelling in 2020 waarmee het 16%-doel kan worden bereikt. Deze indicatieve 16%-mix is beschreven in hoofdstuk 3.

Hoofdstuk 4 beschrijft per technologie de looptijd van verschillende fasen van een project en sommeert deze tot een totale projectdoorlooptijd. Bovendien worden in dit hoofdstuk, per technologie, de eventuele overkoepelende randvoorwaarden

beschreven die invloed kunnen hebben op de tijdsduur om tot de totale benodigde bijdrage van een technologie te komen.

Hoofdstuk 5 brengt de in hoofdstuk 4 beschreven elementen samen en rekt daarmee terug om het beeld te schetsen op welk moment projecten uiterlijk zouden moeten starten om het 16%-doel in 2020 te kunnen bereiken.

Hoofdstuk 6 trekt vervolgens beleidsconclusies omtrent het benodigde moment waarop de overheid de benodigde capaciteit moet aanbesteden of het wettelijk kader vast moet stellen om de ontwikkeling af te dwingen. Daarnaast gaat dit hoofdstuk in op het financiële kader. Het bespreekt o.a. de benodigde kasuitgaven voor productieondersteuning. Ook de met deze kasuitgaven corresponderende omvang van de SDE+-openstellingsrondes, de door de overheid te committeren financiële verplichtingen, worden in hoofdstuk 6 getoond.

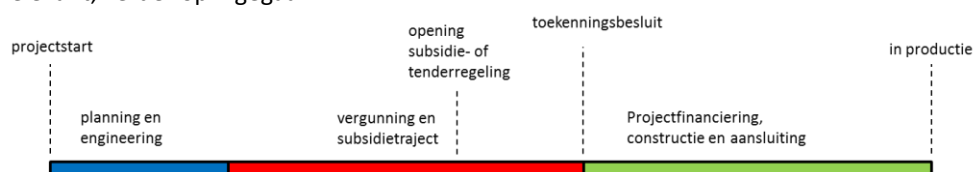
2

Definitie lead-time

In deze studie wordt onder projectdoorlooptijd, ook wel *lead-time* genoemd, verstaan de totale tijdsduur benodigd voor een projectontwikkelaar vanaf de eerste plannen van het project (*projectstart*) tot het moment van daadwerkelijke opwekking en levering van hernieuwbare energie. De doorlooptijd kan grofweg worden onderverdeeld in 3 fasen (Figuur 3):

- Planning en engineering.
- Vergunning- en subsidietraject.
- Projectfinanciering, constructie en aansluiting.

Onderscheid tussen deze fasen is niet altijd even scherp, omdat fasen ook deels gelijktijdig kunnen verlopen. In de beschrijvingen per technologie wordt hier, waar relevant, verder op ingegaan.



Figuur 3: Onderverdeling van projectdoorlooptijd in fasen en indicatie van belangrijke momenten

Voor sommige technologieën is op dit moment het beleidskader waarbinnen de technologie zijn benodigde bijdrage aan de 16%-mix kan realiseren nog niet volledig ontwikkeld. De tijd die nodig is voor het vormgeven van dit beleidskader wordt in deze studie niet als deel van de projectdoorlooptijd beschouwd. Bij het bepalen van het uiterste moment voor projectstart om de 16% te halen wordt er zodoende vanuit gegaan dat het beleidskader dat de benodigde ontwikkelingen ondersteunt, op dat moment is vastgesteld.

Variatie in lead-time op projectniveau

Voor een opgave van de minimale doorlooptijd per technologie om het doel van 16% te bereiken, moet er rekening worden gehouden met de benodigde projecten die daarvoor nodig zijn. In deze studie is deze inschatting gemaakt op basis van de benodigde bijdrage per technologie aan de 16%-mix.

De doorlooptijden van individuele projecten zijn afhankelijk van specifieke omstandigheden. Per project kunnen de omstandigheden verschillen, waardoor het ene project sneller kan worden gerealiseerd dan het andere, ook binnen projecten van dezelfde technologie.

Omstandigheden kunnen de doorlooptijd in alle projectfasen beïnvloeden en kunnen zowel van fysieke als van procesmatige aard zijn. De vergunningsfase kan bijvoorbeeld variëren omdat bij het ene project minder conflicterende belangen spelen dan bij het andere, de financieringsfase kan variëren doordat bepaalde partijen gemakkelijker financiers kunnen aantrekken dan andere, en de uitvoering kan op de ene locatie eenvoudiger zijn dan op een andere.

Daarnaast zijn er ook variaties denkbaar door menselijke of organisatorische factoren; ziekte of functiewisseling van betrokkenen kan bijvoorbeeld de doorloop van een project vertragen, een gedreven en getalenteerde trekker kan een project juist sneller laten gaan.

Hoe meer projecten in ogenschouw worden genomen, hoe meer er dan ook sprake zal zijn van een spreiding in doorlooptijden per technologie, in plaats van één specifieke tijdsduur. Waar de doorlooptijd voor één specifiek project nog optimistisch kan worden ingeschat, is dat bij grotere aantallen projecten niet realistisch.

Daarenboven moet er rekening worden gehouden met het aantal projecten dat zich al ergens in de pijplijn bevindt. Een gedeelte van de doorlooptijd is voor deze projecten dus al achter de rug, waardoor ze op kortere termijn kunnen worden gerealiseerd.

Het beleidskader voor ondersteuning van de ingroei van bepaalde technologiecategorieën en eventueel flankerend beleid kunnen de gemiddelde doorlooptijd voor technologieën verkorten. De spreiding tussen doorloop van individuele projecten is echter slechts beperkt stuurbaar; spreiding in de realisatieduur bij verschillende projecten zal daarom altijd bestaan. In deze studie is bij het vaststellen van het uiterste moment van projectstart uitgegaan van de minimale doorlooptijd van een project. Bij het inschatten van de benodigde openstelling van subsidieregeling of tender in deze studie is echter met deze spreiding rekening gehouden.

Overkoepelende ingroeibeperkingen

Voor verschillende technologieën geldt dat naast de benodigde doorlooptijd op projectbasis ook generieke ingroeibeperkingen gelden. Beperkingen in de capaciteit van technologieproductieketens, installatiebranches, vaar- en voertuigen en logistiek maken dat projecten niet allemaal tegelijk kunnen worden uitgevoerd. De uitrol van projecten dient daarom gespreid in de tijd te geschieden. Deze spreiding betekent dat om de benodigde bijdrage in 2020 te bereiken, de eerste projecten reeds voor 2020 gerealiseerd dienen te worden. Gespreide ingroei biedt bovendien de mogelijkheid te leren, waardoor installatiekosten kunnen dalen, en totale doorlooptijden korter kunnen worden.

3

Productiesamenstelling 16%

Doelstelling 16%

De finale energievraag in 2020 bepaalt hoeveel hernieuwbare energie geproduceerd moet worden om aan de 16%-doelstelling te voldoen. In deze studie wordt uitgegaan van een ontwikkeling van het energiegebruik conform het scenario 'Voorgenomen beleid' uit de meest recente referentieraming⁶ van PBL en ECN. Het finaal energetisch eindverbruik in 2020 bedraagt in dit scenario 2183 PJ. Het 16%-doel wordt derhalve bereikt bij een productie van hernieuwbare energie van 349 PJ (97 TWh) in 2020. Er wordt in deze studie uitgegaan van het behalen van het de 16%-doelstelling op basis van binnenlandse productie. De mogelijkheid om voor het voldoen aan de doelstelling deels gebruik te maken van hernieuwbare energie geproduceerd in het buitenland, bijvoorbeeld via statistische overdrachten, is niet meegenomen.

Algemene methodiek voor samenstelling productiemix

De doelstelling van 16% hernieuwbare energie is in deze studie vertaald in een (indicatief) beeld van de inzet van verschillende hernieuwbare-energie technologieën. Deze zogenoemde 16%-mix is een aanvulling tot 16% van de geprojecteerde mix uit de laatste referentieraming op basis van extrapolatie en een schatting van maximaal bereikbare potentiëlen in 2020. Ten behoeve van informatieverzameling voor deze studie project is dankbaar gebruik gemaakt van gesprekken met ECN-experts en vertegenwoordigers van Essent, E.On, NWEA, FLOW en NBKL. Het 16%-beeld is indicatief: er is in deze studie geen nauwgezette raming verricht van de potentiëlen per technologie in 2020, noch van de optimale mix voor 16% hernieuwbare energie in 2020.

Onze analyse van potentiëlen geeft aan slechts enkele opties substantiële ruimte bieden voor extra productiecapaciteit in 2020. Dit betreft met name wind op zee, wind op land en meestook van biomassa in kolencentrales. Dit zijn bovendien de technologieën met de langste projectdoorlooptijden. De benodigde gezamenlijke bijdrage van deze technologieën bedraagt meer dan de helft van het totale 16% doel. Dit betekent dat deze technologieën in vergelijking met de huidige bijdrage nog fors moeten groeien, zoals ook blijkt uit Figuur 4. Dit maakt dat deze technologieën in deze studie voor het bereiken van het doel als cruciaal zijn aangemerkt. Hoe groot de bijdrage van ieder van deze drie moet zijn kan onderwerp zijn van discussie en wordt in

⁶ Referentieraming energie en emissies, actualisatie 2012 (Verdonk & Wetzels, 2012).

de volgende paragraaf beargumenteerd. Afwijkingen in de bijdrage van overige technologieën, zelfs substantiële, zullen het beeld rond de benodigde bijdrage van deze cruciale technologieën nauwelijks veranderen. Positieve uitschieters, vooral te verwachten bij zon-PV, kunnen hooguit het doel iets gemakkelijker bereikbaar maken.

De totale benodigde bijdrage van de cruciale technologieën is door de auteurs ingeschat, waarbij gepoogd is op basis van kennis en ervaring de ambitieniveaus evenredig uitdagend te maken. Dit is uiteraard een niet volledig objectiveerbaar keuzeproces geweest. Omdat de totale bijdrage van deze drie gelijk moet blijven heeft een substantieel afwijkende bijdrage van de een direct invloed op de benodigde bijdrage van de andere twee. Voor ieder van de technologieën geldt dat de hier gestelde bijdrage als erg ambitieus mag worden beschouwd. Echter, de uitdaging in de opgave ligt bij ieder van deze technologieën op een ander vlak. Voor wind op land ligt de belangrijkste uitdaging op het gebied van het lokale draagvlak, voor biomassameestook ligt die in de financiering van de ombouw, het opzetten van een grootschalige aanvoerketen van duurzame biomassa en de noodzaak tot uitgebreid testen van stapsgewijze opvoering van het meestookpercentage bij de nieuwe centrales, terwijl bij wind op zee de uitdaging vooral ligt bij financiering en de nog beschikbare tijdsduur tot 2020 om projecten te realiseren. Bij de bepaling van de benodigde bijdrage door ieder van deze drie is daarom gezocht naar een punt waarop de benodigde inspanning voor het bereiken van deze bijdrage onderling in balans is.

Overwegingen samenstelling 16%-mix

De referentieraming gaat uit van het bereiken van een aandeel van 10,8% (9-12%) hernieuwbare energie in 2020. Voor de meeste technologieën wordt ingeschat de bovenkant van deze bandbreedte het maximaal haalbare potentieel biedt. Daarom is eerst uitgewerkt hoe de mix eruit zou zien wanneer de bovenkant van deze bandbreedte (12%) zou worden gehaald. Dit is gedaan door de centrale raming voor inzet van de beschikbare technologieën is naar boven op te rekken.

Bovenop de bovenkant van de marge moet nog additionele productie ontwikkeld worden om van 12% naar 16% te komen. Zoals gezegd lijkt substantiële ruimte er op deze termijn vooral nog te zijn bij meestook (meer dan 20%), bij wind op land, bij wind op zee en bij zon-PV. Bestaande investeringen in warmteleveringsinstallaties begrenzen de afzetmogelijkheden voor nieuwe investeringen en vormen daarmee een limiterende factor voor de ingroei van technologieën als geothermie, biomassaverbranding, en gebruik van warmte uit bodem of buitenlucht tot 2020. Voor wat betreft biobrandstoffen wordt er in de 16%-mix vanuit gegaan dat deze evenals in de referentieraming voor 1,6 procentpunt bijdragen aan de doelstelling. In onderstaande sectie *'Invloed van aanpassingen in Europese regelgeving'* wordt hierop wat dieper ingegaan, omdat de EU een voorstel heeft gedaan tot enkele aanpassingen in de richtlijn hernieuwbare energie die dit aandeel mogelijk lager doen uitvallen.

Zon-PV biedt wel nog ruimte voor grotere bijdrage t.o.v. de referentieraming. We volgen in de 16%-mix het doel van de nationaal actieplan zonnestroom, dat zich richt op 4 GW_p geïnstalleerd vermogen. Daardoor zou zon-PV 0,2 procentpunt extra bijdragen bovenop de bovenkant van de bandbreedte uit de referentieraming. Gegeven de ingroeipaden in omringende landen en recente prijsdaling van zonnepanelen is het denkbaar dat tot 2020 zelfs een nog groter vermogen geïnstalleerd zal worden. Door de

relatief geringe bijdrage in PJs zou evenwel een grotere bijdrage het totaalbeeld niet noemenswaardig wijzigen.

In het scenario voorgenomen beleid is ervan uitgegaan dat de structuurvisie wind op land leidt tot 6000 MW opgesteld vermogen. Eerdere studies (NWEA 2011) hebben echter aangegeven dat er in principe ruimte is voor het plaatsen van meer vermogen, tot bijvoorbeeld 8 à 9 GW. Echter, de realisatie van wind op land blijkt in de praktijk regelmatig moeizaam te verlopen, mede door ontbreken van voldoende draagvlak op lokaal niveau. De 16%-mix gaat daarom uit van het plaatsen van 7000 MW wind op land. Dit betekent een extra bijdrage van 0,7 procentpunt aan het doel. Plaatsen van een dergelijk vermogen weerspiegelt weliswaar een zeer ambitieus doel. Dit ambitieniveau wordt door de auteurs echter vergelijkbaar geacht met het in de 16%-mix aangenomen doel voor wind op zee en biomassameestook.

De referentieraming gaat uit van 6300 MW kolenvermogen in 2020 met een gemiddelde vollasttijd van 6400 uur. In de raming wordt ervan uitgegaan dat een tweetal centrales tussen 2015 en 2020 uit productie worden genomen. Verhoging van de totale productie uit kolenvermogen door het vergroten van het aantal vollasturen is, gezien de aangenomen extra productie uit de overige hernieuwbare-energieopties, in de markt niet te verwachten. Met de aangekondigde sluiting van de Buggenumcentrale (250MW) blijft 6 GW kolenvermogen over. Het in deze studie aangenomen operationele productiepark van kolencentrales is weergegeven in Tabel 1. Opschalen van het meestookpercentage tot gemiddeld 40% (referentieraming: gemiddeld 20%) leidt tot een additionele bijdrage van 1,1 procentpunt ten opzichte van de referentieraming. Een gemiddeld meestookpercentage van 40% wordt beschouwd als zeer ambitieus. Details rond de mogelijke opsplitsing van deze bijdrage over de verschillende centrales wordt geschetst bij de beschrijving van de doorlooptijd voor deze technologie. Grootschalige bij- of meestook in gascentrales via vergassing van biomassa acht ECN technisch en bedrijfseconomisch niet reëel binnen de horizon van 2020.

Tabel 1: Productiepark kolencentrales in 2020 aangenomen in deze studie

		MW
Producent	Alle centrales in 2020	6286
	<u>Bestaande centrales</u>	<u>2676</u>
Vattenfall/Nuon	Hemweg-8	630
E.ON Benelux	Maasvlakte-1	520
E.ON Benelux	Maasvlakte-2	520
RWE/Essent	Amer-9	600
EPZ	Borssele-12	406
	<u>Nieuwe centrales</u>	<u>3360</u>
E.ON Benelux	MPP-3 (250 MWe CCS demo)	1020
GDF Suez NL	Maasvlakte	780
RWE/Essent	RWE-Eemshaven-1	780
RWE/Essent	RWE-Eemshaven-2	780
	<u>Uit productie (2016-2019)</u>	<u>1497</u>
Vattenfall/Nuon	Buggenum-7 (WAC)	250

GDF Suez NL-Maasvlakte	Gelderl-13	602
RWE/Essent	Amer-81	645

De resterende 2 procentpunt in de 16%-mix wordt bijgedragen door wind op zee. Voor deze technologie gaat de referentieraming uit van iets meer dan 1000 MW. Met uiteindelijk ongeveer 5 GW wind op zee wordt de 16%-doelstelling gehaald. Deze bijdrage is ongeveer gelijk aan het ingeschatte maximaal haalbare potentieel Wind op Zee in 2020 zoals beschreven ten behoeve van het Nationaal actieplan voor energie uit hernieuwbare bronnen.

De gestelde bijdrage voor zowel wind op land, wind op zee als biomassameestook worden door de auteurs als zeer ambitieus, doch niet onmogelijk bestempeld. Voor een goed begrip van de onderlinge afweging helpt wellicht de volgende illustratie: voor een ongeveer vergelijkbare extra bijdrage (~7 PJ) aan de productie van hernieuwbare energie is 5% meestook, 750MW wind op land, of 500MW wind op zee nodig.

Invloed van aanpassingen in Europese regelgeving

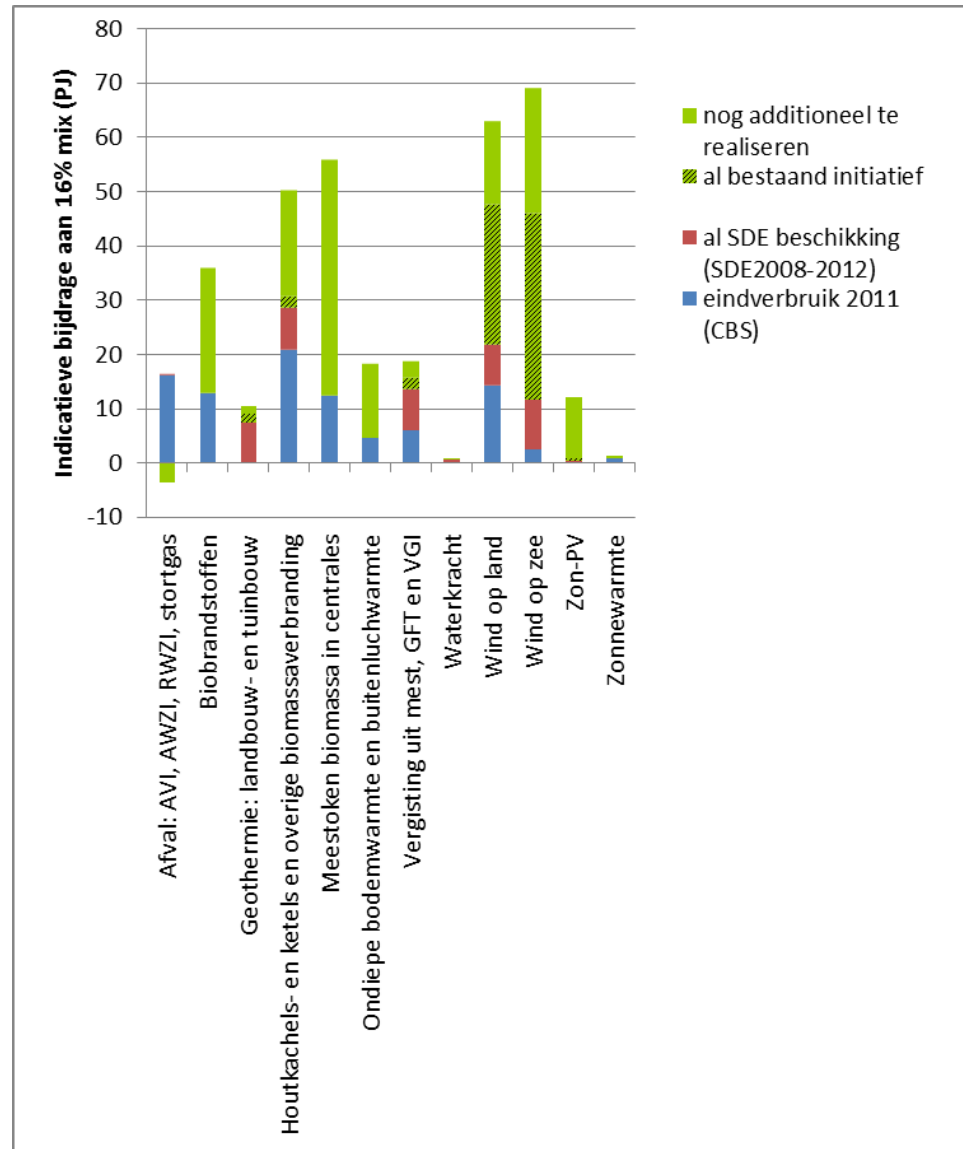
Naast bovenstaande overwegingen is het belangrijk rekenschap te geven van de mogelijke invloed op het geschetste beeld van enkele aanpassingen in de Europese regelgeving sinds het uitbrengen van de referentieraming. Recent is de richtlijn energie efficiëntie aangenomen en is een wijziging in de richtlijn hernieuwbare energie in voorbereiding.

De richtlijn energie efficiëntie kan ertoe leiden dat het finaal energiegebruik in Nederland in 2020 lager uitvalt dan de raming. Een gedetailleerde raming van dit effect is momenteel niet beschikbaar, echter het realiseren van de doelstelling in deze richtlijn zou het finale energiegebruik ten opzichte van het voorgenomen beleidsscenario in de orde van 2,5% kunnen verlagen. Bij een lager finaal gebruik zou ook de benodigde hoeveelheid geproduceerde hernieuwbare energie om aan het 16% doel te voldoen lager uitvallen. Op basis van gegeven inschattingen, zou het 16% doel dan zo'n 9 PJ lager kunnen liggen.

De Europese Commissie heeft een voorstel gepubliceerd tot aanpassing van de richtlijn hernieuwbare energie. Dit heeft betrekking op de berekening van het doel voor hernieuwbare energie in het transport. Enerzijds is het maximaal mee te tellen percentage eerste generatie biobrandstoffen op 5% gesteld. De overige 5% om aan het 10% doel te voldoen moet op andere wijze worden ingevuld, door meertellende brandstoffen of inzet van elektriciteit uit hernieuwbare bronnen. Daarnaast is, naast een categorie van 'dubbeltellende' brandstoffen, een nieuwe categorie van 'vierdubbeltellende' brandstoffen ingesteld. In de referentieraming is een 60/40 verhouding aangenomen voor enkeltellende vs. dubbeltellende biobrandstoffen. De bijdrage van de enkeltellende biobrandstoffen is daarin hoger dan de maximaal meetellende 5%. Wanneer enkeltellende brandstoffen worden verminderd en in plaats hiervan meer dubbel of vierdubbel meetellende biobrandstoffen worden ingezet, betekent dit netto een lagere bijdrage van biobrandstoffen aan het overall hernieuwbare energiedoel (waarin geen dubbeltelling geldt). Wanneer de verminderde bijdrage van enkeltellende biobrandstoffen volledig zou worden opgevangen door vierdubbeltellende, zou dit een verlaagde bijdrage aan het totaal van zo'n 5 PJ ten opzichte van de raming betekenen, die dan door verhoogde bijdrage van andere

technologieën zou moeten worden opgevangen. Doordat het bijmengen van biobrandstoffen ook raakt aan de richtlijn brandstofkwaliteit is het effect van deze wijziging in de richtlijn hernieuwbare energie vooralsnog echter nog onduidelijk.

Figuur 4, Tabel 2 en Tabel 3 geven de resulterende indicatieve mix op verschillende wijze weer.



Figuur 4: Geanticipeerde bijdrage per technologiegroep in de indicatieve 16%-mix in deze studie⁷.

⁷ De ingeschatte bijdrage van 'al bestaande initiatieven' voor wind op land en wind op zee is gebaseerd op verschillende bronnen. Dit betreft projecten die reeds in de pijplijn zitten, of zelfs al over een vergunning beschikken. Voor de overige categorieën betreft dit de projecten die in het verleden SDE(+) hebben aangevraagd maar deze vergoeding niet gehonoreerd hebben gekregen.

Tabel 2: Hernieuwbare energiemix in 2011, geraamde mix in het voorgenomenbeleid-scenario en de verwachte bijdrage aan de 16%-mix in deze studie

	Bijdrage 2011 (CBS) [PJ]	Bijdrage 2011 (CBS) [PJ] als deel van energiegebruik in 2020	Bijdrage aan 10,8% voorgenomen beleid [PJ]	Bijdrage aan 10,8% voorgenomen beleid [%]	Bijdrage aan 16%-mix [PJ]	Bijdrage aan 16%-mix [%]
AVI, AWZI, RWZI, stortgas (afval)	16	0,7%	13	0,6%	13	0,6%
Biobrandstoffen (transport)	13	0,6%	36	1,6%	36	1,6%
Geothermie	0,3	0,0%	7	0,3%	11	0,5%
Houtkachels, -ketels en ov. biomassaverbranding	21	1,0%	45	2,1%	50	2,3%
Meestoken biomassa in kolencentrales	12	0,6%	29	1,3%	56	2,6%
Ondiepe bodemwarmte en buitenluchtwarmte	5	0,2%	18	0,8%	18	0,8%
Vergisting van mest en reststromen van GFT, VGI	6	0,3%	14	0,7%	19	0,9%
Waterkracht	0,4	0,0%	1	0,0%	1	0,0%
Wind op land	14	0,7%	47	2,1%	63	2,9%
Wind op zee	3	0,1%	21	0,9%	69	3,2%
Zon-PV	0,3	0,0%	5	0,2%	12	0,6%
Zonnewarmte	1	0,0%	1	0,1%	1	0,1%
totaal	93	4,2	237	10,8%	349	16%

Tabel 3: Vertaling naar beleidsrelevante grootheid van het 16% doel voor enkele technologieën

	Bijdrage aan 16% mix
Biobrandstoffen (transport)	Gemiddeld 7,5% bijmenging op energiebasis
Meestoken biomassa in kolencentrales	Gemiddeld 40% meestook op energiebasis
Wind op land	7 GW opgesteld vermogen
Wind op zee	5 GW opgesteld vermogen
Zon-PV	4 GWp opgesteld vermogen

4

Doorlooptijd per technologie

Op basis van een eerste inschatting worden bij een drietal technologieën de grootste opgave verwacht met betrekking tot het tijdig realiseren van de benodigde bijdrage aan de 16%-mix. Het betreft:

- Wind op land.
- Wind op zee.
- Biomassameestook.

Deze studie richt zich daarom met name op de specificatie van de doorlooptijd van deze technologieën. De overige technologieën worden beknopt weergegeven.

4.1 Windenergie op land

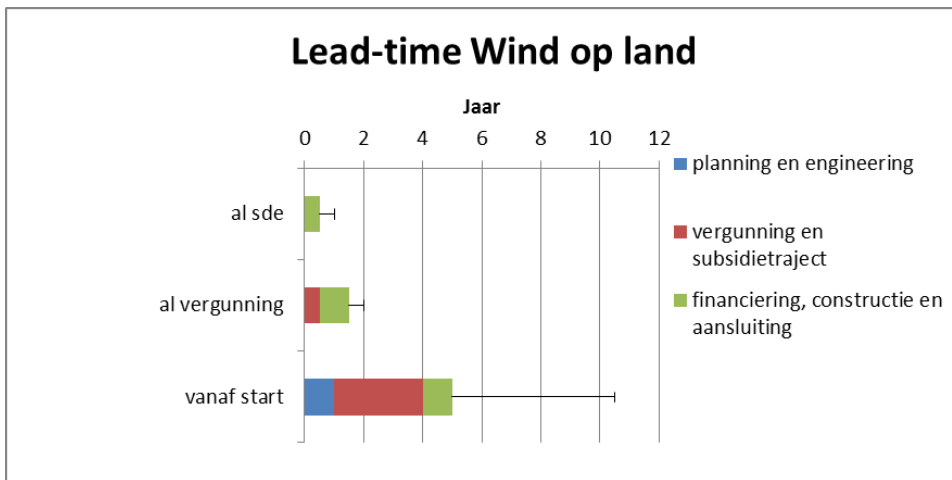
De 16%-mix gaat uit van 63 PJ (18 TWh) bijdrage door wind op land. Om deze bijdrage te bereiken is bij gemiddeld 2500 vollasturen zo'n 7 GW geïnstalleerd vermogen nodig. Daarmee gaat dit beeld verder dan het doel van 6 GW wind op land in 2020 dat gesteld wordt in de structuurvisie wind op land. In 2011 was het totaal opgesteld vermogen wind op land ruim 2 GW. Bijna 1 GW wind op land heeft in de jaren 2008-2012 al een SDE(+)-beschikking gekregen die nog niet gerealiseerd is. Wanneer wordt aangenomen dat dit vermogen alsnog wordt gerealiseerd, moet dus nog ruim 4 GW additioneel vermogen worden beschikt en gerealiseerd om 7 GW te bereiken. Daarnaast is de veronderstelling dat ongeveer 500 MW aan bestaand vermogen gedurende deze periode aan vervanging toe is.

In 2012 hebben windprojecten met een gezamenlijk vermogen van bijna 250 MW SDE+ aangevraagd maar niet gehonoreerd gekregen; andere projecten die in een eerdere fase (tegen lager subsidiebedrag) subsidie hadden aangevraagd hadden het beschikbare budget reeds uitgeput. Aangenomen wordt dat (in ieder geval het grootste deel van) deze niet-gehonoreerde projecten het vergunningstraject al wel succesvol doorlopen hebben. Daarnaast wordt ingeschat dat 250 MW eveneens over vergunningen beschikt maar geen SDE+ heeft aangevraagd in verband met de geringe kans op toekenning.

Naast deze 500 MW die het vergunningstraject doorlopen heeft wordt verwacht dat zo'n 2500 MW aan projecten in de pijplijn zit die binnen 3 jaar gereed zouden kunnen zijn. Echter, geschat wordt dat 1000 MW hiervan buiten de windconcentratiegebieden van de structuurvisie vallen. De doorgang van deze 1000 MW is daarmee aanmerkelijk minder zeker. Hier bovenop zal om het doel te bereiken in ieder geval nog ongeveer 1500 MW aan projecten de volledige doorlooptijd moeten doorlopen.

De doorlooptijd van wind op land projecten is deels afhankelijk van het type project. Verwacht mag worden dat individuele windmolens in het algemeen sneller gerealiseerd kunnen worden dan lijnopstellingen of windparken. De verwachting is echter dat verreweg het grootste gedeelte van de te realiseren windcapaciteit in lijn- of parkopstellingen zal plaatsvinden, mede omdat de structuurvisie wind op land zich richt op dit soort projecten.

Naarmate de grootte van het project toeneemt zal de doorlooptijd voor het project – de eerste planvorming en engineering – langer worden. In deze studie wordt uitgegaan van 0,25-0,5 jaar voor individuele molens, en 1-1,5 jaar voor parken. Het vergunningsverleningstraject voor wind op land neemt duidelijk de grootste periode in beslag. Minimale tijdsduur voor het verkrijgen van een vergunning wordt geschat op 2 jaar (individueel), of 3 jaar (park). Bezwaarprocedures kunnen de tijd tot onherroepelijke vergunning aanzienlijk verlengen. Hier wordt aangenomen dat dit voor elk van de categorieën tot 7 jaar kan oplopen. Na onherroepelijke vergunning kan het financieren, bouwen en aansluiten van een project in 0,5-1 jaar (individueel), tot 1-2 jaar (park) worden afgerond.



Figuur 5: Weergave minimale doorlooptijd wind op land voor lijn en parkopstellingen. De foutbalk geeft de mogelijke spreiding voor het totaal.

Totale doorlooptijd voor wind-op-landprojecten is hiermee 2,75-8,5 jaar voor individuele molens en 5 tot 10,5 jaar voor parkopstellingen. De tijd benodigd voor een lijnopstelling is afhankelijk van het aantal molens, maar zal vaak dichterbij die van een park dan bij die de individuele molen liggen. Figuur 5 toont de (minimale) doorlooptijd voor parkopstellingen, afhankelijk van de huidige fase van het project. Voor de categorie projecten die de benodigde vergunningen al hebben kan wanneer deze verouderd zijn soms enige aanpassing van de vergunningen nodig zijn.

Door beperkingen rond het beschikbare installatiepersoneel is de verwachting dat het installatietempo voor wind op land niet hoger zal kunnen liggen dan ongeveer 1000 MW per jaar, tenzij gebruik gemaakt wordt van installateurs uit het buitenland. Om 7 GW te bereiken hoeft dit tempo evenwel niet overschreden te worden.

4.2 Windenergie op zee

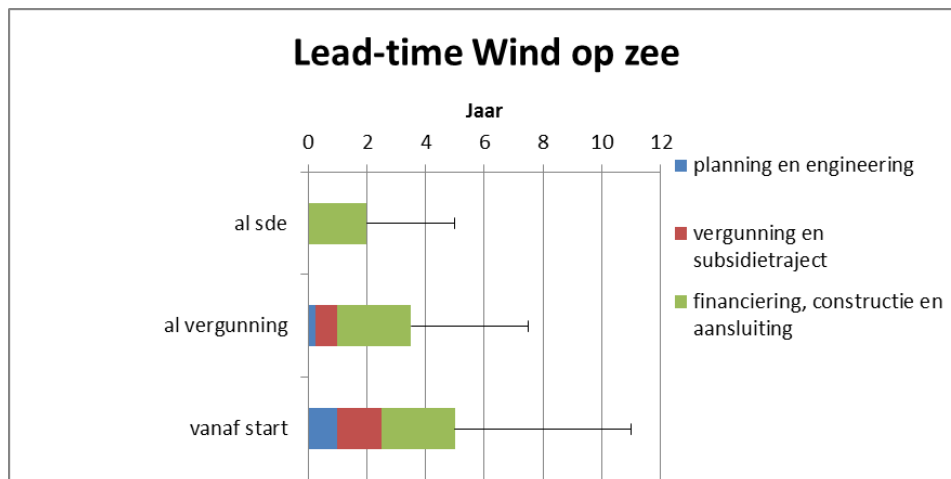
De 16%-mix gaat uit van een bijdrage van 69 PJ (19 TWh) uit wind op zee. Bij 3800 vollasturen komt dit overeen met het realiseren van een capaciteit van ongeveer 5 GW. Deze bijdrage mag als zeer ambitieus beschouwd worden. Stakeholders zijn het erover eens dat voor het bereiken van deze capaciteit alles uit de kast zal moeten worden gehaald. Naast parken die momenteel operationeel zijn (ruim 200 MW), wordt met betrekking tot de minimale tijdsduur benodigd tot productie onderscheid gemaakt in drie categorieën.

Ten eerste is er de categorie van projecten met een SDE-beschikking die nog niet zijn gerealiseerd. Deze categorie betreft momenteel projecten met een gezamenlijke capaciteit van 730 MW. De resterende realisatietijd voor deze projecten wordt bepaald door de tijd voor het rond krijgen van de financiering, de constructie en de aansluiting op het elektriciteitsnet. Ervaring leert dat de projecten die in 2009 een tendertoekenning hebben gekregen begin 2013 nog niet in de constructiefase zijn. Inschatting voor deze studie is dat de doorlooptijd voor projecten met een toekenning 2 tot 5 jaar bedraagt.

Ten tweede is er zo'n 2,5 GW aan projectplannen die momenteel een vergunning hebben, maar geen SDE-beschikking. Ook deze projecten hebben dus al een gedeelte van de doorlooptijd doorlopen. Omdat deze projecten soms al enige tijd op de plank liggen, zal hier soms eerst het projectplan moeten worden afgestoofd; in deze studie wordt hierdoor uitgegaan van een doorlooptijd van 0,25-1 jaar. Daarnaast zal voor deze projecten vaak een deel van de vergunningen moeten worden aangepast. Vergunningen voor wind op zee zijn momenteel specifiek met betrekking tot het gebruik van bepaalde technologie-onderdelen, zoals funderingsconstructie en rotor-eigenschappen. Door technologieontwikkeling en overig voortschrijdend inzicht kunnen aangevraagde vergunningen deels verouderd zijn. Hiervoor rekent deze studie een vergunningstraject van 0,5-1 jaar. Deels parallel aan het vergunningstraject kan verdere engineering en het financieringstraject worden ingezet. Afhankelijk van omstandigheden zal dit 1-3 jaar na de vergunning zijn afgerond. Na de finale investeringsbeslissing wordt gerekend met nog 1,5-2,5 jaar bouwtijd. Het eerste project uit deze categorie zal daarmee, mocht alles vlekkeloos verlopen, na ongeveer 3,5 jaar kunnen worden gerealiseerd. Totale doorlooptijd voor deze categorie bedraagt op basis van deze inschattingen 3,5-7,5 jaar.

Om tot 5 GW te komen is naast volledig realiseren van de voorgaande twee categorieën nog ongeveer 1,5 GW aan projecten nodig die momenteel nog niet gedefinieerd zijn. Deze studie gaat ervan uit dat deze projecten zullen kunnen worden vormgegeven nadat het National Waterplan verder is uitgewerkt. Binnen de huidige gang van zaken is

het niet aannemelijk dat projecten uit deze categorie voor 2020 zullen worden gerealiseerd. Echter, bij wijziging van het beleidskader kan dit beeld kantelen. Stroomlijnen van gebiedsaanwijzing, concessiesystematiek en vergunningsprocedure kan de doorlooptijd verkorten. De voorbereiding van tenders en reactie door projectontwikkelaars is voorstelbaar in 1-2 jaar. Tenderbeoordeling, vergunningstraject en eventuele subsidieverlening wordt mogelijk geacht in 1,5-3,5 jaar. De finale engineering en rondmaken van de financiering zal deels parallel aan dit traject kunnen lopen. Ingeschat wordt dat, wanneer leveranciers van onderdelen weten in te spelen op de aankomende vraag, 1-3 jaar na de vergunningverlening kan worden gestart met de bouw, die dan nog 1,5-2,5 jaar zal duren. De totale lead-time voor deze categorie kan daarmee, na beleidswijziging, op 5 - 11 jaar worden geschat.



Figuur 6: Weergave lead-time voor wind op zee

Voor de bouw van windparken op zee gelden naast deze doorlooptijden per project ook restricties met betrekking tot het totale bouwtempo. De zogenaamde heibeperking stelt grenzen aan de totale verstoring van de zeebodem en beperkt de beschikbare bouwperiode in het jaar. Aanpassing van funderingstechnieken en eventuele aanpassing van de regelgeving zou de toegestane installatiesnelheid zou kunnen vergroten, zonder de grenzen met betrekking tot impact op de zeebodem te overschrijden. Ook beschikbaarheid van voldoende getraind installatiepersoneel vormt een knelpunt en ook wordt momenteel een knelpunt ondervonden bij de bestelduur voor onderzoekers. Verwacht mag worden dat deze installatieknelpunten bij duidelijkheid in beleid door de markt zullen worden opgelost. Op deze manier is recentelijk bijvoorbeeld het aantal installatieschepen uitgebreid, waardoor beschikbaarheid hiervan momenteel niet als knelpunt wordt gezien. In deze studie wordt samenhangend met deze redenen een bovengrens van het installatietempo van ongeveer 1000 MW per jaar aangenomen. Dit betekent dat al ruim voor 2020 de eerste projecten gerealiseerd moeten zijn om de totaal benodigde 5 GW te kunnen bereiken.

Netwerkenaanpassingen t.b.v. inpassing windenergie

Om 12 GW aan windenergie capaciteit aan te sluiten (5 GW op zee, 7 GW op land) zijn aanpassingen nodig aan het elektriciteitsnetwerk. TenneT heeft in het kwaliteits- en capaciteitsplan 2011 een scenario beschreven waarin 11,2 GW aan windvermogen wordt gerealiseerd in 2020. Op basis daarvan lijkt inpassing van het hier aangenomen

windvermogen in het hoogspanningsnet dus mogelijk. De doorlooptijd voor een dergelijk plan bestaat uit zo'n 1-1,5 jaar voorbereiding van de plannen, ongeveer 2-3 jaar voor het vergunningstraject en 2-3 jaar voor de bouw en aanleg. Capaciteitsuitbreiding zal echter in deelstappen plaatsvinden waardoor gedeeltelijke overlap van deze fases is mogelijk is. De totale benodigde tijd voor de benodigde netwerkaanpassingen komt daardoor op 5-7 jaar. Dit impliceert dat de netwerkuitbreiding voor het realiseren van een additionele 10 GW aan wind capaciteit in Nederland tot 2020 (5GW op land, 5 GW p zee) een additionele uitdaging is.

4.3 Meestook van biomassa in kolencentrales

De 16%-mix gaat uit van een totale bijdrage van 56 PJ (15 TWh) door biomassameestook. Bij het verwachte kolenvermogen (6050 MW) en de geraamde vollasturen (6400) uit de referentieraming betekent deze hoeveelheid meestook een gemiddeld meestookpercentage van ongeveer 40%. Dit percentage wordt door betrokkenen gezien als een '*stretch scenario*'. Het is belangrijk te beseffen dat de vollasturen afhankelijk zijn van de marktomstandigheden. Wanneer kolencentrales gedurende het jaar minder vollasturen kunnen maken, zal de bereikte levering van hernieuwbare energie onder druk komen te staan.

Tussen de geraadpleegde experts bleek geen volledige consensus te bestaan over de totale benodigde doorlooptijd van de duur van verschillende fases van ombouwprojecten. Bovendien kwam naar voren dat de verschillende fases ook deels parallel kunnen lopen, wat de inschatting van de totale doorlooptijd bemoeilijkt. In onderstaande beschrijving is geprobeerd zoveel mogelijk aan te sluiten bij de verkregen informatie.

Bij meestook is het zinnig onderscheid te maken tussen 'oude' (reeds bestaande) en 'nieuwe' kolencentrales. Zoals eerder beschreven wordt in dit rapport uitgegaan van 3400 MW nieuw vermogen en 2650 MW oud vermogen. Er wordt hier vanuit gegaan dat het gemiddelde percentage van 40% niet gelijk verdeeld zal worden over deze eenheden. Gegeven het investeringsbedrag van circa € 3 miljard bestaat er terughoudendheid om met de nieuwe centrales te experimenteren door vroegtijdige meestook in hoge percentages. Bovendien staan de oude centrales in de markt onder druk. Er wordt daarom in deze studie van uit gegaan dat de 56 PJ hernieuwbare energie wordt geproduceerd door 60% meestook in oude centrales en 25% in nieuwe. Om de 60% in oude centrales te bereiken wordt gerekend met de volledige ombouw van ongeveer 1 GW aan vermogen tot *dedicated* biomassacentrale, en een gemiddeld meestookpercentage van 40% in de resterende 1,5 GW oud vermogen. De genoemde percentages zijn enigszins willekeurig – wederzijdse verschuiving is zeker denkbaar. Zowel het percentage voor oude als voor nieuwe centrales wordt door geraadpleegde experts beschouwd als zeer ambitieus. Een belangrijk aandachtspunt voor het succesvol bereiken van de bijdrage is graduele groei van de vraag naar geschikte (duurzame) biomassa. Plotselinge grote vraagtoename kan de biomassaprijs sterk beïnvloeden en daarmee de financiële haalbaarheid van ombouwprojecten in gevaar brengen.

Doorlooptijd nieuwe centrales tot 25%

In de MER's van de drie nu in aanbouw zijnde kolencentrales worden verschillende mogelijke ambities ten aanzien van meestook van biomassa geschetst (zie bijv. Seebregts & Daniels, 2008)⁸. Percentages op energiebasis variëren van 10% voor de RWE/Essent kolencentrale in Eemshaven tot 60% voor de GDF Suez/Electrabel kolencentrale op de Maasvlakte. E.ON's MPP3 (ook op de Maasvlakte) geeft een percentage van ca. 12% op energiebasis. Voordat de nieuwe kolencentrales biomassa zullen gaan meestoken, zullen zij eerst voldoende goed moeten draaien als gewone kolencentrales. De fabrikanten van deze nieuwe kolencentrales zullen voor de garantie ook niet snel toestaan dat er 'buiten spec'-brandstoffen zullen worden ingezet. Binnen de garantieperiode van twee jaar kan er daarom slechts tot circa 10% meegestookt worden. Mogelijk kan nog binnen de garantieperiode wel incidenteel getest worden met een hoger percentage. Daadwerkelijke ombouw en inregelen van de omgebouwde centrale tot 25% kan echter pas na garantieperiode starten, en duurt, wanneer tests al binnen de garantieperiode zijn gedaan, zo'n 0,5-1 jaar. Wanneer pas na de garantieperiode gestart wordt met de eerste opschaling tot 10%, kan de eerste opschaling tot 10% in ongeveer 1 jaar doorlopen worden.

Het meestoken van biomassa vereist een aanpassing c.q. uitbreiding van de bestaande vergunningen van de kolencentrales. Naast aanpassingen in de centrale moet bij grote percentages biomassa ook rekening gehouden worden met aanpassingen aan de kade voor het aanmeren van grotere schepen. Als standaard doorlooptijd voor een vergunningsprocedure voor een elektriciteitscentrale moet worden gerekend met ongeveer 1,5 jaar. De ervaring leert dat vergunningstrajecten voor kolencentrales meer last hebben van maatschappelijke weerstand dan bijvoorbeeld voor gasgestookte centrales. Ook gebruik van grote hoeveelheid biomassa kan maatschappelijke weerstand oproepen. Daarom wordt in deze studie rekening gehouden met een totale vergunningstrajectduur van 1,5-2,5 jaar.

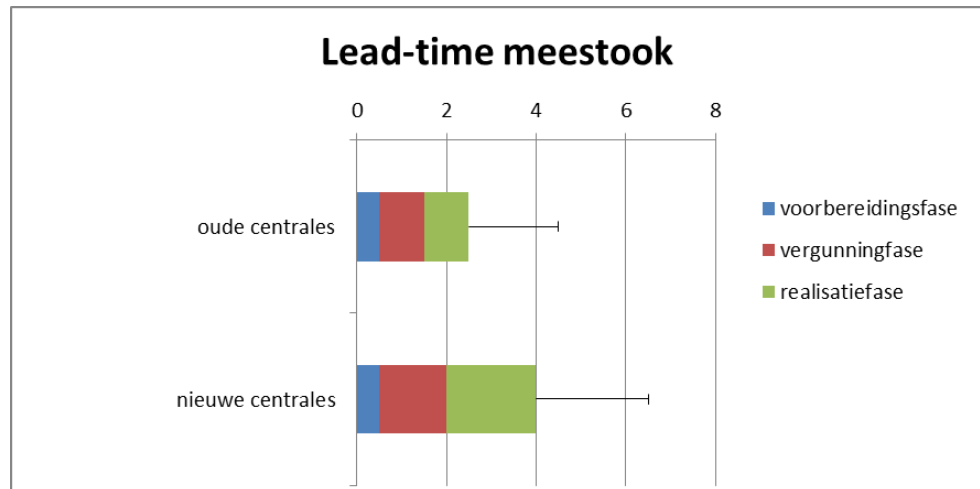
Bij slimme planning van engineering en contractering van onderdelen, kan de ombouw van de centrale direct starten na de vergunningverlening. Het ombouwen van de centrale kost ongeveer 1 jaar. Hierna is nog ongeveer 1-2 jaar nodig om de centrale stapsgewijs in te regelen tot het percentage van 25%. De totale doorlooptijd voor ombouw van een nieuwe centrale van een percentage tot 25% komt daarmee op 4-6,5 jaar. Voor eventuele verdere ombouw tot 40% zullen eigenaars van nieuwe centrales waarschijnlijk eerst de uitkomst van het traject tot 25% willen afwachten. Ombouw tot 40% kost daarom naar verwachting 2-3 jaar extra.

Doorlooptijd oude centrales

Een aantal van de oude centrales heeft al ervaring met het meestoken van biomassa. Ervaring ten tijde van de MEP voor meestook leert dat opschaling in 2 jaar heeft plaatsgevonden. Opschalen tot 40% meestook in de oude centrales wordt mogelijk geacht in 2,5-3 jaar. Daarbij wordt 1-1,5 jaar genomen voor de eventuele aanpassingen van vergunningen, en 1 jaar voor de daadwerkelijke ombouw en inregelen. Ombouwen tot een percentage van 100% heeft een iets langere voorbereidende fase (2-2,5jr) en daarna een ombouwtijd van 1,5-2 jr.

⁸ <http://www.ecn.nl/docs/library/report/2008/e08026.pdf>.

Een belangrijk aandachtspunt bij ombouw is dat oude centrales in de jaren voorafgaand aan de ombouw zo onderhouden worden, dat ze na ombouw nog geruime tijd kunnen draaien. Zonder vroege duidelijkheid bestaat de kans dat oude centrales met minimaal onderhoud functioneel worden gehouden en daarna worden afgeschakeld.



Figuur 7: Weergave lead-time meestook

4.4 Overige opties

Biobrandstoffen

De ingroei van biobrandstoffen wordt geregeld door de in EU verband vastgelegde richtlijn brandstofkwaliteit en richtlijn hernieuwbare energie. Beschikbaarheid van voldoende biobrandstoffen om bij te mengen hoeft geen probleem te zijn met betrekking tot de doorlooptijd. Gegeven de perikelen rond de introductie van E10 in Duitsland, is het evenwel raadzaam de bijmenging van biobrandstof stapsgewijs te verhogen. In dit rapport wordt een minimale ingroeitijd van 2-3 jaar aangehouden.

Houtkachels en houtketels en overige biomassaverbranding

De gecombineerde bijdrage van houtkachels, houtketels en overige biomassaverbranding in de 16% is conform de bovenkant van de referentieraming gesteld op ongeveer 50 PJ. Het potentieel van deze technologieën is, naast van een voldoende gunstige business case, afhankelijk van vervangingsmomenten. De doorlooptijd van projecten is afhankelijk van de grootte van de installaties. Door de wijziging van het activiteitenbesluit is voor kleinere installaties geen milieuvergunning meer nodig. Deze kunnen hierdoor in 0,5-1 jaar gerealiseerd worden. Grotere industriële installaties in bijvoorbeeld timmerbedrijven en bij tuinders, maar ook project bij zwembaden of kleine woonwijken hebben wel een vergunning nodig. Doorlooptijd voor deze installaties wordt geschat op 2-3 jaar. Nog grotere installaties voor stadsverwarming hebben een doorlooptijd van 4-6,5 jaar.

Door afhankelijkheid van vervangingsmomenten is het bij deze technologie niet mogelijk om voor het bereiken van de gestelde bijdrage eerst af te wachten en dan op

een later moment een 'eindsprint' in te zetten. In ieder jaar van de periode tot 2020 zullen projecten gerealiseerd moeten worden.

Geothermie

De 16%-mix gaat uit van een bijdrage van 11 PJ uit geothermie. Dit is in lijn met het ambitieniveau van 10-14 PJ geothermische energie in het actieplan aardwarmte. In 2012 hebben een groot aantal geothermische projecten een SDE+-subsidie gehonoreerd gekregen. Deze projecten zullen een groot deel van de bijdrage al weten te bereiken. Het is voorstelbaar dat met toekomstige projecten de bijdrage van 11 PJ overschreden wordt. In de mix zullen extra geothermische projecten vooral andere warmteleverende technologieën, zoals de hierboven beschreven categorie verdringen. Geothermische projecten hebben een vergunning nodig in het kader van de mijnbouwwet. De doorlooptijd voor geothermische projecten inclusief dit vergunningstraject en SDE+-aanvraag bedraagt ongeveer 1,75-2,5 jaar. De constructietijd van projecten duurt ongeveer 1 jaar. De totale doorlooptijd voor een geothermieproject is daarmee 2,75-3,5 jaar.

Waterkracht

De 16%-mix gaat uit van ongeveer verdrievoudiging van productie uit waterkracht tot 1 PJ. Bij de realisatie van waterkrachtprojecten is met name het verkrijgen van een vergunning in de recente geschiedenis moeizaam gebleken. Voor het bereiken van de bijdrage in de 16%-mix is het beschikbaar komen van visvriendelijke technologie noodzakelijk. De meest geschikte plaatsen voor nieuw vermogen zijn goed bekend. Verwachting is dat wanneer de juiste technologie op de markt is, de doorlooptijd voor projecten rond 2-4 jaar zal zijn. Voor werken in de grote rivieren kan dit ruim langer zijn: 4-10 jaar.

Mest- en overige vergisting

De 16%-mix gaat uit van 19 PJ hernieuwbare energie uit mestvergisting en overige vergisting. Deze bijdrage is conform de bovenkant van de bandbreedte uit de referentieraming. Het potentieel aan vergistingsprojecten is beperkt door de afzetmogelijkheden voor geproduceerde warmte. Vergistingsprojecten kennen een korte voorbereidingstijd van 0,25-0,5 jaar. Mestvergistingsprojecten hebben een vergunningstraject van ongeveer 1 jaar en een uitvoeringsduur van nog 1 jaar. De vergunningsfase voor overige vergisting bedraagt 1-3 jaar. Realisatiefase voor deze technologie is 1-3 jaar. Totale doorlooptijd voor de categorie mest- en overige vergisting is daarmee 2,25-6,5 jaar.

Zon-PV

Zon-PV heeft in de 16%-mix een bijdrage van 12 PJ (3 TWh). Bij gemiddeld 850 uur piekbelasting komt dit overeen met 4 GW_p geïnstalleerd vermogen, overeenkomstig het actieplan zonnestroom. De voorbereidingstijd van zon-PV-projecten is in het algemeen beperkt. Er wordt in deze studie uitgegaan van 3 maanden. Het grootste gedeelte van de systemen is niet vergunningsplichtig. Een eventuele subsidieaanvraag hoeft niet te leiden tot vertraging in de realisatieduur. Grote systemen kunnen in aanmerking komen voor SDE+-subsidie. Zij komen in de huidige gefaseerde systematiek echter pas in de laatste fase aan de beurt. Het aanleggen en aansluiten van zon-PV kan ook vlug gebeuren. Totale doorlooptijd voor zon-PV-projecten wordt daarom geschat op 0,5-1 jaar. Voor grotere projecten, en projecten buiten de huishoudens kan de doorlooptijd soms iets langer zijn. Hier wordt uitgegaan van 1-2 jaar.

De belangrijkste beperking voor het totaal te bereiken potentieel bij zon-PV is de ingroeisnelheid. In 2012 is een vermogen van ongeveer 200 MW_p bijgeplaatst. Uitgangspunt in deze studie is dat de eerste jaren verdubbeling van het bijgeplaatste vermogen per jaar haalbaar is. Deze groeicijfers zijn ook in ons omringende landen gezien. Na enkele jaren mag evenwel verwacht worden dat de groei wat zal afvlakken. In deze studie gaan we uit van maximale plaatsing van 1000 MW per jaar. Via dit ingroeipad kan de 4 GW_p vermogen in 4-5 jaar bereikt worden. Dat zou betekenen dat tot 2020 nog tijd over zou zijn, waarin eventueel nog extra vermogen gerealiseerd kan worden.

Zonnewarmte, ondiepe bodemwarmte, en warmte uit buitenlucht

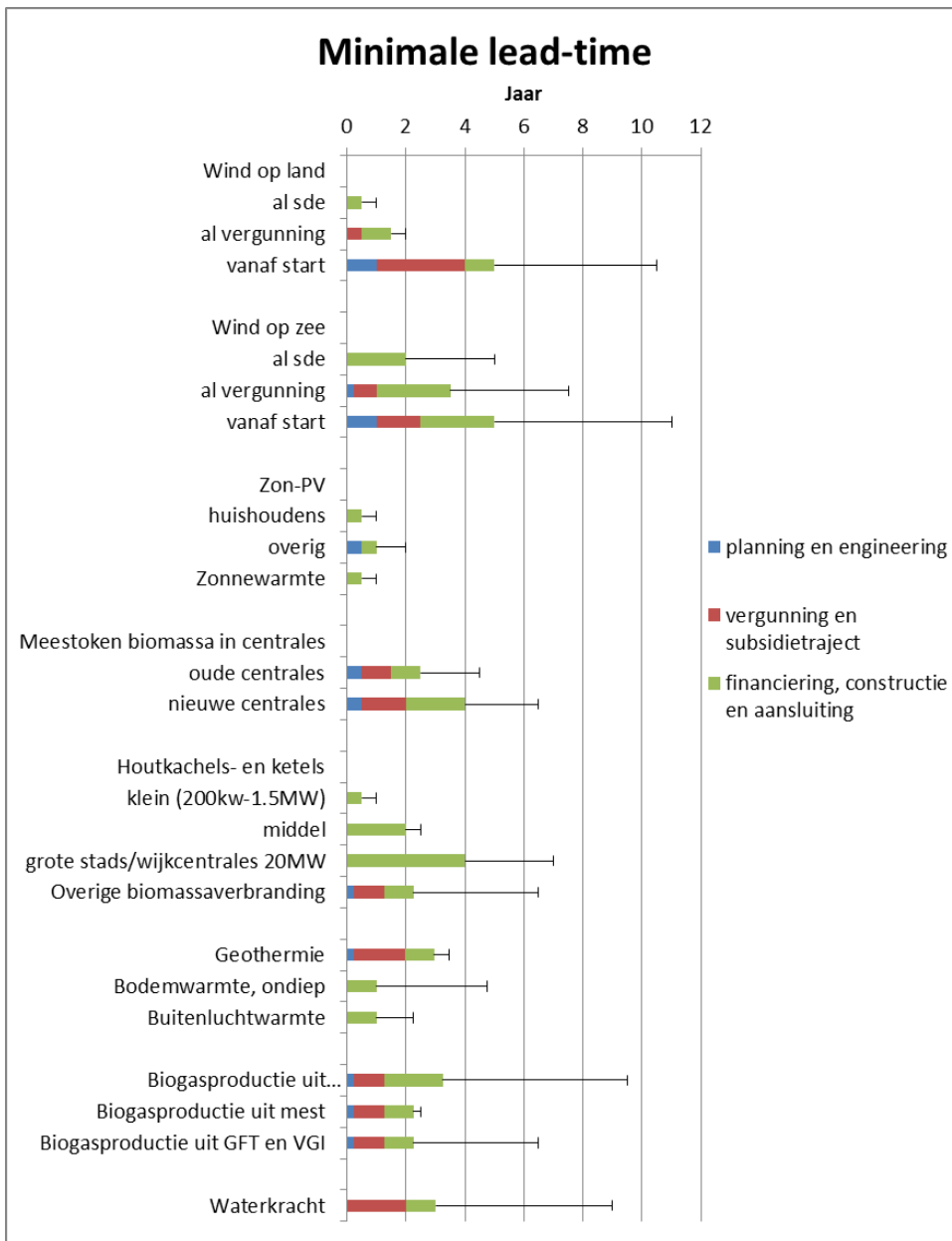
De verwachting is dat duurzame warmte toepassingen in de gebouwde omgeving de komende jaren sterk zullen toenemen. Dit heeft te maken met het goedkoper worden van technieken en met de steeds strenger wordende eisen voor nieuwbouw. In de referentieraming hebben deze technologieën een gezamenlijke bijdrage van 19 PJ. Het technisch potentieel voor deze technologieën is groter, omdat in theorie ook veel bestaande woningen uitgerust kunnen worden met warmtepompen. Een sterkere ingroei van deze technologieën dan verondersteld in de raming is echter om meerdere redenen moeizaam. De kosten zijn, zeker in bestaande bouw, hoog en het aantal natuurlijke momenten voor het vervangen van verwarmingsinstallaties tot 2020 is beperkt. Een grotere bijdrage (enkele PJs) is tot 2020 alleen voorstelbaar bij nieuwbouwwoningen. Verwachting is echter dat zelfs bij beleidswijziging de bijdrage van deze technologieën tot 2020 niet sterk zal wijzigen ten opzichte van de referentieraming. De bijdrage in de 16% mix is daarom aan deze bijdrage gelijk gehouden.

De ingroei van deze technologieën is afhankelijk van het tempo van nieuwbouw en grootschalige renovatie van gebouwen. De doorlooptijd per project is relatief gering: zo'n 1-2,25 jaar. Projecten met ondiepe geothermie kunnen een langere doorlooptijd hebben omdat deze een vergunningstraject moeten doorlopen. Dit vergunningstraject kan 2-2,5 aan de doorlooptijd toevoegen. Evenals bij de categorie houtkachels is het door afhankelijkheid van het bouwtempo bij deze technologie niet mogelijk om voor het bereiken van de gestelde bijdrage eerst af te wachten en dan op een later moment een eindsprint in te zetten. In ieder jaar van de periode tot 2020 zullen projecten gerealiseerd moeten worden.

Afval: AVI, AWZI, RWZI, stortgas

In de 16% hebben deze technologieën een bijdrage van 13 PJ. De bijdrage in 2011 bedroeg reeds 17PJ, met name doordat sprake is van afvalimport. Er is geen reden om aan te nemen dat de bijdrage van deze technologieën tot 2020 zal toenemen. In dit rapport wordt daarom aan deze technologieën verder geen aandacht besteed.

De beschreven doorlooptijden worden samengevat in Figuur 8.



Figuur 8: Inschatting minimale lead-time per technologie, uitgesplitst in voorbereidingsfase, vergunningsfase en realisatiefase. De foutbalk geeft de inschatting van de verwachte spreiding in totale lead-time per technologie.

5

Uiterste moment van projectstart

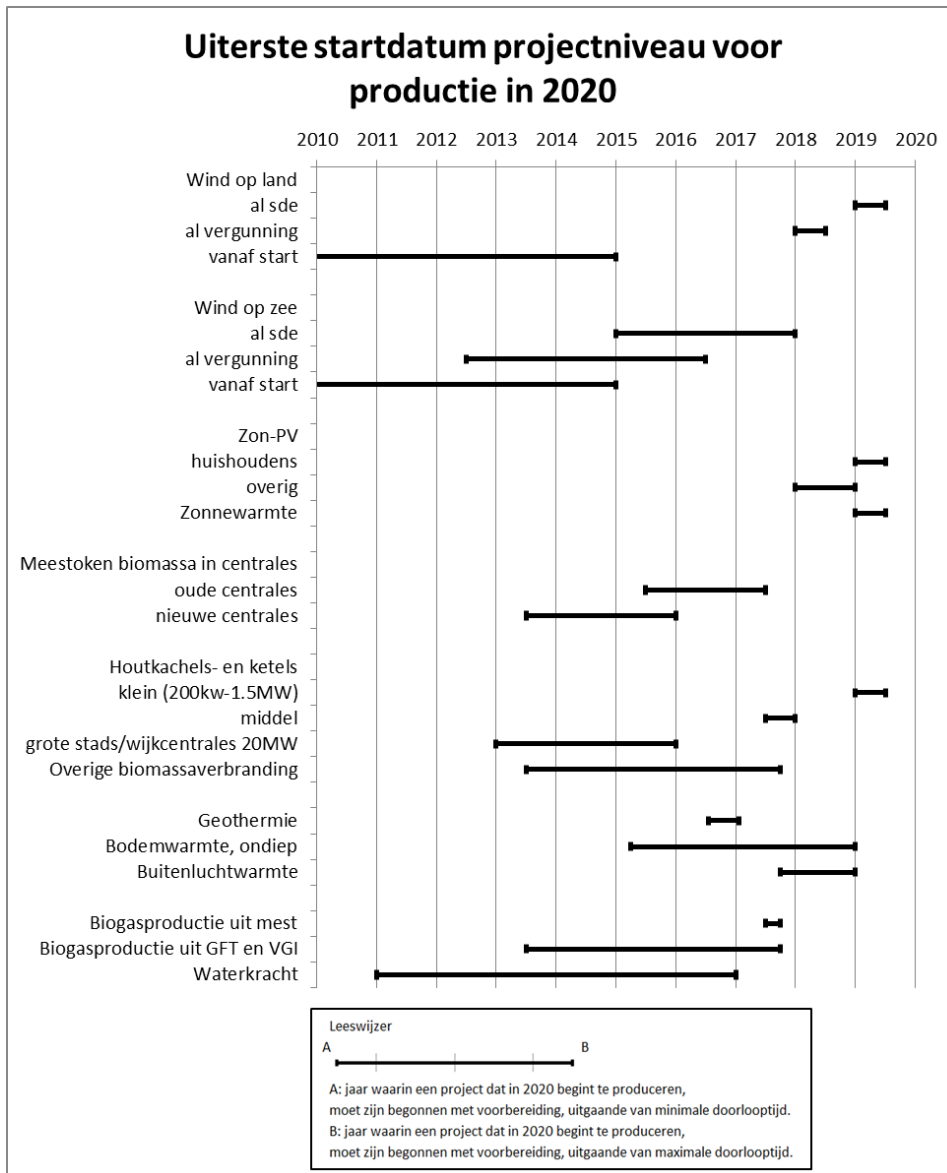
Uit de lead-time kan per technologie worden teruggerekend op welk moment een project moet zijn gestart om nog in 2020 hernieuwbare energie te produceren en aan het 16% doel te kunnen bijdragen. Deze rekenstap wordt beschreven in paragraaf 5.1. Om in 2020 voldoende productiecapaciteit zeker te stellen moet echter ook rekening worden gehouden met de generieke ingroeibeperkingen. Zoals in hoofdstuk 4 beschreven maken beperkingen in de capaciteit van de technologieproductieketen, installatiebranches, vaar- en voertuigen en logistiek dat de doorloop van nieuwe projecten gespreid in de tijd dient te geschieden. Daardoor kan bij projecten met een relatief korte doorlooptijd toch niet tot bijvoorbeeld 2019 gewacht met realisatie van de totaal benodigde capaciteit. Voor alle technologieën geldt daarom dat om het 16% doel te halen de eerste projecten reeds (ruim) voor 2020 gerealiseerd dienen te worden. Paragraaf 5.2 beschrijft de ingroeiperiode en rekt terug op welk moment een project uiterlijk moet starten om in het eerste jaar van de ingroeiperiode in productie te komen.

De beleidsimplicaties worden beschreven in het conclusiehoofdstuk (hoofdstuk 6)

5.1 Uiterste moment van projectstart voor productie in 2020

Op basis van de ingeschatte minimaal benodigde doorlooptijd kan worden teruggerekend wat uiterste startdatum per project zou moeten zijn om in 2020 bij te kunnen dragen aan de hernieuwbare energiedoelstelling. Figuur 9 geeft deze terugrekening weer. Het einde van de zwarte balk geeft het uiterste moment aan waarop een project moet zijn gestart om in 2020 in productie te zijn, uitgaande van minimale doorlooptijd. Projecten die ten opzichte van dit optimale scenario vertraging

oplopen, en dus een langere doorlooptijd hebben, zouden dus al eerder van start moeten gaan. Dit is door de lengte van de zwarte balk weergegeven. In deze figuur is nog geen rekening gehouden met de noodzaak tot gespreide ingroei om de totale benodigde capaciteit in 2020 te realiseren.



Figuur 9: Terugrekening van uiterste projectstartdatum wanneer het project in 2020 hernieuwbare energie dient te leveren. Uitgangspunt voor deze figuur zijn de doorlooptijden in figuur 5. De balken geven aan dat afhankelijk van de werkelijke doorlooptijd van een project, deze uiterste datum in de tijd varieert

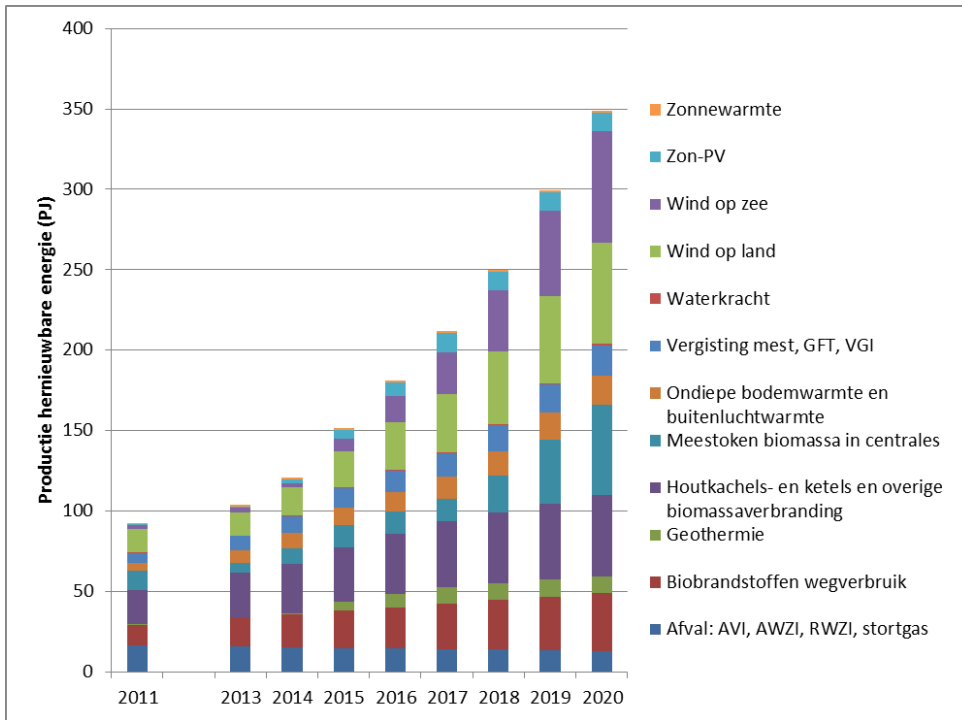
5.2 Benodigde ingroeiperiode voor 16% in 2020 en consequenties voor projectstart

Figuur 10 geeft een indicatie van de benodigde ingroei van de verschillende technologieën. Deze inschatting is gemaakt door vanuit de benodigde bijdrage terug te rekenen, met inachtneming van een als haalbaar ingeschat niveau van opschaling en de generieke ingroeibeperkingen. Voor technologieën waarbij een graduele ingroei noodzakelijk is in verband met bijvoorbeeld afhankelijkheid van vervangingsmomenten is een lineaire ingroei verondersteld. Figuur 11 geeft aan dat, wanneer rekening wordt gehouden met ingroeibeperkingen, gedurende een bepaalde periode in ieder jaar projecten gereed zullen moeten komen om de totaal benodigde productie in 2020 te kunnen realiseren. Het begin van de groene balk geeft aan op welk moment het eerste project van betreffende technologie uiterlijk in productie moet zijn om in 2020 de totale benodigde capaciteit te kunnen realiseren.

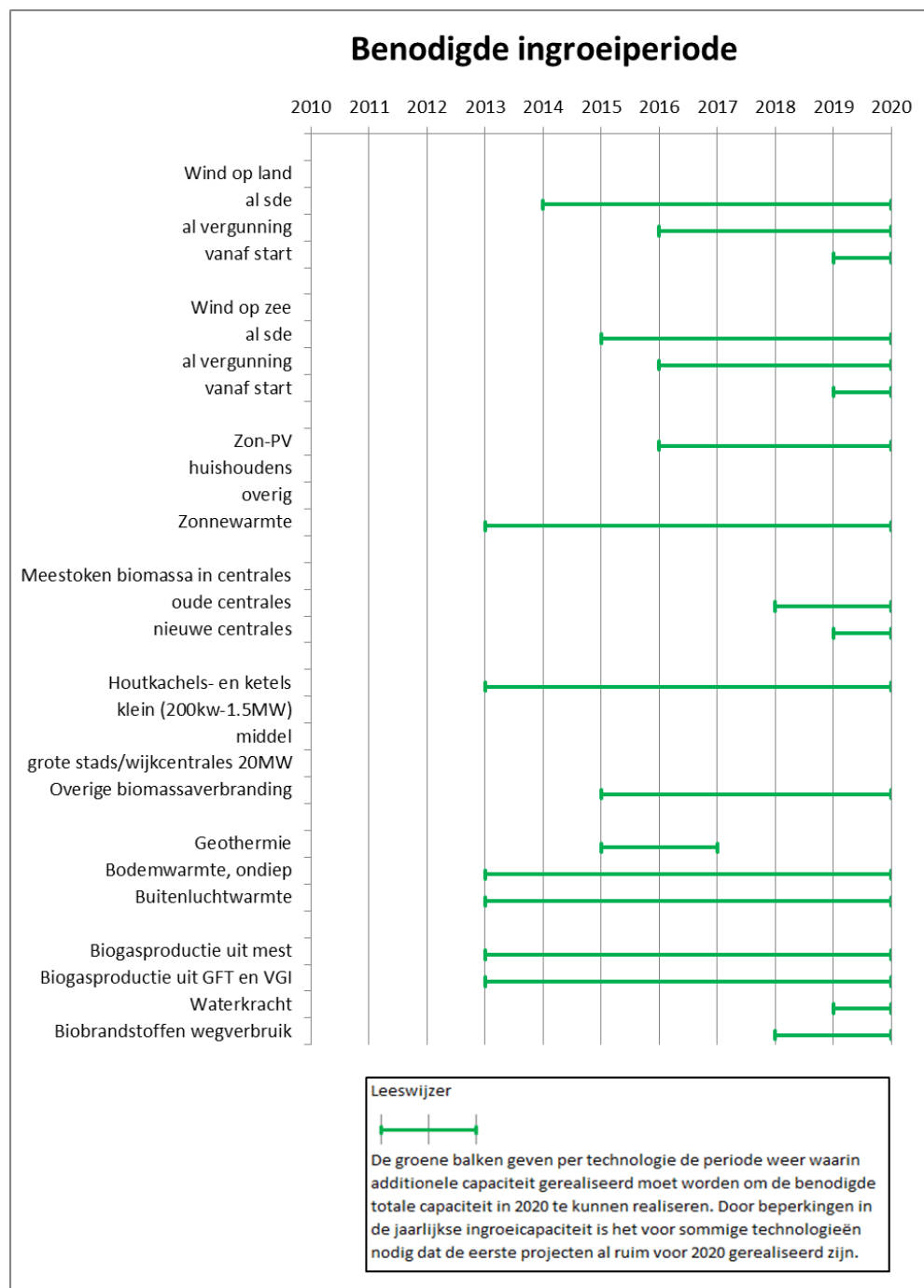
Op basis van de inschatting van de ingroeiperiode in combinatie met de minimale lead-time per project kan worden bepaald op welk moment een project uiterlijk zou moeten starten om in het eerste jaar van de ingroeiperiode in productie te komen. Deze terugrekening is weergegeven in Figuur 12. Voor sommige technologieën geldt dat om in het eerst benodigde jaar daadwerkelijk productie te realiseren een project al in het verleden gestart moet zijn. Zoals in de beschrijving per technologie al aangegeven geldt voor de meeste technologieën dat inderdaad al projecten in de pijplijn zitten en dus niet de gehele doorlooptijd meer hoeven te doorlopen. Voor karakteristieke groepen van projecten wind op land en wind op zee is hiervoor een separate inschatting gegeven.

Uit **Figuur 12** blijkt dat het nodig is dat een deel van de wind op land en wind op zee projecten die nog vanaf de tekentafel moeten starten, in 2019 in productie komen. Uitgaande van de minimale doorlooptijd zullen deze projecten in 2013 moeten worden opgestart⁹. Voor biomassameestook zouden uiterlijk in 2014 enkele projecten die nodig zijn voor opschaling naar gemiddeld 40% meestook in 2020 moeten starten. Voor de meeste overige technologieën geldt dat een gestaag ingroeipad gevolgd moet worden, waarbij in ieder jaar een aantal projecten wordt gerealiseerd. Dit betekent dat ook in elk jaar nieuwe projecten gestart moeten worden.

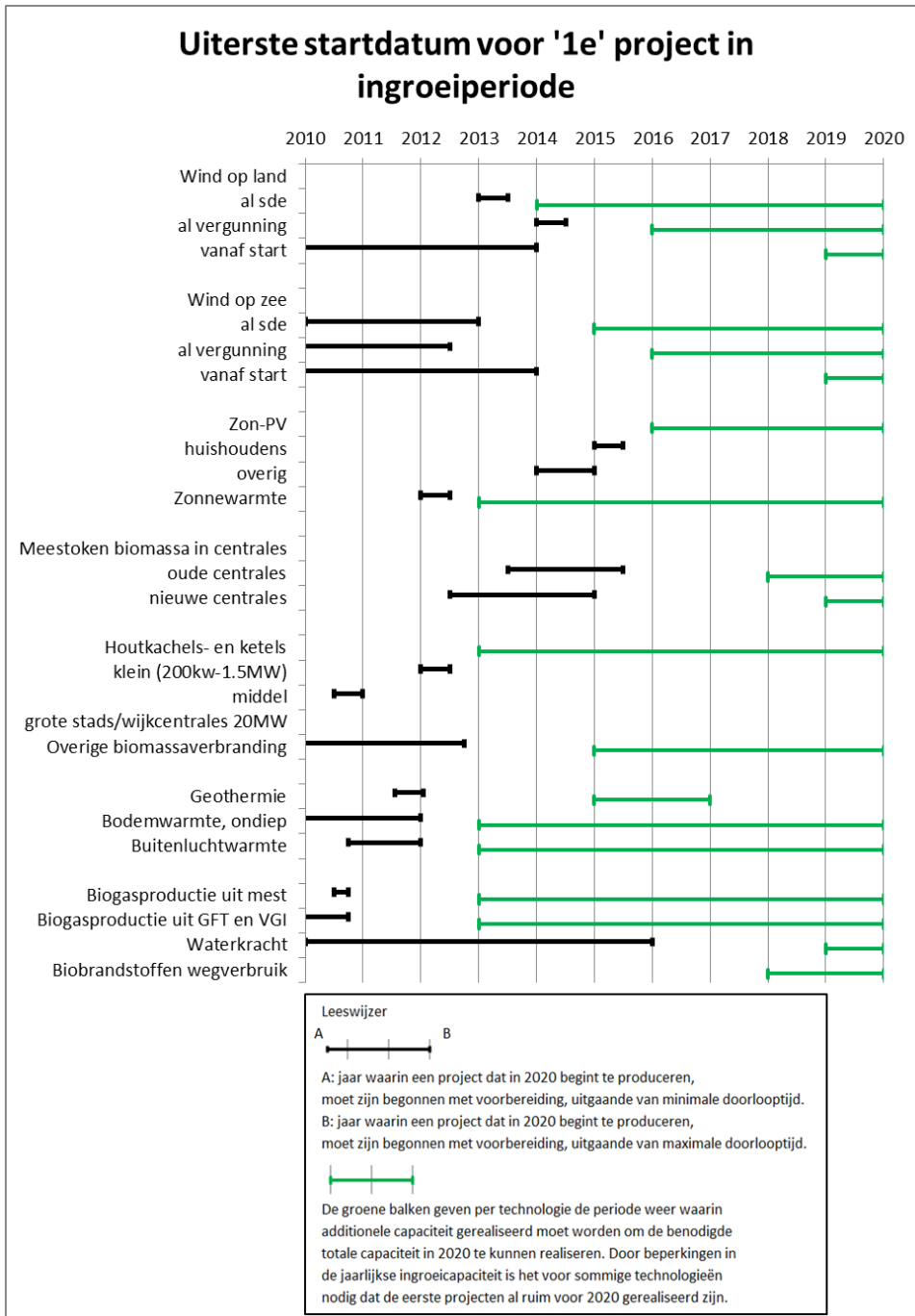
⁹ In verband met de spreiding in doorlooptijden is omgekeerd echter geenszins zeker dat projecten die in 2013 starten ook daadwerkelijk in 2019 in productie komen.



Figuur 10: Indicatieve ingroei van bijdragen aan de productie van hernieuwbare energie



Figuur 11: Benodigde tijdsperiode waarin projecten in productie dienen te komen om ingroei van de benodigde capaciteit in 2020 mogelijk te maken.



Figuur 12: Uiterste startdatum voor projecten (zwarte balk) om in het eerste jaar van de aangegeven ingroeiperiode (groene balk) in productie te komen. De periode tussen startdatum projecten en ingroeidatum betreft de lead-time van het project. In het geval de uiterste startdatum voor het project in het verleden ligt, wordt tijdige realisatie alleen mogelijk geacht wanneer het project reeds een deel van de lead-time doorlopen heeft.

6

Conclusies

6.1 Moment van commitment overheid

Om de benodigde ontwikkelingen zeker te stellen dient een algemeen beleidskader te bestaan dat faciliteert dat projectontwikkelaars voldoende projecten opstarten. Deze studie doet geen uitspraken over het hiervoor benodigde beleidskader. Echter, een algemeen beleidskader dat het commitment voor het 16% doel duidelijk maakt kan cruciaal zijn voor voldoende vertrouwen bij projectontwikkelaars om de initiële kosten en inspanning samenhangend met opstart van projecten te dragen.

Bovendien dient de overheid zich, naast aan het algemene beleidskader, ook financieel vast te leggen bij de uitrol van hernieuwbare energieprojecten. Het moment waarop dit moet gebeuren wordt in deze paragraaf besproken. Deze studie gaat ervan uit dat alle projecten, met uitzondering van biomassameestook in kolencentrales, via productiesubsidie zullen worden ondersteund.

Contractueel ligt het moment van financieel commitment door de overheid bij de toekenningsbesluit van SDE+ subsidie of een tender. Het moment waarop politiek besloten wordt over het bedrag waaraan de overheid zich maximaal wil committeren ligt echter al eerder, uiterlijk bij de openstelling van de subsidieregeling of tender. In deze studie wordt aangenomen dat dit moment voor projecten binnen de SDE+ zo'n driekwart jaar voor de toekenning zal liggen.

Het moment van aanbesteding door de overheid hoeft niet samen te vallen met de projectstart; in de huidige SDE+ regeling geldt dat projecten eerst alle benodigde vergunningen moeten hebben verkregen voordat subsidie kan worden toegekend. De subsidie is evenwel veelal nodig voor een sluitende business case, en moet daarom in tijd voor de final investment decision voor een projectontwikkelaar liggen. In termen van de fases van een project kan subsidietoekenning worden gezien als de start van de realisatiefase. Het uiterste moment waarop de overheid zich, via het openen van de subsidieregeling, financieel moet vastleggen ligt daarom ongeveer driekwart jaar voor de start van de realisatiefase van het project.

Voor wind op land stelt deze studie dat de eerste projecten uit de groep die nu nog geen subsidietoekenning maar wel alle vergunningen hebben in 2016 operationeel moeten zijn. Bij een realisatiefase van 1-2 jaar, een subsidietoekenningstraject van driekwart jaar en een kort traject voor opstart en eventuele subsidieaanpassingen, dient de overheid zich in 2014 financieel aan deze projecten te committeren. Voor projecten die nog de gehele doorlooptijd moeten doorlopen kan dit financiële commitment later komen. Gezien de totale doorlooptijd van 5-10,5 jaar, en de eerst benodigde realisatie van projecten uit deze groep in 2019, dient het algemene beleidskader echter al wel in 2013 voldoende basis te bieden om deze projecten op te starten.

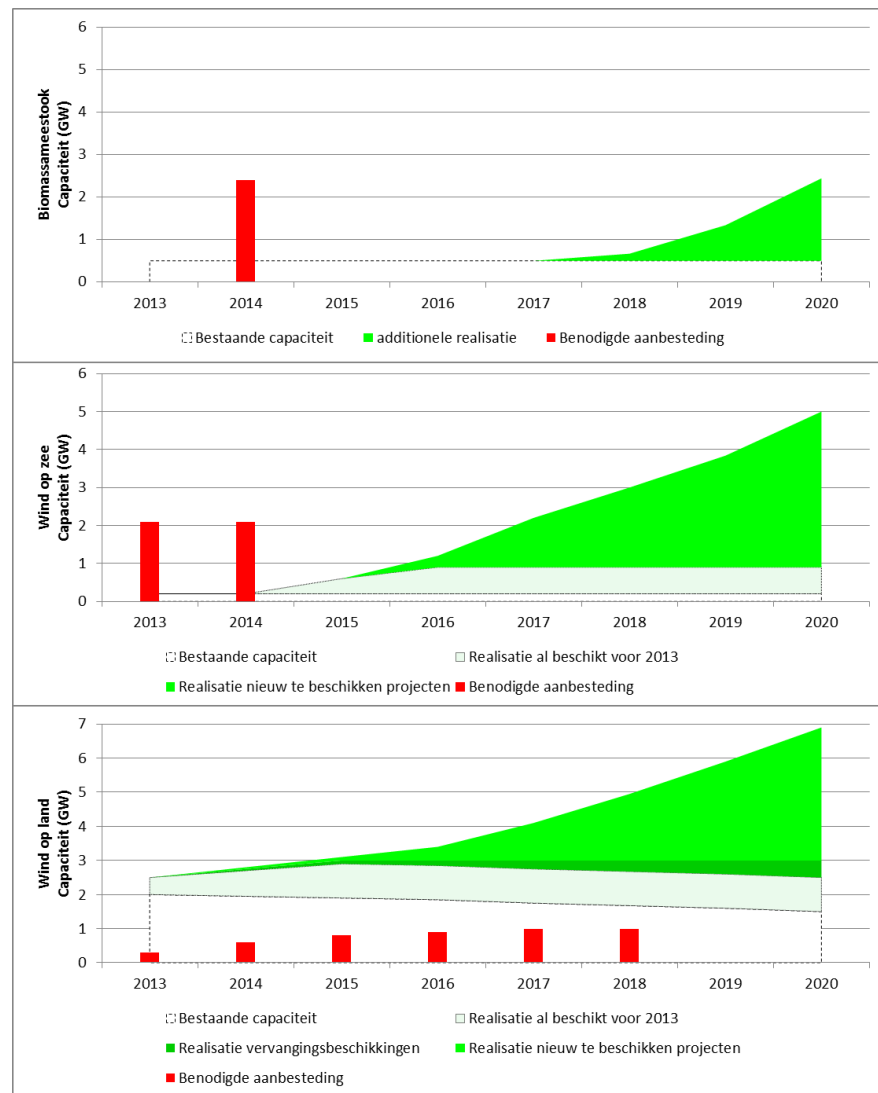
Voor wind op zee gaat deze studie ervan uit dat evenals in het verleden gebruikt wordt gemaakt van een of meerdere tenders. Uit de groep projecten die reeds zijn gedefinieerd binnen de zoekgebieden moeten de eerste projecten volgens deze studie al in 2016 operationeel worden. Bij een realisatiefaseduur (financiering + bouw) van 2,5-5,5 jaar en een tenderinschrijvings- en -beoordelingsduur van ongeveer een jaar dient de overheid de eerste tender voor deze projecten dus eigenlijk al vroeg in 2013 uit te schrijven. Bovendien moet er rekening mee worden gehouden dat de aanbestede projecten niet allemaal in minimale tijd zullen worden gerealiseerd. De 3 projecten die uit de 2009 tenderprocedure zijn toegekend zijn bijvoorbeeld begin 2013 nog niet in de constructiefase. Om de kans te vergroten dat de toegekende projecten voor 2020 gerealiseerd zijn zou de gehele nog additioneel benodigde capaciteit reeds vòòr 2015 kunnen worden aanbesteed. Wanneer geaccepteerd wordt dat een van de toegekende capaciteit pas na 2020 beschikbaar komt (bijvoorbeeld voor een doel op langere termijn), dan zou een deel van de capaciteit ook in een latere tender kunnen worden uitgezet.

Voor de projecten voor gedeeltelijke of volledige ombouw van kolencentrales geldt dat het beleidskader dient te worden vastgelegd voordat eigenaars projectplannen kunnen vaststellen. Afhankelijk van het beleidskader kunnen eigenaars de doelstelling mogelijk realiseren middels een mix van aanpassingen binnen hun totale park. De doorlooptijd van ombouw van nieuwe centrales heeft volgens deze studie de langste doorlooptijd (4-6,5 jaar). Om de mogelijke spreiding in projectduur op te vangen en optimalisatie mogelijk te maken zou daarom het beleidskader uiterlijk in 2014 moeten worden vastgesteld. Vroegtijdige duidelijkheid helpt de eigenaars van kolencentrales ook bij het kiezen van een optimaal onderhoudsregime rond de oude centrales.

Naast de aanbesteding van voldoende additionele hernieuwbare productiecapaciteit dient ook de inpassing van deze capaciteit in het elektriciteitsnetwerk te worden zekergesteld. Met name de inpassing van de beoogde hoeveelheid windenergie, zowel op land als op zee, vraagt netwerkaanpassingen. De totale benodigde tijd voor de benodigde netwerkaanpassingen is in deze studie geschat op 5-7 jaar. Wanneer rekening wordt gehouden met enige spreiding in de doorlooptijd van projecten dienen de eerste projecten om deze aanpassingen te realiseren daarom uiterlijk in 2014 te worden gestart.

Figuur 13 vat de conclusies over het moment van commitment voor wind op land, wind op zee en biomassameestook samen. De figuur geeft aan op welk moment de

subsidieopenstelling, tenderprocedure, of het wettelijk bindend kader uiterlijk moet worden vastgesteld om het noodzakelijke ingroeipad te kunnen realiseren. Bovendien laat de figuur zien op welk moment de met deze besluiten samenhangende additionele capaciteit dan in kan groeien.

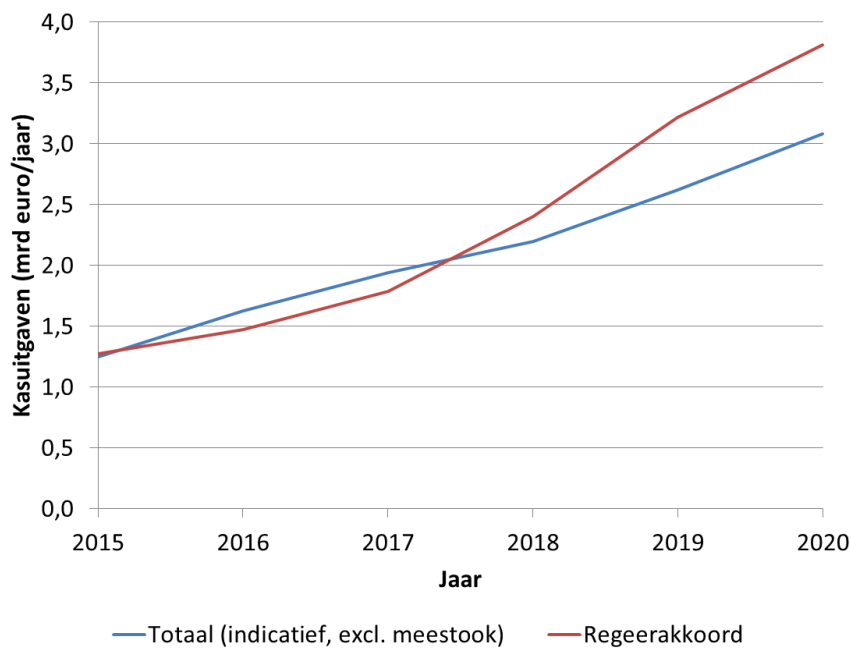


Figuur 13: Moment waarop overheid commitment aan moet gaan en daarop volgende ingroei van additionele capaciteit.

6.2 Financieel kader

Op basis van het geschetste groeipad voor de verschillende technologieën is een indicatieve raming gemaakt van de benodigde kasuitgaven voor productiesubsidie van hernieuwbare energie. De kasuitgaven zullen in de loop der jaren stijgen, naarmate ook het aandeel hernieuwbare energie toeneemt. Voor de raming van kasuitgaven is gebruik gemaakt van de kosten der technologieën zoals gehanteerd zijn in de SDE+ 2013. De energieprijzen, ofwel correctiebedragen, zijn gebaseerd op marktnoteringen in

2012. Daarbij is verondersteld dat er geen nominale ontwikkeling van de energieprijzen plaatsvindt tussen 2013 en 2020.



Figuur 14: Indicatieve kasuitgaven behorende bij het ingroeipad voor de verschillende technologieën.

Het in **Figuur 14** getoonde verloop van kasuitgaven toont op hoofdlijnen gelijkenis met de in het regeerakkoord beschikbaar gestelde budgetten. Hierbij wordt opgemerkt dat eventuele ondersteuningskosten voor meestook van biomassa in kolencentrales niet is opgenomen in de blauwe curve van de totale kosten. Met name in de latere jaren, wanneer het meestookpercentage sterk oploopt, kunnen de meerkosten van inzet van biomassa in kolencentrales oplopen van enkele honderden miljoenen euro per jaar tot wellicht iets meer dan een half miljard euro per jaar. Of dit zich vertaalt in extra kasuitgaven is afhankelijk van het beleidsinstrument dat voor meestook wordt gekozen.

Hoewel de berekening van de totale kosten in dit rapport slechts als indicatief beschouwd mag worden, mogen enkele opmerkingen wel geplaatst worden. Zo valt op dat de budgetten in het regeerakkoord in de periode tot 2017 eerder krap dan ruim bemeten zijn, terwijl de beschikbaar gestelde budgetten na 2017 eerder ruim dan krap zullen zijn. Veel staat of valt echter met de kostenontwikkelingen van hernieuwbare-energie technologieën, de ontwikkelingen van prijzen voor elektriciteit en gas, variaties in de uitrol, voor zover er nog keuzevrijheid bestaat tussen bijvoorbeeld duurdere en goedkopere windprojecten en de wijze waarop inzet van biomassa in kolencentrales gestimuleerd gaat worden.

De verwachte groeipaden van hernieuwbare-energie technologieën maken het – in combinatie met de verwachte doorlooptijden – mogelijk om de financiële omvang van de toekomstige openstellingsrondes van de SDE+ te kwantificeren. Ook deze kwantificering is indicatief, omdat dezelfde aannames gemaakt zijn als bij de indicatieve raming van de kasuitgaven.

De financiële omvang van de openstellingsrondes wordt berekend als de totale verplichting die de rijksoverheid aan wenst te gaan. Deze totale verplichting staat gelijk aan de maximale subsidie-uitbetaling gedurende de gehele subsidieperiode. De maximale subsidie-uitbetaling correspondeert met een maximale productie per installatie bij zeer lage energieprijzen¹⁰.

Voor meestook wordt voor de berekening aangenomen dat deze categorie niet via de SDE+ ondersteund gaat worden en daarom vallen eventuele middelen die voor meestookondersteuning gereserveerd worden, buiten de berekening.

Voor wind op zee is een openstelling nodig met een omvang van € 20 à 25 miljard, waarbij een kostprijs voor windenergie is aangenomen van 15 €/ct/kWh. In dit bedrag zijn de kosten voor aanlanding van de benodigde stroomkabels inbegrepen, de aanpassingen van het hoogspanningsnet vallen buiten deze schatting. Gegeven de beoogde uitrol van wind op zee en de geraamde doorlooptijden, dienen deze verplichtingen in de jaren 2013 en 2014 aangegaan te worden.

Voor de overige technieken – dus exclusief meestook, exclusief wind op zee en exclusief uiteraard ook biobrandstoffen voor de transportsector¹¹, geeft **Tabel 4** een overzicht van de financiële omvang van de SDE+-openstellingsrondes in de komende jaren.

Jaar van openstelling SDE+	Openstellingsruimte [mld €]
2014	3,5-4,0 (3,7)
2015	3,5-4,0 (3,6)
2016	3,5-4,0 (3,7)
2017	2,0-2,5 (2,3)
2018	1,5-2,0 (1,6)
2019	0,0-0,5 (0,2)
Wind op zee (2013,2014)	20-25 (23)
Meestook	p.m.

Tabel 4: Benodigde openstellingsruimte voor de SDE+

¹⁰ Met zeer lage energieprijzen wordt bedoeld dat de correctiebedragen in de SDE+-regeling gelijk zijn aan de basisprijzen in de SDE+-regeling.

¹¹ We gaan ervan uit dat het huidige instrument van bijmengverplichtingen gehandhaafd blijft.

Overzicht onzekerheden

Tabel 5 geeft een overzicht van de belangrijkste aannames en onzekerheden in deze studie.

Tabel 5: Overzicht van belangrijke aannames en onzekerheden in de studie

Onzekerheid	Effect/commentaar
Aanname dat 100% van de SDE-aanvragen leidt tot realisatie	In de praktijk zullen sommige projecten afvallen, bijvoorbeeld in de financieringsfase. Dit heeft geen gevolgen voor de prognose van de kasuitgaven, maar de openstellingsrondes van de SDE zullen iets ruimer moeten zijn dan genoemd in dit rapport, om deze uitval te kunnen compenseren.
Geen gebruik van flexibele mechanismen	Om aan de Europese 14%-doelstelling te voldoen, morgen flexibele mechanismen zoals statistische overdrachten gebruikt worden. Er is vooralsnog geen politieke uitspraak gedaan of deze mechanismen ook kunnen bijdragen aan de binnenlandse 16%-doelstelling. Gebruik van deze mechanismen maken doelbereik haalbaarder.
Fasering op basis van minimum of gemiddelde doorlooptijden	De doorlooptijden van projecten kunnen zeer lang zijn. Uit de wegenbouw zijn doorlooptijden van decennia bekend. Zolang zulke doorlooptijden incidenteel zijn, is doelbereik niet direct onmogelijk. De urgentie van te nemen maatregelen neemt daardoor wel toe ten opzichte van het beeld dat in dit rapport geschetst wordt.
Drie kolencentrales (incl. Buggenum) gaan voor 2020 uit bedrijf	In de gebruikte raming wordt bijna 1500 MW aan kolenvermogen afgeschakeld. Hierdoor vermindert ook het potentieel om biomassa mee te stoken. Deze studie houdt geen rekening met ombouw van deze centrales tot volledige biomassacentrales. De (gesubsidieerde) biomassacentrale zullen vooraan in de <i>merit order</i> staan, waardoor zij een hoger aantal vollaasturen zullen halen dan een gemiddelde kolencentrale. Hierdoor wordt de kans op doelbereik groter.
Indicatieve aard van de studie	Veel waardes waarmee in dit rapport gerekend wordt, zijn vastgesteld op basis van interviews met experts. Diverse duurzame energietechnieken zijn op hoge schaal geaggregeerd.
Verschuivingen tussen technieken mogelijk	Bij sommige technieken bestaat een veel groter potentieel, dan aangenomen in deze studie, bijvoorbeeld bij geothermie. Het uiteindelijke

	<p>effect is gering. Bij duurzame warmte bestaan sterk overlappende potentiëlen, omdat een specifieke warmtebehoefte slechts op één wijze duurzaam ingevuld kan worden.</p>
Extra ambitie energiebesparing.	<p>Op grond van de nieuwe EU-richtlijn over energiebesparing zal het finale eindgebruik in 2020 ca. 2,5% lager liggen dan waar dit rapport vanuit is gegaan. De (details van de) implementatie van de richtlijn is vooralsnog onzeker. Daarom beschouwt dit rapport het eventuele lagere finale energiegebruik in 2020 enkel als mogelijke meevaller om eventuele tegenvallers nog te kunnen compenseren.</p>
Analyse gaat tot 2020	<p>De analyse richt zich op 16% duurzame energie in 2020. Mocht de beleidswens ontstaan om na 2020 het aandeel verder te laten toenemen, ontstaat rechtvaardiging om voor 2020 nog zwaarder in te zetten op bepaalde technieken. Hierdoor kunnen de financiële verplichtingen voor de rijksoverheid wellicht oplopen, maar de risico's van mogelijke uitval van projecten op doelbereik (zie ook eerste onzekerheid) worden hierdoor verkleind.</p>
Stabiel investeringsklimaat	<p>Dit rapport gaat uit van continuering van de bestaande SDE-regeling. De gevolgen van een grote wijziging in ondersteuningsbeleid op de doorlooptijd van projecten, wordt niet in deze studie behandeld.</p>
Ondersteuningsbeleid wind op zee	<p>Wind op zee kent een lange doorlooptijd, terwijl de SDE-regeling (uitgezonderd de tenderregeling uit 2009) een snelle voortgang vereist van de projecten na afgifte van de SDE-beschikking. Dit rapport neemt aan dat voor wind op zee maatwerk getroffen kan worden met betrekking tot realistische doorlooptijden.</p>
Coördinatie tussen overheden	<p>Voor wind op land wordt in deze studie uitgegaan van een potentieel dat rond 7000 MW of hoger ligt. Zulke potentiëlen zijn enkel realistisch als verschillende overheden effectief samenwerking, bijvoorbeeld door tot een breed gedragen structuurvisie wind op land te komen.</p>

ECN

Westerduinweg 3
1755 LE Petten

Postbus 1
1755 LG Petten

T 088 515 4949
F 088 515 8338
info@ecn.nl
www.ecn.nl