

| | | |
|-----------|---|-----|
| Notitie | Verplichtingsdoelstelling voor duurzame energie | |
| Aan | Ministerie van Economische Zaken, Landbouw en Innovatie | |
| Kopie aan | Remko Ybema | ECN |
| | Jaap Jansen | ECN |
| | Martine Uyterlinde | ECN |
| | Bert Daniëls | ECN |
| | Paul Koutstaal | ECN |
| Van | Sander Lensink | ECN |
| | Michiel Hekkenberg | ECN |

Samenvatting

Het Ministerie van Economische Zaken, Landbouw en Innovatie heeft enkele vragen gesteld aan ECN met betrekking tot de vormgeving van een leveranciersverplichting. De gestelde vragen richten zich op de omvang van de certificatenmarkt.

Op welk niveau kan de verplichting voor duurzame energie dan wel voor hernieuwbare elektriciteit realistisch gezien gelegd worden?

Het opnemen van groen gas en duurzame warmte binnen de verplichting, vergroot het aanbod van goedkopere opties en vergroot ook de liquiditeit van de certificatenmarkt. Hier kan een positieve invloed op de werking van de certificatenmarkt vanuit gaan. Daarom wordt in deze notitie geadviseerd om bij verdere beleidsvorming ook de mogelijkheid mee te nemen, om groen gas en duurzame warmte binnen de leveranciersverplichting te brengen.

Bij invoering van de leveranciersverplichting in 2013, is een doelstelling van ten hoogste 45 TWh_{fi-naal} voor 2020 haalbaar bij een stabiele ontwikkeling van de duurzame energiesector. Binnen de 45 TWh_{fi-naal} vallen dan ook duurdere opties. Ter beperking van windfall profits valt te overwegen om alleen goedkopere opties binnen de verplichting te brengen. Op basis van een richtprijs voor de certificaten van 3,5 €/kWh_{fi-naal}, rond de onrendabele top van meestook van biomassa in kolencentrales, wordt geadviseerd om de doelstelling voor 2020 op ten hoogste 35 TWh_{fi-naal} te leggen. Indien enkel elektriciteit onder de verplichting gaat vallen, wordt ten hoogste 20 TWh als doelstelling voor 2020 geadviseerd. ECN adviseert als antwoord op de gestelde vraag om een doelstelling van 35 TWh_{fi-naal} voor 2020 als voorlopig doel te gebruiken in het huidige stadium van beleidsvoorbereiding.

Een leveranciersverplichting kan ook als hybride systeem in combinatie met de SDE+ gaan werken. Een van de mogelijkheden daarbij is dat producenten van duurzame energie niet alleen via verkoop van certificaten extra inkomsten krijgen, maar dat voor de duurdere vormen van duurzame energie tevens een additionele SDE+-vergoeding blijft bestaan. Bij zo'n vormgeving dient de extra te realiseren productie uit de duurdere SDE+-installaties bij bovengenoemde doelstellingen te worden opgeteld.

Tot hoe ver in de toekomst dient de verplichting minimaal vastgelegd te worden?

Bepalend is dat de markt voldoende vertrouwen biedt aan ondernemers om te investeren in duurzame energie. Via een leveranciersverplichting creëert de overheid een nieuwe markt en dient de overheid de gezonde werking van deze markt te bewaken. Het is hiervoor niet nodig om harde doelen voor 10 of 20 jaar vooruit te stellen. Duidelijke, harde doelen zijn wenselijk voor de eerstkomende vier of vijf jaar. Op langere termijn – zeg 2030 of 2035 – kan met indicatieve doelen volstaan worden. Maar zolang de leveranciersverplichting een nationaal systeem blijft, zal ook enig nationaal doel voor duurzame energie geformuleerd dienen te worden. Herijking van deze indicatieve doelen dient periodiek, transparant en vertrouwenwekkend te gebeuren. Een actieve overheid die duidelijke criteria hanteert, kan hierbij beter inspelen op onverwachte toekomstige ontwikkelingen dan een passieve overheid die automatische aanpassingsmechanismen hanteert.

Is het wenselijk dat de certificaatuitgifteduur gelimiteerd wordt tot bijvoorbeeld de economische levensduur van een installatie?

Aan installaties met hoge variabele kosten (zoals biomassa-installaties) kan voor een ongelimiteerde periode certificaten worden afgegeven. Vermoedelijk is dit ook kosteneffectief voor opties met relatief lage variabele kosten. Bij opties met relatief lage variabele kosten dient de prijsdrukkende werking van een groter marktvolume en grotere liquiditeit, in verder onderzoek afgewogen te worden tegen de windfall profits die deze installaties in hun latere levensjaren kunnen maken.

Tot slot wordt opgemerkt dat de kwantitatieve conclusies in deze notitie geschreven zijn ter ondersteuning van het beleidsvormingsproces. Ze zijn geschreven als kompas om een initiële richting aan te geven. Geadviseerd wordt de kwantitatieve berekening in deze notitie te evalueren, wanneer de beleidsvoornemens in meer detail bekend zijn.

1. Inleiding

1.1 Vraagstelling

Het Ministerie van Economische Zaken, Landbouw en Innovatie heeft enkele vragen gesteld aan ECN met betrekking tot de vormgeving van een leveranciersverplichting. De gestelde vragen richten zich op de omvang van de certificatenmarkt. De vragen zijn, in bewoordingen van ECN:

- Op welk niveau kan de verplichting voor duurzame energie dan wel voor hernieuwbare elektriciteit realistisch gezien gelegd worden (in percentage geleverde elektriciteit of TWh/jaar)?
- Tot hoe ver in de toekomst dient de verplichting minimaal vastgelegd te worden?
- Is het wenselijk dat de certificaatuitgifteduur gelimiteerd wordt tot bijvoorbeeld de economische levensduur van een installatie?

In deze notitie wordt op de vragen ingegaan met de notie dat het gehele beleidsvormingsproces nog geruime tijd zal duren. Op het moment van het schrijven van deze notitie bestaan er daarom grote onzekerheden over de uiteindelijke vormgeving van toekomstig beleid. De vragen zijn initieel besproken door EL&I en ECN tijdens een workshop gehouden op 9 maart.

1.2 Proces

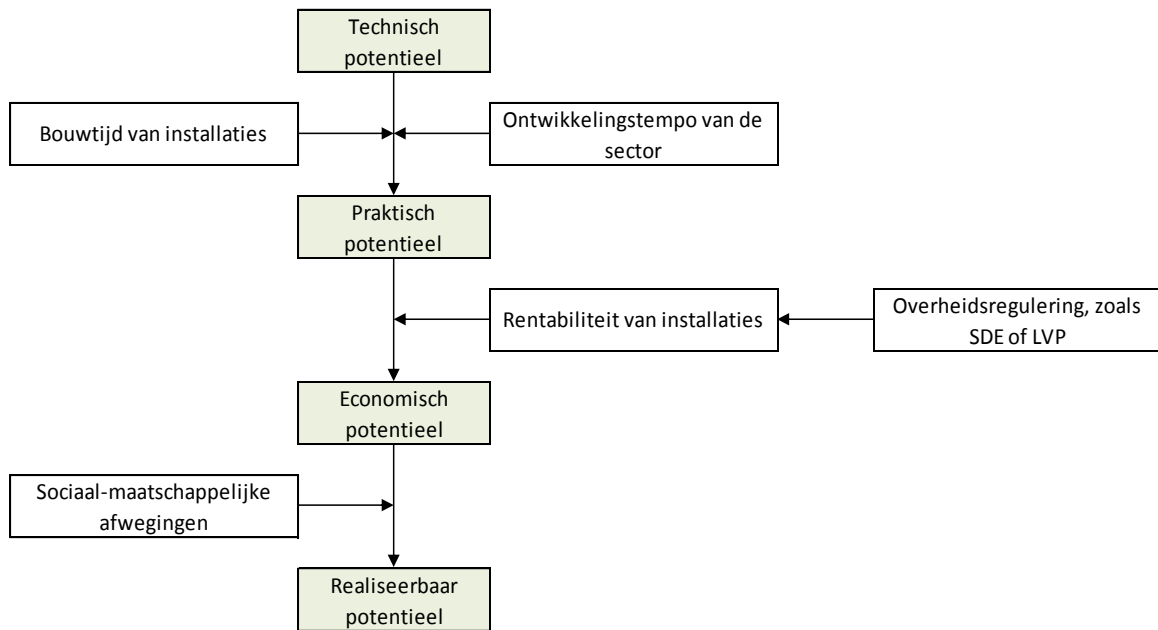
Voor de kwantitatieve beantwoording zijn verschillende modellen ingezet: het Optiedocument (Smekens *et al.*, 2011) om een beeld te krijgen van de maximale benutting van duurzame energie in 2020 en het marktsimulatiemodel RESOLVE-E om de tijdsafhankelijke dynamiek van de uitrol van duurzame energie te kunnen tonen. Omdat er nog vele andere vragen beantwoord zullen moeten worden en diverse andere aspecten meegewogen kunnen worden, alvorens een integraal advies over de vormgeving van een leveranciersverplichting te geven is, hebben de auteurs de resultaten voorgelegd aan verschillende experts (zie aanhef) binnen ECN. Deze expertraadpleging heeft gediend om de beantwoording robuust genoeg te maken gegeven de huidige (oriënterende) fase van het beleidvormingsproces en gegeven de huidige onzekerheden.

2. Hoogte van de verplichting

2.1 Inleiding op potentieelstudies

De mogelijke hoogte van de verplichting wordt in sterke mate bepaald door de ontwikkelingsmogelijkheden van duurzame energie in Nederland. Met andere woorden: het potentieel vormt een belangrijke informatiebron om over de hoogte van de verplichting te adviseren. Het potentieel is echter geen statisch geheel. In de context van deze notitie is het belangrijk om onderscheid te maken tussen verschillende definities van het potentieel. In deze notitie wordt het praktisch potentieel het potentieel genoemd waarbij het grotere technische potentieel gecorrigeerd wordt voor het ontwikkelingstempo van de sector. Het economisch potentieel in deze notitie is weer dat deel van het praktische potentieel. Het economisch potentieel is dat deel dat beperkt is tot de rendabele opties (al dan niet ten gevolge van overheidsondersteuning). De berekening gaat uiteindelijk uit van het realiseerbaar potentieel, waarbij ook rekening wordt gehouden met belemmeringen voor het volledig benutten van het potentieel ten gevolge van acceptatievraagstukken, toegang tot kapitaal, en andere, zie Figuur 1.

Het technisch potentieel kan in de loop van de tijd wijzigen door nieuwe technologische inzichten en ontwikkelingen. Het praktisch potentieel is tijdsafhankelijker, mede omdat er gecorrigeerd wordt voor groeiselheden. Een tijdelijke vertraging van ontwikkeling verkleint daardoor dit potentieel voor de nabije toekomst.



Figuur 1 *Cascadering van potentiëlen*

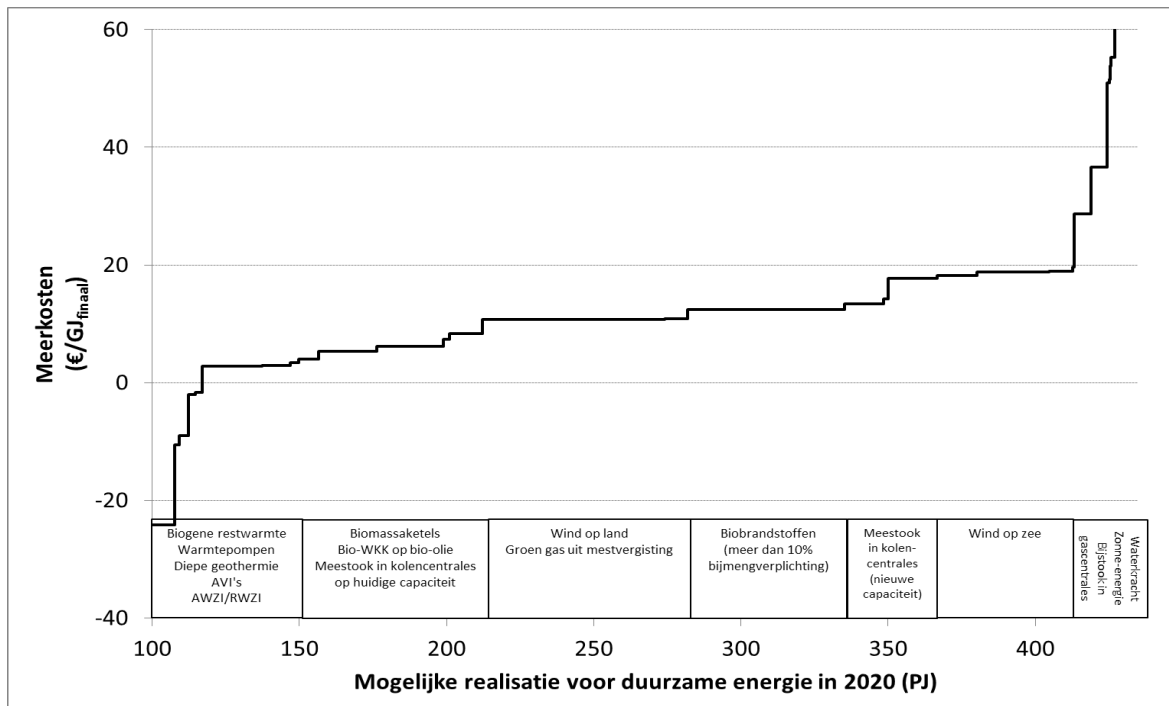
Het economisch potentieel hangt, zeker bij duurzame energie, af van het stimuleringsbeleid. Of omgekeerd: de stimuleringsbeleid kan zo worden vormgegeven dat het zich enkel richt op het goedkoopste deel van het potentieel: zie bijvoorbeeld de 15 ct/kWh bovengrens van de SDE+-regeling.

Tot slot is het belangrijk in de overwegingen te betrekken dat het economisch potentieel niet altijd volledig benut kan worden. Ontwikkelingen rondom maatschappelijk draagvlak, of discussies rondom voedselprijzen en duurzaamheid, kunnen een deel van het economisch potentieel ‘onbereikbaar’ maken.

De bovenstaande *top-down*-cascadering miskent de interactie tussen diverse componenten. Zo kan overheidsregulering invloed hebben op het ontwikkelingstempo van de sector, zoals bijvoorbeeld de subsidieperiode tussen MEP en SDE tot vertraging heeft geleid in de groei van duurzame energie in Nederland. Een ander voorbeeld van de interactie speelt bij bijstook van biomassa in gascentrales. Het technische potentieel wordt sterk bepaald door het vermogen en het type van de gascentrales, en niet wezenlijk door het type ingezette bio-olie. Discussies rondom de duurzaamheid van palmolie maakten een deel van het economisch potentieel (namelijk palmolie-inzet in gascentrales) ‘onbereikbaar’ (ze verkleinden het realiseerbaar potentieel). Hier kwam een ander potentieel voor terug (inzet van andere oliën), maar deze zijn om economische redenen weer niet aantrekkelijk.

2.2 Potentieel

In 2010 hebben ECN en Ecofys om tafel gezeten om verschillen in rapportages over potentiëlen voor duurzame energie te duiden. Een resultante hiervan is een indicatieve *cost supply*-curve die optelt tot ruim 400 PJ in 2020 (Lensink *et al.*, 2010). Voor deze notitie is de *cost supply*-curve gebruikt uit het ECN-optiedocument (Smekens *et al.*, 2011). Deze curve is gebaseerd op de inzichten van 2011. Het totaal potentieel verschilt niet wezenlijk van de inzichten van ECN en Ecofys uit 2010, wel zijn de kosten voor duurzame warmte nauwkeuriger in kaart gebracht. De *cost supply*-curve met de productiekosten staat in Figuur 2.

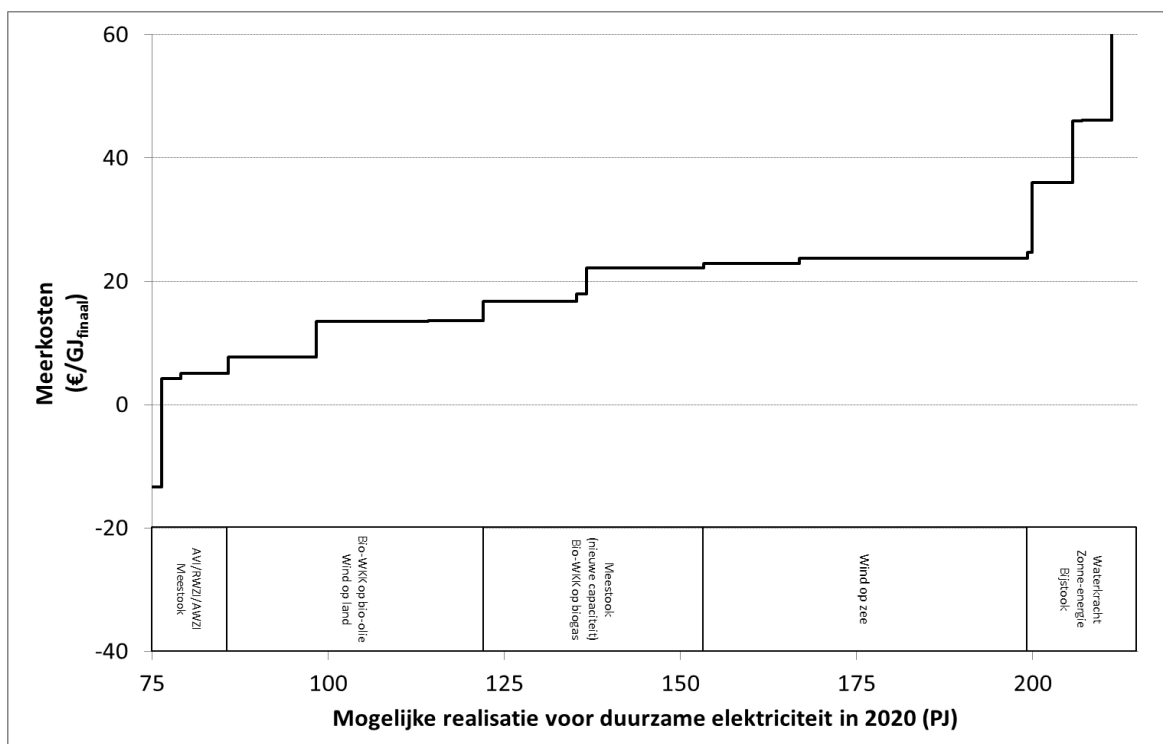


Figuur 2 Aanbodcurve van duurzame energie in 2020, maximum realisatie. Dit zijn extra opties t.o.v. het vaststaandbeleidsscenario uit (Daniëls et al., 2010). Dit zogenoemde vaststaand beleid is goed voor ca. 100 PJ in 2020¹

Figuur 2 toont de aanvullende mogelijkheden voor duurzame energie. Dit zijn de extra opties ten opzichte van het beleid en de SDE-budgetten waartoe in de vorige regeerperiode besloten was. Daarbij werd duurzame warmte niet expliciet via de SDE gestimuleerd en zou biomassainzet in kolencentrales niet meer plaats vinden in de periode 2015-2020. De getoonde kosten zijn de gemiddelde productiekosten over de periode 2010-2020 bij totale uitrol van het potentieel. De prijzen voor gas, kolen, CO₂ en elektriciteit zijn overgenomen uit de referentieraming van PBL en ECN (Daniëls et al., 2010). Kostendalingen ten gevolge van technologieontwikkeling zijn op basis van de recentste inzichten meegenomen.

Als de leveranciersverplichting enkel beoogt hernieuwbare elektriciteit te ondersteunen, valt het potentieel dat in de verplichting ondergebracht kan worden, lager uit. Figuur 3 toont de *cost supply*-curve voor hernieuwbare elektriciteit alleen. De opties zijn identiek aan de opties uit Figuur 2. Met biomassa kan soms zowel groen gas of duurzame warmte als hernieuwbare elektriciteit leveren. In Figuur 3 wordt, evenals in Figuur 2, uitgegaan van de goedkoopste aanwending van biomassa. Zo wordt bijvoorbeeld in beide figuren aangenomen dat covergisting van mest leidt tot groengasproductie.

¹ Ontwikkeling van potentiëlen, kosten en prijzen in de periode tot 2020 is met onzekerheden omkleed, waardoor de volgorde van opties in de praktijk kunnen gaan afwijken van de getoonde volgorde. Ook kan de kostenontwikkeling zowel mee- als tegenvallers kennen.



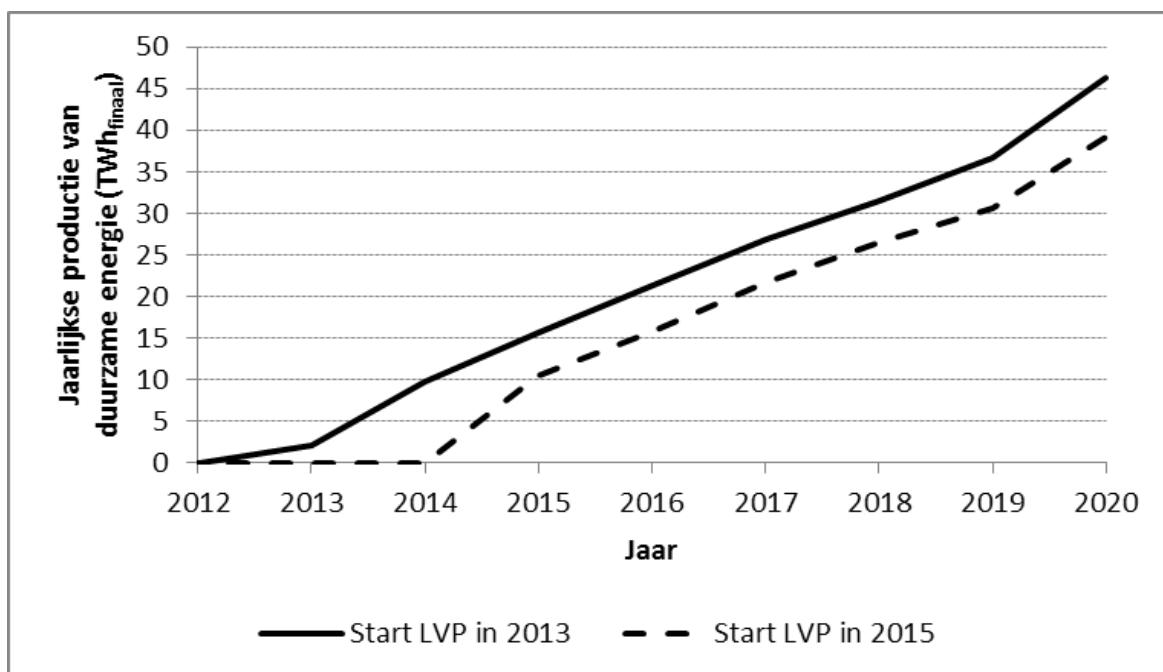
Figuur 3 Aanbodcurve van hernieuwbare of duurzame elektriciteit in 2020. Dit zijn extra opties t.o.v. vaststaand beleid (Referentieraming PBL/ECN, 2010). Vaststaand beleid is goed voor ca. 75 PJ aan hernieuwbare elektriciteit in 2020

2.3 Maximale verplichting

Het potentieel dat in Paragraaf 2.2 getoond is, is een maximum. Veel van dit potentieel is niet rendabel zonder extra stimulering. Zowel de huidige SDE+-regeling als een leveranciersverplichting zal tot gevolg hebben dat de goedkoopste opties als eerste ontwikkeld worden. Duurdere potentielen zullen in de beginjaren niet aangesproken worden, wat tot vertraging leidt in de uitrol van duurdere opties. In deze paragraaf wordt een indicatie voor de maximale verplichting berekend, onder de aanname dat de goedkoopste opties als eerste ontwikkeld zullen worden.

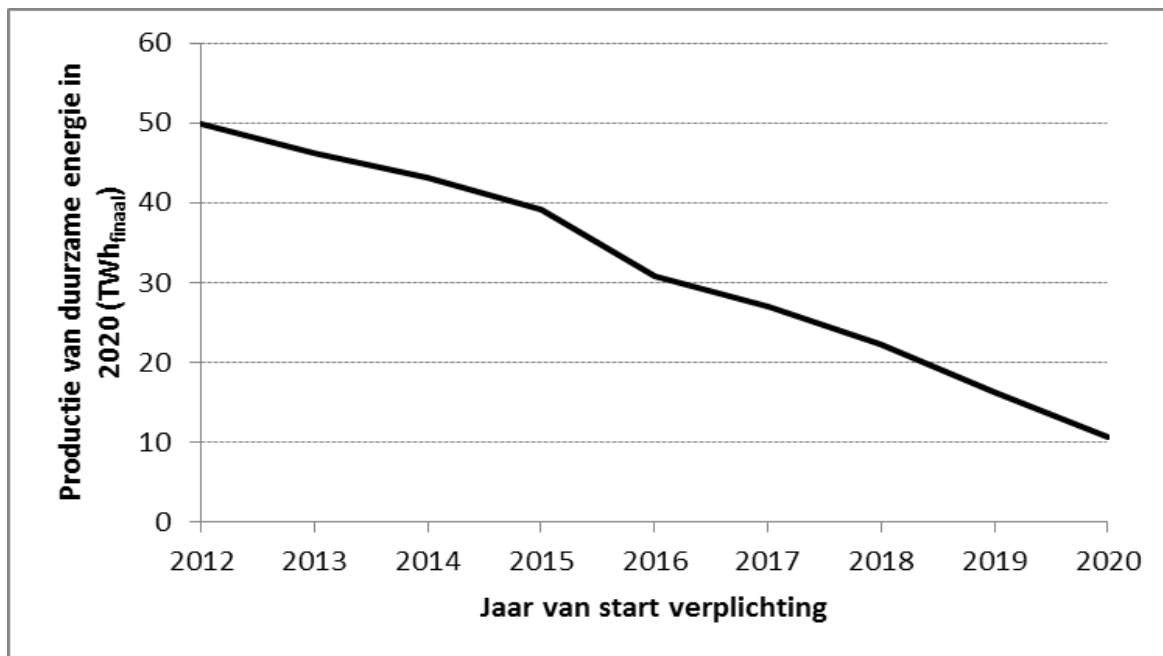
Zoals in Paragraaf 2.1 toegelicht, is een potentieelcurve niet statisch – zeker niet als naar het realiseerbaar potentieel gekeken wordt. Om de interactie met de beleidsvorming en de ontwikkelingsdynamiek inzichtelijk te maken, is voor de huidige vraagstelling het model RESOLVE-E gebruikt. Dit model is een marktsimulatiemodel, waarin ook expliciet aandacht is voor de doorlooptijd bij projectontwikkeling.

In het model is gesimuleerd hoe snel de productie van duurzame energie binnen de leveranciersverplichting (LVP) kan groeien. Het is de extra productie bovenop de productie uit de installaties die onder de SDE- en SDE+-regelingen vallen. Figuur 4 toont de maximale uitrol onder de leveranciersverplichting, afhankelijk van het invoeringsjaar. Zoals Figuur 4 toont kan enige stagnatie in projectrealisatie in de beginjaren van het systeem worden ingehaald, zolang projectontwikkeling voortgaat.



Figuur 4 *Maximale uitrol van duurzame energie binnen de leveranciersverplichting (elektriciteit, warmte en groen gas), bij start van het systeem in 2013 of 2015 (in TWh_{final})*

Uit Figuur 5 blijkt dat een latere start van het systeem resulteert in een lagere productie in 2020 onder dat systeem – dit effect speelt met name bij opties die in de gefaseerde SDE+-regeling niet tot groei kunnen komen vanwege een relatief hoge kostprijs²



Figuur 5 *Maximale realisatie in 2020 binnen LVP als functie van LVP-startjaar*

De verplichting voor 2020 kan rond de 50 TWh (180 PJ) gelegd worden (exclusief certificaatproductie uit bestaande SDE-installaties), waarbij voor ieder jaar dat de LVP later wordt ingevoerd

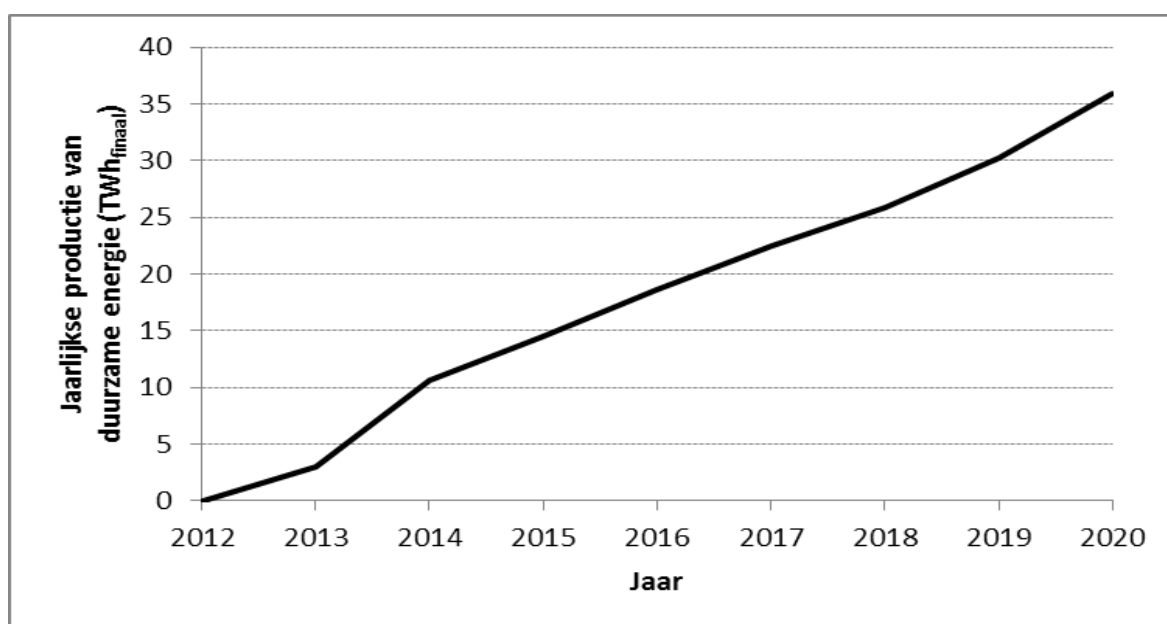
² Merk op dat in Paragraaf 2.3 wordt aangenomen dat alle opties, zowel goedkope als dure, onder de verplichting vallen. Paragraaf 2.4 gaat uit van een vormgeving waarbij alleen de goedkoopste opties onder de verplichting vallen.

dan 2012 zo'n 5 TWh afgetrokken dient te worden. Hierbij worden reeds gerealiseerde SDE+-projecten *niet* onder de leveranciersverplichting meegenomen³. Indien SDE+-projecten ook onder de leveranciersverplichting gaan vallen, zal de maximale realisatie binnen het verplichtingensysteem in 2020 niet wezenlijk afhangen van introductiejaar (mits adequate SDE+-budgetten beschikbaar worden gesteld om het potentieel te realiseren).

De ingroei van nieuwe productie binnen de leveranciersverplichting verloopt niet voor alle opties even snel. Meestook zal door hoge variabele kosten en reeds voltooide aanpassingsinvesteringen de eerste jaren snel kunnen groeien (dan wel op hoog niveau blijven). Voor nieuwe projecten – zeker voor kapitaalsintensieve projecten – zullen investeerders eerst vertrouwen in de prijsvorming op de certificaatmarkt moeten krijgen⁴. Dit kan enige jaren duren. Zelfs als beleidsmatig de SDE+ perfect soepel overgaat in een leveranciersverplichting – zodanig dat van beleidsdiscontinuïteit geen sprake is – mag door de invoering van een leveranciersverplichting enige vertraging in projectrealisatie verwacht worden.

2.4 Volume van verplichting bij certificaatprijs van 3,5 ct/kWh

In deze paragraaf wordt antwoord gegeven op een mogelijke inperking van de verplichting met het oog op kostenefficiëntie. Het streven naar maximale productie van duurzame energie impliceert dat men ook bereid moet zijn voor zeer dure installaties adequate financiële compensatie te bieden. Uit eerder werk dat ECN voor Energie-Nederland heeft uitgevoerd volgt (Jansen *et al.*, 2011), dat een LVP met een certificaatprijs van 3 à 4 ct/kWh voordelig kan scoren op kostenefficiëntie ten opzichte van de SDE-regeling. Merk op dat de marginale inzetkosten van biomassameestook in kolencentrales ook in deze prijsrange ligt. Het RESOLVE-E-model heeft berekend wat de maximale uitrol is van opties met een onrendabele top van ten hoogste 3,5 ct/kWh, zie Figuur 6.



Figuur 6 Maximale uitrol van duurzame energie (elektriciteit, warmte, groen gas) in LVP bij een onrendabele top van ten hoogste 3,5 ct/kWh

³ De resultaten zijn ook van toepassing op een hybride uitvoering van de leveranciersverplichting, waarbij ook aan SDE+-projecten certificaten gegeven worden. De productie uit deze SDE+-projecten is echter niet meegeteld in de Figuren 4 en 5. De reden is dat de omvang van deze productie voornamelijk afhangt van de vormgeving en van de budgettering van de SDE+ en minder van de ontwerpkeuzes binnen de leveranciersverplichting.

⁴ Naarmate de productiekosten hoger zijn, zal het benodigde vertrouwen ook steviger moeten zijn. Hoe lager de productiekosten, des te kleiner is het genoemde effect.

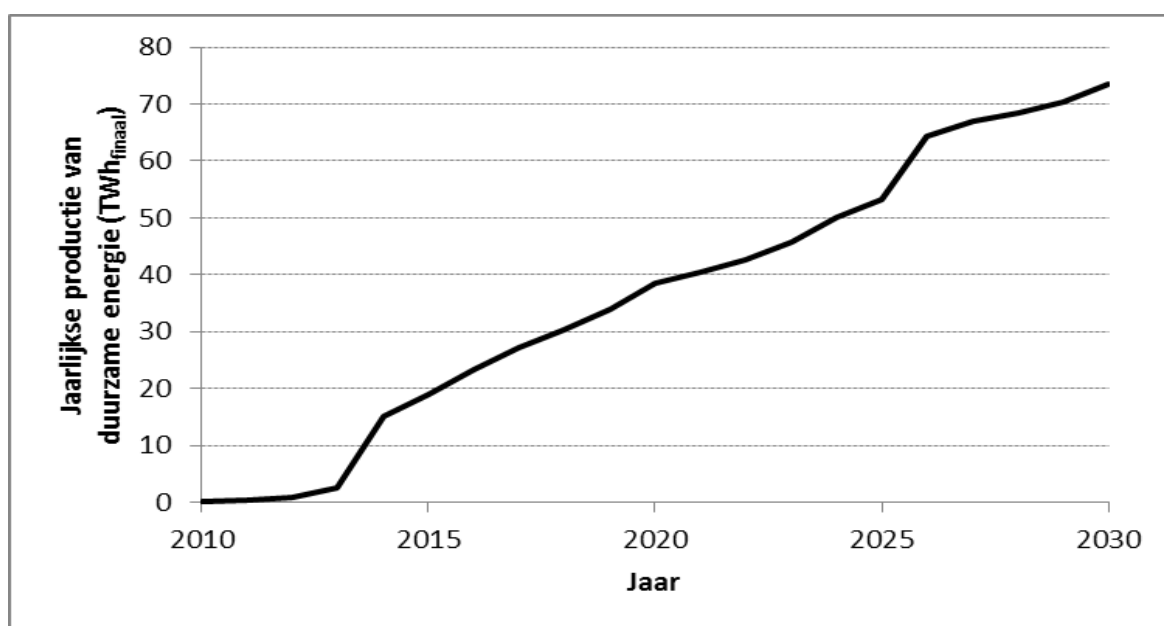
Het maximale volume bij een dergelijke prijs op basis van Figuur 6 ligt op ca. 35 TWh_{final} in 2020 (ca. 125 PJ), mits de leveranciersverplichting in 2013 wordt ingevoerd. De totale productie groeit ongeveer lineair in de tijd – een beeld dat correspondeert met het groeipad in het Nationaal actieplan voor energie uit hernieuwbare bronnen.

Om de 14%-doelstelling te halen is een productie van ca. 300 PJ nodig. Een doelstelling binnen de LVP van 125 PJ, met daarbij opgeteld bestaande installaties (ca. 100 PJ) en biobrandstoffen via de bijmengverplichting (ca. 40 PJ), telt slechts op tot ca. 265 PJ.

In de kostenefficiënte uitrol van een LVP lijkt elektriciteit dominant te zijn: 2/3^e van de 35 TWh_{final} komt uit elektriciteitsproductie, 1/3^e uit duurzame warmte en een zeer klein deel uit groen gas. Dit betekent niet dat groen gas veel duurder is dan een bio-WKK op vergistingsgas, maar wel dat het voor een producent net gunstiger lijkt te zijn om elektriciteit en warmte te produceren. Kleine wijzigingen in beleid⁵ kunnen dit effect doen omslaan juist weer ten gunste van groen gas, waardoor de onderverdeling in elektriciteit, warmte en groen gas met relatief grote onzekerheid omkleed is. Inpassingsproblemen voor warmte (het koppelen van warmteproductie aan warmtevraag) zijn hierbij naar huidig inzicht meegenomen in de potentiëlen.

2.5 Doelstelling 2020-2030

De berekening voor een kostenefficiënte uitrol, gedefinieerd als opties met een onrendabele top van ten hoogste 3,5 ct/kWh, is ook uitgevoerd tot 2030. Ook in de periode 2020-2030 blijkt de groei van de productie van duurzame energie vrij lineair te kunnen verlopen, waarbij de realisatie van 35 TWh in 2020 lijkt te kunnen groeien tot 70 TWh in 2030, zie Figuur 7.



Figuur 7 *Uitrol tot 2030 van opties met een onrendabele top van max. 3,5 ct/kWh*

De lineaire stijging in Figuur 7 lijkt strijdig met het idee dat opties langzaam ingroeien. In RESOLVE-E wordt echter wel degelijk uitgegaan van een procentuele ingroei per optie. Duurzame energie is echter een containerbegrip, waarbinnen diverse vormen van duurzame energieopwekking

⁵ Men kan denken aan veranderingen in emissierichtlijnen of veranderingen in regels ten aanzien van aansluiting op het gas- of elektriciteitsnet.

vallen. Iedere optie, bijvoorbeeld wind op land of mestcovergisting, kent een potentieel dat binnen de zichtperiode (2010-2030) geheel of nagenoeg geheel te benutten is. De ontwikkeling van duurzame energie tot 2030 kan daarom beter ook gezien worden als een sequentiële benutting van opties, waarbij eerst de goedkoopste opties ontwikkeld worden, en de duurere opties later. Wat ook meespeelt, is dat duurere opties ten gevolge van mondiale technologieontwikkeling naar verwachting in de loop van de jaren goedkoper worden. Het gevolg van deze ontwikkelingen blijkt, zie Figuur 7, een vrij regelmatig beeld te geven van lineaire groei van de productie van duurzame energie. De verhouding tussen elektriciteit, warmte en groen gas in Figuur 7 is overigens 6:3:1⁶. Het voorbehoud ten aanzien van benutting van biogas voor groen gas dan wel voor bio-WKK (zie paragraaf 2.4) is ook hier van toepassing.

Ondanks een S-vormige groei voor individuele technologieën, resulteert het totaal toch in een lineair totaal, doordat technieken volgtijdelijk in de verschillende groeifasen zitten.

2.6 Reikwijdte van de verplichting

De leveranciersverplichting wordt voornamelijk in verband gebracht met de elektriciteitsmarkt. In het parlement is de vraag opgeworpen of de leveranciersverplichting ook van toepassing kan zijn op groen gas en duurzame warmte. Voor de volledigheid zij vermeld dat de figuren in de Paragrafen 2.3, 2.4 en 2.5 ook ingroeit van groen gas en duurzame warmte toonden. De parlementaire vraag kan van twee kanten belicht worden: op wie rust de verplichting en hoe kan aan de verplichting voldaan worden. De vraag of de verplichting ook op leveranciers van warmte en gas dient te rusten, wordt in deze notitie niet behandeld.

Er zijn a priori geen redenen waarom niet met duurzame warmte of groen gas aan de leveranciersverplichting voldaan zou kunnen worden, mits bij het bepalen van de hoogte van de verplichting met deze mogelijkheden rekening wordt gehouden.

Een extra aandachtspunt kan de positie van meestook van biomassa in kolencentrales zijn. Dit is een van de goedkopere vormen. Het biedingsgedrag van meestookinstallaties zal bij voldoende concurrentie variëren tussen 3,5 ct/kWh (ofwel de benodigde opbrengst voor een brandstofswitch) en 5,3 ct/kWh (ofwel de benodigde opbrengst voor een brandstofswitch en het terugverdienen van de aanpassingsinvesteringen). In Tabel 1 zijn de opties met elkaar vergeleken, uitgaande van het huidige prijsniveau. Tabel 1 (links) is gerangschikt op benodigde certificaatprijs om tot een investeringsbeslissing over te gaan. Tabel 1 (rechts) is gerangschikt op het verwachte biedingsgedrag van de opties. Meestook kent een onrendabele top (inclusief aanpassingsinvesteringen) van ca. 5,3 ct/kWh. Omdat het merendeel van deze aanpassingsinvesteringen al gemaakt zijn, ligt de benodigde certificaatprijs eerder rond 3,5 ct/kWh. Hierbij concurreert meestook van biomassa in kolencentrales vooral met duurzame warmte en met windenergie op windrijke locaties⁷.

⁶ Warmte uit bio-WKK-installaties is hierbij als elektriciteit geteld.

⁷ Windenergie in Tabel 1 is getoond op basis van 9,6 ct/kWh bij 2200 vollasturen.

Tabel 1 *Benodigde certificaatprijs voor rentabiliteit op basis van productiekosten (long run marginal costs) (links) en inzetkosten (short run marginal costs) van duurzame energie op basis van SDE+-basisbedragen 2012 (rechts). Meestook conform (Lensink et al., 2009)*

| | onrendabele top op basis van | | | onrendabele top op basis van | |
|---------------------------------|------------------------------|-------------|---------------------------------|------------------------------|-------------|
| | productiekosten | inzetkosten | | productiekosten | inzetkosten |
| | EUR/MWh | EUR/MWh | | EUR/MWh | EUR/MWh |
| Stortgas | -42 | -47 | RWZI-uitbreiding | 44 | -61 |
| Warmtebenutting bij AVI's | 3 | -2 | Stortgas | -42 | -47 |
| Ketel op vaste biomassa | 6 | 0 | Zonthermisch | 81 | -41 |
| Waterkracht, hoog verval | 19 | -27 | Osmose | 441 | -31 |
| Geothermie, warmte | 19 | -6 | Zon-PV | 158 | -29 |
| Geothermie | 39 | -3 | Waterkracht, hoog verval | 19 | -27 |
| Allesvergistig, groen gas | 39 | 19 | Wind op land, grote turbines | 50 | -21 |
| Ketel op vloeibare biomassa | 42 | 41 | Wind op land | 50 | -18 |
| RWZI-uitbreiding | 44 | -61 | Wind in meer | 75 | -15 |
| Wind op land | 50 | -18 | Waterkracht, laag verval | 66 | -10 |
| Wind op land, grote turbines | 50 | -21 | Geothermie, warmte | 19 | -6 |
| Meestook | 53 | 35 | Wind op zee | 112 | -3 |
| Verbranding, groot | 54 | 16 | Geothermie | 39 | -3 |
| Mestcovergistig, groen gas | 55 | 31 | Warmtebenutting bij AVI's | 3 | -2 |
| Allesvergistig | 58 | 25 | Ketel op vaste biomassa | 6 | 0 |
| Waterkracht, laag verval | 66 | -10 | Waterkracht, vrije stroming | 203 | 12 |
| Mestcovergistig | 71 | 39 | Verbranding, groot | 54 | 16 |
| Wind in meer | 75 | -15 | Allesvergistig, groen gas | 39 | 19 |
| Zonthermisch | 81 | -41 | Allesvergistig | 58 | 25 |
| Vergassing | 83 | 26 | Vergassing | 83 | 26 |
| Verbranding, klein | 83 | 50 | Mestcovergistig, groen gas | 55 | 31 |
| Wind op zee | 112 | -3 | Meestook | 53 | 35 |
| Diepe geothermie, elektriciteit | 140 | 47 | Mestcovergistig | 71 | 39 |
| Zon-PV | 158 | -29 | Ketel op vloeibare biomassa | 42 | 41 |
| Waterkracht, vrije stroming | 203 | 12 | Diepe geothermie, elektriciteit | 140 | 47 |
| Osmose | 441 | -31 | Verbranding, klein | 83 | 50 |

Uit Tabel 1b blijkt dat veel installaties bereid zijn om lage certificaatprijzen te accepteren, nadat de installatie gebouwd is. Uiteraard zijn die lage certificaatprijzen onvoldoende om de investeringskosten terug te verdienen en daarom niet langdurig houdbaar⁸. Meestook kan in deze problematiek een belangrijk rol vervullen als prijsstabilisator in de certificaatmarkt, enerzijds omdat de onrendabele top van meestook haast geheel door de marginale inzetkosten bepaald wordt en anderzijds omdat het parkgemiddelde inzet van meestook technisch aanzienlijk kan fluctueren in de tijd. Daarmee kan meestook als prijsbuffer optreden⁹.

Bij de keuze of duurzame warmte (en groen gas) binnen de verplichting getrokken wordt, wordt aangeraden om aandacht te besteden aan het karakter van de certificaatmarkt, en met name de dominantie van biomassameestook op die markt. Tabel 1a toont dat duurzame warmte de markt breder kan trekken. Hiermee wordt eventuele marktmacht van centrales die biomassa kunnen meestoken verkleind en wordt de concurrentie binnen de certificatenhandel versterkt. Op basis van de analyse in deze notitie lijkt toevoeging van duurzame warmte (en groen gas) aan de verplichting wenselijk en daarom wordt geadviseerd deze notie in de verdere planuitwerking nader te onderzoeken. Hierbij wordt wel de overweging meegegeven dat toevoeging van duurzame warmte en groen gas consequenties (vanwege onvergelykbaarheid van certificaten) kan hebben voor een koppeling van het Nederlandse systeem aan een buitenlands systeem.

⁸ In extremis kan een langdurig te lage certificaatprijs zelfs het failliet van het systeem betekenen vanwege afbrokkelend vertrouwen.

⁹ Keerzijde is dat de onrendabele top van meestook afhangt van kolen-, biomassa- en CO₂-prijzen, waarbij de elektriciteitsprijs slechts indirect correleert. Veel andere opties zullen een onrendabele top hebben die afhangt van ofwel de elektriciteitsprijs ofwel de gasprijs. In die zin betekent prijsstabiliteit (een constante prijs in ct/kWh) niet per se ook de optimale investeringszekerheid.

2.7 Looptijd van het systeem

Een aantrekkelijk aspect van een leveranciersverplichting is in de Tweede Kamer benoemd als de afwezigheid van de noodzaak tot overheidsinterventie (vgl. het jaarlijks vaststelling van SDE+-basisbedragen). Daar staat tegenover, dat de overheid van tijd tot tijd de randvoorwaarden van de certificaatmarkt zal moeten aanpassen ten gunste van de gezonde marktwerking. Een ver terugtrekkende overheid, bijvoorbeeld door doelen op een zeer lange termijn te stellen, of door automatische doelaanpassingen door te voeren (*head room mechanism*), dragen weliswaar bij aan een transparante wijze van bepaling van het verplichtingenniveau. Te veel automatismen van een ver terugtrekkende overheid dragen daarentegen niet per se bij aan stabiele prijsvorming. Zie ook (WRR, 2012) waarin de overheid gewaarschuwd wordt het zelfregulerende vermogen van markten niet te overschatten.

Om een nieuwe installatie voor duurzame energie te bouwen, wordt een investeringsbeslissing genomen op basis van kasstromen van de komende 10 à 15 jaar. Het is voor een investeerder niet nodig om te weten hoe hoog de verplichting over 15 jaar ligt, wel heeft hij vertrouwen nodig dat hij een zekere inkomstenstroom uit de certificaatmarkt weet te krijgen. De vormgeving van het systeem, en zeker ook de bijsturing van het systeem door de overheid, is wenselijk juist gericht op het bewaken van certificaatmarkt, op het creëren en bewaken van gezonde marktwerking.

Voor een ontwikkelaar is het belangrijk te weten dat hij na 10 jaar nog steeds inkomsten uit zijn certificaten kan ontvangen. Zolang de overheid in zijn handelen hiernaar streeft, is het niet nodig om harde doelen voor 2030 of 2035 te stellen. Indicatieve doelen en periodieke herijking door een transparante overheid kan voldoende (of zelfs betere) zekerheid bieden voor een investeerder. Dit impliceert dat de overheid een eigen *track record* dient op te bouwen van marktvertrouwen. Gehele afwezigheid van doelen voor 2030 of 2035 wordt niet aangeraden uit oogpunt van te geringe marktzekerheid¹⁰.

Geadviseerd wordt om enkel voor de komende 4 of 5 jaar een harde verplichting te definiëren en voor de perioden daarna, tot 2030 à 2035, indicatieve doelen te stellen met transparante herijkingmomenten. Automatische aanpassingen aan de doelen, bijvoorbeeld maar niet uitsluitend via een headroommechanismen, kunnen zelfs leiden tot additionele markttonzekerheid, die vermijdbaar is.

2.8 Duur van certificaatafgifte

Een ontwerpkeuze van een systeem heeft betrekking op de tijdsduur waarbinnen een installatie certificaten ontvangt. Dit kan beperkt worden tot (bijvoorbeeld) de SDE+-beschikkingsduur van 12 of 15 jaar. Maar het kan ook vrij gelaten worden, dus zolang als de installatie duurzame energie produceert.

Tabel 1 geeft onder de kolom ‘inzetkosten’ aan wat de marginale kosten zijn zodra de investering is afgeschreven¹¹. Het blijkt dat veel installaties negatieve marginale kosten hebben, met andere woorden: het is rendabel om die installaties in productie te houden. Het betreft hier opties met hoge investeringskosten zoals windenergie, geothermie en zonne-energie. Biomassa-installaties zullen daarentegen stilgezet worden als geen extra inkomsten uit de certificaten ontvangen kunnen worden.

¹⁰ In plaats van het stellen van doelen voor 2030 of 2035, kan ook overwogen worden om voorzieningen in te bouwen om marktrisico's af te vangen mocht de verplichting vervallen.

¹¹ Na 10 of 15 jaar zullen de onderhoudskosten hoger zijn dan in de beginjaren. Daar is in Tabel 1 niet voor gecorrigeerd. De onderhoudskosten zijn de gemiddelde onderhoudskosten gedurende de eerste 12 of 15 jaar.

Indien voor biomassaopties de certificaatafgifte stopt na 12 jaar, zullen installaties die technisch nog goed functioneren, worden stilgezet. Ook dit kan tot kapitaalvernietiging leiden, wat weer tot maatschappelijke discussies kan leiden die vergelijkbaar zijn met discussies rondom de huidige biomassacentrales die uit de MEP lopen. Omwille van de (politieke) stabiliteit van de LVP, en daarmee de stabiliteit van de certificaatprijs, kunnen voorgaande discussies beter op voorhand vermeden worden. Dit lijkt goed mogelijk via een ongelimiteerde certificaatafgifte voor biomassa-installaties, zeker ook omdat deze installaties geen grote overwinsten zullen behalen door de ongelimiteerde certificaatafgifte.

Voor wind- en zonne-energie en geothermie is het vraagstuk iets gecompliceerder. Na 15 jaar, als de kapitaalsinvestering is afgeschreven, kunnen beduidende overwinsten (*windfall profits*) gehaald worden. Daar staat tegenover dat zulke parken wel voor extra productie van duurzame energie blijven zorgen. Deze parken dragen dus bij aan de liquiditeit van de certificaatmarkt. Meer liquiditeit leidt in theorie tot stabielere of lagere prijzen. De overwinsten die voor deze installaties ontstaan in de jaren 15 tot 25 (na productiestart) dienen op te wegen tegen deze prijsdrukkende invloed op de certificaatprijs. Hoe die balans uitpakt is bijvoorbeeld mede afhankelijk van de ontwerpkeuze of de leveranciersverplichting een bankingfaciliteit gaat bevatten en kan daarom in de context van deze notitie niet berekend worden.

3. Discussie

ECN adviseert als antwoord op de gestelde vragen onder andere om een doelstelling van 35 TWh_{fi-naal} voor 2020 als voorlopig doel te gebruiken in het huidige stadium van beleidsvoorbereiding. Deze doelstelling alleen leidt er waarschijnlijk toe dat de 14%-doelstelling niet gehaald wordt. Additioneel beleid naast de leveranciersverplichting, zoals voortgezette SDE+ en de bijmengverplichting voor biobrandstoffen, blijft nodig om de doelstelling te halen. Mits de SDE+-ondersteuning transparant, voorspelbaar en soepel overloopt naar een leveranciersverplichting, bijvoorbeeld naar een hybride verplichting waaraan ook SDE+-installaties deelnemen, hoeft de systeemwijziging niet tot grote stagnatie in projectontwikkeling te leiden. Enige vertraging in bepaalde kapitaalsintensieve sectoren (zoals windenergie) valt wel te verwachten. Het risico op het niet halen van de 14%-doelstelling met enkel binnenlandse productie van duurzame energie neemt daardoor wel toe, maar uit de analyse volgt dat de doelstelling, ook bij invoering van een leveranciersverplichting naast de SDE+, nog steeds te bereiken is.

Een extra aandachtspunt daarbovenop is echter het beleidsrisico, in termen van tijdelijke stagnatie van de groei van duurzame energie. Het betreft hier een risico dat de SDE+ niet soepel overloopt in een leveranciersverplichting, bijvoorbeeld ten gevolge van maatschappelijke discussies of politieke tegenstellingen. Noem het de inherente onzekerheid die met aanpassing van beleid gepaard gaat. Dat zorgt voor een extra risico op het niet halen van de 14%-doelstelling. De effecten van dit risico zijn niet gekwantificeerd in deze notitie, maar zijn in potentie groter naarmate de beoogde reikwijdte van de leveranciersverplichting ook groter is.

De overweging dat de 14% doelstelling haalbaar blijft, maar ambitieus is, de overweging dat de iedere beleidsaanpassing met onzekerheden voor marktpartijen gepaard gaat, en de overweging dat de periode tot 2020 kort is gezien de duur van menig vergunningverleningstraject, hebben ertoe geleid dat de auteurs van deze notitie bij de beantwoording van de vragen twee doelen hebben losgekoppeld. De auteurs hebben het nationale doel van 14% duurzame energie niet meegewogen in een advies over de hoogte van de verplichting voor leveranciers.

Referenties

- Daniëls, B.W., S. Kruitwagen (2010): *Referentieraming energie en emissies 2010-2020*, PBL 500161001, ECN-E--10-004, Bilthoven/Petten, april 2010.
- Jansen, J.C., S.M. Lensink, Ö. Özdemir, J. van Stralen, A.J. van der Welle (2011): *Cost-benefit analysis of alternative support schemes for renewable electricity in the Netherlands*, ECN-E--11-002, Petten, maart 2011.
- Lensink, S.M., A.E. Pfeiffer (2009): *Onrendabele top meestook (indicatief)*, ECN-BS--09-031, Petten, oktober 2009.
- Lensink, S.M., M. Hekkenberg, K. Schoots, P.F. van den Oosterkamp (2010): *Herijking DE-beleid 2010-2020*, ECN-BS--10-032, Petten, augustus 2010.
- Smekens, K.E.L., P. Kroon, A.J. Plomp (2011): *Actualisatie Optiedocument 2010, RR2010-SV en NREAP*, ECN-E--11-023, Petten, augustus 2011.
- WRR (2012): *Publieke zaken in de marktsamenleving*, WRR-rapport 87, Den Haag, april 2012.