



Energieonderzoek Centrum Nederland

Innovatie en leercurven

Rapportage naar aanleiding van kennisvragen Werkgroep Energie en Klimaat

K. Schoots

ECN-E--10-038

April 2010

Verantwoording

Dit rapport is het resultaat van onderzoek (ECN-projectnummer 5.0451) uitgevoerd in opdracht van het secretariaat van de Werkgroep Energie en Klimaat welke in het kader van de Brede Heroverwegingen van het kabinet Balkenende IV is ingesteld. De auteur bedankt de leden van het secretariaat van de werkgroep voor hun constructieve bijdrage. De auteur is ook diverse ECN-collega's zeer erkentelijk voor het beschikbaar stellen van informatie, het kritisch lezen van eerdere versies van dit rapport en het daarbij voorzien van constructief commentaar. Deze inspanningen hebben de kwaliteit van het rapport aanmerkelijk verbeterd. Speciale dank gaat uit naar: Bert Daniëls, Bram van der Drift, Jaap Kiel, Paul Lako, Theo de Lange, Sander Lensink, Marc Londo, Stefan Luxembourg, Hamid Mozaffarian, Ad Seebregts, Wim Sinke, Joost van Stralen, Casper Tigchelaar, Herman den Uil, Karina Veum, Wouter Wetzels, Remko Ybema en Bob Van der Zwaan, evenals naar Denise Bakker voor de verzorging van de opmaak van dit rapport. De inhoud van dit rapport is de volledige verantwoordelijkheid van de auteur.

Abstract

This report has been written on account of knowledge questions formulated by the Working Group Energy and Climate. This Working Group has been established in the framework of the Broad Reconsideration of Dutch government policy caused by the economic crisis of 2008-2009. Its task is to investigate the possibilities for a structural reduction of government spending by 20% on sustainable energy, energy saving and fiscal advantages carrying non-sustainable incentives. Apart from that, spending on policies aimed at mitigating climate change are scrutinized.

In connection with this task, the working group has formulated knowledge questions which refer to cost effectiveness and possibilities for target achievement, possibilities within the European Renewables Directive and learning curves and innovation. This report addresses the latter two themes: learning curves and innovation. The selection of technologies assessed is not all-embracing, but based on the technologies within the SDE regulation (Dutch regulation on support for sustainable energy) supplemented by some promising innovations.

Inhoud

Verantwoording	2
Abstract	2
Inhoud	3
Lijst van tabellen	4
Lijst van figuren	5
Samenvatting	7
S.1 Leercurven	7
S.2 Innovatie en uitrol	10
S.3 Prijs- en kostenontwikkelingen	15
1 Inleiding	21
2 Leercurven	22
3 Prijsontwikkeling elektriciteit	26
4 Potentiëlen en kosten	29
4.1 Potentiëlen met en zonder voortzetting van het SDE-beleid na 2011	30
4.2 Wind op land	31
4.3 Wind op Zee	33
4.4 Thermische conversie van biomassa voor elektriciteit	37
4.5 Vergisting van biomassa	41
4.6 Zon-PV	44
4.7 Waterkracht	49
4.8 Fossiele opties met en zonder CCS	50
4.9 Bio SNG en Groen Gas	52
4.10 Procesintensivering in de industrie	56
4.11 Gebouwde omgeving	57
4.12 Kas als energiebron	59
5 Beleidsinstrumenten, timing en gevolgen van bezuinigingen	60
5.1 Beleidsinstrumenten	60
5.2 Timing	62
5.3 Conclusie	65
Referenties	67

Lijst van tabellen

Tabel S.1	<i>De verwachte productiekosten, geraamde productie en de mondiale leerratio en potentieel voor hernieuwbare elektriciteitsproductietechnologieën uit dit rapport</i>	17
Tabel S.2	<i>De verwachte productiekosten, geraamde productie en de mondiale leerratio en potentieel voor groen gasproductietechnologieën uit dit rapport</i>	17
Tabel S.3	<i>Verwachte technologiekosten voor elektriciteitsopwekking met nieuwe fossielgestookte centrales bij scenario Prijzen volgens UR-GE</i>	17
Tabel S.4	<i>De verwachte elektriciteitsprijzen voor verschillende marktpartijen</i>	18
Tabel 3.1	<i>De verwachte elektriciteitsprijzen voor verschillende marktpartijen</i>	28
Tabel 4.1	<i>Verwachte aandelen van duurzame opties in totale elektriciteitsvraag voor 2020 en 2040, met en zonder voortzetting van SDE-beleid</i>	31
Tabel 4.2	<i>Inschatting van de mondiale leerratio en potentiële wind op land</i>	32
Tabel 4.3	<i>Inschatting van de mondiale leerratio en potentiële wind op zee</i>	34
Tabel 4.4	<i>Inschatting van de mondiale leerratio en potentiële thermische conversie biomassa</i>	38
Tabel 4.5	<i>Inschatting van de mondiale leerratio en potentiële vergisting biomassa</i>	41
Tabel 4.6	<i>Schatting van de mondiale leerratio en potentiële Zon-PV</i>	44
Tabel 4.7	<i>Rentabiliteit Zon-PV in Nederland voor huishoudelijke consumenten over de periode 2010 tot 2025</i>	46
Tabel 4.8	<i>Rentabiliteit Zon-PV in Nederland voor de kleinzakelijke sector over de periode 2010 tot 2025</i>	47
Tabel 4.9	<i>Verwachte technologiekosten voor elektriciteitsopwekking met nieuwe fossielgestookte centrales bij scenario Prijzen volgens UR-GE</i>	51
Tabel 4.10	<i>Overzichtstabel groen gas. Kosten staan vermeld in €₂₀₀₈</i>	52
Tabel 4.11	<i>Inschatting van de mondiale leerratio en potentiële groen gas</i>	53
Tabel 4.12	<i>Inschatting van de mondiale leerratio en potentiële van technologieën in de gebouwde omgeving</i>	57

Lijst van figuren

Figuur S.1	<i>Een hypothetische uitrol en kostenontwikkeling van een nieuwe technologie op basis van een leercurve met een leerratio van 18%.</i>	8
Figuur S.2	<i>Verwachte ontwikkeling van de elektriciteitsprijs in €₂₀₀₈. Voor de elektriciteitsprijs op de groothandelsmarkt (zwarte doorgetrokken lijn) wordt tot 2020 een CO₂-prijs aangenomen van 20 €/ton, daarna stijgt de CO₂-prijs tot 50 €/ton in 2040</i>	16
Figuur S.3	<i>Ontwikkeling elektriciteitskosten uit windenergie op land</i>	19
Figuur S.4	<i>Ontwikkeling elektriciteitskosten van windenergie op zee</i>	19
Figuur S.5	<i>Ontwikkeling van de kosten voor elektriciteit uit de thermische conversie van biomassa</i>	19
Figuur S.6	<i>Ontwikkeling van de kosten voor elektriciteit uit vergisting van biomassa</i>	20
Figuur S.7	<i>Ontwikkeling van de kosten van groen gas</i>	20
Figuur S.8	<i>Ontwikkeling van de kosten van elektriciteit uit waterkracht</i>	20
Figuur S.9	<i>Ontwikkeling van de kosten van elektriciteit uit Zon-PV</i>	20
Figuur 2.1	<i>Een hypothetische uitrol en kostenontwikkeling van een nieuwe technologie op basis van een leercurve met een progress ratio van 18%.</i>	24
Figuur 3.1	<i>Verwachte ontwikkeling van de groothandelselectriciteitsprijs in €₂₀₀₈. Voor de elektriciteitsprijs op de groothandelsmarkt (zwarte doorgetrokken lijn) wordt tot 2020 een CO₂-prijs aangenomen van 20 €/ton, daarna stijgt de CO₂-prijs tot 50 €/ton in 2040</i>	27
Figuur 4.1	<i>De verwachte elektriciteitsvraag en geraamde productie van duurzame energie met voortzetting van stimulering als het SDE-beleid na 2011</i>	30
Figuur 4.2	<i>De verwachte elektriciteitsvraag en geraamde productie van duurzame energie zonder voortzetting van stimulering als het SDE-beleid na 2011</i>	31
Figuur 4.3	<i>Ontwikkeling van geraamde productie van windenergie op land tussen 2010 en 2040</i>	32
Figuur 4.4	<i>Ontwikkeling elektriciteitskosten uit windenergie op land</i>	33
Figuur 4.5	<i>Ontwikkeling van de jaarlijkse meerinvestering in windenergie op land</i>	33
Figuur 4.6	<i>Ontwikkeling geraamde productie windenergie op zee</i>	34
Figuur 4.7	<i>Ontwikkeling elektriciteitskosten van windenergie op zee</i>	35
Figuur 4.8	<i>Leereffecten wind op zee</i>	36
Figuur 4.9	<i>Ontwikkeling van de jaarlijkse meerinvestering in windenergie op zee</i>	36
Figuur 4.10	<i>Geraamde ontwikkeling van de productie van elektriciteit uit de thermische conversie van biomassa</i>	38
Figuur 4.11	<i>Ontwikkeling van de kosten voor elektriciteit uit de thermische conversie van biomassa</i>	39
Figuur 4.12	<i>Ontwikkeling van de jaarlijkse meerinvestering voor elektriciteit uit de thermische conversie van biomassa</i>	40
Figuur 4.13	<i>Ontwikkeling van de geraamde productie voor elektriciteit uit de vergisting van biomassa</i>	42
Figuur 4.14	<i>Ontwikkeling van de kosten voor elektriciteit uit vergisting van biomassa</i>	42
Figuur 4.15	<i>Ontwikkeling van de jaarlijkse meerinvestering voor elektriciteit uit de vergisting van biomassa</i>	43
Figuur 4.16	<i>Ontwikkeling van de geraamde productie van Zon-PV</i>	45
Figuur 4.17	<i>Ontwikkeling van de kosten van elektriciteit uit Zon-PV</i>	46
Figuur 4.18	<i>Ontwikkeling van de jaarlijkse meerinvestering in Zon-PV</i>	48
Figuur 4.19	<i>Ontwikkeling van de geraamde productie van elektriciteit uit waterkracht</i>	49
Figuur 4.20	<i>Ontwikkeling van de kosten van elektriciteit uit waterkracht</i>	50
Figuur 4.21	<i>Ontwikkeling van de jaarlijkse meerinvestering in elektriciteit uit waterkracht</i>	50
Figuur 4.22	<i>Ontwikkeling van de geraamde productie van groen gas</i>	53
Figuur 4.23	<i>Ontwikkeling van de kosten van groen gas</i>	54
Figuur 4.24	<i>Ontwikkeling van de jaarlijkse meerinvestering voor groen gas</i>	55

Figuur 4.25 <i>Het effect van stimuleringsmaatregelen op het totale energieverbruik van huishoudens</i>	58
Figuur 4.26 <i>Het effect van stimuleringsmaatregelen op het totale energieverbruik van utiliteiten</i>	58

Samenvatting

Dit rapport is geschreven naar aanleiding van kennisvragen van de werkgroep Energie en Klimaat die in het kader van de Brede Heroverwegingen van het regeringsbeleid, op initiatief van het kabinet Balkenende IV is opgericht. De Brede Heroverwegingen zijn een gevolg van de economische crisis van 2008-2009 en hebben tot doel het regeringsbeleid fundamenteel te herijken op basis van een grondige analyse van de diverse sectoren van de Nederlandse economie. De werkgroep Energie en Klimaat is één van de 20 werkgroepen opgericht om per beleidsterrein de mogelijkheden tot een structurele vermindering van de overheidsuitgaven te onderzoeken. De werkgroep Energie en Klimaat is gevraagd beleidsvarianten te ontwikkelen die structureel 20% besparen op uitgaven aan duurzame energie, energie efficiency en fiscale voordelen die niet-duurzame prikkels met zich meebrengen. Daarnaast worden de uitgaven voor beleid gericht op het tegengaan van klimaatverandering onder de loep genomen.

Naar aanleiding van deze opdracht heeft de werkgroep kennisvragen geformuleerd die betrekking hebben op kosteneffectiviteit en mogelijkheden voor doelbereik, de mogelijkheden binnen de Europese Hernieuwbare Energie richtlijn en leercurven en innovatie. Dit rapport gaat in op de laatste twee thema's: leercurven en innovatie. De selectie van behandelde technologieën is niet allesomvattend, maar gebaseerd op de technologieën binnen de SDE-regeling plus enkele veelbelovende innovaties.

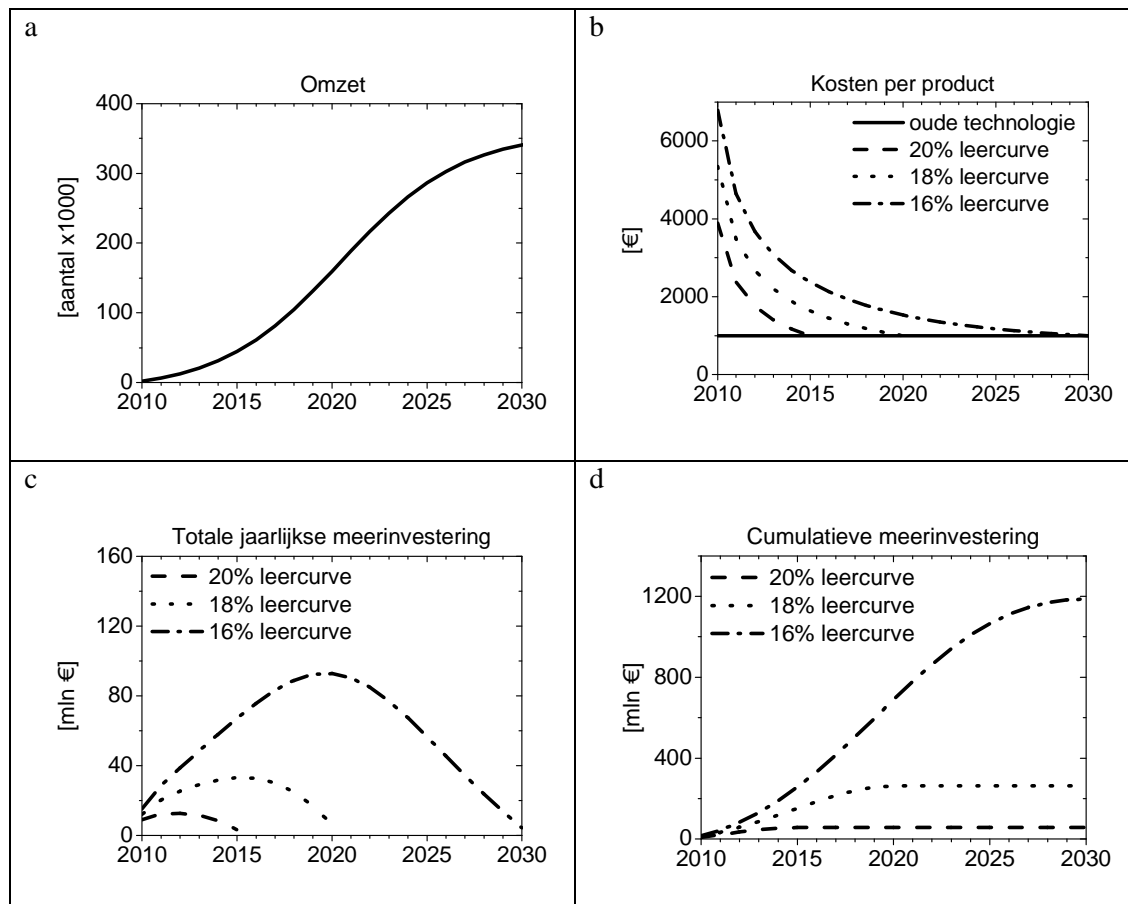
S.1 Leercurven

Leercurve methodiek

Een veelgebruikte methodiek om de kostenontwikkeling van technologieën te monitoren, zijn leercurven. Hierbij worden de kosten van een bepaalde technologie uitgezet tegen de cumulatieve capaciteit. De basisgedachte achter leercurven is dat kosten afnemen door het opdoen van ervaring met een technologie. Dit effect wordt ook wel *learning-by-doing* genoemd. De cumulatieve capaciteit is een maat voor de hoeveelheid opgedane ervaring. De leerratio, uitgedrukt als percentage kostenreductie per verdubbeling van de cumulatieve capaciteit, is een maat voor de snelheid waarmee kosten dalen. Zogenaamde ervaringscurven (*experience curves*) zijn een variant op leercurven, waarbij niet (productie)kosten, maar prijzen worden beschouwd. In dit rapport maken we gebruik van ervaringscurven omdat deze ook rekening houden met markteffecten zoals bijvoorbeeld brandstofprijzen en daardoor een beter beeld geven van het verloop van bijvoorbeeld onrendabele toppen welke relevant zijn voor stimuleringsmaatregelen. Waar verder in dit rapport alleen leercurven worden genoemd, geldt hetzelfde ook voor ervaringscurven.

Voor het in de hand houden van kosten is het belangrijk de voortgang van kostenreducties te monitoren. Een kleine *blijvende* afwijking in de leerratio, welke een maat is voor de snelheid waarmee kosten dalen, werkt sterk door in de totale investering die nodig is om een nieuwe technologie competitief te krijgen. Dit wordt geïllustreerd in Figuur S.1. Hier wordt aan de hand van een hypothetische uitbreiding van een nieuwe technologie (Figuur S.1a), het verloop van de kosten weergegeven op basis van een leercurve met een leerratio van 18% (Figuur S.1b). Getoond wordt ook een gevoeligheidsanalyse op basis van variaties in de leerratio van 2%. In Figuur S.1c wordt de jaarlijkse meerinvestering getoond die nodig is om de nieuwe technologie op hetzelfde kostenniveau te krijgen als een oudere, te verdringen referentietechnologie. In Figuur S.1c is te zien dat als een technologie structureel 2% langzamer leert, niet alleen de piek in de jaarlijkse meerinvestering later optreedt, maar de cumulatieve meerinvestering ook globaal tweemaal zo hoog is als in het geval van de 82% leercurve. Omgekeerd geldt hetzelfde voor het geval het leren 2% sneller gaat. Het effect van 2% langzamer of sneller leren op de cumulatieve meerinvestering is dat deze respectievelijk een factor 5 hoger of lager uitkomt (Figuur S.1d).

Om kosten van stimuleringsregelingen in de hand te houden is het dus belangrijk de kosten te monitoren en, indien deze te langzaam dalen, waar mogelijk de trend om te buigen.



Figuur S.1 Een hypothetische uitrol en kostenontwikkeling van een nieuwe technologie op basis van een leercurve met een leerratio van 18%.

(a) Hypothetisch verloop van uitrol, (b) kostenontwikkeling op basis van de leercurve als functie van tijd en de constante kosten van een (gevestigde niet-lerende) referentie technologie¹, (c) Het verloop van de jaarlijkse meerinvestering om competitieve break-even met de referentietechnologie te bereiken, (d) verloop van de cumulatieve meerinvestering op basis van (c). Er is een gevoeligheidsanalyse uitgevoerd waarbij de leerratio met 2% varieert ten opzichte van de centrale waarde van 18%.

Leercurven zijn niet altijd te sturen. Voor veel energietechnologieën geldt dat de ontwikkeling van de kosten mondiaal bepaald worden. De kosten van een energietechnologie zijn opgebouwd uit meerdere componenten. Van sommige van deze componenten worden de leerinvesteringen mondiaal gedragen en is het erg lastig kostenontwikkeling vanuit Nederland te bepalen. Voor deze componenten geldt ook dat Nederland niet de volledige leerinvestering op zich hoeft te nemen. Voor deze kostencomponenten kan er ook meegelift worden op ontwikkelingen die elders gewoon door gaan. Echter, kostencomponenten die leunen op lokale leereffecten, bijvoorbeeld kosten voor installatie en gebruik, zijn wel binnenlands te sturen. Het meeliften op mondiale ontwikkelingen gaat niet op voor lokaal lerende kosten.

¹ Voor de drie kostenontwikkelingen wordt uitgegaan van initiële kosten van 46 k€. De opbouw van cumulatieve capaciteit tot 2010 van 1900 eenheden veroorzaakt de kostenverschillen in 2010.

De rol van leercurven

Aan de ene kant is het essentieel dat het budget voor de stimulering van een technologie toereikend is om het hele traject van de vroege commercialisering tot een competitief product te doorlopen. Anders wordt de nieuwe technologie immers niet concurrerend met de oudere referentietechnologie, waardoor deze laatste de nieuwe technologie uit de markt kan houden. Aan de andere kant zal bij voortzetting van het huidige beleid in het beginstadium van de technologieontwikkeling de stimuleringsregeling tot steeds toenemende kosten leiden (zie Figuur S.1c). Door heldere keuzes te maken welke technologieën wel en welke niet gestimuleerd worden, kunnen deze twee punten verenigd worden. Leercurven vormen een instrument om een schatting te maken van de som en het verloop van de meerinvestering benodigd om de technologie concurrerend te maken. Door stimuleringsmaatregelen anders te spreiden (d.w.z. subsidieplafonds te verlagen) zal, mits het kostenverloop volledig binnen Nederland bepaald wordt en het kennisniveau voor uitrol en gebruik van de technologie op peil blijft, de totaal benodigde som in principe niet veranderen. Deze wordt dan alleen over meerdere jaren uitgespreid (Schoots en Jeeninga, 2008).

Beperkingen van leercurven

Het begrip van het mechanisme achter kostenreducties door leereffecten is tot nu toe beperkt. Een leercurve kan alleen maar achteraf bepaald worden op basis van empirie. Het is gebleken dat de leerratio vaak niet constant is. Afhankelijk van de (markt)omstandigheden blijkt de leerratio te kunnen veranderen. Dit kan zowel een positief als een negatief effect hebben op kostenreducties.

In principe hebben leercurven alleen betrekking op kostenreducties die volgen uit het opdoen van ervaring. Leercurven kunnen daarmee normaliter alleen worden toegepast op technologieën die uit het *research, development en demonstratie* (RD&D) traject zijn en zich tenminste in de vroege commerciële fase bevinden (OECD/IEA, 2008). Zolang een technologie zich nog in de R&D-fase bevindt en niet wordt uitgerold, zijn leercurven per definitie niet te bepalen. In de R&D-fase zijn ze evenmin bruikbaar om (toekomstige) trends in de kostenontwikkeling te schatten. Zodra een technologie de eerste demonstraties achter de rug heeft en technologiestandaards enigszins vast liggen, kan een eerste leercurve bepaald worden. Omdat R&D en uitrol juist bij jonge technologieën tegelijkertijd plaats vinden, weerspiegelen in de praktijk geobserveerde leercurven vaak een mix van verschillende effecten, bijvoorbeeld *learning-by-doing* en *learning-by-searching*. Daarnaast kunnen kostenreducties ook plaats vinden door schaalvoordelen, zogenaamde *economies-of-scale* (Nemet, 2006). Hierbij moet wel worden aangetekend dat kostenreducties door R&D nog een belangrijke rol kunnen spelen. Het is daarom de vraag of een leerratio die in de demonstratiefase wordt gevonden bij grootschalige productie kan worden volgehouden.

Technologieën waar brandstofkosten, en CO₂-prijzen een groot aandeel in de productiekosten hebben en waarvan de investeringskosten voor een groot deel bepaald worden door bijvoorbeeld prijzen voor staal en beton kunnen gevoeliger zijn voor marktprijzen dan voor kostenreducties door leereffecten. De totale leerratio wordt voor dit soort technologieën kleiner naarmate grondstof- en brandstofkosten de totale kosten van een technologie of het gebruik ervan gaan overheersen (Ferioli *et al.*, 2009). In een dergelijke situatie waar een benedengrens voor de kosten wordt bereikt, kan het leren zelfs stoppen.

De kosten van de afzonderlijke componenten van een technologie kunnen met verschillende snelheden dalen, bijvoorbeeld omdat ze overgenomen zijn uit oudere technologieën waarvan de cumulatieve capaciteit al verder is opgebouwd, of omdat ze zich op een leercurve met een andere leerratio bevinden. Daarnaast speelt tijd een belangrijke rol. Leercurven worden vaak waargenomen voor nieuwe technologieën waardoor ze verschillende effecten behelzen (Ferioli & Van der Zwaan, 2009). De kans dat de leerratio afwijkt, wordt groter naarmate de tijd vordert.

Op fossiele brandstoffen gebaseerde elektriciteitsopwekkingstechnologieën zijn, onder andere vanwege brandstofkosten gevoelig voor dit effect².

S.2 Innovatie en uitrol

Voor opties als procesintensivering in de industrie, efficiencyverbetering in de gebouwde omgeving, en de kas als energiebron geldt dat de ontwikkeling en uitrol van nieuwe technieken gebaat zijn bij stimulering. Dit hoeven niet automatisch financiële prikkels te zijn. In de gebouwde omgeving en industrie kan ook aan verplichtingen gedacht worden. Technologieën als Blue Energy - het benutten van de zoet-zout gradiënt door middel van osmose - en aquatische biomassa zijn radicaal nieuwe opties en bevinden zich nog in de R&D-fase. Daarnaast zullen er technologieën uit (toekomstige) R&D-activiteiten kunnen komen, waar we nu nog geen weet van hebben. Omdat deze opties nieuwe kansen bieden, zowel voor het behalen van milieudoelstellingen als voor het bedrijfsleven, blijft investeren in onderzoek en ontwikkeling belangrijk.

Voor alle energietechnologieën, maar met name voor de voor Nederland belangrijke technologieën wind, biomassa (elektriciteit, groen gas en biobrandstoffen) en Zon-PV, geldt dat er zowel mondiaal als in Nederland in innovatie *en* uitrol geïnvesteerd moet worden om ze kosteneffectief te ontwikkelen (Sagar & Van der Zwaan, 2006). Hieronder worden de mechanismen beschreven die hierbij een rol spelen.

Rol van R&D in kostenontwikkeling

Het *learning-by-doing* effect, dat volgt uit leercurven, heeft in principe alleen betrekking op de ervaring die wordt opgedaan specifiek gericht op het uitrollen van de technologie (het produceren, het installeren of het gebruiken van een technologie). Kostenreducties kunnen echter ook gerealiseerd worden door R&D-activiteiten. Leercurven bieden beperkt de mogelijkheid het effect van de beide mechanismen los van elkaar te beschouwen. Een leercurve is meestal een afspiegeling van beide effecten samen. De precieze rol die R&D speelt in het kader van kostenreducties van een technologie is op dit moment vaak niet duidelijk. R&D kan net als *learning-by-doing* kleine, incrementele bijdragen leveren aan kostenreducties. Het probleem hierbij is dat lastig vast is te stellen hoeveel R&D-gelden er per afgeleverd product (R&D-intensiteit) worden besteed en wat kwantitatief het effect is op de kosten van het product. Dit geldt met name voor private R&D-gelden, welke vaak vertrouwelijk zijn. Een andere mogelijkheid is dat radicale innovaties uit R&D-activiteiten een groot stapsgewijs effect hebben op de kosten van, in dit geval, energietoepassingen. De resolutie van leercurven is meestal niet groot genoeg om dit effect met zekerheid vast te stellen. Kwalitatief ligt het in de lijn der verwachting dat R&D-inspanningen wel degelijk een effect hebben op het verloop van de kosten van een technologie. Dit effect is alleen moeilijk kwantitatief te maken.

Mondiale kostenontwikkeling

Voor energietechnologieën geldt dat een deel van de kosten mondiaal leert. Het mondiale leren heeft met name betrekking op de fysieke technologie componenten (d.w.z. het apparaat of de componenten van een installatie). Voor deze kostencomponenten geldt dat als er niet binnen Nederland in geïnvesteerd wordt, kostenreducties hoe dan ook wel door kunnen gaan (mits de rest van de wereld deze technologie wel blijft uitrollen). De grootte van de kostencomponent die mondiaal bepaald wordt verschilt per technologie en is ook tijdafhankelijk. Voor Zon-PV zijn de kosten van de PV module lange tijd bepalend geweest voor de kosten van elektriciteit uit zonne-energie. Inmiddels zijn, met name door R&D-inspanningen, de kosten van de module zo ver gedaald dat andere kostencomponenten, de zogenoemde 'Balance of System' kosten zoals inverters, integratie in gevels en in het elektriciteitssysteem en de installatie van panelen, een steeds dominantere rol spelen. Hoewel de kosten van Zon-PV modules mondiaal bepaald

² Bijvoorbeeld voor staalintensieve technologieën als gasturbines en raffinaderijen kan de ontwikkeling in de staalprijs een significante rol gaan spelen in kostenontwikkelingen.

worden, speelt onderzoek in Nederland hierbij een rol. Nederlandse innovaties zijn terug te vinden in huidige *state-of-the-art* PV-systemen. Kostencomponenten die meer met gebruik te maken hebben leren wel voornamelijk lokaal.

Een andere kwestie waar bij mondiale leereffecten in het kader van ontwikkelingen in Nederland rekening mee moet worden gehouden, is dat voor sommige technologieën Nederland een mondiaal belangrijke factor kan zijn. Dit geldt bijvoorbeeld voor groen gas. Het aantal landen dat hier onderzoek naar doet is beperkt (Nederland, Oostenrijk en Zweden) en Nederland heeft voordeel van de gasinfrastructuur en de ligging aan zee (aanvoer biomassa). Voor de installatie van offshore windturbines is de ligging aan zee eveneens een voordeel. De Nederlandse expertise in offshore projecten, die tot uitdrukking komt bij de Nederlandse betrokkenheid bij offshore wind projecten (fundering, bekabeling en installatie), en de beschikbaarheid van havens³ geven Nederland een voorsprong ten opzichte van andere landen die actief zijn in dit veld.

Lokale kostenontwikkeling

Naast de mondiaal lerende kostencomponent hebben alle energietechnologieën ook een component die zich lokaal zal moeten ontwikkelen. Dit heeft met name betrekking op de installatie en het gebruik en onderhoud van de technologie. Daarnaast kunnen maatschappelijke factoren (acceptatie, gedragsverandering) een rol spelen. De verwachte ontwikkeling van Zon-PV is illustratief voor het belang van lokale uitrol van een technologie en het behalen van doelstellingen m.b.t. emissies en duurzame elektriciteit.

In Nederland is de Zon-PV sector momenteel klein. Op termijn kan deze technologie echter een niet verwaarloosbare bijdrage leveren aan de elektriciteitsproductie van Nederland. De in dit rapport geraamde productie in 2040 komt neer op 2-3% van de totale elektriciteitsvraag.

Kostencomponenten als systeemintegratie van PV modules in een PV systeem en de installatie van PV-systemen zullen lokaal moeten leren. Dit leerproces is normaliter erg landspecifiek. Omdat de PV-systemen in Nederland voornamelijk in de gebouwde omgeving gerealiseerd worden, is maatschappelijk draagvlak belangrijk, bijvoorbeeld met betrekking tot de esthetiek van de panelen op en aan gebouwen. De positieve uitstraling van PV-systemen die in hun huidige vorm bovenop gebouwen geplaatst worden is naar verwachting niet van blijvende aard. Men zoekt inmiddels naar wegen om PV-systemen beter te integreren in de architectuur van gebouwen. Zowel architectuur als bouwmethoden zijn in Nederland anders dan in bijvoorbeeld Duitsland of Spanje. Kennis op het gebied van systeemintegratie en een goed ontwikkelde installatiesector zullen lokaal opgebouwd moeten worden.

Een ander lokaal leerproces zal moeten plaatsvinden bij financiers van Zon-PV projecten. Ook zij zullen de technologie moeten leren kennen, voordat ze er voldoende vertrouwen in krijgen. De beoordeling van het risico van investeren in Zon-PV heeft een impact op de financieringskosten (rente). Daarnaast zullen decentrale PV-systemen een natuurlijke plaats moeten krijgen in de elektriciteitsinfrastructuur, wat een leerinspanning vraagt van beheerders van lokale distributienetten en energiemaatschappijen.

Groei belangrijk

Om al deze lokaal benodigde kennis op te bouwen is een gezond investeringsklimaat voor ondernemers essentieel. Zij hebben perspectief op groei van de sector nodig omdat anders investeringen niet lonen. Als er geen doorgraande groei van PV-systemen is, stagneert de markt en daarmee de ontwikkeling van de sector (Ferioli & Van der Zwaan, 2009).

³ In het Verenigd Koninkrijk kan de beperkte beschikbaarheid van geschikte havens potentieel een bottleneck worden bij het realiseren van de plannen op het gebied van offshore wind.

Bijvoorbeeld, een installateur zal in eerste instantie de plaatsing van zonnepanelen ‘erbij’ doen, d.w.z. niet als kerntaak van zijn onderneming. Perspectief op een groeimarkt maakt dat het loont om zijn werknemers te specialiseren in het installeren van zonnepanelen. De ervaring en vaardigheid die de werknemers vervolgens opbouwen (*learning-by-doing*) hebben een positief effect op de kosten van Zon-PV, waardoor investeren interessanter wordt, en de markt verder groeit. Het perspectief op groei van de markt kan een zelfversterkend effect veroorzaken. Bij afwezigheid van dit groeiperspectief blijven investeringen in specialisatie achterwege en worden kostenreducties in mindere mate of niet gerealiseerd.

Architecten, de installatiesector, netbeheerders en banken zullen allemaal hun leercurve moeten doorlopen. EPIA⁴ voorziet dat een groei van PV-vermogen van 25-35% per jaar nodig is om de sector goed te kunnen laten ontwikkelen. Nederland loopt hierbij achter. Zonder een substantiële export is het jaarlijks geïnstalleerde vermogen (9 MW in 2009) te klein om een sector op te bouwen.

Lokale kostenontwikkeling: Uitbesteding aan buitenlandse partijen

Het is ook mogelijk om de installatie van technologieën uit te besteden aan buitenlandse partijen die zich hierin gespecialiseerd hebben. Dit heeft als nadeel dat deze partijen een zelfde leerproces moeten doorlopen met betrekking tot landspecifieke factoren (bijvoorbeeld bouwmethodes), maar ook te maken krijgen met Nederlandse wet- en regelgeving, taalbarrières en cultuurverschillen. Deze extra barrières kunnen een negatief effect hebben op de kostenontwikkeling van de technologie in Nederland en daarmee uitrol duurder maken.

Hoewel er, in principe, veel uitbesteed kan worden aan buitenlandse partijen (ontwerp, constructie/installatie en in bepaalde gevallen ook financiering) zullen er toch onvermijdelijk ook Nederlandse partijen betrokken moeten worden bij de uitrol van nieuwe energietechnologieën. Te denken valt aan woningeigenaren, distributienetbeheerders en lokale overheden, welke hoe dan ook hun aandeel in de leercurve voor Zon-PV zullen moeten doorlopen.

Lokale kostenontwikkeling m.b.t. andere energietechnologieën

Een zelfde argumentatie geldt ook voor andere energietechnologieën. Ook in die sectoren zullen de partijen, die betrokken zijn bij lokale uitbreiding een leerproces doorlopen. Omdat een deel van de partijen uit Nederland komt, is uitbreiding in Nederland essentieel. Het kwantificeren van dit effect is moeilijk, omdat voor de ene technologie lokale factoren een belangrijker aandeel in de kosten kunnen hebben dan bij een andere technologie. Daarnaast kan de installatie van de ene technologie meer afhankelijk zijn van lokale randvoorwaarden dan voor de andere. Zon-PV is een duidelijk voorbeeld waar lokale bouwmethodes een belangrijke factor zijn, maar de installatiemethodes van een technologie als wind op zee worden meer bepaald door internationale standaarden.

Belang thuismarkt

Toch geldt ook voor een technologie als wind op zee dat een goed ontwikkelde thuismarkt belangrijke voordelen met zich meebrengt. Op een buitenlandse markt krijgen Nederlandse installateurs naast de technologische barrières ook te maken met onbekende vergunningstrajecten, taalbarrières, cultuurverschillen, etc. Deze extra complicaties hebben een negatief effect op de kosten van een technologie. Een installateur kent de weg binnen de eigen thuismarkt beter en kan zich daardoor meer focussen op de technische barrières, waardoor kosten op gebied van omgang met de technologie sneller kunnen dalen. Eventueel kan zo ook een voorsprong worden gerealiseerd t.o.v. buitenlandse concurrenten.

Effect van te snelle uitrol

Aan de andere kant is een te sterke groei ook niet wenselijk. De sector is dan niet voorbereid, waardoor snel een tekort aan gekwalificeerde uitvoerders ontstaat. Dit kan tot gevolg hebben dat

⁴ European Photovoltaic Industry Association.

de gerealiseerde productiecapaciteit niet aan de kwaliteitseisen voldoet, waardoor op korte termijn extra investeringen in een aanzienlijk deel van deze nieuwe productiecapaciteit nodig kan zijn om fouten te herstellen. Leereffecten en verbeteringen uit R&D krijgen bij te snelle uitrol ook geen gelegenheid geïntegreerd te raken in de technologie, waardoor kostenreducties door leereffecten niet (optimaal) gerealiseerd worden. In plaats van een proces efficiënter te maken, wordt het steeds gekopieerd waardoor het kostenniveau minder snel daalt⁵.

In de Zon-PV sector is een goed voorbeeld te vinden van hoe te snelle uitbreiding mis kan gaan. In Spanje is in 2008 voor 2 GW aan PV panelen geïnstalleerd. Daarmee kwam het totale PV vermogen op 3 GW, een toename van 200% in één jaar. Deze bijzonder snelle uitbreiding heeft tot gevolg gehad dat een niet onaanzienlijk deel van de installaties niet voldoet aan de geldende kwaliteitseisen (Sinke, 2009)⁶. De oorzaak is dat de sector niet voorbereid was op een dermate grote uitrol, waardoor er partijen bij betrokken raakten die eigenlijk onvoldoende competenties hadden. Om dit soort praktijken te voorkomen is kwaliteitsborging, bijvoorbeeld door certificering, nodig.

Grootschalige aanbesteding op één moment heeft als risico dat al deze installaties een onvoorzien technisch mankement kunnen vertonen. Dit mankement zal dan voor de gehele aanbesteding moeten worden verholpen. Dit risico bestaat uiteraard ook bij geleidelijke uitrol, maar heeft door de kleinere schaal van projecten een kleinere financiële impact. De producent van de offshore windturbines bij Egmond aan Zee heeft na technische mankementen het ontwerp van de windturbines moeten herzien. Ook heeft de producent alle offshore windturbines van dit type (niet alleen de Nederlandse) moeten repareren.

Effect van vertraagde uitrol

Vertraagde uitrol, bijvoorbeeld door vermindering van stimulering, kan tot effect hebben, dat leerprocessen beter in het proces geïntegreerd kunnen worden en dat concepten uit andere technologieën overgenomen kunnen worden, welke bij normale of versnelde groei over het hoofd zouden zijn gezien. Dit kan snellere kostenreducties als functie van opgedane ervaring (cumulatieve capaciteit) opleveren, een steilere leercurve dus. Als de ontwikkeling van de mondiaal lerende componenten gewoon op hetzelfde tempo door gaat, kan ook daar een extra voordeel uit gehaald worden. Het effect van terughoudendheid bij de uitrol is echter weinig onderzocht en dus allerminst zeker.

Het is echter van belang een goed evenwicht te vinden tussen het matigen van de groei van het vermogen van een energietechnologie met het oog op mogelijke extra kostenreducties, en het bieden van perspectief voor de sector die de technologie op de markt brengt. Als de uitrol te traag verloopt, zullen investeerders en installateurs niet instappen en kunnen de kosten juist stijgen door de oorzaken hierboven beschreven onder het kopje 'Groei belangrijk'.

Groeisnelheid uitrol

Uit het bovenstaande kan worden geconcludeerd dat het belangrijk is uitrol plaats te laten vinden en een sector met een bepaalde snelheid te laten groeien. Voor lang niet alle technologieën zijn cijfers bekend over wat de optimale groeisnelheid is. Veel hangt af van de aard van de technologie en omgevingsfactoren (hoe groot is de sector op een bepaald moment, hoeveel partijen zijn betrokken bij de implementatie van een technologie, marktomstandigheden, etc.).

Beëindigen van een stimuleringsregeling

Een stimuleringsregeling niet voortzetten terwijl de nieuwe schone technologie nog niet competitief is, heeft tot gevolg dat marktpartijen geen nieuwe investeringen zullen doen. Daarbij zul-

⁵ *Economies-of-scale* effecten kunnen in deze situatie nog steeds tot kostenreducties leiden, maar ze worden niet versterkt met kostenreducties uit leereffecten.

⁶ De exacte hoeveelheid is vertrouwelijk en niet bij ons bekend.

len na afloop van projecten geen nieuwe meer worden gerealiseerd. De kennis en ervaring die eerder is opgedaan zal gedeeltelijk verwateren. Het vertrouwen in de overheid als partner voor de lange termijn neemt af wat ook zijn weerslag zal hebben op vervolginiciatieven. Het verlies aan bedrijvigheid en kennis zal later deels opnieuw opgebouwd moeten worden wat nieuwe leerinvesteringen vergt⁷. Dit geldt nog sterker voor technologieën waarin Nederland mondiaal een koppositie heeft en voor technologieën waarvan de kennis door protectionistisch beleid of lokale factoren (bijvoorbeeld bouwmethoden) niet of nauwelijks uit het buitenland geïmporteerd kan worden. In deze gevallen kan in mindere mate geprofiteerd worden van ontwikkelingen elders.

Keten-aanpak

Bij het maken van keuzes tussen technologieën is het wel van belang het energiesysteem als geheel, van de productie tot aan de eindgebruiker, te beschouwen. Wind stimuleren kan tot veel uitrol van windturbines leiden, maar als het netwerk niet meegroeit en bijvoorbeeld nieuwe concepten als *demand response* systemen niet van de grond komen, kan het succes van een dergelijke stimuleringsregeling tegenvallen.

Korte-, middellange- en lange-termijn zijn belangrijk

De verdeling van stimuleringsmaatregelen over uitrol, demonstratie en R&D zijn van invloed op het korte-, middellange- en lange-termijn perspectief voor energietechnologieën. Een portfolio van stimuleringsmaatregelen die voornamelijk inzet op uitrol kan ervoor zorgen dat op korte termijn Nederland haar eigen doelstellingen en EU richtlijnen haalt. Inzet op innovatie en R&D dragen hier minder direct aan bij, maar blijven door de verwevenheid van kostenreducties door *learning-by-doing* en R&D wel belangrijk.

Voor de langere termijn kan een eenzijdige keuze voor stimulering van uitrol echter nadelige gevolgen hebben voor de opties die daarna een rol kunnen gaan spelen (de potentiële van bestaande opties zijn immers vaak gelimiteerd). Een goed voorbeeld hiervan is Zon-PV dat nu nog duur is en veel R&D-inspanningen vraagt om de kosten te reduceren. Toepassing van deze technologie is echter ook in Nederland nodig om op termijn de gebouwde omgeving energie-neutraal te maken, dat wil zeggen de EPC=0 doelstelling te kunnen halen⁸.

Technologieën als aquatische biomassa of benutting van de zoet-zout gradiënt door middel van osmose bevinden zich nu nog in de R&D-fase, maar kunnen in de toekomst wellicht een prominente rol gaan spelen in het Nederlandse energiesysteem. Er zullen echter ook technologieën uit (toekomstige) R&D-activiteiten kunnen komen, waar we nu nog geen weet van hebben. Deze onbekende technologieën kunnen op lange termijn een belangrijke rol gaan spelen. Het is dus van essentieel belang het R&D-beleid niet alleen te koppelen aan technologieën die nu bekend zijn, maar ook de ruimte te bieden voor radicale innovaties door middel van het ondersteunen van fundamenteel onderzoek.

Andere manieren van stimulering

Uitrol van innovaties kan ook op andere wijzen gestimuleerd worden dan alleen met subsidie op de geproduceerde elektriciteit. Ten eerste kan flankerend beleid knelpunten die de introductie van vernieuwingen in de weg staan wegnemen. De te overwinnen barrières zijn bijvoorbeeld maatschappelijke factoren, gebrek aan acceptatie door de consument, of wetten en regels die nog onvoldoende zijn toegesneden op de vernieuwing. Bij de schatting van potentiële van de afzonderlijke technologieën is in dit rapport overigens uitgegaan van optimaal flankerend beleid.

⁷ Dit fenomeen waarbij de kosten voor een bepaalde activiteit stijgen omdat er geen activiteiten meer in plaatsvinden wordt ook wel aangeduid als *forgetting-by-not doing* (Argote & Epple, 1990).

⁸ EPC is de Energie Prestatie Coëfficiënt welke het netto energieverbruik van woningen weergeeft.

Ten tweede kan uitrol gestimuleerd worden door verplichtingen in te stellen, hoewel niet alle technologieën en sectoren zich hier voor lenen. De afwegingen die hierbij spelen zijn: zijn de risico's voor marktpartijen om in een technologie te stappen niet te groot, hoe belangrijk is een technologie om doelstellingen te behalen en hoe effectief is stimulering via subsidies voor deze technologie of sector?

Ten derde kunnen gunstige financiële condities gecreëerd worden, bijvoorbeeld door het instellen van een waarborgfonds (risicospreiding) of door investeringen in productiecapaciteit te subsidiëren i.p.v. de geproduceerde elektriciteit.

Conclusie

Het is kosteneffectiever eenmaal ingezet beleid consequent te blijven vervolgen, ook op de langere termijn, dan het beleid telkens te wijzigen. Zekerheid op lange termijn heeft als bijkomend voordeel dat het investeerders perspectief biedt op een lonende belegging waardoor ze eerder geneigd zullen zijn in duurzame energie te stappen en de technologie verder te ontwikkelen. Vanuit het oogpunt van het stimuleren van bedrijvigheid kunnen instrumenten gericht op innovatie effectief zijn, mits er gekeken wordt naar het perspectief (potentieel, kosten) van technologische opties op de lange termijn. Het stimuleren van een technologie door middel van demonstratieprojecten, uitrol en het bieden van perspectief op een groeiende markt, creëert of versterkt de thuismarkt waarop bedrijvigheid zich kan ontwikkelen tot een volwassen, zelfstandige sector.

Bij alle voor Nederland belangrijke duurzame technologieën (wind, biomassa en Zon-PV) zal de sector geleidelijk moeten groeien om deze technologieën zo efficiënt en effectief mogelijk uit te rollen. Wachten met investeren tot het moment dat de productiekosten mondiaal tot een concurrerend niveau gedaald zijn en dan grootschalig investeren heeft tot gevolg dat de bedrijven in deze sectoren onvoorbereid aan grootschalige uitrol beginnen. Voorbeelden uit de Zon-PV sector in Spanje laten zien dat dit tot gevolg heeft dat technologie op grote schaal foutief of met onvoldoende kwaliteitsbesef geïmplementeerd wordt, waardoor hoge herstellkosten kunnen ontstaan.

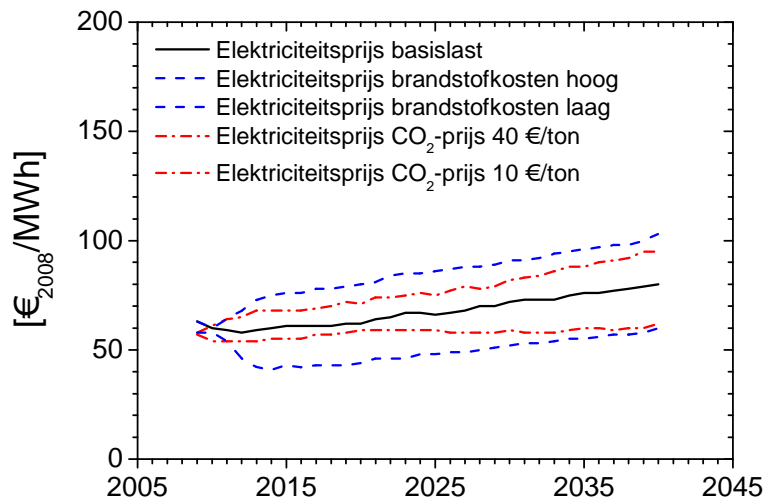
Leereffecten zijn dus niet het hele verhaal; marktontwikkelingen en de capaciteit van een sector kunnen ook van invloed zijn op de kosten. Als je - in de komende jaren - investeringen zou uitstellen tot het moment waarop de vraag mondiaal op een hoog niveau ligt, kan dit juist tot hogere kosten leiden. Een thuismarkt biedt een relatief veilige haven zonder taal- en cultuurbarrières en waar de weg door regelgeving en vergunningsverlening beter bekend is. In een dergelijke omgeving hebben bedrijven beter gelegenheid zich te concentreren op het verder ontwikkelen van de nieuwe technologie voordat ze zich op de Europese of wereldmarkt begeven.

S.3 Prijs- en kostenontwikkelingen

Prijsontwikkeling elektriciteit

In de berekening voor het jaar 2020 gaan we uit van een aardgasprijs van ca. 7 €/GJ, een kolenprijs van 2,3 €/GJ, en een CO₂-prijs van 20 €/ton. Hierbij moet opgemerkt worden dat dit de prijs is voor het primaire energieverbruik. Voor de doorwerking van deze prijzen in de elektriciteitsprijs op de groothandelsmarkt zijn van belang: de samenstelling van het productiepark, de efficiency van (diverse) elektriciteitscentrales, de dynamiek van de elektriciteitsmarkt (vraag en aanbod gedurende het jaar), en daarbij Nederland in de context van de Noordwest Europese elektriciteitsmarkt. Het elektriciteitsproductie- en het marktsysteem zijn namelijk fysiek (via interconnecties) en qua markten met elkaar verbonden. Onder deze aannames wordt de elektriciteitsprijs op de groothandelsmarkt voor 2020 geraamd op 62 €/MWh. Er is rekening gehouden met een lagere vraagontwikkeling als gevolg van de economische crisis. Op het gebied van de interconnectiecapaciteit met het buitenland is rekening gehouden met een uitbreiding met 2500 MW. Brandstof- en CO₂-prijzen zullen naar verwachting een grote invloed hebben op de elektriciteitsprijs. Uitgaande van een scenario met

een 40% hogere dan wel lagere aardgasprijs (9,80 of 4,20 €/GJ) en een 20% hogere dan wel lagere kolenprijs (2,80 of 1,84 €/GJ) wordt voor 2020 een afwijking van 30% ten opzichte van de raming gevonden. Ook voor de CO₂-prijs voeren we een gevoeligheidsanalyse uit waarbij we uitgaan van een lage waarde voor de CO₂-prijs van 10 €/ton en een hoge waarde van 40 €/ton. De afwijking door deze CO₂-prijzen op de elektriciteitsprijs is 14% voor de hoge prijs en 5% voor de lage prijs. Hogere brandstof- en CO₂-prijzen zullen er voor zorgen dat de onrendabele top van duurzame opties (eerder dan nu voorzien) kan verdwijnen en dat meer duurzame opties concurrerend worden. Bovenstaande aannames leiden tot de verwachting voor de ontwikkeling van de elektriciteitsprijs weergegeven in Figuur S.2.



Figuur S.2 Verwachte ontwikkeling van de elektriciteitsprijs in €/2008. Voor de elektriciteitsprijs op de groothandelsmarkt (zwarte doorgetrokken lijn) wordt tot 2020 een CO₂-prijs aangenomen van 20 €/ton, daarna stijgt de CO₂-prijs tot 50 €/ton in 2040

Geraamde productie en kostenontwikkeling van diverse technologieën

In twee onderstaande tabellen staan voor een aantal duurzame energietechnologieën de productiekosten, de geraamde productie voor Nederland en de mondiale leerratio en het mondiale potentieel uitgezet. Het verloop van de productiekosten van verschillende energietechnologieën in vergelijking met het verloop van de relevante elektriciteitsprijzen staan vermeld in de figuren onderaan deze samenvatting.

Tabel S.1 *De verwachte productiekosten, geraamde productie en de mondiale leerratio en potentieel voor hernieuwbare elektriciteitsproductietechnologieën uit dit rapport*

Elektriciteits- productie- technologie	Productiekosten			Geraamde productie in Nederland		Globaal ¹⁰	
	[€ ₂₀₀₈ /MWh] ⁹			[TWh]		Leerratio [%]	Potentieel 2050
Jaar	2010	2020	2040	2020	2040		
Wind op land	96	70	67	13,4	13,2	11	1060-1360 GW
Wind op zee	164-184 ¹¹	123-137 ¹¹	108-122 ¹¹	26,2	44,9	4-10	270-670 GW
Thermische conversie biomassa	81-198	80-198	79-198	11,7	13,1	9	8333 TWh/jaar
Vergisting biomassa	134-183	135-225	134-224	3,8	4,3	~3	
Waterkracht	122-334	181-201	180-200	0,6	0,6	1,4	
Zon-PV	431-474 ¹²	211-234 ¹²	96-104 ¹²	0,5	3,8	18	3155

Tabel S.2 *De verwachte productiekosten, geraamde productie en de mondiale leerratio en potentieel voor groen gasproductietechnologieën uit dit rapport*

Gasproductietechnologie	Productiekosten			Geraamde productie Groen Gas in Nederland		Globaal	
	[1000 €/mln Nm ³]			[mrd Nm ³]		Leerratio [%]	Potentieel 2050
Jaar	2010	2020	2040	2020	2040		
Groen Gas (vergisting)	784	645	643	0,77	0	~3	
Jaar	2010	2020	2030	2020	2040	Leerratio [%]	Potentieel 2050
Groen Gas (Bio-SNG)	833	550	268	0,2 ¹³	8	~4	

In de bovenstaande tabellen en de rest van het rapport hebben de kosten betrekking op het jaar van het aangaan van verplichtingen maar zijn de geraamde productiehoeveelheden van een specifiek jaar werkelijk gerealiseerd.

Tabel S.3 *Verwachte technologiekosten voor elektriciteitsopwekking met nieuwe fossielgestookte centrales bij scenarioprijzen volgens UR-GE*

Technologie	Zonder CCS [€ ₂₀₀₈ /MWh]	Met CCS [€ ₂₀₀₈ /MWh]
Kolen	53-92	62-100
Aardgas STEG ¹⁴	61-82	71-88
Nucleair	41-82	--

Bron: Global Economy voor 2020 Seebregts en Groenberg, 2009; Seebregts *et al.*, 2010.

⁹ Waar bandbreedtes zijn aangegeven, betreffen de kosten verschillende opties en is de puntschatting afhankelijk van de gekozen technologie.

¹⁰ IEA (2008), McDonald & Schratzenholzer (2001).

¹¹ Voor Wind op zee betreft de kostenbandbreedte installaties op verschillende locaties: Hollandse kust, IJmuiden, Eemshaven en Borssele.

¹² Voor Zon-PV betreft de kostenbandbreedte installaties van verschillende groottes: hoog 1-15 kW, laag 15-100 kW.

¹³ Dit getal is gebaseerd op raming van een demonstratie-installatie van ca. 200 MWth.

¹⁴ STEG is een Stoom en Gas centrale welke twee turbines bevat: een aangedreven door gas en een aangedreven door stoom uit de restwarmte van de eerste turbine.

De kosten vermeld in de bovenstaande tabel zijn technologiekosten en vallen daarmee lager uit dan de eerder genoemde productiekosten voor hernieuwbare elektriciteit en groen gas. De kosten zonder CCS zijn inclusief aankoop van CO₂-emissierechten tegen 20 €/ton voor de volledige uitstoot van de centrale. De kosten zonder CCS zouden in afwezigheid van een emissierechtensysteem lager uitvallen. Bij de optie met CCS wordt de aankoop van emissierechten ook meegenomen, maar deze kostenpost heeft een aanmerkelijk kleiner aandeel in de productiekosten, omdat door de CO₂-afvang en -opslag de uitstoot naar de atmosfeer tot 90% lager kan zijn.

Ter vergelijking staat in de onderstaande tabel de elektriciteitsprijs voor verschillende marktpartijen.

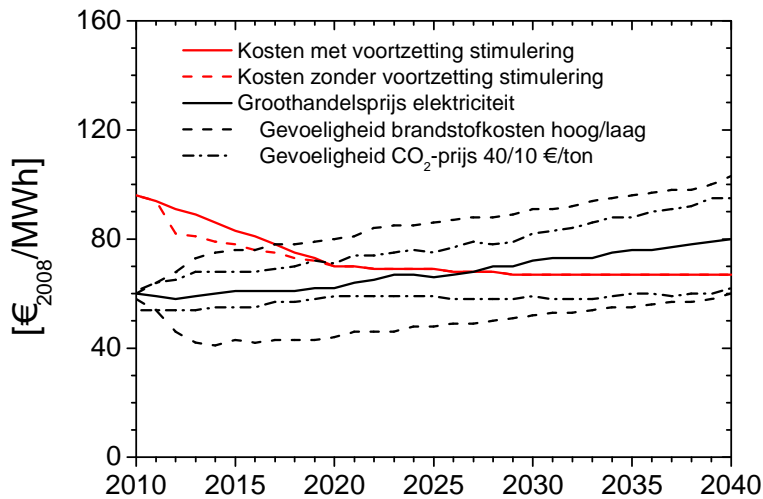
Tabel S.4 *De verwachte elektriciteitsprijzen voor verschillende marktpartijen*

Jaar	Groothandelsmarkt [€/2008/MWh]	Consumententarief [€/2008/MWh]	Kleinzakelijk tarief [€/2008/MWh]
2010	60	214	132
2020	62	223	131
2040	80	218	140

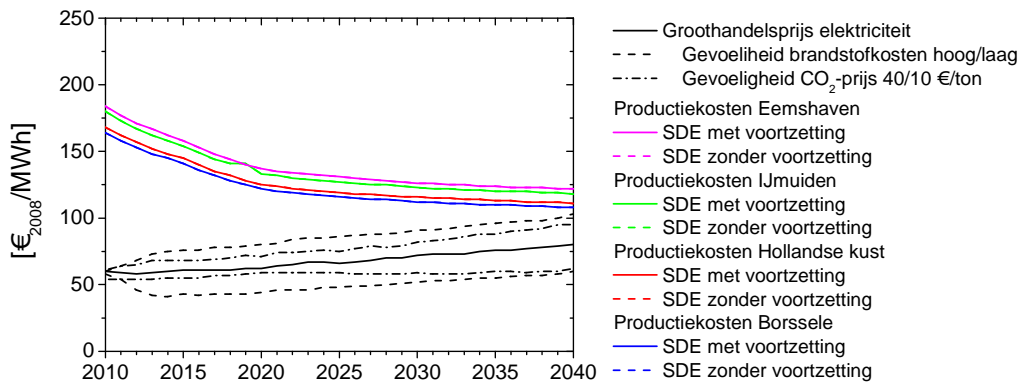
Het breakeven punt met de elektriciteitsprijs op de groothandelsmarkt wordt voor wind op land verwacht in 2027. Voor Zon-PV wordt geraamd dat het break-even punt met de consumentenprijs in 2021 en met de kleinzakelijke prijs in 2029 wordt bereikt. Bij de bepaling van het break-even punt van Zon-PV is uitgegaan van de consumentenprijs inclusief energiebelasting en is bij bepaling van de jaarlijkse meerinvestering geen rekening gehouden met derving van belastinginkomsten.

De kosten van Bio-SNG (op basis vergassing van biomassa) worden naar verwachting gelijk aan de gasprijs omstreeks 2038. Onze ramingen voor de ontwikkeling van de elektriciteitsprijs en de kostenontwikkeling van technologieën zijn onder andere gebaseerd op de verwachtingen voor leerratio's, en omtrent de ontwikkeling van brandstof- en CO₂-prijzen. Uiteraard is de ontwikkeling van brandstof- en CO₂-prijzen moeilijk op voorhand te voorspellen, en in het verleden is gebleken dat ook leerratio's in de tijd kunnen variëren (IEA/OECD, 2000) Bij de bepaling van breakeven punten is ervan uitgegaan dat kostenreducties (op basis van leerratio's) onveranderd doorgaan en er is geen rekening gehouden met onzekerheid in de brandstof- en CO₂-prijzen. De hier genoemde jaartallen kunnen in werkelijkheid anders blijken uit te vallen. Daar komt bij dat bij grootschalige toepassing van wind- en zonne-energie de netwerkkosten toeneemen, welke hier niet zijn meegenomen (EZ, 2009).

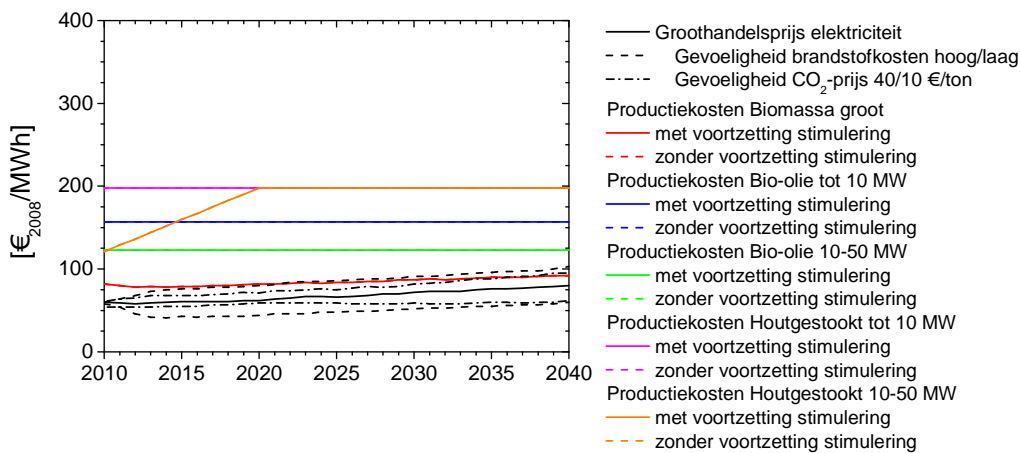
In de onderstaande figuren wordt het verloop van de productiekosten van verschillende duurzame energietechnologieën weergegeven. De productiekosten worden vergeleken met de relevante elektriciteitsprijs. Dit is in de meeste gevallen de groothandelselectriciteitsprijs, waarbij ook de uitkomst van de gevoeligheidsanalyses wordt weergegeven. De gevoeligheidsanalyses zijn gebaseerd op variaties in de brandstof- en CO₂-prijzen zoals hierboven beschreven.



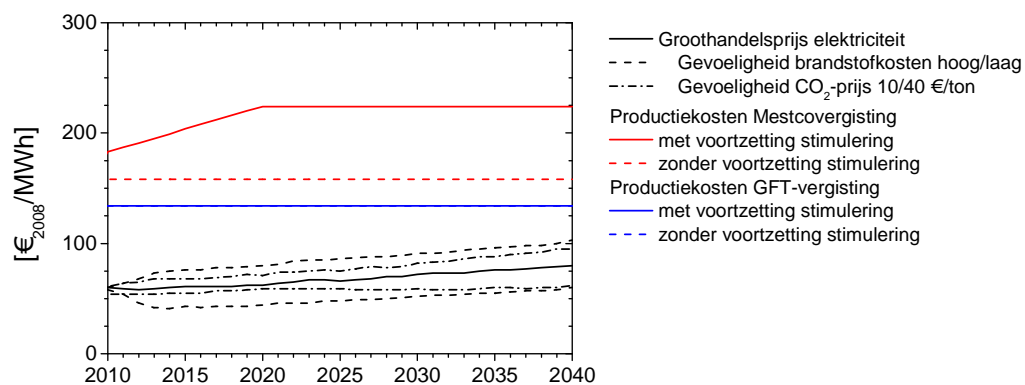
Figuur S.3 *Ontwikkeling elektriciteitskosten uit windenergie op land*



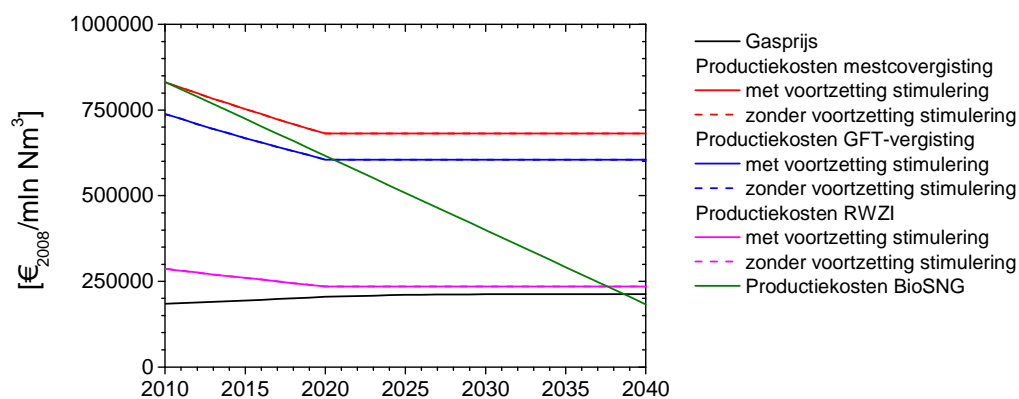
Figuur S.4 *Ontwikkeling elektriciteitskosten van windenergie op zee*



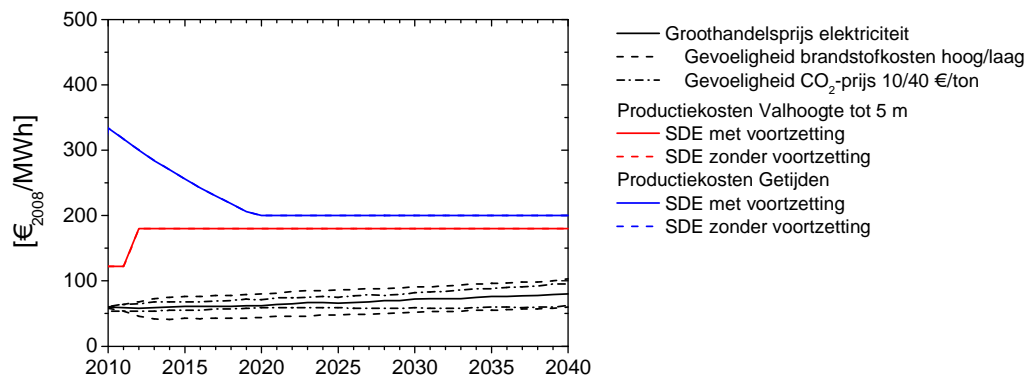
Figuur S.5 *Ontwikkeling van de kosten voor elektriciteit uit de thermische conversie van biomassa*



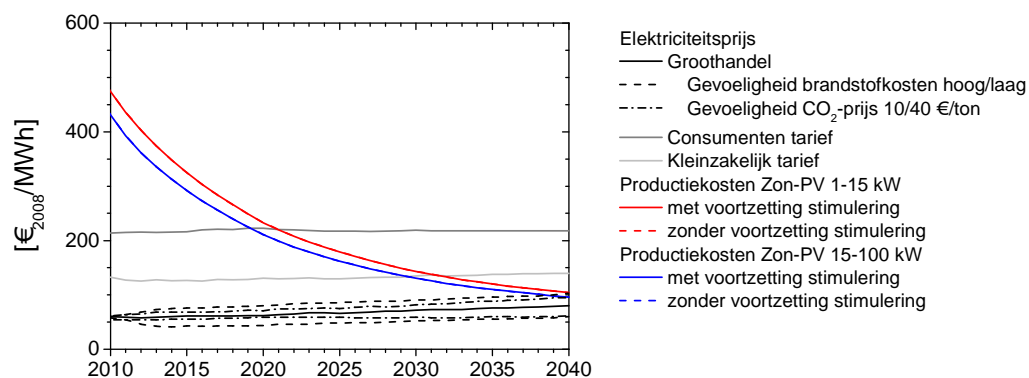
Figuur S.6 *Ontwikkeling van de kosten voor elektriciteit uit vergisting van biomassa*



Figuur S.7 *Ontwikkeling van de kosten van groen gas*



Figuur S.8 *Ontwikkeling van de kosten van elektriciteit uit waterkracht*



Figuur S.9 *Ontwikkeling van de kosten van elektriciteit uit Zon-PV*

1 Inleiding

Dit rapport is geschreven naar aanleiding van kennisvragen van de werkgroep Energie en Klimaat die in het kader van de brede heroverweging van het beleid is opgericht. De Brede Heroverweging zijn een gevolg van de economische crisis en hebben tot doel het beleid fundamenteel te herijken op basis van een gedegen en grondige analyse van diverse sectoren. De werkgroep Energie en Klimaat is een van de 20 werkgroepen opgericht om per beleidsterrein de mogelijkheden tot een structurele vermindering van de overheidsuitgaven te onderzoeken. De werkgroep is gevraagd beleidsvarianten te ontwikkelen welke structureel 20% besparen op uitgaven aan duurzame energie, energie efficiency en fiscale voordelen die niet-duurzame prikkels met zich meebrengen. Daarnaast worden de uitgaven voor mitigerend klimaatbeleid onder de loep genomen.

Naar aanleiding van deze opdracht heeft de werkgroep kennisvragen geformuleerd welke betrekking hebben op kosteneffectiviteit en mogelijkheden voor doelbereik, de mogelijkheden binnen de Europese Hernieuwbare Energie richtlijn en leercurven en innovatie. Dit stuk gaat in op de laatste twee thema's: leercurven en innovatie. De selectie van behandelde technologieën is niet allesomvattend, maar gebaseerd op de technologieën binnen de SDE-regeling en enkele veelbelovende innovaties.

Het rapport is opgebouwd uit vier delen. In Hoofdstuk 2 introduceren we het leercurve concept. We bespreken hier wat leercurven zijn, hoe meerinvesteringen om nieuwe technologieën concurrerend te maken ermee bepaald kunnen worden evenals de limiteringen van leercurven.

Hoofdstuk 3 behandelt de prijsontwikkeling van elektriciteit. De elektriciteitsprijs vormt het vergelijkingsmateriaal voor de kosten van de nieuwe technologieën. Zodra de productiekosten van nieuwe energietechnologieën tot het niveau van de elektriciteitsprijs is gedaald, is een technologie competitief. Hoofdstuk 3 laat zien waar de onzekerheden in de bepaling van de elektriciteitsprijs liggen. Dit zijn met name de brandstofkosten voor fossiele elektriciteitsproductiemethoden en de CO₂-prijs.

In Hoofdstuk 4 wordt ingegaan op de potentiële en kosten van specifieke technologieën. In een overzichtstabel wordt kwantitatief aangegeven wat de verwachtingen zijn voor de ontwikkeling van de productiekosten en de geraamde productie binnen Nederland. In de overzichtstabel wordt per technologie ook de huidige mondiale leerratio en het mondiale potentieel voor 2050 aangegeven. Voor Zon-PV is berekend wanneer te verwachten is dat deze technologie rendabel wordt.

In het laatste Hoofdstuk 5 geven we een kwalitatieve beschouwing over het effect van bezuinigen, timing en de mogelijkheden voor alternatieve stimulering. Besparingen op energie en klimaatbeleid zullen hun gevolgen hebben voor de huidige stimuleringsregelingen voor uitrol, demonstratie en R&D-activiteiten, maar door de mogelijkheid die leercurven bieden, van te voren per optie een schatting van de kosten te maken, bieden ze een handvat om keuzes te maken over hoe de beperkte middelen verstandig ingezet kunnen worden, zodanig dat de doelstellingen zo veel mogelijk binnen bereik blijven en de verduurzaming van de economie niet uit het oog verloren wordt.

2 Leercurven

Leercurve methodiek

De leercurve benadering gaat ervan uit dat de kosten van de nieuwe technologie afnemen als functie van het cumulatief geproduceerde volume (OECD/IEA, 2000). Leercurven zijn meestal gebaseerd op *kosten* die op mondiale of continentale (Europa, Noord Amerika) schaal bepaald worden. *Experience*-curven worden via dezelfde methodiek bepaald als leercurven maar reflecteren zowel leereffecten als markteffecten en zijn gebaseerd op *prijzen*. In dit rapport maken we voornamelijk gebruik van *experience* curven.

Kostenreducties door het opdoen van ervaring, het zogenaamde *learning-by-doing* effect is een ander fenomeen dan kostenreducties door R&D-activiteiten (*learning-by-searching*). Het effect van R&D zit altijd impliciet verwerkt in de leer/*experience* curve, d.w.z. de leer/*experience* curve zou zonder R&D vlakker lopen. Het effect van beïnvloeding van de leerratio, door bijvoorbeeld R&D-activiteiten op te voeren, is moeilijk op voorhand te voorspellen omdat onbekend is hoe de twee effecten ontrafeld moeten worden. De leersnelheid (leerratio) geeft aan met hoeveel procent de kosten van een technologie dalen bij iedere verdubbeling van de cumulatieve productiecapaciteit. Gemiddeld ligt deze leersnelheid op 18 procent (Neij, 1997; OECD/IEA, 2000), maar deze waarde is sterk afhankelijk van hoeveel ontwikkeling een technologie heeft doorgeemaakt. Een deel van de kosten van een technologie komt voort uit de aanschaf van grondstoffen. Dit kunnen brandstof zijn, maar bijvoorbeeld ook het staal waarmee installaties gebouwd worden. Deze grondstofprijzen zijn afhankelijk van marktprijzen (vraag en aanbod) en in veel mindere mate van leereffecten. Het aandeel van de grondstofprijzen in een lerende technologie wordt naarmate meer ervaring wordt opgedaan steeds groter, immers de lerende kostencomponenten worden kleiner terwijl de grondstofkosten de marktprijs volgen. Bij gelijkblijvende marktprijzen voor grondstoffen neemt de leerratio hierdoor af naarmate een technologie zich verder ontwikkeld.

Leercurven kunnen gebruikt worden voor het schatten van de hoeveelheid en het verloop van de investeringen die over de langere termijn nodig zijn om duurzame energietechnologieën marktrijp te maken (Schoots en Jeeninga, 2008). Deze leerinvestering wordt gedefinieerd als het oppervlak tussen de leercurve en de kosten van de conventionele technologie. Met deze kennis kunnen uitgaven aan stimuleringsmaatregelen in kaart worden gebracht en, in combinatie met monitoring, beheersbaar gehouden worden. In combinatie met de potentiële van diverse energietechnologieën kan worden beoordeeld welke investeringen het meeste effect in termen van bijvoorbeeld aandelen duurzaam en energiebesparing hebben.

Voor veel energietechnologieën geldt dat de ontwikkeling van de kosten mondiaal bepaald worden. De kosten van een energietechnologie zijn opgebouwd uit meerdere componenten. Van sommige van deze componenten worden de leerinvesteringen mondiaal gedragen en is het erg lastig kostenontwikkeling vanuit Nederland te sturen. Voor deze kostencomponenten kan er ook meegelift worden op ontwikkelingen die elders gewoon doorgaan. Echter, kostencomponenten die leunen op lokale leereffecten, bijvoorbeeld installatiekosten, zijn wel binnenlands te sturen. Het meeliften op mondiale ontwikkelingen gaat niet op voor de lokaal lerende kosten. Voor technologieën als BioSNG (biogas uit vergassing van biomassa), Wind op Zee en Zon-PV heeft Nederland mondiaal een sterke positie. Voor iedere technologie spelen specifieke factoren een rol. In de bijlage worden per technologie concrete voorbeelden gegeven welke ontwikkelingen binnen Nederland plaatsvinden, in hoeverre het opbouwen van een sector binnen en buiten Nederland zich onderscheiden en waarom het voor bepaalde aspecten van een technologie onvermijdelijk is in Nederland leerinvesteringen te doen.

Ondanks dat leercurven de cumulatieve capaciteit als basis hebben, speelt tijd een belangrijke rol. Innovaties hebben tijd nodig om in de productieketen geïntegreerd te raken. Aan de ene kant, als uitbreiding te snel verloopt, worden oude productiemethoden simpelweg gekopieerd zonder de ‘geleerde’ verbeteringen op te nemen. Kostenreducties uit leereffecten vinden dan niet meer plaats. Hoe verder een technologie is ontwikkeld, bijvoorbeeld door rijpheid of zeer intensieve R&D, des minder mogelijkheden zijn er over om kosten verder te reduceren. Aan de andere kant kan langzamere stimulering ook kansen bieden. Er is dan meer tijd beschikbaar om innovaties uit andere technologieën/sectoren over te nemen. Het ligt in de lijn der verwachting dat deze *spill-overs* tot betere kostenreducties kunnen leiden, dan men op basis van de opbouw van cumulatieve capaciteit en de leerratio zou verwachten. Het effect van terughoudendheid bij uitrol is echter nog niet eerder onderzocht en dus allerminst zeker. Er kunnen ook tegenargumenten gegeven worden.

Het nadeel van grootschalige aanbesteding op één moment is dat het een aantal leereffecten, welke essentieel zijn om een technologie efficiënt uit te rollen, uitsluit. Hierdoor vallen de kosten hoger uit dan bij gefaseerde uitrol het geval zou zijn geweest. In dit kader kunnen we lessen trekken uit de extreem snelle uitrol van Zon-PV in Spanje (2 gigawatt in 2008). Door een te gunstig stimuleringsbeleid en omdat de Spaanse PV sector eenvoudig niet voorbereid was op een dermate grote uitrol, zijn er bij de installatie van dit Zon-PV vermogen partijen betrokken geraakt die eigenlijk onvoldoende competenties hadden. Hierdoor voldoet een aanzienlijk deel van de zonnepanelen niet aan de kwaliteitseisen waardoor deze zullen moeten worden vervangen.

Grootschalige aanbesteding op één moment heeft ook als risico dat een onvoorzien technisch mankement voor de gehele aanbesteding moet worden verholpen. Dit risico bestaat uiteraard ook bij geleidelijke uitrol, maar heeft door de kleinere schaal van projecten een kleinere financiële impact. De producent van de offshore windturbines bij Egmond aan Zee heeft na technische mankementen het ontwerp van de windturbines moeten herzien. Ook heeft de producent al offshore windturbines van dit type (niet alleen de Nederlandse) moeten repareren.

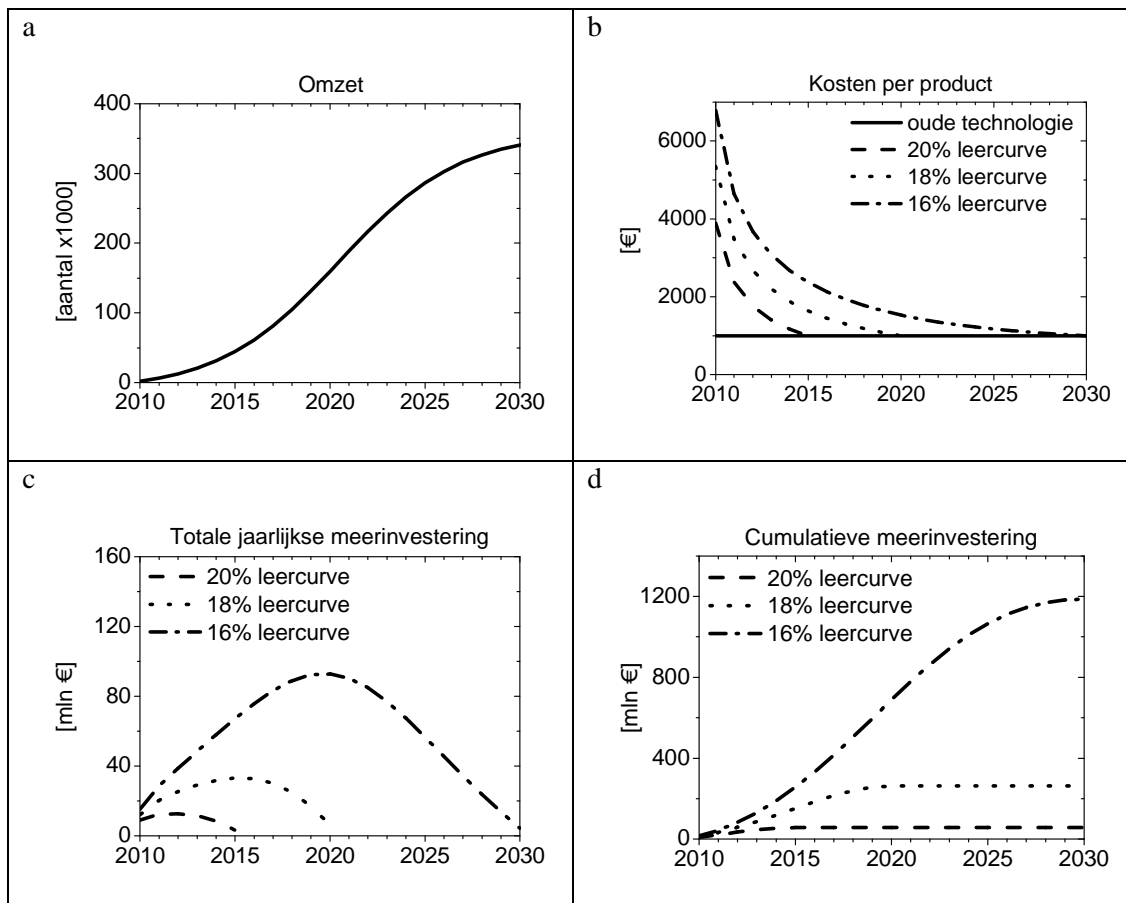
Beperkingen van leercurven

Leercurven kunnen alleen worden toegepast op technologieën die uit het research, development en demonstratie (RD&D) traject zijn en zich tenminste in de vroege commercialiseringsfase bevinden (OECD/IEA, 2008). In het RD&D traject ondergaat de technologie nog te grote veranderingen, waardoor kosten sterk kunnen fluctueren en waardoor er nog weinig ervaring wordt opgedaan. Daarnaast is een technologie dan nog zo aan veranderingen onderhevig, dat geen goede schatting van de kosten kan worden gemaakt.

De prijzen van bijvoorbeeld grond- en brandstoffen die een fabrikant of de gebruiker van een technologie op de markt moet aankopen, worden meer bepaald door vraag en aanbod mechanismen dan door leereffecten. De leerratio wordt kleiner als grondstof- en brandstofkosten de totale kosten van een technologie of het gebruik ervan gaan overheersen (Ferioli *et al.*, 2009). Ondanks dat leereffecten in dit geval een ondergeschikte rol spelen, kunnen er nog steeds kostenreducties plaatsvinden, maar dan via andere mechanismen zoals schaafeffecten (economies-of-scale). De relevantie van deze kostenreductiemechanismen is technologie specifiek. In de bijlage wordt, waar mogelijk, per technologie aangegeven welke effecten een rol spelen.

De kans dat de leerratio afwijkt, wordt dus groter naarmate de tijd vordert (Ferioli & Van der Zwaan, 2009). Voor het in de hand houden van de kosten is het zeer belangrijk de voortgang van kostenreducties te monitoren. Een kleine afwijking in de leerratio, welke een maat is voor de snelheid waarmee kosten dalen, werkt sterk door in de totale investering die nodig is om een nieuwe technologie competitief te krijgen. Dit wordt geïllustreerd in Figuur 2.1. Hier staat aan de hand van een hypothetische uitrol van een nieuwe technologie (Figuur 2.1a). Het verloop van de kosten wordt weergegeven op basis van een leercurve met een leerratio van 18% en er wordt een gevoeligheidsanalyse uitgevoerd op variaties in de leerratio van 2%. In Figuur 2.1c wordt de

jaarlijkse meerinvestering getoond die nodig is om de technologie op hetzelfde kostenniveau te krijgen als de oude referentietechnologie. Het verloop van deze grafiek wordt bepaald door Figuur 2.1a te vermenigvuldigen met het verschil in kosten van de nieuwe technologie (gestippelde leercurven) en de oude technologie (doorgetrokken lijn) uit Figuur 2.1b. Een structurele afname in de leerratio van 18% naar 16% impliceert dat er meer elektriciteit uit een duurdere nieuwe technologie geproduceerd moet worden om de productiekosten te laten dalen tot die van de bestaande concurrerende technologie. Omdat de onrendabele top langzamer afneemt, terwijl het vermogen van de nieuwe technologie intussen wel steeds groter wordt, zal de piek in de maximale jaarlijkse meerinvestering globaal tweemaal zo hoog zijn als in het geval van voortzetting van de 18% leercurve. Het effect van 2% langzamer leren op de cumulatieve meerinvestering is dat deze een factor 5 hoger uitkomt (Figuur 2.1d). Aan de andere kant heeft een toename in de leerratio hetzelfde effect maar dan in positieve zin (halvering jaarlijkse meerinvestering, 80% reductie cumulatieve meerinvestering). Een kleine afwijking van de leerratio heeft dus grote gevolgen voor het verloop en de grootte van de leerinvestering. Om kosten van stimuleringsregelingen in de hand te houden is het dus belangrijk het kostenverloop te monitoren en, indien de kosten te langzaam dalen, waar mogelijk de trend om te buigen.



Figuur 2.1 Een hypothetische uitrol en kostenontwikkeling van een nieuwe technologie op basis van een leercurve met een progress ratio van 18%.

(a) Hypothetisch verloop van uitrol, (b) kostenontwikkeling op basis van de leercurve als functie van tijd en de constante kosten van een (gevestigde, niet-lerende) referentie technologie, (c) Het verloop van de jaarlijkse meerinvestering om break-even met de referentietechnologie te bereiken, (d) verloop van de cumulatieve meerinvestering op basis van (c). Er is een gevoeligheidsanalyse uitgevoerd waarbij de leerratio 2% afwijkt.

Er zijn diverse redenen waarom een leerratio voor energieproductie slechter kan worden. Voorbeelden zijn staalprijzen, brandstofkosten of CO₂-prijzen die de productiekosten kunnen gaan overheersen (zie de uitleg hierboven onder leercurve methodiek). Technologieën waar brandstofkosten, en CO₂-prijzen een groot aandeel in de productiekosten hebben en waarvan de investeringskosten voor een groot deel bepaald worden door prijzen voor staal, beton, etc., zijn gevoeliger voor marktprijzen dan voor kostenreducties door leereffecten. Dit geldt bijvoorbeeld voor fossiele opwekkingstechnologieën (zie voor het effect Hoofdstuk 3). Als stijging van marktprijzen sterker doorwerkt in de elektriciteitsprijs dan kostendaling door leereffecten, kan de onrendabele top tussen fossiele en duurzame productiemethoden kleiner worden. Aan de andere kant kunnen materiaalintensieve duurzame opties als windenergie ook last krijgen van hogere staalprijzen (maar in mindere mate omdat marktprijzen voor brandstof en CO₂ voor windenergie geen rol spelen). Bij een omgekeerde prijsbeweging gaan kostenreducties juist sneller. De kans dat brandstofkosten en staalprijzen met het aantrekken van de economie weer gaan stijgen is aanzienlijk. De prijs van CO₂ zal afhangen van de schaarste op de markt voor ETS allowances en eventueel aanvullende maatregelen (CO₂-belastingen, etc.). Grondstof- en brandstofprijzen volgen geen leermechanismen, maar worden meer beïnvloed door markteffecten. Kostendaling door lagere marktprijzen heeft in principe geen invloed op de leerratio.

Methodiek in dit rapport

Leercurven zijn over het algemeen op kosten gebaseerd en niet op prijzen (in tegenstelling tot zogenaamde *experience curves* welke wel op prijzen zijn gebaseerd). Prijzen worden niet alleen bepaald door de kosten van een bepaald product, maar ook door markteffecten als vraag en aanbod dynamiek, *hedging* strategieën, etc. Deze effecten hebben geen relatie tot de opgebouwde ervaring die aan de basis staat van leereffecten. De markteffecten in prijzen schermen de leereffecten min of meer af. Dit betekent dat markteffecten als grondstof-, brandstof- en CO₂-prijzen, maar ook kosten voor het verlenen van vergunningen, etc. niet meegenomen worden in leercurven. Leereffecten geven dus slechts een beperkt beeld van hoe de kostenontwikkeling zich in werkelijkheid gaat voltrekken.

Voor de stimulering van nieuwe energietechnologieën zijn de kosten per eenheid geproduceerde elektriciteit zeer belangrijk. Deze kosten bepalen of een technologie al competitief is met de gevestigde technologieën (gebaseerd op fossiele brandstoffen). Omdat in deze kosten ook componenten zitten die niet leren, hanteren we in de rest van dit artikel het verloop van de kosten per MWh geproduceerde elektriciteit zoals deze uit de nieuwste referentieraming van ECN komen (Daniëls en Kruitwagen, 2010). In deze kosten zijn naast leereffecten ook de verwachtingen omtrent marktontwikkelingen meegenomen. Tenzij anders aangegeven, vergelijken we de kosten van de nieuwe technologieën met de verwachte elektriciteitsprijs op de groothandelsmarkt. Vermenigvuldiging van de jaarlijks met de nieuwe technologie geproduceerde hoeveelheid elektriciteit met het verschil tussen de productiekosten van de nieuwe technologieën en de elektriciteitsprijs op de groothandelsmarkt bepaalt de jaarlijkse meerinvestering. De som van alle jaarlijkse meerinvesteringen, tot het moment dat de nieuwe technologie competitief is, is gedefinieerd als de in de vorige Paragraaf genoemde leerinvestering. In dit rapport worden ook investeringskosten vermeld, welke afkomstig zijn uit de Energy Technology Perspectives van 2008 (IEA, 2008). De investeringskosten van de IEA hebben een andere basis dan die ECN gebruikt voor de berekening van de referentieraming en vallen daardoor lager uit.

In deze studie hebben de elektriciteitskosten betrekking op het jaar van het aangaan van verplichtingen maar hebben de geraamde productiehoeveelheden voor een specifiek jaar betrekking op de gerealiseerde productie in dat jaar. In principe mogen de hier gebruikte productiekosten en productiehoeveelheden daarom niet zomaar vermenigvuldigd worden om de jaarlijkse meerinvestering te bepalen. Echter, voor een ruwe schatting van het verloop van de meerinvestering tot 2040 biedt de hier gevolgde methodiek een goed handvat. Voor precieze bepaling van kasstromen, bijvoorbeeld voor 2020, is dit niet de geëigende methodiek. De mogelijke onderschatting van de jaarlijkse meerinvesteringen bedraagt ca. 20% in 2020.

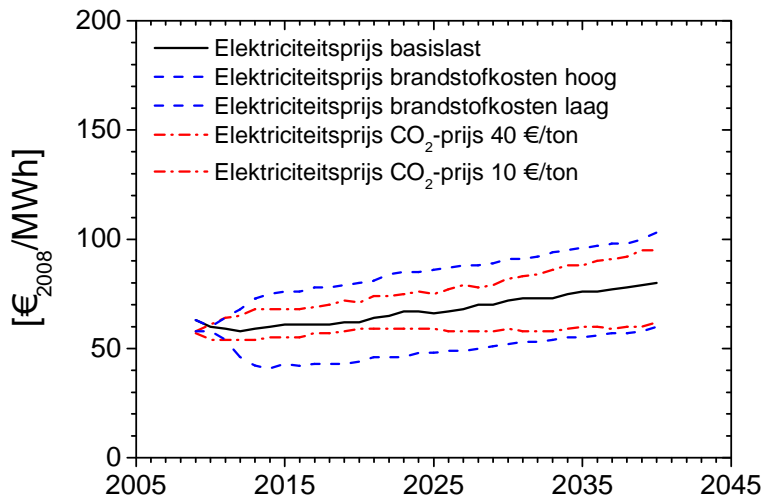
3 Prijsontwikkeling elektriciteit

Er zijn diverse definities van elektriciteitsprijzen in omloop welke gekoppeld zijn aan een bepaald type eindgebruiker of productieschaal. Voorbeelden zijn de elektriciteitsprijs op de groothandelsmarkt, het consumententarief en het kleinzakelijke tarief. In dit hoofdstuk behandelen we de elektriciteitsprijs op de groothandelsmarkt¹⁵. Bij vergelijking van prijzen en productiekosten is het van de situatie afhankelijk met welke elektriciteitsprijs het breakeven punt bepaald moet worden. Voor decentrale elektriciteitsopwekking op woningen en utiliteiten zonder teruglevering op het elektriciteitsnet kunnen respectievelijk het consumenten- en kleinzakelijke tarief het criterium voor breakeven zijn. De veronderstelling over de ontwikkeling van de elektriciteitsprijs staat weergegeven als een zwarte doorgetrokken lijn in Figuur 3.1 (Seebregts, 2009). Er is rekening gehouden met een lagere vraagontwikkeling als gevolg van de economische crisis. In de huidige raming komt de finale elektriciteitsvraag uit op 129 TWh in 2020 welke lager is dan de 156 TWh uit de laatste actualisatie van de referentieraming (Daniëls, *et al.*, 2010).

De elektriciteitsprijs uit Figuur 3.1 houdt ook rekening met het effect op de Nederlandse markt van de bouw van ca. 10.000 MW aan nieuwe kolen- en gascentrales in Noordwest Europa. Dit zijn de ‘zekere’ plannen van centrales die nu al in aanbouw zijn of waarvan de bouw binnenkort start. Het totaal aantal nieuwbouwplannen, op basis van aanmeldingen bij Tennet en diverse pers- en mediaberichten ligt op 30.000 MW (Seebregts *et al.*, 2009; Daniëls en Van der Maas, 2009; Tennet, 2009). Het langer openblijven van kerncentrales in België en Duitsland heeft naar verwachting wel invloed op de volumes netto geëxporteerde elektriciteit, maar geen significante invloed op de elektriciteitsprijs. De groothandelsmarktprijs voor elektriciteit wordt vooral bepaald door de ontwikkelingen op de brandstofprijzen en CO₂-prijsmarkt. Relatief beperkte verschuivingen in de elektriciteitsvraag of in de opgestelde parken in Nederland en de buurlanden leiden wel tot mutaties, maar die zijn relatief beperkt.

Op het gebied van de interconnectiecapaciteit met het buitenland is rekening gehouden met een uitbreiding met 2500 MW. Dit zijn de BritNed kabel (1000 MW, operationeel in 2011) en een verbinding met Duitsland (1500 MW, operationeel in 2013). De CoBra verbinding met Denemarken van 600-700 MW die momenteel door Tennet wordt onderzocht is nog niet in de ontwikkeling van de elektriciteitsprijs meegenomen. Naar onze inschatting zal deze extra verbinding echter geen significante invloed hebben op het verloop van de elektriciteitsprijs. De capaciteit van een eventuele tweede NorNed kabel zijn niet bekend en mede om die reden is deze interconnector niet in deze raming verondersteld.

¹⁵ Bij de vergelijking tussen prijzen en productiekosten is het van de situatie afhankelijk met welke elektriciteitsprijs het breakeven punt bepaald moet worden. Voor decentrale elektriciteitsopwekking op woningen en utiliteiten zonder teruglevering op het elektriciteitsnet kunnen respectievelijk het consumenten- en het kleinzakelijke tarief het criterium voor breakeven zijn.



Figuur 3.1 *Verwachte ontwikkeling van de groothandelselektriciteitsprijs in €₂₀₀₈. Voor de elektriciteitsprijs op de groothandelsmarkt (zwarte doorgetrokken lijn) wordt tot 2020 een CO₂-prijs aangenomen van 20 €/ton, daarna stijgt de CO₂-prijs tot 50 €/ton in 2040*

Brandstof- en CO₂-prijzen hebben een grote invloed hebben op de elektriciteitsprijs. In de berekening voor het jaar 2020 gaan we uit van een aardgasprijs van ca. 7 €/GJ en een kolenprijs van 2,3 €/GJ. Hierbij moet opgemerkt worden dat dit de prijs is voor het primaire energieverbruik. Voor de doorwerking van deze prijzen in de elektriciteitsprijs op de groothandelsmarkt zijn van belang: de samenstelling van het productiepark, de efficiency van (diverse) elektriciteitscentrales, de dynamiek van de elektriciteitsmarkt (vraag en aanbod gedurende het jaar), en daarbij Nederland in de context van de Noordwest Europese elektriciteitsmarkt. Het elektriciteitsproductie- en het marktsysteem zijn namelijk fysiek (via interconnecties) en qua markten met elkaar verbonden. Figuur 3.1 geeft het effect van de twee eerstgenoemde prijzen op de basislast elektriciteitsprijs te zien met twee gevoeligheidsanalyses. De gevoeligheidsanalyse voor de brandstofkosten staat afgebeeld met de blauwe gestippelde lijnen. Het scenario brandstofkosten hoog gaat uit van een 40% hogere aardgasprijs (9,8 €/GJ) en een 20% hogere kolenprijs (2,80 €/GJ). Het lage brandstofkostenscenario gaat uit van een 40% lagere aardgas- en een 20% lagere kolenprijs (respectievelijk 4,20 €/GJ en 1,84 €/GJ). Voor 2020 wordt een afwijking van 30% ten opzichte van de raming gevonden. De CO₂-prijs vormt de andere belangrijke factor in het uiteindelijke verloop van de elektriciteitsprijs. In de gevoeligheidsanalyse voor de CO₂-prijs in Figuur 3.1 (rode gestippelde lijnen) gaan we uit van een lage waarde voor de CO₂-prijs van 10 €/ton en een hoge waarde van 40 €/ton. De afwijking door deze CO₂-prijzen op de elektriciteitsprijs is 14% voor de hoge prijs en 5% voor de lage prijs.

De voornaamste beïnvloeding van de onrendabele top zal dus komen van de ontwikkeling van de brandstofprijs en de CO₂-prijs. In geval van de genoemde hoge brandstof- of CO₂-prijs zal de onrendabele top in 2020 naar verwachting respectievelijk 18 €₂₀₀₈/MWh of 9 €₂₀₀₈/MWh lager uitvallen. Als de brandstof- of CO₂-prijs gunstig uitpakt, d.w.z. de bij de genoemde lage varianten, dan valt de onrendabele top respectievelijk 18 €₂₀₀₈/MWh dan wel 3 €₂₀₀₈/MWh hoger uit. Voor wind op land wordt verwacht dat onder de bovengenoemde brandstof- en CO₂-prijzen de onrendabele top rond 2027 verdwijnt. Hogere brandstof- en CO₂-prijzen zullen er voor zorgen dat ook de onrendabele top van andere duurzame opties (eerder dan nu voorzien) kan verdwijnen en dat meer duurzame opties concurrerend kunnen worden.

De verwachte elektriciteitsprijzen op de groothandelsmarkt, voor huishoudelijke en zakelijke consumenten voor 2010, 2020 en 2040 staan in Tabel 3.1 (Daniëls & Kruitwagen, 2010). In Tabel 3.1 is geen rekening gehouden met onzekerheid in de brandstof- en CO₂-prijzen welke in Figuur 3.1 zijn uitgewerkt.

Tabel 3.1 *De verwachte elektriciteitsprijzen voor verschillende marktpartijen*

Jaar	Groothandelsmarkt [€ ₂₀₀₈ /MWh]	Consumententarief [€ ₂₀₀₈ /MWh]	Kleinzakelijk tarief [€ ₂₀₀₈ /MWh]
2010	60	214	132
2020	62	223	131
2040	80	218	140

4 Potentiëlen en kosten

In dit hoofdstuk worden de potentiëlen en kostenontwikkelingen besproken¹⁶, voor schone productietechnologieën voor elektriciteit uit:

- Wind op land.
- Wind op zee.
- Thermische conversie van biomassa.
- Vergisting van biomassa, waterkracht.
- Zon-PV.

En de productie van groen gas.

Voor deze technologieën, maar met name voor de voor Nederland belangrijke technologieën wind, biomassa, Zon-PV en groen gas geldt dat er zowel mondiaal als in Nederland in innovatie *en* uitrol geïnvesteerd moet worden om ze kosteneffectief te ontwikkelen (Sagar & Van der Zwaan, 2006). In de Paragrafen 4.2 t/m 4.7 wordt dit punt per technologie verder beargumenteerd. In de Paragrafen 4.8 t/m 4.12 worden de volgende niet-SDE-technologieën op vergelijkbare wijze uitgewerkt:

- CCS.
- Groen gas.
- Procesintensivering in de industrie.
- Gebouwde omgeving.
- Kas als energiebron.

Omdat voor ieder technologie andere factoren een rol spelen wordt per technologie ingegaan op de verwachtingen omtrent uitrol, kostenontwikkeling, welke innovaties een rol spelen en welke positie Nederland heeft in mondiaal verband. Daarnaast worden concrete voorbeelden gegeven van specifieke kostencomponenten die globaal of lokaal leren. Onze ramingen voor de ontwikkeling van de elektriciteitsprijs en de kostenontwikkeling van technologieën zijn onder andere gebaseerd op de verwachtingen voor leerratio's, en omtrent de ontwikkeling van brandstof- en CO₂-prijzen. Uiteraard is de ontwikkeling van brandstof- en CO₂-prijzen moeilijk op voorhand te voorspellen, en in het verleden is gebleken dat ook leerratio's in de tijd kunnen variëren (IEA/OECD, 2000) Bij de bepaling van breakeven punten is ervan uitgegaan dat kostenreducties (op basis van leerratio's) onveranderd doorgaan en er is geen rekening gehouden met onzekerheid in de brandstof- en CO₂-prijzen (zie voor het effect op de groothandelselectriciteitsprijs Figuur 3.1). De hier genoemde jaartallen kunnen in werkelijkheid anders blijken uit te vallen. Daar komt bij dat bij grootschalige toepassing van wind- en zonne-energie de netwerkkosten toenemen, welke hier niet zijn meegenomen (EZ, 2009).

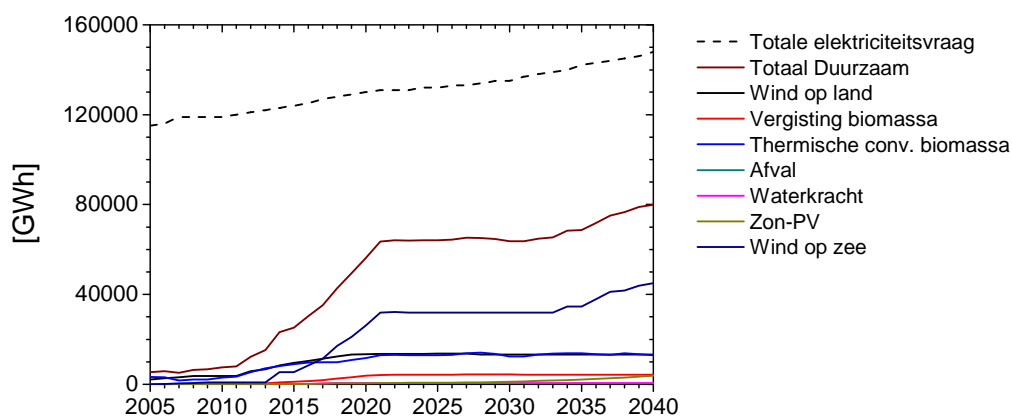
De in dit rapport genoemde cijfers voor kosten hebben betrekking op het jaar van het aangaan van verplichtingen. De geraamde productiehoeveelheden van een specifiek jaar worden verondersteld als werkelijk in dat jaar gerealiseerd.

¹⁶ In dit rapport worden ook investeringskosten vermeld, welke afkomstig zijn uit de Energy Technology Perspectives van 2008 (IEA, 2008). De investeringskosten van de IEA hebben een andere basis dan die ECN gebruikt voor de berekening van de referentieraming en vallen daardoor lager uit.

4.1 Potentiëlen met en zonder voortzetting van het SDE-beleid na 2011

In Figuur 4.1 wordt het verloop van de ontwikkeling van de potentiëlen van de diverse duurzame elektriciteitsopwekkingstechnologieën weergegeven (doorgetrokken lijnen) en vergeleken met de totale elektriciteitsvraag (gestippelde lijn) voor het geval stimulering, als door het SDE-beleid, na 2011 vervolgd wordt. Er wordt aangenomen dat flankerend beleid wordt uitgevoerd, dat optimaal gebruik wordt gemaakt van alle beschikbare stimulering en van alle ruimte die het beleid biedt. In 2020 wordt in 43% van de elektriciteitsvraag voorzien met duurzame bronnen. De belangrijkste technologieën zijn offshore wind (20%), onshore wind (10%), de thermische conversie van biomassa (9%) en de vergisting van biomassa (3%).

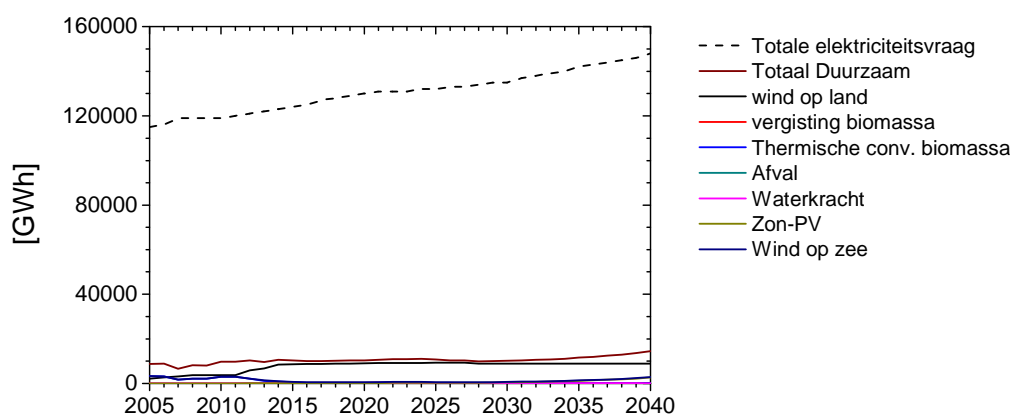
In 2040 loopt het aandeel duurzame energie in dit scenario op tot 54%. In 2040 stijgt het aandeel wind op zee tot 30% en wordt 3% van de elektriciteitsvraag voldaan met Zon-PV. De aandelen van de andere technologieën veranderen nauwelijks.



Figuur 4.1 *De verwachte elektriciteitsvraag en geraamde productie van duurzame energie met voortzetting van stimulering als het SDE-beleid na 2011*

In Figuur 4.2 wordt het verloop van de ontwikkeling van duurzame elektriciteitsopwekking zonder voortzetting van stimulering, d.w.z. de verplichtingen uit de SDE-regeling lopen door, maar de SDE-regeling wordt niet opgevolgd door nieuw beleid, vergeleken met de totale elektriciteitsvraag wederom, met goed flankerend beleid en optimaal gebruik van alle beschikbare stimulering en alle door het beleid geboden ruimte. Dit levert een geheel ander beeld. In dit scenario is in 2020 het totale aandeel duurzame energie 12% van de elektriciteitsvraag. Dit aandeel loopt op tot 17% in 2040.

Zonder voortzetting van stimulering zijn onshore en offshore wind de enige bronnen van duurzame energie in 2020 met een significant aandeel van respectievelijk 7% en 4%. De resterende 1% duurzame energie is verdeeld over diverse andere bronnen. In dit scenario wordt voor 2040 verwacht dat het aandeel onshore wind zakt naar 6%, het aandeel offshore wind stijgt tot 9% en de resterende 2% duurzame energie wordt opgewekt met Zon-PV. Een mogelijke verklaring voor het oplopen van de productiecapaciteit wind op zee na 2030 is dat bepaalde locaties, dichtbij de kust dan wel rendabel zijn. Het stagneren van de productie uit wind op land kan zijn dat verdere uitbreiding alleen mogelijk is op onrendabele plaatsen. Door de beperkte uitrol is de kostenreductie bescheidener dan als het stimuleringsbeleid wel voortgezet wordt.



Figuur 4.2 *De verwachte elektriciteitsvraag en geraamde productie van duurzame energie zonder voortzetting van stimulering als het SDE-beleid na 2011*

De onderstaande tabel vat de geraamde aandelen van verschillende duurzame opties in de totale elektriciteitsvraag samen voor 2020 en 2040.

Tabel 4.1 *Verwachte aandelen van duurzame opties in totale elektriciteitsvraag voor 2020 en 2040, met en zonder voortzetting van SDE-beleid*

Jaar	Totale energievraag [TWh]	Wind op land [%]	Wind op zee [%]	Thermische conversie biomassa [%]	Vergisting biomassa [%]	Zon PV [%]	Water kracht [%]	Groen gas [%]
Met voortzetting beleid								
2020	130	10	20	9	3	0,4	0,4	5
2040	148	9	30	9	3	3	0,4	0
Zonder voortzetting beleid								
2020	131	7	4	0,2	0,2	0,1	0,1	1
2040	148	6	9	0,1	0,1	2	0	0

De technologieën wind op land, wind op zee en thermische conversie van biomassa zijn de technologieën die potentieel een groot aandeel in de totale energievraag kunnen krijgen. Deze technologieën zijn dus belangrijk om de Nederlandse en Europese doelstellingen voor hernieuwbare energie te halen. De leercurve voor de investeringskosten voor deze technologieën wordt wereldwijd bepaald. Dit duidt op een redelijk potentieel voor kostenreductie, mede omdat het wereldwijde potentieel voor 2050 nog een flink aantal verdubbelingen van de huidige cumulatieve capaciteit toelaat. Om deze technologieën succesvol uit te rollen, is investering in lokale leerprocessen essentieel. Ingenieurs, installateurs, financiers etc. zullen vertrouwd moeten raken met de technologieën.

4.2 Wind op land

Mondiaal

In Tabel 4.2 worden de mondiale ontwikkeling met betrekking tot investeringskosten en potentieel weergegeven voor wind op land. Het potentieel op langere termijn is ruwweg een factor 100 groter dan het huidige geïnstalleerde vermogen.

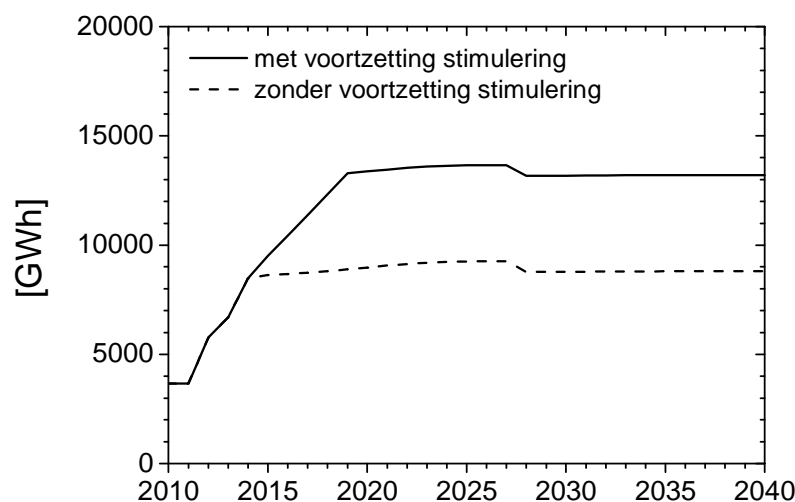
Tabel 4.2 *Inschatting van de mondiale leerratio en potentiële wind op land*

Leerratio	Huidige kosten	Mondiale capaciteit 2008	Mondiaal potentieel 2050
[%]	[€/kW]	[GW]	[GW]
11	875	93	1060-1360

Bron: Junginger *et al.*, 2008; IEA, 2008.

Geraamde productie

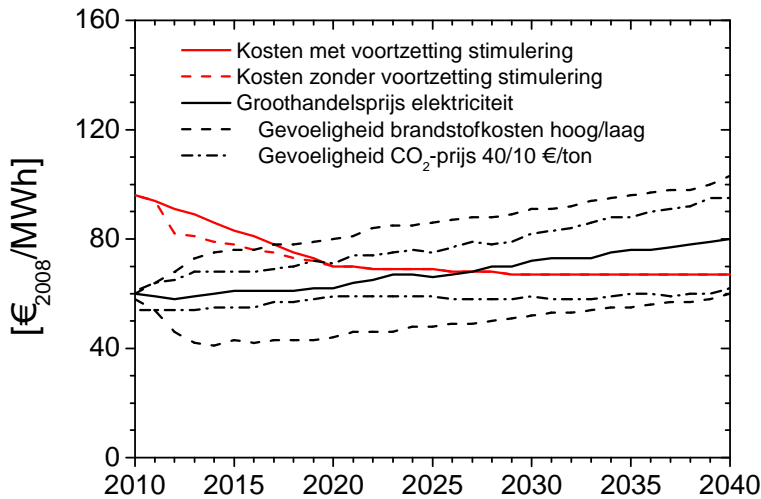
Voor Nederland is wind op land een belangrijke technologie om onze doelstellingen te halen. Met voortzetting van het SDE-beleid wordt geraamd dat deze technologie in 10% van de elektriciteitsvraag in 2020 kan voorzien (7% zonder voortzetting van het beleid). Naar verwachting kan er met voortzetting van het SDE-beleid tussen 2009 en 2040 12 GW aan capaciteit in Nederland worden neergezet (8 GW zonder voortzetting SDE). Wind op land is gebaat bij stimulering van uitrol. De verwachting omtrent de elektriciteitsproductie uit wind op land staat weergegeven in Figuur 4.3. In deze figuur maken we onderscheid tussen voortzetting van stimulering als het SDE-beleid (doorgetrokken lijn) en geen voortzetting van stimulering (gestippelde lijn).



Figuur 4.3 *Ontwikkeling van geraamde productie van windenergie op land tussen 2010 en 2040*

Kosten

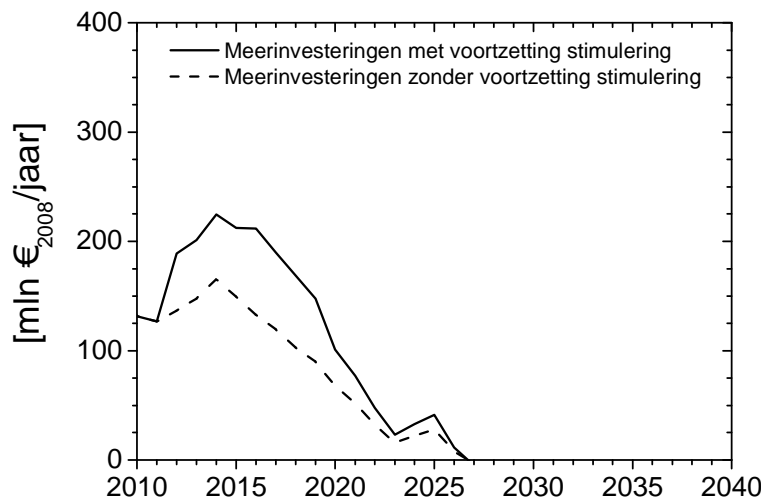
De verwachte reële kostenontwikkeling van wind op land staat weergegeven in Figuur 4.4. Naar verwachting dalen de kosten van wind op land en wordt het breakeven punt met de elektriciteitsprijs op de groothandelsmarkt voor wind op land verwacht in 2027. Hier is geen rekening gehouden met onzekerheid in de brandstof- en CO₂-prijzen (welke in Figuur 3.1 zijn uitgewerkt) en worden leerratio's constant verondersteld. De productiekosten worden in principe mondiaal bepaald, alleen tot 2020 is er een effect zichtbaar van het beleid in Nederland op de lokale kostprijs voor elektriciteit uit wind op land. De kosten van turbines worden mondiaal bepaald, de installatiekosten binnen Nederland.



Figuur 4.4 *Ontwikkeling elektriciteitskosten uit windenergie op land*

Jaarlijkse meerinvestering

Vermenigvuldiging van de cijfers in Figuur 4.3 en het verschil tussen de productiekosten van elektriciteit uit wind op land en de elektriciteitsprijs op de groothandelsmarkt, geeft de jaarlijkse meerinvestering die nodig is om wind op land te laten leren, d.w.z. ervaring op te bouwen om zodoende de kosten te reduceren. Deze jaarlijkse meerinvestering staat weergegeven in Figuur 4.5. Naar verwachting wordt de piek bereikt rond 2014 en bedraagt deze in dat jaar 225 miljoen €. Zonder voortzetting van het SDE-beleid vallen de jaarlijkse meerinvesteringen lager uit, maar dit wordt veroorzaakt door de achterblijvende hoeveelheid opgestelde productiecapaciteit. De jaarlijkse meerinvestering neemt af tot nul in 2027 omdat dan het breakeven punt met de elektriciteitsprijs op de groothandelsmarkt wordt bereikt.



Figuur 4.5 *Ontwikkeling van de jaarlijkse meerinvestering in windenergie op land*

4.3 Wind op Zee

In onze raming dalen de kosten van wind op zee voornamelijk door learning-by-doing. Hierin zit een R&D aandeel, welke betrekking heeft op het optimaliseren van bestaande technologie. Het effect van radicale innovaties door learning-by-searching (R&D) is in onze raming niet meegenomen. De realisatie en het effect op de kosten is hiervoor nog te onzeker, maar de sector verwacht dat extra R&D een groot effect zal hebben op de productiekosten uit wind op zee. Een maat voor de grootte van het effect is het verschil tussen onze cijfers en die van de sector. Ver-

geleken met onze cijfers, voorziet de sector 15% lagere productiekosten in 2020 en 31% lagere productiekosten voor 2040. Als deze verlaging van productiekosten daadwerkelijk gerealiseerd worden, kan wind op zee rond 2040 rendabel zijn.

Mondiaal

In Tabel 4.3 worden de mondiale ontwikkeling met betrekking tot investeringskosten en potentieel weergegeven voor wind op zee. Deze technologie staat wereldwijd nog aan het begin van haar ontwikkeling getuige het grote verschil tussen het huidige opgestelde vermogen en het potentieel in 2050.

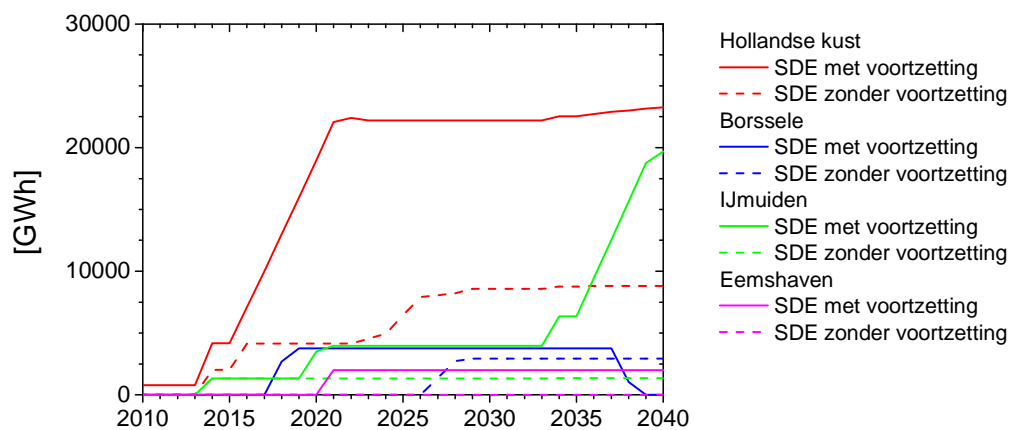
Tabel 4.3 *Inschatting van de mondiale leerratio en potentiële wind op zee*

Leerratio	Huidige kosten	Mondiale capaciteit 2008	Mondiaal potentieel 2050
[%]	[€/kW]	[GW]	[GW]
4-10	1900	1	270-670

Bron: Junginger *et al.*, 2008; IEA, 2008.

Geraamde productie

Ook wind op zee is voor Nederland een belangrijke technologie om de doelstellingen voor het aandeel hernieuwbare energie te halen. Met voortzetting van stimulering als het SDE-beleid wordt geraamd dat deze technologie in 20% van de elektriciteitsvraag in 2020 voorziet (4% zonder voortzetting van het beleid). Naar verwachting kan er met voortzetting van stimulering tussen 2009 en 2040 11 GW aan capaciteit in Nederland neergezet (5 GW zonder voortzetting van beleid). Wind op zee is vooral gebaat bij stimulering van uitrol. De verwachting omtrent het vermogen van wind op zee staat voor de locaties aan de Hollandse kust, Borssele, IJmuiden en Eemshaven is weergegeven in Figuur 4.6. In deze figuur maken we onderscheid tussen voortzetting van stimulering als het SDE-beleid (doorgetrokken lijnen) en geen voortzetting van dergelijke stimulering (gestippelde lijnen).

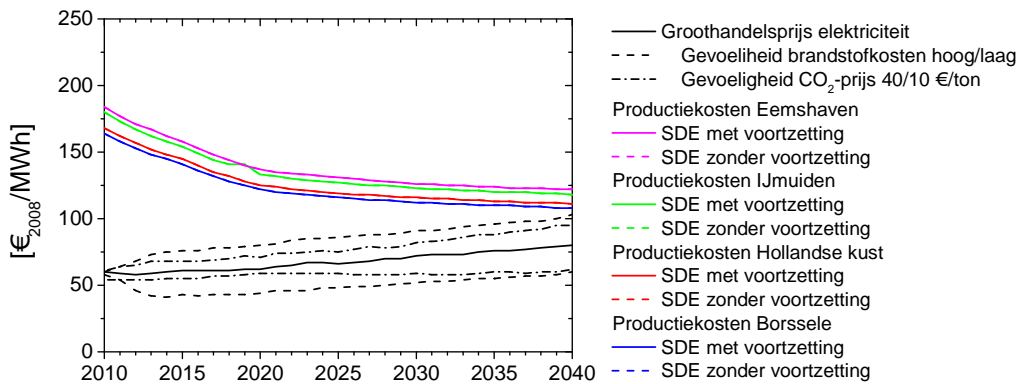


Figuur 4.6 *Ontwikkeling geraamde productie windenergie op zee*

Kosten

De verwachte reële kostenontwikkeling van wind op zee staat weergegeven in Figuur 4.7. Naar verwachting dalen de kosten van wind op zee maar wordt het breakeven punt met de elektriciteitsprijs op de groothandelsmarkt niet bereikt voor 2040. De kosten dalen minder dan men op basis van leereffecten zou verwachten. De voornaamste redenen voor de achterblijvende kostendaling is ten eerste dat verwacht wordt dat de ontwikkeling van verdere schaalvergroting (d.w.z. groter vermogen per turbine) moeilijker zal worden en afvlakt en ten tweede dat de huidige druk op de turbinemarkt door het beperkte aantal aanbieders en de relatief grote mondiale vraag, voorlopig niet zal verminderen. Aan de andere kant zullen verbeterde installatie- en onderhoudstechnieken voor kostendaling zorgen. Hier is geen rekening gehouden met onzekerheid

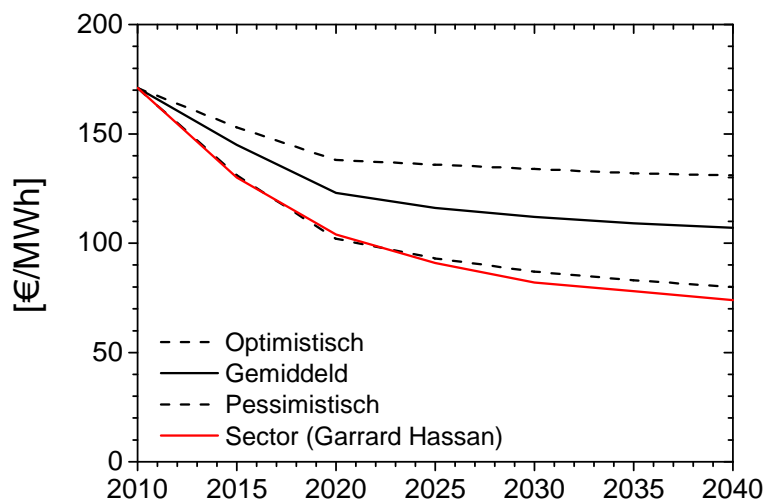
in de brandstof- en CO₂-prijzen (welke in Figuur 3.1 zijn uitgewerkt) en worden leerratio's constant verondersteld. Afgezien van standaard leereffecten zijn radicale veranderingen op dit gebied niet in onze ramingen meegenomen. De kosten van turbines worden mondiaal bepaald, de installatiekosten binnen Nederland.



Figuur 4.7 *Ontwikkeling elektriciteitskosten van windenergie op zee*

In Figuur 4.8 wordt de verwachte kostenontwikkeling van wind op zee weergegeven, waarbij we alleen rekening hebben gehouden met de te verwachten leereffecten. Effecten als moeilijker schaalvergroting en krapte op de windturbinemarkt zijn hier niet meegenomen. De zwarte doorgetrokken lijn geeft de kostenontwikkeling aan voor leren aan de Hollandse kust en vormt de basis voor de kostenontwikkeling in Figuur 4.7 op diezelfde locatie. De turbine en de niet-staalgebonden mast onderdelen zijn de componenten die het sterkst leren. De gestippelde lijnen geven een pessimistische en een optimistische variant op de gemiddelde kostenontwikkeling. De onzekerheid in de kostenontwikkeling is groot. In de berekening die we hier hanteren zijn de effecten van radicale innovaties door R&D nog niet meegenomen. De realisatie en het effect op de kosten is hiervoor nog te onzeker, maar de sector verwacht dat extra R&D een groot effect zal hebben op de productiekosten uit wind op zee. De rode doorgetrokken lijn geeft de kostenontwikkeling aan zoals de sector die voorziet (Garrard Hassan & Partners, 2009). Het verschil tussen de zwarte en de rode doorgetrokken lijn wordt veroorzaakt door de verwachtingen rond het effect van R&D op de productiekosten. Deze R&D levert dus verlaging van de kosten bovenop de kostenreducties uit leereffecten. In 2020 liggen de cijfers vanuit de sector 15% lager dan ons gemiddelde en in 2040 loopt dit verschil op tot 31%. Als deze verlaging van productiekosten daadwerkelijk gerealiseerd wordt, kan wind op zee rond 2040 rendabel zijn. Door in R&D te investeren kunnen potentieel grote kostenreducties worden bereikt, echter, de timing en het effect van R&D op de productiekosten zijn moeilijk op voorhand te voorspellen.

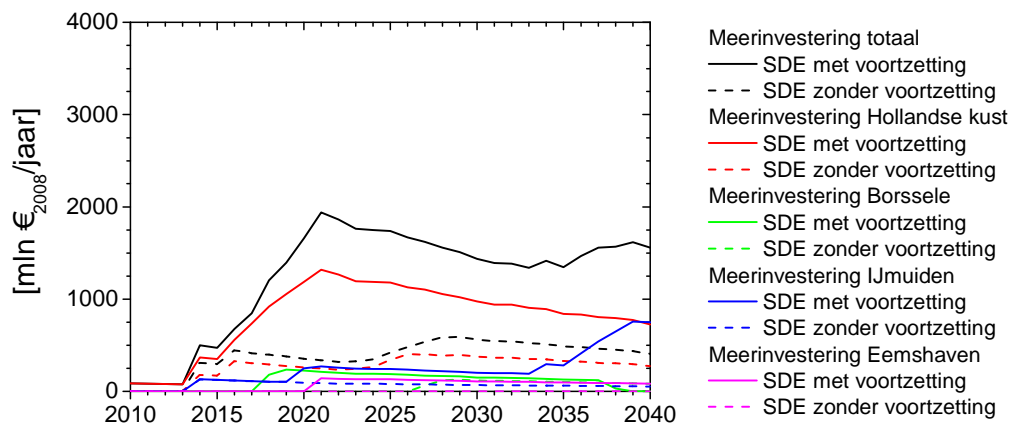
Naast investeringen in R&D, zijn de kosten voor wind op zee ook te sturen door de locatiekeuze, het slim clusteren van netaansluitingen en door gebruik te maken van bestaande offshore interconnectieverbindingen.



Figuur 4.8 Leereffecten wind op zee

Jaarlijkse meerinvestering

Vermenigvuldiging van de cijfers in Figuur 4.6 en het verschil tussen de productiekosten van elektriciteit uit offshore wind (Figuur 4.7) en de groothandelselektriciteitsprijs, geeft de jaarlijkse meerinvestering die nodig is om wind op zee verder uit te rollen. Deze meerinvestering staat weergegeven in Figuur 4.9. Omdat de productiekosten van wind op zee niet het niveau halen van de elektriciteitsprijs op de groothandelsmarkt, neemt de meerinvestering tussen nu en 2040 niet af tot nul, maar is vanaf 2020 wel een dalende trend zichtbaar. Variaties op de dalende trend worden veroorzaakt door de ontwikkeling van de hoeveelheid geproduceerde elektriciteit. De meerinvestering zonder voortzetting van het SDE-beleid valt lager uit, maar dit wordt veroorzaakt door de achterblijvende hoeveelheid opgestelde productiecapaciteit.



Figuur 4.9 Ontwikkeling van de jaarlijkse meerinvestering in windenergie op zee

De piek in de totale meerinvestering wordt verwacht rond 2020. Subsidies voor uitrol van wind op zee in de wacht zetten heeft tot resultaat dat zowel de Nederlandse doelstellingen voor hernieuwbare elektriciteitsproductie (20%) als de Europese doelstelling (14%) niet gehaald kunnen worden. Immers, dan zou extra inzet moeten plaatsvinden van andere, duurdere duurzame opties. Stimulering van R&D zou ervoor kunnen zorgen dat de productiekosten voor wind op zee alsnog structureel lager worden.

Ontwikkelingen

Nederlandse bedrijven zijn betrokken bij offshore projecten (fundering, bekabeling en installatie). Nederland heeft mondiaal dus een sterke positie. De beschikbaarheid van geschikte havens (met veel ruimte), die als thuisbasis voor de constructiewerkzaamheden dienen, is momenteel voor sommige landen rond de Noordzee een bottleneck voor de uitbreiding van wind op zee. Nederland heeft geschikte havens en bevindt zich daardoor een voordelige uitgangspositie. De vraag is waarom de sector zich in Nederlandse wateren zou moeten ontwikkelen. Voor bedrijven binnen deze sector het is gemakkelijker om binnenlands opereren. Taalbarrières zijn niet aanwezig, de weg voor vergunningstrajecten is bekend en het realiseren van productiecapaciteit binnen Nederland is relatief goedkoper dan in de ons omringende landen (ons deel van de Noordzee is ondieper).

Bij de beoordeling van de risico's van een project wordt nu nog teveel uitgegaan van individuele projecten. Door bij risico-schattingen de focus te verschuiven naar ensembles van projecten en meer aan risicospreiding te doen, kunnen financieringskosten naar beneden gebracht worden. Deze laatste mogelijkheid kan worden gerealiseerd door het oprichten van een waarborgfonds.

4.4 Thermische conversie van biomassa voor elektriciteit

Onder deze duurzame optie wordt verstaan: meestook bij kolencentrales, zelfstandige bio-olie- en houtgestookte centrales en stortgas-, afvalwater- en rioolwaterzuiveringsinstallaties. Deze duurzame optie leunt gedeeltelijk op oude technologieën (kolencentrales, gasturbines) waarvan het leerpotentieel beperkt is, echter biomassa moet worden voorbereid voordat het in een centrale kan worden verstoekt. Deze voorbereiding is nog steeds sterk in ontwikkeling. Opties als pyrolyse, torrefactie, het voorkomen van teervorming in de installaties (van de elektriciteitscentrale) en de zuivering van biogas zijn voorbeelden van innovaties welke de technologie verder zullen optimaliseren. Kostenreducties zijn dan ook zeker te verwachten wat zich vertaalt in een leerratio van 9% voor deze technologieën. Daarnaast zal de voorbereiding van biomassa een meer gestandaardiseerde biobrandstof opleveren voor energiecentrales, waardoor kostenreducties door leereffecten beter van de grond komen ('ruwe' biomassa vraagt specifieke aanpassing van centrales waardoor ervaringen momenteel moeilijker toepasbaar zijn op andere centrales) en een termijnmarkt voor biobrandstof mogelijk wordt¹⁷.

Mondiaal

In Tabel 4.4 worden de mondiale ontwikkeling met betrekking tot investeringskosten en potentieel weergegeven voor de thermische conversie van biomassa. Thermische conversie van biomassa is een verzamelterm voor een aantal elektriciteitsproductiemethoden welke staan weergegeven in Tabel 4.4.

Geraamde productie

Voor Nederland is thermische conversie van biomassa de derde belangrijke technologie om onze doelstellingen te halen. Onder deze duurzame optie wordt verstaan: meestook bij kolencentrales, zelfstandige bio-olie- en houtgestookte centrales en stortgas-, afvalwater- en rioolwaterzuiveringsinstallaties. Met voortzetting van het SDE-beleid wordt geraamd dat al deze technologieën samen in 9% van de elektriciteitsvraag in 2020 voorzien (0,2% zonder voortzetting van het beleid). Het biogas dat wordt gewonnen uit stortgas bij stortplaatsen, afvalwater en rioolwaterzuiveringsinstallaties kan worden gebruikt om hernieuwbare elektriciteit of groen gas te produceren. Het potentieel van deze drie gaswinningsopties is in Nederland in belangrijke mate al benut. Doordat nauwelijks nieuwe stortplaatsen in gebruik zullen worden genomen en het storten van brandbaar organisch afval (de bron van stortgas) wordt ontmoedigd, zal de productie van stortgas teruglopen.

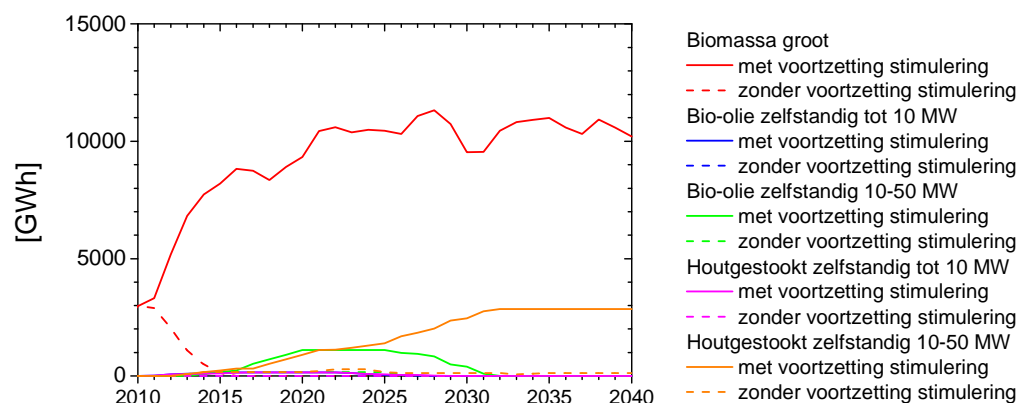
¹⁷ Hierbij moet worden opgemerkt dat er voor houtpellets een dergelijke markt bestaat.

Tabel 4.4 *Inschatting van de mondiale leerratio en potentiële thermische conversie biomassa*

Productiemethode	Leerratio	Huidige investeringskosten (Lensink <i>et al.</i> , 2009)	Mondiale capaciteit 2008	Mondiaal potentieel 2050
	[%]	[€/kW]	[GWh/jaar]	[GWh/jaar]
Mee- en bijstook				
Verbranding vaste biomassa 0-10 MW _e		4400		
Verbranding vaste biomassa 10-50 MW _e		3635		
Verbranding vloeibare biomassa 0-10 MW _e	9	1600	1.250.000	8.333.000
Verbranding vloeibare biomassa 10-50 MW _e		1350		
Stortgas		2385		
AWZI/RWZI ¹⁸		2185		

Bron: IEA,2008; Lensink *et al.*,2009.

De verwachtingen omtrent de productie door middel van mee- en bijstook (biomassa groot) en zelfstandige verbrandingscentrales voor vaste en vloeibare biomassa staan weergegeven in Figuur 4.10. In deze figuur maken we onderscheid tussen voortzetting van stimulering als het SDE-beleid (doorgetrokken lijnen) en geen voortzetting van stimulering (gestippelde lijnen). In deze figuur is te zien dat voortzetting van SDE of vergelijkbaar beleid noodzakelijk is om uitrol van deze technologie te bewerkstelligen. Voor 2040 wordt verwacht dat mee- en bijstook in kolencentrales en houtgestookte centrales met een vermogen van 10-50 MW het grootste aandeel hebben in de elektriciteitsproductie uit vaste biomassa.

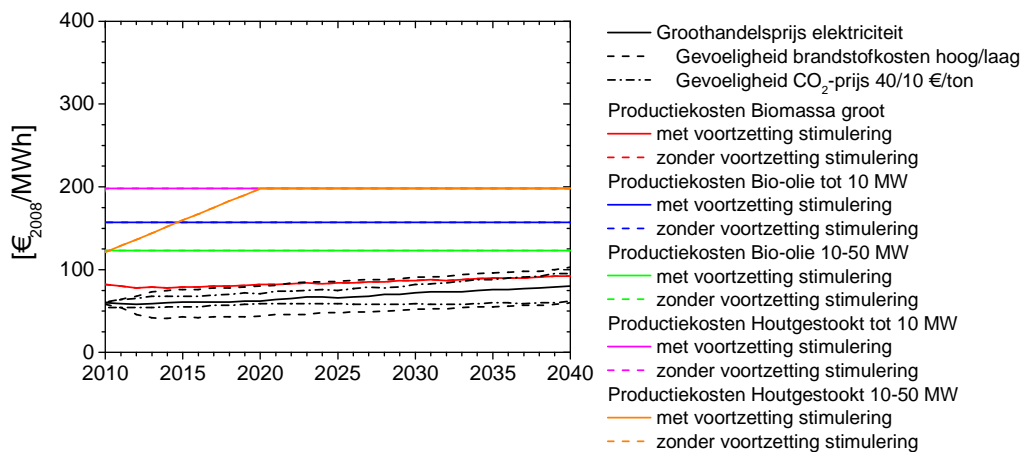


Figuur 4.10 *Geraamde ontwikkeling van de productie van elektriciteit uit de thermische conversie van biomassa*

¹⁸ Afvalwaterzuiveringsinstallatie (AWZI) en rioolwaterzuiveringsinstallatie (RWZI).

Kosten

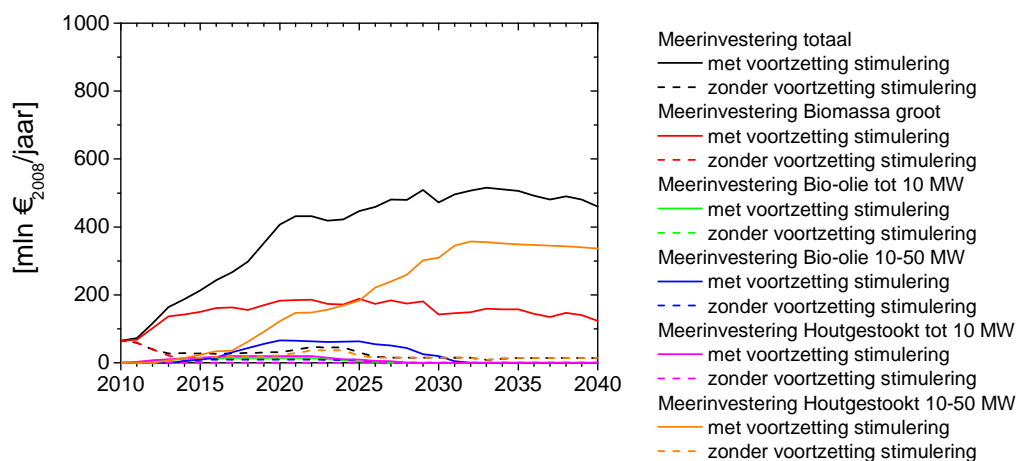
De verwachte reële kostenontwikkeling van thermische conversie van biomassa staan weergegeven in Figuur 4.11. De productiekosten van mee- en bijstook in kolencentrales stijgen van 83 €/MWh in 2009 naar 92 €/MWh in 2040. De kosten voor de zelfstandige centrales blijven constant over deze periode. Het breakeven punt met de elektriciteitsprijzen op de groothandelsmarkt wordt niet voor 2040 gehaald. Dit wordt voornamelijk veroorzaakt door de verwachting dat grootschalige toepassing van thermische conversie van biomassa een prijsopdrijvend effect heeft voor de brandstof. Dit compenseert deels kostendalingen door leer- en schaafeffecten. Hierbij moet worden aangetekend dat er plannen worden ontwikkeld voor meer dan 50% meestook in centrales (in dit rapport is uitgegaan van 10-20% meestook). Als deze plannen worden gerealiseerd wordt verwacht dat de productiekosten door schaafeffecten afnemen. In het geval van kleinschalige houtgestookte centrales van 10-50 MW is het effect van druk op de brandstofmarkt goed zichtbaar. Voortzetting van SDE-beleid leidt tot hogere prijzen dan stopzetten van het beleid. Hier is geen rekening gehouden met onzekerheid in de brandstof- en CO₂-prijzen (welke in Figuur 3.1 zijn uitgewerkt) en worden leerratio's constant verondersteld.



Figuur 4.11 *Ontwikkeling van de kosten voor elektriciteit uit de thermische conversie van biomassa*

Jaarlijkse meerinvestering

Vermenigvuldiging van de cijfers in Figuur 4.10 en het verschil tussen de productiekosten van elektriciteit uit de meestook- en zelfstandige biocentrales, en de elektriciteitsprijs op de groothandelsmarkt (Figuur 4.11), geeft de jaarlijkse meerinvestering die binnen Nederland nodig is om de thermische conversie van biomassa uit te rollen. Deze meerinvestering staat weergegeven in Figuur 4.12. De zwarte lijn geeft de totale jaarlijkse meerinvestering aan, benodigd voor beide technologieën. De piek in de totale meerinvestering wordt voorlopig niet verwacht. Deze duurzame optie leunt gedeeltelijk op oude technologieën (kolencentrales, gasturbines) waarvan het leerpotentieel beperkt is, echter biomassa moet worden voorbereid voordat het in een centrale kan worden verstoekt. Deze voorbereiding is nog steeds sterk in ontwikkeling. Opties als pyrolyse, torrefactie, het voorkomen van teervorming in de installaties (van de elektriciteitscentrale) en de zuivering van biogas zijn voorbeelden van innovaties welke de technologie verder zullen optimaliseren. Kostenreducties zijn dan ook zeker te verwachten wat zich vertaalt in een leerratio van 9% voor deze technologieën.



Figuur 4.12 *Ontwikkeling van de jaarlijkse meerinvestering voor elektriciteit uit de thermische conversie van biomassa*

Ontwikkeling

Als voorbeeld van een kostenreducerende ontwikkeling werken we hieronder het effect van de introductie van torrefactie uit, welke vooral een belangrijke rol gaat spelen bij meestook van biomassa, maar ook voor zelfstandige houtgestookte centrales.

Torrefactie staat aan de vooravond van marktintroductie. Momenteel wordt een aantal demonstratieprojecten gerealiseerd en zodra deze goed draaien zal de technologie naar verwachting snel op grote schaal worden uitgerold. De verwachting is dat binnen vijf jaar meer dan 100 installaties neergezet zullen worden en de technologie een grote impact kan krijgen op de termijn tot 2020. Met torrefactie kan biomassa omgezet worden in een brandstof van uniforme kwaliteit, vergelijkbaar met die van bijvoorbeeld kolen. Nu is de energie-inhoud van biomassa afhankelijk van het type (dat lokaal beschikbaar is) en vindt voorbewerking bij de elektriciteitscentrale plaats. Hierdoor heeft iedere centrale een eigen manier van biomassa verwerking wat suboptimaal is om kostenreducties door leereffecten te versterken door van elkaar te leren.

Door toepassing van torrefactie kunnen ook direct besparingen gerealiseerd worden doordat investeringen in voorbewerking van biomassa aan de centrale (aparte opslag, systemen om de centrale te voeden met biomassa, aparte molens om biomassa te vermalen, aanpassingen aan centrales zelf) niet meer gedaan hoeven te worden. Uitgaande van een onrendabele top van 6,6 ct/kWh voor elektriciteit uit biomassa meestook is het aandeel van de extra investeringskosten voor aanpassingen van een conventionele installatie 1,1 ct/kWh. Daarnaast biedt de gestandaardiseerde biobrandstof uit torrefactie de mogelijkheid een termijnmarkt op te zetten omdat deze vorm van biomassa als een commodity verhandeld kan worden. Voor houtpellets, die na voorbewerking in kolencentrales kunnen worden meegestookt, bestaat al een dergelijke markt. De keuze voor het type biomassa is mede afhankelijk van de strategie van de energieproducent. Biobrandstof uit torrefactie is efficiënter te transporteren, o.a. omdat er minder water in deze biobrandstof zit. De meerkosten aan brandstof voor meestook van biomassa bedragen 4,3 ct/kWh (dit is het aandeel in de onrendabele top). Verhandeling van gestandaardiseerde biobrandstof op de termijnmarkt en efficiënter transport zal waarschijnlijk leiden tot reductie van de brandstofkosten.

De ontwikkeling van de geraamde productie in Figuur 4.10 laat zien dat succesvolle uitrol van deze technologieën sterk afhankelijk is van SDE-stimuli. De geraamde productie voor thermische conversie van biomassa is hoog. Deze technologie kan een belangrijke rol gaan spelen bij het behalen van de Nederlandse en Europese doelstellingen voor hernieuwbare energie. Om thermische conversie van biomassa optimaal te ontwikkelen is stimulering van zowel R&D als uitrol van de technolgie nodig. Onderzoek is nodig om processtappen als bijvoorbeeld de voor-

bewerking van de biomassa (torrefactie, pyrolyse) en de nabewerking van biogas te verbeteren. Uitrol zal gestimuleerd moeten worden om de sector tot investeren te bewegen om daarmee kostenreducties door het opdoen van ervaring met de technologie (het feitelijk leereffect) te realiseren.

4.5 Vergisting van biomassa

De geraamde productie van vergisting van biomassa is substantieel, maar kleiner dan die van beide windopties en thermische conversie van biomassa. Hoewel de technologie leert, blijven de productiekosten in reële termen constant. In het geval van GFT-vergisting is er geen merkbaar effect van beleid op de prijs per kWh elektriciteit. Als het huidige SDE-beleid wordt voortgezet, neemt de toepassing van mestcovergisting voor de productie van elektriciteit tot 2020 sterk toe. Dit heeft een negatief effect op de kostprijs voor elektriciteit uit deze optie. Dit wordt voornamelijk veroorzaakt door de verwachting dat grootschalig vergisting van biomassa, de markt van grondstoffen (cosubstraat) en het restproduct van het vergistingsproces (digestaat) dermate onder druk zet, dat de productiekosten voor elektriciteit stijgen. Er is potentieel voor verdere kostenreducties. Innovaties worden verwacht op het gebied van het reduceren van de verhouding snijmaïs/mest en overig cosubstraat en op het gebied van conversietechnieken voor het digestaat dat daardoor geen kostenpost meer vormt, maar als kunstmest verkocht kan worden.

Mondiaal

In Tabel 4.5 worden de mondiale ontwikkeling met betrekking tot investeringskosten en potentieel weergegeven voor de vergisting van biomassa. De grondstoffen voor (co)vergisting van biomassa zijn zeer divers. Het is daardoor niet mogelijk een goede schatting te geven van de huidige productie en het potentieel. Mondiaal zijn met name Europa en China grote spelers op het gebied van deze technologieën. Binnen Europa is in 2007 24,5 TWh aan biogas geproduceerd uit vergisting. Dit betreft productie uit gedecentraliseerde agrarische installaties, methanisering van organisch huishoudelijk afval en gecentraliseerde covergistingsinstallaties. In tegenstelling tot stortgas en gas uit riool- en afvalwater uit de voorgaande Paragraaf, is de vergisting van natte biomassa (bijvoorbeeld mest of GFT), met name uit de agrarische sector *wel* een groeisector.

Tabel 4.5 *Inschatting van de mondiale leerratio en potentiële vergisting biomassa*

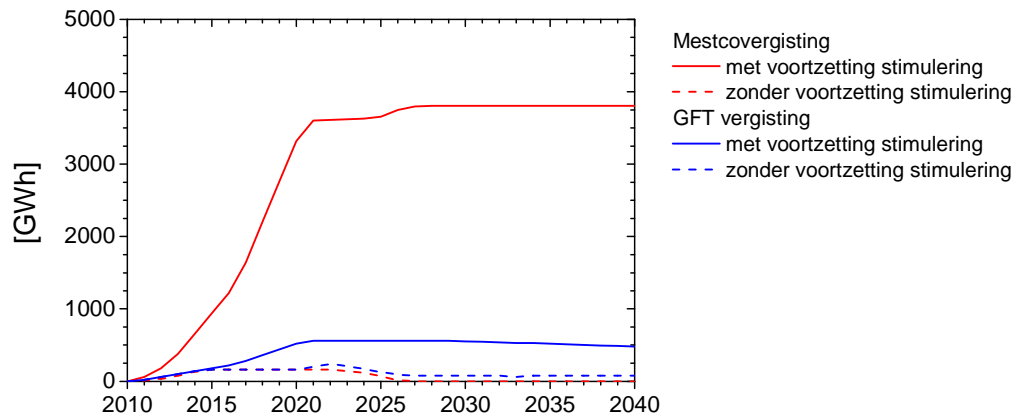
Productiemethode	Leerratio [%]	Huidige investeringskosten [€/kW]	Mondiale capaciteit 2008	Mondiaal potentieel 2050
Mestcovergisting		3000	-	-
GFT-vergisting		4285	-	-
Vergisting overige biomassa	~3	3200	-	-

Bron: IEA, 2008.

Geraamde productie

Voor Nederland is vergisting van biomassa de vierde belangrijke elektriciteitsproductietechnologie om onze doelstellingen te halen. Met voortzetting van het SDE-beleid wordt geraamd dat deze technologie 3% van de elektriciteitsvraag in 2020 kan leveren (0,2% zonder voortzetting van het beleid). Naar verwachting wordt er met voortzetting van het SDE-beleid tussen 2009 en 2040 1,3 GW aan capaciteit in Nederland neergezet (zonder voortzetting SDE 0,04 GW tot 2013 waarna de er geen nieuwe installaties meer gebouwd worden). Onder de noemer 'vergisting van biomassa' vallen de technologieën: mestcovergisting, GFT-vergisting en vergisting van overige biomassa. De verwachting omtrent de geraamde productie voor beide technologieën staat weergegeven in Figuur 4.13. In deze figuur maken we onderscheid tussen voortzetting van het SDE-beleid (doorgetrokken lijnen) en geen voortzetting van SDE-beleid (gestippelde lijnen). In Fi-

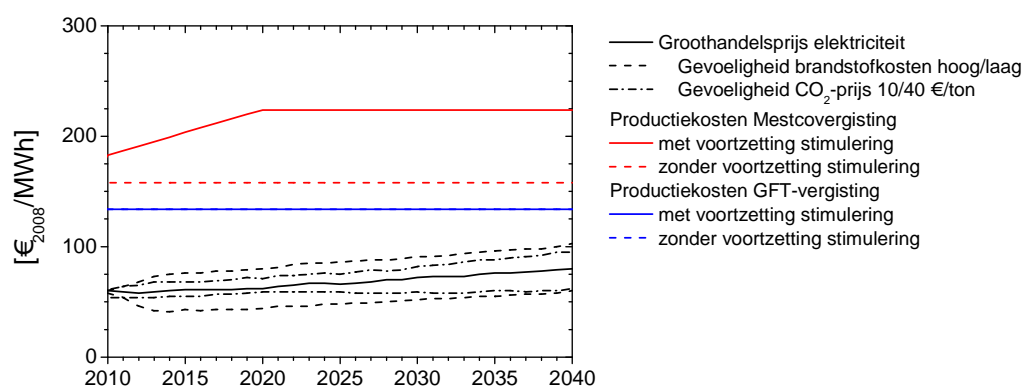
guur 4.13 is te zien dat voortzetting van SDE of aanverwant beleid noodzakelijk is om de uitrol van deze technologie te bewerkstelligen.



Figuur 4.13 *Ontwikkeling van de geraamde productie voor elektriciteit uit de vergisting van biomassa*

Kosten

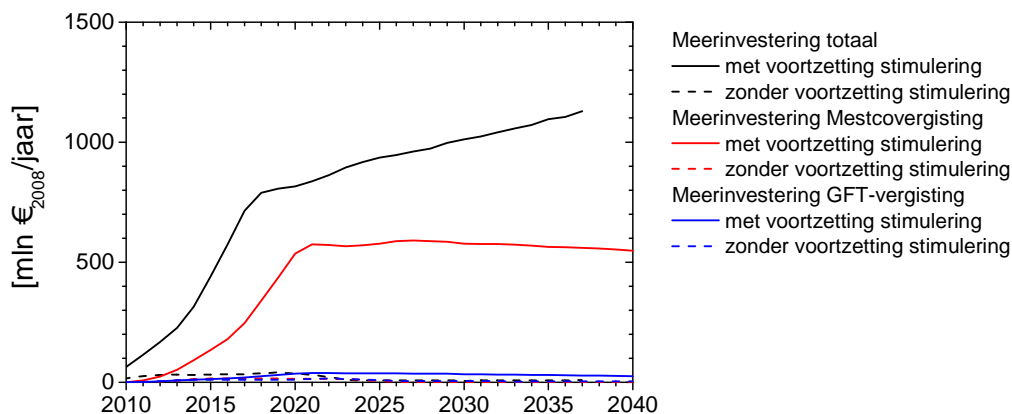
De verwachte reële kostenontwikkeling van mestcovergisting en GFT-vergisting staan weergegeven in Figuur 4.14. De productiekosten voor mestcovergisting stijgen tot 2020 en zijn daarna constant. De productiekosten voor GFT-vergisting zijn constant over de periode van 2010 tot 2040. Voor beide technologieën geldt dat het breakeven punt met de groothandelselektriciteitsprijzen tot 2040 niet wordt gehaald. Hier is geen rekening gehouden met onzekerheid in de brandstof- en CO₂-prijzen (welke in Figuur 3.1 zijn uitgewerkt) en worden leerratio's constant verondersteld. In het geval van GFT-vergisting is er geen merkbaar effect van beleid op de prijs per kWh elektriciteit. Als het huidige SDE-beleid wordt voortgezet, neemt de toepassing van mestcovergisting voor de productie van elektriciteit tot 2020 sterk toe. Dit heeft een negatief effect op de kostprijs voor elektriciteit uit deze optie. Dit heeft te maken met het feit dat grootschalig vergisting van biomassa de markt van brandstoffen (cosubstraat) en het digestaat uit het vergistingsproces dermate onder druk zet, dat de productiekosten voor elektriciteit stijgen.



Figuur 4.14 *Ontwikkeling van de kosten voor elektriciteit uit vergisting van biomassa*

Jaarlijkse meerinvestering

Vermenigvuldiging van de cijfers in Figuur 4.13 en het verschil tussen de productiekosten van elektriciteit uit de vergistingprocessen en de elektriciteitsprijs op de groothandelsmarkt, geeft de jaarlijkse meerinvestering die in Nederland nodig is om de vergisting van biomassa uit te rollen. Deze jaarlijkse meerinvestering staat weergegeven in Figuur 4.15. De zwarte lijn geeft de totale jaarlijkse meerinvestering aan, benodigd voor beide technologieën. Omdat de productiekosten voor elektriciteit uit vergisting van biomassa structureel hoger liggen dan de elektriciteitsprijs op de groothandelsmarkt, blijven de jaarlijkse meerinvesteringen doorstijgen. Gezien het hoge potentieel van biomassa vergisting en de belangrijke rol die deze technologie kan spelen bij het behalen van de doelstellingen voor hernieuwbare energie, is het de vraag of het verstandig is af te wachten tot de jaarlijkse meerinvesteringen gaan dalen. De productiekosten van elektriciteit uit de vergisting van biomassa worden voornamelijk bepaald door de kosten van het verwerken van het digestaat. Kostenreducties door leereffecten spelen slechts een kleine rol.



Figuur 4.15 Ontwikkeling van de jaarlijkse meerinvestering voor elektriciteit uit de vergisting van biomassa

Ontwikkelingen

De grondstof voor het vergistingsproces bij mestcovergisting bestaat voor 50% uit mest en voor 50% uit cosubstraat. Door R&D-inspanningen wordt momenteel 30% snijmaïs en 70% overig cosubstraat gebruikt in plaats van het duurdere 100% snijmaïs. Het gebruik van de mest levert de mestcovergister geld op (15 €/ton als het van het eigen bedrijf afkomstig is, 10 €/ton als het moet worden aangevoerd). Het cosubstraat kost echter wel geld. In de verhouding zoals hierboven aangegeven 23 €/ton. Als de productie van elektriciteit uit mestcovergisting toeneemt, zal dit extra druk zetten op de markten voor de componenten van cosubstraat. Kostenreductie is mogelijk door de verhouding snijmaïs/overig cosubstraat te verkleinen, maar hier is nog verder onderzoek voor nodig. Het digestaat moet op dezelfde manier worden verwerkt als gewone mest, wat 15 €/ton kost. Het vergistingsproces levert voor iedere ton verwerkte mest 1,8 ton digestaat op. Een toename van mestcovergisting levert dus extra druk op de markt voor mestverwerking en dus hogere prijzen. Innovaties om het digestaat om te zetten in kunstmest, waardoor het in plaats van kosten, opbrengst genereert, zijn momenteel in ontwikkeling. De investeringskosten voor de installaties worden bepaald door internationale ontwikkelingen.

Stimulering van uitrol is belangrijk om de sector op een gezonde manier te laten groeien. Dit heeft niet alleen een technologische kant. Ook (de risico-inschatting van) financiers, vergunningverstrekkers, etc. zullen deze technologie eerst moeten leren kennen waarbij een geleidelijke groei van belang is.

4.6 Zon-PV

Toepassing van Zon-PV binnen Nederland is momenteel nog duur, maar Zon-PV is een zeer sterk lerende technologie. Het mondiale potentieel voor 2050 is zoveel groter dan de huidige capaciteit dat nog een flink aantal verdubbelingen van de cumulatieve capaciteit mogelijk is. Ook voor Zon-PV geldt dat de investeringskosten voor modules mondiaal bepaald worden, hoewel Nederland een significant aandeel in deze ontwikkeling heeft. Er wordt veel ontwikkeling verwacht van integratie van zonnepanelen in de architectuur van gebouwen (i.p.v. 'add-on' systemen die nu op daken worden geplaatst). Omdat bouwmethoden tussen landen verschillen, zullen kostencomponenten als systeemintegratie van PV modules in een PV systeem en de installatie van PV-systemen lokaal moeten leren.

Zon-PV zal naar verwachting de komende jaren voornamelijk op en nabij woningen en utiliteiten geïnstalleerd worden. De kosten van elektriciteit uit PV moeten vergeleken worden met de elektriciteitsprijs voor huishoudelijke en voor kleinzakelijke consumenten. Voor Zon-PV wordt geraamd dat het breakeven punt met de consumentenprijs in 2021 en met de kleinzakelijke prijs in 2029 wordt bereikt. Bij de bepaling van het break-even punt van Zon-PV is uitgegaan van de consumentenprijs inclusief energiebelasting en is bij bepaling van de jaarlijkse meerinvestering geen rekening gehouden met derving van belastinginkomsten.

Mondiaal

In Tabel 4.6 worden de mondiale ontwikkeling met betrekking tot investeringskosten en potentieel weergegeven voor Zon-PV. De leerratio van 18% geeft aan dat Zon-PV tot nu toe een technologie is met een steile leercurve. Deze leerratio is een gewogen gemiddelde over het gehele systeem. Kostenreducties vinden plaats op alle componenten van een PV-systeem, inclusief de installatie. De kosten van modules, d.w.z. het 'actieve' zichtbare onderdeel van de zonnecel dalen zelfs met een leerratio van 22%, iets sneller dan de rest van het PV systeem. Omdat de mondiale sector op dit moment nog klein is ten opzichte van het potentieel in 2045, kunnen er nog een flink aantal verdubbelingen van de productiecapaciteit plaats vinden waarmee de kosten aanzienlijk kunnen dalen. Dit hangt wel af van het verdere verloop van de leerratio voor Zon-PV. Als deze afneemt, zullen kosten ook minder snel dalen.

Tabel 4.6 *Schatting van de mondiale leerratio en potentiële Zon-PV*

Leerratio	Huidige kosten	Mondiale capaciteit	Mondiaal potentieel
[%]	[€/kW _{piek}]	2008 [GW]	2045 [GW]
18	2130	15	3155

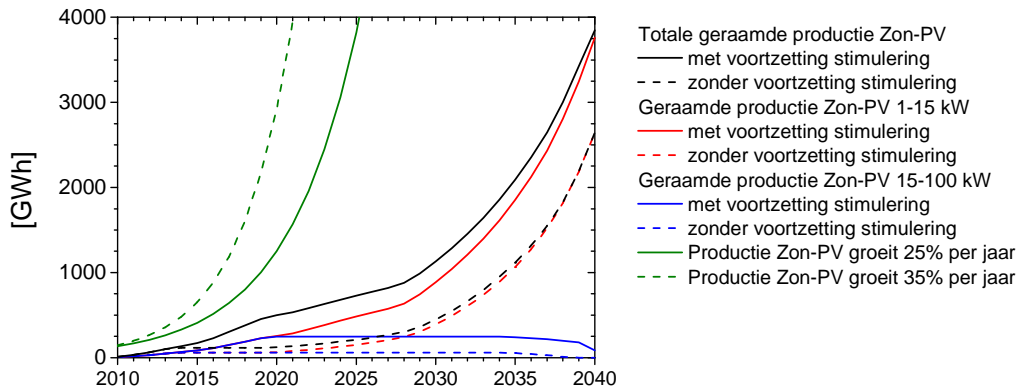
Bron: IEA, 2008; EPIA, 2009.

Geraamde productie

In Figuur 4.16 is de ontwikkeling van de geraamde productie voor Zon-PV in Nederland weergegeven (Daniëls *et al.*, 2010). We maken in deze figuur onderscheid tussen kleine installaties tussen 1 en 15 kW_{piek} die voornamelijk op woningen worden geïnstalleerd en grotere installaties van 15-100 kW_{piek} die voornamelijk in de kleinzakelijke sector zullen worden toegepast. Om Zon-PV op een gezonde manier te ontwikkelen (zowel R&D als uitrol), voorziet de Europese branchevereniging EPIA dat een jaarlijkse groei van tussen 35% en 25% vereist is (Holland Solar, 2009). Deze groei is nodig om voor commerciële partijen voldoende perspectief te bieden om investeringen te rechtvaardigen. In Figuur 4.16 zijn beide scenario's weergegeven. Momenteel is de uitrol van PV in Nederland minder dan de genoemde 25% groei per jaar en zakt Nederland dus weg t.o.v. het voor de ontwikkeling van de sector optimale groeipad.

Binnen Nederland is de gebouwde omgeving de enige mogelijkheid om volume te creëren voor Zon-PV. Er is een flinke groei te verwachten voor Zon-PV in deze sector, omdat voor het halen van de EPC=0 norm, toepassing van PV vrijwel onvermijdelijk is. Voor de ontwikkeling van de geraamde productiecapaciteit tot 2020 gaan we uit van een verdubbeling van de inspanning per

vier jaar. Na 2020 valt de SDE-regeling weg en groeit de productiecapaciteit van Zon-PV alleen dankzij normeringen in de gebouwde omgeving. Na 2025 is het economische potentieel vrijwel gelijk aan het realistische potentieel en vanaf 2027 wordt uitgegaan van een autonome groei van 30% per jaar. Het resulterende verloop in de hoeveelheid geproduceerde elektriciteit met Zon-PV staat weergegeven in Figuur 4.16. Gezien over het totale energieverbruik speelt Zon-PV in 2020 nog een beperkte rol (0,5 TWh). De toepassing van Zon-PV komt pas na 2020 echt op gang en in 2040 is de verwachting dat met voortzetting van het SDE-beleid jaarlijks 3,8 TWh elektriciteit opgewekt wordt uit Zon-PV. In 2040 zullen binnen Nederland waarschijnlijk niet alleen relatief kleine installaties tot 100 kW_{piek} een rol spelen, maar ook grotere productiecentrales met een capaciteit van meerdere megawatt.

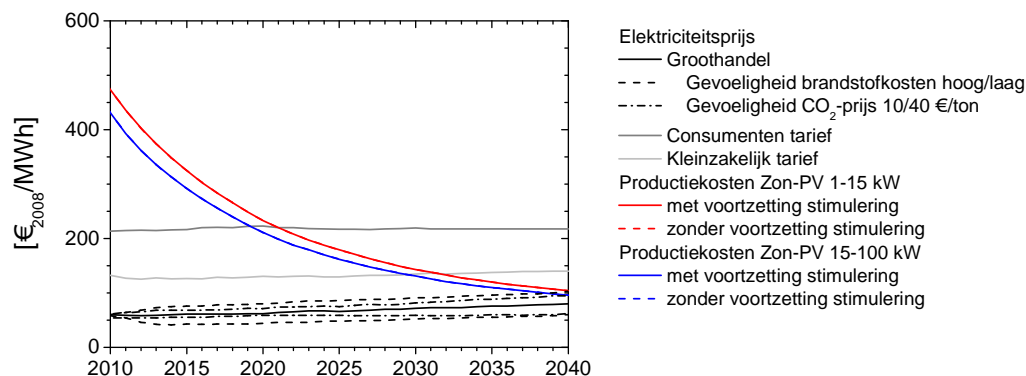


Figuur 4.16 Ontwikkeling van de geraamde productie van Zon-PV

Kosten

De productiekosten voor elektriciteit uit Zon-PV in Nederland zijn nu nog erg hoog. Dit is af te lezen in Figuur 4.17. De productiekosten zullen naar verwachting fors dalen. Het breakeven punt met de groothandelselektriciteitsprijs wordt voor 2040 nog niet gehaald. Deze vergelijking is niet valide omdat de kosten voor Zon-PV hier gebaseerd zijn op relatief kleine installaties. Bij grootschalige zonne-energiecentrales gaan economies-of-scale een significante rol spelen en liggen de productiekosten voor elektriciteit lager dan bij installaties tot 100 kW. Hier is geen rekening gehouden met onzekerheid in de brandstof- en CO₂-prijzen (welke in Figuur 3.1 zijn uitgewerkt) en worden leerratio's constant verondersteld.

In Nederland zullen de Zon-PV installaties voornamelijk op woningen en utiliteitsgebouwen worden toegepast. Er wordt hier aangenomen dat ze voornamelijk dienen om in het eigen verbruik te voorzien en niet om aan het stroomnet te leveren. Zon-PV zal in Nederland (voorlopig) moeten concurreren met de elektriciteitsprijs voor huishoudelijke consumenten en kleinzakelijke gebruikers. Deze prijzen liggen veel hoger dan de elektriciteitsprijs op de groothandelsmarkt en zijn met grijze lijnen in Figuur 4.17 weergegeven. Breakeven tussen de productiekosten uit kleine installaties en de consumentenprijs vindt naar verwachting in 2021 plaats en de grote installaties bereiken het breakeven punt met de elektriciteitsprijs voor kleinzakelijke gebruikers in de loop van 2029.



Figuur 4.17 Ontwikkeling van de kosten van elektriciteit uit Zon-PV

Rentabiliteit van Zon-PV voor huishoudelijke en kleinzakelijke consumenten

De schatting van de rentabiliteit van Zon-PV staat weergegeven in Tabel 4.7 voor kleine huishoudelijke installaties en in Tabel 4.8 voor de grotere installaties voor kleinzakelijk gebruik.

We gaan uit van een terugverdientijd van 15 jaar en 850 vollasturen per jaar. Er wordt in beide tabellen geen rekening gehouden met eventuele voordelen van slimme financieringsconstructies (hypotheekrenteaftrek, mix van eigen- en vreemd vermogen, etc.). Voor huishoudelijke consumenten houden we voor de kapitaalkosten een discontovoet van 5% aan. Voor kleinzakelijke gebruikers nemen we aan dat een discontovoet van 8% acceptabel is (voor first movers zijn slechtere voorwaarden wellicht al acceptabel). Per procentpunt verhoging van de discontovoet valt het moment van positieve rentabiliteit een jaar later uit. Per jaar verlenging van de terugverdientijd valt het moment van positieve rentabiliteit twee jaar eerder uit.

Tabel 4.7 Rentabiliteit Zon-PV in Nederland voor huishoudelijke consumenten over de periode 2010 tot 2025

	Kapitaalkosten [€/MWh]	B&O kosten [€/MWh]	Elektriciteitsprijs consumenten tarief [€/MWh]	Rentabiliteit [%]
2010	541,4	37,6	218	-89,87
2011	498,2	34,6	224	-82,04
2012	460,7	32,0	229	-73,81
2013	427,5	29,7	233	-65,11
2014	397,8	27,7	238	-55,79
2015	370,9	25,8	244	-45,79
2016	346,5	24,1	253	-35,06
2017	324,0	22,5	259	-23,69
2018	303,4	21,1	263	-11,50
2019	284,2	19,8	271	1,67
2020	266,5	18,5	277	15,77
2021	251,1	17,5	280	30,14
2022	237,5	16,5	284	45,03
2023	225,3	15,7	288	60,46
2024	214,2	14,9	293	76,58
2025	204,1	14,2	298	93,37

De bedienings- en onderhoudskosten (B&O) bedragen jaarlijks 0,7% van de investeringskosten. Voor ieder jaar wordt vastgesteld wat de gemiddelde kapitaalkosten zijn voor de daaropvolgende 15 jaar en wat op basis van de investering voor dat jaar de B&O kosten zijn. De winst wordt bepaald door het verschil tussen de elektriciteitsprijs gedurende het project (15 jaar) en de som van de kapitaalkosten en de B&O kosten ten tijde van de projectstart.

Voor Zon-PV wordt geraamd dat het breakeven punt met de consumentenprijs in 2021 en met de kleinzakelijke prijs in 2029 wordt bereikt. Het verschil wordt voornamelijk veroorzaakt door de elektriciteitsprijs die voor kleinzakelijke afnemers ruwweg 30% lager ligt dan voor huishoudelijke consumenten. Bij de bepaling van het break-even punt van Zon-PV is uitgegaan van de consumentenprijs inclusief energiebelasting en is bij bepaling van de jaarlijkse meerinvestering geen rekening gehouden met derving van belastinginkomsten.

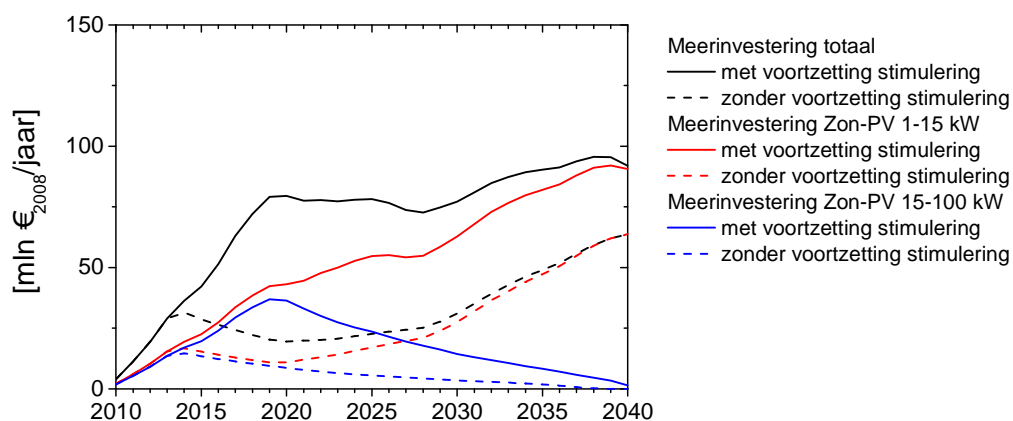
Tabel 4.8 *Rentabiliteit Zon-PV in Nederland voor de kleinzakelijke sector over de periode 2010 tot 2025*

	Levelized investment charge [€/MWh]	O&M kosten [€/MWh]	Elektriciteitsprijs kleinzakelijk tarief [€/MWh]	Rentabiliteit [%]
2010	517,9	27,8	135,1	-148,90
2011	476,5	25,6	132,4	-142,77
2012	440,6	23,7	133,2	-136,11
2013	408,9	22,0	138,4	-128,91
2014	380,5	20,4	139,1	-121,29
2015	354,8	19,1	142,5	-113,01
2016	331,4	17,8	144,2	-104,02
2017	309,9	16,6	150,7	-94,15
2018	290,2	15,6	153,0	-83,74
2019	271,9	14,6	156,8	-72,40
2020	254,9	13,7	162,6	-60,10
2021	240,2	12,9	164,4	-47,48
2022	227,2	12,2	168,8	-34,31
2023	215,5	11,6	173,4	-20,57
2024	204,9	11,0	174,2	-6,32
2025	195,2	10,5	178,2	8,84

Jaarlijkse meerinvestering

In Figuur 4.18 is het verloop van de jaarlijkse meerinvestering uitgezet benodigd om de kosten van Zon-PV op hetzelfde niveau te krijgen als de elektriciteitsprijs op de groothandelsmarkt. Zoals eerder opgemerkt kunnen de Zon-PV-systemen tot 100 kW niet vergeleken worden met centrales van meerdere MW. Echter, zodra breakeven met de elektriciteitsprijs op de groothandelsmarkt wordt bereikt, wordt Zon-PV concurrerend met grootschalige elektriciteitscentrales. Daarmee wordt teruglevering voor huishoudelijke en kleinzakelijke consumenten interessant. De jaarlijkse meerinvestering wordt bepaald uit het verschil tussen de productiekosten van elektriciteit uit Zon-PV en de groothandelselectriciteitsprijs. De zwarte lijn in Figuur 4.18 geeft de totale jaarlijkse meerinvestering weer voor kleine en grote installaties samen. De doorgetrokken lijnen tonen het scenario met voortzetting van SDE-beleid, de gestippelde zonder voortzetting van dit beleid.

De rode en de blauwe lijn geven de ontwikkeling van respectievelijk kleine (1-15 kW_{piek}) en grote (15-100 kW_{piek}) installaties weer. De vraag naar kleine installaties groeit naar verwachting sneller dan de kostenreductie, waardoor de jaarlijkse meerinvestering in kleine installaties alleen maar toe lijken te nemen. Zodra ook voor deze installaties het breakeven punt met de elektriciteitsprijs op de groothandelsmarkt in zicht komt, zullen de jaarlijkse meerinvesteringen (net als bij de 15-100 kW installaties) dalen.



Figuur 4.18 Ontwikkeling van de jaarlijkse meerinvestering in Zon-PV

Ontwikkelingen

In Nederland is de Zon-PV sector nog klein. De bovenstaande analyse laat zien dat Zon-PV op termijn een belangrijke plaats kan gaan innemen in de totale elektriciteitsproductie van Nederland. Hoewel de kosten van Zon-PV modules mondiaal bepaald worden, speelt onderzoek uit Nederland hierbij een significante rol. Veel Nederlandse innovaties zijn terug te vinden in de huidige state-of-the-art PV-systemen. Om deze positie te behouden is het essentieel om Nederlandse R&D op dit gebied voort te zetten.

Kostencomponenten als systeemintegratie van PV modules in een PV systeem en de installatie van PV-systemen zullen wel lokaal moeten leren. Dit leerproces is belangrijk om later onder meer de installaties van zonnepanelen uit te kunnen voeren die nodig zijn om de EPC=0 norm voor gebouwen te kunnen halen. Dit leerproces is erg landspecifiek. Omdat de PV-systemen voornamelijk in de gebouwde omgeving zullen worden gerealiseerd, is maatschappelijk draagvlak belangrijk, bijvoorbeeld met betrekking tot de esthetiek van de panelen op en aan gebouwen. De verwachting is dat de positieve uitstraling van de PV-systemen die in hun huidige vorm op gebouwen geplaatst wordt, niet van blijvende aard is. Men zoekt inmiddels naar wegen om PV-systemen beter te integreren in de architectuur van gebouwen. Zowel de architectuur als de bouwmethoden zijn in Nederland anders dan in bijvoorbeeld Duitsland of Spanje. Kennis op het gebied van PV systeem integratie en een goed ontwikkelde PV installatiesector zullen dus lokaal opgebouwd moeten worden. Daarnaast zullen de decentrale PV-systemen een natuurlijke plaats moeten krijgen in de elektriciteitsinfrastructuur.

Om deze kennis op te bouwen is een gezond investeringsklimaat voor ondernemers essentieel. Zij hebben perspectief op groei van de sector nodig omdat anders investeringen niet lonen. Als de uitrol niet jaarlijks groeit, stagneert ook de markt en daarmee de ontwikkeling van de sector. Architecten, de installatiesector, netbeheerders, banken (financiering van projecten), etc. zullen allemaal hun leercurve moeten doorlopen. EPIA voorziet dat een groei van 25-35% nodig is om de sector goed te kunnen ontwikkelen. Nederland loopt achter op deze doelstelling en het jaarlijks geïnstalleerde vermogen (in 2009 9 MW) is te klein om een sector op te bouwen.

Aan de andere kant is een te sterke groei ook niet wenselijk. In Spanje is in 2008 een PV vermogen van 2 GW geïnstalleerd. Daarmee kwam de totale PV capaciteit op 3 GW. Deze snelle uitrol heeft tot gevolg gehad dat een niet onaanzienlijk deel van de installaties niet voldoet aan de kwaliteitseisen (Sinke, 2009). De oorzaak is dat de sector eenvoudig niet voorbereid was op een dermate grote uitrol, waardoor er partijen bij betrokken raakten met onvoldoende competenties. Om dit soort praktijken te voorkomen is kwaliteitsborging bijvoorbeeld door certificering nodig.

Alternatieve stimuleringsvormen voor Zon-PV zijn gunstige financieringsconstructies als het onderbrengen in de hypotheek waarbij de hypotheekrenteaftrek zorgt voor lagere kosten. Door

het instellen van een waarborgfonds worden risico's gespreid en kan een lagere rente op leningen bedongen worden. Beide alternatieven leiden tot een lagere onrendabele top. Daarnaast kan stimulering vanuit de lokale overheid ervoor zorgen dat de druk op de uitgaven van het Rijk minder worden.

4.7 Waterkracht

De geraamde productie op basis van waterkracht in Nederland is zeer beperkt. De kosten stijgen door locatie-effecten. Meer uitrol betekent dat relatief goedkope locaties opraken en uitgeweken moet worden naar steeds duurdere plaatsen.

Mondiaal

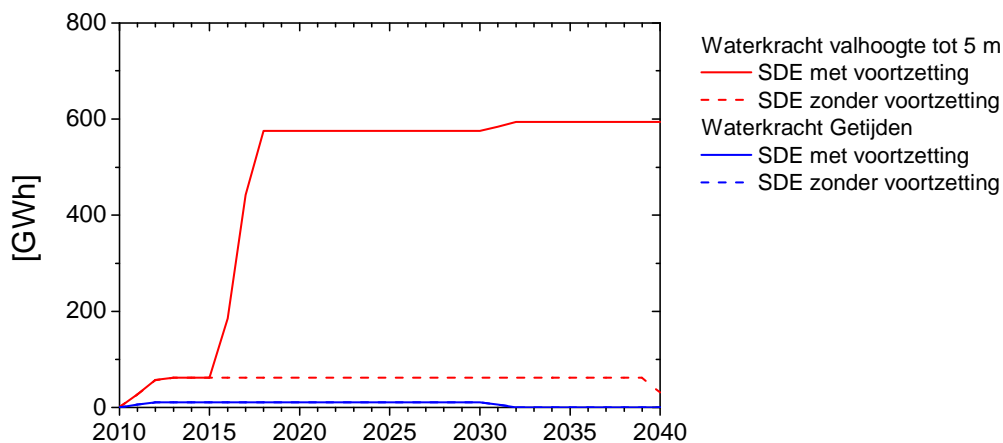
Op het gebied van huidige kosten, huidige mondiale productiecapaciteit en het mondiale potentieel voor 2050 is over waterkracht weinig bekend. De leerratio voor deze technologie is 1,4% op de investeringskosten (€/kW). (McDonald en Schratzenholzer, 2001).

Geraamde productie

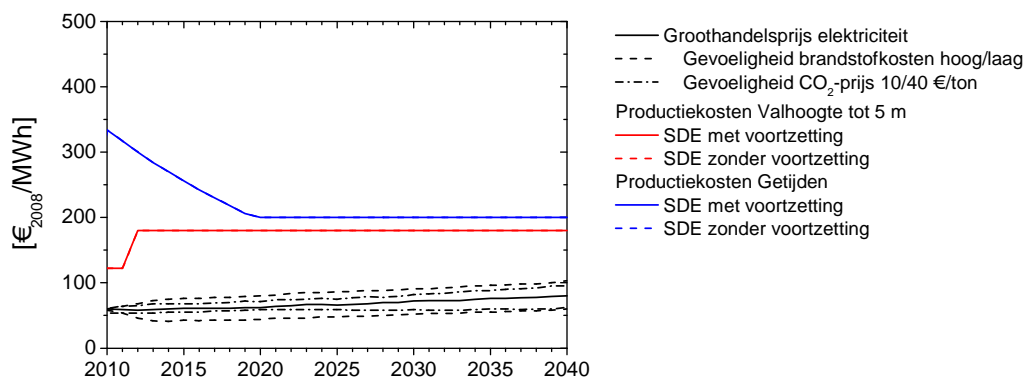
In Figuur 4.19 staat de geraamde productie van waterkracht weergegeven voor Nederland. Voortzetting van het SDE-beleid zal naar verwachting vanaf 2015 leiden tot een flinke impuls voor waterkracht met een valhoogte van minder dan 5 m. Echter, de rol van waterkracht voor het behalen van doelstellingen is zeer beperkt. Zelfs met voortzetting van beleid zal het aandeel waterkracht niet hoger worden dan 0,4% van de totale elektriciteitsvraag.

Kosten

In Figuur 4.20 staat het verwachte verloop van de productiekosten van elektriciteit uit waterkracht. De schatting is dat de kosten van waterkracht met valhoogte tot 5 m in 2012 sterk stijgen. De reden voor deze sprong is gerelateerd aan de locatie. Na 2012 zijn de 'goedkope' locaties allemaal in gebruik en zal voor verdere uitrol moeten worden uitgeweken naar duurdere locaties. Hier is geen rekening gehouden met onzekerheid in de brandstof- en CO₂-prijzen (welke in Figuur 3.1 zijn uitgewerkt) en worden leerratio's constant verondersteld. De kosten voor waterkracht uit getijden dalen tot 2020 door leereffecten, maar hierna verwachten we dat het leerpotentieel is uitgeput. In termen van productiecapaciteit is de geraamde productie voor getijdenwaterkracht in Nederland zeer beperkt. Geen van beide technologieën haalt het kostenniveau van de elektriciteitsprijs op de groothandelsmarkt.



Figuur 4.19 *Ontwikkeling van de geraamde productie van elektriciteit uit waterkracht*



Figuur 4.20 Ontwikkeling van de kosten van elektriciteit uit waterkracht

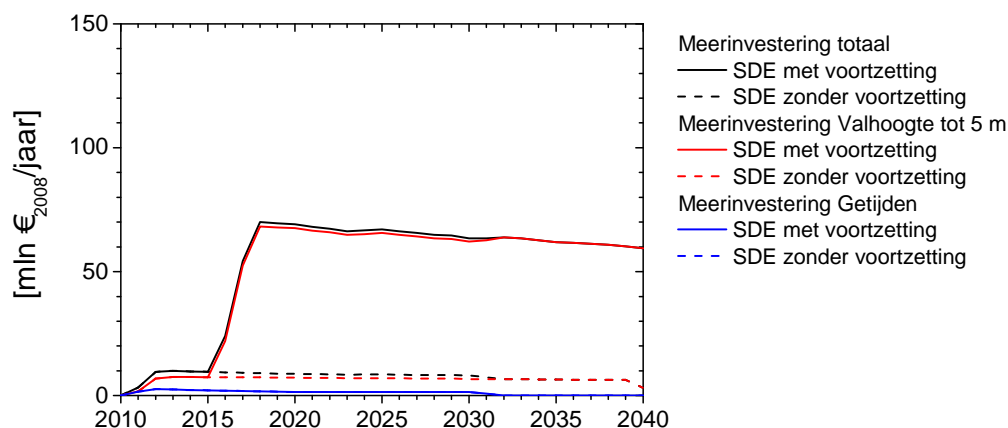
Jaarlijkse meerinvestering

De ontwikkeling van de jaarlijkse meerinvestering staat weergegeven in Figuur 4.21.

Ontwikkelingen

In termen van volumes geproduceerde elektriciteit heeft waterkracht met een valhoogte kleiner dan 5 m het grootste aandeel. Deze technologie is al vrij oud en zowel R&D als learning-by-doing (uitrol) zullen waarschijnlijk niet leiden tot significante kostenreducties.

Uit Figuur 4.19 blijkt dat benutting van waterkracht productiecapaciteit gebaat is bij voortzetting van stimulering als het SDE-beleid. Echter, het is de vraag of het, gezien de beperkte impact op de verduurzaming van de totale elektriciteitsvraag en de hoge kosten die hiermee gemoeid zijn, effectief is (financiële) stimulering voor deze sector voort te zetten.



Figuur 4.21 Ontwikkeling van de jaarlijkse meerinvestering in elektriciteit uit waterkracht

4.8 Fossiele opties met en zonder CCS

Kosten

Voor nieuwe kolen- en gascentrales die tussen 2015 en 2020 in bedrijf kunnen komen, zijn de kostprijzen voor elektriciteit bepaald, waarbij een aardgasprijs van 7 €/GJ, een kolenprijs van 2,3 €/GJ en een CO₂-prijs van 20 €/ton zijn aangenomen. Ter vergelijking vermelden we ook de kostprijs van kernenergie waar uitgegaan wordt van de exploitatie van een nieuwe kerncentrale in Europa die over ca. 10 jaar in bedrijf kan komen. De kosten van de opslag van radioactief afval zijn in deze cijfers meegenomen. De kostprijzen zijn in Tabel 4.9 in de tweede kolom weergegeven. In de derde kolom staan de kostprijzen van elektriciteit uit kolen en aardgas onder dezelfde aannames, maar dan met toepassing van koolstof afvang en -opslag (CCS). De meerkos-

ten van CCS gaan er vanuit dat demonstraties binnen vijf jaar operationeel zijn en dat de ontwikkeling van CCS voorspoedig verloopt. De kosten vermeld in Tabel 4.9 zijn technologiekosten en vallen daarmee lager uit dan de eerder genoemde productiekosten voor hernieuwbare elektriciteit en groen gas. De oorzaak van deze beperking is dat er momenteel nog geen CCS projecten worden uitgevoerd waardoor een inschatting van projectkosten nog niet te maken is.

De ontwikkeling van de kostprijs van elektriciteit uit fossiele bronnen is sterk afhankelijk van de situatie en moet eigenlijk per centrale opnieuw uitgerekend worden. We ondervangen dit probleem hier enigszins door met bandbreedtes te werken.

Tabel 4.9 *Verwachte technologiekosten voor elektriciteitsopwekking met nieuwe fossielgestookte centrales bij scenarioprijzen volgens UR-GE*

Technologie	Zonder CCS [€ ₂₀₀₈ /MWh]	Met CCS [€ ₂₀₀₈ /MWh]
Kolen	53-92	62-100
Aardgas STEG ¹⁹	61-82	71-88
Nucleair	41-82 ²⁰	--

Bron: Global Economy voor 2020 (Seebregts en Groenenberg, 2009; Seebregts *et al.*, 2010).

De kosten zonder CCS zijn inclusief aankoop van CO₂-emissierechten tegen 20 €/ton voor de volledige uitstoot van de centrale. De kosten zonder CCS zouden in afwezigheid van een emissierechtensysteem lager uitvallen. Bij de optie met CCS wordt de aankoop van emissierechten ook meegenomen, maar heeft deze kostenpost een aanmerkelijk kleiner aandeel in de productiekosten, omdat door de CO₂-afvang en -opslag de uitstoot naar de atmosfeer lager (maar niet nul) is. In Van Dril (2009) en Seebregts & Groenenberg (2009), staat vermeld, dat - binnen context UR-GE en op basis van ECN berekeningen uit 2008/2009 - bij 70 tot 90 euro/ton CO₂-CCS een rendabele optie wordt. Daarbij is o.a. gehanteerd:

- Een efficiency verlies van 46 naar 37% indien CO₂-afvang wordt toegepast.
- Transport en opslag van (afgevangen) CO₂: 6 euro/ton afgevangen CO₂.

In de kostenschattingen van nucleair zitten de kosten van ontmanteling (opbouw fonds tijdens bedrijf/levensduur) en eindberging (tarief COVRA), alsmede de verzekeringspremie. Indien de 'kleine kans x externe schade van ernstige reactorongevallen (d.w.z. grote gevolgen)' wordt berekend, zie je dat terug in hooguit enkele tienden van euro/MWh als je het omrekent naar de productiekosten van kernenergie. Inmiddels zijn er vanuit een concept OECD rapport (met medewerking van EZ en ECN) nieuwe kostenschattingen. Die zullen in het definitieve rapport 'Kernenergie & Brandstofmix' worden weergegeven.

Naar verwachting zullen CO₂-prijzen en fossiele brandstofprijzen na 2020 toenemen. Zolang conventionele fossiele opwekkingstechnologie het grootste deel van de brandstofmix van de elektriciteitsopwekking voor hun rekening blijven nemen, zullen de marktprijzen voor elektriciteit binnen Noordwest Europa stijgen. Onder stijgende CO₂-prijzen en elektriciteitsmarktprijzen wordt de business case voor nieuwe kerncentrales (en hernieuwbare opties) steeds beter. De hierboven geschetste ontwikkeling in elektriciteitsprijzen houdt geen rekening met de maatschappelijke kosten en baten van de toekomstige elektriciteitsvoorziening. Met name het gebruik van fossiele brandstoffen leidt tot externe kosten.

¹⁹ STEG is een Stoom en Gas centrale welke twee turbines bevat: een aangedreven door gas en een aangedreven door stoom uit de restwarmte van de eerste turbine.

²⁰ De schatting van kosten van kernenergie is sterk afhankelijk van aannames over brandstofprijs, disconteringsvoeten, afschrijvingsduur en load factoren. Studies en schattingen zijn onderling moeilijk vergelijkbaar. De hier genoemde bandbreedte is gebaseerd op een ECN/AEA Technologie studie voor de Europese Commissie in 2008 (Seebregts en Groenenberg, 2009). Een schatting van EdF voor de tweede EPR kerncentrale in Flamanville (F) komt uit op een elektriciteitskostprijs van 54 €₂₀₀₈/MWh.

De kosten van innovatieve en duurzame technologie zullen na 2020 afnemen. Hoewel CCS als technologie nog niet wordt uitgerold, en dus te jong is om leercurven toe te kunnen passen, is er naar verwachting nog veel leerpotentieel voor deze technologie. Voor CCS zit de kostendaling vooral in het reduceren van het netto omzettingsverlies bij toepassing van CCS (bij een moderne poederkoolcentrale zou het rendement met ruim 10% (van 46% naar 35%) kunnen dalen). De demonstratieprojecten die voor 2015 op stapel staan en de verdere ontwikkeling zullen moeten zorgen voor een verbetering in deze parameters.

Kernenergie

De kosten voor opwekking met kerncentrales kunnen als min of meer gelijk aan de kosten van de huidige, derde, generatie reactoren worden verondersteld. Hoewel vooral nog te ontwikkelen reactortypen van de 4^e generatie de doelstelling hebben om tegen lagere kosten te kunnen produceren, zijn er geen goed onderbouwde en gedetailleerde kostenschattingen beschikbaar voor deze ‘tekentafel concepten’. Voor de kostenontwikkeling van de huidige nieuwe reactoren (lichtwaterreactoren zoals EPR) zoals ze nu in aanbouw zijn in Europa of elders in de wereld, zijn geen grote kostenreducties of kostenstijgingen te verwachten. Dit heeft te maken met het feit dat een verdubbeling van de cumulatieve capaciteit decennia kan duren. Onder stijgende CO₂-prijzen en elektriciteitsmarktprijzen wordt de business case voor nieuwe kerncentrales (en hernieuwbare opties) steeds beter. Voordeel van kernenergie is dat er geen subsidies nodig zijn. Marktpartijen investeren in deze centrales zonder noodzaak voor subsidie met uitzondering van de Verenigde Staten waar subsidies hetzelfde effect kunnen hebben als een CO₂-prijs in Europa. Kosten voor ontmanteling en van eindberging zitten al in de (directe) kostprijs van kernenergie. Wel kan zekerstelling door overheden op het vlak van definitieve eindberging (en politieke consensus daarover) van belang zijn.

4.9 Bio SNG en Groen Gas

In Tabel 4.10 staan productiekosten en potentiëlen voor groen gas. Momenteel wordt groen gas geproduceerd uit vergisting. De in Tabel 4.10 vermelde kosten zijn hierop gebaseerd. Dit geeft een vertekend beeld. De geraamde productie van groen gas uit vergassingsprocessen (Bio-SNG) wordt naar verwachting groter, omdat vergassingstechnologie, in tegenstelling tot biogasproductie uit vergisting, beter opgeschaald kan worden. Naar verwachting kan in 2050 de helft van het aardgasverbruik (zowel voor de productie van elektriciteit, warmte en overig gebruik) met deze technologie vergroent worden.

Tabel 4.10 *Overzichtstabel groen gas. Kosten staan vermeld in €₂₀₀₈*

Technologie	Productiekosten			Geraamde productie Groen Gas in Nederland		Globaal	
	[1000 €/mln Nm ³]			[mrd Nm ³]		Leerratio	Potentieel 2050
	2010	2020	2040	2020	2040		
Groen Gas (vergisting)	784	645	643	0.77	0		
	2010	2020	2030	2020	2040	Leerratio [%]	Potentieel 2050
Groen Gas (Bio-SNG)	833	550	268	0,2 ²¹	8	~4	

²¹ Dit getal is gebaseerd op raming van een pilot van ca. 200 MWth.

Mondiaal

Groen gas wordt geproduceerd door het productgas van diverse biogasproductiemethoden verder op te waarden naar een zuiverheid en samenstelling van aardgas door CO₂ te verwijderen tot de Wobbe-index²² van Gronings gas wordt bereikt, of de samenstelling conform de specificaties van bijvoorbeeld gascentrales of andere procesinstallaties te brengen. In Tabel 4.11 zijn de mondiale cijfers met betrekking tot investeringskosten en potentieel voor Bio-SNG vermeld (Zwart *et al.*, 2006). Hoewel het potentieel van kostenreducties door leereffecten klein is, valt veel te verwachten van schaafeffecten. De investeringskosten per MW lagen in 2006 voor een GW installatie ongeveer zes keer lager dan voor een 10 MW installatie. Dit effect werkt door in de productiekosten. Groen gas uit een 10 MW installatie kost 30,8 €/GJ, uit een 100 MW installatie 15,3 €/GJ en uit een GW installatie 9,3 €/GJ.

Het mondiale potentieel van groen gas (Bio-SNG) is moeilijk te schatten, maar er zijn wereldwijd slechts drie landen sterk in deze technologie: Nederland, Oostenrijk en Zweden. Nederland heeft dankzij haar grote potentieel, zeer goed ontwikkelde gasinfrastructuur en gunstige ligging voor de aanvoer van grondstoffen (Rotterdamse haven, Eemshaven) vestigingsplaatsvoordelen. Daarnaast heeft Nederland de ambitie een gasland te blijven.

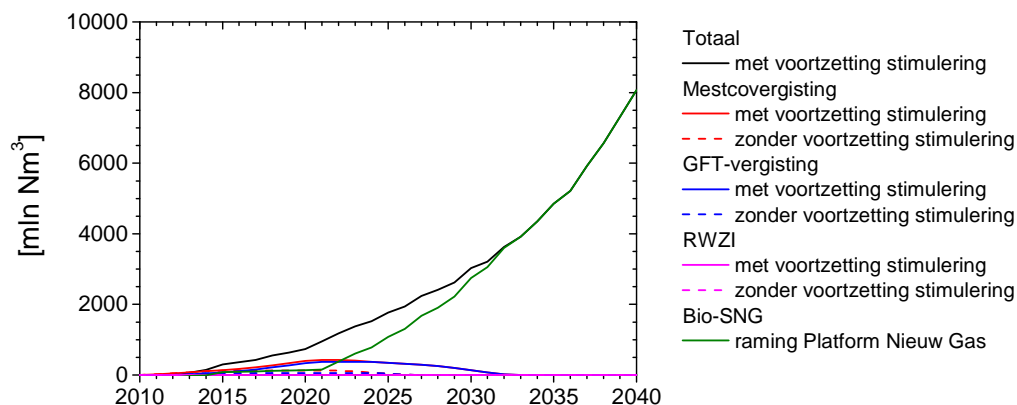
Tabel 4.11 *Inschatting van de mondiale leerratio en potentiële groen gas*

Leerratio	Kosten in 2006	Mondiale capaciteit 2008	Mondiaal potentieel 2050
~4%	2300 [k€/MW] voor 10 [MW] 855 [k€/MW] voor 100 [MW] 390 [k€/MW] voor 1000 [MW]	-	-

Bron: Zwart *et al.*, 2006.

Geraamde productie

Voor 2020 is de geraamde productie van groen gas 5% van het totale gasverbruik en in 2050 wordt volgens het Platform Nieuw Gas (2007) een productie van 50% van de totale gasvraag verwacht. Het verloop van de productie van groen gas is weergegeven in Figuur 4.22. In lijn met het beeld van het Platform Nieuw gas, laat deze figuur zien dat de productie van groen gas uit vergisting voor 2040 weer naar nul gaat. De rol van voorkeursproductietechnologie voor productgas wordt geleidelijk overgenomen door Bio-SNG. De totale productie in Figuur 4.22 (zwarte lijn) is de som van de bijdragen van alle productiemethoden voor productgas.



Figuur 4.22 *Ontwikkeling van de geraamde productie van groen gas*

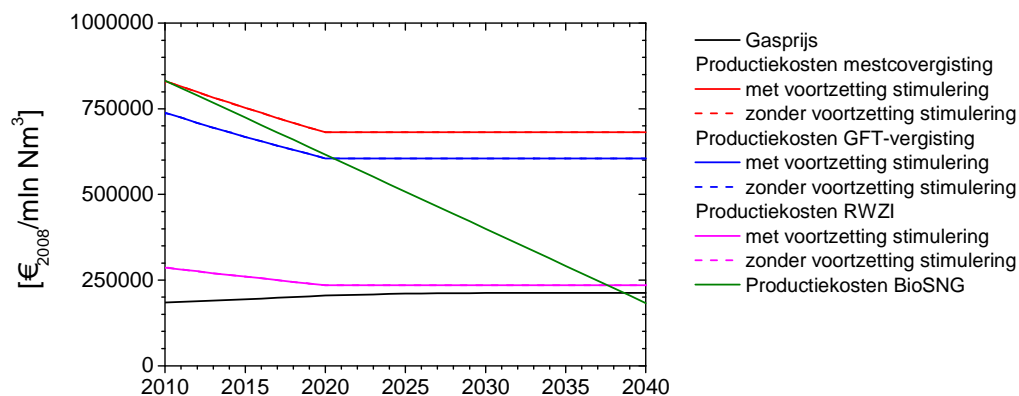
²² De Wobbe index is een maat voor de energie-inhoud van gas.

Kosten

De verwachte reële kostenontwikkeling van Bio-SNG, mestcovergisting, GFT-vergisting en RWZI is weergegeven in Figuur 4.23. De productiekosten voor groen gas uit de vergistingsopties en RWZI dalen tot 2020 en zijn daarna constant. Het kostenverloop voor Bio-SNG is gebaseerd op een lineair verband tussen twee schattingen voor 2010 (25 €/GJ) en 2030 (12 €/GJ²³) en onder de aanname dat het groene gas dezelfde verbrandingswarmte heeft als Gronings gas, 33,3 MJ/m³. De ontwikkeling van de productiekosten voor groen gas worden niet beïnvloed door het gevoerde beleid. In Figuur 4.23 vergelijken we de productiekosten voor groen gas met de verwachte gasprijs. Als de trend voor groen gas uit Bio-SNG zich voortzet, wordt verwacht dat het breakeven punt met de gasprijs rond 2038 wordt bereikt. Hier is geen rekening gehouden met onzekerheid in de brandstof- en CO₂-prijzen en worden leerratio's constant verondersteld.

Voor de vergistingprocessen worden vrijwel geen kostenreducties uit schaafeffecten verwacht en ook het leerpotentieel is beperkt tot een leerratio van 3%. Deze technologie is moeilijk op te schalen maar zal een belangrijke rol spelen als transitietechnologie.

Bio-SNG installaties met een productiecapaciteit van tientallen tot honderden MW_{thermisch} zijn mogelijk waardoor het zeer waarschijnlijk is dat voor deze technologie schaafeffecten wel een grote rol gaan spelen bij kostenreducties. Daarnaast is voor deze technologie nog veel leerpotentieel in de voorbewerking van de biomassa (bijvoorbeeld door toepassing van torrefactie welke nog aan het begin van de leercurve staat), in het vergassingsproces zelf door bijvoorbeeld een verbeterde bestrijding van teervorming en agglomeratie (klonteren) van residuen en in de zuivering van het productgas. Bij deze laatste processtap worden ook radicale innovaties als cryogene scheiding van CO₂ voorzien welke nog aan het begin van hun leercurve staan.

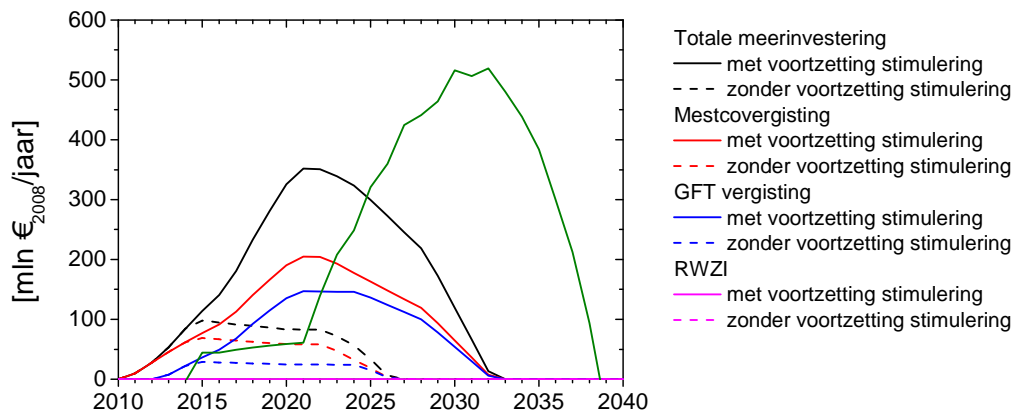


Figuur 4.23 Ontwikkeling van de kosten van groen gas

Jaarlijkse meerinvestering

Vermenigvuldiging van de cijfers in Figuur 4.22 en het verschil tussen de productiekosten van groen gas en de gasprijs uit Figuur 4.23, geeft de jaarlijkse meerinvestering die nodig is om de vergisting van biomassa uit te rollen. De ontwikkeling van de jaarlijkse meerinvestering staat weergegeven in Figuur 4.24. De piek in de jaarlijkse meerinvestering van de vergistingsopties en de daaropvolgende daling, wordt veroorzaakt door de daling in de geraamde productie van groen gas uit vergistingprocessen en is dus geen gevolg van kostenreducties. Door de sterke kostendaling door schaafeffecten reduceert de totale meerinvestering voor Bio-SNG tot nul omdat deze optie wel het breakeven punt met de aardgasprijs bereikt. Het plateau in de jaarlijkse meerinvestering tussen 2015 en 2021 wordt veroorzaakt doordat de gebruikte rekenmethode voor het verloop van de productie van Bio-SNG de geraamde productie dan vrijwel constant houdt. Dit plateau moet worden gezien als een artefact van de rekenmethode; geleidelijke groei van de productie van Groen gas uit Bio-SNG lijkt een aannemelijker scenario.

²³ Deze prijs is gebaseerd op een biomassa prijs van 5 €/GJ en conversiekosten van 7 €/GJ.



Figuur 4.24 *Ontwikkeling van de jaarlijkse meerinvestering voor groen gas*

Ontwikkelingen

Over de ontwikkeling van Groen Gas in Nederland ziet het Platform Nieuw Gas (2007) drie fasen: op korte termijn de biogasroute uit vergisting (ca. 1-3% aardgasvervanging), op middellange termijn de SNG-route (ca. 8-12% aardgasvervanging) en op lange termijn opschaling naar 50% aardgasvervanging.

De biogasroute betreft voornamelijk vergisting tot biogas van biomassa (mest, GFT, slachtafval, producten/reststoffen van de voedingsmiddelenindustrie, etc.). Dit is een bewezen technologie welke nu al commercieel wordt toegepast, doorgaans in kleinschalige projecten waarbij lokaal of regionaal beschikbare biomassa wordt ingezet. Biogas kan rechtstreeks worden toegepast in bijvoorbeeld elektriciteitsproductie, micro-WKK of als brandstof voor verwarmingsinstallaties en processen. Na opwerking tot aardgaskwaliteit kan het in het net worden geïnjecteerd of toegepast voor mobiliteit. Het theoretisch maximaal haalbare potentieel is met 50-60 PJ per jaar relatief gering ten opzichte van het jaarlijkse aardgasverbruik van 1500 PJ. De route leent zich goed om een institutioneel kader voor Groen Gas te scheppen en de markt hiervoor te ontwikkelen. De voornaamste belemmeringen voor deze route zijn momenteel:

- De hogere kostprijs van biogas (afhankelijk van de gebruikte grondstof) t.o.v. de aardgasprijs.
- Institutionele barrières (regelgeving, vergunningen).
- Technische en organisatorische belemmeringen (kwaliteitsproblemen bij invoeding in het gasnet, het hergebruiken van de mineralen uit het digestaat en het bewerken van het digestaat tot meststof, draagvlak, ontwikkeling van de marktvraag).
- De fysieke beperkingen aan het aardgasnet (capaciteit) bij de invoeding van Groen Gas.

Op middellange termijn wordt de SNG-route steeds belangrijker en neemt met betrekking tot de productie van Groen Gas Bio-SNG de rol van vergisting over. Bio-SNG is de duurzame vergassing van biomassa en SNG productie (Synthetic Natural Gas). Vergassing is een thermochemisch proces waarbij biomassa bij hoge temperatuur wordt omgezet in synthesesgas waaruit na opwerking/synthese Groen Gas kan worden geproduceerd.

Een grootschalige plant (circa 3000 MW) in de VS produceert al ruim twintig jaar SNG uit kolen. Op laboratoriumschaal is aangetoond dat SNG in de vereiste samenstelling gemaakt kan worden uit biomassa via vergassing en methanisering. Om het proces optimaal te laten verlopen, d.w.z. de energie in biomassa met een zo hoog mogelijk rendement om te zetten in SNG met de gewenste samenstelling en eigenschappen, moet een traject van technologieontwikkeling worden doorlopen. Het onderzoek zal zich onder andere moeten richten op het vinden van de optimale vergassingstechnologie, de geschiktheid van gasreiniging en de ontwikkeling van katalysatoren. Op basis van dit reeds lopende ontwikkelingswerk, wordt verwacht dat op korte termijn

de conversietechniek kan worden opgeschaald naar commerciële productie van enige omvang. Ook is onderzoek naar de maatschappelijke aspecten van het inzetten van biomassa noodzakelijk.

Bio-SNG kan op schaalgroottes van enkele tientallen tot honderden MWth worden toegepast. De maximale vervanging van aardgas die met deze technologie bereikt kan worden is in principe 100%, maar hangt in de praktijk af van de mogelijkheid voldoende duurzame biomassa te verkrijgen op de wereldmarkt. Door de grote productieschaal kan Bio-SNG in aanmerking komen voor transport door het landelijk gasnetwerk (RTL/HTL) zodat het gas energie-efficiënt kan worden ingezet. Voor injectie in het hogedruknetwerk zullen er door de grotere variatie in eindgebruikertoepassingen, de hogere drukken en de grotere geïnjecteerde hoeveelheden stringenter eisen gesteld worden aan het biogas dan voor injectie in lokale distributienetwerken.

Op lange termijn kan de aardgasvervanging door Groen Gas opgeschaald worden naar 50%. Deze route is door het Platform Nieuw Gas niet verder uitgewerkt vanwege de grote onzekerheden omtrent de toekomstverwachtingen op de langere termijn, onder andere voor waterstof.

4.10 Procesintensivering in de industrie

Het programma procesintensivering omvat een breed spectrum aan technologieën waardoor niet geheel duidelijk is wat er precies onder procesintensivering verstaan wordt. In de innovatieagenda wordt het omschreven als ‘radicale innovatieve principes toepassen op proces- en apparaatontwerp’. De grootste kansen liggen in het veranderen van bulkprocessen in de basischemie en -raffinage en in de voedingsmiddelenindustrie. De geraamde productie in 2020 is 1 Mton CO₂ reductie, 2800 GWh energiebesparing en 280 GWh hernieuwbaar. Voor 2050 wordt verwacht dat deze potentiële oplopen tot 10 Mton CO₂-reductie, 28000 GWh energiebesparing en 2800 GWh hernieuwbaar (Londo, *et al.*, 2009). Realisatie van deze productie vergt goed flankerend beleid en financiële prikkels. Omdat procesintensivering moeilijk is onder te brengen onder een overzichtelijk aantal technologieën, is verdere kwantificering van uitrol en het effect op kosten binnen de ruimte van deze studie niet mogelijk.

Procesintensivering is met name op de langere termijn een optie met een groot emissiereductie potentieel, gezien de fundamentele technologische doorbraken die nog nodig zijn. Met een sterke chemische sector is Nederland goed gepositioneerd voor deze optie. De voornaamste barrières zijn:

- Tekort aan kennis op verschillende niveaus, de technologie is nog niet bewezen voor veel processen.
- Versnippering en onvolledige kennis vanwege zakelijke belangen, gecombineerd met risico's voor financiering en opschaling technologie. Het betreft veelal lange termijn projecten die voor individuele bedrijven zeer risicovol zijn i.v.m. uitlekken van resultaten en/of concepten. Recent zijn er echter enkele samenwerkingsplatforms gestart (zoals DSTI en ISPT) die een goede basis kunnen zijn om deze barrière te verminderen.
- Geen sterke internationale beleidsstrategie.
- Permanente financiële prikkels moeten de lange termijn adem bieden voor succes op lange termijn.

Met de lange termijn R&D voor succesvolle technologieën zijn enorme bedragen gemoeid, die de bijdragen van de investeringsaftrek te boven gaan. In enkele samenwerkingsverbanden lijken private investeerders interesse te tonen in gezamenlijke ontwikkeling. Overheidsondersteuning zal hierbij essentieel zijn. Extra investeringen kunnen de effecten lineair vergroten.

De barrières die betrekking hebben op internationale kennisuitwisseling kunnen het resultaat voor meer dan de helft ondergraven en het proces aanzienlijk verlengen. Deze barrières kunnen (deels) wegenomen worden door R&D in internationale consortia uit te voeren en het stimuleren

van kennisuitwisselingovereenkomsten, waar mogelijk gecombineerd met demonstraties. Een volgehouden financiële prikkel heeft minder invloed op het verloop van de ontwikkelingen rond proces intensivering. Free riding is mogelijk omdat succesvolle concepten door internationaal opererende bedrijven ongetwijfeld ook in Nederland ingezet zullen worden.

De betrokken partijen in Chemie en VMI vallen nu deels onder het Emission Trading Scheme (ETS), deels onder de meerjarenafspraken (MJA). In het geval van ETS wordt aan de bedrijven zelf overgelaten hoe de uitstoot op de beschikbare allowances wordt aangepast. In het geval van MJA worden momenteel sectorstudies verricht die mogelijke transitiepaden verkennen. Een helder beleidsbeeld over de gewenste proces intensiveringactie is daardoor in beide gevallen afwezig (Londo *et al.*, 2009).

Omdat procesintensivering moeilijk is onder te brengen onder een overzichtelijk aantal technologieën, is verdere kwantificering van uitrol en het effect op kosten binnen de ruimte van deze studie niet mogelijk.

4.11 Gebouwde omgeving

Mondiaal

In Tabel 4.12 staan de leerratio's en huidige kosten van enkele technologieën die een rol spelen bij het verbeteren van energie-efficiënte en emissies in de gebouwde omgeving.

Tabel 4.12 *Inschatting van de mondiale leerratio en potentiëlen van technologieën in de gebouwde omgeving*²⁴

Technologie	Leerratio [%]	Huidige kosten	Mondiale capaciteit 2008	Mondiaal potentieel 2050
Geothermische warmtepomp	15	11000 [€/systeem]	-	-
Zonnewarmte	10	460 [€/paneel]	-	-
Geïsoleerde gevels	17-21	-	-	-
Dubbel glas	12-17	1900 [€/kW]	1 [GW]	270-670 [GW]

Bron: IEA, 2008.

Effect van stimulering

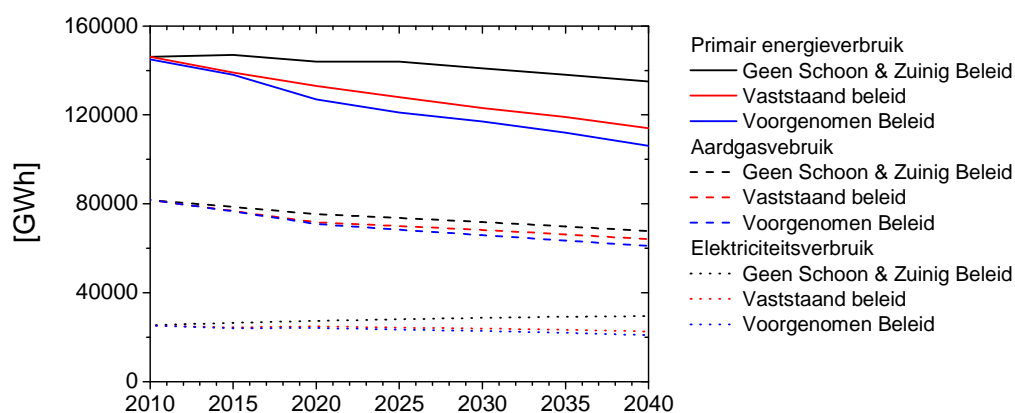
Energiebesparing voor nieuwbouw wordt afgedwongen via de EPC normering. Energiebesparing voor bestaande gebouwen wordt gestimuleerd middels convenanten met de sector welke verder worden ondersteund door subsidieregelingen als de EIA voor woningen en de MIA en VAMIL voor utiliteiten en industrie.

Particulieren worden aangezet tot energiebesparende maatregelen via het 'Meer-met-minder' plan. De Stichting Meer-met-minder heeft hierin een faciliterende rol en ondersteunt particuliere huiseigenaren als loket voor besparing- en financieringsadviezen. Daarnaast fungeert deze stichting als subsidieverstrekker voor de aanvraag van energielabels en significante verbeteringen aan de woning (€ 750 voor een verbetering van tweetreden op het energielabel). Insteek van het beleid is om huiseigenaren op basis van vrijwilligheid te overreden investeringen te doen waarbij onder andere gewezen wordt op terugverdientijden.

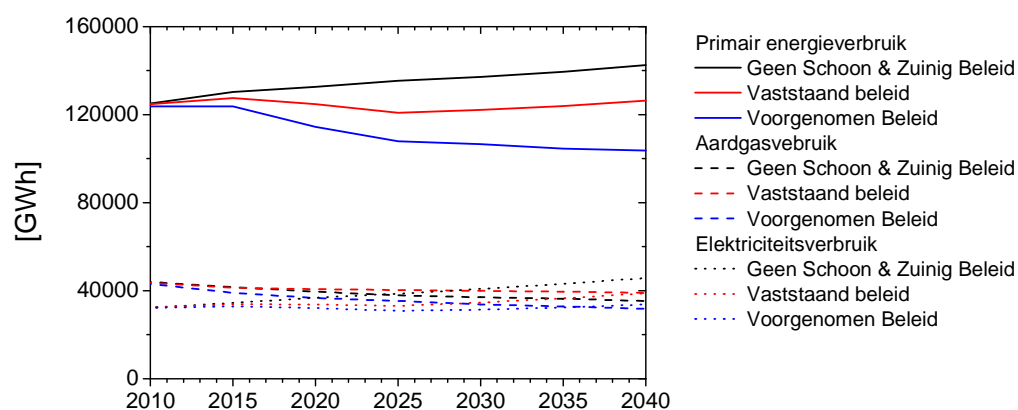
Het effect van deze maatregelen staat weergegeven in Figuur 4.25 voor huishoudens en in Figuur 4.26 voor utiliteiten. Beleidsvrij is een scenario zonder Schoon en Zuinig beleid. Dit scenario reflecteert besparingsmaatregelen waarvan verwacht wordt dat huis- en gebouweigenaren ze ook zonder beleid zullen nemen. Het scenario vastgesteld beleid bevat allerlei subsidies, het

²⁴ Voor een andere studie naar leercurven voor huishoudelijke apparatuur staat in Junginger, *et al.* (2008).

Meer-met-minder plan en vastgestelde Ecodesign eisen voor apparaten. Het derde scenario met voorgenomen beleid is hetzelfde als het vastgestelde beleid scenario, maar met een aanscherping van de EPC eisen voor nieuwbouw en in de toekomst verwachte Ecodesign eisen voor apparaten.



Figuur 4.25 *Het effect van stimuleringsmaatregelen op het totale energieverbruik van huishoudens*



Figuur 4.26 *Het effect van stimuleringsmaatregelen op het totale energieverbruik van utiliteiten*

Uit Figuur 4.25 en Figuur 4.26 is af te lezen dat het vaststaande beleid in 2020 naar verwachting zal leiden tot 7% besparing op het primaire energieverbruik van huishoudens en utiliteiten samen. In combinatie met het voorgenomen beleid komt dit zelfs uit op 10%. Als de EIA en andere stimuleringsmiddelen wegvallen is het zeer de vraag of de convenanten met de sectoren in de gebouwde omgeving wel gehaald zullen worden. Een mogelijkheid om hier te besparen op de uitgaven aan stimuleringsmiddelen is de convenanten om te zetten in verplichtingen (normering) en de eisen om in aanmerking te komen voor subsidies te verzwaren.

Ontwikkelingen

Innovatie in de gebouwde omgeving vindt vooral plaats in nieuwe concepten als integraal bouwen, passieve woningen en energieneutraal wonen. De nieuwe concepten worden voornamelijk toegepast in proefprojecten gericht op proof-of-concept. Het is zeer waarschijnlijk dat deze ontwikkelingen in Duitsland of elders buiten Nederland doorgaan, ook als er in Nederland geen activiteiten plaatsvinden. Er moet wel rekening mee worden gehouden dat bouwmethodes in de ons omringende landen kunnen verschillen van de Nederlandse, wat bij de inpassing van nieuwe, in het buitenland ontwikkelde concepten moeilijkheden kan geven. Architecten en aanne-

mers in Nederland zullen moeten worden voorbereid op de toepassing van nieuwe technologieën. Een geleidelijk groeiende sector biedt het beste perspectief op een succesvolle uitrol van technologieën in de gebouwde omgeving. Ervaring uit eerdere projecten krijgen zo de kans te integreren in bouwmethodes en daarmee kostenreducties te realiseren voor volgende projecten. Groei van de toepassing van nieuwe concepten is essentieel om voor ondernemers perspectief te bieden dat investeringen in opleiding en specialisatie op het gebied van deze nieuwe concepten loont. Dit zal binnen Nederland ontwikkeld moeten worden.

4.12 Kas als energiebron

Het concept kas als energiebron bevindt zich nog in de R&D-fase en het concept is nog niet geconvergeerd naar een bepaalde methodiek om kassen energieneutraal of tot netto energieleveranciers te maken. Er wordt nog veel geëxperimenteerd, waarbij een van de voornaamste problemen is de juiste condities te creëren om de gewassen net zo optimaal te laten groeien als in een conventionele kas. Kosteneffecten zijn moeilijk te kwantificeren omdat het concept ‘de kas als energiebron’ veel technologieën omvat die los van elkaar een bijdrage kunnen leveren aan het verbeteren van de efficiency van een kas of er een hernieuwbare energiebron van maken. Tuinders kunnen er voor kiezen slechts een gedeelte van de mogelijke opties uit te voeren.

Afhankelijk van het type bron (laagwaardige restwarmte, zonne-energie via opslag, ketel/WKK op biomassa, diepe aardwarmte), kan de vermindering van het gebruik van fossiele brandstof worden gekenmerkt als besparing of hernieuwbare energie. Het potentieel voor ‘de kas als energiebron’ wordt voor 2020 geschat op 2,25 Mton CO₂-reductie en 8300 GWh energiebesparing dan wel hernieuwbaar. Voor 2050 liggen deze potentiëlen op 9 Mton CO₂-reductie en 30500 GWh energiebesparing dan wel hernieuwbaar (Londo, *et al.*, 2009).

5 Beleidsinstrumenten, timing en gevolgen van bezuinigingen

Dit hoofdstuk beschrijft mogelijke gevolgen die verandering van stimuleringsregelingen met zich mee kunnen brengen. Hierbij wordt niet ingegaan op specifieke technologieën, maar worden afwegingen meer vanuit een algemeen standpunt beschouwd.

5.1 Beleidsinstrumenten

Het effect van vermindering van stimuleringsmiddelen

Vermindering van stimuleringsmiddelen voor een bepaalde technologische optie, bijvoorbeeld door het verlagen van plafonds van regelingen, betekent uitstel, maar niet per definitie afstel van de ontwikkeling en uitrol van een technologie. Duurzame technologieën die een grote bijdrage kunnen gaan leveren aan de Nederlandse energievoorziening, zoals wind, biomassa en Zon-PV zijn nog jong. Voor deze technologieën zal ervaring binnen Nederland opgedaan moeten worden om kosten te reduceren. Bij verminderde stimulering kunnen kostenreducties en ontwikkeling van deze technologieën vertragen.

Een stimuleringsregeling niet voortzetten terwijl de nieuwe schone technologie nog niet competitief is heeft tot gevolg dat er geen nieuwe investeringen meer gedaan zullen worden en lopende projecten niet worden opgevolgd. De kennis en ervaring die hiermee is opgedaan zal gedeeltelijk verwateren. Daarnaast neemt het vertrouwen in de overheid als partner voor de lange termijn af wat ook zijn weerslag zal hebben op vervolginiciatieven. Dit verlies aan bedrijvigheid en kennis zal later deels opnieuw opgebouwd moeten worden wat nieuwe leerinvesteringen vergt²⁵. Dit geldt nog sterker voor technologieën waarin Nederland mondiaal een koppositie heeft en voor technologieën waarvan de kennis door protectionistisch beleid of lokale factoren (bijvoorbeeld in bouwmethoden) niet uit het buitenland geïmporteerd kunnen worden. In deze gevallen kan in mindere mate geprofiteerd worden van ontwikkelingen elders. Bezuinigen kan, maar met de kanttekening dat het kosteneffectiever is eenmaal ingezet beleid consequent te blijven volgen, ook op de langere termijn. Zekerheid op lange termijn heeft als bijkomend voordeel dat het investeerders perspectief biedt op een lonende belegging waardoor ze eerder geneigd zullen zijn in duurzame energie te stappen.

De rol van leercurven

Aan de ene kant is het essentieel dat het budget voor de stimulering van een technologie toereikend is om het hele traject van de vroege commercialisering tot een competitief product te doorlopen. Anders wordt de nieuwe technologie immers niet concurrerend met de oude referentietechnologie waardoor deze laatste de nieuwe technologie uit de markt kan houden. Aan de andere kant, zal bij voortzetting van het huidige beleid in het beginstadium van de technologieontwikkeling de stimuleringsregeling tot steeds toenemende kosten leiden (zie Figuur 2.1c). Door heldere keuzes te maken welke technologieën wel en welke niet gestimuleerd worden, kunnen deze twee punten verenigd worden. Leercurven vormen een instrument om een schatting te maken van de som en het verloop van de meerinvestering benodigd om de technologie concurrerend te krijgen. Door stimuleringsmaatregelen anders te spreiden (d.w.z. plafonds te verlagen) zal, mits het kostenverloop volledig binnen Nederland bepaald wordt en het kennisniveau voor uitrol en gebruik van de technologie op peil blijft, de totaal benodigde som in principe niet veranderen. Deze wordt dan alleen over meerdere jaren uitgespreid (Schoots en Jeeninga, 2008). Echter, vertraging van de uitrol van een technologie kan ook kansen bieden. Het kan tot effect hebben, dat leerprocessen beter in het proces geïntegreerd kunnen worden en dat concepten uit andere technologieën overgenomen kunnen worden, welke bij normale of versnelde groei over

²⁵ Dit fenomeen waarbij de kosten voor een bepaalde activiteit stijgen omdat er geen activiteiten meer in plaatsvinden wordt ook wel aangeduid als *forgetting-by-not doing*.

het hoofd zouden zijn gezien. Dit kan tot snellere kostenreducties als functie van opgedane ervaring (cumulatieve capaciteit) opleveren, een steilere leercurve dus. Als de ontwikkeling van de mondiaal lerende componenten gewoon op hetzelfde tempo door gaat, kan ook daar een extra voordeel uit gehaald worden. Het effect van terughoudendheid bij uitrol is echter weinig onderzocht en dus allerminst zeker.

Het nadeel van grootschalige aanbesteding op één moment is dat het een aantal leereffecten, welke essentieel zijn om een technologie efficiënt uit te rollen, uitsluit. Hierdoor vallen de kosten hoger uit dan bij gefaseerde uitrol het geval zou zijn geweest. Daarnaast hebben systematische problemen zoals ontwerp- en constructiefouten dan een grotere financiële impact dan bij geleidelijke uitrol waarbij een technologie eerst op kleine schaal toegepast wordt.

Keten-aanpak

Bij het maken van keuzes tussen technologieën is het wel van belang het energiesysteem als geheel, van de productie tot aan de eindconsument, te beschouwen. Wind stimuleren kan tot veel uitrol van windturbines leiden, maar als het netwerk niet meegroeit en bijvoorbeeld nieuwe concepten als *demand response* systemen niet van de grond komen, kan het succes van een dergelijke stimuleringsregeling tegenvallen.

Korte, middellange en lange termijn zijn belangrijk

De verdeling van stimuleringsmaatregelen over uitrol, demonstratie en R&D zijn van invloed op het korte, middellange en lange termijn perspectief voor energie technologieën. Een portfolio van stimuleringsmaatregelen die voornamelijk inzet op uitrol kan ervoor zorgen dat op korte termijn Nederland haar eigen doelstellingen en EU richtlijnen haalt. Inzet op innovatie en R&D dragen hier minder direct aan bij, maar blijven door de verwevenheid van kostenreducties door *learning-by-doing* en R&D wel belangrijk.

Voor de langere termijn kan een eenzijdige keuze voor stimulering van uitrol echter nadelige gevolgen hebben voor de opties die daarna een rol kunnen gaan spelen (de potentiële van bestaande opties zijn immers vaak gelimiteerd). Een goed voorbeeld hiervan is Zon-PV dat nu nog duur is en veel R&D-inspanningen vraagt om de kosten te reduceren. Toepassing van deze technologie is echter ook in Nederland nodig om op termijn de gebouwde omgeving energie-neutraal te maken, dat wil zeggen de EPC=0 doelstelling te kunnen halen²⁶.

Technologieën als aquatische biomassa of energiewinning uit het zoet-zout gradiënt door middel van osmose bevinden zich nu nog in de R&D-fase, maar kunnen in de toekomst wellicht een prominente rol gaan spelen in het Nederlandse energiesysteem. Er zullen echter ook technologieën uit (toekomstige) R&D-activiteiten kunnen komen, waar we nu nog geen weet van hebben. Deze onbekende technologieën kunnen op lange termijn een belangrijke rol gaan spelen. Het is dus van essentieel belang het R&D-beleid niet alleen te koppelen aan technologieën die nu bekend zijn, maar ook ruimte te laten om radicale innovaties tot stand te brengen door middel van het ondersteunen van fundamenteel onderzoek.

Andere manieren van stimulering

Uitrol van innovaties kan ook op andere wijzen gestimuleerd worden dan alleen met subsidie op de geproduceerde elektriciteit. Ten eerste kan flankerend beleid knelpunten die de introductie van vernieuwingen in de weg staan wegnemen. De te overwinnen barrières zijn bijvoorbeeld maatschappelijke factoren, gebrek aan acceptatie door de consument, of wetten en regels die nog onvoldoende zijn toegesneden op de vernieuwing. Bij de schatting van potentiële van de afzonderlijke technologieën is in dit rapport overigens uitgegaan van optimaal flankerend beleid.

²⁶ EPC is de Energie Prestatie Coëfficiënt welke het netto energieverbruik van woningen weergeeft.

Ten tweede kan uitrol gestimuleerd worden door verplichtingen in te stellen, hoewel niet alle technologieën en sectoren zich hier voor lenen. De afwegingen die hierbij spelen zijn: zijn de risico's voor marktpartijen om in een technologie te stappen niet te groot, hoe belangrijk is een technologie om doelstellingen te behalen en hoe effectief is stimulering via subsidies voor deze technologie of sector?

Ten derde kunnen gunstige financiële condities gecreëerd worden, bijvoorbeeld door het instellen van een waarborgfonds (risicospreiding) of door investeringen in productiecapaciteit te subsidiëren i.p.v. de geproduceerde elektriciteit.

5.2 Timing

Rol van R&D in kostenontwikkeling

Het *learning-by-doing* effect dat volgt uit leercurven, heeft in principe alleen betrekking op de ervaring die wordt opgedaan specifiek gericht op het uitrollen van de technologie (het produceren, het installeren of het gebruiken van een technologie). Kostenreducties kunnen echter ook gerealiseerd worden door R&D-activiteiten. Leercurven bieden beperkt de mogelijkheid het effect van de beide mechanismen los van elkaar te beschouwen. Een leercurve is meestal een afspiegeling van beide effecten samen. De precieze rol die R&D speelt in het kader van kostenreducties van een technologie is op dit moment vaak niet duidelijk. Er kan gedacht worden dat R&D net als *learning-by-doing* kleine incrementele bijdragen levert aan kostenreducties. Het probleem hierbij is dat lastig vast is te stellen hoeveel R&D-gelden er per afgeleverd product (R&D-intensiteit) worden besteed en wat kwantitatief het effect is op de kosten van het product. Dit geldt met name voor private R&D-gelden, welke vaak zeer betrouwbaar zijn. Een andere mogelijkheid is dat radicale innovaties uit R&D-activiteiten een groot stapsgewijs effect hebben op de kosten van, in dit geval, energietoepassingen. De resolutie van leercurven is meestal niet groot genoeg om dit effect met zekerheid vast te stellen. Kwalitatief ligt het in de lijn der verwachting dat R&D-inspanningen wel degelijk een effect hebben op het verloop van de kosten van een technologie. Dit effect is alleen moeilijk kwantitatief te maken.

Mondiale kostenontwikkeling

Voor energietechnologieën geldt dat een deel van de kosten mondiaal leert. Het mondiale leren heeft met name betrekking op de fysieke technologie componenten (d.w.z. het apparaat of de werking van een installatie). Voor deze kostencomponenten geldt dat als er niet binnen Nederland in geïnvesteerd wordt, kostenreducties wel door kunnen gaan (mits de rest van de wereld deze technologie wel blijft uitrollen). De grootte van de kostencomponent die mondiaal bepaald wordt verschilt per technologie en is ook tijdafhankelijk. Voor Zon-PV zijn de kosten van de PV module lange tijd bepalend geweest voor de kosten van elektriciteit uit zonne-energie. Inmiddels zijn, met name door R&D-inspanningen, de kosten van de module zo ver gedaald dat andere kostencomponenten, de zogenoemde 'Balance of System' kosten zoals inverters, integratie in gevels en in het elektriciteitssysteem en de installatie van panelen een steeds dominantere rol spelen. Hoewel de kosten van Zon-PV modules mondiaal bepaald worden, speelt onderzoek uit Nederland hierbij een significante rol. Veel Nederlandse innovaties zijn terug te vinden in huidige state-of-the-art PV-systemen. Kostencomponenten die meer met gebruik te maken hebben leren wel typisch en voornamelijk lokaal.

Een andere kwestie waar bij mondiale leereffecten in het kader van ontwikkelingen in Nederland rekening mee moet worden gehouden, is dat voor sommige technologieën Nederland een mondiaal bepalende factor is. Dit geldt bijvoorbeeld voor Groen Gas. Het aantal landen dat hier onderzoek in doet is beperkt (Nederland, Oostenrijk en Zweden) en van deze landen is Nederland, vanwege de gasinfrastructuur en de ligging aan zee (aanvoer biomassa) goed gepositioneerd. Voor offshore windturbines gelden dezelfde overwegingen. De Nederlandse expertise in offshore projecten, welke zich momenteel toont door de Nederlandse betrokkenheid

bij offshore wind projecten (fundering, bekabeling en installatie), en de beschikbaarheid van havens²⁷ geeft Nederland een voorsprong ten opzichte van andere landen die actief zijn in dit veld. Een goed ontwikkelde thuismarkt is belangrijk om dit niveau in stand te kunnen houden.

Lokale kostenontwikkeling

Naast de mondiaal lerende kostencomponent hebben alle energietechnologieën ook een component die zich lokaal zal moeten ontwikkelen. Dit heeft met name betrekking op de installatie en het gebruik en onderhoud van de technologie. Daarnaast gaan lokaal ook maatschappelijke factoren (acceptatie, gedragsverandering) een rol spelen, welke een impact op de kosten van een technologie kunnen hebben. Dit zou bijvoorbeeld een rol kunnen spelen als in de toekomst gevels van gebouwen zouden worden voorzien van PV panelen. De verwachte ontwikkeling van Zon-PV is een illustratief voorbeeld van het belang van lokale uitrol voor het ontwikkelen van het potentieel van een technologie²⁸.

In Nederland is de Zon-PV sector momenteel nog klein. Op termijn kan deze technologie echter een niet verwaarloosbare plaats gaan innemen in de totale elektriciteitsproductie van Nederland. De in dit rapport vermelde geraamde productie voor 2040 komt neer op 2-3% van de totale elektriciteitsvraag.

Kostencomponenten als systeemintegratie van PV modules in een PV systeem en de installatie van PV-systemen zullen lokaal moeten leren. Dit leerproces is normaliter erg landspecifiek. Omdat PV-systemen in Nederland voornamelijk in de gebouwde omgeving gerealiseerd zullen gaan worden, is maatschappelijk draagvlak, bijvoorbeeld via esthetiek, erg belangrijk. De verwachting is dat de positieve uitstraling van PV-systemen die in hun huidige vorm bovenop gebouwen geplaatst worden, niet van blijvende aard hoeft te zijn. Men zoekt inmiddels al naar wegen om PV-systemen beter te integreren in de architectuur van gebouwen. Zowel de architectuur als de bouwmethoden zijn in Nederland anders dan in bijvoorbeeld Duitsland of Spanje. Kennis op het gebied van PV systeem integratie en een goed ontwikkelde PV installatiesector zullen lokaal opgebouwd moeten worden.

Een ander lokaal leerproces zal moeten plaatsvinden bij financiers van Zon-PV projecten. Ook zij zullen de technologie moeten leren kennen, voordat ze voldoende vertrouwen krijgen in Zon-PV als een renderende investering. De schatting van het risico van investeren in Zon-PV projecten heeft een impact op de financieringskosten (rente). Daarnaast zullen decentrale PV-systemen een natuurlijke plaats moeten krijgen in de elektriciteitsinfrastructuur, wat een leerinspanning vraagt van beheerders van lokale distributienetten en energiemaatschappijen.

Groei belangrijk

Om al deze lokaal benodigde kennis op te bouwen is een gezond investeringsklimaat voor ondernemers essentieel. Zij hebben perspectief op groei van de sector nodig omdat anders investeringen niet lonen. Als de uitrol niet jaarlijks groeit, stagneert ook de markt en daarmee de ontwikkeling van de sector (Ferioli & Van der Zwaan, 2009).

Bijvoorbeeld, een installateur zal in eerste instantie de plaatsing van zonnepanelen ‘erbij’ doen, d.w.z. niet als kerntaak van zijn onderneming. Perspectief op een groeiende markt, maakt dat het loont om één van zijn werknemers te specialiseren in het installeren van zonnepanelen. De ervaring en handigheid die deze werknemer vervolgens opbouwt (*learning-by-doing*) heeft een positief effect op de kosten van Zon-PV, waardoor investeren in Zon-PV interessanter wordt, en de markt verder groeit. Het perspectief op groei van de markt kan een zelfversterkend effect veroorzaken en daarbij een positief effect hebben op kostenreducties van een technologie. Bij af-

²⁷ In het Verenigd Koninkrijk kan de beperkte beschikbaarheid van havens potentieel een bottleneck worden bij het realiseren van hun plannen op het gebied van offshore wind.

²⁸ Evenals voor het behalen van doelstellingen met betrekking tot emissies en aandelen duurzame elektriciteit.

wezigheid van dit groeiperspectief blijven investeringen in specialisatie achterwege en worden kostenreducties in mindere mate of niet gerealiseerd.

Architecten, de installatiesector, netbeheerders, banken (financiering van projecten), etc. zullen allemaal hun leercurve moeten doorlopen. EPIA voorziet dat een groei van 25-35% nodig is om de sector goed te kunnen laten ontwikkelen. Nederland loopt achter op deze norm en het jaarlijks geïnstalleerde vermogen (9 MW in 2009) is te klein om een sector op te bouwen.

Lokale kostenontwikkeling: Uitbesteding aan buitenlandse partijen

In principe is het ook mogelijk om de installatie van technologieën uit te besteden aan buitenlandse partijen die zich hierin gespecialiseerd hebben. Dit heeft als nadeel dat buitenlandse partijen een zelfde leerproces moeten doorlopen met betrekking tot de landspecifieke factoren (bijvoorbeeld de hierboven genoemde bouwmethodes), maar daarnaast ook te maken krijgen met voor hen onbekende Nederlandse wet- en regelgeving, taalbarrières en cultuurverschillen. Deze extra barrières kunnen een negatief effect hebben op de kostenontwikkeling van de technologie in Nederland en maakt daarmee de uitrol duurder maken.

Hoewel er, in principe, veel uitbesteed kan worden aan buitenlandse partijen (ontwerp, constructie/installatie en in bepaalde gevallen ook financiering) zullen er toch altijd Nederlandse partijen betrokken zijn bij de uitrol van nieuwe energietechnologieën. Te denken valt aan woningeigenaren, distributienetbeheerders, lokale overheden, etc. welke hoe dan ook door hun eigen leercurve zullen moeten.

Lokale kostenontwikkeling m.b.t. andere energietechnologieën

Een zelfde argumentatie geldt ook voor andere energietechnologieën. Ook in die sectoren zullen de partijen, die onvermijdelijk bij de realisatie van lokale uitrol betrokken zullen moeten worden, een leerproces moeten doorlopen. Vanwege hun betrokkenheid is het stimuleren van uitrol binnen Nederland essentieel. Het kwantificeren van dit effect is moeilijk, omdat voor de ene technologie lokale aspecten, zoals installatie en vergunningen, een belangrijker aandeel in de kosten kunnen hebben dan bij een andere technologie. Daarnaast kan de installatie van de ene technologie minder afhankelijk zijn van lokale randvoorwaarden dan voor de andere. Zon-PV is een duidelijk voorbeeld waar lokale bouwmethodes een belangrijke factor zijn, maar de installatiemethodes van een technologie als wind op zee worden meer bepaald door internationale standaarden.

Belang thuismarkt

Toch geldt ook voor een technologie als wind op zee dat een goed ontwikkelde thuismarkt belangrijke voordelen met zich meebrengt. Op een buitenlandse markt krijgen Nederlandse installateurs naast de technologische barrières ook te maken met onbekende vergunningstrajecten, taalbarrières, cultuurverschillen, etc. Deze extra complicaties hebben een negatief effect op de kosten van een technologie. Een installateur kent de weg binnen de eigen thuismarkt beter en kan zich daardoor meer focussen op de technische barrières, waardoor kosten op gebied van omgang met de technologie sneller kunnen dalen. Eventueel kan zo ook een voorsprong worden gerealiseerd t.o.v. buitenlandse concurrenten.

Effect van te snelle uitrol

Aan de andere kant is een te sterke groei ook niet wenselijk. De sector is dan niet voorbereid, waardoor snel een tekort aan gekwalificeerde uitvoerders ontstaat. Dit kan tot gevolg hebben dat de kwaliteitseisen van de gerealiseerde productiecapaciteit niet aan de normen voldoet, waardoor op korte termijn extra investeringen in een aanzienlijk deel van deze nieuwe productiecapaciteit nodig kan zijn om eerdere fouten te herstellen. Leereffecten en verbeteringen uit R&D krijgen bij te snelle uitrol ook geen gelegenheid geïntegreerd te raken in de technologie, waardoor kostenreducties door leereffecten niet (optimaal) gerealiseerd worden. In plaats van een

proces efficiënter te maken, wordt het steeds gekopieerd waardoor het kostenniveau minder snel daalt²⁹.

Wederom is in de Zon-PV sector een goed voorbeeld te vinden van hoe te snelle uitrol mis kan gaan. In Spanje is in 2008 een PV vermogen van 2 GW geïnstalleerd. Daarmee kwam de totale PV productie voor Spanje op 3 GW, een toename van 200% in één jaar. Deze bijzonder snelle uitrol heeft tot gevolg gehad dat een niet onaanzienlijk deel van de installaties niet voldoet aan de kwaliteitseisen (Sinke, 2009)³⁰. De oorzaak is dat de sector eenvoudig niet voorbereid was op een dermate grote uitrol, waardoor er partijen bij betrokken raakten die eigenlijk onvoldoende competenties hadden. Om dit soort praktijken te voorkomen is kwaliteitsborging bijvoorbeeld door certificering nodig.

Grootschalige aanbesteding op één moment heeft ook als risico dat een onvoorzien technisch mankement voor de gehele aanbesteding moet worden verholpen. Dit risico bestaat uiteraard ook bij geleidelijke uitrol, maar heeft door de kleinere schaal van projecten een kleinere financiële impact. De producent van de offshore windturbines bij Egmond aan Zee heeft na technische mankementen het ontwerp van de windturbines moeten herzien. Ook heeft de producent alle offshore windturbines van dit type (niet alleen de Nederlandse) moeten repareren.

Effect van vertraagde uitrol

Vertraagde uitrol, bijvoorbeeld door vermindering van stimulering, kan tot effect hebben, dat leerprocessen beter in het proces geïntegreerd kunnen worden en dat concepten uit andere technologieën overgenomen kunnen worden, welke bij normale of versnelde groei over het hoofd zouden zijn gezien. Dit kan tot snellere kostenreducties als functie van opgedane ervaring (cumulatieve capaciteit) opleveren, een steilere leercurve dus. Als de ontwikkeling van de mondiaal lerende componenten gewoon op hetzelfde tempo door gaat, kan ook daar een extra voordeel uit gehaald worden. Het effect van terughoudendheid bij uitrol is echter weinig onderzocht en dus allerminst zeker.

Het is echter ook hier van belang een goed evenwicht te vinden tussen een beperkte groei van een energietechnologie en daarmee mogelijk extra kostenreducties, en het bieden van perspectief voor de sector die een technologie op de markt moet brengen. Als uitrol te veel vertraagt, zullen investeerders en installateurs niet instappen en kunnen kosten juist stijgen door de oorzaken hierboven beschreven onder het kopje ‘Groei belangrijk’.

Groeisnelheid uitrol

Uit het bovenstaande kan worden geconcludeerd dat het belangrijk is uitrol plaats te laten vinden en een sector geleidelijk te laten groeien. Voor lang niet alle technologieën zijn cijfers bekend over wat de optimale groeisnelheid is. Veel hangt af van de aard van de technologie en omgevingsfactoren (hoe groot is de sector op een bepaald moment, hoeveel partijen zijn betrokken bij de implementatie van een technologie, marktomstandigheden, etc.).

5.3 Conclusie

Het is kosteneffectiever eenmaal ingezet beleid consequent te blijven vervolgen, ook op de langere termijn. Zekerheid op lange termijn heeft als bijkomend voordeel dat het investeerders perspectief biedt op een lonende belegging waardoor ze eerder geneigd zullen zijn in duurzame energie te stappen en de technologie verder te ontwikkelen. Vanuit het oogpunt van het stimuleren van bedrijvigheid kunnen instrumenten gericht op innovatie effectief zijn, mits er gekeken wordt naar het perspectief (potentieel, kosten) van technologische opties op de lange termijn. Het stimuleren van een technologie door middel van demonstratieprojecten, uitrol en het bieden

²⁹ Economies-of-scale effecten kunnen in deze situatie nog steeds tot kostenreducties leiden, maar ze worden niet versterkt met kostenreducties uit leereffecten.

³⁰ De exacte hoeveelheid is vertrouwelijk en niet bij ons bekend.

van perspectief op een groeiemarkt, creëert of versterkt de thuismarkt waarop bedrijvigheid zich kan ontwikkelen tot een volwassen, zelfstandige sector.

Bij alle voor Nederland belangrijke duurzame technologieën (wind, biomassa en Zon-PV) zal de sector geleidelijk moeten groeien om deze technologieën zo efficiënt en effectief mogelijk uit te rollen. Wachten met investeren tot het moment dat de productiekosten mondiaal tot een concurrerend niveau gedaald zijn en dan grootschalig investeren heeft tot gevolg dat de bedrijven in deze sectoren onvoorbereid aan grootschalige uitrol beginnen. Voorbeelden uit de Zon-PV sector in Spanje laten zien dat dit tot gevolg heeft dat technologie op grote schaal foutief of met onvoldoende kwaliteitsbesef geïmplementeerd wordt, waardoor hoge herstellkosten kunnen ontstaan.

Leereffecten zijn dus niet het hele verhaal; marktontwikkelingen en de capaciteit van een sector kunnen ook van invloed zijn op de kosten. Als je - in de komende jaren - zou wachten met investeren tot het moment waarop de vraag naar een technologie mondiaal op een hoog niveau ligt, kan dit juist tot hogere kosten leiden. Een thuismarkt biedt een relatief veilige haven zonder taal- en cultuurbarrières en waar de weg door de regelgeving en vergunningsverlening beter bekend is. In een dergelijke omgeving hebben bedrijven beter gelegenheid zich te concentreren op het verder uitontwikkelen van de nieuwe technologie voordat ze zich op de Europese of wereldmarkt begeven.

Referenties

- Argote, L., D. Epple (1990): *Learning curves in Manufacturing*. Science 247, 920-924.
- Daniëls, B.W., S. Kruitwagen, et al (2010): *Referentieraming energie en emissies 2010-2020*, ECN/PBL. Rapport nr. ECN-E--10-004.
- Daniëls, B.W., W. van der Maas (2009): *Actualisatie Referentieramingen Energie en Emissies 2008-2020*, ECN/PBL, ECN-E-09-10, Petten/Bilthoven, augustus 2009. Zie ook: <http://www.ecn.nl/nl/units/ps/themas/energie-in-de-toekomst/referentieramingen-2008-2020/>.
- Dril, van A.W.N. (2009): *Verkenning Schoon en Zuinig: Effecten op energiebesparing, hernieuwbare energie en uitstoot van broeikasgassen*. Rapport nr. ECN-E-09-022, ECN/PBL.
- EZ (2009): *Net op Zee, hoofdrapport*. Ministerie van Economische Zaken.
- Feroli, F., K. Schoots, B.C.C. Van der Zwaan (2009): *Use and Limitations of Learning Curves for Energy Technology Policy: a Component-Learning Hypothesis*. Energy Policy, 37, 2525-2535.
- Feroli, F., B.C.C. Van der Zwaan (2009): *Learning in Times of Change: a Dynamic Explanation for Technological Progress*. Environmental Science and Technology, 43(11), 4002-4008.
- Holland Solar (2009): *Position Paper Zonnestroom: Een toekomst zonder zonne-energie is ondenkbaar*.
- IEA (2008): *Energy Technology Perspectives: Scenarios and Strategies to 2050*.
- Junginger, M., P. Lako et al. (2008): *Technological learning in the energy sector*. PBL, Bilthoven.
- Lensink, S.M., J.W. Cleijne, et al (2009): *Eindadvies basisbedragen 2010 voor elektriciteit en groen gas in het kader van de SDE-regeling*, ECN/KEMA.
- Londo, H.M., P.A. Boot, M. Hekkenberg (2009): *Beoordeling en focus Innovatie-agenda Energie*.
- McDonald, A., L. Schratzenholzer (2001): *Learning rates for energy technologies*. Energy Policy 29, 255-261.
- Neij, L. (1997): *Use of experience curves to analyse the prospects of diffusion and adoption of renewable energy technology*. Energy Policy 23(13), 1099-1107.
- Nemet, G.F. (2006): *Beyond the learning curve: factors influencing cost reductions in photovoltaics*. Energy Policy 34, 3218-3232.
- OECD/IEA (2000): *Experience curves for energy technology policy*. Paris, France.
- OECD/IEA (2008): *Deploying renewables; principles for effective policies*. Paris, France.
- Platform Nieuw Gas (2007): *Vol gas vooruit! De rol van groen gas in de Nederlandse energiehuishouding*.
- Sagar, A., B.C.C. Van der Zwaan (2006): *Technological Innovation in the Energy Sector: R&D, Deployment, and Learning-by-Doing*. Energy Policy, 34(17), 2601-2608.
- Schoots, K., H. Jeeninga (2008): *Innovaties succesvol introduceren*. ESB 93 (4536), 338-341.
- Seebregts, A.J., H. Groenenberg (2009): *How may CCS technology affect the electricity market in North-Western Europe*, Energy Procedia 1, 4181-4191.

- Seebregts, A.J., H. Snoep, J. van Deurzen, S. Lensink, A. van der Welle (2009): *Brandstofmix elektriciteit 2020: inventarisatie, mogelijke problemen en oplossingsrichtingen*, ECN-E--09-046, Petten, juli 2009.
- Seebregts, A.J., H.J.M. Snoep, J. van Deurzen, P. Lako, A.D. Poley (2010): *Kernenergie & Brandstofmix - Effecten van nieuwe kerncentrales na 2020 in de kernenergiescenario's uit het Energierapport 2008*, ECN-X-09-058, Vertrouwelijk concept voor stakeholders, 18 september 2009 (definitief rapport zal in voorjaar 2010 worden gepubliceerd).
- Sinke, W.C. *Persoonlijke communicatie 2010*.
- TenneT (2009): *Monitoring Leveringszekerheid 2008-2024*, OBR 09-176, TenneT, Arnhem, http://www.tennet.org/images/176_rapport_Monitoring_Leveringszekerheid_2008-2024_NL_tcm41-18181.pdf (beschikbaar sinds augustus 2009).
- Zwart, R.W.R., H. Boerrigter, E.P. Deurwaarder, C.M. van der Meijden, S.V.B. Paassen (2006): *Production of Synthetic Natural Gas (SNG) from Biomass: Development and operation of an integrated bio-SNG system*. Non-confidential version. Rapport nr. ECN-E--06-018. ECN.