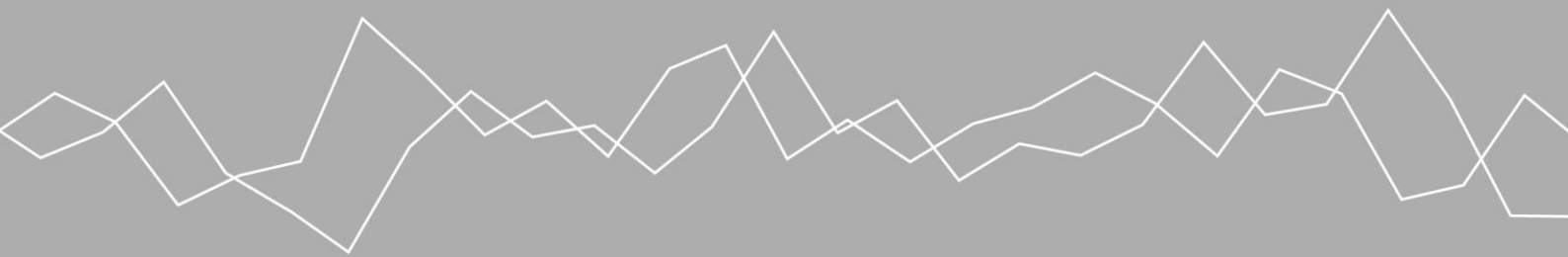


Nieuwe impulsen voor hernieuwbare elektriciteitsvoorziening in 2020-2030



Amsterdam, november 2015
In opdracht van Greenpeace Netherlands & Nuon/Vattenfall

Nieuwe impulsen voor hernieuwbare elektriciteitsvoorziening in 2020-2030

eindrapport

Bert Hof
Karlijn Kersten
Viktória Kocsis
Bert Tieben



seo economisch onderzoek

“De wetenschap dat het goed is”

SEO Economisch Onderzoek doet onafhankelijk toegepast onderzoek in opdracht van overheid en bedrijfsleven. Ons onderzoek helpt onze opdrachtgevers bij het nemen van beslissingen. SEO Economisch Onderzoek is gelieerd aan de Universiteit van Amsterdam. Dat geeft ons zicht op de nieuwste wetenschappelijke methoden. We hebben geen winst-oogmerk en investeren continu in het intellectueel kapitaal van de medewerkers via promotietrajecten, het uitbrengen van wetenschappelijke publicaties, kennisnetwerken en congresbezoek.

SEO-rapport nr. 2015-63

ISBN 978-90-6733-745-8

Copyright © 2015 SEO Amsterdam. Alle rechten voorbehouden. Het is geoorloofd gegevens uit dit rapport te gebruiken in artikelen, onderzoeken en collegesyllabi, mits daarbij de bron duidelijk en nauwkeurig wordt vermeld. Gegevens uit dit rapport mogen niet voor commerciële doeleinden gebruikt worden zonder voorafgaande toestemming van de auteur(s). Toestemming kan worden verkregen via secretariaat@seo.nl

Samenvatting

Dit rapport onderzoekt de stimuleringsmaatregelen die benodigd zijn om in de periode na het Energieakkoord de productie van hernieuwbare elektriciteit uit windenergie en zonne-energie in Nederland te verhogen naar 75 TWh in 2030. Financiële stimulering via exploitatiesubsidies en saldering vormt het meest effectieve instrument om dit doel te bereiken. Het bestaande beleid is daarmee een geschikte basis om het duurzaam energiebeleid voor de periode na 2023 vorm te geven.

Doelstellingen hernieuwbare energie

Dit rapport richt zich op verduurzaming van de elektriciteitsproductie. Nuon en Greenpeace hebben SEO gevraagd om uit te gaan van een scenario waarmee de transitie van de Nederlandse elektriciteitsproductie naar een (vrijwel) volledige duurzame elektriciteitsproductie in 2050 doorgezet wordt. Voor 2030 hebben Greenpeace en Nuon de ambitie geformuleerd van 75 TWh uit wind- en zonne-energie, circa 60 procent van de verwachte elektriciteitsvraag. Hiermee kan een reductie van de CO₂-emissies van circa 15 tot 30 Mton gerealiseerd worden, wat van groot belang is om uiteindelijk in 2050 80-95 procent CO₂-reductie te bereiken ten opzichte van 1990. Tevens zal met deze ambitie voor wind- en zonne-energie het aandeel duurzame energie stijgen van 16 procent in 2023 naar 22 procent in 2030, *ceteris paribus* energiebesparing en duurzame energie in andere sectoren.

75 TWh is ambitieus

Dit rapport beoordeelt een aantal factoren die van belang zijn om 75 TWh in 2030 te kunnen realiseren. Er zijn voldoende locaties beschikbaar. Er is bovendien voldoende tijd om de projecten te realiseren. Niettemin is het voor wind- en zonne-energie een verdubbeling van wat in het Energieakkoord is afgesproken. Er is daarom nader onderzoek nodig naar het voorwaardelijk beleid dat nodig is om de inpasbaarheid van extra productie van hernieuwbare elektriciteit uit zon en wind in het elektriciteitssysteem te waarborgen. Voorwaardelijk beleid bestaat uit het versterken van: verbindingen met het buitenland (interconnectie), demand side management, opslag, reserve- en balanceringsvermogen en verdergaande elektrificatie van het energieverbruik.

Bestaand stimuleringsbeleid is een goede basis voor toekomstig beleid

Gebaseerd op de huidige inzichten voor de ontwikkeling van de elektriciteitsprijs en de kostprijs van wind- en zonne-energie wordt een extra stimulering (bovenop het Energieakkoord) voorzien in de orde grootte van 935 miljoen euro per jaar. Stimulering blijft naar verwachting nodig omdat de kostprijzen van wind- en zonne-energie hoger liggen dan de elektriciteitsprijs.

Dit rapport concludeert dat bestaand beleid een geschikte basis is voor intensivering van het stimuleringsbeleid. In het algemeen geldt dat financiële stimulering de voorkeur verdient boven indirecte financiële stimulering of niet-financiële regulering. Dit betreft exploitatiesubsidies en uitbreiding van salderingsmogelijkheden die als meest effectief zijn beoordeeld. Andere maatregelen zoals een rol voor de overheid als launching customer zijn hooguit een aanvulling op de werking van financiële stimuleringsmaatregelen.

Wind op zee

Hernieuwbare elektriciteit uit wind op zee levert met 37 TWh de grootste bijdrage aan het doel van 75 TWh in 2030. Dit is een toename van 25 TWh ten opzichte van de productie uit wind op zee in 2023. Het realiseren van voldoende schaal is belangrijk om de onrendabele top voor wind op zee te laten dalen. Daarmee kan de stimuleringsbehoefte worden beperkt. Exploitatiesubsidies vormen een effectieve stimulans voor wind op zee. Wanneer de financiering in de toekomst een knelpunt blijkt, kan het interessant zijn overheidsdeelname in vreemd of eigen vermogen van de windparken op zee te overwegen.

Wind op land

Wind op land draagt in het scenario van dit rapport 23 TWh bij aan het einddoel van 75 TWh. Dit is een toename van 4 TWh ten opzichte van de productie uit wind op land in 2023. De groei van wind op land is in deze studie beperkt ingeschat in verband met lokaal draagvlak. Ook voor wind op land vormen exploitatiesubsidies een effectieve stimulans.

Zon-PV

Sterke kostendalingen kenmerken de ontwikkeling van Zon-PV. In 2030 draagt deze technologie met 15 TWh bij aan het einddoel. Dit is een toename van 8 TWh ten opzichte van de productie uit zonne-energie in 2023. Zon-PV kent bij toepassing door huishoudens en bedrijven een veel kleinere schaalgrootte dan wind op zee. Saldering sluit het best aan bij de behoeften van huishoudens en bedrijven als investeerders in zon-PV. Dit rapport beveelt aan de salderingsregeling geleidelijk aan te passen om overstimulatie te voorkomen. Tevens is het wenselijk om de grondslag voor saldering uit te breiden, zodat op meer locaties de installatie van zon-PV rendabel kan zijn.

Inhoudsopgave

1	Aanleiding en vraagstelling	1
2	Uitgangspunten en basisscenario.....	5
2.1	Uitgangspunten.....	5
2.2	Basisscenario	7
3	Evaluatiekader: criteria voor de beoordeling van additioneel beleid	13
4	Duurzaam opgewekte elektriciteit in 2030	21
4.1	Technologie-opties in Nederland	21
4.2	Stimuleringsbehoefte	25
5	Keuze van te onderzoeken beleidsmaatregelen.....	31
5.1	Keuzeproces van maatregelen.....	31
5.2	De te evalueren beleidsmaatregelen	33
5.3	Haalbaarheid en voorwaardelijk beleid.....	39
6	Evaluatie per beleidsinstrument.....	45
6.1	Inleiding tot de evaluaties per beleidsinstrument.....	45
6.2	Exploitatiesubsidies, waaronder Contracts for Difference	50
6.3	Investeringsubsidies.....	55
6.4	Uitbreiding salderingsmogelijkheden	58
6.5	Overheid als ‘launching customer’	63
6.6	Verplichte levering van duurzame elektriciteit	68
6.7	Verplichtingen gebouwde omgeving: energiebesparing bestaande bouw (EPC-norm).....	72
6.8	Verbeterde certificaatwerking, m.n. mogelijkheid tot ‘full disclosure’.....	79
6.9	Overheidsparticipatie in vreemd en eigen vermogen.....	82
6.10	Verhoging CO2-prijs en kolenbelasting	88
7	Samenhangende pakketten maatregelen.....	93
7.1	Financiële prikkels	93
7.2	Regulering.....	96
7.3	Financiële prikkels én regulering.....	98
7.4	Conclusie.....	99
8	Conclusies: naar een hernieuwbare elektriciteitsvoorziening in 2030	101
Bijlage A	Markt- en overheidsfalen.....	111

1 Aanleiding en vraagstelling

Hoe verhogen we de Nederlandse productie van hernieuwbare elektriciteit? Dit rapport bestudeert de maatregelen die nodig zijn om in 2030 in Nederland 75 TWh hernieuwbare elektriciteit uit wind- en zonne-energie te produceren. De studie kijkt daarbij kritisch naar de effecten van verschillende stimuleringsinstrumenten.

Aanleiding

Elektriciteit moet een belangrijke bijdrage leveren aan het verduurzamen van de energiehuishouding. Hiervoor is nodig dat de productie van elektriciteit op basis van fossiele brandstoffen wordt vervangen door productie uit hernieuwbare bronnen. De markt biedt op dit moment onvoldoende prikkels om deze omschakeling autonoom tot stand te brengen. Daarom is overheidsbeleid nodig in de vorm van regulerende heffingen (verhandelbare CO₂-rechten) en stimuleringsmaatregelen zoals exploitatiesubsidies voor hernieuwbare energie (SDE+).

Greenpeace en Nuon/Vattenfall hebben SEO Economisch Onderzoek opdracht gegeven om te onderzoeken hoe de stimulering van hernieuwbare elektriciteit uit wind en zon voor de periode 2020-2030 moet worden vormgegeven.¹ In het Energieakkoord zijn de belangrijkste lijnen van het beleid uitgezet tot 2023. De koers voor de periode daarna moet tijdig worden uitgezet, omdat de vormgeving van beleid over het algemeen een lange voorbereidings- en implementatietijd kent. De centrale vraag voor deze studie is welke instrumenten het meest effectief zijn om de verduurzaming van de energievoorziening richting 2030 in voldoende mate voort te zetten. Dit hangt voor een belangrijk deel af van de overheid die met de juiste prikkels de besluitvorming in de markt stuurt.

ECN en PBL (2013, blz. 37) benadrukken in hun doorrekening van het Energieakkoord dat voor de periode na 2023 een visie nodig is op het transitieproces. Deze visie zou zich moeten richten op “fundamentele wijzigingen in de energiehuishouding, bijvoorbeeld in de elektriciteitsmarkt, met nieuwe relaties tussen actoren, andere markten en nieuwe kansen en bedreigingen.”. Voor de lange termijn bekrachtigt het Energieakkoord de ambitie om in 2050 een vermindering van de broeikasgasemissies met 80 tot 95 procent ten opzichte van 1990 te realiseren.

Deze studie beoogt een bijdrage te leveren voor de discussie over de te produceren hoeveelheid hernieuwbare elektriciteit in 2030. Voor het realiseren van vergaande CO₂-reducties in het kader van de doelstellingen voor 2050 is het noodzakelijk dat de productie van elektriciteit uit wind en zon aanzienlijk verhoogd wordt. Als opdrachtgevers voor dit onderzoek concretiseren Greenpeace en Nuon/Vattenfall dit doel als 75 TWh uit wind en zon in 2030. Dit is het uitgangspunt van dit rapport. Hiermee kan een CO₂-emissiereductie gerealiseerd worden tussen de 15 en 30 Mton per jaar.²

¹ In dit rapport worden de termen duurzaam opgewekte elektriciteit, hernieuwbaar opgewekte elektriciteit, duurzame elektriciteit en hernieuwbare elektriciteit door elkaar gebruikt. De term ‘duurzaam’ of ‘hernieuwbaar’ houdt in dat de elektriciteit is opgewekt met behulp van natuurlijke bronnen, in tegenstelling tot fossiele bronnen. Dit rapport beperkt zich tot de analyse van elektriciteit uit wind en zon. Andere sectoren van de energiehuishouding (bijvoorbeeld warmte, transport en industrie) blijven in deze studie buiten beschouwing. Andere vormen van duurzame elektriciteitsproductie (waaronder biomassa, geothermie en getijde-energie) blijven in deze studie ook buiten beschouwing.

² De ondergrens van deze reductie heeft betrekking op de vermeden productie van elektriciteit uit gasgestookte centrales, de bovengrens verwijst naar vermeden productie uit kolengestookte centrales.

Vraagstelling

De vraagstelling van dit onderzoek verhoudt zich als volgt met de bedoelde visie. Volgens de ambitie van het Energieakkoord groeit de hoeveelheid hernieuwbaar opgewekte elektriciteit (exclusief biomassa) van 5 TWh in 2012 naar 30 TWh in 2020 en naar 38 TWh in 2023. Voor de langetermijndoelstellingen in 2030/2050 moet de productie van duurzaam opgewekte elektriciteit verder groeien. De business case voor duurzame elektriciteit maakt het niet aannemelijk dat deze stijging autonoom tot stand zal komen. Hiervoor is aanvullend beleid nodig. De urgentie om deze aanvullende maatregelen tijdig te onderzoeken is groot.

Dit roept de vraag op wat effectieve methoden zijn om het productieaandeel hernieuwbare elektriciteit te verhogen. In dit kader is de achterliggende onderzoeksvraag: “Het doen van voorstellen voor effectieve economische stimuleringsmaatregelen om in Nederland de omschakeling naar een hernieuwbare elektriciteitsvoorziening in de periode 2020 - 2030 vorm te geven.” Deze onderzoeksvraag is geconcretiseerd als het streven om in 2030 in Nederland 75 TWh aan elektriciteit hernieuwbaar op te wekken (exclusief biomassa³). De concrete onderzoeksvraag luidt daarmee:

“Het doen van voorstellen voor effectieve economische stimuleringsmaatregelen om in 2030 in Nederland 75 TWh aan elektriciteit hernieuwbaar op te wekken uit windenergie en zonne-energie.”

Leesmijzer

Hoofdstuk 2 introduceert het basisscenario dat als uitgangspunt voor de analyses wordt gehanteerd, dat wil zeggen de toekomstige ontwikkelingen zonder additionele beleidsmaatregelen ter stimulering van duurzame elektriciteit. Er wordt toegelicht welk beleid onderdeel is van dat scenario, wat de uitkomsten zijn in termen van de productie van duurzame elektriciteit in 2020 en 2030 en wat de waarde is van de belangrijkste variabelen (zoals elektriciteitsprijs en CO₂-emissieprijs).

Hoofdstuk 3 zet het evaluatiekader uiteen dat in de rest van het onderzoek wordt toegepast. Dit evaluatiekader bevat de uitgangspunten en criteria die worden gehanteerd bij de beoordeling van additionele beleidsmaatregelen ter stimulering van duurzame elektriciteit.

Hoofdstuk 4 gaat in op de technologie-opties die openstaan om in Nederland het doel te halen van 75 TWh aan duurzaam opgewekte elektriciteit in 2030. Hoofdstuk 4 behandelt tevens het te overbruggen verschil tussen de uitkomsten in het basisscenario zonder extra beleid en de gewenste 75 TWh aan duurzaam opgewekte elektriciteit in 2030. Dit verschil is gerelateerd aan de onrendabele top: het verschil tussen de opbrengsten die nodig zijn om de investering lonend te doen zijn en de daadwerkelijke opbrengsten van een investering in duurzaam opgewekte elektriciteit, namelijk de elektriciteitsprijs.

Hoofdstuk 5 maakt een keuze voor de beleidsinstrumenten die worden geëvalueerd. Deze maatregelen zijn geselecteerd op onder meer haalbaarheid en effectiviteit en ingedeeld naar onder andere technologie(ën), het mechanisme van de stimulering en of de onrendabele top op investeringen in duurzaam opgewekte elektriciteit wordt gecompenseerd, verkleind of omzeild. Hoofdstuk 5 gaat

³ Vanwege uiteenlopende visies bij Greenpeace en Nuon/Vattenfall over de gewenste rol van biomassa in de productie van elektriciteit, wordt biomassa in dit rapport verder niet behandeld. De studie beperkt zich tot het vermogen aan windenergie en zonne-energie, aangezien deze technologieën qua vermogen het meest belangrijk zullen zijn. Om deze reden zijn elektriciteit uit waterkracht, getijde en geothermie niet meegenomen.

tevens in op de mogelijke consequenties voor de werking van de elektriciteitsmarkt van een verhoging van het aandeel duurzame elektriciteit, welke mogelijk beleid vereisen, wat we ‘voorwaardelijk’ beleid noemen.

Hoofdstuk 6 bevat de eigenlijke evaluatie van de gekozen beleidsinstrumenten. Hoofdstuk 7 vervolgt met het samenstellen van pakketten instrumenten. Elk pakket zorgt ervoor dat de extra hernieuwbaar opgewekte elektriciteit naar verwachting in 2030 wordt gehaald. Er wordt rekening gehouden met mogelijke inefficiënties van pakketten als maatregelen met elkaar ‘dubbelen’ qua knelpunt dat ermee wordt verminderd en als er maatregelen zijn die elkaar ‘in de weg zitten’.

Hoofdstuk 8 sluit af met overkoepelende conclusies.

2 Uitgangspunten en basisscenario

Uitgangspunt van dit onderzoek is dat er in 2030 in Nederland 75 TWh aan elektriciteit hernieuwbaar wordt opgewekt. Bij realisatie van de afspraken uit het Energieakkoord bedraagt de productie van hernieuwbare elektriciteit in 2023 38 TWh. In het basisscenario van dit onderzoek groeit de hernieuwbare elektriciteitsproductie door naar 57 TWh in 2030. Voorwaarde hiervoor is dat het in het basisscenario veronderstelde beleid ook daadwerkelijk wordt uitgevoerd.

Kern van dit hoofdstuk is de toekomstige situatie zonder extra beleidsmaatregelen. Paragraaf 2.1 geeft de uitgangspunten van de analyses in dit rapport. Paragraaf 2.2 licht toe hoe toekomstscenario's worden gebruikt en maakt de keuze voor het basisscenario. Paragraaf 2.3 geeft aan welk beleid in het basisscenario wordt uitgevoerd en wat de belangrijkste uitkomsten zijn van dit scenario.

2.1 Uitgangspunten

2.1.1 Uitgangspunt 1: met extra beleidsmaatregelen in 2030 in Nederland 75 TWh aan hernieuwbaar opgewekte elektriciteit

Uitgangspunt van dit onderzoek is dat er in 2030 in Nederland 75 TWh aan elektriciteit hernieuwbaar wordt opgewekt. Dit is exclusief biomassa.

De rationale achter dit doel is een significante bijdrage aan CO₂-reductie en duurzame energiedoelen in 2030. De kern van de evaluatie is het vaststellen van de mate waarin additionele beleidsmaatregelen hieraan kunnen bijdragen. Een belangrijke vraag is hoeveel van deze 75 TWh al zonder extra beleid tot stand komt. Dat is onderdeel van het toekomstscenario zonder extra maatregelen: het basisscenario, dat in paragraaf 2.2 wordt behandeld. Box 2.1 geeft kort enkele implicaties van het doel van 75 TWh.

Box 2.1 Implicaties van het doel van 75 TWh aan in Nederland duurzaam opgewekte elektriciteit in 2030

Het doel van 75 TWh aan duurzaam opgewekte elektriciteit in 2030 in Nederland impliceert:

1. dat beleid enkel gericht op energiebesparing aan de consumptiekant niet wordt onderzocht, omdat de focus van dit onderzoek ligt op elektriciteitsproductie (energiebesparing aan de consumptiekant draagt niet bij aan het doel van 75 TWh aan duurzaam opgewekte elektriciteit in 2030);
2. dat beleid voornamelijk gericht op de import van duurzaam opgewekte elektriciteit niet wordt onderzocht, omdat import niet bijdraagt aan productie van elektriciteit in Nederland;
3. dat in scenario's met een hogere vraag naar elektriciteit het doel van 75 TWh gemakkelijker wordt gehaald. Hoofdstuk 5.3 bespreekt de aanvullende maatregelen die nodig of gewenst zijn voor de inpassing van 75 TWh uit wind en zon. In het algemeen kan gesteld worden dat de inpassing van 75 TWh uit wind en zon eenvoudiger is naarmate de elektriciteitsvraag hoger is.

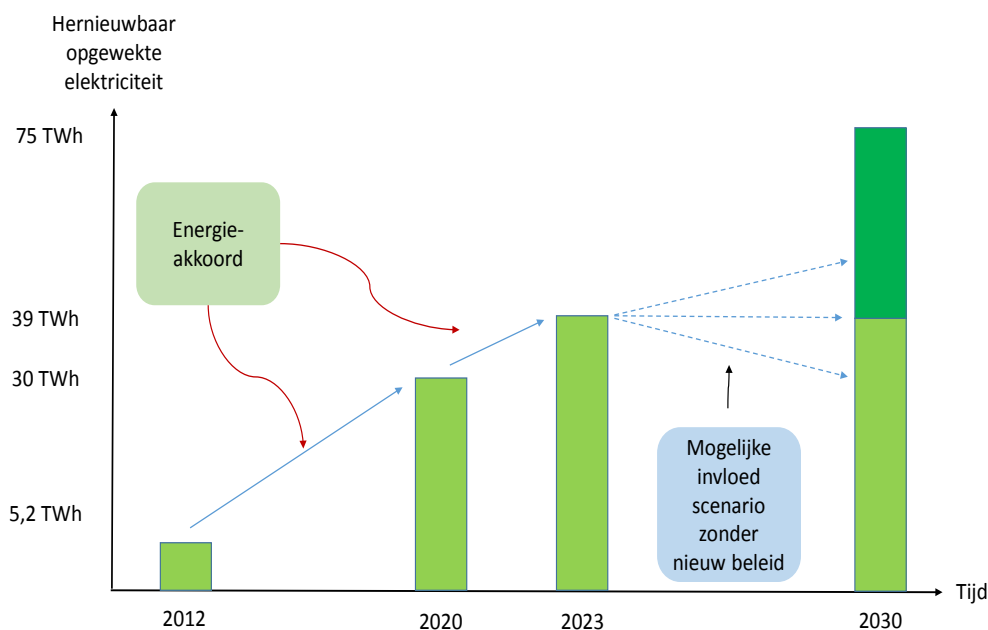
2.1.2 Uitgangspunt 2: het Energieakkoord

Uitgangspunt van de analyses zonder extra beleidsmaatregelen zijn de ambities van het Energieakkoord. Deze houden in dat er in 2020 circa 30 TWh en in 2023 38 TWh hernieuwbare elektriciteit wordt opgewekt.⁴ De extra hernieuwbaar opgewekte elektriciteit tussen 2023 en 2030 op basis van deze uitgangspunten is daarom 37 TWh (75-38). Uitgangspunt van deze studie is immers dat er in 2030 in Nederland 75 TWh aan elektriciteit hernieuwbaar uit zon en wind wordt opgewekt.

Ter illustratie, de hoeveelheid hernieuwbaar opgewekte elektriciteit uit zon en wind was in 2012 5,2 TWh, wat volgens de ambitie in het Energie-akkoord stijgt via 30 TWh in 2020 naar 38 TWh in 2023. Zie Figuur 2.1. Als deze 38 TWh onveranderd blijft tot 2030, is er inderdaad een extra 37 TWh nodig (middelste gestreepte pijl tussen 2023 en 2030). Maar ook zonder nieuw beleid kan de hoeveelheid hernieuwbaar opgewekte elektriciteit in 2030 lager of hoger uitvallen (de andere twee gestreepte pijlen in de figuur), bijvoorbeeld door marktontwikkelingen die van invloed zijn op de elektriciteitsprijs. In dat geval dient nieuw beleid te zorgen voor een hogere resp. lagere hoeveelheid extra hernieuwbaar opgewekte elektriciteit tussen 2023 en 2030.

Paragraaf 2.2 kiest een basisscenario dat (1) uitgaat van het Energie-akkoord, maar dan wel met een *reality check* op de ambities daaruit; (2) biomassa niet meetelt; en (3) rekening houdt met ontwikkeling door beleid ná 2023.

Figuur 2.1 Hernieuwbaar opgewekte elektriciteit uit zon en wind tussen nu en 2030



Bronnen: CBS, Hernieuwbare energie in Nederland 2013; offerte-aanvraag.

⁴ Bron: Energie-akkoord. Voor 2020 is de 29 TWh als volgt opgebouwd: 4 TWh zon-PV, 15 TWh uit wind op land (54 PJ), 10 TWh uit wind op zee. Voor 2023 wordt 2 TWh extra wind op land en 7 TWh extra wind op zee voorzien, zodat het totaal op 38 TWh uitkomt.

2.2 Basisscenario

2.2.1 Beleid

Het belang van toekomstscenario's

Er zijn twee redenen waarom toekomstscenario's belangrijk zijn voor de analyse van additionele beleidsmaatregelen. Allereerst beïnvloedt een toekomstscenario de mate waarin *zonder* additioneel beleid een deel van de gewenste hernieuwbaar opgewekte elektriciteit tot stand komt.⁵ Dit bepaalt de hoeveelheid hernieuwbaar opgewekte elektriciteit die *met* additioneel beleid tot stand gebracht dient te worden. Ten tweede beïnvloeden kenmerken van een toekomstscenario (zoals de integratie van energiemarkten en de hoogte van elektriciteitsprijzen) de haalbaarheid, effectiviteit en efficiëntie van additionele beleidsmaatregelen.

Basisscenario: vastgesteld & voorgenomen beleid in de NEV 2014

Het toekomstscenario tussen 2023 en 2030 beïnvloedt de extra beleidsinzet die nodig is om in 2030 in Nederland 75 TWh aan elektriciteit hernieuwbaar op te wekken. Zo'n scenario is een intern consistente verzameling van beleid en met name technologische en economische ontwikkelingen die niet alleen relevant is voor de benodigde extra hoeveelheid hernieuwbaar opgewekte elektriciteit, maar ook voor de effectiviteit van de beleidsinzet. Tabellen 13a en 13b van de Nationale Energieverkenning 2014 geven het aanbod van hernieuwbare elektriciteit uit zon en wind in 2030 onder "vastgesteld beleid" en onder "vastgesteld én voorgenomen beleid". Bij vastgesteld én voorgenomen beleid betreft de productie uit zon en wind in 2030 206 PJ, oftewel 57 TWh.⁶ De belangrijkste maatregelen van de variant vastgesteld én voorgenomen beleid staan in Tabel 2.1⁷.

Tabel 2.1 Varianten in de Nationale Energieverkenning 2014

NEV variant	Enkele belangrijke maatregelen (aannames 2014-2030)
Vastgesteld en voorgenomen beleid	<ul style="list-style-type: none"> - Europese emissiehandel (ETS) - Europese energie- en CO₂-normen voor voertuigen en apparaten - subsidies hernieuwbare energie (o.a. SDE+) - sluiting vijf kolencentrales - verlaging emissieplafond ETS - aanscherping energienormen gebouwen - meeste afspraken uit het Energieakkoord

Bron: Tabel 1.1 uit de Nationale Energieverkenning 2014.

De analyses in dit rapport hanteren als basisscenario de NEV-variant "vastgesteld en voorgenomen beleid"⁸. Op deze manier worden de (meeste) afspraken uit het Energieakkoord meegenomen. Om de interne consistentie van dit scenario te borgen wordt dan ook het aanbod van hernieuwbare

⁵ Een toekomstscenario zonder additioneel beleid kan "business as usual" of "nulalternatief" worden genoemd.

⁶ 1 TWh = 3,6 PJ.

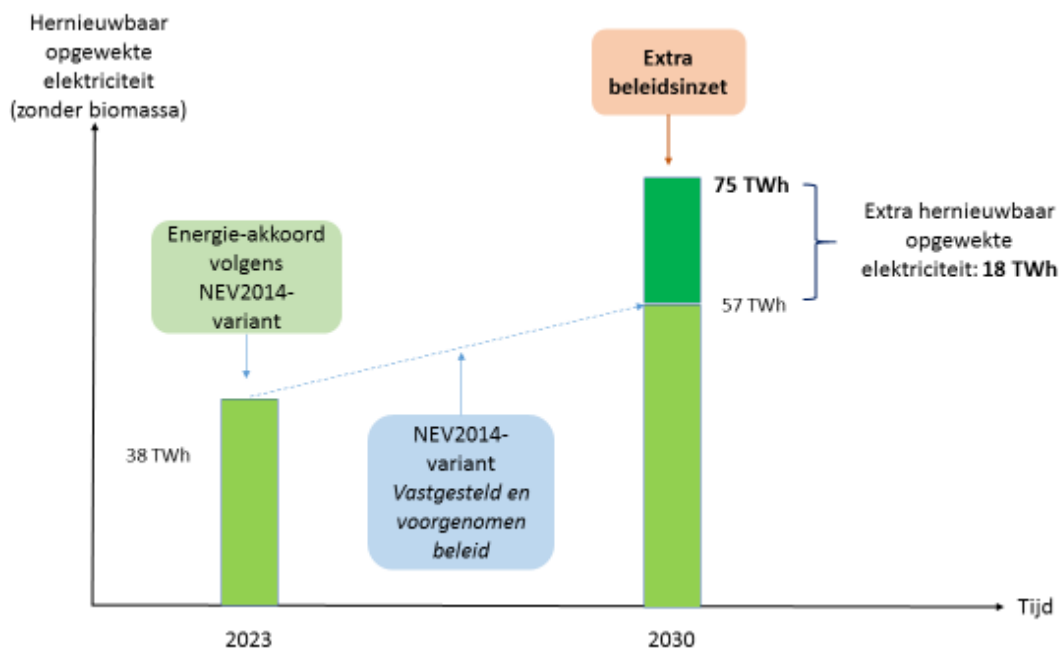
⁷ Een complete lijst met maatregelen staat in Bijlage A van de NEV2014.

⁸ De variant "vastgesteld en voorgenomen beleid" wordt ook wel "voorgenomen beleid" genoemd.

elektriciteit uit wind en zon in 2020 en 2023 overgenomen. Dit betreft in 2020 90,6 PJ oftewel 25 TWh en in 2023 135,1 PJ oftewel 38 TWh.⁹

Figuur 2.2 toont het basisscenario en de benodigde additionele beleidsinzet. De benodigde extra hernieuwbaar opgewekte elektriciteit tussen 2023 en 2030 komt op 18 TWh (75-57). Het toepassen van deze variant heeft consequenties voor de te onderzoeken maatregelen, omdat het de grens bepaalt tussen ‘business as usual’ en de extra beleidsinzet. Business as usual is wel aan onzekerheid onderhevig, omdat niet vaststaat dat het ‘vaststaand en voorgenomen’ beleid daadwerkelijk tot stand komt. In dat geval zal extra beleidsinzet gevraagd zijn om het doel van 75 TWh in 2030 te realiseren. Het beste voorbeeld hiervan is saldering dat onderdeel is van de NEV-variant vastgesteld en voorgenomen beleid’ maar waarvan minister Kamp heeft gesuggereerd de regeling na 2020 mogelijk aan te passen.¹⁰

Figuur 2.2 Hernieuwbaar opgewekte elektriciteit tussen 2023 en 2030, NEV-variant vastgesteld en voorgenomen beleid voor 2030



Bronnen: Nationale Energieverkenning 2014; exclusief biomassa.

De scenario's in de NEV 2014 zijn de meest recente waarin de afspraken uit het Energie-akkoord op consistente wijze zijn verwerkt en waar veel informatie wordt gegeven over het veronderstelde beleid (als input) en de uitkomsten in de scenario's (outputvariabelen). Het Energie-akkoord gaat uit van wat haalbaar zou zijn, de NEV gaat uit van de meest plausibele uitkomsten. De belangrijkste

⁹ Er zit een klein verschil tussen de berekeningen van de NEV 2014 en de berekeningen die zijn gemaakt voor het Energieakkoord. Dit verschil wordt verklaard door aanpassing van de energieprijzen tussen 2013 en 2014. Materieel verandert dit verschil weinig aan de opgave om in 2030 naar 75 TWh te groeien. Vanwege de beschikbaarheid van gegevens, is het basisscenario van dit rapport gebaseerd op de NEV 2014. De vraag of het Energieakkoord wordt gerealiseerd en wat bij afwijking van de afspraken gedaan moet worden, is geen onderdeel van deze studie.

¹⁰ In 2017 is een evaluatie voorzien. Minister Kamp heeft gemeld dat de regeling na 2020 eventueel kan worden versoerd.

instrumenten voor de groei van het aandeel duurzame energie is de exploitatiesubsidie SDE+ (blz. 62 bij Figuur 3.6 in de NEV). De bij het basisscenario horende variabelen als economische groei, elektriciteitsprijzen, prijzen van CO₂-emissierechten en emissies zijn beschikbaar in het tabellenboek van de NEV 2014. De hierachter liggende ontwikkelingen op de Europese elektriciteitsmarkt zijn eveneens beschreven in de NEV2014.

De opgestelde vermogens in de twee scenario's staan vermeld in Tabel 2.2¹¹.

Tabel 2.2 Opgestelde vermogens volgens NEV 2014

	2020 GWe	2023 GWe	2030 GWe	2020 TWh	2023 TWh	2030 TWh
Wind op land	5,0	6,2	7,3	14	19	23
Wind op zee	1,6	3,2	5,4	6	12	20
Zonnepanelen	5,4	7,8	15,4	5	7	14
Totaal	12,0	17,2	28,1	25	38	57

Bron: MONITweb database. NEV 2014, variant Vastgesteld & voorgenomen beleid.

Groei in opgestelde vermogens hernieuwbare energie

Het basisscenario veronderstelt groei in het opgestelde vermogen aan hernieuwbare elektriciteit aan, vooral bij Wind op Zee en Zon. De NEV 2014 (blz. 58) stelt hierover: “De verwachting is [...] dat het aandeel hernieuwbare energie vanaf 2017 fors gaat groeien. De SDE+-regeling kent sinds enkele jaren een aanscherping van de beoordelingen van de aanvragen en een scherpere toetsing op de voortgang van de projectontwikkeling. Dit zal de uitval van projecten in de toekomst kleiner maken dan in het verleden en hierdoor kan onbestede budgetruimte sneller vrijvallen voor nieuwe toekenningen. In 2017 zal een aantal vertraagde projecten in productie gaan, waardoor in dat jaar een versnelde groei verwacht wordt.” Naast de exploitatiesubsidie van SDE+ wordt bijvoorbeeld ook de salderingsregeling genoemd als beleidsstimulans (blz. 62 en 112).

Opvallend is de zeer sterke groei in het vermogen aan elektriciteit opgewekt door zonne-energie. De NEV 2014 (blz. 112) stelt hierover: “De komende jaren wordt blijvend sterke groei verwacht, vooral doordat steeds meer huishoudens zonnepanelen zullen installeren onder invloed van de salderingsregeling. Op termijn wordt ook bij kleinverbruikers in het MKB sterke groei verwacht, wanneer door verdere (meer gematigde) kostendaling PV-systemen ook voor deze groep financieel aantrekkelijk worden.”

Onzekerheden in het basisscenario

Het basisscenario kent verschillende onzekerheden. De groei van het aandeel hernieuwbare energie wordt beïnvloed door zaken als technologieontwikkeling, kosten, investeringsbereidheid, draagvlak, beschikbaarheid van kapitaal en beleidsmaatregelen. De projecties in de NEV gaan uit van het meest recente inzicht rond de ontwikkeling van deze factoren en schetsen op basis daarvan de meest plausibele toekomstontwikkeling. De ontwikkeling van de genoemde factoren is onzeker en dat werkt door in grote onzekerheid rond de projecties.

¹¹ In het minst gunstige geval zal het opgestelde vermogen wind op zee in 2023 blijven steken op 2 gigawatt. In het gunstigste geval zou het opgesteld vermogen in 2023 4,4 gigawatt bedragen. Zie blz. 60 van de NEV 2014. Bij een gunstige ontwikkeling kan het opgestelde vermogen in 2020 oplopen tot 6 gigawatt. Bij een tegenvallende ontwikkeling kan het opgesteld vermogen op 4 gigawatt blijven steken. Zie blz. 61 van de NEV 2014.

Volgens de NEV 2014 komt het aandeel hernieuwbare energie in 2023 uit op 15,1 procent. Bij gunstige omstandigheden is dit aandeel 16 procent, bij tegenvallende omstandigheden 13 procent. De projectie van het basisscenario is dat het aandeel hernieuwbare energie na 2023 doorgroeit. Het aandeel hernieuwbare energie groeit naar ongeveer 20 procent in 2030, in het gunstigste geval betreft dit rond de 22,5 procent en in het ongunstigste geval rond de 17 procent (NEV 2014, pp. 61 en 62, onder andere figuur 3.6).

Alternatieve scenario's: robuustheid

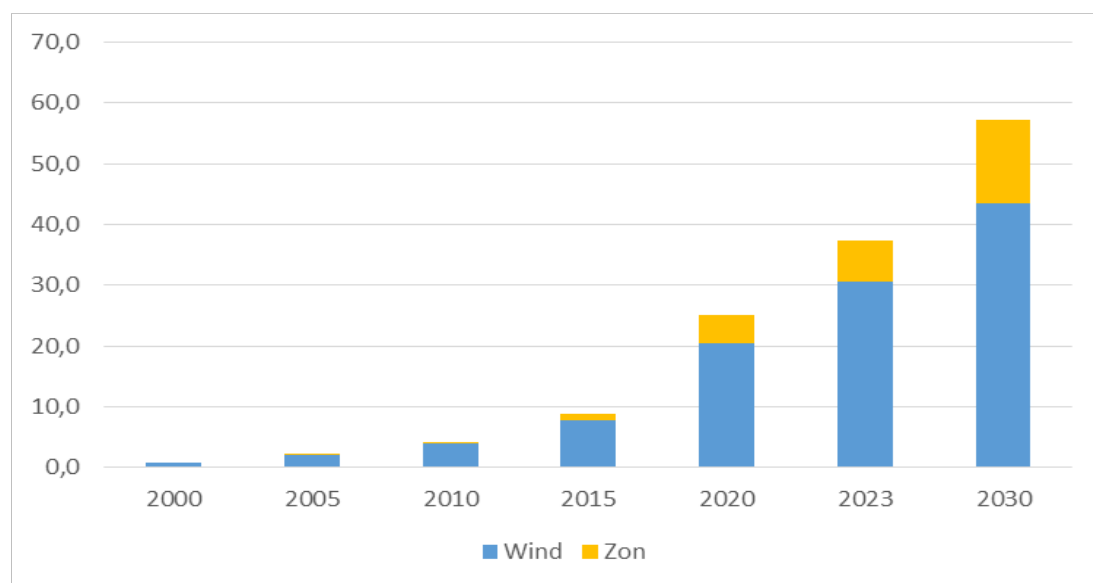
In de analyses van de hoofdstukken 6 en 7 gaan we uit van het basisscenario. De resultaten daaruit worden kwalitatief getoetst aan alternatieve uitkomsten zonder extra (Nederlands) beleid. Zoals hoofdstuk 2 zal toelichten, heeft deze toetsing een plaats in het evaluatiekader onder de term “robuustheid”. De reden hiervoor is dat de toekomst inherent onzeker is en dat verschillende toekomstige omstandigheden de uitkomsten van de analyses kunnen beïnvloeden.

2.2.2 Kernvariabelen

Duurzaam opgewekte elektriciteit

Figuur 2.3 geeft de bijdrage van hernieuwbaar in de productie van elektriciteit. In het basisscenario bedraagt de productie van hernieuwbare elektriciteit in 2023 38 TWh. Dit groeit door tot 57 TWh. Het vastgestelde en voorgenomen beleid is derhalve niet voldoende voor het doel van 75 TWh in 2030. Als bovendien niet al het beleid in het basisscenario doorgang vindt, of als dat beleid minder effectief blijkt, daalt de hernieuwbaar opgewekte elektriciteit in 2023 en in 2030. Dit betekent dat het gat tussen prognose onder het basisscenario en de doelstelling van 75 TWh nóg groter wordt.

Figuur 2.3 Bijdrage van zon en wind stijgt richting 2030



Bron: NEV 2014, tabel 13b. Scenario: Vastgesteld en voorgenomen beleid. Productie in TWh.

Prijzen

Prijzen van olie, gas, kolen, elektriciteit en CO₂ staan in Tabel 2.3. Vooral de ontwikkeling van de elektriciteitsprijs is van belang voor het stimuleringsbeleid vanwege de invloed op de berekening

van de onrendabele top. Bij een stijging van de elektriciteitsprijs zal, ceteris paribus, de onrendabele top van hernieuwbare elektriciteit lager uitvallen. In dat verband is het van belang dat de onzekerheid van de toekomstige elektriciteitsprijs groot is. Zo hebben de prijzen van kolen en gas, de belangrijkste brandstoffen voor conventionele elektriciteitsproductie, en van CO₂ een grote invloed op de elektriciteitsprijs. Deze prijzen zijn onderhevig aan grote schommelingen en de prijsontwikkeling op de langere termijn is erg onzeker. Daarnaast is de toekomstige ontwikkeling van de hernieuwbare productie in Nederland én omliggende landen zoals Duitsland bepalend. Naarmate de markten in de naburige landen beter met elkaar gekoppeld zijn zal deze internationale invloed zich sterker doen gelden.

In de periode 2005-2010 fluctueerde de groothandelsprijs tussen een maximum van circa € 80 MWh en een minimum van circa € 40 MWh.¹² De projectie voor de periode tot 2030 zit daar tussenin. Het is niet vreemd voor deze projectie een onzekerheidsmarge te veronderstellen van circa 30 procent naar boven en beneden.

Tabel 2.3 De elektriciteitsprijs stijgt naar circa €60/MWh in 2030

			Realisaties					Projecties		
	Nadere omschrijving	Eenheid (constante prijzen 2013)	2000	2005	2010	2015	2020	2023	2030	
Gas	Groothandelsprijs ¹	Euro per m ³	0,15	0,17	0,20 ²	0,24	0,30	0,30	0,32	
Kolen	Import ketelkolen Nederland	Euro per ton	50	73	88	63	89	91	94	
Elektriciteit	Groothandelsprijs basislast	Euro per MWh	63	62	49	43	59	60	59	
CO ₂	Europees emissie-handels-systeem (ETS) ³	Euro per ton	0	13	16	9	12	14	21	

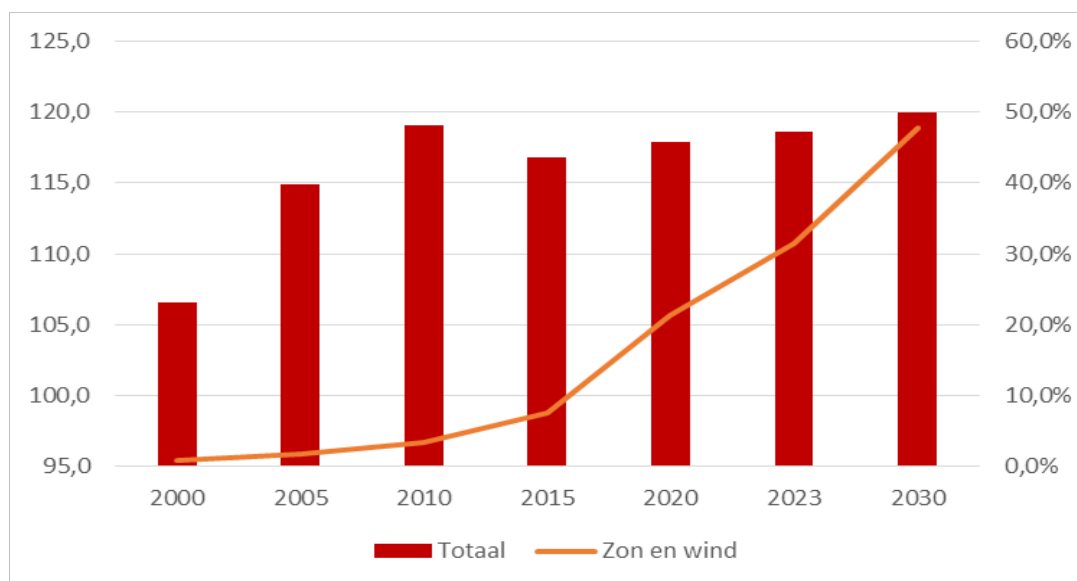
- 1) Realisaties 2010-2012 komen van CBS (leveringsprijs, exclusief BTW en belastingen), 2000 en 2005 komen uit eerdere rapportages van ECN, projecties komen van ICE (Intercontinental Exchange) en de World Energy Outlook van het IEA.
- 2) Deze cijfers wijken af van de gepresenteerde cijfers in het hoofdrapport. De hier gepresenteerde cijfers zijn juist. Zie ook het corrigendum van het hoofdrapport.
- 3) De gerealiseerde CO₂-prijzen zijn afkomstig van Point Carbon.

Binnenlandse vraag naar elektriciteit

Figuur 2.4 geeft de binnenlandse vraag naar elektriciteit, dat wil zeggen het verbruik van elektriciteit in Nederland. De figuur laat zien dat het aandeel hernieuwbaar geproduceerde elektriciteit uit zon en wind oploopt tot circa 48 procent in 2050. De inpassing van de groei van de productie van hernieuwbare elektriciteit zal beter verlopen naarmate de vraag naar elektriciteit in 2030 hoger zal uitvallen.

¹² Zie: NEV 2014, p. 109, figuur 4.21.

Figuur 2.4 Het aandeel hernieuwbare elektriciteit in het verbruik neemt toe



Bron: Tabel 14b uit het tabellenboek van de NEV2014. Realisaties t/m 2012, projecties vanaf 2013. Verbruik in TWh op de linker-as; productie elektriciteit uit zon en wind in procent van het verbruik op de rechter-as.

Tabel 2.4 In het basisscenario daalt de CO₂-uitstoot in Nederland met 25 procent in de periode tot 2030

	2000	2005	2010	2015	2020	2023	2030
Totale emissies w.v.	213	209	209	190	176	173	158
CO ₂ w.v.	170	176	181	163	151	149	135
energiesector	63	67	66	58	51	49	39
eindverbruikers*	109	109	109	105	100	100	97
overige gassen	43	34	28	27	25	24	23

Bron: Monitweb.energie.nl en Tabel 8b uit het tabellenboek van de NEV 2014 voor scenario vastgesteld en voorgenomen beleid. Realisaties t/m 2014. Emissies in Mton CO₂-equivalenten.

* Eindverbruikers zijn sectoren huishoudens, nijverheid, land- en tuinbouw, diensten en overheid, transport, waterbedrijven en afvalbeheer.

Tabel 2.4 beschrijft de ontwikkeling van de CO₂-emissies. De tabel laat zien dat het basisscenario veronderstelt dat de totale emissies met circa 25 procent dalen ten opzichte van het niveau in 2000. De CO₂-emissies dalen met circa 20 procent ten opzichte van het niveau in 2000. De energiesector draagt relatief gezien veel bij aan deze vermindering van de CO₂-emissies waarbij de grootste daling in de periode 2023-2030 zal plaatsvinden. In eindverbruikerssectoren is de vermindering van de CO₂-emissies zelfs absoluut gezien kleiner dan in de energiesector. Met het tempo waarin de CO₂-emissies dalen volgens het basisscenario is Nederland niet op weg om in 2050 vrijwel volledig CO₂-neutraal te zijn.

3 Evaluatiekader: criteria voor de beoordeling van additioneel beleid

Dit hoofdstuk bevat het evaluatiekader met de uitgangspunten en criteria die worden gehanteerd bij de beoordeling van beleidsmaatregelen ter stimulering van duurzame elektriciteit. Het evaluatiekader is gebaseerd op de hoofdcriteria effectiviteit, kosten en haalbaarheid. Effectiviteit en kosten kunnen evenwel niet los van elkaar worden gezien. Vandaar dat de kern van het evaluatiekader de kosteneffectiviteit is: de kosten om een gegeven hoeveelheid extra TWh in 2030 te realiseren.

Dit hoofdstuk zet het evaluatiekader uiteen dat in de rest van het rapport wordt toegepast. Dit evaluatiekader bevat de uitgangspunten en criteria die worden gehanteerd bij de keuze van negen te beoordelen maatregelen in hoofdstuk 5 en de beoordeling van deze additionele beleidsmaatregelen ter stimulering van duurzame elektriciteit in hoofdstuk 6 en 7.

Het evaluatiekader

Het evaluatiekader is gebaseerd op de volgende beoordelingscriteria:

1. Effectiviteit:
 - a. Mate waarin het beleidsinstrument bijdraagt aan het doel om in 2030 75 TWh hernieuwbaar opgewekte elektriciteit te realiseren;
 - b. Mate waarin deze bijdrage afhangt van specifieke omstandigheden (robuustheid);
 - c. Overige effecten op het energiesysteem, op CO₂-uitstoot, op innovatie, ...
2. Kosten:
 - a. Kosten van de maatregel (economische kosten);
 - b. Eenvoud van de maatregel.
3. Haalbaarheid:
 - a. Budgettair beslag van de maatregel;
 - b. Mogelijkheid voor Nederland om de maatregel zonder EU-afstemming in te voeren;
 - c. Positie van belanghebbenden (andere landen, marktpartijen, consumenten, ...);
 - d. Beperkingen die niet worden opgelost als onderdeel van de beleidsmaatregel, zoals locatiebeperkingen en technische beperkingen.

Effectiviteit en kosten kunnen niet los van elkaar worden gezien. De mate waarin een beleidsinstrument bijdraagt aan het doel om in 2030 extra hernieuwbaar opgewekte elektriciteit te realiseren is immers afhankelijk van de inzet van dat instrument, dat de kosten beïnvloedt. Vandaar dat het evaluatiekader de *kosteneffectiviteit* hanteert: de kosten die moeten worden gemaakt om een gegeven hoeveelheid extra TWh in 2030 te realiseren.

De wijze waarop de beoordelingscriteria worden ingevuld staat samengevat in Tabel 3.1.

Tabel 3.1 Operationalisatie van de beoordelingscriteria in het evaluatiekader

Criterion	Operationalisatie
Effectiviteit	
Potentiële bijdrage aan doel 2030 en kosteneffectiviteit	<ul style="list-style-type: none"> • Uitspraak over de <u>potentie om bij te dragen aan het doel</u> <ul style="list-style-type: none"> • in ieder geval kwalitatief • inclusief oordeel over de hardheid van het bewijsmateriaal en over de robuustheid van de bijdrage aan het doel (afhankelijkheid van specifieke omstandigheden) • op basis van beschikbare studies m.b.t. het betreffende beleidsinstrument • invloed van haalbaarheid: <i>invoering Nederland en beperkingen</i> • Inschatting van de <u>kosteneffectiviteit</u>: orde-van-grootte van de kosten van een gegeven hoeveelheid extra TWh hernieuwbaar in 2030 <ul style="list-style-type: none"> • voor zover beschikbare studies dit toelaten • zie ook onder Economische kosten hieronder
Overige effecten	<ul style="list-style-type: none"> • Uitspraak over de <u>verwachte overige effecten</u> <ul style="list-style-type: none"> • op basis van beschikbare studies m.b.t. het betreffende beleidsinstrument, inclusief oordeel over de hardheid van het bewijsmateriaal m.b.t. overige effecten • waar mogelijk kwantificering
Kosten	
Economische kosten	<ul style="list-style-type: none"> • Input voor <u>kosteneffectiviteit</u>: kosten per TWh in 2030 • Op basis van beschikbare studies en gegevens • Oordeel over de mate van onzekerheid m.b.t. de omvang van de kosten • Indien mogelijk bandbreedte van de kosten
Eenvoud	<ul style="list-style-type: none"> • Kwalitatieve uitspraak over de <u>eenvoud</u> • Op basis van beschikbare kennis en eigen inschatting van de mate van complexiteit en administratieve lasten
Haalbaarheid	
Budgettair beslag	<ul style="list-style-type: none"> • Kwantitatieve inschatting <u>budgettair beslag</u> • Afhankelijk van type beleid (alleen bij subsidies, belastingvoordelen en garanties) • Afhankelijk van vormgeving (hoogte van subsidies, belastingvoordelen en garanties) <ul style="list-style-type: none"> • Rol van omvang van knelpunt: bepaalt gewenste omvang subsidie/belastingvoordeel • Mede bepaald door gebruik <ul style="list-style-type: none"> • Bij vormgeving afruil tussen verhoging effectiviteit en beperking budgettair beslag
Invoering Nederland	<ul style="list-style-type: none"> • Kwalitatieve inschatting <u>mogelijkheid om geïsoleerd in Nederland in te voeren</u> • Afhankelijk van relatie beleidsinstrument tot (toekomstig) EU-beleid
Belanghebbenden	<ul style="list-style-type: none"> • Kwalitatieve inschatting <u>acceptatie</u> • Beïnvloed door het budgettaire beslag, de overige effecten, of er sprake is van een 'omslag' in het beleid en bij welke partijen effecten terechtkomen • Afhankelijk van status quo zonder additioneel beleid
Beperkingen	<ul style="list-style-type: none"> • Input voor <u>Potentie om bij te dragen aan het doel</u> • Onderscheid: <ul style="list-style-type: none"> • beperkingen die ervoor zorgen dat een beleidsinstrument niet haalbaar is • beperkingen die de effectiviteit, kosten et cetera beïnvloeden • Afhankelijk van techniek, locatie-vereisten et cetera • Inschatting op basis van bestaande kennis

In hoofdstuk 5 worden negen maatregelen gekozen om te worden beoordeeld volgens bovenstaande criteria. Om tot deze negen maatregelen te komen, speelt een eerste inschatting van met name de criteria *Mate waarin het beleidsinstrument bijdraagt aan het doel*, *Mogelijkheid voor Nederland om de maatregel zonder EU-afstemming in te voeren* en *Beperkingen die niet worden opgelost* een rol. Hoofdstuk 6 beoordeelt vervolgens de gekozen maatregelen volgens alle criteria.

Tabel 3.2 vat samen hoe in hoofdstuk 6 de individuele maatregelen integraal kunnen worden beoordeeld.

Tabel 3.2 Integrale beoordeling van individuele maatregelen

Maatregel	Kosteneffectiviteit	Overige effecten	Eenvoud	Haalbaarheid		
	<i>O.b.v. bewijsmateriaal bijdrage doel, bandbreedte kosten; rekening houdend met beperkingen</i>	<i>O.b.v. bewijs-materiaal overige effecten</i>	<i>complexiteit en administratieve lasten</i>	<i>Invoering Nederland</i>	<i>Budgettaire beslag</i>	<i>Belanghebbenden</i>
maatregel A	verwachte kosten-effectiviteit, waar mogelijk kwantitatief; tevens: robuustheid	verwachte overige effecten, waar mogelijk kwantitatief	kwalitatief	kwalitatief	kwantitatief	kwalitatief
maatregel B	verwachte kosten-effectiviteit, waar mogelijk kwantitatief; tevens: robuustheid	verwachte overige effecten, waar mogelijk kwantitatief	kwalitatief	kwalitatief	kwantitatief	kwalitatief
etc.	<i>etc.</i>	<i>etc.</i>	<i>etc.</i>	<i>etc.</i>	<i>etc.</i>	<i>etc.</i>

Maatregelen die worden beoordeeld volgens bovenstaande methodiek kunnen van tevoren bijvoorbeeld worden ingedeeld naar wel of niet technologie-specifiek, en indien specifiek, naar de betreffende technologie.

Samenhang tussen beleidsmaatregelen

De extra hernieuwbaar opgewekte elektriciteit zal waarschijnlijk niet worden gehaald met de inzet van één beleidsinstrument. Boot, De Jong en Hoogervorst (2014) stellen al vast: “a mix is needed”. Dit sluit aan bij de gedachte dat als er meerdere knelpunten zijn, er ook meerdere beleidsinstrumenten nodig zijn.

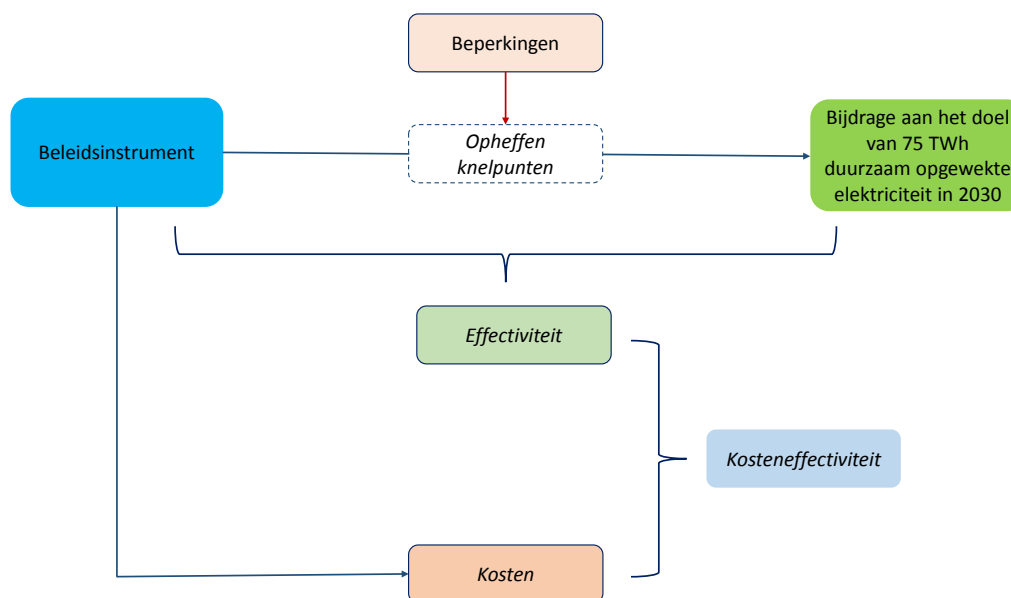
De inzet van verschillende beleidsinstrumenten kan leiden tot interacties tussen deze instrumenten. De inzet van de één kan consequenties hebben voor de effectiviteit, kosten et cetera van de ander. Op basis van de evaluatie per instrument (volgens het hierboven geïntroduceerde kader, in hoofdstuk 6) worden in hoofdstuk 7 verschillende ‘pakketten’ maatregelen samengesteld. Elk pakket zorgt ervoor dat de extra hernieuwbaar opgewekte elektriciteit naar verwachting wordt gehaald. Bij de samenstelling van pakketten wegen de (kosten-)effectiviteit en de haalbaarheid zwaar mee, maar ook de andere criteria uit het evaluatiekader spelen een rol, zodat de afruil tussen de pakketten zichtbaar wordt. Er wordt rekening gehouden met mogelijke inefficiënties van pakketten als maatregelen met elkaar ‘dubbelen’ qua knelpunt dat ermee wordt verminderd en als er maatregelen zijn die elkaar ‘in de weg zitten’.

Nadere toelichting op en relaties tussen de criteria

Zoals hierboven al aangeduid, hangen de criteria effectiviteit, kosten en haalbaarheid met elkaar samen. De *effectiviteit* van een beleidsinstrument wordt bepaald door de bijdrage aan het doel van

75 TWh. Deze bijdrage wordt behaald doordat het instrument in staat is *knelpunten* op te heffen. Voor zover er *beperkingen* blijven bestaan (zoals technologische beperkingen), gaan deze ten koste van de effectiviteit. Deze beperkingen worden onder de noemer *haalbaarheid* geplaatst. De inzet van een instrument gaat met *kosten* gepaard. Als de effectiviteit aan de kosten wordt gerelateerd, spreken we van *kosteneffectiviteit*. Zie Figuur 3.1.

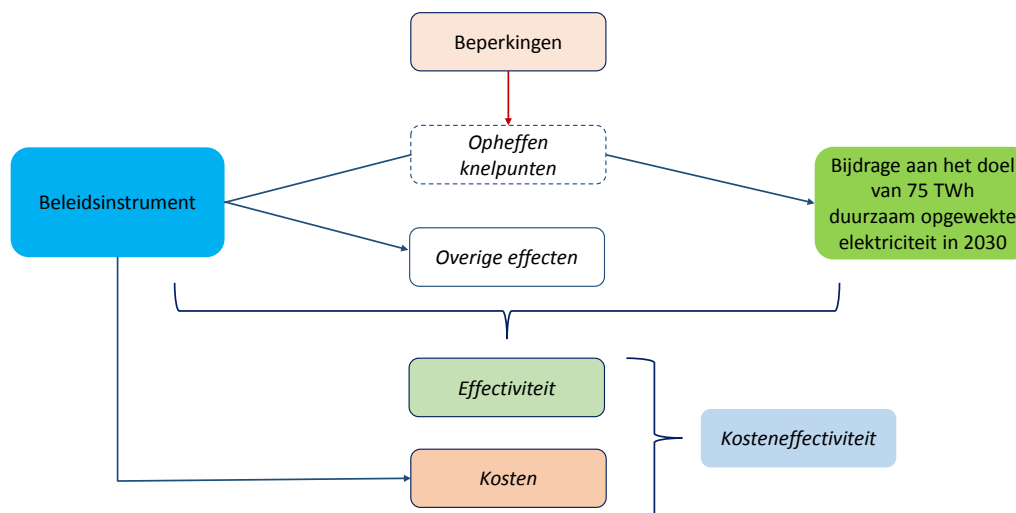
Figuur 3.1 Relatie tussen beperkingen, effectiviteit, kosten en kosteneffectiviteit



Effectiviteit

Het doel van de evaluatie is het selecteren van effectieve economische stimuleringsmaatregelen om extra duurzaam opgewekte elektriciteit in 2030 te bewerkstelligen. De potentiële *bijdrage aan het behalen van 75 TWh aan duurzaam opgewekte elektriciteit in 2030* is daarom het belangrijkste evaluatiecriterium. Effectiviteit bestaat daarnaast uit de *overige effecten* van een maatregel. Dit kunnen bijvoorbeeld effecten zijn op bestaande hernieuwbare productie van elektriciteit, op de elektriciteitsprijs, op de merit order en op CO₂-emissies. Zie Figuur 3.2.

Figuur 3.2 Relatie tussen beperkingen, effectiviteit, kosten en kosteneffectiviteit, inclusief overige effecten



Bij de inschatting van de effectiviteit kunnen praktische zaken een rol spelen. Het doeljaar 2030 is relatief dichtbij. De ambitie van 75 TWh in 2030 veronderstelt een versnelling van het jaarlijks te realiseren extra vermogen hernieuwbare elektriciteit na 2023. De stimuleringsmaatregel moet deze versnelling kunnen accommoderen. Daarnaast spelen verschillen binnen de technologiecategorieën wind en zon een rol zoals als de locatie van windparken op zee (diepte, afstand tot de kust, windkracht) of van zonnepanelen (ligging). De onrendabele top verschilt afhankelijk van dergelijke omstandigheden waardoor een voorkeursvolgorde ontstaat binnen de technologiecategorieën. In het ideale geval stimuleert de maatregel de toepassing van de meest voordelige oplossing per technologie om daarbij het beslag op de overheidsmiddelen zo gering mogelijk te houden. Niet onbelangrijk is de vraag hoe ‘robuust’ een maatregel is, dat wil zeggen in welke mate de bijdrage aan het doel gevoelig is voor variaties in omstandigheden zoals de elektriciteitsprijs.

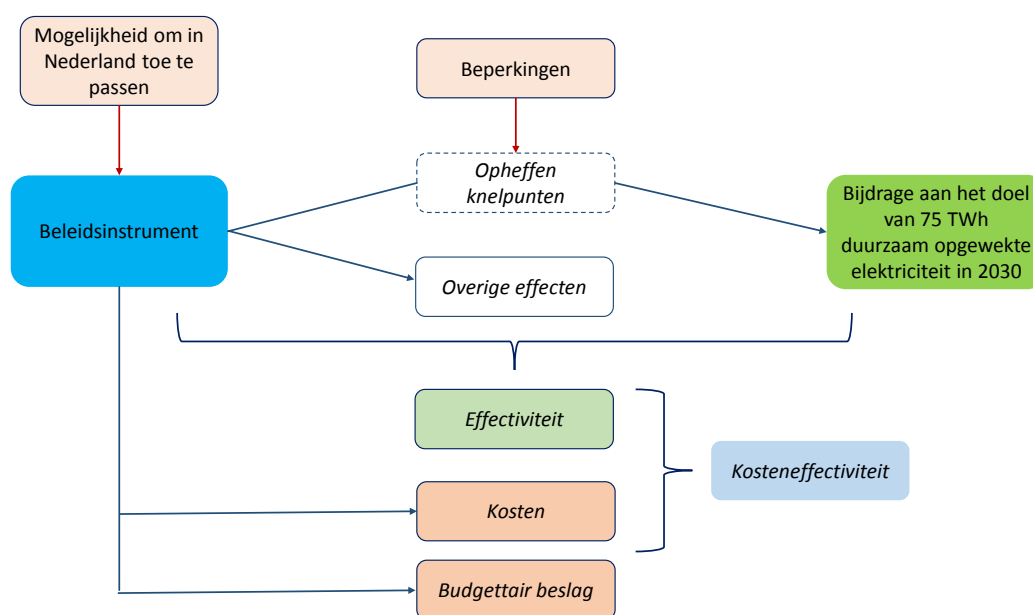
Haalbaarheid

De haalbaarheid van maatregelen is een belangrijk criterium. De effectiviteit van een maatregel wordt bepaald door de mate waarin deze knelpunten oplost om te komen tot extra hernieuwbaar opgewekte elektriciteit. Deze effectiviteit kan worden begrensd door *beperkingen* in bijvoorbeeld de technologie of met betrekking tot locaties, of door netwerkbepervingen, dat wil zeggen zolang de maatregel (of voorwaardelijk beleid: zie hoofdstuk 5) niet deze beperkingen oplost. Deze beperkingen rubriceren wij onder haalbaarheid. De mogelijkheid om *maatregelen toe te passen in Nederland* zonder voorafgaande EU-afstemming rubriceren wij eveneens onder (juridische) haalbaarheid.

Ook *het budgettaire beslag* van een maatregel is voor de haalbaarheid van belang, dat wil zeggen de overheidsuitgaven of –inkomsten die gepaard gaan met een maatregel. Naast ‘directe’ overheidsuitgaven zoals subsidies betreft het belastingvoordelen (die tot gedeerde belastinginkomsten leiden) en garanties (voor zover deze een risico vormen voor de overheid). De overheidsuitgaven kunnen groter zijn dan de kosten, bijvoorbeeld als een technologie met een onrendabele top met subsidies wordt gefinancierd en deze subsidies ook terechtkomen bij partijen die anders (of met minder subsidie) ook wel zouden hebben geïnvesteerd (‘oversubsidiëring’). De overheidsuitgaven kunnen ook kleiner zijn dan de kosten, bijvoorbeeld als het verplichtingen betreft. Of een maatregel kan

leiden tot extra belastinginkomsten, zoals bij een (verhoogde) belasting op fossiele elektriciteit.¹³ *Acceptatie door belanghebbenden* (andere landen, marktpartijen, consumenten, ...) valt tevens onder de haalbaarheid. Deze acceptatie wordt beïnvloed door wie de kosten van een maatregel draagt, door de overige effecten en door de mate waarin er sprake is van een *omslag in beleid*. Zie Figuur 3.3. In deze figuur is omwille van de overzichtelijkheid acceptatie niet apart vermeld.

Figuur 3.3 Relatie tussen haalbaarheid (beperkingen en mogelijkheid om in Nederland toe te passen), effectiviteit, kosten en kosteneffectiviteit, inclusief overige effecten



De haalbaarheid van maatregelen speelt op twee manieren een rol. Beperkingen, inclusief beperkingen op de mogelijkheid om specifiek Nederlands beleid te voeren, kunnen ervoor zorgen dat een beleidsinstrument met het risico gepaard gaat *niet haalbaar* te zijn. Beperkingen kunnen tevens *de effectiviteit, kosten et cetera beïnvloeden*. Hiermee wordt rekening gehouden in de evaluatie.

Kosten

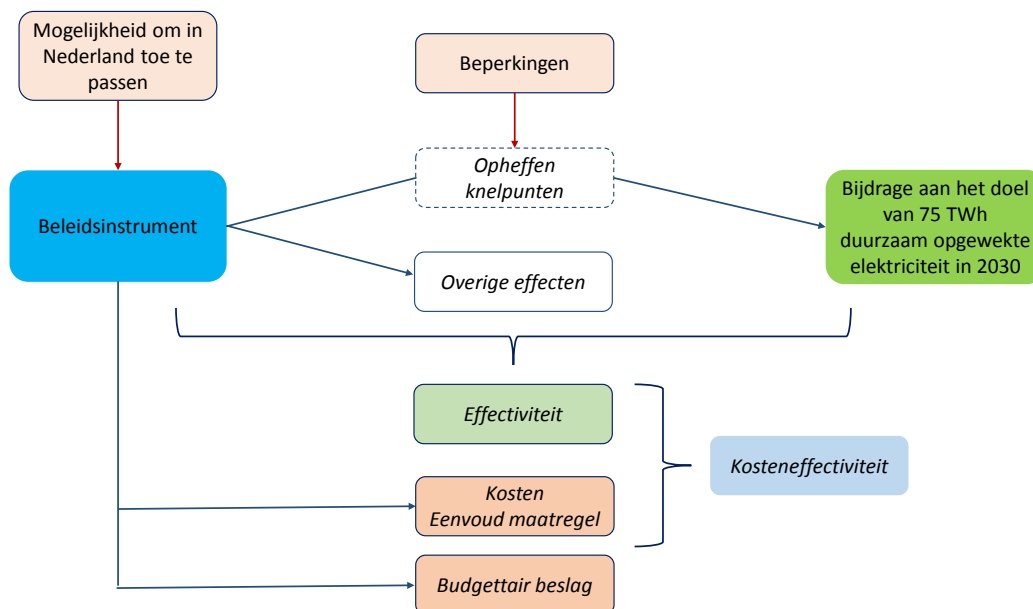
Bij de kosten van een maatregel gaat het over economische kosten: de besteding van middelen die niet alternatief aanwendbaar zijn. Bij kosten gaat het om de *netto* kosten: de extra kosten veroorzaakt door een maatregel, minus eventuele baten die de maatregel voortbrengt.¹⁴ Complexere maatregelen

¹³ Sommige fiscale maatregelen zouden budgetneutraal kunnen worden doorgevoerd, bijvoorbeeld een gelijktijdige verlaging van belastingen m.b.t. duurzame energie en verhoging van belastingen m.b.t. fossiele energie. In dat geval kan een toename van verstoringende belastingheffing (zie verderop) worden voorkomen, zolang het verschil in belastingen m.b.t. fossiele energie in lijn is met het verschil in negatieve externe effecten.

¹⁴ De kosten van de verstoringende werking van belastingheffing spelen daarbij een rol bij maatregelen die invloed hebben op de overheidsuitgaven of -inkomsten.

gaan met meer kosten gepaard, zowel in de beleidsvoorbereiding, de beleidsuitvoering als bij partijen die met het beleid worden geconfronteerd. De *eenvoud* van maatregelen wordt daarom meege-
nomen onder kosten.¹⁵ Zie Figuur 3.4.

Figuur 3.4 Relatie tussen haalbaarheid, effectiviteit, kosten en kosteneffectiviteit, inclusief overige effecten en eenvoud maatregelen



Effectiviteit en de rol van markt- en overheidsfalen

De effectiviteit van een maatregel wordt bepaald door de mate waarin deze een bestaand knelpunt opheft om te komen tot meer hernieuwbare opgewekte elektriciteit. Zo'n knelpunt kan zijn oorsprong vinden in marktfalen, dat wil zeggen dat zonder overheidsingrijpen marktpartijen niet 'vanzelf' de keuze maken om meer elektriciteit hernieuwbaar op te wekken. Zo'n knelpunt kan evenwel ook zijn oorsprong vinden in 'overheidsfalen', dat wil zeggen dat de huidige vormgeving van beleid te weinig prikkels geeft om meer elektriciteit hernieuwbaar op te wekken. Het knelpunt waarop een beleidsinstrument aangrijpt bepaalt niet alleen de mate waarin beleid effectief kan zijn, maar leidt ook tot een indeling van instrumenten naar het type markt- of overheidsfalen dat ermee wordt opgelost.

Vanuit de economische theorie van marktfalen is een achterliggende vraag bijvoorbeeld of een instrument in voldoende mate aansluit bij een marktfalen. Bij een positieve externaliteit (bijvoorbeeld innovatie) ligt subsidiëring voor de hand, bij een negatieve externaliteit (productie van energie) (variatie in) belastingheffing in plaats van subsidiëring.

Bijlage A gaat nader in op de typering van marktfalen en overheidsfalen.

¹⁵ Boot, De Jong en Hoogervorst (2014) hanteren als beoordelingscriteria voor opties om investeringen in duurzame investeringen te bevorderen effectiviteit, kosteneffectiviteit, eenvoud, de mogelijkheid om opties toe te kunnen passen in delen van de EU in plaats van de EU als geheel, verbetering van het energiesysteem, innovatiebevordering en specifieke marktbeïnvloeding. Deze criteria zijn vergelijkbaar met de criteria in het evaluatiekader van dit rapport.

4 Duurzaam opgewekte elektriciteit in 2030

Wind op land, wind op zee en zonnepanelen zijn in deze studie de aangewezen technologieën om in Nederland het doel te halen van 75 TWh aan duurzaam opgewekte elektriciteit in 2030. Wat kosten deze hernieuwbare technologieën en hoe groot is de onrendabele top daarvan?

Dit hoofdstuk gaat in de technologie-opties om 75 TWh hernieuwbare elektriciteitsopwekking te bereiken in 2030. Een verhoging van het aandeel duurzame elektriciteit heeft daarbij consequenties voor de werking van de elektriciteitsmarkt. Een vraag is welk voorwaardelijk beleid vereist is om leverings- en voorzieningszekerheid te garanderen. Investerings- en productiecapaciteit middels hernieuwbare technologieën brengen (hoge) kosten met zich mee. Een vraag is hoe hoog deze kosten zijn en wat de subsidiebehoefte van deze technieken is.

Paragraaf 4.1 start met het te overbruggen verschil tussen het Energieakkoord in 2020, de uitkomsten van het voorgenomen beleid in het basisscenario voor 2030 en de gewenste 75 TWh aan duurzaam opgewekte elektriciteit in 2030. Vervolgens gaat deze paragraaf in op de (combinaties van) technologieën die kunnen zorg dragen voor de extra duurzaam opgewekte elektriciteit in 2030. Paragraaf 4.2 schetst de relatie met de evaluatie in de hoofdstukken 5 en 6: sommige stimuleringsmaatregelen verkleinen de onrendabele top of compenseren deze voor de investeerder.

4.1 Technologie-opties in Nederland

In het basisscenario, zoals beschreven in de NEV 2014 met vastgesteld en voorgenomen beleid, wordt het aanbod van duurzaam opgewekte elektriciteit zonder biomassa 57,3 TWh in 2030. Dit betekent dat 18 TWh extra duurzaam opgewekte elektriciteit nodig is om de gewenste 75 TWh te bereiken in 2030.

De eerste vraag is welke hernieuwbare technologieën beschikbaar zijn voor het bereiken van de 18 TWh aan extra duurzaam opgewekte elektriciteit. Literatuur (bijvoorbeeld Energy Revolution, 2012; Lensink en Van Zuijlen, 2014 en IEA et al., 2010) noemt hiervoor drie technologieën: wind op land, inclusief wind op dijk en wind in meer,¹⁶ wind op zee en fotovoltaïsche zonnepanelen.¹⁷

In de eerste instantie valt de keuze op deze technologieën vanwege de potentie in Nederland. Zoals het rapport van PBL en DNV-GL (2014) concludeert kan er zonder netwerkaanpassingen nog 16

¹⁶ Voor het advies voor SDE+ berekenen Lensink en Van Zuijlen (2014) ook de kosten van wind op dijk en wind in meer omdat deze technieken in de toekomst, ook binnen SDE+, een belangrijkere rol zullen spelen. De NEV 2014 bevat echter geen directe verwijzing naar deze technologieën. Het visiedocument van NWEA (Ruimte voor wind op land, 2011) geeft een uitsplitsing van de capaciteit van deze technologieën weer per regio. Dit rapport concludeert op basis hiervan dat het opgestelde vermogen zoals gerapporteerd in de NEV ook wind op dijk en wind in meer omvat.

¹⁷ Voor zonnestroom is er ook een uitsplitsing gemaakt, namelijk voor kleinschalige installaties ($6 \ll 15 \text{ kWp}$) en voor grootschalige installaties ($> 15 \text{ Wp}$) voor de industrie.

GWp capaciteit voor zonnestroom geïnstalleerd worden in Nederland.¹⁸ Met 900 vollasturen per MWp¹⁹ betekent dit ongeveer 15 TWh extra productie voor 2030 (incl. het basisscenario).

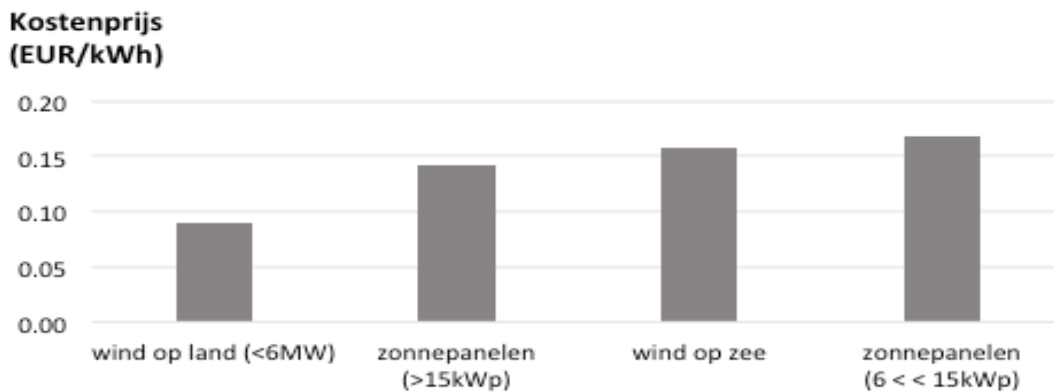
PBL (2012) veronderstelt een groot technisch potentieel voor windenergie in Nederland. De beschikbare ruimte op land en op zee moet echter gedeeld worden met tal van andere functies wat het daadwerkelijk realiseerbare potentieel beperkt.

Het potentieel van *wind op land* is volgens PBL maximaal 8 GW met een productie van 20 TWh. Van dit potentieel kan circa 4 GW worden gerealiseerd door het vervangen en optimaliseren van de bestaande windparken. Nieuw geplaatste windmolens worden steeds hoger en hebben meer vermogen. Plaatsing van windmolens op nieuwe locaties levert nog eens 4 GW. Verdere doorgroei van wind op land wordt vooral beperkt door de mate van publieksacceptatie, inpasbaarheid in het landschap en het samenspel met ander ruimtegebruik.

Het potentieel van *wind op zee* is door PBL (2012) ingeschat op 34 GW met een totale productie van 130 TWh. Dit is meer dan de totale vraag naar elektriciteit in Nederland. Net als wind op land, concurreert wind op zee ook met ander ruimtegebruik. Daarbij gaat het om scheepvaart, visserij, natuurgebieden, platforms voor olie- en gaswinning, militair oefenterrein, kabel- en pijpleidingen en locaties voor zandwinning. Tussen windparken moet ook afstand worden bewaard, omdat anders de windkracht te sterk afneemt (windschaduw).

In de tweede plaats zijn voor de benutting van dit potentieel de productiekosten van belang. Hoe goedkoper een technologie is, des te efficiënter is de inzet van deze technologie voor het realiseren van 75 TWh als einddoel voor 2030.

Figuur 4.1 Wind op land is de goedkoopste technologie in 2015

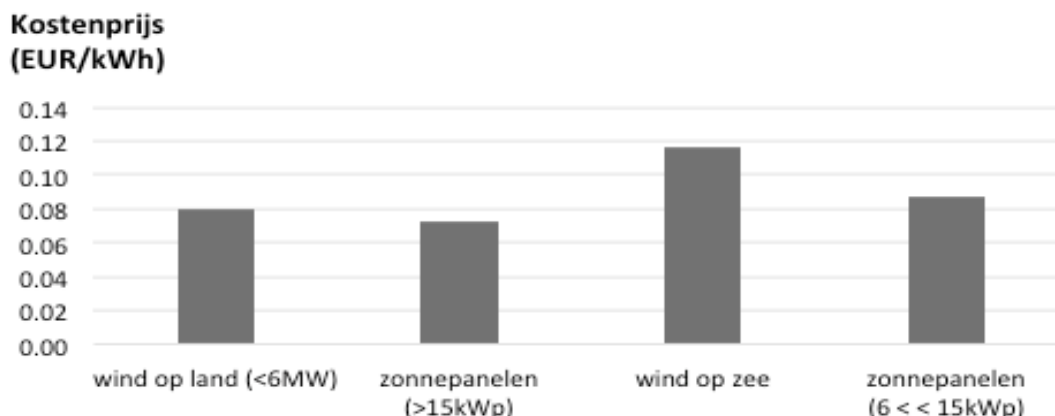


Bron: Lensink et al. (2011), Lensink (2013), Lensink en Van Zuijlen (2014). Weergegeven is het zogenaamde basisbedrag per technologie in 2015, d.w.z. de gemiddelde kosten (inclusief toegerekende investerings- en terugkerende kosten) om één kWh aan elektriciteit te produceren. Het basisbedrag voor zonnepanelen (6<<15 kWp) is geschat o.b.v. Lensink et al. (2011) en het al opgestelde zonvermogen.

¹⁸ De totale potentie is 66 GWp maar dit veronderstelt grote aanpassingen in het laagspanningsnetwerk en daarvoor aanvullend beleid.

¹⁹ Dit is een conservatieve inschatting van de vollasturen. Door technologische ontwikkeling kunnen de opwekkingstechnologieën efficiënter worden waardoor ook de vollasturen toenemen. In dit geval hoeft er minder capaciteit gerealiseerd worden om 75 TWh productie te halen.

Figuur 4.2 Zon kan de goedkoopste technologie worden in 2030



Bron: Lensink et al. (2011), Lensink (2013), Lensink en Van Zuijlen (2014). Weergegeven is het zogenaamde basisbedrag per technologie in 2015, d.w.z. de gemiddelde kosten (inclusief toegerekende investerings- en terugkerende kosten) om één kWh aan elektriciteit te produceren. Het basisbedrag voor zonnepanelen (6 < 15 kWp) is geschat o.b.v. Lensink et al. (2011) en het al opgestelde zonvermogen.

Zoals Figuur 4.1 weergeeft, is wind op land in 2015 de goedkoopste technologie. Wind op zee is nog duurder, maar levert meer elektriciteit op ten opzichte van het vermogen. Zonnestroom voor woningen (6 < 15 kWp) is op dit moment de duurste technologie, maar laat samen met de industriële zonnestroominstallaties (>15 kWp) tevens de snelste daling van de kosten zien (zie bijvoorbeeld Lensink en Van Zuijlen, 2014). Deze kostendaling wordt vooral veroorzaakt door sterk afnemende kosten van installaties.

Zoals boven opgemerkt, concurreert wind op land met andere functies. Deze studie veronderstelt daarom dat de toepassing van deze technologie net iets onder de maximale potentie blijft. Een aantal grote wind op land projecten (inclusief wind op dijk en wind in meer) is in voorbereiding en in het basisscenario wordt 5,0 GW windvermogen gerealiseerd in 2020. Deze capaciteit kan uitgebreid worden tot 7,3 GW waardoor ongeveer 23 TWh elektriciteit geproduceerd kan worden in 2030 (uitgaand van 2500 vollasturen; voor productie zie de NEV 2014).

De tweede meest kansrijke technologie, die ook in de toekomst de goedkoopste technologie kan worden (zie Figuur 4.2), is zon-PV. Als gevolg van kostendaling zal het aantal zonnepanelen bij huishoudens en het MKB toenemen. In het basisscenario is 15,5 GW zonvermogen gerealiseerd in 2030, inclusief zonnestroom voor woningen en industrie. Dit betekent een productie van circa 15 TWh.

Wind op zee is relatief gezien ook in 2030 duurder dan wind op zee en zon-PV. Het potentieel is echter enorm. Daarom veronderstelt deze studie dat in 2030 37 TWh via wind op zee gerealiseerd wordt. Dit is de productie die nodig is om in totaal 75 TWh aan zon en wind te produceren. Met 3500 vollasturen per MW vereist 37 TWh productie 10,5 GW capaciteit, 5,1 GW meer dan in het basisscenario.

De productie- en geïnstalleerde vermogen voor het basisscenario zijn berekend Tabel 4.1 en Tabel 4.2, door toepassing van lineaire interpolatie tussen punten in de toekomst. Deze tabellen vergelijken het basisscenario met het vermogen en de productie voor het scenario waarin in 2030 75 TWh wordt geproduceerd.

NB: In het basisscenario wordt 57 TWh productie bereikt in 2030 door wind- en zonne-energie. Voor de evaluatie dient de productie door windenergie nader te worden verdeeld tussen wind op land en wind op zee. De basis voor deze verdeling is de relatie tussen opwekking en vermogen binnen een windcategorie in de periode 2010-2014, waarvoor bruto data via CBS bestaan.²⁰

Tabel 4.1 Totaal vermogen in GW; basisscenario (NEV) en scenario met 75 TWh (S75)

	2015 NEV/S75	2020 NEV	2030 NEV	2020 S75	2030 S75
Wind op land	3,0	5,0	7,3	5,8	9,2
Wind op zee	0,5	1,6	5,4	3,8	10,5
Zonnepanelen	1,8	5,4	15,5	6,6	16,6
Totaal	5,3	12,0	28,1	16,2	36,3

Bron: Eigen berekening o.b.v. CBS Statline, Energieakkoord, NEV 2014; wind op land inclusief wind op dijk en wind in meer; zonnestroom inclusief installatie voor woningen en industrie.

Tabel 4.2 Totale productie in TWh; basisscenario (NEV) en scenario met 75 TWh (S75)

	2015 NEV/S75	2020 NEV	2030 NEV	2020 S75	2030 S75
Wind op land	7	14	23	14	23
Wind op zee	2	6	20	13	37
Zonnepanelen	1	5	14	6	15
Totaal	10	25	57	33	75

Bron: Eigen berekening o.b.v. CBS Statline, Energieakkoord, NEV 2014; wind op land inclusief wind op dijk en wind in meer; zonnestroom inclusief installatie voor woningen en industrie.

De toename van de productie in de periode 2020-2030 kan worden vergeleken met de toename van de hernieuwbare productie tot 2020. Tabel 4.3 laat zien dat in het basisscenario het groeitempo van de hernieuwbare elektriciteitsproductie afneemt van gemiddeld 25 procent tot en met 2020 naar 8,7 procent voor de periode 2021-2030. Het groeitempo van de productie via wind op zee is in beide periodes de hoogste. Tabel 4.3 berekent ook het groeitempo van de productie waarmee het einddoel van 75 TWh wordt bereikt. Dit scenario vraagt over de gehele periode hogere groei-percentages, vooral door wind op zee.

Tabel 4.3 De gemiddelde toename van wind op zee is 23 procent hoger in het 75 TWh scenario t.o.v. het basisscenario

Groei (basis: vorig jaar)	Basisscenario	Verondersteld scenario				Verschil t.o.v. basisscenario	
		Gemiddelde 2015-2020	Gemiddelde 2021-2030	Gemiddelde 2015-2020	Gemiddelde 2021-2030	Gemiddelde 2015-2020	Gemiddelde 2021-2030
wind op land	19,1%	4,9%	19,1%	4,9%	0,0%	0,0%	
wind op zee	44,7%	13,2%	67,7%	10,7%	23,0%	-2,5%	
Zonnepanelen	72,8%	23,2%	84,7%	19,5%	11,9%	-3,8%	
totaal	25,3%	8,7%	31,8%	8,4%	6,5%	-0,3%	

Bron: Eigen berekening o.b.v. CBS Statline, Energieakkoord, NEV 2014; wind op land inclusief wind op dijk en wind in meer; zonnestroom inclusief installatie voor woningen en industrie.

²⁰ De volgende formule wordt gebruikt: TWh Wind op land / TWh Totaal Windenergie = 0,93 MW Wind op land / MW Totaal Windenergie.

4.2 Stimuleringsbehoefte

De te evalueren beleidsmaatregelen in hoofdstuk 6 beogen de extra productie van duurzame elektriciteit te stimuleren door het compenseren of verkleinen van de onrendabele top. Deze paragraaf berekent de onrendabele top als input voor de analyse van de impact van de stimuleringsmaatregelen. Daaruit volgt tevens de te verwachten totale stimuleringsbehoefte.

De onrendabele top

Allereerst, wat betekent de onrendabele top? Investerings in duurzame elektriciteitsproductie kennen een hogere kostenprijs in vergelijking met investeringen in productie uit fossiele bronnen, ook onder het ETS-systeem. Producenten verdienen hun investeringen in hernieuwbare opwekkingscapaciteit niet terug onder de huidige elektriciteitsprijs. Stimulering is nodig om deze investeringen rendabel te maken. De onrendabele top bepaalt het vereiste stimuleringsniveau om een hernieuwbare energie-installatie rendabel te maken. De onrendabele top kan in verschillende eenheden worden uitgedrukt, maar maakt altijd een vergelijking tussen (verdisconteerde) opbrengsten en kosten van investeringen in elektriciteitsopwekking voor de gehele levensduur van de technologie. Zie Box 4.1.

Box 4.1 De samenstelling van de onrendabele top in het kort (volgens SDE+ terminologie)

De **onrendabele top** is het verschil tussen de kostprijs (ook wel genoemd het *basisbedrag*) en de (gecorrigeerde) marktprijs (ook wel genoemd het *correctiebedrag*), uitgedrukt meestal in euro per kWh. De onrendabele top varieert in de loop van de tijd: het basisbedrag daalt met een grotere capaciteitsinzet en door hogere elektriciteitsprijzen.

Het **basisbedrag** is de netto contante waarde van een investering over de levensduur van de technologie. Het basisbedrag bestaat uit de investeringskosten en de vaste en variabele operationele kosten. Deze worden omgerekend naar bedragen per kWh.

De **gecorrigeerde marktprijs** oftewel het correctiebedrag verschilt per technologie. Hiervoor wordt een profiel- en onbalansfactor berekend, waarmee de groothandelsprijs van APX gecorrigeerd wordt (zie Lensink en Van Zuijlen, 2014). Het profieffect betreft een (internationaal) prijsdrukkend effect van zon- en windenergie in de uren wanneer de zon veel schijnt of de wind veel waait. In dit geval komen zon- en windenergie met lage marginale kosten naar voren in de *merit order*. Voor dit effect is de groothandelsprijs gecorrigeerd. Het correctiebedrag voor zonnepanelen is de groothandelsprijs tussen 8 en 23 uur verrekend met een onbalansfactor (0,94).

De onrendabele top is met andere woorden het verschil tussen de integrale kostprijs van een technologie en de elektriciteitsprijs.²¹

Tabel 4.4 laat de onrendabele top voor verschillende technologieën zien. De berekening gaat uit van een basis installatiegrootte en de daarbij behorende investeringskosten. Investeringskosten bevatten de kosten van een installatie (bijvoorbeeld de kosten van een zonnepaneel of de turbineprijs), de bouwkosten van de installaties, de kosten van fundering, netaansluitingen²², grondverwervingskosten et cetera. Voor wind op land-installaties zijn deze kosten bijvoorbeeld 33 procent van de

²¹ In Nederland berekenen ECN en DNV-GL elk jaar de onrendabele top en adviseren ze dit voor de exploitatiesubsidie SDE+. Elk jaar in de lente wordt een conceptadvies gepubliceerd ter marktconsultatie. Daarna maken ECN en DNV-GL het eindadvies openbaar dat voor het komende jaar van toepassing is.

²² Zeker de grote zonnepanelenparken hebben vaak geen bestaande netwerkaansluitingen beschikbaar.

turbinekosten. De netwerkkosten voor wind op zee zijn sterk afhankelijk van de afstand van een installatie tot de kust. De aansluitingskosten zijn ongeveer 13 procent van de investeringskosten in 2020 (Nieuwenhout, 2013). Daarnaast zijn er operationele kosten verbonden aan de productie zelf. De vaste operationele kosten betreffen verzekeringen, eigen verbruik, beheer en voor wind ook land- en wegonderhoud. De variabele operationele kosten bestaan uit garantie- en onderhoudscontracten en de grondkosten.

Hoe meer een technologie wordt ingezet, hoe lager de kosten worden vanwege de technologische ontwikkeling (leercurve). Daar staat tegenover dat bij uitbreiding van de capaciteit locatiekeuzes voor hogere kosten kunnen zorgen. Het realiseren van windparken op locaties verder van de kust is een voorbeeld. Volgens de systematiek van SDE+ betekent een eventueel dalende kostprijs van een technologie dat het berekende basisbedrag per jaar ook daalt. Er is dan minder behoefte aan stimulering.

Bepaling van de onrendabele top

Voor deze evaluatie wordt de berekening in Lensink en Van Zuijlen (2014) als uitgangspunt gebruikt. Voor deze evaluatie wordt voor wind op land een gemiddelde van alle windsnelheden gebruikt. Voor wind op zee wordt de kostprijsberekening uit 2014 als uitgangspunt genomen in deze evaluatie.

Bandbreedte kostprijzen

In de berekening wordt een gemiddelde kostenprijs (basisbedrag) gebruikt per technologie. Binnen een technologiecategorie kan er echter een verschil zijn in installatiekosten of efficiëntie waardoor in plaats van één waarde een bandbreedte voor kosten per techniek bestaat. Ten eerste, bij wind op land geldt een differentiatie per windsnelheid die wordt bepaald per regio (zie bovenstaande tabel). Ten tweede, de kosten van een wind op land project hangen af van het geïnstalleerde vermogen. ECN maakt een onderscheid tussen windturbines kleiner of groter dan 6MW. Het basisbedrag gaat uit van een installatiegrootte kleiner dan 6MW. Ten derde, wind op land bevat wind op dijk en wind in meer projecten. De investeringskosten van de verschillende type windparken hangen af van de afstand tot het land. Zo kost een kWe wind op land € 1350, een kWe wind op dijk € 1530 en een kWe wind in meer € 2400 (Lensink en Van Zuijlen, 2014). Daardoor wordt het gemiddelde basisbedrag per kWh respectievelijk 8,5, 9,3 en 11,4 eurocent.²³

Investeringskosten die afhankelijk zijn van de afstand verschillen ook voor wind op zee projecten. De berekening van ECN gaat uit een installatie rond of net buiten de 12 mijlszone en een gemiddelde aansluiting aan het netwerk (Lensink, 2013). Installaties buiten de 12 mijlszone zijn hebben een hogere kostprijs. Voor wind op zee zijn er ook grote afhankelijkheden van de bodemgesteldheid.

Er bestaat ook een bandbreedte in de kosten van zonnestroom. Vanwege technologische ontwikkelingen zijn zonnepanelen efficiënter geworden in de loop van de tijd. Dit proces zal naar verwachting voortgaan in de toekomst. In de interpolatie van de kosten is uitgegaan van de kosten van een zonnepaneel >15 kWp in 2014 en een zonnepaneel 6<<15 kWp in 2011. Dit betekent al een verschil in efficiëntie tussen de bestaande installaties en een nader verschil is te verwachten in

²³ Voor wind op dijk hangt het basisbedrag ook af van de windsnelheid. Voor de berekening van de onrendabele top van wind op land is € 0,089 per kWh gebruikt in 2015: dit is het gemiddelde van alle windsnelheden en wind op land technologieën (inclusief wind op dijk en wind in meer).

de ontwikkeling van de toekomstige kosten van de technologieën. Voor zon geldt ook dat een dak gericht op het oosten of westen 30 procent minder zon krijgt dan een dak gericht op het zuiden (dus een 30 procent hogere kost heeft).

Om een beeld te krijgen van de totale stimuleringsbehoefte wordt de onrendabele top berekend voor de periode tot en met 2030. Dit betekent dat de kostprijs en de gecorrigeerde elektriciteitsprijs uit 2015 tot 2030 geprojecteerd moeten worden. Hiervoor zijn aannames nodig voor de variabelen die de opbrengsten en kosten van een opwekkingstechnologie beïnvloeden: de elektriciteitsprijs en de leercurve. De **electriciteitsprijs** wordt bepaald door verschillende factoren. Er wordt als eenvoudige benadering verondersteld dat sommige factoren niet veranderen als gevolg van méér hernieuwbare elektriciteitsopwekking: de zogenaamde exogene factoren. Andere factoren worden als endogeen behandeld: deze veranderen als er meer hernieuwbare elektriciteit wordt opgewekt. De volgende factoren bepalen de elektriciteitsprijs:

1. De prijs van olie, kolen en gas. Deze factoren zijn exogeen.
2. Het aanbod van energie uit andere Noordwest-Europese landen, en dan met name Duitsland. We veronderstellen dat het profieffect al is meegenomen in de door NEV bepaald elektriciteitsprijs en als vereenvoudiging dat het nadere effect van extra productie verwaarloosbaar is.²⁴
3. De prijs van CO₂-emissierechten, welke in de toekomst naar verwachting zal stijgen. In deze studie wordt aangenomen – zoals het in het basisscenario staat – dat de verandering in het ETS-systeem geen effect heeft op de elektriciteitsprijs.
4. De wisselkoers bepaalt voor een groot deel de prijs van (geïmporteerde) grondstoffen die nodig zijn voor de productie van elektriciteit. Deze factor wordt ook als exogeen gezien.

In de analyse wordt er als vereenvoudigende veronderstelling van uitgegaan dat de elektriciteitsprijs niet verandert als gevolg van toenemende elektriciteitsproductie door hernieuwbare bronnen. In de projectie van de elektriciteitsprijs voor de periode 2015-2030 zijn de prijzen uit het basisscenario gebruikt en tussen deze punten is lineaire geïnterpoleerd.

Een goede indicator voor de kostenontwikkeling van technologieën is de relatie tussen het opgestelde vermogen en de kosten(-ontwikkeling), met name **de leercurve** of *learning rate*. De *learning rate* geeft weer met hoeveel procent de kosten van een technologie dalen als gevolg van een verdubbeling van het opgestelde vermogen (cumulatieve capaciteit). In de berekening van de kostenontwikkeling gebruiken we de volgende *learning rate* per technologie: zonnepanelen 19 procent (Lensink en Van Zuijlen, 2014), wind op land 9 procent (IEA et al., 2010) en wind op zee 7 procent (IEA et al., 2010). Hoe hoger de *learning rate* en hoe meer een technologie wordt ingezet, des te sneller dalen de kosten van een technologie. Daarom is er weinig daling te verwachten in de productiekosten van wind op land en veel voor zonnestroom (zie ook Tabel 4.1 en Figuur 4.2).

De onrendabele toppen

Met bovenstaande aannames zijn de elektriciteitsprijs, inclusief de gecorrigeerde marktprijs per technologie, en de kosten per technologie geprojecteerd tot 2030. Zie Tabel 4.4 en Tabel 4.5. Het

²⁴ Er is correlatie tussen de productie van windenergie in verschillende landen. Als de wind in Nederland waait, is dat ook het geval in Denemarken. Hetzelfde geldt voor zon in Duitsland. Dit heeft een drukkend effect op de gemiddelde groothandelsprijs voor producten van windenergie, ook genoemd profieffect (Nieuwenhout, 2013).

verschil tussen het basisbedrag en de gecorrigeerde marktprijs is de onrendabele top.²⁵ Zie Tabel 4.6 en Tabel 4.7. Deze onrendabele top zal met beleidsmaatregelen moeten worden gecompenseerd, of worden verkleind, of worden omzeild: zie hoofdstuk 5. Door de inzet van beleidsmaatregelen kan de elektriciteitsopwekking uit hernieuwbare bronnen veranderen. Deze veranderingen vereisen investeringen in extra vermogen, waardoor de kosten per technologie kunnen veranderen. Met deze veranderingen wordt waar mogelijk rekening gehouden in de evaluaties in hoofdstuk 6.

Box 4.2 Berekeningsmodel voor de kosteneffectiviteit van een maatregel

In de hoofdtekst zijn de belangrijkste factoren genoemd die de kosten en opbrengsten van hernieuwbare technologieën bepalen en die uiteindelijk de ontwikkeling van de onrendabele top van een technologie beïnvloeden. Voor deze factoren zijn veronderstellingen gemaakt. Op basis van deze factoren en de aannames is een rekenmodel opgesteld. Dit model wordt gebruikt in de analyses van hoofdstuk 6
Een hogere duurzame elektriciteitsproductie zal een grotere inzet van capaciteit meebrengen, waardoor de kosten zullen dalen. Het model berekent het effect van de extra TWh-productie op het vermogen en de kostenontwikkeling van een technologie. De kostendaling van een technologie houdt een lagere onrendabele top in, gegeven dat de extra productie de elektriciteitsprijs niet verandert. Een lagere onrendabele top betekent een lagere subsidiebehoefte. Ook kan de inzet van een beleidsinstrument dat gerelateerd is aan de kosten van een technologie, bijvoorbeeld investeringssubsidies, een verlagend effect hebben op de technologiekosten. Daardoor neemt de benodigde inzet van de beleidsmaatregel uiteindelijk af

Tabel 4.4 Elektriciteitsprijs en gecorrigeerde prijs per technologie in euro per kWh; basisscenario

Elektriciteitsprijs in €/kWh	2016	2020	2030
Gecorrigeerde e-prijs: WOL	0,048	0,062	0,062
Gecorrigeerde e-prijs: WOZ	0,042	0,054	0,054
Gecorrigeerde E-prijs: zonnestroom	0,042	0,054	0,054
Elektriciteitsprijs*	0,046	0,059	0,059

Bron: Eigen berekening o.b.v. NEV 2014, Lensink (2013) en Lensink en Van Zuijlen (2014); *Groothandelprijs basislast zoals gepubliceerd in NEV 2014.

Tabel 4.5 Kostprijs (technologiekosten) in euro per kWh; basisscenario

Basisbedrag in €/kWh	2016	2020	2030
Wind op land	0,087	0,083	0,079
Wind op zee	0,144	0,132	0,116
Zonnepanelen (6 < 15kWp)	0,154	0,121	0,087
Zonnepanelen (>15kWp)	0,128	0,101	0,073

Bron: Eigen berekening o.b.v. basisbedrag in Lensink et al. (2011), Lensink (2013), Lensink en Van Zuijlen (2014), Van Zuijlen en Lensink (2015); De berekening houdt niet rekening met winddifferentiatie. Er is een gemiddeld basisbedrag berekend voor alle windsnelheden. Berekend in euro van het jaar 2015.

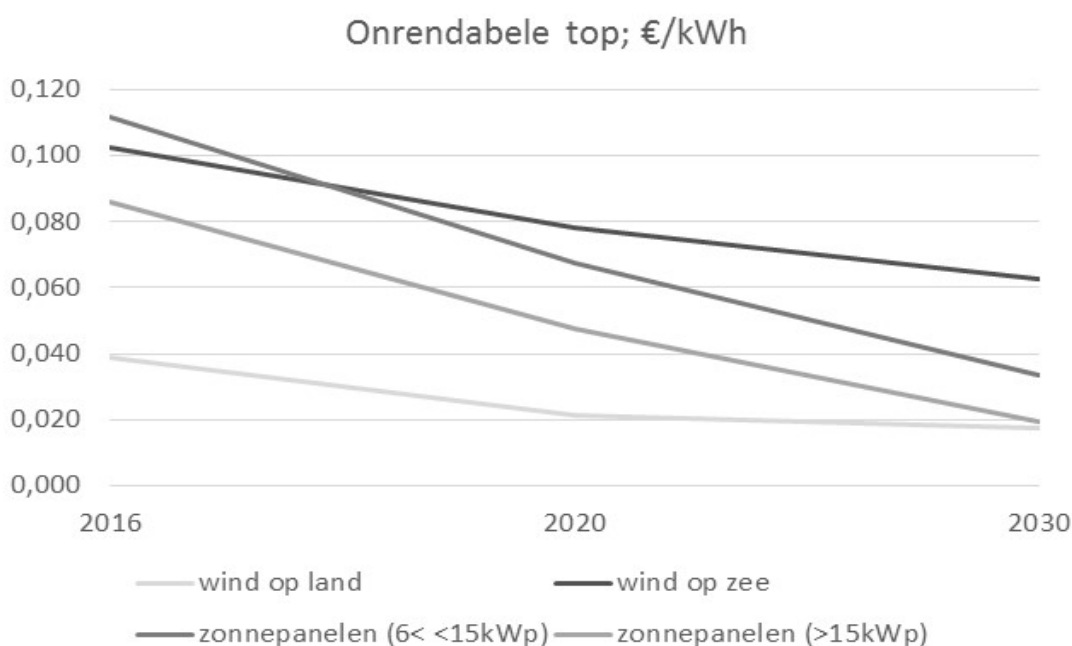
²⁵ Voor de onrendabele top geldt ook een bandbreedte. Echter is er onvoldoende informatie beschikbaar over de verdeling van capaciteit tussen de opties met verschillende kosten.

Tabel 4.6 Onrendabele top (stimuleringsbehoefte) per technologie in euro per kWh; basisscenario

Onrendabele top in €/kWh	2016	2020	2030
Wind op land	0,039	0,021	0,017
Wind op zee	0,103	0,078	0,063
Zonnepanelen (6< <15kWp)	0,112	0,068	0,034
Zonnepanelen (>15kWp)	0,086	0,047	0,019

Bron: Eigen berekening; verschil tussen basisbedrag en elektriciteitsprijs.

Figuur 4.3 De onrendabele top van zonnepanelen daalt het snelst



Bron: Eigen berekening o.b.v. NEV 2014, Lensink et al. (2011), Lensink (2013), Lensink en Van Zuijlen (2014); De onrendabele top is in euro per kWh uitgedrukt en is gemiddeld van windsnelheid, afstand van de kust of locatie van zonnepanelen..

Deze berekening kent een grote mate van onzekerheid vanwege de afhankelijkheid van de kostprijs van technologieën en de marktprijs voor elektriciteit. Boven is gesteld dat de onzekerheidsmarge rondom de prognose voor de elektriciteitsprijs circa 30 procent is. Voor de hier berekende onrendabele toppen zal een vergelijkbare bandbreedte gelden.

De extra 18 TWh duurzame energieproductie verhoogt de onrendabele top in totaal met € 935 miljoen per jaar (zie Tabel 4.7). Dit is uiteindelijk de stimuleringsbehoefte die per jaar nodig is om de extra 18 TWh productie te halen.

De *robuustheid* van deze berekening is bepaald door variaties te veronderstellen in de elektriciteitsprijs en de leercurve. Bij een lagere elektriciteitsprijs in 2030 (€ 35/MWh) neemt de stimuleringsbehoefte toe tot € 1.274 miljoen per jaar. Bij een elektriciteitsprijs van € 80/MWh is de extra stimuleringsbehoefte € 597 miljoen per jaar. De leercurve heeft een sterk effect op de stimuleringsbehoefte, zoals scenario 4 laat zien. Stel dat de technologie in 2030 dertig procent duurder is dan in 2015 dan stijgt de stimuleringsbehoefte naar € 2.342 miljoen per jaar.

Tabel 4.7 Stimuleringsbehoefte is in 2030 € 935 miljoen per jaar

Totale onrendabele top in 2030 in mln euro	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3	Scenario 4
Wind op land	0	0	0	0
Wind op zee	905	1.274	597	2.342
Zonnepanelen (6<<15kWp)	25	41	11	122
Zonnepanelen (6<<15kWp)	5	16	0	55
Totaal	935	1.331	608	2.519

Bron: Eigen berekening. De stimuleringsbehoefte is gelijk aan de totale productie maal de onrendabele top per TWh.

Scenario 1 (uitgangspunt van dit rapport): kostendaling o.b.v. en e-prijs zoals in NEV 2014 staat; **Scenario 2**: kostendaling o.b.v. leercurve en e-prijs = € 35/MWh; **Scenario 3**: kostendaling o.b.v. en e-prijs = € 80/MWh; **Scenario 4**: technologie 30 procent duurder in 2030 t.o.v. 2015 en e-prijs zoals in NEV 2014.

5 Keuze van te onderzoeken beleidsmaatregelen

Dit hoofdstuk benoemt de beleidsinstrumenten die worden geëvalueerd en licht deze instrumenten kort toe. Wat voor soort voorwaardelijk beleid dient te worden gevoerd om de extra elektriciteitsproductie te accommoderen?

Paragraaf 5.1 licht toe welke maatregelen zijn gekozen als onderwerp voor de evaluatie. Veronderstelling is dat al vanaf 2016 maatregelen zouden kunnen worden ingevoerd. De belangrijkste criteria (zoals genoemd in hoofdstuk 3) zijn de mogelijkheid voor Nederland om zonder EU-afstemming een maatregel door te voeren en de potentiële bijdrage van een maatregel aan het doel om in 2030 75 TWh elektriciteit in Nederland duurzaam op te wekken. Paragraaf 5.2 beschrijft kort de gekozen beleidsinstrumenten. Paragraaf 5.3 gaat in op het scheppen van de juiste voorwaarden om een elektriciteitsmarkt met een hoog productieaandeel hernieuwbaar te laten functioneren.

5.1 Keuzeprocès van maatregelen

Identificatie en indeling van maatregelen

De eerste stap in het keuzeprocès bestond uit het identificeren en indelen van mogelijke maatregelen ter stimulering van duurzaam opgewekte elektriciteit: het opstellen van een zogenaamde 'long list'. Box 5.1 geeft enkele manieren waarop maatregelen kunnen worden ingedeeld.

Box 5.1 **Wijzen waarop beleidsmaatregelen kunnen worden ingedeeld die duurzaam opgewekte elektriciteit stimuleren**

<p>Maatregelen kunnen op verschillende manieren worden ingedeeld, zoals:</p> <ul style="list-style-type: none"> • voorwaardenscheppend, volumegebaseerde stimulatie, prijsgebaseerde stimulatie of regulering; • compenseren, verkleinen of omzeilen van de onrendabele top; • of het instrument generiek of technologiespecifiek kan worden ingezet; • bij welke technologie de maatregel (vooral) aangrijpt: windparken op land, windparken op zee of zonnepanelen; • het verlagen van de kosten voor de investeerder, het verhogen van de opbrengsten voor de investeerder of het verkleinen of omzeilen van de onrendabele top; • naar het achterliggende knelpunt dat wordt opgelost: type marktfalen of de specifieke vormgeving van bestaand overheidsbeleid; • naar het mechanisme van de stimulering: fiscaal, regulerend, de overheid zelf, informatie, innovatie, financieel anders dan fiscaal en innovatie.

Gekozen is voor de volgende hoofdindeling en onderverdeling van mogelijke beleidsmaatregelen:²⁶

- het verlagen van de kosten voor de investeerder in duurzame elektriciteit
 - exploitatiesubsidies, waaronder SDE+ en Contracts for Difference;
 - investeringssubsidies;
 - subsidies op onderzoek en ontwikkeling ('R&D subsidies');

²⁶ Het voorwaardelijke beleid komt hier niet in voor. Zie paragraaf 5.3.

- aan private investeerders;
- aan (semi-)publieke instellingen;
- verlaging van kapitaalkosten;
 - soft loans;
 - overheidsgaranties;
 - stimuleren van lokaal ondernemerschap;
- belastingverlagingen (afschrijvingen, inkomstenbelasting/winstbelasting, milieubelastingen);
- verlaging van de aansluittarieven;
- het verhogen van de opbrengsten voor de investeerder in duurzame elektriciteit;
 - feed in tarieven;
 - prijssubsidie via saldering;
 - directe stimulering van de vraag;
 - de overheid als ‘launching customer’ (vastgoed);
 - verplichte levering van duurzame elektriciteit (met verhandelbare certificaten);
 - verbeterde certificaatwerking, waaronder de mogelijkheid tot ‘full disclosure’;
 - verplichtingen energiebesparing gebouwde omgeving (bestaande bouw).
 - verlagen van de energiebelasting op levering van duurzame elektriciteit
- het verkleinen of omzeilen van de onrendabele top van (investeringen in) duurzame elektriciteit;
 - overheidsparticipatie in vreemd en eigen vermogen;
 - extra belasting op CO₂, kolen en/of het afschaffen van (impliciete) subsidies op fossiele elektriciteit;
 - het aanscherpen van de eisen aan fossiele centrales;
 - het opkopen van emissierechten door de overheid;
 - stimulering van elektrificatie (divers beleid).

De gekozen maatregelen in het kort

Uiteindelijk zijn de volgende negen (typen) maatregelen gekozen:

1. Exploitatiesubsidies, waaronder *Contracts for Difference*;
2. Investeringsubsidies;
3. Uitbreiding salderingsmogelijkheden;
4. De overheid als ‘launching customer’;
5. Verplichte levering van duurzame elektriciteit;
6. Verplichtingen rond energiebesparing in de gebouwde omgeving voor bestaande bouw;
7. Verbeterde certificaatwerking, met name de mogelijkheid tot ‘full disclosure’;
8. Overheidsparticipatie in vreemd en eigen vermogen;
9. Extra belasting op CO₂ en kolenbelasting.

Deze lijst is samengesteld met het oog op de variatie in de technologie waarbij de maatregel aangrijpt, het mechanisme van het stimulerende instrument, de relatie tot de onrendabele top en het (directe) effect op de Rijksbegroting. Minder variatie brengt de keuze van de te onderzoeken maatregelen bij het achterliggende knelpunt. Dit komt doordat het in de kern vaak dezelfde problematiek betreft: noch ‘de markt’, noch het vastgestelde en voorgenomen overheidsbeleid komen tot de 75 TWh aan duurzaam opgewekte elektriciteit in Nederland in 2030.

Paragraaf 5.2 licht de maatregelen toe. Box 5.2 gaat kort in op maatregelen die in dit rapport verder niet worden behandeld.

Box 5.2 Niet verder behandelde maatregelen

Het aantal te onderzoeken maatregelen is beperkt tot negen om praktische redenen: een beperking in het aantal te onderzoeken maatregelen zorgt voor de nodige diepgang in de analyses. Dat maatregelen niet worden onderzocht, betekent dan ook geenszins dat deze geen nut zouden (kunnen) hebben. Voorwaardelijk beleid wordt in paragraaf 5.3 toegelicht.

Er zijn verschillende redenen waarom sommige maatregelen niet zijn geselecteerd voor de evaluatie. Soms is een maatregel een paraplu waaronder een variatie aan maatregelen valt, zoals bij het stimuleren van lokaal ondernemerschap en stimulering van elektrificatie. Soms kunnen er vraagtekens worden gezet bij de effectiviteit, dat wil zeggen de potentie om bij te dragen aan extra duurzaam opgewekte elektriciteit in Nederland in 2030. Dit speelt bij de R&D-subsidies (een deel van het effect zal ná 2030 plaatsvinden), bij het verlagen van de aansluittarieven (naar verwachting weinig effectief) en bij het aanscherpen van eisen aan fossiele centrales (de effectiviteit hiervan op extra hernieuwbare energie is onduidelijk als alleen Nederland dit doet). Soms kunnen er vraagtekens worden gezet bij de efficiëntie (en daardoor bij de kosteneffectiviteit), zoals bij het opkopen van emissierechten door de overheid.

De maatregel *feed in*-tarieven is niet beoordeeld, omdat de richtsnoeren staatssteun van de EU stellen dat exploitatiesteun voor elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen moet worden toegekend als opslag bovenop de marktprijs. Een *feed in premie* (zoals SDE+) voldoet hieraan, een *feed in tarief* niet.

5.2 De te evalueren beleidsmaatregelen

De volgende sub-paragrafen lichten elk van de in paragraaf 5.1 gekozen beleidsmaatregelen kort toe. Deze maatregelen worden in hoofdstuk 6 geëvalueerd. Tabel 5.1 geeft aan waar in hoofdstuk 5 de beschrijving is te vinden, waar in hoofdstuk 6 de evaluatie en licht kort de werking toe.

Tabel 5.1 Te evalueren maatregelen en toelichting op werking

Maatregel	Omschrijving hoofdstuk 5	Evaluatie hoofdstuk 6	Toelichting werking
Exploitatiesubsidies	5.2.1	6.2	Compensatie onrendabele top middels subsidiëring. De rekening hiervan wordt betaald door de overheid (Investeringsubsidies, Exploitatiesubsidies) en door elektriciteitsleveranciers/de overheid (Saldering)
Investeringsubsidies	5.2.2	6.3	
Uitbreiden saldering	5.2.3	6.4	
Overheid als launching customer	5.2.4	6.5	Omzeiling onrendabele top doordat de overheid zelf duurzaam inkoopt of mede-investeert of –financiert. De rekening hiervan ligt bij de overheid
Overheidsparticipatie	5.2.8	6.9	
Verplichte levering van duurzame elektriciteit	5.2.5	6.6	Omzeilen onrendabele top, door het opleggen van verplichtingen, waarbij de rekening wordt betaald door de verbruikers van elektriciteit en door de eigenaren van bestaande bouw
Verplichtingen rond energiebesparing in de gebouwde omgeving	5.2.6	6.7	
Verbeterde certificaatwerking	5.2.7	6.8	Primaire werking: informatievoorziening. Verbruikers kiezen vrijwillig voor groene stroom als ze daar de prijs voor over hebben
Extra belasting op CO ₂ , kolenbelasting et cetera	5.2.9	6.10	Verlaging onrendabele top middels beïnvloeding kosten producent grijze stroom en daarmee elektriciteitsprijs. De rekening daarvan wordt betaald door de verbruikers van elektriciteit

5.2.1 Exploitatiesubsidies, waaronder Contracts for Difference

Een exploitatiesubsidie verbetert de business case van investeringen in duurzame elektriciteit door het subsidiëren van de (daadwerkelijke) productie. Net als bij investeringsubsidies wordt de onrendabele top (deels) vergoed, maar nu niet op het moment van de investering en als tegemoetkoming in de investeringskosten, maar op het moment van exploitatie. Een exploitatiesubsidie kan voor verschillende technologiecategorieën worden ingezet en zal in Nederland vooral relevant zijn voor windenergie op zee.

SDE+ is het bekendste Nederlandse voorbeeld van een exploitatiesubsidie. Voor SDE+ wordt per technologie een berekening gemaakt van de exploitatiekosten, bestaande uit een vergoeding van de kapitaalkosten en de operationele kosten. Deze kostprijs wordt uitgedrukt per kWh en vervolgens vergeleken met de (lagere) marktprijs voor elektriciteit. Het verschil bepaalt de SDE+-subsidie voor de betreffende technologie-categorie, dat wil zeggen: tot een bepaald maximum.²⁷ Deze subsidie is tevens gekoppeld aan een maximaal aantal vollasturen per jaar, die per technologie wordt bepaald. Afhankelijk van de capaciteit van de installatie is er zodoende een maximumbedrag aan subsidie beschikbaar. Dit bedrag wordt uitgekeerd voor een periode van 15 jaar (voor zonnepanelen en windenergie op land). SDE+ kent bovendien jaarlijks een gefaseerde opening, met als doel de middelen efficiënt te verdelen: in een eerste ronde is het subsidiebedrag kleiner, in een tweede ronde groter, et cetera. Een producent die wacht tot latere rondes loopt het risico geen subsidie meer te krijgen als dan het SDE+-budget op is.

Dit type exploitatiesubsidie staat ook bekend als een feed-in premie. Kenmerk van dit systeem is dat een vergoeding wordt uitgekeerd als aanvulling (premie) op de stroomprijs. Als de daadwerkelijke stroomprijs hoger uitvalt, dan daalt de premie.

²⁷ Deze berekening berust op veronderstellingen over de rente en de mix van eigen en vreemd vermogen. Voor de parameters en de actuele SDE+-tarieven, zie: Lensink en Van Zuijlen (2014).

Contracts for Difference/Tenders

Een variant op een feed-in premie is Contracts for Difference, een systeem dat recentelijk is geïntroduceerd in Engeland.²⁸ Ook dit systeem houdt een subsidie (premie) op de marktprijs in om de onrendabele top van duurzame energie te compenseren. Deze premie is het verschil tussen de (variabele) marktprijs en een vast plafond (de ‘strike price’). Er zijn verschillende plafonds voor verschillende technologieën. Bovendien zijn deze plafonds afhankelijk van verwachte leereffecten om efficiëntie te stimuleren. Stijgt de marktprijs boven het plafond, dan is de subsidie negatief: producenten *betalen* dan de premie. Dat is één verschil met SDE+, waar geen premie wordt betaald, maar de subsidie wel is gemaximeerd, met een risico op verlies. Een ander verschil met SDE+ is dat Contracts for Difference uitgaat van een contract voor een specifieke capaciteit, waarbij op het niet-realiseren van deze capaciteit een boete staat. Zo’n contract is te zien als een contract tussen de producent en de overheid. Via een aanbestedingsprocedure zet dit systeem in op het vergroten van de kostenefficiëntie. Tot slot is een verschil dat bij SDE+ de initiatieven bij marktpartijen liggen, terwijl bij Contracts for Difference de overheid (via de *Low Carbon Contracts Company*) contracten afsluit met producenten (Thomas, 2015).

De nadruk bij de categorie exploitatiesubsidies ligt bij SDE+ als een voorbeeld van een feed-in premie. We betrekken Contracts for Difference bij de analyse als een alternatieve vormgeving van een feed-in premie. Hierbij merken we op dat empirische evaluatie van Contracts for Difference nog ontbreekt.

5.2.2 Investeringsubsidies

Een investeringssubsidie ondersteunt de business case van duurzaam opgewekte elektriciteit doordat de onrendabele top (deels) wordt vergoed. De te onderzoeken maatregel voor het doel van 75 TWh kan zowel generiek als technologie-specifiek worden ingezet. Het ligt voor de hand onderscheid te maken tussen de stimulering van zonnepanelen en van windenergie (op zee).

De Energie Investeringsaftrek (EIA) kan worden gezien als een specifiek voorbeeld van een investeringssubsidie, vormgegeven als een belastingaftrek. De EIA maakt het mogelijk om 41,5 procent van de investeringskosten af te trekken van de fiscale winst, onder andere voor bepaalde investeringen ten behoeve van het aanwenden of toepassen van duurzame energie. EIA is met name ingezet voor wind op land tot 2014. Een ander voorbeeld van een investeringssubsidie is de subsidieregeling Energie en Innovatie (SEI) zoals toegepast op zonnepanelen en duurzame warmte in bestaande woningen²⁹.

In de evaluatie richten we ons in beginsel op subsidies die daadwerkelijk worden toegekend ten tijde van de investering, niet specifiek op subsidies via belastingaftrek. Wel gebruiken we empirische literatuur over onder andere subsidies via belastingaftrek als dat helpt om de effectiviteit vast te stellen.

²⁸ Department of Energy & Climate Change (2013), Investing in renewable technologies – CfD contract terms and strike prices.

²⁹ Het gaat om de regeling van 2012-2013. Het budget voor de investeringssubsidie in zon-PV was € 22 miljoen. De subsidie bedraagt 15 procent van de kosten, met een maximum van € 650 per installatie. [

5.2.3 Uitbreiding saldering

De huidige mogelijkheid tot saldering bij kleingebruikers³⁰ bestaat eruit dat de duurzaam opgewekte elektriciteit voor eigen gebruik gesaldeerd kan worden met elektriciteit die op een ander tijdstip van de energieleverancier wordt afgenomen. Dit gebeurt tegen de prijs inclusief belastingen, dat wil zeggen inclusief energiebelasting en BTW. Tegenover de investering (vooral met betrekking tot zonnepanelen) staan dus de opbrengsten voor de kleinverbruiker in de vorm van de prijs van de elektriciteit die anders zou zijn afgenomen, inclusief energiebelasting en BTW. Tegen deze prijs zou een kleinverbruiker deze stroom niet kunnen verkopen, omdat BTW en energiebelasting zou moeten worden betaald.³¹ Wanneer een (klein)verbruiker meer opwekt dan zijn eigen verbruik, ontvangt hij/zij momenteel alleen de waarde van de elektriciteit.

De huidige mogelijkheden tot saldering worden geëvalueerd in 2017 en zullen in ieder geval tot 2020 blijven gelden. Mogelijk gaat deze regeling per 2020 veranderen, in welk geval er een overgangsregeling komt.³² In het basisscenario is evenwel verondersteld dat de salderingsregeling ook na 2020 blijft gelden (NEV 2014, blz. 62, 84).

Saldering is een subsidie aan producenten van decentraal opgewekte hernieuwbare elektriciteit en in de praktijk vooral een stimulans voor zonne-energie. De huidige saldering kan worden *uitgebreid* onder andere door:

- ook *grootverbruikers* eronder te laten vallen. Als het energiebelastingtarief niet wijzigt voor aansluitingen waar meer dan 10.000 kWh wordt gebruikt, is het de vraag of samen met de vermeden leverancierskosten de onrendabele top wel wordt gedekt;
- door toe te staan dat dezelfde voordelen ook gaan gelden bij *overschotten*. In dat geval hebben (klein-)verbruikers een prikkel om maximaal zonnepanelen te installeren, ook als de opwek meer dan hun huidige verbruik is.

5.2.4 Overheid als 'launching customer'

Bij dit beleidsinstrument neemt de overheid als inkoper het voortouw. De overheid koopt alleen nog duurzaam in. Dat betekent dat alle energiecontracten van de overheid als voorwaarde krijgen dat de elektriciteit afkomstig is uit hernieuwbare bronnen (zonne- en windenergie). De overheid omvat in beginsel de lagen Rijk, provincies, gemeenten en waterschappen.

Deze maatregel zorgt ervoor dat de bestaande onrendabele top op investeringen in duurzame elektriciteit wordt omzeild. De overheid neemt elektriciteit af uit deze bronnen, ook als de prijs daarvan hoger ligt dan de marktprijs van elektriciteit. De effectiviteit van deze maatregel hangt daarmee onder meer af van de energieconsumptie van de overheid. Daarnaast is de vraag of de overheid de voorwaarde kan opleggen dat de productie afkomstig is van Nederlandse bodem. Als dat juridisch niet mogelijk is, beperkt dat de kosteneffectiviteit van deze maatregel.

³⁰ Dat wil zeggen alle aansluitingen met een aansluitwaarde tot 3*80A. Dat zijn alle huishoudens plus klein-zakelijke aansluitingen met een jaarverbruik tot circa 20.000 kWh.

³¹ In die zin is er sprake van een prijssubsidie. Wel is het zo dat er geen energiebelasting geldt voor duurzaam opgewekte en zelf verbruikte elektriciteit. In die zin is de prijssubsidie beperkt tot de BTW. Per kWh opgewekte elektriciteit voorkomt een kleinverbruiker momenteel circa 8 eurocent/kWh aan leverancierskosten en 17,5 eurocent/kWh aan energiebelasting, in totaal dus circa 25,5 eurocent/kWh. Omgerekend is dit circa € 255/MWh, wat aanzienlijk hoger is dan de verwachte toekomstige kostprijs.

³² Tweede Kamer, vergaderjaar 2013–2014, 29 023, nr. 175, blz. 26, 27, 28 en 29.

5.2.5 Verplichte levering van duurzame elektriciteit

Bij dit instrument wordt uitgegaan van een leveranciersverplichting. Door deze verplichting wordt de onrendabele top omzeild. Een voorbeeld van een leveranciersverplichting is het systeem van *renewable obligation certificates* (ROCs) dat in 2002 in Engeland is geïntroduceerd. Dit systeem houdt in dat elektriciteitsleveranciers verplicht zijn een bepaald percentage hernieuwbare elektriciteit af te zetten. Bij de start in 2002 was dit 3 procent, in 2013/2014 lag de verplichting rond de 16 procent. In dit systeem is hernieuwbare elektriciteitsproductie geaccrediteerd. De geaccrediteerde producenten ontvangen voor hernieuwbare elektriciteitsproductie certificaten. Met deze certificaten kunnen leveranciers bij de toezichthouder aantonen dat zij hernieuwbare elektriciteit leveren. Als leveranciers te weinig certificaten inleveren, moeten ze een bepaald bedrag per MWh storten in een fonds. Als een leverancier meer hernieuwbare elektriciteit levert dan de verplichting krijgt hij uit dit *buy-out* fonds certificaten. Zo ontstaat een marktplaats voor ‘groene’ certificaten. De gedachte achter deze marktplaats voor groene certificaten is dat de productie van hernieuwbare energie kostenefficiënt gebeurt. Een leverancier met toegang tot relatief voordelige hernieuwbare bronnen kan meer certificaten inleveren. Voor een leverancier die relatief duur moet inkopen is het efficiënter om een storting te doen in het *buy-out* fonds. Zo profiteert deze leverancier van de efficiënte productie waarover zijn concurrent kan beschikken. In 2014 was de productie in Engeland voor het eerst hoger dan de verplichting.³³

Andere Europese landen waar ook al sinds 2002 of 2003 een systeem van verplichte levering van toepassing is, zijn België, Italië (Certificatie Verdi), Zweden (El-Certificatie; sinds 2012 in de gezamenlijke Noors-Zweedse markt, uitgevoerd samen met Garanties van Oorsprong) en Polen. In deze landen is het systeem van *feed-in* tarieven vervangen door verplichte levering.³⁴

5.2.6 Verplichtingen gebouwde omgeving: energiebesparing bestaande bouw (EPC-norm)

Deze regulerende maatregel is gericht op het stimuleren van het aanbod van hernieuwbaar opgewekte elektriciteit via verplichtingen met betrekking tot energie-efficiëntie (energieprestatie-normen) in de *bestaande* bouw.³⁵ Energiebesparing (in dit geval vooral in de vorm van gas) draagt op zich niet bij aan het doel om in 2030 75 TWh aan duurzaam opgewekte elektriciteit in Nederland te produceren, maar kan een stimulans zijn voor het installeren van zonnepanelen. In de huidige systematiek kan productie van hernieuwbare energie (zonnepanelen) ook meetellen bij bepaling van de energieprestatiecoëfficiënt (EPC). Het opleggen van een verplichte EPC kan daarom als bijvangst hebben dat huishoudens en eigenaren van utiliteitsgebouwen gaan investeren in hernieuwbare productie als middel om aan de EPC te voldoen.

³³ Ofgem (2015), *Renewables Obligation. Annual report 2013/2014*, Londen, p. 24.

³⁴ In Polen is sinds 2013 weer een systeem met *feed-in* tarieven van toepassing.

³⁵ In het basisscenario vinden de volgende maatregelen doorgang met betrekking tot nieuwbouw (Energie Prestatie Normen en Lenteakkoord; zie hoofdstuk 2). Woningen: verdere aanscherping naar EPC van 0,4 in 2015 en energieneutraal na 2020. Utiliteiten: aanscherping utiliteitsbouw 50 procent in 2015 en energieneutraal na 2020. Voorbeeldrol Rijksgebouwendienst: aanscherping EPC 50 procent in 2017.

5.2.7 Verbeterde certificaatwerking, met name mogelijkheid tot ‘full disclosure’

De werking van de elektriciteitsmarkt kan worden verbeterd door de transparantie over de bron van de geleverde elektriciteit maximaal te maken. Dit betekent dat het certificaatsysteem zo wordt verbeterd dat voor de consument duidelijk is uit welke bron de verbruikte elektriciteit afkomstig is. Voor een effectieve werking hiervan is het wel noodzakelijk dat tegenover de door de consument betaalde, als duurzame verkochte elektriciteit ook daadwerkelijk duurzame elektriciteitsproductie staat. Dit beleidsinstrument kijkt naar de potentie om via meer transparantie te zorgen voor meer duurzaam opgewekte elektriciteit.

Het doel van meer transparantie is dat de voorkeuren van de energieconsument meer invloed krijgen op de prijsvorming. Uit de jaarlijkse enquêtes van de ACM komt naar voren dat consumenten bereid zijn een meerprijs te betalen voor hernieuwbare elektriciteit. Meer transparantie stelt consumenten in staat beter af te stemmen met hun portemonnee.

‘Full disclosure’ certificatie gaat ervan uit dat van alle geleverde elektriciteit wordt aangegeven in welk land en uit welke bron de elektriciteit is opgewekt. In Oostenrijk is – tegelijk met een verbod op het verbruik van elektriciteit uit kernenergie – dit full disclosure systeem ingevoerd. Daar moet ook voor de geïmporteerde elektriciteit worden aangegeven met welke bronnen deze is geproduceerd.

5.2.8 Overheidsparticipatie in vreemd en eigen vermogen

Deze maatregel houdt een directe(re) betrokkenheid van de overheid in via participatie in vreemd en eigen vermogen bij investeringen in hernieuwbare elektriciteit en heeft in de praktijk betrekking op Wind op Zee. De veronderstelling voor deze maatregel is dat de overheid niet zelf windparken gaat bouwen via een 100 procent overheidsbedrijf. Overheidsproductie loopt namelijk aan tegen het probleem dat de overheid conform het Europees mededingingsrecht geen maatregelen mag nemen die de concurrentie verstoren.³⁶ Een alternatief is dat de participatie verloopt via joint ventures, leningen en andere vormen van mede-financiering, waarbij het zaak is te voorkomen dat het verbod op staatssteun van toepassing is. Een geschikt model voor deze participatie door de overheid is de wijze waarop bepaalde gemeentes deelnemen in de uitrol van glasvezelnetwerken.

De betrokkenheid van de overheid repareert een mogelijk marktfalen op de kapitaalmarkt, waardoor de financiering voor de investeringen (tegen lagere kosten) wordt gerealiseerd. Daarmee wordt de onrendabele top voor een deel omzeild. Ook wordt een mogelijk knelpunt in de omvang van de beschikbare financiering opgelost.

³⁶ Zie hiervoor artikel 106 lid 1 TFEU: “De lidstaten nemen of handhaven met betrekking tot de openbare bedrijven en de ondernemingen waaraan zij bijzondere of uitsluitende rechten verlenen, geen enkele maatregel welke in strijd is met de regels van de Verdragen, met name die bedoeld in de artikelen 18 en 101 tot en met 109.”

5.2.9 Verhoging CO₂-prijs en kolenbelasting

Deze fiscale maatregel is gericht op het verlagen van de onrendabele top van investeringen in hernieuwbare elektriciteit. Vier varianten zijn bekeken op de potentie om bij te dragen aan het verlagen van de onrendabele top, waarvan er twee worden behandeld bij de evaluatie in hoofdstuk 6. Bij voorbaat afgevalen is “afschaffen van eventuele belastingvoordelen en andere (impliciete) subsidies op fossiele elektriciteit”. De Visser et al. (2011) geven aan dat overheidsinterventies in 2010 met betrekking tot de productie van elektriciteit met fossiele energiebronnen en kernenergie weliswaar € 1,2 miljard bedragen, maar dit bestaat volledig uit gratis emissierechten onder het EU ETS. Vanaf 2013 krijgen energiebedrijven geen gratis emissierechten meer. Dat is voorbehouden aan “bedrijven die opereren op een internationaal concurrerende markt” (Nederlandse Emissieautoriteit, 2015). De potentie van het afschaffen van eventuele (impliciete) subsidies specifiek op elektriciteit geproduceerd met fossiele bronnen is daarmee nihil. Daarnaast zal deze studie niet ingaan op het afschaffen van de belastingvoordelen in de vorm van verlaagde tarieven van de energiebelasting voor elektriciteit bij grootverbruikers en vrijstellingen van de energiebelasting voor de energie-intensieve industrie. Deze belastingvoordelen zijn niet specifiek gericht op elektriciteit geproduceerd met fossiele bronnen, maar kunnen wel zorgen voor een lagere elektriciteitsprijs.

De twee overgebleven varianten zijn:

- a. het herintroduceren en/of verhogen van de kolenbelasting;
- b. het laten stijgen van de CO₂-prijs via het EU ETS, middels lobby door de Nederlandse overheid in de Europese Unie.³⁷

Door fossiel opgewekte elektriciteit duurder te maken verschuift een deel van de elektriciteitsvraag naar hernieuwbaar opgewekte elektriciteit. Bovendien zal de elektriciteitsprijs kunnen gaan stijgen. In deze gevallen speelt wel de vraag in hoeverre een verhoogde belasting kan worden ontweken door import.

Dit is de enige te onderzoeken maatregel die kan bijdragen aan de Rijksbegroting.

5.3 Haalbaarheid en voorwaardelijk beleid

In algemene zin is de doelstelling van 75 TWh productie van hernieuwbare elektriciteit in 2030 haalbaar. Voorwaardelijk beleid kan echter nodig zijn om eventuele knelpunten op te lossen of om de kosten van het realiseren van deze doelstelling te verlagen.

Haalbaarheid

Een toename van hernieuwbaar opgewekte elektriciteit naar 75 TWh in 2030 is meer dan een verdubbeling van de verwachte productie in 2020. Daarnaast betekent 18 TWh extra een toename van 30 procent ten opzichte van de 57 TWh in het basisscenario. Bij de huidige elektriciteitsvraag van 120 TWh betekent dit dat meer dan 60 procent van de totale vraag uit wind- en zonne-energie zou worden opgewekt. De vraag mag terecht worden gesteld of zo'n toename *überhaupt* kan worden

³⁷ In dit rapport ligt de focus immers op maatregelen die Nederland geïsoleerd kan nemen (zie hoofdstuk 3).

gerealiseerd. Dit is iets anders dan de haalbaarheid die samenhangt met het uitvoeren van een specifieke maatregel. Het gaat hier om de ‘algemene’ haalbaarheid van een versnelling van het realiseren van vermogen voor duurzaam opgewekte elektriciteit.

Voldoende realisatietijd en samenhang met energie- en klimaatbeleid

Bij de totstandkoming van het energieakkoord is stilgestaan bij de fysieke beperkingen om in 2023 16 procent hernieuwbare energie te realiseren. Hekkenberg en Lensink (2013) maken een analyse van de doorlooptijden van nieuwe projecten en ingroeibeperkingen. Hierbij is rekening gehouden met de termijnen die nodig zijn voor de planning, het verkrijgen van vergunningen en subsidie en financiering alsmede de bouw en het verkrijgen van de aansluiting. Voor wind op zee projecten kan de projectduur lang zijn van 5 tot 11 jaar. Tenderbeoordeling, vergunningstraject en eventuele subsidieverlening worden mogelijk geacht in 1,5-3,5 jaar, de daadwerkelijke bouw kan nog eens 1,5 tot 3,5 jaar duren.

De voorbereidingstijd van zon-PV-projecten is met circa 3 maanden in het algemeen beperkt. Het grootste gedeelte van de systemen is niet vergunningsplichtig. Een eventuele subsidieaanvraag hoeft niet te leiden tot vertraging in de realisatieduur. Het aanleggen en aansluiten van zon-PV kan ook vlug gebeuren. De totale doorlooptijd voor zon-PV-projecten wordt daarom geschat op 0,5-1 jaar. Grotere projecten vragen meer tijd, circa 1-2 jaar.

Het basisscenario veronderstelt een verdere groei van de totale hernieuwbare elektriciteitsproductie in de periode 2023-2030 met 20 TWh. In de NEV 2014 wordt gewezen op onzekerheden met betrekking tot kostendalingen en met betrekking tot het verkorten van doorlooptijden van projecten bij wind op zee en de snelheid waarmee projecten bij wind op land gerealiseerd kunnen worden (besluitvorming, draagvlak, installatietempo). Voor de doelstelling van dit rapport is een extra groei van de productie met 18 TWh in de gehele periode 2016-2030 noodzakelijk. Op jaarbasis is de gemiddelde extra productie met iets meer dan 1 TWh relatief beperkt. Deze toename zou binnen de geschetste doorlooptijden realiseerbaar moeten zijn. Eventuele vertragingen kunnen in de tijd worden opgevangen. Daarnaast is het mogelijk om vertragingen van wind op zee projecten op te vangen door extra capaciteit aan zonne-energie waarvoor de fysieke beperkingen aanzienlijk beperkter zijn. Er lijkt qua doorlooptijden geen reden te zijn om te twijfelen aan het potentieel van 75 TWh in 2030. Ook wordt de toename in productie gerealiseerd met bestaande technologieën.

Maatschappelijke weerstand kan een andere factor zijn die de haalbaarheid van de extra productie beperkt. Deze weerstand richt zich vooral tegen windmolens op land. Mogelijke beperkingen op dit vlak kunnen eventueel worden opgevangen door het realiseren van een groter productieaandeel wind op zee of door het vervangen van windenergie door zonne-energie. Het einddoel van 75 TWh in 2030 komt zo niet in gevaar. De maatschappelijke weerstand leidt wel tot hogere kosten, omdat de onrendabele top van wind op land relatief kleiner is dan de onrendabele top van zowel wind op zee als zon-PV.

De versnelling van de productie van hernieuwbare elektriciteit past bovendien bij de langetermijnklimaatscenario's van internationale organisaties zoals het IEA. Deze scenario's leggen de nadruk op de kosten van het uitstel van de verlaging van CO₂-emissies. CO₂ is een voorraadgrootheid. Verlenging van de duur van de toename van de hoeveelheid CO₂ in de atmosfeer betekent dat het

einddoel van de klimaatscenario's, zoals het beperken van de wereldwijde temperatuurstijging in 2100 tot maximaal 2 graden Celsius, steeds lastiger te realiseren is. Uiteindelijk zijn negatieve emissies nodig om dergelijke doelstellingen te behalen. Dit vraagt kostbare maatregelen die bij een voorpoedige uitvoering van de klimaatprogramma's zijn te voorkomen. Daar staat tegenover dat innovatie de kosten verlaagt van de te nemen maatregelen. Om deze reden pleit het Centraal Planbureau voor temporisering van de investeringen in extra windenergie (Verrips, Aalbers en Huizinga, 2013). Dit is echter een vraagstuk voor het kostenoptimale pad en niet voor de haalbaarheid in algemene zin.

Voorwaardelijk beleid voor inpassing van 75 TWh in het elektriciteitssysteem

In het algemeen geldt dat hoe hoger het percentage wind- en zonne-energie ten opzichte van de elektriciteitsvraag wordt, hoe groter het risico op inpassingsproblematiek is. Hieronder geven we een voorzet van aspecten die verder onderzocht zouden kunnen worden om de transitie naar 75 TWh uit wind en zon mogelijk te maken. Het voorwaardelijk beleid heeft als doel:

1. het waarborgen van de robuustheid van het elektriciteitssysteem, inclusief de situatie wanneer de elektriciteitsvraag kleiner is of zou zijn dan de productie door wind en zon;
2. het bevorderen van de afzetzekerheid voor duurzame energie.

Robuustheid van het elektriciteitssysteem

Een verhoging van hernieuwbare elektriciteitsproductie heeft consequenties voor de werking van de elektriciteitsmarkt. Het fluctuerende aanbod via zonnepanelen en windmolens verandert de leverings- en voorzieningszekerheid (Nieuwenhout, 2013). De *levering* van elektriciteit kan in gevaar komen als door voorspelfouten niet aan de vraag voldaan kan worden of als gascentrales (of andere bronnen) niet snel genoeg kunnen op- of afregelen bij veranderingen in de wind- en zonproductie.³⁸ Daarnaast bestaat de mogelijkheid dat er onvoldoende capaciteit is aan conventionele centrales (fossiel) om aan de vraag te voldoen op het moment dat er geen of weinig productie is op basis van windenergie en zonne-energie. Dit probleem speelt meer op de middellange termijn vanwege de relatie met de prikkel voor de energiebedrijven om te investeren in conventionele capaciteit.

Afzetzekerheid voor wind- en zonne-energie: de berekeningen voor de onrendabele top gaan ervan uit dat windmolens en zonnepanelen altijd hun stroom kunnen afzetten op de markt (als de wind waait of de zon schijnt). Dit vereist dat de elektriciteitsvraag groter moet zijn dan de productie uit wind- én zonne-energie en dat het netwerk voldoende sterk is om de stroom te vervoeren naar gebruikers (consumenten en bedrijven). Als de vraag kleiner is dan de productie, moet óf de productie beperkt worden ("curtailment"), of moet ervoor gezorgd worden dat de extra geproduceerde elektriciteit elders (in een ander land) of op een ander moment gebruikt kan worden.³⁹

Er zijn vijf maatregelen denkbaar die als voorwaardelijk beleid beide doelstellingen (robuustheid elektriciteitssysteem en afzetzekerheid voor windmolens en zonnepanelen) kunnen realiseren:

1. Investerings in interconnecties;

³⁸ Deze onzekerheden beslaan vooral de eerste 4 uur van een verandering. Na deze periode is het doorgaans mogelijk om extra vermogen uit gascentrales in te zetten.

³⁹ Op zich hoeft niet op *elk* moment de vraag groter te zijn dan de productie uit wind/zon. Als gedurende enkele uren in het jaar door windmolens afgeregeld moet worden, dan heeft dat maar een kleine financiële impact. Maar hoe meer dit aan de orde is, des te groter de extra stimuleringsbehoefte wordt.

2. Demand side management;
3. Stimuleren van opslagmogelijkheden;
4. Creëren van extra reserve- en balanceringsvermogen.
5. Elektrificatie van verwarming, transport en industrieprocessen.

In de evaluatie gaan we ervan uit dat, indien noodzakelijk, dit voorwaardelijke beleid plaatsvindt. Bovenstaande beperkingen treden dan niet op en spelen bij de beoordeling van beleidsinstrumenten geen rol, tenzij de specifieke instrumenten beperkingen veroorzaken.

Interconnecties

Intervconnectoren kunnen problemen met leverings- en voorzieningszekerheid tegengaan. Extra interconnecties, vooral als onderdeel van de integratie in de Noordwest-Europese energiemarkt, kunnen helpen om de pieken in de vraag en het aanbod op te vangen. Een nieuwe verbinding tussen Nederland en Duitsland met een capaciteit van 1500 MW (Doetinchem-Wesel380 project) wordt verwacht in 2017. TenneT en Energinet.dk zijn van plan om een onderzeese elektriciteitskabel met een capaciteit van circa 700 MW te realiseren tussen Nederland en Denemarken. De start van dat project wordt op zijn vroegst in 2018 verwacht.⁴⁰

Onderwerp van vervolgstudie zou kunnen zijn om de technische, operationele en economische aspecten te onderzoeken van interconnecties om momenten waarbij de productie van wind/zon hoger is dan de vraag, goed door te komen.

Demand side management

Demand side management is het beïnvloeden van de vraagzijde van de elektriciteitsmarkt door bijvoorbeeld financiële prikkels en informatievoorziening. Het doel is om huishoudens en bedrijven als consumenten van elektriciteit te stimuleren om minder energie te gebruiken tijdens uren dat het niet of weinig waait of er weinig productie is aan zonne-energie. Demand side management betekent daarom niet per se een afname van energieverbruik, terwijl het wel als effect een lager niveau van investeringen in netwerkcapaciteit kan betekenen. Het behalen van de productiedoelstelling van 75 TWh is dan wellicht mogelijk met inzet van een lager vermogen, omdat de piekvraag mogelijk lager is (zie Blom et al., 2012).⁴¹ Het sturen van de vraag wordt eenvoudiger als de elektrificatie van het energiegebruik voortschrijdt. Afhankelijk van de schaal zijn marktmodellen denkbaar waarmee de vraag beter stuurbaar is. Het via prijsprikkels beïnvloeden van het laadmoment van elektrische auto's is daarvan een voorbeeld.

Opslagcapaciteit

Extra opslagcapaciteit kan ook helpen om pieken en dalen in de hernieuwbare elektriciteitsproductie op te vangen. Hiervoor bestaan in potentie verschillende mogelijkheden zoals accu's, power-to-gas en power-to-heat technologieën. Sommige van deze technologieën worden al grootschalig toegepast (power-to-heat), andere zijn nog in ontwikkeling (accu's en power-to-gas). Voor de middellange termijn moet de nadruk liggen op technologieën met een hoge power-to-power efficiëntie. Denk hierbij aan accu's met een combinatie van functies, zoals de elektrische auto die tevens een

⁴⁰ Zie bijvoorbeeld Monitoringsrapportage leverings- en voorzieningszekerheid elektriciteit en gas 2014.

⁴¹ Er is nog veel onderzoek nodig om de wijze van vraagsturing te koppelen aan de netcapaciteit. Zo betoogt een recente Duitse studie dat vraagsturing via flexibele prijzen ook tot grotere pieken en dalen in de stroomvraag kan leiden. Zie: *Energieia*, 24 juli 2015.

buffer vormt voor het opslaan van extra hernieuwbare productie. Zo loopt in Utrecht een experiment waarbij overtollige productie uit zon-PV systemen van een aantal scholen wordt opgeslagen in de accu's van deelauto's.⁴²

Reserve- en balanceringsvermogen

Het fluctuerende karakter van zonne- en windenergie kan het noodzakelijk maken om extra *reserve- en balanceringsvermogen* in te zetten (Nieuwenhout, 2013). Reservevermogen is extra productievermogen welk in reserve gehouden wordt om op elk moment en onder alle omstandigheden voor een betrouwbare energievoorziening te kunnen zorgen, bijvoorbeeld als er onvoldoende productie plaatsvindt.

Daarnaast is het voor een betrouwbare elektriciteitsvoorziening noodzakelijk dat er op elk moment voldoende balanceringsvermogen aanwezig is, om de balans tussen vraag en aanbod continu in stand te houden. Dit betreft vooral het opvangen van onvoorziene schommelingen in het aanbod, omdat de vraag naar elektriciteit redelijk goed te voorspellen is. De balans tussen aanbod en vraag moet per seconde geregeld worden om de netwerkstabiliteit te garanderen. Extra hernieuwbare productie kan deze stabiliteit in gevaar brengen en extra balanceringsvermogen noodzakelijk maken. Zo concluderen PBL en DNV GL (2014) dat netinpassing van extra zon-PV met een vermogen van 4 GWp tot 20 GWp mogelijk is. Deze studie berekent het omslagpunt waarbij maatregelen nodig zijn, omdat de netbelasting door de maximale PV-teruglevering groter is dan die door de maximale consumptie. De huidige netten kunnen de belasting van de zonnestroom die terug in het net wordt geleverd dan niet meer aan.

Bij een gelijkmatige verdeling van de zonnestroominstallaties over de gebouwde omgeving ligt het omslagpunt bij 16 GWp. Voor de productie van 75 TWh in 2030 zoals berekend in dit rapport is een groter opgesteld vermogen aan zon-PV nodig. Dit betekent dat het nodig kan zijn aanvullende maatregelen te nemen. PBL en DNV GL concluderen dat het bij een opgesteld zon-PV vermogen groter dan 16 GWp het aftoppen van de productie op zonnige uren een belangrijke maatregel is. Dat wil zeggen dat er tijdelijk minder zonnestroom wordt geproduceerd dan in potentie mogelijk is. Het opgestelde vermogen in Nederland zou dan 27 GWp kunnen worden (indien het PV-vermogen gelijkmatig verdeeld is over het laagspanningsnet) zonder extra investeringen in netverzwaring. Bij deze vorm van productiebeperking treedt op jaarbasis overigens maar een beperkt energieverlies op van circa 2 à 3 procent, omdat de tijdelijke productiebeperking niet zo vaak voorkomt (slechts enkele uren op zonnige zomerdagen).

Elektrificatie

Bij een hogere elektriciteitsvraag zal de inpassing van extra hernieuwbaar vermogen makkelijker te realiseren zijn. Het aandeel van de hernieuwbare productie in het verbruik is dan rekenkundig gezien kleiner. Voorbeelden van elektrificatie die grootschalig toegepast kunnen worden: elektrisch rijden, elektrisch verwarmen (warmtepomp) en elektrificeren van industrieprocessen. Een belangrijk neveneffect van elektrificatie is dat CO₂ uitstoot bij mobiliteit, verwarming en industrie helemaal wegvalt.

⁴² Zie: Welke kant gaat het op met stroomopslag?, *Energiea*, 31 maart 2015.

Technisch gezien betekent verdergaande elektrificatie dat opslag en demand-side management beter geïntegreerd kunnen worden in het ontwerp van het elektriciteitssysteem. Opslag en demand side management kunnen dan goedkoper de benodigde flexibiliteit leveren.

6 Evaluatie per beleidsinstrument

Paragraaf 6.1 introduceert de wijze waarop beleidsinstrumenten worden geëvalueerd, gebaseerd op het evaluatiekader in hoofdstuk 3. Deze paragraaf gaat daarbij specifiek in op de haalbaarheid en op de kosteneffectiviteit in relatie tot de onrendabele top. Paragrafen 6.2 tot en met 6.10 volgen met de evaluaties per beleidsinstrument.

Tabel 6.1 geeft ter overzicht aan waar in hoofdstuk 5 de beschrijving is te vinden, waar in hoofdstuk 6 de evaluatie en licht kort de werking toe.

Tabel 6.1 Te evalueren maatregelen en toelichting op werking

Maatregel	Omschrijving hoofdstuk 5	Evaluatie hoofdstuk 6	Toelichting werking
Exploitatiesubsidies	5.2.1	6.2	Compensatie onrendabele top middels subsidiëring. De rekening hiervan wordt betaald door de overheid (Investeringsubsidies, Exploitatiesubsidies) en door elektriciteitsleveranciers/de overheid (Saldering)
Investeringsubsidies	5.2.2	6.3	
Uitbreiding saldering	5.2.3	6.4	
Overheid als launching customer	5.2.4	6.5	Omzeiling onrendabele top doordat de overheid zelf duurzaam inkoopt of mede-investeert of –financiert. De rekening hiervan ligt bij de overheid
Overheidsparticipatie	5.2.8	6.9	
Verplichte levering van duurzame elektriciteit	5.2.5	6.6	Omzeilen onrendabele top, door het opleggen van verplichtingen, waarbij de rekening wordt betaald door de verbruikers van elektriciteit en door de eigenaren van bestaande bouw
Verplichtingen rond energiebesparing in de gebouwde omgeving	5.2.6	6.7	
Verbeterde certificaatwerking	5.2.7	6.8	Primaire werking: informatievoorziening. Verbruikers kiezen vrijwillig voor groene stroom als ze daar de prijs voor over hebben
Extra belasting op CO ₂ , kolenbelasting	5.2.9	6.10	Verlaging onrendabele top middels beïnvloeding kosten producent grijze stroom en daarmee elektriciteitsprijs. De rekening daarvan wordt betaald door de verbruikers van elektriciteit

Bron: kopie van [Tabel 5.2].

6.1 Inleiding tot de evaluaties per beleidsinstrument

Subparagraaf 6.1.1 licht de wijze van evalueren kort toe middels een stappenplan. De subparagrafen die daarop volgen, lichten enkele specifieke thema's nader uit. Subparagraaf 6.1.2 gaat in op de begrippen kosteneffectiviteit, onrendabele toppen en maatschappelijke welvaart.

6.1.1 Stappen in de evaluatie

Paragraaf 3.3 bevat het evaluatiekader, met Tabel 6.2 als samenvattende tabel.

Tabel 6.2 Integrale beoordeling van individuele maatregelen

Maatregel	Kosteneffectiviteit	Overige effecten	Eenvoud	Haalbaarheid		
	<i>O.b.v. bewijsmateriaal bijdrage doel, bandbreedte kosten; rekening houdend met beperkingen</i>	<i>O.b.v. bewijsmateriaal overige effecten</i>	<i>complexiteit en administratieve lasten</i>	<i>Invoering Nederland</i>	<i>Budgettaire beslag</i>	<i>Belanghebbenden</i>
maatregel A	verwachte kosten-effectiviteit, waar mogelijk kwantitatief; tevens: robuustheid	verwachte overige effecten, waar mogelijk kwantitatief	kwalitatief	kwalitatief	kwantitatief	kwalitatief
maatregel B	verwachte kosten-effectiviteit, waar mogelijk kwantitatief; tevens: robuustheid	verwachte overige effecten, waar mogelijk kwantitatief	kwalitatief	kwalitatief	kwantitatief	kwalitatief
etc.	etc.	etc.	etc.	etc.	etc.	etc.

Bron: kopie van Tabel 3.2.

Het evalueren van de beleidsmaatregelen gaat als volgt in zijn werk (niet noodzakelijkerwijs telkens in onderstaande volgorde):

1. Als de beleidsmaatregel uit verschillende submaatregelen bestaat, worden deze uiteengehaald. Als de vormgeving van de beleidsmaatregel kan variëren ('knoppen'), wordt dit vastgesteld. Er wordt vastgesteld welke vergelijkbare maatregelen al in het basisscenario voorkomen.
2. Er wordt literatuur besproken over de beleidsmaatregel. Voor zover relevant wordt daarbij genoteerd: de periode die is onderzocht, het land of de landen die het betreft, de (sub-)maatregel die is onderzocht, de (relevante) uitkomsten, de toegepaste methode en de hardheid van het bewijsmateriaal. Er wordt geconcludeerd wat de relevantie is van deze studies voor de Nederlandse situatie tussen 2016 en 2030, met het oog op het stimuleren van extra TWh duurzaam opgewekte elektriciteit.
3. In deze stap speelt de 'hardheid' van het bewijsmateriaal voor de effectiviteit van de maatregel een rol. Bovenaan staan empirische studies voor Nederland die door een experimentele opzet en/of econometrische analyse in staat zijn op wetenschappelijke wijze effectiviteit in te schatten. Daaronder staan empirische studies voor andere landen, empirische studies die minder wetenschappelijk zijn of over vergelijkbaar beleid gaan in plaats van het beleid dat wordt geëvalueerd. Daar weer onder staan de niet-empirische (theoretische) studies.
4. De potentie van de beleidsmaatregel om bij te dragen aan extra TWh duurzaam opgewekte elektriciteit in Nederland tussen 2016 en 2030 wordt besproken.
5. Vervolgens wordt de kosteneffectiviteit ingeschat: de kosten die moeten worden gemaakt om een gegeven hoeveelheid extra TWh in 2030 te realiseren. De kosten-effectiviteit wordt ingeschat door uit te gaan van de onrendabele toppen van 5 TWh extra aan duurzaam opgewekte elektriciteit in Nederland in 2030..
6. Er wordt een inschatting gegeven van de andere criteria uit Tabel 6.2: de overige effecten, de eenvoud van de maatregel en de haalbaarheid (hoe makkelijk kan Nederland het geïsoleerd invoeren⁴³, wat is het verwachte budgettaire beslag, wat is het draagvlak bij belanghebbenden).
7. Ter samenvatting wordt, waar relevant, Tabel 6.2 ingevuld.

⁴³ Dit kan betrekking hebben op juridische beperkingen.

6.1.2 Kosteneffectiviteit, onrendabele toppen en maatschappelijke welvaart

Kosteneffectiviteit en onrendabele toppen

Zonder additioneel overheidsbeleid bestaan er onrendabele toppen op investeringen in duurzaam opgewekte elektriciteit. Als eerste benadering zijn de kosten om tot 75 TWh duurzaam opgewekte elektriciteit in 2030 te komen gelijk aan de onrendabele toppen van de gewenste extra 18 TWh ten opzichte van het basisscenario. Ten opzichte van het jaar 2023 is de extra productie 35 TWh. Het *compenseren* van deze toppen kost namelijk dit bedrag: de meerkosten van duurzaam opgewekte elektriciteit, gegeven de elektriciteitsprijs. Het *verkleinen* van deze toppen houdt een hogere elektriciteitsprijs in, waarbij het tot nul reduceren van deze toppen leidt tot hogere elektriciteitsprijzen gelijk aan de prijzen die nodig zijn om duurzaam opgewekte elektriciteit rendabel te maken. Het *omzeilen* van de onrendabele top houdt in dat de hogere prijs die duurzaam opgewekte elektriciteit met zich meebrengt voor lief wordt genomen, wat tot de meerkosten van duurzaam opgewekte elektriciteit leidt.

Een reden waarom bovenstaande een eerste benadering is, is dat meer duurzaam opgewekte elektriciteit ook iets met de elektriciteitsprijs kan doen, en omdat er gedragsreacties kunnen zijn. Een andere reden is dat inefficiënties kunnen optreden zodra bijvoorbeeld het exact compenseren van onrendabele toppen in de praktijk niet wordt gehaald, maar er sprake is van overcompensatie. Overcompensatie mag maatschappelijk gezien een overdracht van middelen zijn, maar houdt wel extra heffing van overheidsbelastingen in, wat met maatschappelijke kosten gepaard gaat, en de haalbaarheid/acceptatie wordt hierdoor niet vergroot.

Een extra belasting op CO₂ en het herintroduceren van de kolenbelasting werken op een andere manier. Ook dit resulteert in een hogere elektriciteitsrekening, maar daar staan extra overheidsinkomsten tegenover.

Tabel 6.3 In het basisscenario heeft wind op zee de hoogste kostprijs

Onrendabele top in €/kWh	2016	2020	2030
Wind op land	0,039	0,021	0,017
Wind op zee	0,103	0,078	0,063
Zonnepanelen (6< <15kWp)	0,112	0,068	0,034
Zonnepanelen (>15kWp)	0,086	0,047	0,019

Bron: Eigen berekening; verschil tussen basisbedrag en elektriciteitsprijs zoals beschreven in hoofdstuk 4.

In hoofdstuk 4 zijn projecties gemaakt van onrendabele toppen (zie Tabel 6.3). Op basis hiervan, en met medeneming van het kostenverlagende effect via meer duurzaam vermogen, resulteert 18 TWh ten opzichte van het basisscenario bij eerste benadering in meerkosten zoals vermeld in Tabel 6.4. In deze berekening wordt dezelfde verdeling tussen technieken verondersteld als in het basisscenario. In het basisscenario wordt rekening gehouden met de kostenefficiëntie van technieken en de haalbaarheid van de investeringen in opwekkingscapaciteit.

Tabel 6.4 Kosten van onrendabele toppen, 18 extra TWh in 2030

Onrendabele top in €/kWh	2016	2020	2030
Wind op land	-	-	-
Wind op zee	145	484	905
Zonnepanelen (6 < 15kWp)	19	52	25
Zonnepanelen (>15kWp)	8	18	5
Totaal	172	553	935

Bron: Eigen berekening o.b.v. het basisscenario in de NEV 2014, Lensink (2013), Lensink en Van Zuijlen (2014).). De totale onrendabele top is gelijk aan de totale productie maal de onrendabele top per TWh.

Relatie met maatschappelijke welvaart

Dit hoofdstuk – en deze studie in het algemeen – richt zich op efficiënte manieren om in 2030 het doel te bereiken van 75 TWh duurzaam opgewekte elektriciteit in Nederland. Vandaar de nadruk op kosteneffectiviteit. Het kost iets om het genoemde doel te bereiken, maar daar staan dan ook baten tegenover, met name de (langetermijn) baten van minder CO₂-uitstoot. De effecten op de maatschappelijke welvaart zijn evenwel geen onderwerp van deze studie.

Bijdrage aan doel, kosten, budgettair beslag en kosteneffectiviteit

Economische *kosten* hebben betrekking op de inzet van middelen die hierdoor niet meer alternatief aanwendbaar zijn. Om deze reden zijn pure overdrachten van de ene partij (bijvoorbeeld de overheid) naar de andere partij (bijvoorbeeld een investeerder) geen economische kosten: de middelen die hierbij betrokken zijn, zijn wél alternatief aanwendbaar. Met een *overdracht* wordt bedoeld dat er geen tegenprestatie geldt bij het verstrekken van middelen. Als de overheid een investeerder subsidie geeft en als tegenprestatie dient deze subsidie volledig te worden besteed aan een investering die aan bepaalde voorwaarden voldoet, dan is er geen sprake meer van een overdracht in economische zin, maar van kosten.

Subsidies worden betaald uit het overheidsbudget. Als de overheid een investeerder subsidie geeft en deze subsidie is puur een overdracht, dan is er in economische zin geen sprake van maatschappelijke kosten, maar is er uiteraard wel sprake van een *beslag op de overheidsfinanciën*. Dit beslag gaat gepaard met de kosten van verstoringende belastingheffing. Daarnaast kost het uitvoeren van een subsidiemaatregel ook geld (middelen).

De concrete interpretatie van de potentiële bijdrage aan het doel en de kosteneffectiviteit van de maatregel kan verschillen over de maatregelen. Zie Tabel 6.5.

Tabel 6.5 Interpretatie van de potentiële bijdrage en de kosteneffectiviteit van de maatregelen

Maatregel	Potentie bijdrage doel	Kosteneffectiviteit
Exploitatiesubsidies, w.o. Contracts for Difference	In welke mate kunnen exploitatiesubsidies via opheffing onrendabele top zorgdragen voor extra TWh DE in 2030?	Afhankelijk van het totale bedrag aan subsidies: meer dan wat noodzakelijk is ter opheffing van de onrendabele top om extra TWh DE in 2030 te bewerkstelligen?
Investeringsubsidies	In welke mate kunnen investeringsubsidies via opheffing onrendabele top zorgdragen voor extra TWh DE in 2030?	Afhankelijk van het totale bedrag aan subsidies: meer dan wat noodzakelijk is ter opheffing van de onrendabele top om extra TWh DE in 2030 te bewerkstelligen?
Uitbreiding saldering	In welke mate kan een uitbreiding van de salderingsregeling zorgdragen voor extra TWh DE in 2030?	Afhankelijk van het totale bedrag aan extra prijssubsidies om extra TWh DE in 2030 te bewerkstelligen: meer dan wat noodzakelijk is ter opheffing van de onrendabele top?
Overheid als 'launching customer'	In welke mate kan de overheid als 'launching customer' zorgdragen voor extra TWh DE in 2030?	Extra elektriciteitskosten voor de overheid om extra TWh DE in 2030 te bewerkstelligen.
Verplichte afname of levering duurzame elektriciteit	Hoe hoog moet de verplichting liggen om te zorgen voor extra TWh DE in 2030? Lijkt zo'n verplichting (politiek) haalbaar?	Extra elektriciteitskosten voor de gebruikers om extra TWh DE in 2030 te bewerkstelligen.
Verplichtingen energiebesparing bestaande bouw	Hoe groot moet het effect via investeringen in zonnepanelen zijn om te zorgen voor extra TWh DE in 2030? Lijkt zo'n effect realistisch?	Extra kosten van energiebesparing en/of investeringen in zonnepanelen minus opbrengsten daarvan, om extra TWh DE in 2030 te bewerkstelligen.
Verbeterde certificaatwerking, w.o. 'full disclosure'	Valt een significant effect te verwachten van verbeterde informatiewerking? Zo ja, hoe groot moet de overstap als gevolg van verbeterde informatiewerking zijn om te zorgen voor extra TWh DE in 2030? Lijkt zo'n omvang realistisch?	Voor full disclosure: extra kosten van informatieverstrekking, controles en dergelijke. Daarnaast de meerkosten van het verbruik van duurzaam opgewekte elektriciteit.
Overheidsparticipatie in vreemd en eigen vermogen	Hoeveel moet de overheid medefinancieren om te zorgen voor extra TWh DE in 2030?	De kosten om te zorgen voor extra TWh DE in 2030, minus opbrengsten.
Extra belasting op CO2 en, kolenbelasting	Hoe hoog dient de extra belasting op CO2 te zijn om te zorgen voor extra TWh DE in 2030?	Kosten duurdere elektriciteit minus opbrengsten voor de overheid.

DE = duurzame elektriciteit = duurzaam opgewekte elektriciteit

Bij *investeringsubsidies* (1) en *exploitatiesubsidies* (2) is er een sterke relatie tussen het totale subsidiebedrag en de extra maatschappelijke kosten. Voor zover er zonder extra subsidies al opbrengsten tegenover de kosten van investeringen en productie staan, zijn dit geen extra maatschappelijke kosten. De extra subsidies strekken ter compensatie van de overgebleven onrendabele top. Er kan evenwel sprake zijn van een hoger totaal subsidiebedrag dan de sommatie van de onrendabele toppen, als een deel van de investeringen en productie ook zonder subsidie zou zijn ondernomen. In dat geval is het kennelijk niet goed mogelijk om de subsidies zodanig te verstrekken dat alle investeringen en productie additioneel zijn. De overcompensatie is in economische zin op zich geen extra maatschappelijke kostenpost (want is alternatief aanwendbaar), maar vormt uiteraard wel een beslag op het budget van de overheid.

Bij *uitbreiding van de saldering* (3) geldt een soortgelijke redenering, maar dan voor de impliciete prijs-subsidie.

Bij *de overheid als 'launching customer'* (4) en een *leveranciersverplichting* (5) zijn de extra maatschappelijke kosten de verhoogde elektriciteitsrekening, resp. voor de overheid en voor alle (Nederlandse) afnemers. De verhoogde rekening voor de overheid gaat uiteraard ten koste van het overheidsbudget.

Verplichtingen met betrekking tot energiebesparing in bestaande bouw (6) leiden tot extra kosten om de energiebesparing te bewerkstelligen en/of te investeren in zonnepanelen. Er is geen direct effect op de overheidsfinanciën, omdat het een verplichting betreft. Tegenover de extra kosten staan opbrengsten in termen van energiebesparing en opgewekte elektriciteit, die van die extra kosten afgetrokken dienen te worden om de netto extra maatschappelijke kosten te berekenen.

Verbeterde certificaatwerking (7) heeft slechts directe impact op de overheidsfinanciën indien meer controles of een ander systeem dan het huidige wenselijk zijn en dit door de overheid wordt gefinancierd. De kosten hiervan, door wie ook gefinancierd, zijn maatschappelijke kosten. Overstappen door consumenten op duurzaam opgewekte elektriciteit betekent een verhoogde elektriciteitsrekening.⁴⁴

Als *de overheid medefinanciert* (8) vormt het beslag op het budget van die overheid een maatschappelijke kostenpost. Dit budget wordt immers aangewend voor de investeringen in de opwekking van duurzame elektriciteit, geld dat niet op een andere wijze meer kan worden besteed. Tegenover de kosten van de andere financierende partijen zullen voldoende opbrengsten staan (gegeven de medefinanciering van de overheid), waardoor dat geen (netto) maatschappelijke kosten zijn. Als de overheid ook een deel van de opbrengsten van investeringen krijgt, kan dat in mindering worden gebracht op het budgettaire beslag en de maatschappelijke kosten, maar dan dalen uiteraard ook de opbrengsten van de andere partijen. De netto kosten voor de maatschappij zijn uiteindelijk de meerkosten van duurzaam opgewekte elektriciteit.

Het introduceren van *extra CO2-belastingen* en het herintroduceren van een *kolenbelasting* (9) leveren extra overheidsinkomsten op, al dient daarbij wel rekening te worden gehouden met gedragsreacties (mogelijk minder elektriciteitsproductie in Nederland). Tegenover deze extra overheidsinkomsten staan de extra kosten voor gebruikers (in de vorm van hogere belastingen en een hogere elektriciteitsprijs).

6.2 Exploitatiesubsidies, waaronder Contracts for Difference

6.2.1 De beleidsmaatregel⁴⁵

Een exploitatiesubsidie kent verschillende 'knoppen':

- het maximaal beschikbare bedrag aan subsidies per jaar;
- de jaren waarin subsidie kan worden aangevraagd;
- de maximale hoogte van subsidies;
- de vorm van de subsidie (percentage van exploitatiekosten of absoluut bedrag);

⁴⁴ In welvaartstermen kan worden beredeneerd dat indien consumenten vrijwillig overstappen, dit niet een welvaartsverlies kan zijn.

⁴⁵ Zie ook subparagraaf 5.2.2.

- de (duurzame) opwekkingstechnologie(ën) waarvoor de subsidie geldt;
- verdere voorwaarden om voor subsidiëring in aanmerking te komen.

Een exploitatiesubsidie verbetert de business case van investeringen in duurzame elektriciteit door het subsidiëren van de (daadwerkelijke) productie. Net als bij een investeringssubsidie wordt de onrendabele top vergoed, maar niet op het moment van de investering en als tegemoetkoming in de investeringskosten, maar op het moment van exploitatie. SDE+ is het bekendste Nederlandse voorbeeld van een exploitatiesubsidie. Dit type exploitatiesubsidie staat ook bekend als een feed-in premie: er wordt een vergoeding uitgekeerd als aanvulling (premie) op de stroomprijs. Als de daadwerkelijke stroomprijs hoger uitvalt, dan daalt de premie. Een variant op een feed-in premie is Contracts for Difference, een systeem dat recentelijk is geïntroduceerd in Engeland.

In het basisscenario worden de productiesubsidieregelingen MEP, SDE en SDE+ gecontinueerd. Bij MEP en SDE betreft dit betalingen aan projecten die in het verleden zijn gestart. SDE en vooral SDE+ zorgen in het basisscenario voor een groei in het aandeel hernieuwbare energie vanaf 2017 (NEV 2014, blz. 58 en blz. 62). Bestaande regelingen zorgen dus al voor een kleinere onrendabele top ten opzichte van de situatie zonder overheidsbeleid en een groei in het aandeel hernieuwbare energie. Een verdere groei die noodzakelijk is om het doel van 75 TWh in 2030 te halen, betekent dat er iets moet veranderen ten opzichte van de situatie met de bestaande regelingen. Dit kan betrekking hebben op:

- hogere budgetten bij bestaande regelingen (SDE+), zodat meer investeringsprojecten kunnen worden gesubsidieerd;
- hogere subsidies per investeringsproject bij bestaande regelingen (SDE+);
- een verandering in de voorwaarden voor subsidieverstrekking bij bestaande regelingen (SDE+).

Dit komt neer op de vraag of er beperkingen zijn in de totale subsidiebudgetten of de subsidies per project of met betrekking tot de voorwaarden voor subsidieverstrekking die ervoor zorgen dat er géén verdere groei plaatsvindt.

6.2.2 Beschikbare literatuur

SDE+

Bij SDE+ kiest de overheid niet voor een specifieke technologie, maar bepaalt ‘de markt’ de technologie op basis van kosteneffectiviteit. Dit is vormgegeven middels een jaarlijkse gefaseerde opening. Daarin is een ‘vrije categorie’ gedefinieerd: bedrijven die denken dat ze energie kunnen produceren tegen lagere dan door ECN/KEMA berekende kosten, kunnen subsidie in een eerdere fase aanvragen. De focus op kosteneffectiviteit kent een uitzondering in de vorm van het separaat subsidiëren van windparken op zee (in de vorm van aanbestedingen). De efficiëntie van SDE+ wordt bevorderd door genoemde jaarlijkse gefaseerde opening in combinatie met een maximumbudget per jaar, en doordat de subsidies per project gemaximeerd zijn en meebewegen met de energieprijzen.

De Algemene Rekenkamer publiceerde recentelijk een evaluatie van SDE+ (Algemene Rekenkamer, 2015). Deze evaluatie is gebaseerd op data met betrekking tot de SDE+-projecten zoals verzameld door RVO, modelberekeningen door ECN en een grootschalige enquête onder alle aanvragers van SDE+.

SDE+ is geïntroduceerd in 2011. Van de 1.787 projecten die in 2011-2013 subsidie toegekend hebben gekregen, leverde in augustus 2014 drie procent daadwerkelijk hernieuwbare energie. De meeste projecten kennen een lange periode van bouw en operationeel maken. De timing van subsidietoekenning en effecten op hernieuwde energieproductie lopen daarom niet synchroon. Gemiddeld genomen hebben de SDE+-projecten die energie hebben geproduceerd 26 procent minder energie geleverd dan de maximale subsidiabele hoeveelheid.

Hof en Kocsis (2015) concluderen dat in 2011-2012 SDE+ slechts in zeer beperkte mate heeft kunnen bijdragen aan het doel van meer hernieuwbare energie. Deze uitspraak is echter alleen geldig voor deze periode. De vraag is wat SDE+ ná deze periode teweeg heeft gebracht en nog teweeg gaat brengen. In het basisscenario veroorzaakt onder andere SDE+ een versnelling van de groei van hernieuwbare energie.

Wijzigingen in SDE+ om meer duurzaam opgewekte elektriciteit te bewerkstelligen

De Algemene Rekenkamer (2015) concludeert onder meer: “De hoeveelheid subsidie die de minister jaarlijks beschikbaar stelt voor de ontwikkeling van windmolenparken, waterkrachtcentrales, aardwarmtepompen, biomassavergisters enzovoort is op papier afgestemd op het halen van de beleidsdoelen voor 2020 en 2023, maar houdt geen rekening met praktijkfactoren. In de praktijk vallen SDE+-projecten menigmaal uit of lopen ze vertraging op. Ook wordt er gemiddeld per project minder energie opgewekt dan op papier mogelijk is.” (blz. 4).⁴⁶ De Algemene Rekenkamer stelt verder: “De SDE+ zit als regeling relatief goed in elkaar. Dat is een positief gegeven. Maar het betekent wel dat met aanpassingen aan de regeling zelf de beleidsdoelen niet gemakkelijk dichterbij kunnen worden gehaald. Op zichzelf zijn er nog wel kleine verbeteringen in de regeling denkbaar. Bij de subsidietoekenning zou bijvoorbeeld meer dan nu voorrang kunnen worden gegeven aan projecten die met weinig subsidie al energie kunnen leveren. Ook de berekening van de maximale subsidie per energieopwekkingstechniek kan beter door subsidieontvangers te verplichten bepaalde technische en financiële informatie beschikbaar te stellen. De voordelen die dergelijke aanpassingen opleveren zijn naar verwachting echter op de korte termijn gering. Twee andere aanpassingen zijn kansrijker: meer subsidie beschikbaar stellen of de SDEe+ openstellen voor projecten in het buitenland.”⁴⁷

Wat betreft *voorrang bij subsidietoekenning* aan projecten die met weinig subsidie al energie kunnen leveren: dit betreft de verschillen in marktprijs per energievorm (elektriciteit, gas of warmte) (Algemene Rekenkamer, 2015, blz. 37). Specifiek voor het doel van deze studie zou voorrang kunnen worden gegeven aan elektriciteit, dat wil zeggen duurzaam opgewekte elektriciteit via zon en wind (op land).

Het moge duidelijk zijn dat het *openstellen voor projecten in het buitenland* niet bijdraagt aan het doel van de onderhavige studie. Blijft over *het beschikbaar stellen van meer subsidie*. De Algemene Rekenkamer gaat wat dat betreft enkel concreet in op extra subsidieverplichtingen voor windparken op zee, door zowel het subsidiebudget te verhogen als door hogere basisbedragen (kostprijzen) te hanteren.

⁴⁶ Vanaf 2012 geldt voor projecten met een budgetbeslag groter dan € 400 miljoen dat de aanvrager een boete verschuldigd is (maximaal 2 procent) van het beschikte bedrag voor het niet of vertraagd uitvoeren van het project. Merkwaardig genoeg gaat de Algemene Rekenkamer hier niet op in.

⁴⁷ Het budget kan ook worden verhoogd door budget dat vrijvalt wanneer projecten met subsidie niet doorgaan, in een volgende ronde weer toe te voegen aan het totale budget voor SDE+. Op dit moment gebeurt dat niet.

Dat is een onderdeel dat formeel onder SDE+ valt, maar een daarvan afwijkende aanbestedingsprocedure kent, voor vastgestelde locaties. Over subsidieverhoging voor de gefaseerde opening van SDE+ wordt aangetekend dat hogere subsidies betekenen dat ondernemers minder geneigd zullen zijn hun projecten al in een vroeg stadium (en dus voor een lager subsidiebedrag) in te schrijven (blz. 6-7).

Subsidieverhoging met als doel verdere stimulering van duurzaam opgewekte elektriciteit door wind op land en zon bij de jaarlijkse gefaseerde opening van SDE+ vereist verhoging van het jaarlijkse budget, waarbij deze verhoging kan worden vormgegeven door het totale budget per 'ronde' te verhogen of door hogere kostprijzen te hanteren. De eerste optie lost een knelpunt op als er met de toegepaste kostprijzen (basisprijzen) meer aanvragen zijn dan het beschikbare budget toelaat. De cijfers tot en met 2014 geven niet de suggestie dat hier een belangrijk knelpunt ligt (Algemene Rekenkamer, 2015, blz. 35-36). De tweede optie geeft ruimte voor duurdere technologieën.

De Algemene Rekenkamer maakt geen vergelijking met de Contracts for Difference in Engeland. Ook dit systeem houdt een subsidie (premie) op de marktprijs in om de onrendabele top van duurzame energie te compenseren. Verschillen zijn onder meer dat als de marktprijs boven het plafond stijgt, producenten premie betalen. Hierdoor wordt het risico op overwinsten bij producenten verkleind. Bij SDE+ wordt geen premie betaald, maar is de subsidie wel gemaximeerd. Ook dit verkleint het risico op overwinsten en geeft zelfs een risico op verlies.⁴⁸ In die zin legt SDE+ meer risico bij de producent in vergelijking met Contracts for Difference. Een ander verschil met SDE+ is dat Contracts for Difference uitgaat van een contract voor een specifieke capaciteit, waarbij op het niet-realiseren van deze capaciteit een boete staat. In die zin legt Contracts for Difference juist meer risico bij de producent in vergelijking met SDE+. Overigens lijkt het systeem van Contracts for Difference verder nog het meest op de apart gezette aanbestedingen voor wind op zee bij SDE+, maar dat laat onverlet dat elementen uit Contracts for Difference bij SDE+ geïntroduceerd zouden kunnen worden. Op dit moment, en ook vanwege de andere verschillen tussen deze twee vormgevingen, is het niet mogelijk aan te geven welk systeem het meest effectief of efficiënt werkt.

6.2.3 Betekenis voor het doel van 75 TWh

Als wordt aangenomen dat er geen beperkingen zijn die voortkomen uit weerstand tegen bijvoorbeeld wind op zee en uit procedures en dat de termijn tot 2030 in beginsel lang genoeg is om technisch gezien meer vermogen aan wind en zon te installeren (zie Hoofdstuk 5.3), dan zou een goed vormgegeven exploitatiesubsidie effectief moeten zijn in de stimulering van duurzame opwekkingscapaciteit. Zo'n subsidie maakt zo'n investering immers per definitie rendabel. De SDE+ lijkt daarbij een goed startpunt voor een goed vormgegeven exploitatiesubsidie. Wel zouden de budgetten omhoog moeten om de noodzakelijke versnelling te verkrijgen. Ook zou - gegeven de doelstelling van dit onderzoek: extra duurzaam opgewekte elektriciteit - voorrang kunnen worden gegeven aan duurzaam opgewekte elektriciteit via zon en wind.

Wat betreft de verhoging van budgetten: dat zou zowel windparken op zee betreffen (met een van de rest van SDE+ afwijkende aanbestedingsprocedure) voor vastgestelde locaties als de 'reguliere'

⁴⁸ Als de werkelijke energieprijs onder de basisenergieprijs zakt wordt de maximale subsidie verstrekt, maar lijdt de ondernemer een verlies. Zie Algemene Rekenkamer (2015, blz. 18).

SDE+ voor zon en wind op land. Méér windparken op zee houdt zowel een hoger subsidiebudget in als hogere subsidies per project, omdat meer windparken niet mogelijk zijn zonder kostenverhogingen. Voor de reguliere SDE+-projecten is het ook noodzakelijk dat er hogere subsidies per project worden gegeven, om ook duurdere technologieën sneller te laten ontwikkelen.

6.2.4 Kosteneffectiviteit

Uitbreiding van het budget voor SDE+ kan het meest efficiënt door de regels van het spel grotendeels onveranderd te laten en de budgetten te verhogen (zie hierboven). De subsidiëring sluit dan zoveel mogelijk aan bij de onrendabele toppen.

De Algemene Rekenkamer (2015, blz. 6-7) heeft opgemerkt dat subsidieverhoging betekent dat ondernemers minder geneigd zullen zijn hun projecten al in een vroeg stadium en dus voor een lager subsidiebedrag in te schrijven. Er treedt een inefficiëntie op zodra ondernemers wachten op een latere subsidieronde met hogere subsidies, terwijl ze met lagere subsidies óók wel zouden hebben geproduceerd. De cijfers tot en met 2014 lijken er al op te wijzen dat het veilingmechanisme minder effectief wordt: er wordt minder vaak onder het basisbedrag ingeschreven en er wordt vaker gewacht tot latere subsidierondes (Algemene Rekenkamer, 2015, blz. 35-36). Merk wel op dat dit niet noodzakelijkerwijs betekent dat er overwinsten worden gemaakt. Het kan ook zo zijn dat er meer duurdere projecten worden ingediend. Met het verhogen van het totale subsidiebudget en van subsidiebedragen (basisbedragen, d.w.z. kostprijzen van productie van energie) zal ook de ‘vraag’ naar subsidies toenemen. Met dit effect lijkt de Algemene Rekenkamer geen rekening te houden.

In de evaluatie van de Algemene Rekenkamer vindt geen daadwerkelijke inschatting van inefficiënties plaats, of een duiding van de uitvoeringskosten van SDE+. Het is daarom niet mogelijk om in harde cijfers een uitspraak te doen over de kosteneffectiviteit van het instrument exploitatiesubsidies, met name in vergelijking met de onrendabele toppen zoals weergegeven in paragraaf 6.1. We kwalificeren de kosteneffectiviteit als iets minder kosteneffectief dan het precies wegnemen van de onrendabele toppen, vanwege de vormgeving van SDE+, die niet helemaal kan garanderen dat er subsidieverstreking plaatsvindt terwijl er toch wel zou worden geproduceerd.

6.2.5 Overige criteria: robuustheid, overige effecten, eenvoud en haalbaarheid

Haalbaarheid en eenvoud

Naast overwegingen van algemene haalbaarheid (zie Hoofdstuk 5.3) is er geen reden om te veronderstellen dat specifiek exploitatiesubsidies vormgegeven zoals SDE+ niet haalbaar zouden zijn. Het bestaan van SDE+ bewijst dit. De eenvoud komt logischerwijze overeen met SDE+. Er zijn ons geen signalen bekend dat SDE+ te complex zou zijn.

Een versnelling in het tempo van gerealiseerde duurzaam opgewekte elektriciteit vereist toenemende budgetten om voor duurdere opties de onrendabele top weg te nemen. Dit vereist in algemene zin draagvlak voor het budgettaire beslag dat hiermee gepaard gaat en voor de daadwerkelijke realisatie van zon, wind op land en wind op zee.

Robuustheid en overige effecten

Exploitatiesubsidies vormgegeven zoals SDE+ scoren goed op robuustheid. Subsidies zijn gebaseerd op ingeschatte kostprijzen en bewegen in omgekeerde richting van elektriciteitsprijzen.

6.2.6 Samenvatting

Maatregel	Kosteneffectiviteit	Overige effecten	Eenvoud	Haalbaarheid		
		<i>O.b.v. bewijsmateriaal bijdrage doel, bandbreedte kosten; rekening houdend met beperkingen</i>	<i>O.b.v. bewijsmateriaal overige effecten</i>	<i>complexiteit en administratieve lasten</i>	<i>Invoering Nederland</i>	<i>Budgettaire belasting</i>
Exploitatiesubsidies à la SDE+ met hogere budgetten en hogere subsidies per project	Redelijk kosteneffectief, vergelijkbaar met SDE+, iets minder dan het ideaal (= precies aansluitend bij de onrendabele toppen) Robuust	-	Gelijk aan SDE+	Uitbreiding van SDE+	iets hoger dan de onrendabele toppen	Afhankelijk van draagvlak voor verhoogde subsidies en voor toename zon, wind op land, wind op zee

6.3 Investeringsubsidies

6.3.1 De beleidsmaatregel⁴⁹

Een investeringssubsidie kent verschillende ‘knoppen’:

- het maximaal beschikbare bedrag aan subsidies per jaar;
- de jaren waarin subsidie kan worden aangevraagd;
- de maximale hoogte van de subsidie per project of per ontvanger;
- de vorm van de subsidie (percentage van investeringskosten of absoluut bedrag);
- de (duurzame) opwekkingstechnologie(ën) waarvoor de subsidie geldt;
- verdere voorwaarden om voor subsidiëring in aanmerking te komen.

Net als exploitatiesubsidies (zie paragraaf 6.2) strekken investeringsubsidies ter opheffing van de onrendabele top op investeringen in duurzame elektriciteit. In het basisscenario vinden de investeringsubsidies EIA doorgang en wordt de Uitvoeringsregeling EIA gewijzigd.⁵⁰ EIA was oorspronkelijk gericht op investeringen in energiezuinige bedrijfsmiddelen en bedrijfsmiddelen voor een efficiënte opwekking van hernieuwbare energie. Investeringsubsidies in energiezuinige bedrijfsmiddelen hebben geen of zelfs een negatieve relatie tot het doel van 75 TWh in 2030. Investeringsubsidies in bedrijfsmiddelen voor een efficiënte opwekking van hernieuwbare energie hebben een positieve relatie tot het doel van 75 TWh in 2030. Tegenwoordig zijn enkele van deze investeringen nog te vinden onder de categorie *Investeringsubsidies ten behoeve van het aanwenden of toepassen van duurzame energie* en betreffen onder meer zonnepanelen en windturbines.

⁴⁹ Zie ook sub-paragraaf 5.2.1.

⁵⁰ In het basisscenario vinden tevens de investeringsubsidies VAMIL/MIA doorgang. De MIA (Milieu-investeringsaftrek) en de VAMIL (Willekeurige afschrijving Milieu-investeringen) hebben als doel het bedrijfsleven te laten investeren in (milieu-)innovatieve technieken. Deze regelingen worden vooral gebruikt door kleinere bedrijven, met een zwaartepunt in de land- en tuinbouwsector. Er is geen directe relatie tussen deze regelingen en het doel van 75 TWh in 2030.

Ook de *productiesubsidieregelingen* MEP, SDE en SDE+ worden gecontinueerd. SDE en SDE+ zorgen in het basisscenario voor een groei in het aandeel hernieuwbare energie vanaf 2017 (NEV 2014, blz. 58 en blz. 62).

Sommige bestaande regelingen zorgen dus al voor een kleinere onrendabele top ten opzichte van de situatie zonder overheidsbeleid en een groei in het aandeel hernieuwbare energie. De vraag ter evaluatie is in welke mate specifieke investeringssubsidies voor duurzaam opgewekte elektriciteit kunnen bijdragen aan een verdere groei richting het doel van 75 TWh in 2030. De huidige structurele subsidies zijn slechts ten dele specifieke investeringssubsidies.

6.3.2 Betekenis voor het doel van 75 TWh

Een investeringssubsidie zou op vergelijkbare wijze kunnen worden vormgegeven (voor wat betreft voorwaarden en procedures) als SDE+. Dit houdt in dat er jaarlijkse subsidiebudgetten zijn met meerdere rondes, waarin de subsidies toenemen omdat de kostprijs van elektriciteit hoger komt te liggen. De berekening van onrendabele toppen vindt nu al plaats voor SDE+ en kan op vergelijkbare wijze plaatsvinden voor investeringssubsidies.

Een op deze manier vormgegeven investeringssubsidie is in beginsel effectief in de stimulering van duurzame opwekkingscapaciteit. Zo'n subsidie maakt zo'n investering immers rendabel. Wel zijn er belangrijke verschillen tussen een investerings- en een exploitatiesubsidie: zie onder Kosteneffectiviteit (subparagraaf 6.3.4.).

6.3.3 Beschikbare literatuur

In september 2013 zijn de evaluaties van de investeringssubsidies VAMIL/MIA en EIA aan de Tweede Kamer gezonden. Alleen *EIA* is - deels - gericht op investeringen in bedrijfsmiddelen voor (een efficiënte) opwekking van hernieuwbare energie. Uit de evaluatie van EIA blijkt dat het effectieve financiële voordeel in de onderzochte periode gemiddeld rond de 10-10,5 procent van de (goedgekeurde) investeringskosten betrof (brief van de staatssecretaris van Financiën, 17 september 2013). Er was in de evaluatie geen eenduidige koppeling te maken tussen investeringen in duurzame energie onder de EIA en de toename in opwekkingscapaciteit in een bepaald jaar, onder meer door de tijd die verstrijkt tussen de melding en het daadwerkelijk gereed komen voor productie van duurzame energie. Op basis van een directe vraagstelling in de enquête is het percentage free riders (investerings- en exploitatiesubsidies die ook zonder het belastingvoordeel zouden zijn gedaan) geschat tussen 44 procent en 64 procent. Als dit soort percentages zouden gelden voor investeringssubsidies voor duurzaam opgewekte elektriciteit, zou het budgettaire beslag kunnen oplopen tot bijna driemaal de waarde van de onrendabele toppen (2,78 maal (1-0,64) is gelijk aan 1). Eén van de aanbevelingen uit de evaluatie is om het bodembedrag voor investeringen te verhogen. Overigens wordt in Hof et al. (2014) opgemerkt dat eventueel genoten EIA wordt afgetrokken van een eventuele SDE(+)-subsidie. Dit onderstreept de samenhang tussen beide soorten subsidies ter vermindering van de onrendabele top.

Binnen de overkoepelende Subsidieregeling Energie en Innovatie gold tussen 2012 en augustus 2013 de *subsidieregeling voor Fotovoltaïsche zonnepanelen* (zon-PVs). Particulieren konden subsidies aanvragen voor de aanschaf van fotovoltaïsche zonnepanelen met een vermogen groter dan 0,6 kWp

die in Nederland op woningen of woonboten werden geïnstalleerd. De subsidie bedroeg 15 procent van de subsidiabele kosten (vooral materiaalkosten), met een maximum van € 650. Hof et al. (2014) stellen dat moeilijk is te zeggen of de toename in capaciteit van zon-PV in de betreffende periode is toe te schrijven aan de subsidieregeling, omdat tevens vrijstelling van energiebelasting is geïntroduceerd, alsmede (naast het voortduren van EIA) SDE+.

De Investeringssubsidie Wind op land NOP was een eenmalige investeringssubsidie voor het afronden van kansrijke wind-op-land-projecten in samenwerking met provincies en gemeenten.

Samenvattend wijst de besproken literatuur enerzijds op de kansen van investeringssubsidies, anderzijds op het risico van een hoog budgettair beslag als investeringen worden gesubsidieerd die zonder of met een lagere subsidie ook zouden zijn doorgegaan. Dit onderstreept het belang van een slimme vormgeving, zoals die van SDE+.

6.3.4 Kosteneffectiviteit en robuustheid

De kosteneffectiviteit is maximaal als de subsidiëring zoveel mogelijk aansluit bij de onrendabele toppen (zie paragraaf 6.1). Een vormgeving à la SDE+ (zie paragraaf 6.2), maar dan vertaald naar investeringen, ligt daarbij voor de hand (zie sub paragraaf 6.3.2). Hierdoor kiest ‘de markt’ de meest efficiënte projecten binnen een (technologie-) categorie.

Er zijn evenwel belangrijke verschillen met exploitatiesubsidies. Eén verschil is dat in theorie na subsidieverstrekking geen productie van elektriciteit hoeft plaats te vinden. Dat is uitgesloten bij exploitatiesubsidies, omdat subsidies dan juist afhangen van de productie. In ieder geval dient er een controle plaats te vinden op het daadwerkelijk realiseren van de productiecapaciteit. Als de onrendabele toppen goed genoeg zijn ingeschat, vindt er alleen géén productie plaats als de elektriciteitsprijs zo laag is dat de marginale kosten van zon en wind niet worden goedge maakt. Juist bij deze technologieën lijkt dit scenario niet erg realistisch.

Aansluitend hierop kunnen exploitatiesubsidies rekening houden met marktontwikkelingen (ontwikkelingen in de elektriciteitsprijs) na de investeringsfase, maar investeringssubsidies niet. Dit maakt een investeringssubsidie minder kosteneffectief (oversubsidiëring zal sneller plaatsvinden, bij relatief hoge elektriciteitsprijzen) en (iets) minder robuust (voor variaties in de elektriciteitsprijzen naar beneden).

Wat een investeringssubsidie vóór heeft op een exploitatiesubsidie, is dat het directer aansluit bij mogelijke financieringsproblemen op de kapitaalmarkt. Om voldoende risico's voor investeerders weg te nemen (namelijk van een lage elektriciteitsprijs), zal een effectieve investeringssubsidie misschien wel hoger moeten liggen dan een qua effectiviteit equivalente exploitatiesubsidie.

Omdat er geen ‘investeringsvarianten’ op SDE+ bestaan, kan de kosteneffectiviteit niet met harde cijfers worden ingeschat. We concluderen dat de kosteneffectiviteit en de robuustheid onder die van exploitatiesubsidies liggen, met de kanttekening dat investeringssubsidies meer aansluiten op mogelijke financieringsproblemen.

6.3.5 Overige criteria: overige effecten, eenvoud en haalbaarheid

Naast overwegingen van algemene haalbaarheid (zie Hoofdstuk 5.3) is er geen reden om te veronderstellen dat investeringssubsidies niet haalbaar zouden zijn. Wel zal de EU-toets op staatssteun strenger zijn.⁵¹ De eenvoud is vergelijkbaar met bestaande exploitatiesubsidies, met name SDE+. Na de investeringsfase zijn geen afrekeningen meer nodig, maar dat verhoogt waarschijnlijk wel de complexiteit van het vaststellen van de benodigde bijdrage voor de investering.

Een versnelling in de realisaties van duurzaam opgewekte elektriciteit vereist toenemende budgetten om voor duurdere opties de onrendabele top weg te nemen. Dit vereist in algemene zin draagvlak voor het budgettair beslag dat hiermee gepaard gaat en voor de daadwerkelijke realisatie van zon, wind op land en wind op zee.

6.3.6 Samenvatting

Maatregel	Kosteneffectiviteit	Overige effecten	Eenvoud	Haalbaarheid		
	<i>O.b.v. bewijsmateriaal bijdrage doel, bandbreedte kosten; rekening houdend met beperkingen</i>	<i>O.b.v. bewijsmateriaal overige effecten</i>	<i>complexiteit en administratieve lasten</i>	<i>Invoering Nederland</i>	<i>Budgettair beslag</i>	<i>Belanghebbenden</i>
Investeringssubsidie, zoveel mogelijk vormgegeven als SDE+ (berekening van onrendabele toppen; gefaseerde opening)	Kan redelijk kosteneffectief, maar zal daarop minder scoren dan exploitatiesubsidies à la SDE+ Vanwege lage marginale productiekosten redelijk robuust, maar minder dan exploitatiesubsidies à la SDE+ Sluit meer dan exploitatiesubsidies aan bij financieringsproblemen	-	Vergelijkbaar met SDE+	Ja, afhankelijk van toets op staatssteun.	Hoger dan subsidie op onrendabele top bij relatief hoge elektriciteitsprijs Waarschijnlijk hoger dan bij Exploitatiesubsidie bij dezelfde effectiviteit	Afhankelijk van draagvlak voor verhoogde subsidies en voor toename zon, wind op land, wind op zee

6.4 Uitbreiding salderingsmogelijkheden

6.4.1 De beleidsmaatregel⁵²

De huidige salderingsmogelijkheden houden deels een subsidie in aan producenten van decentraal opgewekte hernieuwbare elektriciteit. In de praktijk is dit vooral een stimulans voor zonne-energie. Saldering geldt momenteel voor huishoudens met een kleinverbruikersaansluiting met een capaciteit van maximaal 3x80 Ampère.⁵³ Saldering geldt niet voor overschotten (dat wil zeggen productie

⁵¹ De juridische aspecten van de staatssteuntoets worden hier niet verder uitgewerkt. Van belang is dat de exploitatiesubsidie meer marktconform kan worden vormgegeven door koppeling van het subsidiebedrag aan de marktprijs. Een investeringssubsidie wordt vaak gekoppeld aan de kosten van de investering wat 'mee ademen' met de marktontwikkeling uitsluit.

⁵² Zie ook subparagraaf 5.2.3.

⁵³ Zie: <https://www.acm.nl/nl/onderwerpen/loket/afnemers-van-energie/duurzame-energie/wat-is-salderen-en-hoe-werkt-het/>.

boven het eigen gebruik): de kleingebruikers krijgen daarvoor een “redelijke vergoeding” (groot-handelsprijs).⁵⁴

De huidige mogelijkheden tot saldering worden geëvalueerd in 2017 en zullen in ieder geval tot 2020 blijven gelden. Mogelijk gaat deze regeling per 2020 veranderen, in welk geval er een overgangsregeling komt.⁵⁵ In het basisscenario is verondersteld dat de salderingsregeling ook na 2020 blijft gelden. Vandaar dat we hier uitgaan van behoud van de salderingsregeling, welke op verschillende manieren kan worden uitgebreid:

- door ook grootverbruikers eronder te laten vallen;
- door toe te staan dat dezelfde voordelen ook gaan gelden bij overschotten;
- door toe te staan dat dezelfde voordelen ook volledig gaan gelden bij zelflevering.

De focus ligt op de eerste twee manieren.

6.4.2 Beschikbare literatuur

Het effect van een uitbreiding van saldering kan in theorie worden ingeschat door uit te gaan van de effecten van de reeds bestaande salderingsmogelijkheden. CBS (2014) geeft aan dat de exponentiële stijging tot en met 2013 in het vermogen van zonnestroom de volgende oorzaken kent:

- de daling van de prijs van zonnestroomsystemen op de wereldmarkt;
- de salderingsregeling in combinatie met de hoge energiebelasting op elektriciteit voor kleinverbruikers (waardoor geen btw en energiebelasting over de zelf geproduceerde stroom hoeven te worden betaald); in combinatie met het terug kunnen vragen van de btw op aangeschafte panelen bij particulieren;
- de Subsidieregeling Zonnepanelen, bedoeld voor particulieren met kleine installaties tot en met 3,5 kW, omvattende 15 procent van de aanschafkosten met een maximum van € 650 subsidie; met hulp van deze regeling zou 100 megawatt aan zonnestroomsystemen zijn geplaatst in 2012 en 150 megawatt in 2013;
- voor bedrijven de mogelijkheid om via de Energieinvesteringsaftrekregeling (EIA) belastingkorting te krijgen op het aanschaffen van zonnepanelen; deze korting komt overeen met ongeveer 10 procent van de aanschafprijs; via de EIA zou voor ongeveer 110 megawatt aan in 2013 te plaatsen zonnepanelen belastingkorting zijn toegezegd;
- voor een beperkt aantal megawatt verkregen MEP- of SDE-subsidies;
- regionale subsidieregelingen voor zonnepanelen.

Het moge duidelijk zijn dat het gelijktijdig bestaan van deze invloeden het moeilijk maakt om specifiek de invloed van de saldering te isoleren. Ons zijn geen wetenschappelijk gefundeerde studies voor Nederland bekend die deze invloed isoleren. CBS merkt wel op dat door de sterke daling van de prijzen van zonnepanelen het voordeel van het salderen voor kleinverbruikers al ongeveer voldoende compensatie voor de aanschafkosten is. CBS merkt tevens op dat of de aanschaf voor particulieren daadwerkelijk voordelig is, afhangt van ondermeer de beschikbaarheid van een dak in

⁵⁴ Voor zelflevering (het leveren van stroom via een *eigen* aansluiting en deze via het net terugleveren via een andere aansluiting) gelden iets andere spelregels: hiervoor ontvangt de kleinverbruiker een *lagere* prijs dan hij/zij betaalt voor elektriciteit die op een andere tijdstip van de energieleverancier wordt afgenomen.

⁵⁵ Tweede Kamer, vergaderjaar 2013–2014, 29 023, nr. 175, blz. 26, 27, 28 en 29.

de zon, de toekomstige ontwikkeling van de prijs van elektriciteit en het functioneren van de panelen op de lange termijn. Borenstein (2015) kijkt naar de netto contante waarde van zon-PV voor huishoudens in Californië en concludeert dat ‘net metering’ (vergelijkbaar met saldering) deze in belangrijke mate verhoogt. De situatie in Californië is evenwel niet geheel vergelijkbaar met die in Nederland, onder andere vanwege een specifieke tariefstructuur waarbij de prijs per kWh bloksgewijs toeneemt als de elektriciteitsconsumptie toeneemt. Dijkgraaf et al. (2014) kijken naar de effectiviteit van feed-in tarieven voor zon-PV voor OESO-landen. Dit is slechts in beperkte mate vergelijkbaar met de effecten van een salderingsregeling. Feed-in tarieven hebben een positief effect op het aandeel zon-PV in de elektriciteitsmix.

6.4.3 Betekenis voor het doel van 75 TWh

Fysieke ruimte

Een eerste vraag is of er qua fysieke ruimte voldoende potentieel is voor een grotere rol van zon-PV dan in het basisscenario het geval is. Het antwoord hierop is: ja. De potentie van zon-PV qua fysieke ruimte is in beginsel zelfs groot genoeg om relevant te zijn voor het doel van de volledige 18 TWh in 2030. Dit blijkt uit de potentieelstudie van PBL en DNV GL (2014). Als het volledige dakoppervlak in Nederland zou worden benut, rekening houdend met obstakels en hellingen, levert dat jaarlijks ongeveer 51 TWh aan elektriciteit op. Deze 51 TWh is als volgt verdeeld:

- wonen: 41 GWp vermogen, 115 PJ aan productie, oftewel 31,9 TWh;
- utiliteit: 25 GWp vermogen, 69 PJ aan productie, oftewel 19,2 TWh.

Stimulering door uitbreiding saldering

De volgende vraag is hoeveel TWh maximaal kan worden bereikt in 2030 door uitbreiding van de saldering. Dit betreft investeringen in zon-PV die niet al sowieso plaatsvinden (dat wil zeggen zonder stimulering) of plaatsvinden doordat ze onder andere regelingen vallen (met name SDE+ en EIA). En dan specifiek investeringen die door uitbreiding van de saldering ‘over de streep’ worden getrokken. Zie Tabel 6.6 voor de zon-PV-installaties die onder bestaande regelingen vallen. De vetgedrukte cellen in deze tabel staan vermeld in de regeling, de overige cellen (productie) zijn daarvan afgeleid.

Tabel 6.6 Bestaande regelingen ter stimulering van zon-PV

<i>Regeling</i>	<i>Aansluiting</i>	<i>Vermogen kWp</i>	<i>Productie kWh per jaar</i>
Saldering	Kleinverbruiker (max. 3x80A)	n.v.t.	n.v.t.
SDE+	Grootverbruiker (> 3x80A)	> 15 kWp	Meer dan 12.750 kWh
EIA	Grootverbruiker (> 3x80A)	≥ 15 kWp	Minstens 12.750 kWh
	Kleinverbruiker (max. 3x80A)	> 25 kWp	Meer dan 21.250 kWh

Bron: zie paragraaf 6.4.1. De kolom productie is afgeleid van de formule productie = 1.000 (zonne-uren) maal vermogen in kWp maal 0,85 (correctiefactor).

De huidige **saldering** geldt alleen voor kleinverbruikersaansluitingen. Subsidie voor zonne-energie bij **SDE+** heeft betrekking op fotonvoltaïsche zonnepanelen (zon-PV) met een vermogen groter dan 15 kilowattpiek (kWp, 1 kilowatt-piek is 1.000 watt-piek) en geldt voor installaties die worden aangesloten op een grootverbruikersaansluiting: een aansluiting op het elektriciteitsnet van meer

dan 3x80 Ampère.⁵⁶ Investeringsaftrek via **EIA** betreft (a) panelen met fotovoltaïsche zonnecellen met een gezamenlijk piekvermogen van ten minste 15 kW, die zijn aangesloten op een elektriciteitsnet via een aansluiting met een totale maximale doorlaatwaarde van méér dan 3x80 Ampère⁵⁷ en (b) panelen met fotovoltaïsche zonnecellen met een gezamenlijk piekvermogen van meer dan 25 kW, die zijn aangesloten op een elektriciteitsnet via een aansluiting met een totale maximale doorlaatwaarde van 3x80 Ampère of minder.⁵⁸

Grootverbruikers

Tabel 6.6 laat zien dat bij *grootverbruikers* zon-PV niet door bestaande regelingen wordt gedekt bij piekvermogens onder de 15 kWp, oftewel jaarlijkse productie onder de 12.750 kWh. Het idee achter de uitbreiding van salderingsmogelijkheden tot grootverbruikers is dat hier een potentie aan zonne-energie ligt die door de huidige subsidiëeringsmogelijkheden niet wordt gedekt. De vraag is hoeveel grootverbruikers in potentie minder dan 12.750 kWh aan elektriciteit opwekken via zonnepanelen, en hoeveel kWh dit zou opleveren. Zonder nadere gegevens over het aantal grootverbruikers(aansluitingen) is dit niet onderbouwd in te schatten.

Kleinverbruikers: overschotten

De vraag is hoeveel kleinverbruikers in potentie meer dan hun eigen verbruik aan elektriciteit zullen opwekken via zonnepanelen, en hoeveel kWh dit zou opleveren. Bovengenoemde potentieel bij woningen betreft jaarlijks 31,9 TWh aan productie. We hanteren bij gebrek aan harde cijfers de volgende veronderstellingen:

- er zijn 7,57 miljoen huishoudens (CBS, 1 januari 2013);
- tweederde van deze huishoudens zou zonnepanelen kunnen installeren (gebaseerd op 400 km² beschikbare oppervlakte op daken van in totaal 600 km² dakoppervlak, woningen plus utiliteitsgebouwen; uit DNV GL/PBL 2014, blz. 7); dat geeft 5,1 miljoen huishoudens;
- tussenstap: 31,9 TWh aan productie over 5,1 miljoen huishoudens betekent per huishouden gemiddeld 6.321 kWh productie per jaar;
- het gemiddelde verbruik per huishouden (in 2013) is 89 PJ (CBS, PBL, Wageningen UR, 2014) gedeeld door 7,57 miljoen huishoudens is 11,76 PJ per miljoen huishoudens oftewel 3.267 kWh per huishouden;
- het overschot per huishouden bedraagt zodoende 6.321 minus 3.267 kWh is 3.054 kWh;
- dit geeft een potentie van 5,1 miljoen huishoudens maal 3.054 kWh is 15,6 TWh.

De vraag is hoeveel hiervan specifiek door uitbreiding van de salderingsregeling tot stand zal komen. Zoals eerder genoemd stelt het CBS dat door de sterke daling van de prijzen van zonnepanelen het voordeel van (de huidige mogelijkheden tot) salderen voor kleinverbruikers al ongeveer voldoende compensatie is voor de aanschafkosten. Er is geen reden om aan te nemen dat dit niet zou gelden voor kleinverbruikers die meer dan hun eigen verbruik zouden willen produceren. Maar het effect van de uitbreiding geldt alléén voor die huishoudens die zonder de uitbreiding tegen de

⁵⁶ Zie: www.rvo.nl/subsidies-regelingen/zon-sde-2015.

⁵⁷ Zie: www.rvo.nl/subsidies-regelingen/milieulijst-en-energielijst/eia/zonnepanelen-voor-elektriciteitsopwekking-met-sde2013-eerder-0

⁵⁸ Zie: www.rvo.nl/subsidies-regelingen/milieulijst-en-energielijst/eia/zonnepanelen-voor-elektriciteitsopwekking-0

grens van hun eigen verbruik aan zitten. Huishoudens die (veel) minder dan dat produceren, kunnen ook zonder uitbreiding al meer gaan produceren; huishoudens die (veel) meer produceren, hebben de stimulering van de uitbreiding kennelijk niet nodig.

Omdat het antwoord op de zojuist gestelde vraag niet bekend is, stellen we een bandbreedte op van 0 tot 15,6 TWh voor het effect van de uitbreiding van de salderingsregeling voor kleinverbruikers. De extreme situatie van 0 TWh treedt op indien zonder uitbreiding van de salderingsregeling ook al in de zonnepanelen wordt geïnvesteerd, of als ondanks de financiële aantrekkelijkheid door de salderingsregeling niemand extra investeert. De extreme situatie van 15,6 TWh treedt op indien door en enkel door uitbreiding van de salderingsregeling extra in de zonnepanelen wordt geïnvesteerd.

6.4.4 Kosteneffectiviteit

Subparagraaf 6.4.2 haalde het CBS aan, dat stelt dat door de sterke daling van de prijzen van zonnepanelen het voordeel van (de huidige mogelijkheden tot) salderen voor kleinverbruikers al ongeveer voldoende compensatie zou moeten zijn voor de aanschafkosten. In dat geval wordt de onrendabele top gecompenseerd. Als deze precies zou worden gecompenseerd, komen de kosten neer op de onrendabele top voor kleinverbruikers van zonnepanelen. Zie paragraaf 6.1.

Er zijn evenwel redenen om aan te nemen dat de salderingsregeling niet erg kosteneffectief kan zijn. In de huidige vorm wordt gewezen op het wellicht te genereus zijn van de bestaande salderingsregeling. Door de minister van EZ wordt een stimulans van 16 eurocent per kilowattuur genoemd (Tweede Kamer, vergaderjaar 2013–2014, 29 023, nr. 175, blz. 25). De onrendabele toppen van zonnepanelen in het basisscenario lijken inderdaad lager te liggen (zie ter illustratie Tabel 4.6). Dit zou aanleiding kunnen zijn de omvang van de stimulans te verlagen. Punt is dat het *exact* compenseren van de onrendabele top waarschijnlijk *niet* tot het geheel aan gewenste investeringen leidt. Bij mogelijkheden tot energiebesparing (zie ook paragraaf 6.7) en bij overstapgedrag van consumenten bij energieleveranciers⁵⁹ blijkt namelijk dat voor een verandering in het gedrag (investeren in energiebesparing, overstappen, ...) het financiële voordeel groter moet zijn dan op puur rechtechnische gronden zou kunnen worden verwacht. De salderingsregeling zal voor de meeste huishoudens complexer zijn dan bijvoorbeeld overstappen van energieleverancier. Mogelijk treedt bij een grotere verspreiding van zonnepanelen een gewinningseffect op, zodat op termijn een grotere kosteneffectiviteit kan worden verwacht als huishoudens een minder groot netto voordeel nodig hebben als investeringsimpuls. De resultaten van de studie van Rode en Weber (2013) met betrekking tot Duitsland (tot en met 2009) suggereren dat zulke ‘imitatie’-effecten op lokaal niveau een belangrijke factor zijn in de verspreiding van zonnepanelen.

Met die kanttekening beoordelen we de kosteneffectiviteit van de uitbreiding van de salderingsregeling voor huishoudens als relatief kostenineffectief.

⁵⁹ Zie bijvoorbeeld <https://www.acm.nl/nl/publicaties/publicatie/12906/Meer-energieconsumenten-stappen-over/>.

6.4.5 Overige criteria: overige effecten, eenvoud en haalbaarheid

De haalbaarheid hangt af van de acceptatie van zonnepanelen en relatief hoge (vanwege de kostenineffectiviteit) budgettaire beslag van de maatregel. Overige effecten hangen samen met de wijze van netinpassing. Gezien de bestaande salderingsmogelijkheden zullen aanpassingen relatief eenvoudig zijn in te voeren en zullen extra administratieve lasten beperkt kunnen zijn.

6.4.6 Samenvatting

Maatregel	Kosteneffectiviteit	Overige effecten	Eenvoud	Haalbaarheid		
	<i>O.b.v. bewijsmateriaal bijdrage doel, bandbreedte kosten; rekening houdend met beperkingen</i>	<i>O.b.v. bewijsmateriaal overige effecten</i>	<i>complexiteit en administratieve lasten</i>	<i>Invoering Nederland</i>	<i>Budgettaire beslag</i>	<i>Belanghebbenden</i>
Uitbreiding salderingsregeling	Relatief kostenineffectief, omdat huishoudens pas investeren bij grensbedrag aan financieel voordeel Bij gewinning/imitatie kan de kosteneffectiviteit verbeteren	Afhankelijk van netinpassing	Aanpassingen relatief eenvoudig door te voeren, administratieve lasten relatief beperkt	Ja	Naar verwachting hoger dan de onrendabele toppen, omdat huishoudens pas investeren bij grensbedrag aan financieel voordeel	Afhankelijk van ondermeer acceptatie door netbeheerders en leveranciers

6.5 Overheid als ‘launching customer’

6.5.1 De beleidsmaatregel

Als *launching customer* koopt de overheid alleen duurzame elektriciteit in. Dat betekent dat alle energiecontracten van de overheid als voorwaarde krijgen dat de elektriciteit afkomstig is uit hernieuwbare bronnen (zon- en windenergie), met aanvullend de voorwaarde dat de productie afkomstig is van Nederlandse bodem.

6.5.2 Betekenis voor het doel van 75 TWh

Als de overheid committeert om alleen hernieuwbare elektriciteit af te nemen, wordt het instrument effectief ingezet. Bovendien heeft de overheid een voorbeeldfunctie. Dit is de betekenis van het begrip ‘*launching customer*’. De overheid kan helpen een beginnende markt tot ontwikkeling te brengen. Daarnaast kunnen andere marktpartijen worden geprikkeld om het voorbeeld van de overheid te volgen.⁶⁰

De voorbeeldfunctie van de overheid kan ook optreden als de overheid gaat investeren in zonnepanelen voor zijn eigen gebouwen. In principe is het investeren in zonnepanelen een alternatief voor de collectieve inkoop van elektriciteit. De hier onderzochte maatregel heeft alleen betrekking op de inkoopfunctie van de overheid in haar rol als energieconsument. De reden hiervoor is dat op

⁶⁰ De voorbeeldfunctie van de overheid kan ook optreden als de overheid bijvoorbeeld zonnepanelen gaat aanleggen. De overheid

voorhand niet duidelijk is wanneer het voor overheden interessant is om te investeren in zonnepanelen als alternatief voor inkoop. Deze afweging kan per organisatieonderdeel van de overheid anders uitvallen.

Deze maatregel zorgt ervoor dat de bestaande onrendabele top op investeringen in duurzame elektriciteit wordt (deels) omzeild. De overheid neemt elektriciteit af uit hernieuwbare bronnen, ook als de prijs daarvan hoger ligt dan de marktprijs van elektriciteit. De effectiviteit van deze maatregel hangt daarmee af van de energieconsumptie van de overheid.

Voor de maatregel kan verondersteld worden dat alle elektriciteitsverbruik van de overheid uit hernieuwbare elektriciteitsproductie van Nederlandse bodem komt. De Nederlandse overheid neemt nu al groene stroom af⁶¹ en in het basisscenario betreft ook al een gedeelte van het elektriciteitsverbruik opwekking uit hernieuwbare bronnen.

De data over het energiegebruik van de overheid is beschikbaar via CBS Statline voor de periode 2010-2013 en betreffen de sectie 'Openbaar bestuur en overheidsdiensten'.⁶² Zie box 6.1. Dit is de definitie van de overheid in deze paragraaf.

Box 6.1 Definitie van 'Openbaar bestuur en overheidsdiensten' overgenomen van CBS Statline

De sectie O 'Openbaar bestuur en overheidsdiensten' in de SBI-classificatie omvat:

- eenheden die deel uitmaken van de lagere of centrale overheid en die tot een goede werking van het bestuur van de samenleving bijdragen en ook het beheer van de verplichte sociale verzekeringsregelingen;
- defensie, justitie, politie, buitenlandse zaken enzovoort;
- het algemeen openbaar bestuur (bijvoorbeeld uitvoerende, wetgevende, financiële taken enzovoort op alle bestuursniveaus) en het toezicht op het economische en sociale leven;
- provincies en gemeentes;
- het beheer van de verplichte socialeverzekeringsregelingen.

De volgende activiteiten vallen onder een andere sectie in de SBI-classificatie, ook al worden zij door overheidsinstanties uitgevoerd:

- militaire en penitentiaire ziekenhuizen worden ingedeeld bij 'Gezondheidszorg';
- inzameling en verwerking van afvalwater en afval valt onder 'Milieudienstverlening'.

Het aandeel totale en hernieuwbare elektriciteit binnen energieverbruik is gebruikt voor de schatting van extra hernieuwbaar elektriciteitsverbruik van de overheid. Het wordt verondersteld dat in het basisscenario het aandeel hernieuwbare elektriciteit voor de overheid gelijk blijft aan het aandeel hernieuwbare elektriciteit binnen totaal energieverbruik (zie de eerste regel in Tabel 6.7). Als gevolg van de beleidsmaatregel wordt het totaal elektriciteitsverbruik volledig hernieuwbaar (zie de tweede regel in Tabel 6.7). Het verschil is het aanvullend elektriciteitsverbruik als gevolg van de maatregel

⁶¹ <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/kamerstukken/2014/04/16/brief-beantwoording-vragen-over-inkoop-groene-stroom-door-het-rijk>

⁶² Er ligt aanvullend potentieel bij de semi-overheid (zorg, onderwijs, NS enz.). Deze organisaties zijn niet meegenomen om verschillende redenen. Anders dan bij 'openbaar bestuur en overheidsdiensten' zijn er geen data over het energiegebruik van deze semipublieke sectoren beschikbaar. Ook speelt de zelfstandigheid van organisaties in de kring van de semi-overheid een rol. De centrale overheid kan een verandering van de energie-inkoop bij deze organisaties vaak niet afdwingen.

(zie de derde regel in Tabel 6.7). Als alle energiecontracten van de overheid de voorwaarde krijgen dat de elektriciteit afkomstig is uit hernieuwbare bronnen, vertaalt dit verbruik zich naar extra hernieuwbare elektriciteitsproductie. Dit effect neemt af tot 1,7 TWh in 2030.

Tabel 6.7 In 2030 neemt de overheid 2,5 TWh hernieuwbare elektriciteit af, 1,7 TWh meer dan in het basisscenario

Energieverbruik (TWh)	2016	2020	2030
Hernieuwbaar elektriciteitsverbruik zonder maatregel;	0,2	0,4	0,8
Hernieuwbaar elektriciteitsverbruik met maatregel	2,2	2,4	2,5
Verschil	2,1	2,0	1,7

Bron: Eigen berekening o.b.v. het basisscenario in de NEV 2014 en CBS Statline

6.5.3 Kosteneffectiviteit

De meerkosten van de maatregel omvatten de extra elektriciteitskosten voor de overheid om per jaar ongeveer 2 TWh meer hernieuwbare elektriciteit af te nemen. Deze kosten bestaan uit twee delen: de extra productie maal de onrendabele top per kWh.

De overheid zal precies dezelfde hoeveelheid elektriciteit gebruiken als *launching customer* als in het basisscenario, maar dit verbruik wordt volledig hernieuwbaar. De overheid koopt bovendien alleen stroom in die afkomstig is van op Nederlands grondgebied gevestigde productie-eenheden. Het verschil tussen dit verbruik en het verbruik in het basisscenario bepaalt de aanvullende productie. Hierbij wordt als vereenvoudiging verondersteld dat het extra hernieuwbare elektriciteitsverbruik tussen technologieën gelijk is aan de verdeling in het basisscenario. Zie Tabel 6.8.

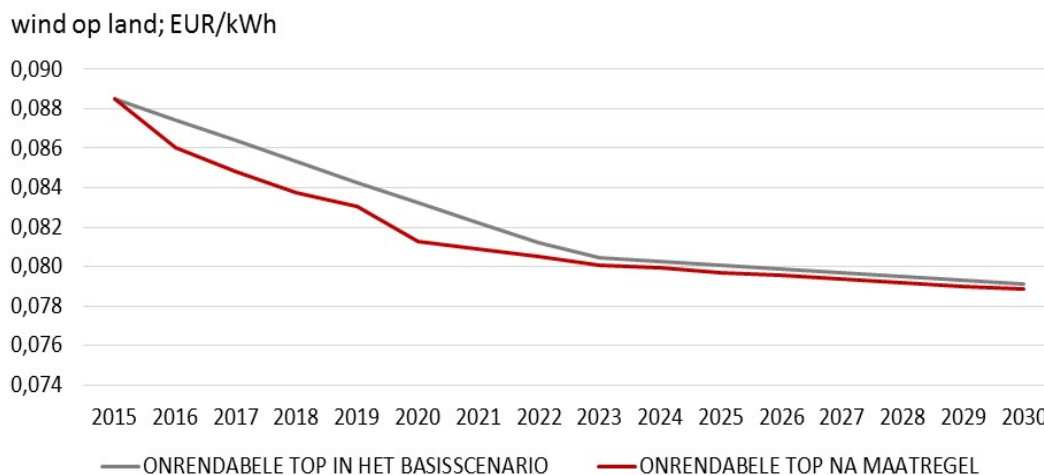
Tabel 6.8 Het aanvullend hernieuwbare elektriciteitsverbruik door de overheid wordt verdeeld tussen technologieën zoals de elektriciteitsproductie in het basisscenario

Totaal TWh	2016	2020	2023	2030
Wind op land	1,27	1,26	0,92	0,69
Wind op zee	0,37	0,53	0,59	0,61
Zonnepanelen (6< <15kWp)	0,19	0,24	0,20	0,25
Zonnepanelen (>15kWp)	0,13	0,16	0,13	0,16
Totaal	1,95	2,19	1,84	1,71

Bron: Eigen berekening o.b.v. het basisscenario in de NEV 2014 en CBS Statline

Extra hernieuwbaar opwekkingsvermogen is nodig om aan de aanvullende elektriciteitsproductie te voldoen. Dit wordt in het rekenmodel van SEO berekend. Door de inzet van extra capaciteit dalen de technologiekosten (het basisbedrag, zoals gedefinieerd is in hoofdstuk 4). Als de extra elektriciteitsproductie geen effect heeft op de elektriciteitsprijs, zoals verondersteld is, betekenen goedkopere technologieën een lagere onrendabele top per technologie. Het extra vermogen is echter klein en de onrendabele top per kWh neemt weinig af. Zie Figuur 6.1 bijvoorbeeld voor wind op land.

Figuur 6.1 De onrendabele top per kWh neemt weinig af na de inzet van de maatregel



Bron: Eigen berekening o.b.v. het basisscenario in de NEV 2014, CBS Statline, Lensink en Van Zuijlen (2014)

De onrendabele top per kWh per technologie bepaalt hoeveel meer een kWh extra opwekking kost ten opzichte van de productie door fossiel-gebaseerde technologieën. Dit zijn de kosten per kWh voor de vanwege de extra inkoop van hernieuwbare elektriciteit. Voor het totale extra verbruik (derde regel in Tabel 6.7) betekent dit € 66 en € 163 miljoen per jaar in de periode 2015-2030 (zie Tabel 6.9).

Tabel 6.9 De jaarlijkse extra kosten van de overheid dalen van naar € 66 miljoen voor 2030

Totale onrendabele top in mln €	2016	2020	2023	2030
Wind op land	48	24	16	12
Wind op zee	37	40	40	38
Zonnepanelen (6< <15kWp)	20	15	10	8
Zonnepanelen (>15kWp)	10	7	5	3
Totaal	115	87	70	60

Bron: Eigen berekening o.b.v. het basisscenario in de NEV 2014, CBS Statline, Lensink (2013), Lensink en Van Zuijlen (2014)

6.5.4 Overige criteria: overige effecten, eenvoud en haalbaarheid

Deze beleidsmaatregel wordt alleen effectief in samenhang met garanties van oorsprong die waarborgen dat de elektriciteit afkomstig is uit hernieuwbare bronnen (zonne- en windenergie) en van Nederlandse bodem. Bij de toepassing van deze maatregel geldt dat de Nederlandse overheid de levering van elektriciteit moet aanbesteden conform de Europese Richtlijn 2004/17/EG.⁶³ Deze richtlijnen geven vorm aan de interne markt als het gaat om overheidsopdrachten. Voor de inkoop van energie kan de eis worden gesteld dat de in te kopen energie afkomstig moet zijn van Nederlandse bodem als hiervoor een maatschappelijke reden is. Dit kan het belang van een duurzame energiehuishouding zijn.

⁶³ Richtlijn 2004/17/EG het plaatsen van opdrachten in sectoren water- en energievoorziening, vervoer en postdiensten.

Na de keuze van een energieleverancier kan de overheid bepalen dat er elektriciteit uit zonne- en windenergie geleverd moet worden. Dit kan de overheid doen op basis van de Electricity Market Directive (2009/72/EC) en de daarbij horende Garanties van Oorsprong (GvO's; zie verder paragraaf 6.8). De belangrijkste beperking voor de toepassing van deze maatregel is dat GvO's geen informatie hoeven te bevatten over uit welk land de elektriciteit geleverd wordt. Daarom is niet gewaarborgd dat elektriciteit afkomstig is van Nederlandse bodem. Voor de haalbaarheid van deze maatregel is een uitbreiding van de huidige certificering nodig is. Een andere beperking voor de haalbaarheid betreft de inzet van extra productievermogen (zie paragraaf 6.1). Wel is de invoering van deze maatregel in Nederland relatief eenvoudig – het vergt een besluit van de overheid als bedrijfsorganisatie – en zijn er geen verdere specifieke overheidskosten verbonden aan de maatregel.

Uiteindelijk heeft deze maatregel een neveneffect. Door het gebruik van hernieuwbare energie door de overheid neemt de prijs van GvO's ook toe.

6.5.5 Samenvatting

	Kosten-effectiviteit	Overige effecten	Eenvoud	Haalbaarheid		
Maatregel	<i>O.b.v. bewijsmateriaal bijdrage doel, bandbreedte kosten; rekening houdend met beperkingen</i>	<i>O.b.v. bewijsmateriaal overige effecten</i>	<i>Complexiteit en administratieve lasten</i>	<i>Invoering Nederland</i>	<i>Budgettair beslag</i>	<i>Belanghebbenden</i>
De overheid als 'launching customer'	De beleidsmaatregel is effectief. Maar deze maakt alleen maximaal 2 TWh extra productie mogelijk. De bijbehorende jaarlijkse kosten dalen van 163 naar 66 miljoen euro voor 2030. Robuustheid: een hogere elektriciteitsprijs kan leiden tot een lagere vraag door de overheid. Het effect hangt af van de vraagelasticiteit.	Effect op de prijs van GvO's	De inkoop van energie door de overheid moet worden aanbevolen conform EU Richtlijn 2004/17/EG.	Belemmeringen m.b.t. certificering en de inzet van hernieuwbare capaciteit	Hogere elektriciteitsrekening voor de overheid	

6.6 Verplichte levering van duurzame elektriciteit

6.6.1 De beleidsmaatregel

Het verplichten van de levering van duurzame elektriciteit resulteert in het compenseren van de onrendabele top. Deze leveranciersverplichting houdt, zoals in hoofdstuk 5 beschreven, kortweg in dat leveranciers verplicht worden om een bepaald aandeel duurzame elektriciteit te leveren en dus in te kopen. Het systeem is gebaseerd op handelbaar groene certificaten (anders dan Garantie van Oorsprong) die is uitgegeven aan producenten. Wanneer leveranciers niet voldoen aan het verplichte aandeel duurzame elektriciteit, dient de leverancier voor het resterende percentage certificaten te kopen of hij moet een boete betalen. Andersom werkt het ook: wanneer een producent een teveel aan duurzame elektriciteit heeft opgewekt kunnen zij dit middels certificaten weer aanbieden op de markt. Hierdoor ontstaat een handel in certificaten en concurrentie op twee niveaus: in zowel de elektriciteits- als certificatenmarkt. Producenten kunnen in deze twee markten door het verkoop van elektriciteit en certificaten hun investeringen in opwekkingscapaciteit terugverdienen en daardoor de onrendabele top compenseren.

Het huidige beleid van de Nederlandse overheid kent een dergelijk systeem niet. Het gaat in dit geval dus om de invoering van een nieuw instrument. Het belangrijkste punt voor de overheid om te bepalen is het aandeel duurzame elektriciteit dat verplicht wordt gesteld. Daarnaast ligt er ook de mogelijkheid om deze hoeveelheid per jaar toe te laten nemen.

6.6.2 Beschikbare literatuur

De vraag bij dit instrument is of de verplichte levering van groene elektriciteit en de bijhorende handel van handelbaar groene certificaten voldoende investeringen kunnen stimuleren om de extra 18 TWh productie te bereiken. De beschikbare literatuur die de verplichte levering van duurzame elektriciteit evalueert heeft meestal betrekking op Engeland, de Verenigde Staten, of Zweden. Dit

zijn ook de meest aansprekende voorbeelden van landen waar deze maatregel (vroegtijdig) is ingevoerd. De hiervoor genoemde landen hebben veelal een leveranciersverplichting ingevoerd in de vorm van een *tradable green certificate* systeem.

ECN heeft in 2005, toen dit systeem een aantal jaren in werking was in de Verenigde Staten, Zweden en Engeland, een evaluatie uitgevoerd en tevens besproken wat dit voor de Nederlandse situatie betekent (Van der Linden et al., 2005). De resultaten destijds waren niet eenduidig. Enerzijds leek de maatregel qua effectiviteit in Zweden en in bepaalde staten in de Verenigde Staten te werken. Dat wil zeggen dat de invoering van een *tradable green certificate* systeem in de eerste vijf jaar na implementatie leidde tot het behalen van het verplicht gestelde percentage aan hernieuwbare energie. Anderzijds werden de doelen in bepaalde staten in de Verenigde Staten en Engeland niet behaald. Veelal kwam dit door de vormgeving van het systeem. Het verhandelbare certificatenstelsel biedt weinig zekerheid aan producenten van hernieuwbare energie en vormt in elk geval geen stimulans voor het afsluiten van langjarige contracten tussen leverancier en producent. Het gevolg is een verlaagde investeringsprikkel voor producenten. Daarnaast concludeerde ECN dat producenten strategisch handelen, door bijvoorbeeld het opsparen van certificaten in de hoop dat deze over enige tijd meer waard worden.

Meer recente literatuur voor Zweden (de periode 2003-2008) laat zien dat de invoering van het *tradable green certificate* systeem aanzienlijk heeft bijgedragen aan de stijging van (investeringen in) het aandeel hernieuwbare energie (Bergek en Jacobsson, 2010). Anderzijds heeft de invoering van dit systeem ook geleid tot hogere kosten voor de consument. In termen van effectiviteit werkt dit instrument in Zweden redelijk goed, alhoewel het doel in 2008 niet werd behaald. De literatuur toont aan dat producenten die al winstgevend zijn, door het verkopen van certificaten, extra inkomsten genereren. Er is overigens geen bewijs dat deze extra inkomsten weer in duurzame elektriciteit worden geïnvesteerd. Daarnaast zorgt het systeem er in Zweden voor dat er met name wordt geïnvesteerd in volwassen technologieën, omdat hier op korte termijn het meest mee valt te verdienen. Van stimulatie van technologieën die nog in de kinderschoenen staan is dus in mindere mate sprake.

Zoals ECN in 2005 al concludeerde, voldeed het *renewable obligation* (RO) systeem in Engeland niet aan de verwachtingen. De duurzame elektriciteitsdoelen werden niet gehaald.⁶⁴ Het systeem werd in 2002 geïntroduceerd, maar pas in 2014 was voor het eerst de productie van duurzame elektriciteit hoger dan de verplichting. In 2009 werd bijvoorbeeld maar 66 procent van de verplichting geproduceerd (Wood en Dow, 2011). Woodman en Mitchell (2011) geven verschillende verklaringen voor het falende systeem in Engeland. Ten eerste, er werd geen specifieke eis gesteld aan de technologie. Hierdoor kiest de producent voor de meest goedkope technologie, waardoor minder volwassen technologieën niet worden gestimuleerd. Dit is evenwel geen falen, maar (kortetermijn) efficiëntie. Ten tweede, biedt het systeem geen oplossing voor het investeringsrisico van producenten. Langetermijncontracten tussen leveranciers en producenten worden niet vaak afgesloten. Dit werkt kostenverhogend. Het derde kritiekpunt betrof de waarde van de certificaten. Wanneer de productie van duurzame elektriciteit richting de verplichting gaat, daalt de certificaatwaarde. De waarde van een certificaat wordt zelfs nul wanneer is voldaan aan de verplichting. Dit zorgt voor een groter risico voor de producenten van duurzame elektriciteit. Als conclusie wordt genoemd dat

⁶⁴ De officiële benaming van het systeem in Engeland is Renewables Obligation.

door bovenstaande risico's en transactiekosten van het systeem toetreding op de markt niet wordt gestimuleerd. De *Electricity Market Reform* in Engeland beoogt dit probleem te verminderen en investeerders meer zekerheid te bieden. Als onderdeel van deze Reform wordt het RO-systeem op dit moment uitgefaseerd en per 31 maart 2017 afgeschaft en vervangen door de *Contracts-for-difference* (Ofgem 2014).

Ook buiten Europa, in de Verenigde Staten, is deze maatregel ingevoerd onder de naam *Renewable Portfolio Standards*. Verschillende onderzoeken tonen aan dat de effectiviteit van dit systeem erg verschilt tussen staten.⁶⁵ Deze onderzoeken houden geen rekening met het feit dat het systeem niet op dezelfde manier is vormgegeven in elke staat. Yin en Powerd (2010) houden hier wel rekening mee in hun analyse. De resultaten van dit onderzoek tonen aan dat het niet rekening houden met verschillen in vormgeving van het systeem binnen staten leidt tot een onderschatting van de effectiviteit. De auteurs concluderen, in tegenstelling tot eerdere literatuur, dat *Renewable Portfolio Standards* wel degelijk heeft geleid tot een groter aandeel duurzame elektriciteit.

Al met al kan worden geconcludeerd dat verplichte levering van elektriciteit middels verhandelbare certificaten potentieel de groei van duurzame elektriciteit kan stimuleren, mits de vormgeving hiervan goed is.

6.6.3 Betekenis voor het doel van 75 TWh

Zoals hierboven beschreven kan deze maatregel het aandeel duurzame elektriciteit in de totale elektriciteitsproductie vergroten. De hoeveelheid duurzame elektriciteit die door dit instrument extra wordt verkregen is afhankelijk van de omvang van de verplichtstelling. Wel is hierbij van belang dat de hoeveelheid duurzame elektriciteit die verplicht wordt gesteld ook beschikbaar is. Dit wil zeggen dat de capaciteit afdoende dient te zijn (zie paragraaf 6.1). Wanneer dit niet het geval is zal de vraag naar certificaten groter zijn dan het aanbod. Gevolg hiervan is dat het voor leveranciers onmogelijk wordt om de verplichting te halen. Anderzijds dient de verplichting niet (veel) lager gesteld te worden dan de capaciteit, omdat dit als gevolg heeft dat de waarde van certificaten richting nul gaat. In deze zin kan de omvang van het instrument niet los gekoppeld worden van de haalbaarheid.

Hoeveel elektrisch vermogen beschikbaar is hangt af van de investeringsbereidheid van producenten in hernieuwbare capaciteit. Hun prikkels zijn bepaald door de markt voor elektriciteit en de certificaten. Uitgegaan van de onrendabele top die berekend is op basis van de verwachte elektriciteitsprijs (zie Tabel 4.6 en Figuur 4.3) is het de vraag of de certificaatprijs hoog genoeg is om de onrendabele top te dekken. Zoals bij het systeem van SDE+ gaan eerst de meest kostenefficiënte technieken elektriciteit produceren en in de certificaatmarkt optreden. In de volgorde van kostenefficiëntie zullen de aanvullende investeringen plaatsvinden. Zonnestroom en windenergie zijn op dit moment nog duur. De vraag is of een realistische certificaatprijs investeringen in zonne- en windenergie voldoende kan stimuleren. Op verzoek van het ministerie van Economische Zaken heeft ECN (Lensink en Hekkenberg, 2012) een schatting gemaakt van de benodigde certificaatprijs voor een rendabele exploitatie.⁶⁶ ECN gaat uit van 3,5 cent/kWh als een realistische certificaatprijs,

⁶⁵ Zie bijvoorbeeld Menz & Vachan (2006); Adelaja & Hailu (2008) en Kneifel (2008).

⁶⁶ De berekening gaat uit de SDE+-basisbedragen voor 2012.

die is gebaseerd op de marginale kosten van de al toegepaste biomassa meestook. Dit is een lage certificaatprijs om zonne- en windenergie rendabel te maken.

Zoals Lensink en Hekkenberg (2012) stellen, zonden aanvullend beleid (bijvoorbeeld investerings- en exploitatiesubsidies) zullen in Nederland onvoldoende investeringen plaatsvinden in zonnestroom en windenergie. Aanvullend beleid is nodig om de investeringen in deze technieken te stimuleren. Een voordeel van zon- en windenergie voor het certificaatsysteem is dat vanwege de lage marginale opwekkingskosten, na de afschrijvingstijd (15 jaar) deze technieken overwinst kunnen genereren in de certificatenmarkt. Dit kan bijdragen aan de liquiditeit van de certificatenmarkt.

Een ander aandachtspunt voor effectiviteit is dat bij een certificaatsysteem binnenlandse productie mogelijk concurreert met de import van hernieuwbare energie. Mogelijk is hernieuwbare elektriciteit uit het buitenland voor leveranciers goedkoper dan de prijs van een certificaat. Dit stimuleert de import van energie in plaats van de binnenlandse productie. Kortom: de mogelijkheid van import kan de effectiviteit van deze maatregel verminderen.

6.6.4 Kosteneffectiviteit

Zoals de literatuur aantoont, kan het certificaatsysteem (of verplichte levering) het aandeel duurzame elektriciteit in de totale elektriciteitsproductie vergroten. Het systeem alleen is echter onvoldoende. Zo creëert het systeem investeringsonzekerheid die binnen het verplichtingenstelsel moeilijk is te verlagen. Mede om die reden stapt Engeland thans over op stimulering via *Contracts of Difference*, een vorm van exploitatiesubsidies. Dit rapport concludeert dat het verplichtingenstelsel met verhandelbare certificaten relatief ineffectief is als maatregel om de extra 18 TWh productie te bereiken.

6.6.5 Overige criteria: overige effecten, eenvoud en haalbaarheid

In termen van kosten kan bij dit instrument worden aangenomen dat de grootste kostenpost voor de overheid het toezichthouden op het systeem is. Voor de leveranciers zal bijgehouden moeten worden hoe groot het aandeel duurzame elektriciteit is van het totaal dat zij aanbieden. Vervolgens is het de taak van de toezichthouder dat leveranciers het gedeelte van de verplichting dat niet is behaald kopen op de certificatenmarkt. Dit brengt administratieve kosten met zich mee. Ook zal accreditatie moeten plaatsvinden van de producenten. Dit is nodig om de certificaten te koppelen aan de productie van hernieuwbare energie.

De invoering van deze maatregel kan samengaan met andere effecten. Ten eerste, leveranciers kunnen de kosten verbonden aan het kopen van certificaten doorberekenen aan consumenten. Ten tweede, technieken met lagere variabele kosten, zoals zonnepanelen of windmolens, kunnen na de terugverdientijd winst genereren. Het is echter niet zeker dat deze winst terugvloeit naar groene opwekkingsprojecten.

De haalbaarheid van deze maatregel is afhankelijk van de wijze waarop het *tradable green certificate* systeem wordt geïmplementeerd en welke eisen daarbij worden gesteld. Zoals het voorbeeld in Engeland en VS aantoont, wordt het systeem haalbaar als er voldoende langetermijncontracten gesloten worden tussen producenten en leveranciers om het investeringsrisico te beperken. De

vraag is of dit risico anders is ten opzichte van de situatie waarin dit systeem niet is ingevoerd. Onder het verhandelbare certificatenstelsel kunnen leveranciers theoretisch gezien minder duurzame elektriciteit inkopen dan verplicht wordt gesteld, om vervolgens te gokken op een daling van de certificaatprijs. Dit zou een reden kunnen zijn dat leveranciers terughoudend zijn in het afsluiten van meerjarige contracten. Enerzijds is dit een kenmerk van dit systeem, anderzijds ligt hier voor de overheid de rol om het systeem zo vorm te geven deze strategie zo min mogelijk plaats kan vinden. Een mogelijkheid is om de verplichting jaarlijks zo te laten stijgen dat de kans klein is dat de certificaatwaarde daalt met als gevolg dat er eerder langetermijncontracten ontstaan. Zoals Lensink en Hekkenberg (2012) ook beargumenteren, blijft aanvullend beleid (bijvoorbeeld SDE+ of investeringsubsidies) nodig om met het financiële risico om te gaan en de onrendabele top te compenseren. Voor de haalbaarheid dient de looptijd van het systeem en de duur van certificaat-afgifte lang genoeg en zeker te zijn. Producenten nemen investeringsbeslissingen voor een periode van 10 á 15 jaar. Daarom hebben ze vertrouwen nodig dat ze voldoende inkomstenstroom kunnen verwachten door de handel in hernieuwbaar groene certificaten.

6.6.6 Samenvatting

	Kosteneffectiviteit	Overige effecten	Eenvoud	Haalbaarheid		
Maatregel	<i>O.b.v. bewijsmateriaal bijdrage doel, bandbreedte kosten; rekening houdend met beperkingen</i>	<i>O.b.v. bewijsmateriaal overige effecten</i>	<i>Complexiteit en administratieve lasten</i>	<i>Invoering Nederland</i>	<i>Budgettaire beslag</i>	<i>Belanghebbenden</i>
Verplichte levering van hernieuwbare energie	Maatregel is relatief ineffectief, omdat het gepaard gaat met investeringsonzekerheid. Ook moet worden voorkomen dat de extra hernieuwbare energie wordt geïmporteerd. Robuustheid: hoe hoger de elektriciteitsprijs, hoe effectiever een certificaatsysteem kan functioneren	Extra inkomsten worden niet per se in hernieuwbare elektriciteit geïnvesteerd	Er moet een stelsel met accreditatie van producenten nodig. Ook de verhandelbaarheid van certificaten moet centraal worden geregeld. Dit vraagt extra middelen en toezicht.	Invoering is mogelijk. Belangrijkste voorwaarde is het bieden van zekerheid over de looptijd van het systeem.	Toezichthouden; Mogelijk aanvullende subsidiëring (bv. investerings- of exploitatie-subsidies);	Voldoende investeringen in opwekkingscapaciteit zijn vereist; Kosten worden doorberekend aan consumenten

6.7 Verplichtingen gebouwde omgeving: energiebesparing bestaande bouw (EPC-norm)

6.7.1 De beleidsmaatregel

Deze regulerende maatregel is gericht op het stimuleren van het aanbod van hernieuwbaar opgewekte elektriciteit via verplichtingen met betrekking tot energie-efficiëntie (energieprestatienormen) in de bestaande bouw. Energiebesparing (in dit geval vooral in de vorm van gas) draagt op zich niet bij aan het doel om in 2030 75 TWh aan duurzaam opgewekte elektriciteit in Nederland te produceren, maar kan een stimulans zijn voor het installeren van zonnepanelen.

De norm bestaat al lang voor nieuwbouw. Deze maatregel wordt dus een uitbreiding van de huidige norm naar bestaande gebouwen, zowel woningen als de utiliteitsbouw. In de huidige systematiek kan productie van hernieuwbare energie (zonnepanelen) ook meetellen bij bepaling van de energieprestatiecoëfficiënt (EPC). Het opleggen van een verplichte EPC kan daarom als bijvangst hebben dat eigenaars van woningen en utiliteitsbouw gaan investeren in hernieuwbare productie als middel om aan de EPC te voldoen.

Voor de bestaande bouw geldt nu al het systeem van energielabels. Dit systeem verplicht woning-eigenaren een energielabel te overhandigen bij verkoop van een huis. Deze verplichting dwingt geen labelsprongen ofwel een verbetering van de energie-efficiëntie van het gebouw af. Voor een verbetering van het label zijn flinke investeringen nodig. Zonnepanelen zijn een effectieve maar niet per se de meest kostenefficiënte maatregel om een hoger energielabel te verkrijgen. De vraag is hoe business case eruit ziet voor investeringen in energiebesparing ten opzichte van de rentabiliteit van een investering in zon-PV voor verschillende typen gebouwen. Als een investering in zon-PV relatief voordelig is ten opzichte van een investering in energiebesparing, dan is het aannemelijk dat een verplichting voor bestaande gebouwen een impuls geeft aan de hernieuwbare elektriciteitsproductie via nieuw geplaatste zon-PV systemen.

6.7.2 Beschikbare literatuur

Het Bouwbesluit is een verzameling van bouwtechnische voorschriften waaraan alle bouwwerken in Nederland minimaal moeten voldoen. Het Bouwbesluit stelt eisen aan energiezuinigheid van nieuwe woningen en utiliteitsgebouw, de zogenoemde Energie Prestatie Coëfficiënt (EPC). Voor woningen geldt vanaf 1 januari 2015 de EPC-eis 0,4. De EPC voor utiliteitsgebouw hangt af van de gebruiksfunctie.⁶⁷

In het basisscenario vinden de volgende maatregelen doorgang met betrekking tot nieuwbouw (Energie Prestatie Normen en Lenteakkoord; zie hoofdstuk 2):

- Woningen: verdere aanscherping naar EPC van 0,4 in 2015 en energieneutraal na 2020;
- Utiliteiten: aanscherping utiliteitsbouw 50 procent in 2015 en energieneutraal na 2020.

Bij deze nieuwe maatregel wordt de norm uitgebreid tot bestaande gebouwen.

Bij nieuwbouw geldt dat de eigenaar van het gebouw aan de norm moet voldoen op het moment van verkoop of verhuur. Deze vorm zou ook realistisch zijn voor de uitgebreide maatregel: eigenaars van bestaande bouw moeten voldoen aan de norm op het moment van verkoop of verhuur (bijvoorbeeld zoals in het systeem in België of ook bij energielabels). Volgens het Lenteakkoord moet nieuwbouw energieneutraal worden voor 2020. Voor bestaande bouw is dit doel niet realistisch en wordt verondersteld dat de (aanscherping van de) norm wordt uitgesteld tot minimaal na 2030.

Eigenaars van woningen of utiliteitsgebouw kunnen tussen twee opties kiezen: of kunnen ze het gebouw isoleren (bijvoorbeeld door dak-, vloer- of gevelisolatie of dubbelglas) of kunnen ze zonnepanelen installeren. De nieuwe regel met de optie met zonnepanelen is sinds 2015 van toepassing. Er zijn daarom nog geen empirische studies beschikbaar over de effectiviteit van deze maatregel.

⁶⁷ Zie: <http://www.rvo.nl/onderwerpen/duurzaam-ondernemen/gebouwen/energieprestatie#>

Besparingspotentieel gebouwde omgeving

Potentieel energiebesparing gebouwde omgeving

ECN heeft recent verschillende studies gepubliceerd over het besparingspotentieel in de gebouwde omgeving zowel voor woningen als voor de utiliteitsbouw. Ook gaat ECN in op de effecten van verplichtende normen voor energiebesparing.

Onderzoek naar het besparingspotentieel in woningen is gebaseerd op een uitgebreide database van 4700 huishoudens (Tigchelaar, Daniëls en Menkveld 2011). De technische kenmerken van deze woningen zijn onderzocht om zicht te krijgen op het technisch haalbare besparingspotentieel. Deze database is representatief voor de samenstelling van de Nederlandse woningvoorraad. Ook is het energiegebruik van deze huishoudens in kaart gebracht zodat de invloed van gedrag in de analyse kan worden betrokken. De auteurs hebben daarbij een factor berekend die aangeeft in hoeverre het energieverbruik afwijkt van het theoretisch haalbare verbruik. Een factor van 1 geeft aan dat het verbruik exact ligt op het niveau dat theoretisch gezien verwacht mag worden. Een factor lager dan 1 wijst op een hoger besparingsniveau dan theoretisch gezien te verwachten is, een factor hoger dan 1 betekent een hoger verbruik en *pari passu* lager besparingsniveau dan berekend met het theoretische model. De waarde van deze besparingsfactor schommelt tussen 0,25 en 1,75 wat aangeeft dat de variatie in gedrag groot is.

Vervolgens is de kosteneffectiviteit berekend van verschillende maatregelen voor energiebesparing. Voor elk huishouden zijn 60 pakketten doorgerekend met maatregelen voor energiebesparing. Deze maatregelen variëren van isolerende opties om de warmtevraag te reduceren tot maatregelen om de vraag naar elektriciteit te verminderen. Tabel 6.10 geeft een overzicht van het besparingspotentieel per maatregel en het percentage huishoudens waarvoor deze maatregel niet kosteneffectief is. Het totale besparingspotentieel is met 194 PJ aanzienlijk. Het isoleren van de spouwmuur en het verbeteren van de energie-efficiëntie van de CV zijn de meest kansrijke maatregelen. Voor circa 68 procent van de huishoudens zijn deze maatregelen kosten-efficiënt. Voor dak- en vloerisolatie daalt dit percentage naar 26 respectievelijk 17 procent.

Tabel 6.10 Een groot deel van de maatregelen voor energiebesparing in woningen is niet kosteneffectief

Maatregel	Besparingspotentieel (PJ)	Percentage niet-kosteneffectief (%)
Vloerisolatie	18	83
Dakisolatie	26	74
Spouwmuurisolatie	28	31
Buitenmuurisolatie	27	71
Dubbel glas	39	39
Verwarmingssysteem	41	32
Ventilatiesysteem	15	70

Bron: Tigchelaar, Daniëls en Menkveld 2011, p. 359

Zon-PV is niet meegenomen als besparingsoptie in deze studie

Gedrag is bepalend

Wat bepaalt de verschillen in het besparingspotentieel en de kosteneffectiviteit? Een belangrijke conclusie van Tigchelaar, Daniëls en Menkveld (2011) is dat het gedrag van de huishoudens als

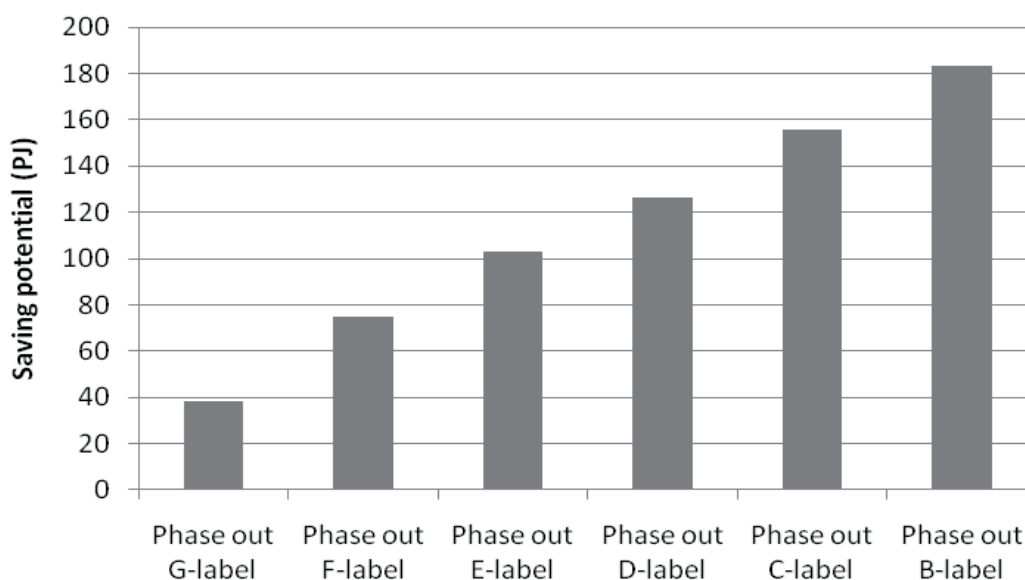
verklarende factor dominant is. De studie laat zien dat er nauwelijks een verband is aan te tonen tussen het besparingspotentieel en de technische kenmerken van de woning. Het gedrag is bepalend waarbij het gaat om zaken als het aantal uren verwarming, de stand van de thermostaat en de warmwatervraag. Dit kan dus ook een belemmering zijn als huishoudens en bedrijven onder een aangescherpte EPC norm de keuze hebben tussen extra isolatie of het installeren van zon-PV. De ratio achter deze afweging kan niet uitsluitend op grond van de technische kenmerken worden bepaald.

Het lastige daarbij is bovendien dat de variatie in gedrag groot is. Dit betekent dat op macroniveau geen uitspraken gedaan kunnen worden over de kosteneffectiviteit van maatregelen. Voor sommige huishoudens zal een besparingsmaatregel kosteneffectief zijn, voor een ander huishouden niet waarbij deze huishoudens in hetzelfde type woning kunnen verblijven. Dit zal *pari passu* gelden voor het besluit zon-PV te installeren.

Verplichte labelsprongen

Het hoge percentage niet-kosteneffectieve maatregelen geeft aan de verplichte normen voor energiebesparing potentieel hoge kosten voor huishoudens te kunnen veroorzaken. Sommige huishoudens worden door de verplichte normen gedwongen maatregelen toe te passen die niet kosteneffectief zijn. Dit kan dus ook een zon-PV systeem zijn.⁶⁸ Figuur 6.2 geeft het besparingspotentieel van verschillende labelsprongen. Dit potentieel loopt uiteen van 40 PJ als het F-label de minimumnorm wordt tot 180 PJ als huishoudens verplicht worden minimaal label A te realiseren. Bij het uitfaseren van het G-label gaat 10 tot 20 procent van de huishoudens er financieel gezien op achteruit. Bij het verplichtstellen van een A-label zal 60 tot 70 procent van de huishoudens er financieel op achteruitgaan.

Figuur 6.2 Met verplichte labelsprongen kan tot 160 PJ energiebesparing worden gerealiseerd



Bron: Tigchelaar, Daniëls en Menkveld 2011, p. 359

⁶⁸ De maatregel wordt hier afzonderlijk beoordeeld. In combinatie met saldering ontstaat een extra prikkel voor een investering in zon-PV.

Potentieel energiebesparing utiliteitsbouw

Recente inventarisatie van de gebouwenvoorraad in de utiliteitssector maken het mogelijk het besparingspotentieel voor deze sector in kaart te brengen. Volgens Sipma (2014) bestaat de totale gebouwenvoorraad in Nederland voor 52 procent uit woningen en 36 procent uit utiliteitsgebouwen. 13 procent heeft een gemengde functie.⁶⁹

Sipma maakt onderscheid tussen maatregelen die het gasverbruik dan wel het elektriciteitsgebruik reduceren. Verlaging van het gasgebruik is kwantitatief gezien het belangrijkste. Maatregelen op dit terrein betreffen vooral het verlagen van de ruimteverwarming. Bij het elektriciteitsverbruik is alleen naar verlichting gekeken.⁷⁰

Tabel 6.11 laat zien dat de besparing op het gasverbruik maximaal 67 PJ kan opleveren. Dit betreft maatregelen met een terugverdientijd tussen 15 en 24 jaar. Dit verschil wordt bepaald door het moment van implementatie. Bij toepassing op een natuurlijk vervangingsmoment zijn de kosten van de besparingsmaatregel tot 35 procent lager dan wanneer de besparing wordt toegepast op een zelfstandig gekozen moment, bijvoorbeeld omdat er een verplichting geldt energiebesparende maatregelen toe te passen. De totale kosten voor het realiseren van de 67 PJ energiebesparing bedragen maximaal € 28 miljard.⁷¹

Tabel 6.11 Het besparingspotentieel voor het gasverbruik is maximaal 69 PJ

Gasverbruik	Natuurlijk moment	Zelfstandig moment
Besparingspotentieel (PJ)	67	67
Kosten (€ mln)	18.000	28.000
Terugverdientijd (jaar)	15	24

Bron: Sipma (2014), p. 24

Voor het elektriciteitsverbruik is het besparingspotentieel 29 PJ. Verlichtingsmaatregelen zijn over het algemeen kosteneffectiever dan de doorgerekende maatregelen gericht op het gasverbruik voor de functie ruimteverwarming. De investeringen verdienen zichzelf over het algemeen binnen 4 jaar terug.⁷² Zie Tabel 6.12.

Tabel 6.12 Het besparingspotentieel voor het elektriciteitsverbruik is maximaal 29 PJ

Elektriciteitsverbruik	Natuurlijk moment	Zelfstandig moment
Besparingspotentieel (PJ)	29	29
Kosten (€ mln)	3.800	4.300
Terugverdientijd (jaar)	4	4

Bron: Sipma (2014), p. 27

Er zijn geen studies beschikbaar waarin het effect van verplichtende normen op energiebesparing in de bestaande utiliteitsbouw is onderzocht.

⁶⁹ Inventarisatie op basis van m² BVO.

⁷⁰ Dit is een beperking van het onderzoek. Verlichting is verantwoordelijk voor 32 procent van het totale elektriciteitsverbruik binnen de dienstensector. We missen hiermee belangrijke functies als ruimtekoeling, ICT (datacenters) en productkoeling bij supermarkten.

⁷¹ Circa 22 procent van de maatregelen wordt toegepast in een kantoorgebouw, 13 procent in een bedrijfshal. De percentages voor de overige gebouwtypen zijn veel lager.

⁷² Circa 20 procent van deze besparingsmaatregelen wordt toegepast in een kantoorgebouw en 20 procent in een bedrijfshal. De percentages voor de overige gebouwtypen zijn veel lager.

Effect van verplichte EPC normen

In 2010 heeft ECN de in 2008 uitgevoerde aanscherping van de EPC-norm van 1 naar 0,8 geëvalueerd. De evaluatie is gebaseerd op telefonische interviews en enquêtes. ECN heeft 32 telefonische interviews afgenomen over de ervaring van betrokkenen (projectontwikkelaars, woningcorporaties, adviesbureaus, bouwers, installateurs en gemeenten). Uit de interviews blijkt dat de norm is gezien als een randvoorwaarde voor nieuwbouw en dat daarmee altijd rekening is gehouden in nieuwbouwprojecten. Betrokkenen twijfelen echter aan de effectiviteit van de maatregel voor energiebesparing. Een reden hiervoor is consumentengedrag: consumenten hebben patronen waardoor isolatie niet op een bewuste manier wordt gebruikt (bijvoorbeeld raam open laten staan in een woning met balansventilatie).

Daarnaast wordt een groep van 2.332 bewoners (719 eengezinswoningen waarvan de helft een controlegroep is) gevraagd om hun meterstanden in te vullen. Uit de metingen blijkt een veel lager niveau van energiebesparing dan verwacht was (8 procent in plaats van 20 procent). Er is een grote variatie in energiebesparing meestal vanwege de verschillende typen isolatiemethoden. De conclusie van Tigchelaar, Daniëls en Menkveld (2011) over de invloed van het stookgedrag op het besparingspotentieel sluit aan bij deze conclusie. De norm moet het gedrag van huishoudens en bedrijven veranderen, anders wordt het technische besparingspotentieel niet gerealiseerd en veroorzaakt de verplichtende norm hoge meerkosten. Dit geldt ook voor het mogelijk installeren van zon-PV systemen als bijvangst van een EPC-norm voor bestaande woningen en bedrijven.

Als het gaat om het stimuleren van zon-PV geldt een norm als een minder effectief instrument. Een recente studie van Borenstein (2015) laat zien dat financiële maatregelen de beste prikkels geven voor investeringen in zonnepanelen. Op basis van empirisch onderzoek concludeert Borenstein dat een investeringsaftrek het beste middel is. Een norm voor energiebesparing is in dit opzicht *second best*, te meer omdat de norm betrekking heeft op energiebesparing en niet op de productie van hernieuwbare elektriciteit. Het doel van extra productie wordt met andere woorden met het aanscherpen van de EPC-norm op een indirecte manier bereikt wat de effectiviteit van de maatregel vermindert.

6.7.3 Betekenis voor het doel van 75 TWh en kosteneffectiviteit

De belangrijkste conclusie van de empirische literatuur over verplichtende besparingsnormen is dat de norm ertoe leidt dat een hoog percentage besparingsmaatregelen wordt geïmplementeerd dat niet kosteneffectief blijkt. Bij deze berekeningen is rekening gehouden met bestaande fiscale en andere financiële maatregelen zoals subsidies. Dit zou ruimte kunnen bieden aan een investering in zon-PV als een alternatief voor energiebesparing als deze investering wel kosteneffectief kan worden toegepast. Bij deze kosteneffectiviteit moet dan rekening worden gehouden met bestaande stimuleringsmaatregelen voor zon-PV zoals saldering, maar niet met toekomstige verbeteringen van deze stimuleringsmaatregelen.

Helaas nemen de bestaande studies van ECN zon-PV niet mee als één van de besparingsopties. Gevalsstudies lijken er op te wijzen dat de business case van zon-PV niet per se beter is dan een investering in een isolerende maatregel. Dit zou betekenen dat een aanscherping van de EPC norm maar beperkt effectief zal zijn voor het stimuleren van zon-PV als einddoel. De mate waarin de

maatregel effectief is zou onderzocht kunnen worden door zon-PV op te nemen in een herhaling van het onderzoek van Tigchelaar, Daniëls en Menkveld (2011).

Het vergelijken van de business case van twee besparingsopties houdt in dat de netto contante waarde van de kasstromen van de investeringen wordt vergeleken.

De norm is een verplichting waaraan de eigenaar van een bestaand gebouw moet voldoen. De eigenaar kan tussen twee mogelijkheden kiezen: investeringen in isolatie of in zonnepanelen. De belangrijkste factor die de keuze bepaalt is de netto contante waarde van deze investeringen. Voor de twee opties betekent dit:

- Isolatie: het verschil tussen investeringen in isolatie en de gewonnen energiebesparing;
- Zonnepanelen: het verschil tussen investeringen in zonnepanelen en de opbrengsten van elektriciteitsproductie. Dit is gelijk aan een combinatie van energiebesparing en de onrendabele top van zonnepanelen.

Gedetailleerde gegevens voor de kosten van woningisolatie zijn beschikbaar uit een evaluatiestudie van een subsidiemaatregel in de provincie Gelderland (Companen 2013). Met deze maatregel is in totaal € 25,2 miljoen aan isolerende maatregelen gefinancierd. De totale besparing die hiermee is gerealiseerd is 231,3 TJ. Dit staat gelijk aan 64.250 MWh. De totale investering is derhalve € 392 per MWh.

Ter vergelijking: een zon-PV systeem met een vermogen van 1500 Wp levert per jaar een productie van 1275 kWh. De installatiekosten van een dergelijk systeem bedragen circa € 3400. De netto contante waarde van een dergelijk systeem is ongeveer € 900 negatief bij een discontovoet van 10 procent.⁷³ Bij een discontovoet van 5 procent is de netto contante waarde € 250 positief. De kosten per kWh van deze “besparingsoptie” bedragen derhalve € 0,70 per kWh bij een discontovoet van 10 procent en € - 0,2 per kWh bij een discontovoet van 5 procent. In het laatste geval is de investering met andere woorden rendabel.

Het is niet eenvoudig om een algemene conclusie uit deze vergelijking te trekken. Voor zowel besparingsopties als de installatie van zon-PV systemen geldt dat de business case per huishouden kan verschillen. De bandbreedte in de uitkomsten is groot. Voor sommige huishoudens zal een investering in zon-PV een betere keus zijn bij een EPC norm dan een investering in isolatie.

Gemiddeld zal 43 procent van de huishoudens een niet-kosteneffectieve maatregel moeten gebruiken om te voldoen aan een verplichte EPC norm voor bestaande woningen. Deze groep kan overwegen een zon-PV systeem te installeren. We veronderstellen dat in 50 procent van deze gevallen de business case van deze alternatieve investering wel positief is. Dat betekent dat de EPC-norm potentieel 38, 2 PJ aan extra zon-PV als bijvangst kan genereren. Dit is circa 10,6 TWh.⁷⁴

De veronderstelling is dat de investering in dit zon-PV vermogen rendabel kan geschieden. Er is dus geen onrendabele top. Toch beoordelen we de maatregel als relatief kosten-ineffectief omdat het doel van de stimulering van extra hernieuwbare elektriciteitsproductie op een indirecte manier

⁷³ We veronderstellen een levensduur van 20 jaar. De geproduceerde stroom wordt afgerekend tegen een leveringstarief van € 0,23 per kWh.

⁷⁴ Voor de utiliteitsbouw zijn de effecten van een verplichten besparingsnorm niet bekend.

wordt bereikt. Een investeringssubsidie is een effectiever instrument voor dit doel. Bovendien zijn de maatschappelijke kosten van de maatregel hoog. Veel huishoudens zullen als gevolg van de verplichte EPC norm gedwongen zijn te investeren in maatregelen die per saldo verlies opleveren. Voor bedrijven geldt dat de verplichting tot verstoring van investeringsbeslissingen kan leiden, een vorm van welvaartsverlies.

6.7.4 Overige criteria: overige effecten, eenvoud en haalbaarheid

Er is een aantal problemen te verwachten voor de haalbaarheid van deze maatregel. Ten eerste, investeerders kunnen toekomstige ontwikkelingen moeilijk voorspellen. Voorspelfouten zorgen er dus voor dat vooral de opbrengsten van investeringen in besparingsmaatregelen of zon-PV verkeerd worden berekend. Eigenaars hebben onvoldoende informatie over de toekomstige elektriciteitsprijs en de nadere kostenontwikkeling van isolerende maatregelen en zonnepanelen waardoor ze de toekomstige inkomensflow niet perfect kunnen voorspellen. Ook speelt het probleem van de *split incentives*: de eigenaar van een gebouw is niet altijd de gebruiker van het gebouw. De kosten en baten van de investering vallen dan toe aan verschillende partijen. Dit verhindert dat investeringen zullen plaatsvinden.

Een verplichtende norm is alleen effectief als de toepassing gehandhaafd wordt. Dit betekent dat extra kosten moeten worden gemaakt door handhavende instanties. Zonder extra handhaving zal de norm minder effectief blijken.

6.7.5 Samenvatting

Maatregel	Kosteneffectiviteit	Overige effecten	Eenvoud	Haalbaarheid		
	<i>O.b.v. bewijsmateriaal bijdrage doel, bandbreedte kosten; rekening houdend met beperkingen</i>	<i>O.b.v. bewijsmateriaal overige effecten</i>	<i>complexiteit en administratieve lasten</i>	<i>Invoering Nederland</i>	<i>Budgettaire beslag</i>	<i>Belanghebbenden</i>
EPC-norm	Kosteneffectief voor een deel van de huishoudens. Effectiviteit is onbekend voor bedrijven. Als maatregel relatief ineffectief vanwege indirecte manier waarop de maatregel aansluit bij het doel.	Effect afhankelijk van stookgedrag huishoudens en bedrijven. Maatregel kent forse maatschappelijke kosten.	Leidt tot extra administratieve lasten.	Mogelijk	Kosten van controle	Miscalculatie kosten en baten alternatieve investeringen

6.8 Verbeterde certificaatwerking, m.n. mogelijkheid tot 'full disclosure'

Het huidige systeem van groene certificering omvat twee onderdelen: stroometikettering en de Garantie van Oorsprong (GvO). Volgens regels van de Europese Commissie, vastgelegd in Electricity Market Directive (2009/72/EC), dienen elektriciteitsleveranciers de consument te informe-

ren over de herkomst van de geleverde elektriciteit. In Nederland is de zogenoemde stroometikettering opgenomen in artikel 95k van de Elektriciteitswet 1998.⁷⁵ Dit wil zeggen dat elektriciteitsleveranciers elk jaar aan consumenten de opwekkingsgegevens van de geleverde elektriciteit moeten tonen, uitgesplitst in de verschillende soorten energiebronnen.⁷⁶ In het huidige beleid is een leverancier niet verplicht aan te geven welk deel van de elektriciteit afkomstig is van Nederlandse bodem en welk deel geïmporteerd is uit het buitenland.

Wanneer een deel van de geleverde elektriciteit bestaat uit groene stroom, dient de elektriciteitsleverancier dit te onderbouwen door middel van GvO's. In het huidige systeem is de leverancier alleen verplicht een GvO aan te tonen voor groene elektriciteit. Deze 'groencertificaten' tonen aan dat de geleverde elektriciteit afkomstig is van windkracht, zonnekracht, waterkracht en/of biomassa. Een consument kan bijvoorbeeld ervoor kiezen om alleen maar elektriciteit opgewekt uit windenergie geleverd te krijgen. Er is echter geen certificering voor grijze stroom.

De vraag is tot hoeverre een uitbreiding met de huidige groene certificering kan bijdragen aan de extra 18 TWh hernieuwbare elektriciteitsproductie. In beginsel is te verwachten dat certificering tot meer transparantie en bewustheid voor consumenten leidt. Als consumenten bewust hernieuwbare elektriciteit kiezen, stappen ze in het huidige systeem over naar leveranciers die dat aanbieden. Een grotere vraag naar hernieuwbare elektriciteit kan meer productie van hernieuwbare elektriciteit stimuleren. De extra capaciteit betekent groene elektriciteit uit Nederlandse bodem. Een uitbreiding kan dus zijn dat in de GvO ook het land wordt vermeld. Een andere mogelijkheid die meer bewustheid zou kunnen creëren zijn GvO's voor specifieke grijze bronnen, zoals fossiel, gas of kernenergie. Een systeem met deze aanpassingen – *full disclosure* – is sinds 2011 van toepassing in Oostenrijk⁷⁷ en Zwitserland.

Full disclosure is natuurlijk relevant voor consumenten om te weten hoeveel CO₂-uitstoot in het energiepakket zit. Maar de essentiële vraag bij deze maatregel is of consumenten die onder het huidige beleid grijze stroom verbruiken zouden overstappen naar groene stroom wanneer elektriciteit gelabeld is als een specifieke soort grijze stroom en het land van herkomst hierbij ook vermeld wordt. Voor het antwoord is bewijsmateriaal nodig dat aantoont (i) wat de prijs van GvO's bepaalt (vraag- en aanbodkant) en meer specifiek, hoe hoog de betalingsbereidheid van consumenten is en (ii) tot hoeverre consumenten bereid zijn om over te stappen naar andere leveranciers.

De prijs van GvO's

Zoals de huidige prijzen van GvO's laten zien zijn certificaten voor wind uit Nederlandse bodem duurder (€ 2,5-3,5/kWh) dan de prijzen voor waterkracht uit Noorwegen (€ 0,1-0,2kWh).⁷⁸ Hogere prijzen kunnen twee verklarende factoren hebben: grotere betalingsbereidheid van consumenten en een schaars aanbod. Zo is op dit moment meer aanbod van elektriciteit uit Noorse waterkracht beschikbaar dan windenergie van Nederlandse bodem.⁷⁹

⁷⁵ Zie bijvoorbeeld: http://wetten.overheid.nl/BWBR0009755/Hoofdstuk8/1b/Artikel95k/geldigheidsdatum_21-07-2015.

⁷⁶ De verschillende soorten energiebronnen die worden uitgesplitst zijn: kernenergie, kolen, aardgas, overig fossiel en duurzame elektriciteit. Overigens is bij wet alleen opgenomen dat leveranciers moeten aangeven uit welke energiebronnen de geleverde elektriciteit wordt opgewekt. Het niveau waarop dit moet worden uitgesplitst wordt niet benoemd.

⁷⁷ NB: Het *full disclosure* systeem in Oostenrijk viel samen met een verbod op het verbruik van kernenergie.

⁷⁸ <http://www.wisenederland.nl/groene-stroom/faqs-garanties-van-oorsprong-gvos>

⁷⁹ In Noorwegen wordt al sinds de jaren 80 elektriciteit opgewekt door waterkracht.

Over de betalingsbereidheid van consumenten is er weinig bewijsmateriaal beschikbaar. Consumentenenquête, tweejaarlijks uitgevoerd door de ACM, tonen aan dat consumenten bereid zijn om meer te betalen voor duurzame elektriciteit. De resultaten laten zien dat de consument bereid is om per maand € 12 extra, 8 procent van de energierekening, te betalen voor groene stroom.⁸⁰ Van de energierekening gaat 15 procent naar de elektriciteitslevering, dat is 7,9 eurocent per kWh waarvan 54 procent de groothandelsprijs is⁸¹ (de rest is energiebelasting, BTW en netwerkkosten; ACM 2015). Van de € 12 zouden leveranciers 0,75 eurocent ontvangen en dit zou ongeveer 0,39 eurocent extra betekenen voor de groothandelsprijs.

Dit betekent echter niet dat consumenten daadwerkelijk zo veel meer betalen voor groene energie. In 2014 is 13,3 procent van de consumenten overgestapt naar een andere energieleverancier. Nederland scoort hiermee ruim boven het EU-gemiddelde van 6 procent en behoort hiermee tot de koplopers in Europa.⁸² 45 procent van de Nederlands energieconsumenten is echter nog nooit overgestapt naar een andere leverancier. Dit hoge aandeel 'slapers' geeft aan dat consumenten redelijk hoge overstapdrempels percipiëren. Als consumenten overstappen, is de reden meestal de prijs: men kiest vooral de goedkoopste optie (zie volgende paragraaf). Dit geldt voor 47 procent van alle overstappende consumenten in 2014. Onbekend is in welke mate GvO's de betalingsbereidheid van consumenten kunnen beïnvloeden.⁸³

Overstapgedrag

De tweede vraag bij deze maatregel is of consumenten die onder het huidige beleid grijze stroom verbruiken overstappen naar groene stroom als *full disclosure* de bron van de grijze stroom inzichtelijk maakt.

Er is maar één studie (Winther en Ericson, 2013)⁸⁴ die kijkt naar de gedragsreacties van consumenten als gevolg van een verbeterde informatievoorziening door leveranciers over certificaten. De studie analyseert de Noorse markt en concludeert dat Noorse consumenten weinig belangstelling hebben in aanvullende informatie over certificering. De Noorse markt is bijzonder omdat daar al sinds de jaren 80 groene energie is opgewekt. Het certificaatsysteem werd ook vroeg geïntroduceerd in Noorwegen en er is *full disclosure* van toepassing. Ook speelt in Noorwegen een verbod op kernenergie. Door deze regels nam de vraag naar groene stroom toe. Winther en Ericson concluderen echter dat Noorse consumenten recentelijk weinig belangstelling hebben in aanvullende informatie over certificering.⁸⁵ De studie levert ook geen indicatie voor een veranderd bewustzijn van consumenten als gevolg van *full disclosure*.

⁸⁰ ACM (2015); Tieben, B. (2013). De prijs van duurzame energie. *Energie Actueel*, 14 oktober, 2013. <http://www.energieactueel.nl/de-prijs-van-schone-energie/>

⁸¹ Ongeveer 36 procent van de elektriciteitsrekening gaat naar de leveranciers. Met 3331 kWh/huishoudens te berekenen (ACM, 2015) betekent dit dat de groothandelsprijs ongeveer 54 procent is van de leveringsprijs.

⁸² <https://www.acm.nl/nl/publicaties/publicatie/14218/Trendrapportage-energiemarkt---tweede-helft-2014/>

⁸³ De enige beschikbare studie, die een samenvatting geeft van alle studies over de betalingsbereidheid van consumenten voor groene energie, is van Menegaki (2012). Dit overzicht bevat geen studies die ingaan op de relatie tussen betalingsbereidheid voor groene energie en overstapgedrag.

⁸⁴ Winther en Ericson (2013). Matching policy and people? Household responses to the promotion of renewable electricity. *Energy Efficiency* 6: 369–385.

⁸⁵ Consumenten weten ook niet dat ze nu meer grijze stroom gebruiken vanwege het Europese certificaatsysteem: de groene Noorse stroom is verhandeld met grijze Europese stroom.

Een andere studie uit Zweden kijkt naar het overstapgedrag van consumenten als gevolg van veranderingen in de energierekening. De studie laat zien dat alleen consumenten die veel elektriciteit gebruiken, bijvoorbeeld voor elektrische verwarming, overstappen naar een goedkopere leverancier. Consumenten die gemiddelde verbruikers zijn stappen niet snel over omdat ze minder baat hebben bij de vruchten van effectieve concurrentie (lagere prijzen). De meest recente analyse van ACM toont aan dat in Nederland de prijsprikkel belangrijk is als verklarende factor voor het overstapgedrag. Slechts 11 procent van de overstappers noemt het milieu of duurzaamheid als reden.⁸⁶

Bedrijven vertonen een groter bewustzijn voor duurzaamheid, vooral in de biobrandstofindustrie, als gevolg van transparantie.⁸⁷ Deze relatie tussen transparantie en duurzaamheid blijkt ook uit enquêtes onder het bedrijfsleven.⁸⁸ Redenen waarom bedrijven duurzamer als gevolg van transparantie zijn onder andere groeiend bewustzijn, angst voor negatieve publiciteit en angst voor klanten die voor een ‘groenere’ concurrent kiezen. Dit mechanisme zou een rol kunnen spelen bij *full disclosure* van de oorsprong van in Nederland geconsumeerde elektriciteit. De omvang van dit effect valt echter niet vast te stellen op basis van het beschikbare onderzoek. Ook ontbreekt informatie over transparantie die specifiek gericht is op het onthullen van de oorsprong van hernieuwbare energie: uit Nederland of een ander land.

Samenvatting

Er is weinig literatuur die hard bewijsmateriaal biedt voor de effecten van *full disclosure* op consumentengedrag. Op basis van de beschikbare informatie kan niet worden vastgesteld of *full disclosure* een extra effect heeft bovenop de bestaande, verplichte stroometikettering. Nader onderzoek op dit punt zou wenselijk zijn.

Een aantal opmerkingen betreft de haalbaarheid en het budgettaire beslag van deze maatregel. Wat de haalbaarheid betreft kan een uitbreiding van GvO's effectiever zijn als deze op Europees niveau uitgevoerd wordt. De CEER (Council of European Energy Regulators) heeft hiervoor al een voorstel opgesteld.⁸⁹ Met betrekking tot het budgettaire beslag zijn er aanvullende administratieve lasten verbonden aan CertiQ. Maar zoals de Q&A van N&M aantoont zijn deze kosten met 0,003 eurocent per kWh verwaarloosbaar. Verder moet ACM het controlemechanisme uitbreiden waaraan ook kosten zijn verbonden. Deze kosten zijn niet bekend.

6.9 Overheidsparticipatie in vreemd en eigen vermogen

6.9.1 De beleidsmaatregel

Deze maatregel houdt een directe(re) betrokkenheid van de overheid via participatie in vreemd en eigen vermogen bij investeringen in hernieuwbare elektriciteit en heeft in de praktijk betrekking op wind op zee. De veronderstelling voor deze maatregel is dat de overheid niet zelf windparken gaat bouwen via een 100 procent overheidsbedrijf. Overheidsproductie loopt namelijk aan tegen het

⁸⁶ <https://www.acm.nl/nl/publicaties/publicatie/14218/Trendrapportage-energiemarkt---tweede-helft-2014/>

⁸⁷ <http://www.natuurenmilieu.nl/nieuws/20150602-transparantie-verbetert-duurzaamheid-biobrandstof-fen/>

⁸⁸ Zij bijvoorbeeld: GlobeScan/SustainAbility, How Transparency Drives Performance.

⁸⁹ CEER (2015). CEER Advice on customer information on sources of electricity.

probleem dat de overheid conform het Europees mededingingsrecht geen maatregelen mag nemen die de concurrentie verstoren.⁹⁰

Daarom zijn er twee vormen voor overheidsparticipatie:⁹¹

- Participatie in eigen vermogen, bijvoorbeeld via co-investering en joint-ventures;
- Participatie in vreemd vermogen, dus via leningen.

Co-investering betekent dat dat meerdere partijen – privaat of publiek – deelnemen in investeringsprojecten en aandeelhouders van het project worden. Als de overheid aandeelhouder wordt, is er sprake van publiek-private samenwerking (PPS). Bij PPS moet een verdeling van de participatie tussen een (of meerdere) private partij(en) en de overheid bepaald worden. Een voorbeeldmodel is de wijze waarop (lokale) overheden deelnemen in de uitrol van glasvezelnetwerken.

Een alternatief is dat de participatie verloopt via het verstrekken van leningen. Dit is een participatie via het verstrekken van vreemd vermogen waarbij het zaak is te voorkomen dat het verbod op staatssteun van toepassing is.

In beide vormen van participatie neemt de overheid een deel van het investeringsrisico op zich. Als aandeelhouder deelt de overheid in de risico's van ontwikkeling en exploitatie. Bij leningen bestaat de kans dat de hoofdsom niet (volledig) wordt terugbetaald.

Met de overheidsparticipatie kan een mogelijk knelpunt in de financiering worden opgelost dat ontstaat als het rendement-risico profiel van de investering in hernieuwbare elektriciteit te hoog is voor andere partijen in de kapitaalmarkt of als er sprake is van een specifiek marktfalen waardoor de kapitaalmarkt voor duurzame projecten niet naar behoren functioneert. In het 75 TWh scenario van dit rapport groeit het vermogen van wind op zee van circa 4500 MW in 2023 naar 11000 MW in 2030. Bij de huidige bouw- en installatiekosten van circa € 3500/kWh houdt dit een investering in van circa € 22 miljard. Bij de verwachte kostendalingen van circa 40 procent zullen deze kosten in realiteit lager uitvallen maar de financieringsbehoefte bij deelnemende partijen zoals energiebedrijven zal nog steeds aanzienlijk zijn.

6.9.2 Beschikbare literatuur

Voor bedrijven die van plan zijn om in hernieuwbaar elektrisch vermogen te investeren is het nog niet bekend hoeveel hernieuwbare elektriciteit consumenten gaan afnemen. Vanwege de hoge kosten en lange afschrijvingsperiode van investeringen en de onzekerheid in de markt van (hernieuwbare) elektriciteit, kunnen grootschalige projecten lastig tot stand komen. Dit geldt bijvoorbeeld voor wind op zee projecten. Op dit moment is wind op zee een relatief dure technologie. Voor een investeerder zijn de schaalvoordelen van grootschalige productie interessant. Daar staan onzekerheden in de elektriciteitsmarkt tegenover. In deze zin is de situatie vergelijkbaar met investeringen in glasvezelnetten in de telecommunicatiemarkt.

⁹⁰ Zie hiervoor artikel 106 lid 1 TFEU: “De lidstaten nemen of handhaven met betrekking tot de openbare bedrijven en de ondernemingen waaraan zij bijzondere of uitsluitende rechten verlenen, geen enkele maatregel welke in strijd is met de regels van de Verdragen, met name die bedoeld in de artikelen 18 en 101 tot en met 109.”

⁹¹ Een derde alternatief is subsidies. Dit instrument is in Paragraaf 6.2 behandeld.

In markten waar schaalvoordelen plaatsvinden is een monopolie of oligopolie de efficiënte marktstructuur voor investeringen. In deze markten kan een samenwerking de investeringsprijken verhogen.⁹² Volgens de economische literatuur over elektronische netwerken kan risicodeling tussen partijen via co-investeringen en leningen de investeringsprijken verhogen (Nitsche en Wiethaus 2011, Kocsis, 2014 Cambini en Silvestri, 2013).

In deze situaties zijn co-investeringsmodellen in theorie het meest effectief in het stimuleren van kapitaalintensieve investeringen (Nitsche en Wiethaus 2011, Kocsis, 2014). Volgens de theorie wordt hierdoor het hoogste investeringsniveau bereikt en komen de consumenten er het beste uit. Daarnaast kan de duplicatie van netwerken vermeden worden (Krämer en Schnurr, 2014). De totale investeringskosten per huishoudens - afhankelijk van de glasvezeltechnologie - kunnen met 50 à 58 procent dalen als gevolg van co-investering tussen twee bedrijven ten opzichte van een solo investering (Schneir en Xiong, 2013). Dit heeft te maken met schaalvoordelen: hoe meer geïnvesteerd wordt, hoe lager de investeringskosten worden. In co-investeringsmodellen kunnen de deelnemende bedrijven de aanloop- en operationele kosten met elkaar delen. Daarom zijn deze modellen efficiënt op de korte termijn (Krämer en Schnurr, 2014).

Deze investeringen zijn in de situatie van concurrentie tussen private producenten echter minder waarschijnlijk, met name omdat er belangrijke schaalvoordelen zijn. Daarom analyseren Biglauer en Gugler (2013) of de overheid leningen zou kunnen geven of deelnemen in de investeringsprojecten.⁹³ Overheden zijn meer bereid om het risico van investeringen te dragen. Biglauer en Gugler vinden dat PPS-projecten grotere positieve effecten hebben ten opzichte van volledig private initiatieven (het gaat hier om PPS-projecten in Azië, zoals Zuid-Korea, Japan of Taiwan). De participatie door (lokale) overheden vormt een extra bron van kapitaal en kan voor lagere financieringskosten zorgen, zelfs onder lastige economische omstandigheden. Daardoor gaat de uitrol van netten sneller dan bij puur private investeringen.

Kortom, de betrokkenheid van de overheid repareert een mogelijk marktfalen, waardoor de financiering voor de investeringen (tegen lagere kosten) wordt gerealiseerd. Daarmee wordt de onrendabele top voor een deel verkleind of omzeild.

⁹² Co-investeringen zijn soms niet positief ontvangen vanwege de mogelijke mededingingsproblemen. Een toezichthouder kan zo'n situatie als fusie zien.

⁹³ Biglauer en Gugler (2013) analyseren ook de rol van overheidssubsidies - zoals vaak van toepassing is in EU-landen - op investeringsprijken. Ze vinden dat subsidies investeringen stimuleren ten opzichte van puur privé investeringen. Maar PSS-projecten stimuleren investeringen nog beter (of sneller).

Tabel 6.13 Literatuur bij de maatregel co-investering en medefinanciering

Auteurs (jaartal)	Periode	Land(en)	(Sub-) maatregel	Uitkomsten, m.n. effectiviteit	Methode/Hardheid
Cambini en Silvestri (2013), Kocsis (2014), Nitsche en Wiethaus (2011)	n.v.t.	n.v.t. telecommarkt	co-investeringen (privé)	zie tabel / theorie	theorie / zacht
Schneir en Xiong (2013)	2011	telecommarkt: FR, VK, DE	co-investeringen (privé)	zie tabel / SX	kostberekening o.b.v. enquêtes / zacht
Krämer en Schnurr, (2014)	n.v.t.	n.v.t. telecommarkt	co-investeringen (privé)	zie tabel / KS	overzichtsstudie / zacht
Biglauer en Gugler (2013)	2009-2012	telecommarkt: EU 27; Azië: Zuid-Korea, Japan, Taiwan; VS, NZ, AU	co-investeringen (PPS)	zie tabel / BG	empirie: cross section analysis /hard

Tabel 6.14 De effecten van co-investeringen op de korte en lange termijn o.b.v. literatuur

Maatregel	Kortetermijneffecten	Langetermijneffecten
Algemene effecten van co-investeringen	(+) lagere aanloop- en operationele kosten (KS) (+) hoogst niveau van consumentensurplus t.o.v. andere investeringsmodellen (theorie) (-) marktmacht: concurrentieverstorend vanwege mogelijke langetermijncontracten (KS)	(+) risicoverdeling om met onzekerheden om te gaan: hoogst niveau van investering t.o.v. andere investeringsmodellen (theorie) (+) minder duplicatie van capaciteit (KS) (+) lagere totale investeringskosten (RX)
Specifieke effecten van co-investeringen door publiek-private samenwerking (BG)	overheidsfalen: (-) hoger niveau van inefficiënte uitvoering dan bij privé investeringen (-) <i>crowding out</i>	(+) lager risico door lening door (lokale) overheden (+) gestimuleerde vraag door overheid als 'launching customer' (+) meegenomen maatschappelijke kosten

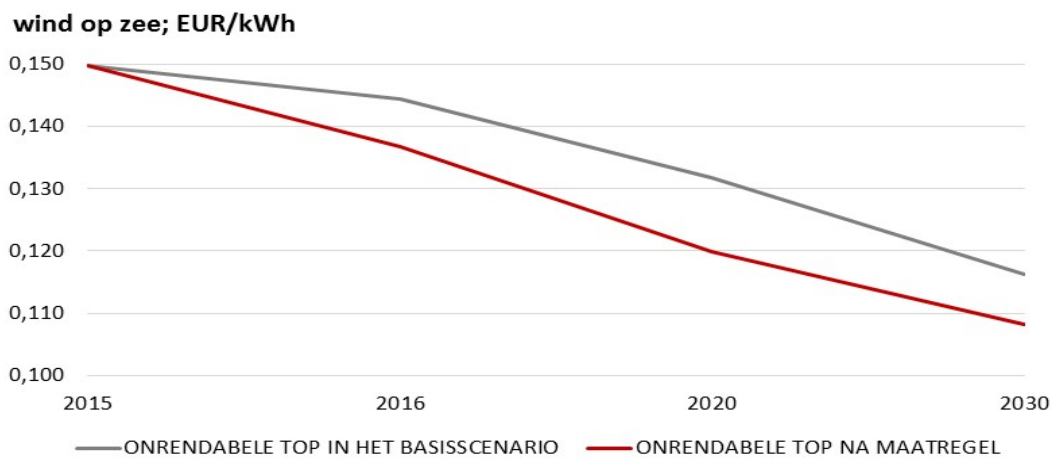
6.9.3 Betekenis voor het doel van 75 TWh

Zoals de literatuur suggereert zijn co-investeringen - volledig privaat of via PPS - effectief in investeringen waaraan hoge kosten, lange afschrijvingsperioden en grote onzekerheden verbonden zijn. Overheidsparticipatie via deelname in vreemd of eigen vermogen kan een effectief antwoord zijn op de financieringsbehoefte van investeerders in windparken op zee. Dit is van specifiek belang, omdat een belangrijk deel van de uitbreiding van de capaciteit die nodig is voor het 75 TWh scenario tussen 2023 en 2030 bestaat uit wind op zee.

6.9.4 Kosteneffectiviteit

Zoals bij andere stimuleringsmodellen is extra wind op zee opwekkingsvermogen nodig om aan de aanvullende elektriciteitsproductie te voldoen. Voor 2030 betekent 18 TWh extra productie door wind op zee 5,4 GW extra windvermogen. Door de inzet van deze capaciteit dalen de technologiekosten (het basisbedrag, zoals gedefinieerd is in hoofdstuk 4). Als de extra elektriciteitsproductie geen effect heeft op de elektriciteitsprijs, zoals verondersteld, betekent een goedkopere wind op zee technologie een kleinere onrendabele top. Voor wind op zee neemt de onrendabele top met 7,5 procent af in 2030. Zie Figuur 6.3.

Figuur 6.3 Met 18 TWh extra productie daalt de onrendabele top van wind op zee per kWh met 7,5 procent t.o.v. het basisscenario



De onrendabele top voor wind op zee wordt gevormd door het verschil tussen de kosten van de investering en de opbrengsten door elektriciteitsopwekking. Voor de 18 TWh extra productie betekent dit € 963 miljoen in 2030 (zie Tabel 4.7). De deelneming van de overheid moet voldoende aantrekkelijk zijn om de onrendabele top (voor een deel) te verlagen. Private partijen moeten uiteindelijk voldoende prikkels hebben om deel te nemen aan het investeringsproject. De vraag is of de stimulerende werking van overheidsparticipatie in dit verband voldoende is. Bij overheidsparticipatie daalt de onrendabele top, omdat de extra financiering capaciteitsuitbreiding mogelijk maakt wat tot kostendalingen leidt. Maar deze kostenverlaging is mogelijk nog niet genoeg om voldoende investeringsprikkels te geven aan privé partijen. In dit geval zijn exploitatiesubsidies of een andere (in)directe financiële stimulering noodzakelijk. Dit speelt bij overheidsparticipatie in zowel vreemd als eigen vermogen.

6.9.5 Overige criteria: overige effecten, eenvoud en haalbaarheid

Zoals Tabel 6.14 laat zien, hebben co-investeringen en medefinanciering neveneffecten. Een positief neveneffect is gerelateerd aan een andere maatregel die in de evaluatie zit. Uit de praktijk blijkt dat (lokale) overheden vaak de eerste gebruikers zijn van deze investeringen. Daardoor kan een tweede orde effect optreden: extra vraag wordt gestimuleerd, zoals bij de maatregel met de overheid als *'launching customer'*.

Een aantal potentiële nadelen is ook verbonden aan PPS-modellen ten opzichte van private initiatieven. Ten eerste, een PPS-project verhoogt het risico van overheidsfalen (Biglauer en Gugler 2013). Ten tweede, publieke instellingen zijn meestal minder efficiënt in het uitvoeren van taken dan bedrijven. Ten derde, er is een kans op *crowding-out*: private initiatieven worden vervangen door publieke investeringen, zelfs als private investeringen efficiënter zouden kunnen zijn. Ten slotte, en zoals het voorbeeld van Reggefiber, een co-investeringsproject van Reggeborgh en KPN, laat zien, wordt de controle over het bedrijf lastiger met een groot aantal deelnemers.

De totstandkoming van een PPS kent hoge transactiekosten vanwege de onderhandelingen. Voor de haalbaarheid gelden de belemmeringen met betrekking tot windprojecten (zie paragraaf 6.1).

6.9.6 Samenvatting

	Kosten-effectiviteit	Overige effecten	Eenvoud	Haalbaarheid		
Maatregel	<i>O.b.v. bewijsmateriaal bijdrage doel, bandbreedte kosten; rekening houdend met beperkingen</i>	<i>O.b.v. bewijsmateriaal overige effecten</i>	<i>complexiteit en administratieve lasten</i>	<i>Invoering Nederland</i>	<i>Budgettair beslag</i>	<i>Belangen hebben</i>
Overheidsparticipatie	De kosten voor de overheid van participatie bestaan uit financieringskosten en de opportuniteitskosten (opbrengst alternatieve aanwending). Daar staan de opbrengsten uit de participatie tegenover. De netto kosten zullen afhangen van het investeringsproject. Robuustheid: een hogere elektriciteitsprijs verlaagt de onrendabele top waardoor de effectiviteit van het instrument afneemt. Het is dan eenvoudiger private investeerders te interesseren in deelname.	(+) gestimuleerde vraag door overheid als 'launching customer' (+) internaliseren van maatschappelijke kosten (-) overheidsfalen: - hoger niveau van inefficiënte uitvoering dan bij privé investeringen - <i>crowding out</i>	Hoge transactiekosten	Mogelijk	Afhankelijk van de omvang van de participatie en de financieringskosten voor de overheid.	Co-investeerders dragen de rest van de kosten.

Investerings- en exploitatiesubsidies zijn vergelijkbare maatregelen met overheidsparticipatie in vreemd en eigen vermogen. De volgende tabel geeft een samenvatting van de verschillen tussen de maatregelen.

Tabel 6.15 De effecten van co-investeringen op de korte en lange termijn o.b.v. literatuur

	Subsidies (investering of exploitatie)	Private co-investering met overheidslening	PPS
Tot hoeverre adresseert de maatregel de volgende knelpunten?			
1. Positieve externaliteiten	+	+	+
2. Padafhankelijkheid	+	+	+
3. Negatieve externaliteiten	+	+	+
4. Financieel risico	+	+	++
Mogelijk overheidsfalen (als optimaal vormgegeven)	n.b.	Transactiekosten	Picking the winner; Efficiëntieverlies in uitvoering; <i>Crowding out</i> ; Hoge transactiekosten v.w. onderhandelingen
Neveneffecten	Economische kosten extra belastingheffing	Economische kosten extra belastingheffing	(Lokale) overheden verhogen de vraag als <i>launching customer</i> Houdt rekening met maatschappelijke baten
Onrendabele top	Kosteneffectief	Kosteneffectief	Kosteneffectief
Budgettair beslag	Onrendabele top Maar daadwerkelijke uitbetalingen kunnen hoger zijn bij exploitatiesubsidies	Onrendabele top	Onrendabele top

6.10 Verhoging CO₂-prijs en kolenbelasting⁹⁴

6.10.1 De beleidsmaatregel⁹⁵

Deze beleidsmaatregel werkt via beïnvloeding van de elektriciteitsprijs en bestaat uit twee mogelijke maatregelen:

- het herintroduceren en/of verhogen van de kolenbelasting.
- het laten stijgen van de CO₂-prijs via het EU ETS, middels lobby door de Nederlandse overheid in de Europese Unie.

Door fossiel opgewekte elektriciteit duurder te maken, verschuift een deel van de elektriciteitsvraag naar hernieuwbaar opgewekte elektriciteit. Bovendien zal de elektriciteitsprijs kunnen gaan stijgen. Dat laatste is ook het geval bij *a*, maar dan zonder dat *specifiek* fossiel opgewekte elektriciteit duurder wordt gemaakt. Verhoging van de elektriciteitsprijs verlaagt de onrendabele top op duurzame elektriciteit.

Het idee achter het hoger belasten van (fossiel opgewekte) elektriciteit is dat dit aansluit bij negatieve externe effecten (zie Bijlage A). Dit kan efficiënter zijn dan het subsidiëren van hernieuwbare elektriciteit. Subsidies zijn volgens de theorie van het marktfaalen efficiënt als deze aansluiten bij positieve externe effecten (van innovatie, learning by doing en schaalvergroting; zie hoofdstuk 5).

⁹⁴ Greenpeace en Nuon stellen als opdrachtgevers van dit onderzoek niet voor om het Energieakkoord open te breken ten aanzien van de sluiting van kolencentrales en de vrijstelling van de kolenbelasting.

⁹⁵ Zie ook subparagraaf 5.2.9.

Hierbij dient wel te worden bedacht dat hogere belastingen de vraag naar (in Nederland geproduceerde) elektriciteit kunnen terugdringen.

6.10.2 Betekenis voor het doel van 75 TWh

(a) Kolenbelasting

In Nederland bestaat een kolenbelasting met tot 2013 een vrijstelling voor het opwekken van elektriciteit (De Visser et al., 2011, Raad van State, 2008). Volgens De Visser et al. (2011) was deze ontheffing ingesteld omdat Nederland het eindgebruik van elektriciteit al belastte en de elektriciteitsproductie niet dubbel wilde belasten en omdat het externe effect van CO₂-uitstoot van elektriciteitscentrales gereguleerd werd via het EU-systeem voor emissiehandel. Deze vrijstelling is afgeschaft per 1 januari 2013. In het Energie-akkoord is afgesproken dat indien vijf oude kolencentrales sluiten, per 1 januari 2016 de vrijstelling voor elektriciteitsproductie weer wordt ingevoerd. In het basisscenario sluiten er inderdaad vijf kolencentrales. We nemen aan dat de vrijstelling in het basisscenario dan ook wordt ingevoerd (ondanks dat op blz. 171 van de NEV 2014 de kolenbelasting bij het vastgesteld én bij het voorgenomen beleid staat vermeld). De beleidsmaatregel is daarom *het niet afschaffen en mogelijk verbogen* van de kolenbelasting.

De huidige kolenbelasting is op import van kolen van toepassing, maar niet op import van elektriciteit die middels kolen is opgewekt. Daarvoor zouden Garanties van Oorsprong nodig zijn, die nu alleen gelden voor groene stroom.

Zolang het EU ETS niet zorgdraagt voor effectieve beprijzing van CO₂-uitstoot, zou een nationale kolenbelasting groene stroom aantrekkelijker kunnen maken ten opzichte van grijze stroom en via een stijging van de elektriciteitsprijs de onrendabele toppen op groene stroom kunnen verminderen. Een beperking hierbij is in ieder geval dat een nationaal ingestelde kolenbelasting nationale productie duurder maakt ten opzichte van buitenlandse, zodat import van elektriciteit de effectiviteit van de kolenbelasting ondermijnt. Een (nationale) kolenbelasting is daarom ten opzichte van (goed werkende) Europese emissiehandel minder effectief. De te evalueren vragen zijn of een kolenbelasting iets significant kan betekenen voor de onrendabele top van investeringen in hernieuwbare elektriciteit en zo ja, hoe hoog deze dan zou moeten zijn.

(b) Verhoging CO₂-prijs

Een verhoging van de CO₂-prijs kan in theorie op twee manieren worden bewerkstelligd: doordat Nederland geïsoleerd een (extra) belasting op CO₂ invoert, of doordat EU ETS systeem aangescherpt wordt, met hogere CO₂-prijzen als gevolg. Een concrete maatregel door Nederland genomen zou in dat laatste geval zijn dat Nederland lobbyt voor een verbeterde werking van het EU ETS.

Het geïsoleerd invoeren van een (extra) belasting op CO₂ is net als bij de kolenbelasting op voorhand minder effectief dan een verbeterde werking van het EU ETS. Het EU ETS geldt voor alle deelnemende landen in Europa, waardoor een verhoging van de CO₂-prijs via het EU ETS in mindere mate zal leiden tot verplaatsing van elektriciteitsproductie uit Nederland.

Momenteel zijn er geen landen in Europa die op elektriciteitsproductie een dubbele CO₂-belasting hebben, namelijk via het EU ETS (verhandelbare emissierechten) én via een extra CO₂-belasting.

Landen die vóór het EU ETS al een CO₂-belasting hadden, hebben hun belastingstelsel daarop aangepast (Blom et al., 2011). Engeland kent een *Climate Change Levy*, waarbij het algemene tarief niet geldt voor elektriciteitsproductie met een capaciteit van 2MW of groter, en waarbij er voor die productie afwijkende *carbon price support rates* gelden.⁹⁶ Deze komen neer op een variant op de kolenbelasting.

Een geïsoleerd ingevoerde CO₂-belasting zal effectiever zijn als de import van elektriciteit ook onder deze belasting zou vallen. Ook in dat geval is er kans op verplaatsing van elektriciteitsproductie uit Nederland. We beoordelen evenwel een Nederlandse *Alleingang* met een CO₂-belasting die ook op de import van elektriciteit geldt als politiek en/of juridisch onhaalbaar in het internationale (Europese) speelveld.

Over hoe effectief een Nederlandse lobby voor een verbeterde werking van het EU ETS zal zijn, is niets met zekerheid te zeggen.

6.10.3 Literatuur kolenbelasting en CO₂-prijs

Kolenbelasting

Seebregts (2013)

Deze studie maakt diverse berekeningen, maar berekent geen effecten op de elektriciteitsprijs of de onrendabele top wanneer kolencentrales wel sluiten maar de kolenbelasting wordt gehandhaafd of zelfs verhoogd.

Boots (2015)

Er worden drie scenario's bekeken:

1. Situatie zonder de kolendeal: geen vervroegde sluiting van oude kolencentrales en handhaven van de kolenbelasting.
2. Sluiting van de oude kolencentrales conform de afspraken in het Energieakkoord, in combinatie met handhaving van de kolenbelasting.
3. Uitvoering van de kolendeal conform het Energieakkoord. Zoals afgesproken, zullen in de jaren '80 kolencentrales sluiten en wordt de kolenbelasting afgeschaft.

Als scenario's 2 en 3 worden vergeleken op elektriciteitsprijs of onrendabele top, wordt het effect van de kolenbelasting duidelijk. In Boots (2015) is er bijna geen verschil in elektriciteitsprijs, omdat afschaffing van de kolenbelasting enerzijds tot lagere operationele kosten voor kolencentrales leidt en tot een lagere elektriciteitsprijs, anderzijds tot toenemende export en een gemiddelde stijging in vollasturen, wat het verlagende effect op de elektriciteitsprijs min of meer teniet doet.

Pellens (2012)

Pellens redeneert dat bij een 'gematigde' kolentaks kolencentrales extra belasting afdragen en zowel concurrentie van andere opwektypen ondervinden als van buitenlandse kolencentrales. Bij een 'hogere' kolentaks worden voor (een deel van) het Nederlandse kolenpark de kosten te hoog om nog concurrerend te zijn en worden centrales stilgelegd. Of hierdoor in Nederland meer hernieuwbare elektriciteit wordt opgewekt, is geen onderdeel van deze studie.

⁹⁶ Zie <https://www.gov.uk/green-taxes-and-reliefs/climate-change-levy>.

Conclusie

De literatuur geeft weinig aanwijzingen dat een kolenbelasting effectief is specifiek voor het stimuleren van duurzaam opgewekte elektriciteit.

CO₂-prijs

Aangezien we een Nederlandse CO₂-belasting die ook gaat gelden op de import van elektriciteit als onhaalbaar beoordelen, blijft er voor een geïsoleerd ingevoerde CO₂-belasting een variant over die gelijkenis vertoont met de kolenbelasting. Het ligt voor de hand dat de effecten van zo'n geïsoleerd ingevoerde CO₂-belasting overeenkomen met die van een kolenbelasting. Een CO₂-belasting kan effectiever zijn in het terugdringen van de CO₂-uitstoot, omdat het méér dan een kolenbelasting innovaties kan stimuleren. Aan de andere kant wordt het hanteren van een CO₂-belasting én een CO₂-emissieprijs complex voor de elektriciteitsproducenten. Volgens de modelanalyses in Verdonk et al. (2013, PBL) zal een geïsoleerde CO₂-belasting in Nederland vanwege de werking van het EU ETS niets doen met CO₂-uitstoot en de productie van hernieuwbare elektriciteit in Nederland.

Over de mogelijkheden van een verbeterde werking van het EU ETS is veel literatuur verschenen. Een samenvatting daarvan vergt een studie op zich. We beperken ons hier tot de vraag hoe hoog een CO₂-emissieprijs zou moeten worden om tot zeg 5 TWh aan extra duurzaam opgewekte elektriciteit in 2030 te leiden. Volgens Verdonk et al. (2013, PBL) leiden verbeteringen van het EU ETS en de daarmee gepaard gaande hogere CO₂-emissieprijs echter tot *minder* hernieuwbaar opgewekte energie in Nederland (Table 7, blz. 40-41). Over dit resultaat wordt niet veel meer gezegd dan dat “[...] none of the reform options are assumed to increase the total production of renewable electricity, but most options would induce a decrease in the required production of renewable energy.” Mogelijke mechanismes zijn (a) een hogere emissieprijs leidt tot een hogere elektriciteitsprijs, waardoor de vraag naar producten en diensten vermindert, wat de vraag naar elektriciteit remt en (b) een hogere emissieprijs leidt tot een hogere energie-efficiëntie in de productie van fossiele elektriciteit.⁹⁷

Het is ons onbekend in hoeverre bovengenoemde resultaat modelspecifiek is, dat wil zeggen specifiek afhankelijk van gehanteerde veronderstellingen. Dit vergt nadere studie.

Conclusie

Een geïsoleerd ingevoerde CO₂-belasting (die niet voor de import op stroom geldt) lijkt ineffectief te zijn voor het onderhavige doel. De effectiviteit van een hogere EU ETS CO₂-emissieprijs specifiek in termen van hernieuwbaar opgewekte energie in Nederland vergt nadere studie.

⁹⁷ Merk op dat verhoging van de CO₂-prijs wel effectief is als het gaat om verlaging van de CO₂-emissies. Blanford, Aalbers e.a. (2015) berekenen zeer hoge CO₂-prijzen voor Europa in scenario's gericht op ambitieuze klimaatdoelen voor 2050 (550 ppm). Deze prijzen lopen op tot \$ 350 tot \$ 450 per ton CO₂ in 2050 voor productiemixen zonder CCS opties en CO₂-prijzen tot \$ 650 per ton CO₂ voor productiemixen met CCS opties. De elektriciteitsprijzen stijgen tot rond de \$ 80/MWh voor de zonder-CCS scenario's en tot circa \$ 120/MWh voor de scenario's met CCS-scenario's.

6.10.4 Interpretatie en conclusie

Er zijn weinig aanwijzingen dat een kolenbelasting of een geïsoleerd ingevoerde CO₂-belasting effectief is in het stimuleren van duurzaam opgewekte elektriciteit. Een beperking van de effectiviteit is momenteel dat kolencentrales in de piekuren niet de prijszettende eenheid zijn in Nederland, maar gascentrales. Daarnaast beperkt de mogelijkheid van import van in het buitenland opgewekte stroom de effectiviteit.

De effectiviteit van een hogere EU ETS CO₂-emissieprijs specifiek in termen van hernieuwbaar opgewekte elektriciteit in Nederland vergt nadere studie.

7 Samenhangende pakketten maatregelen

Dit hoofdstuk bespreekt drie pakketten waarin instrumenten gecombineerd worden ingezet. Alle pakketten leiden tot 35 TWh extra hernieuwbare productie in de periode 2023-2030. De voordelen van een pakket dat een combinatie bevat van financiële instrumenten lijken per saldo groter dan pakketten waarin regulerende maatregelen zijn opgenomen.

Er kunnen verschillende redenen zijn om maatregelen te combineren. Zo kan het potentieel van de individuele maatregelen onvoldoende zijn om het einddoel van 75 TWh hernieuwbare elektriciteitsproductie in 2030 te realiseren. Een andere reden kan zijn dat de werking van de verschillende instrumenten complementair is; de effecten versterken elkaar met andere woorden. Een laatste reden kan zijn dat de uitvoering van specifieke maatregelen tegen knelpunten aanloopt die minder beperkend zijn als het instrument in combinatie met een andere aanpak wordt ingezet.

Paragraaf 7.1 behandelt het pakket ‘financiële prikkels’, paragraaf 7.2 ‘regulering en de overheid als vrager en investeerder’ en paragraaf 7.3 ‘mix van financiële prikkels en regulering en de overheid als vrager en investeerder’. Paragraaf 7.4 zet de voor- en nadelen van de pakketten op een rij.

Deze pakketten dienen alle op 18 extra TWh duurzaam opgewekte elektriciteit in Nederland in 2030 uit te komen, rekening houdend met mogelijke interacties tussen de instrumenten.

7.1 Financiële prikkels

Pakket

De maatregelen die vallen onder ‘financiële prikkels’ betreffen investeringssubsidies (zie paragraaf 6.2), exploitatiesubsidies (zie paragraaf 6.3), uitbreiding van salderingsmogelijkheden (zie paragraaf 6.4) en herinvoering van de kolenbelasting (zie paragraaf 6.10). In het huidige beleid overheersen de exploitatiesubsidies (SDE+) en saldering voor kleingebruikers.

De evaluatie in hoofdstuk 6 was niet positief over de potentie van het herinvoeren van de kolenbelasting. Met betrekking tot het niet afschaffen of zelfs verhogen van de *kolenbelasting* zijn er (te) weinig aanwijzingen dat dit effectief zal zijn in het stimuleren van duurzaam opgewekte elektriciteit. Ook een geïsoleerd ingevoerde belasting op CO₂ zal in dit opzicht niet effectief zijn. Verbetering van de werking van EU ETS is in theorie een effectievere methode om de CO₂-emissies te beperken. De daarmee gepaard gaande hogere CO₂-emissieprijs leidt echter tot minder hernieuwbaar opgewekte energie in Nederland. Voor de specifieke doelstelling van dit rapport is dit instrument dus minder geschikt. We beperken ons bij het samenstellen van pakketten hier daarom tot investeringssubsidies, exploitatiesubsidies en uitbreiding van de salderingsmogelijkheden. Daarbij kan worden opgemerkt dat salderingsmogelijkheden werken als een exploitatiesubsidie.

Toegevoegde waarde

Er is een toegevoegde waarde van het tot 2030 inzetten van zowel investeringssubsidies als exploitatiesubsidies omdat bij sommige technologieën (bijvoorbeeld wind op zee) knelpunten meer liggen

bij de financiering, en bij andere technologieën (bijvoorbeeld wind op land en grootschaliger zon) de nadruk ligt op (een efficiënte stimulering van) de uitrol.

Potentieel

Exploitatiesubsidies, inclusief tendering en saldering, en investeringssubsidies zijn als effectief beoordeeld voor het stimuleren van 35 TWh duurzaam opgewekte elektriciteit in Nederland in 2030. Dit roept de vraag op of het meerwaarde heeft beide typen subsidies tegelijkertijd of in de periode tot 2030 na elkaar in te zetten. Het tegelijkertijd inzetten van zowel exploitatiesubsidies als investeringssubsidies *bij eenzelfde technologie* lijkt nodeloos complex. Het bemoeilijkt berekeningen van onrendabele toppen en leidt tot onoverzichtelijkheid bij investeerders. Het na elkaar inzetten van exploitatiesubsidies en investeringssubsidies bij eenzelfde technologie is zinvol als in de beginperiode het knelpunt meer ligt bij de financiering (bij nieuwe toepassingen, innovatieve technieken enzovoorts), terwijl in latere periodes het belangrijker wordt om de subsidiëring kosteneffectief in te zetten om de uitrol te bevorderen. De mogelijkheden tot kosteneffectieve subsidiëring zijn in de regel groter bij exploitatiesubsidies, die afhankelijk kunnen worden gemaakt van de daadwerkelijke productie en de heersende elektriciteitsprijs. Om voldoende risico's voor investeerders weg te nemen (namelijk die van een lage elektriciteitsprijs), zal een effectieve investeringssubsidie misschien hoger moeten liggen dan een qua effectiviteit equivalente exploitatiesubsidie.

Eenzelfde redenering geldt voor het gelijktijdig inzetten van exploitatiesubsidies en investeringssubsidies bij *verschillende technologieën*. Dit kan zinvol zijn als bij de ene technologie het knelpunt meer ligt bij de financiering, terwijl bij andere technologieën het belangrijker is om de subsidiëring kosteneffectief in te zetten om de uitrol te stimuleren.

De mogelijkheden tot *uitbreiding van saldering* lijkt in grote lijnen op een exploitatiesubsidie. Ook hier is de vraag hoe saldering en een investeringssubsidie zich tot elkaar verhouden. Bij financieringsproblemen is een investeringssubsidie waarschijnlijk effectiever. Zeker bij kleingebruikers zal er in beide gevallen sprake moeten zijn van 'oversubsidiëring' in de zin dat bij een klein financieel voordeel huishoudens waarschijnlijk nog niet meteen gaan investeren in zonnepanelen. Een investeringssubsidie is in dit geval mogelijk zelfs efficiënter, omdat hierdoor heel merkbaar voor de consument een investeringshobbel wordt weggenomen. Het is niet ondenkbaar dat bij verdere kostendalingen van zonnepanelen exploitatiesubsidies meer voor de hand gaan liggen dan investeringssubsidies, omdat bij lagere investeringskosten financieringsdrempels als minder hoog zullen worden ervaren.

Een andere overweging heeft mogelijk te maken met de schaal van investeringen. Voor een groot windpark zijn de administratieve lasten voor de investeerder en voor de overheid van een investeringsregeling relatief laag ten opzichte van de te realiseren capaciteit. Voor bijvoorbeeld kleine zonnepanelen systemen zouden relatieve hoge administratieve lasten kunnen resulteren. De vraag is evenwel of een exploitatiesubsidie of een salderingsregeling in dat geval met minder administratieve lasten gepaard gaat. Deze keren immers telkens terug.

Dit onderzoek evalueert een uitbreiding van de salderingsregeling. De politiek bespreekt echter de afschaffing van saldering in de huidige vorm. Als dat gebeurt, vervalt een maatregel die onderdeel uitmaakt van het vaststaand en voorgenomen beleid onder het basisscenario. De conclusie van de evaluatie houdt dan tevens in dat behoud van de salderingsregeling een effectieve maatregel is. Een

aanvullend argument is dat huishoudens en bedrijven als investeerders in zon-PV gebaat zijn bij zekerheid in de regelgeving.

Paragraaf 6.4 liet zien dat er verschillende financiële regelingen gelden voor investeringen in zonnepanelen: via EIA (een soort investeringssubsidie), SDE+ (exploitatiesubsidie) en de salderingsregeling (een soort exploitatiesubsidie). Dat een deel van de gebruikers tussen wal en schip valt, lijkt niet logisch. Naast een uitbreiding om dit te corrigeren valt qua vormgeving te overwegen een vereenvoudiging aan te brengen om niet langer drie verschillende regelingen naast elkaar te laten bestaan.

Impact op technologieën

Een pakket gebaseerd op financiële stimulering biedt de flexibiliteit om gericht specifieke technologieën te stimuleren. Kapitaalmarktproblemen zullen groter zijn bij omvangrijke projecten en hebben dus vooral betrekking op wind op zee. Investerings- en exploitatiesubsidies bieden daar een effectief antwoord op. Stel dat maatschappelijke weerstand belemmeringen opwerpt voor het vergroten van de productie uit wind op land, dan kan via extra subsidies als remedie worden ingezet op extra capaciteit aan wind op zee. Ook voor huishoudens en kleinere bedrijven is subsidie een effectieve stimulans om de voorziene capaciteit aan zon-PV te realiseren. Saldering is als maatregel bij uitstek gericht op zon-PV.

Kosteneffectief

Het pakket kan kosteneffectief worden vormgegeven als investeringssubsidies, die op zich minder flexibel kunnen worden ingericht dan exploitatiesubsidies, specifiek worden ingezet bij technologieën waarvoor een financieringsprobleem geldt, bijvoorbeeld bij nieuwe technieken. Exploitatie-subsidies stimuleren dan vooral de uitrol. Bij sommige technieken, zoals kleinschalige zon-PV, is de optimale afweging tussen effectiviteit en efficiëntie niet op voorhand duidelijk. Zowel investeringssubsidies als salderingsmogelijkheden of exploitatiesubsidies gaan met administratieve lasten gepaard. Een investeringssubsidie is voor een huishouden erg ‘zichtbaar’, salderingsmogelijkheden kunnen als complex worden ervaren.

De onrendabele top van zon-PV daalt als gevolg van technologische ontwikkeling snel. Dit verhoogt het risico op overstimulering via de salderingsregeling. Deze overstimulering kan worden beperkt door het energiebelastingtarief op elektriciteit te verlagen.

Knelpunten

Mogelijke knelpunten zijn het budgettaire beslag en de acceptatie van meer elektriciteit door wind en zon in Nederland. Dit zijn evenwel algemene punten, die niet specifiek samenhangen met dit pakket.

Conclusie

Er is een toegevoegde waarde van het tot 2030 inzetten van met name exploitatiesubsidies voor wind en saldering voor zonne-energie, ook al zijn de knelpunten per technologie anders. Bij wind op zee is behoefte aan stimulering van grootschalige uitrol, door onder meer via schaafeffecten kostenreducties te bereiken. Ook spelen mogelijke knelpunten bij het aantrekken van financiering een rol.

7.2 Regulering

Maatregelen

Dit pakket bestaat uit een combinatie van regulerende instrumenten. Dit zijn de overheid als *launching customer*, de verplichte levering van hernieuwbare elektriciteit, de verplichte energiebesparing in de bestaande bouw en het inzetten van joint ventures en (mede-)financiering door de overheid.

Regulerende maatregelen vormen een alternatief voor stimuleringsbeleid dat wordt gevoerd met financiële prikkels zoals investerings- en exploitatiesubsidies. Een dergelijk pakket komt in beeld als de haalbaarheid van fiscale stimulering op bezwaren stuit. Dit kan bijvoorbeeld gebeuren als het budgettaire beslag te groot wordt of als de opslag op de energierekening voor de financiering van de subsidies op te grote bezwaren stuit bij huishoudens en politiek. Een alternatieve aanpak kan dan zijn een beleidspakket dat inzet op regulering en normering als sturende instrumenten.

Toegevoegde waarde

De regulerende maatregelen die zijn onderzocht in deze studie zijn echter niet of beperkt kosten-effectief. Ook is het potentieel van de afzonderlijke instrumenten niet voldoende om het doel van 75 TWh volledig te realiseren. Dit betekent dat alle reguleringsinstrumenten in het pakket onderdeel moeten zijn om het beoogde doel in 2030 te bereiken.

Bovendien richten de instrumenten zich tot verschillende partijen in de energiemarkt: overheid (als *launching customer*), energiebedrijven (verplichting tot levering van hernieuwbare elektriciteit) en huishoudens en bedrijven als verbruikers van energie. Deze doelgroepen sluiten op elkaar aan en suggereren dat de regelingen aanvullend op elkaar kunnen werken. Zo wordt de overheid als energieconsument gestimuleerd extra hernieuwbare elektriciteit af te nemen. Dit sluit aan bij de verplichting voor energiebedrijven om in toenemende mate hernieuwbare elektriciteit te leveren. De regulerende instrumenten sluiten in combinatie aan bij zowel vraag als aanbod op de elektriciteitsmarkt.

De toevoeging van de optie *joint ventures* kan de complementariteit van het pakket verder versterken. Regulering en normering verplichten partijen in de elektriciteitsmarkt meer hernieuwbare elektriciteit te leveren of af te nemen. Dit moet de prijs van de hernieuwbare opties in voldoende mate ondersteunen om het voor investeerders aantrekkelijk genoeg te maken om de gevraagde hernieuwbare capaciteit te realiseren. De overheid kan dit proces vergemakkelijken door mogelijke knelpunten op de kapitaalmarkt te verlichten. Dit is exact wat een joint venture of financiële overheidsdeelname kan bereiken.

Perfect is de samenstelling van het regulerende pakket niet. Zo wordt de vraag naar hernieuwbare elektriciteit door huishoudens en bedrijven alleen indirect gestimuleerd via de EPC-norm. Bovendien spreekt deze norm de huishoudens en bedrijven aan als potentiële producenten van hernieuwbaar, en niet als consumenten. De aansluiting met de leveringsverplichting is daardoor beperkt.

Potentieel

Regulerende instrumenten hebben qua potentieel een beperkte werking. Zo draagt de overheid als *launching customer* maximaal 2 TWh bij aan het einddoel. Het potentieel van de verplichte EPC-norm is geschat op circa 10 TWh, maar de onzekerheid en bandbreedte van deze schatting is groot. In de praktijk is gebleken dat de leveringsverplichting extra hernieuwbare productie kan stimuleren, maar dat strategisch gedrag en investeringsonzekerheid het potentieel beperken. In verschillende

landen is de leveringsverplichting daarom omgezet in financiële instrumenten die directer sturen op de te realiseren hoeveelheid hernieuwbare capaciteit. Mede om deze redenen is de toevoeging van het instrument joint ventures belangrijk om te waarborgen dat het pakket in staat is de 18 TWh te realiseren.

Impact op technologieën

De regulerende verplichtingen sturen niet op specifieke technologieën. Dit pakket heeft daarom minder flexibiliteit om eventueel tegenvallende groei van de hernieuwbare productie te compenseren. Van dit pakket heeft alleen de EPC norm betrekking op een specifieke technologie, namelijk zon-PV. De effectiviteit van dit instrument is in dit rapport echter beperkt ingeschat. Eventuele weerstand tegen windprojecten kan daarom niet worden opgevangen door bijvoorbeeld extra productie aan zon-PV af te dwingen via aanscherping van de EPC norm.

Het joint venture instrument is een effectieve oplossing voor knelpunten op de kapitaalmarkt voor hernieuwbare energie. De effectiviteit van dit instrument hangt echter samen met de schaal van de investering. Vooral wind op zee projecten komen hiervoor in aanmerking. Kleinere windprojecten en zon-PV hebben geen baat bij de inzet van dit instrument in dit pakket. Dit beperkt mede de sturingsmogelijkheid van het totale pakket.

Kosteneffectiviteit

De overlap tussen de instrumenten in het pakket lijkt beperkt. Dit betekent dat de kosteneffectiviteit van het pakket sterk afhankelijk is van de kosteneffectiviteit van de individuele instrumenten. De optie joint ventures/overheidsfinanciering scoort in dit opzicht het beste. Voor elk van de andere regulerende instrumenten zijn in de evaluatie vraagtekens gezet bij de kosteneffectiviteit. Het samengestelde pakket zal daarom relatief kosten-ineffectief zijn. Dit betekent dat er hogere kosten gemaakt zullen worden dan strikt genomen nodig is om de rendabele top te omzeilen of te compenseren.

Knelpunten

Bij de werking van het regulerende pakket kunnen knelpunten de uitvoering beperken. Een belangrijk punt is de complexiteit van de regulering, die de uitvoerbaarheid bemoeilijkt en voor administratieve lastendruk zorgt. De optie overheid als *launching customer* kent de minste knelpunten, maar de bijdrage van dit onderdeel aan de realisatie van het einddoel is beperkt. De leveringsverplichting en de verplichte EPC-norm werken alleen bij handhaafbaarheid van de verplichtingen. Dit doet een extra beroep op toezichhoudende instanties. Voor joint ventures en gedeeltelijke overheidsfinanciering geldt dat iedere bijdrage een vorm van maatwerk is. De transactiekosten voor het stand brengen van de joint venture of deelname zijn groot.

Conclusie

Een regulerend pakket is qua potentieel mogelijk, maar is relatief kosten-ineffectief en heeft bovendien te maken met knelpunten die de haalbaarheid van het pakket beperken.

7.3 Financiële prikkels én regulering

Pakket

Bij een combinatie van verschillende typen beleid is de kans groter dat de werking complementair is en dat het pakket een toegevoegde waarde heeft voor het einddoel van 18 TWh extra hernieuwbare elektriciteitsproductie. Dit samengestelde pakket kan bestaan uit de regulerende maatregelen die onderdeel uitmaken van de vorige paragraaf. Een financiële prikkel kan de rol overnemen van de joint ventures en de overheidsdeelname in de financiering, aangezien subsidies aangrijpen bij knelpunten in de kapitaalmarkt.

Het ligt voor de hand exploitatiesubsidies met dit doel in het pakket op te nemen. De regulering verplicht partijen stappen te zetten in het proces van het vergroten van het aanbod van hernieuwbare elektriciteit. De exploitatiesubsidie kan dit proces bespoedigen door het financiële knelpunt weg te nemen dat wordt veroorzaakt door de onrendabele top van de in te zetten technologieën.

Verder is een keuze mogelijk tussen saldering en het invoeren van een verplichte EPC-norm. De werking van deze instrumenten lijkt te overlappen, aangezien het effect vooral gericht is op het vergroten van de zon-PV capaciteit bij huishoudens en kleinere bedrijven.

Verder spelen de overheid als *launching customer* een rol evenals de leveringsverplichting. De verplichte EPC norm kan mogelijk onderdeel uitmaken van dit pakket, maar zoals toegelicht niet in combinatie met saldering.

Toegevoegde waarde

Een pakket met een combinatie van financiële prikkels en regulering is te overwegen als de haalbaarheid van een zuiver financieel pakket onder druk staat. Dit gebeurt als het budgettaire beslag van subsidies te groot wordt geacht of als er twijfels zijn over de omvang van de extra lasten voor huishoudens en andere kleinverbruikers. Feitelijk is dat nu al aan de orde: de NEV 2014 laat zien dat ondanks de beschikbare exploitatiesubsidies in de vorm van SDE+ de ambities rond hernieuwbare energie niet gehaald worden. Inhoudelijk gezien kan een gecombineerd pakket de complementariteit van de maatregelen vergroten. Daarbij moet echter rekening worden gehouden met het gegeven dat regulering als sturend instrument *second best* is ten opzichte van financiële stimulering. Een mogelijke winst aan complementariteit en dus effectiviteit van het totale pakket kent als kostenpost de verminderde kosteneffectiviteit van de regulering die onderdeel vormt van het pakket.

Bovendien speelt een concreet risico voor overlap van de werking van de instrumenten. De leveringsverplichting beoogt de onrendabele top te omzeilen via de waarde van verhandelbare certificaten. De waarde van het certificaat is als het ware een smeermiddel om de toename van de hernieuwbare productie te stimuleren. De waarde geeft aan waar de toename van de productie het meest kostenefficiënt kan gebeuren. Maar een exploitatiesubsidie beoogt ook de onrendabele top te verlagen en de kostenefficiëntie van de hernieuwbare productie te stimuleren. De instrumenten kunnen voor een deel overlappen als de werking niet op elkaar wordt afgestemd.

Er moeten met andere woorden overtuigende argumenten zijn op het vlak van de haalbaarheid om de gecombineerde aanpak te onderbouwen.

Potentieel

Het potentieel van de gecombineerde aanpak is voldoende voor het realiseren van het einddoel, omdat de financiële prikkels alleen al voldoende zijn.

Impact op de technologieën

De financiële instrumenten compenseren in dit pakket de nadelen van de regulerende instrumenten. Regulering kan slecht sturen op extra inzet van specifieke technologieën zoals wind op zee. Met een exploitatiesubsidie zoals SDE+ kan deze sturing juist wel plaatsvinden. De financiële stimulering als onderdeel van dit pakket is dus cruciaal om de gewenste productiemix in termen van kleine en grote projecten, windenergie en zonne-energie, tot stand te brengen.

Kosteneffectiviteit

De financiële prikkels kunnen in de vorm van een exploitatiesubsidie relatief kosteneffectief worden ingevuld. De reguleringsopties zijn dat in veel mindere mate en verlagen dus de kosteneffectiviteit van het pakket. Als overlap in de werking van de instrumenten optreedt, zal de kosteneffectiviteit van het pakket groter zijn dan de som van de samenstellende delen. Dit is een risico bij de voorgestelde combinatie van financiële prikkels en regulering door de centrale rol voor de leveringsverplichting in de regulering.

Knelpunten

De belangrijkste knelpunten voor dit pakket liggen op het vlak van de regulering. Hier gelden de conclusies van de vorige paragraaf. Een belangrijk punt is de complexiteit van de regulering, die de uitvoerbaarheid bemoeilijkt en voor administratieve lastendruk zorgt. Dit bezwaar van het pakket 'regulering' blijft in dit gecombineerde pakket bestaan. De transactiekosten van het pakket zullen lager zijn doordat de optie joint ventures/overheidsdeelname is ingeruild voor een exploitatiesubsidie. Zo bezien zullen de knelpunten van de gecombineerde aanpak kleiner zijn dan voor het pakket regulering.

Conclusie

Er zijn weinig overtuigende argumenten om in het algemeen voor stimulering van wind- en zonne-energie een gecombineerd pakket in te voeren. Er lijkt weinig reden te zijn voor een complementair effect van financiële stimulering en regulering. Het tegenovergestelde is eerder het geval. Een reden voor de gecombineerde aanpak kan zijn dat het budgettair beslag van een zuiver financiële aanpak te groot wordt geacht waardoor de aandacht verschuift naar regulering en normering. Ten opzichte van een pakket dat alleen leunt op regulering heeft een gecombineerd pakket als voordeel dat de knelpunten voor de uitvoering mogelijk beperkter zijn.

7.4 Conclusie

Voor de stimulering van wind en zonne-energie is de effectiviteit van directe financiële prikkels naar verwachting groter dan die van indirecte financiële prikkels of van puur regulerende instrumenten. De knelpunten zijn bij regulering groter en bovendien zijn deze maatregelen relatief minder kosteneffectief. Ook is het mogelijk dat een combinatie van regulering en financiële stimulering tot overlappende effecten leidt. Dit kan een rol spelen bij het combineren van saldering met een verplichte EPC-norm en de combinatie van exploitatiesubsidies met de leveringsverplichting. Deze overlap kan beperkt worden door financiële stimulering met hooguit een ondersteunende rol voor regulering als extra prikkel.

8 Conclusies: naar een hernieuwbare elektriciteitsvoorziening in 2030

De productie van hernieuwbare elektriciteit uit windenergie en zonne-energie kan worden verhoogd naar 75 TWh in 2030. Dit betekent 37 TWh extra productie ten opzichte van de realisatie van het Energieakkoord in 2023 en 18 TWh extra productie ten opzichte van de raming voor 2030 op basis van het bestaande en voorgenomen beleid zoals opgenomen in de NEV 2014. Financiële stimulering via exploitatiesubsidies en saldering vormt het meest effectieve instrument om dit doel te bereiken. Het bestaande beleid is daarmee een geschikte basis om het duurzaam energiebeleid voor de periode na 2023 vorm te geven.

Doelstellingen hernieuwbare energie

Dit rapport beoogt een bijdrage te leveren aan het debat over de klimaatdoelstellingen voor 2030. Ondanks de Europese afspraken voor dat jaar ontbreekt op nationaal niveau een heldere visie op de bijdrage van ons land aan verdergaande CO₂-emissiereducties. Dit rapport richt zich op verduurzaming van de elektriciteitsproductie. De productie van hernieuwbare elektriciteit uit wind en zon kan worden vergroot van 38 TWh in 2023 naar 75 TWh in 2030. Dit levert een reductie op van de CO₂ emissie van circa 15 tot 30 Mton. Als de productie van hernieuwbare elektriciteit uit wind en zon beneden het doel van 75 TWh blijft, neemt de druk toe om de CO₂-emissiereductie te realiseren in andere sectoren.

75 TWh is haalbaar

De conclusie van dit rapport is dat de productie uit hernieuwbare elektriciteit – windenergie en zonne-energie – verhoogd kan worden naar 75 TWh in 2030. De doorlooptijden van investeringsprojecten in windenergie en zonne-energie zijn voldoende kort om de gevraagde verhoging van de productiecapaciteit in de periode van 2016 tot 2030 te realiseren. Eventuele knelpunten in de voorbereidings- en bouwtijd kunnen worden opgevangen door windenergie te vervangen door zonne-energie waarvoor dit probleem niet bestaat. Eventuele maatschappelijke weerstand tegen windmolens op land kan worden beantwoord door het bouwen van extra windparken op zee of het substitueren van zon-PV projecten voor windenergie. Het einddoel van 75 TWh is haalbaar. Wel kunnen maatschappelijke weerstand, fysieke beperkingen en vertragingen in de bouwtijd tot hogere kosten leiden.

Voorwaardelijk beleid

Voorwaardelijk beleid moet waarborgen dat een sterke verhoging van de productie uit hernieuwbare bronnen geen probleem vormt voor de robuustheid van het elektriciteitssysteem. Ook moet worden gewaarborgd dat windmolens en zonnepanelen op ieder moment hun productie kunnen leveren aan de markt. Mogelijke maatregelen zijn extra investeringen in interconnectie, demand side management, extra opslagcapaciteit, extra reserve- en balanceringsvermogen en verdergaande elektrificatie van de energievraag. Nader onderzoek is nodig om het potentieel en de maatvoering van dergelijke maatregelen vast te stellen.

Bestaand beleid als basis voor toekomstig beleid

Stimuleringsbeleid moet waarborgen dat het doel van 75 TWh in 2030 gerealiseerd wordt. Voor alle in te zetten technologieën geldt dat de onrendabele top in 2030 verhindert dat de business case

voor de te bouwen extra capaciteit aan hernieuwbare elektriciteit voldoende positief is. Daarom is beleid nodig om de onrendabele top te verlagen, te compenseren of te omzeilen.

Dit rapport concludeert dat bestaand beleid een geschikte basis is voor intensivering van het stimuleringsbeleid. In het algemeen geldt dat financiële stimulering de voorkeur verdient boven indirecte financiële stimulering of niet-financiële regulering. Dit betreft investeringssubsidies, exploitatiesubsidies en uitbreiding van salderingsmogelijkheden die als effectief zijn beoordeeld. Ook de kosteneffectiviteit van deze maatregelen is hoger dan mogelijke alternatieven. Maatregelen zoals een rol voor de overheid als launching customer zijn hooguit een aanvulling op de werking van financiële stimuleringsmaatregelen.

De conclusie van dit rapport impliceert tevens een negatief oordeel over het mogelijk afschaffen van de salderingsregeling na 2020. Saldering is onderdeel van het 'vaststaand en voorgenomen' beleid en daarmee van het basisscenario. Bij afschaffen van saldering wordt de opgave om 75 TWh te produceren navenant groter. Wel moet bij de vormgeving van saldering worden opgepast voor overstimulering.

Financiële stimuleringsinstrumenten doen een beroep op de publieke middelen of leiden tot hogere belastingen. Overheidsdeelname in het vreemd of eigen vermogen van de producenten van hernieuwbare energie vormt een alternatief voor directe stimulering. Deze maatregel verlaagt de onrendabele top en prikkelt zo extra investeringen in productiecapaciteit.

Het verhogen van de CO₂-prijs via het ETS systeem kan een instrument zijn om het beslag op de publieke middelen te verminderen. Het precieze effect van een hogere CO₂-prijs op investeringen in extra productiecapaciteit voor hernieuwbare elektriciteit vraagt nader onderzoek. Een belemmering voor de implementatie is dat aanpassing van het ETS-systeem Europees overleg vraagt. Het is geen maatregel die tot de discretionaire bevoegdheid van Nederland behoort.

Dit rapport beoordeelt een leveranciersverplichting in combinatie met verhandelbare certificaten als niet effectief. Een nadeel van dit instrument is het ontstaan van investeringonzekerheid doordat de prijs van certificaten in de toekomst kan dalen. Dit veroorzaakt het uitstellen van de noodzakelijke investeringen in hernieuwbare capaciteit.

Regulering zoals een EPC verplichting en *full disclosure* van de herkomst van elektriciteit kunnen ook een aanvulling vormen op de financiële stimulering. De regulerende instrumenten kennen daarnaast belangrijke beperkingen zoals de impact van strategisch gedrag en de kosten van toezicht en handhaving. Deze knelpunten beperken de uitvoerbaarheid en vergroten de maatschappelijke kosten van deze instrumenten. Het exacte effect van deze maatregelen kan echter op basis van beschikbare kennis niet worden aangetoond. Daarvoor is nader onderzoek nodig.

Wind op zee

Hernieuwbare elektriciteit uit wind op zee levert met 37 TWh de grootste bijdrage aan het doel van 75 TWh in 2030. Het knelpunt van deze technologie is de onrendabele top die in 2030 hoger is dan voor wind op land en zon-PV. Hierdoor is de stimuleringsbehoefte hoog. Daarnaast vraagt wind op zee een lange ontwikkeltermijn en is de totale financieringsbehoefte voor de investeringen groot.

Exploitatiesubsidies vormen een effectieve stimulans voor wind op zee. Deze subsidies kunnen via een tender worden verdeeld onder geïnteresseerde partijen. Dit is een nieuwe ontwikkeling waarvan de effectiviteit nog niet is onderzocht. Wel is duidelijk dat een tender via een slimme vormgeving een extra prikkel genereert voor kostenefficiëntie.

Het realiseren van voldoende schaal is belangrijk om de onrendabele top voor wind op zee te laten dalen. Gezien het belang van schaalgrootte is intensivering van het stimuleringsbeleid voor wind op zee een belangrijke voorwaarde voor het realiseren van het einddoel van 75 TWh.

Wanneer de financiering in de toekomst een knelpunt blijkt, kan het interessant zijn overheidsdeelname in vreemd of eigen vermogen van de windparken op zee te overwegen.

Wind op land

Wind op land draagt in het scenario van dit rapport 23 TWh bij aan het einddoel van 75 TWh. De onrendabele top van wind op land is de laagste van de hier beschouwde hernieuwbare technologieën. De haalbaarheid van extra productiecapaciteit is relatief gering vanwege de oppositie van omwonenden tegen de komst van windparken op land.

Zon-PV

Sterke kostendalingen kenmerken de ontwikkeling van zon-PV. Dit maakt deze technologie aantrekkelijk voor investeerders met als gevolg een snelle groei van de productiecapaciteit. Bij behoud van de salderingsregeling zal deze groei de komende jaren doorzetten. De verwachting is dat de kostendalingen zon-PV ook aantrekkelijk maken voor kleinverbruikers in het MKB. Conform het scenario van dit rapport groeit zon-PV naar een productie van 15 TWh in 2030. Dit vraagt behoud en uitbreiding van de salderingsregeling. Zon-PV kent bij toepassing door huishoudens en bedrijven een veel kleinere schaalgrootte dan wind op zee. Uitbreiding van saldering sluit het best aan bij de behoeften van huishoudens en bedrijven als investeerders in zon-PV. Dit rapport beveelt aan de salderingsregeling geleidelijk aan te passen om overstimulatie te voorkomen. Tevens is het wenselijk om de grondslag voor saldering uit te breiden, zodat op meer locaties de installatie van zon-PV rendabel kan zijn.

Beperkingen van deze studie

Deze studie heeft als focus hoe op een efficiënte manier het geformuleerde doel van extra productie van hernieuwbare elektriciteit middels overheidsstimulering kan worden bereikt. Hierbij dient niet te worden vergeten dat de achterliggende gedachte het reduceren van CO₂-uitstoot is. Voor dit achterliggende doel is het essentieel dat innovatie en energiebesparing worden gestimuleerd en is het tevens belangrijk dat duurzame opwekking van elektriciteit efficiënt over landen wordt verdeeld, met voldoende capaciteit om import en export van elektriciteit te accommoderen. Innovatie, energiebesparing en het creëren van een Europese markt zijn niet in detail behandeld in dit rapport, niet omdat ze niet essentieel of belangrijk zijn, maar eenvoudigweg vanwege de beperking tot het doel van extra duurzaam opgewekte elektriciteit in Nederland. Ook is de evaluatie van dit rapport niet gebaseerd op berekeningen aan de hand van een model van de elektriciteitsmarkt. Voor prognoses van prijzen en verbruik is gebruik gemaakt van bestaande bronnen zoals de NEV 2014.

Nader onderzoek kan meer licht werpen op de vraag in welke mate een toename van het aandeel duurzaam opgewekte elektriciteit gepaard gaat met verminderingen in de leverings- en voorzieningszekerheid, en wat in dat geval optimaal beleid is. Dit nadere onderzoek betreft de volgende onderwerpen:

- Voorwaardelijk beleid zoals extra interconnectie, elektrificering van de energievraag, extra opslagcapaciteit en demand side management;
- Het effect van aanpassing van het EU ETS om de CO₂ prijs te verhogen;
- Het effect van specifieke vormen van regulering zoals de aanscherping van de EPC norm als middel om investeringen in zon-PV te stimuleren en *full disclosure* over de herkomst van elektriciteit.

Literatuur

- Aalbers, R., V. Kocsis & V. Shestalova (2013). Directed technical change in electricity generation technologies, *Energy Policy*, 63: 1240-1250.
- Acemoglu, D., P. Aghion, L. Bursztyn & D. Hemous (2012). The Environment and Directed Technical Change. *American Economic Review*, 102(1): 131–66.
- Adelaja, S. J. & Hailu, Y. G. (2008). Effects of Renewable Portfolio Standards and Other State Policies on Wind Industry Development in the U.S.. mimeo, Michigan State University.
- Aghion, P., A. Dechezlepretre, D. Hemous, R. Martin & J. Van Reenen (2012). Carbon taxes, Path Dependency and Directed Technical Change: Evidence from the Auto Industry. Imperial College Business School, 2012/10.
- Algemene Rekenkamer (2015), Stimulering duurzame energieproductie (SDE+). Haalbaarheid en betaalbaarheid van beleidsdoelen, Den Haag.
- Arthur, B. (1989). Competing Technologies, Increasing Returns, and Lock-In by Historical Events, *Economic Journal* 99: 116-131.
- Baarsma, B. & M. de Nooij (2006). Calculus van het publiek belang op de elektriciteitsmarkt, SEO-rapport nr. 885, Amsterdam.
- Belleflamme, P. & M. Peitz (2010). *Industrial Organization. Markets and Strategies*. Cambridge University Press.
- Bergek & Jacobsson (2010). Are tradable green certificates a cost-efficient policy driving technical change or a rent-generating machine? Lessons from Sweden 2003-2008. *Energy Policy* 38 1255-1271.
- Blanford, G.J., Aalbers, R.F.T., Bollen, J.C. en K. Folmer (2015), Technological Uncertainty in Meeting Europe's Decarbonisation Goals, CPB Netherlands Bureau for Economic Policy Analysis, CPB Discussion Paper 301.
- Blom, M.J. Schrotten, A. en F. Geurts (2011), Belastingen op energieproducten, elektriciteit en CO2. Gevolgen van herziening van de Energiebelastingrichtlijn voor Nederland, Delft, CE Delft, juli 2011.
- Boot, De Jong en Hoogervorst (2014), Reflections on Coordination Mechanisms For Accommodating Increasing Amounts of Wind en Solar in the Power Market, CIEP paper 2014/05, The Hague.

- Boots, M. (2015), Effecten van de kolendeal uit het Energieakkoord. DNV GL's visie, rapport nr.: 15-1114, DNV GL – Energy, Arnhem.
- Borenstein, S. (2015), The Private Net Benefits of Residential Solar PV: The Role of Electricity Tariffs, Tax Incentives and Rebates, NBER Working Paper No. 21342.
- Briglauer, W. & Gugler, K. (2013). The deployment and penetration of high-speed fiber networks and services: Why are EU member states lagging behind? *Telecommunications Policy*, 37(10): 819–835.
- Cambini, C. & Silvestri, V. (2013). Investment sharing in broadband networks. *Telecommunications Policy*, 37(10): 861–878.
- CBS (2014), *Hernieuwbare energie in Nederland 2013*. Centraal Bureau voor de Statistiek, Den Haag.
- CBS, PBL, Wageningen UR (2014). *Energieverbruik door huishoudens, 1990-2013 (indicator 0035, versie 19, 29 september 2014)*. www.compendiumvoordeleefomgeving.nl. CBS, Den Haag; Planbureau voor de Leefomgeving, Den Haag/Bilthoven en Wageningen UR, Wageningen.
- CEER (2015). CEER Advice on customer information on sources of electricity.
- Department of Energy & Climate Change (2013), *Investing in renewable technologies – CfD contract terms and strike prices*, London.
- Dijkgraaf, E., Van Dorp, T., en E. Maasland (2014), *On the Effectiveness of Feed-in Tariffs in the Development of Photovoltaic Solar*, Tinbergen Institute Discussion Paper TI 2014-156/VI.
- Hekkenberg, M. en M. Verdonk (2014), *Nationale Energieverkenning 2014*. ECN-O--14-036. Petten: Energieonderzoek Centrum Nederland.
- Hof, B. en V. Kocsis (2015), *Effectiviteit van het Nederlandse energiebeleid in 2007-2012: productiesubsidies voor hernieuwbare energie*, TPEdigitaal 2015 jaargang 9(2) 98-110.
- Hof, B., Kocsis, V., Rougoor, W. & Tieben, B. (2014). *Beleidsdoorlichting Energievoorziening 2007 t/m 2012*. SEO-rapport 2014-38. Amsterdam: SEO.
- IEA, NEA & OECD (2010). *Projected Costs of Generating Electricity*.
- Johnstone, N., I. Hascic & D. Popp (2010). Renewable energy policies and technological innovations: evidence based on patent counts, *Environmental Resource Economics*, 45, 133-155.
- Kneifel, J. (2008). *Effects of State Government Policies on Electricity Capacity from Non-Hydro-power Renewable Sources*. mimeo, University of Florida.

- Kocsis, V. (2014). The effects of asymmetric regulation on the quality of broadband networks. Mimeo, SEO Economic Research.
- Kocsis, V., P. Koutstaal, B. Tieben, M. van Hout en B. Hof (2013). Energiebeleid na 2020. Niet-klimaatgerelateerde economische argumenten voor het energiebeleid. SEO-rapport nr. 2013-19.s
- Krämer, J. & Schnurr (2014). A unified framework for open access regulation of telecommunications infrastructure: Review of the economic literature and policy guidelines. Telecommunications Policy, Available online 2 September 2014.
- Lanzi, E. & I. Sue-Wing (2010). Directed technical change in the energy sector: an empirical test of induced directed innovation. Working paper.
- Lensink, S., Luxembourg, S. & Faasen, C. (2011). Marktconsultatie SDE-basisbedragen 2010 en 2011. In samenwerking met KEMA. ECN-E--11-035.
- Lensink, S. & Hekkenberg, M. (2012). Verplichtingsdoelstelling voor duurzame energie. ECN-N--12-011
- Lensink, S., Eds. (2013). Eindadvies basisbedragen SDE+ 2014. In samenwerking met KEMA. ECN-E--13-050.
- Lensink, S. & van Zuijlen, C., Eds. (2014). Eindadvies basisbedragen SDE+ 2015. In samenwerking met DNV-GL. ECN-E--14-035.
- Lensink, S. & van Zuijlen, C., Eds. (2015). Conceptadvies basisbedragen SDE+ 2016. In samenwerking met DNV-GL. ECN-E--15-010.
- Lindman A. & P. Solderholm (2012). Wind power learning rates: A conceptual review and meta-analysis. *Energy Economics*, 34(3): 754-761. 754-761.
- Menegaki, A. (2012). A social marketing mix for renewable energy in Europe based on consumer stated preference surveys. *Renewable Energy* 39: 30-39.
- Menz, F. C. & Vachon, S. (2006). The effectiveness of different policy regimes for promoting wind power: Experiences from the states. *Energy Policy* 34(14), 1786 – 1796.
- Minister van EZ (2014), in: Voorzienings- en leveringszekerheid energie, verslag van een Algemeen Overleg, Tweede Kamer, vergaderjaar 2013–2014, 29 023, nr. 175, blz. 25.
- Nederlandse Emissieautoriteit (2015), Emissiehandel uitgelegd. Vragen en antwoorden over het Europese CO2-emissiehandelssysteem (EU ETS).

- Nieuwehout, F. (2013). Kosten van het inpassen grote Kosten van het inpassen grote Kosten van het hoeveelheden zon en wind in de Nederlandse hoeveelheden zon en wind in de Nederlandse elektriciteitsvoorzieningelektriciteitsvoorzieningelektriciteitsvoorzieningelektriciteitsvoorzienig. ECN-N--13-021
- Nitsche, R. & Wiethaus, L. (2011). Access regulation and investment in next generation networks— A ranking of regulatory regimes. *International Journal of Industrial Organization*, 29(2): 263–272.
- Noailly, J. & R. Smeets (2013). Directing Technical Change from Fossil-Fuel to Renewable Energy Innovation: An Empirical Investigation Using Patent data, FEEM Working Paper No. 34.2013.
- Ofgem (2014). Renewables Obligation (RO): Guidance on the transition period and closure of the RO, London.
- Ofgem (2015), Renewables Obligation. Annual report 2013/2014, Londen.
- PBL (2012), Naar een schone economie in 2050: routes verkend.
- PBL en ECN (2013), Het Energieakkoord: wat gaat het betekenen?.
- PBL en DNV-GL (2014). Het potentieel van zonnestroom in de gebouwde omgeving van Nederland. Rapport nr.: 14-1932.
- Pellens, J., (2012), Kolenbelasting helpt niet tegen CO2-emissies, *De Groene Courant*, 25 mei 2012.
- Raad van State (2008), Advies W06.08.0077/III.
- Rode, J. en A. Weber (2013), Does Localized Imitation Drive Technology Adoption? A Case Study on Solar Cells in Germany. TU Darmstadt Working Paper. Saline, B. (2000). *Microeconomics of Market Failures*. MIT, USA.
- Schincariol, B. (2013). Maatstaven voor financieringsbeperkingen: een studie op Nederlandse KMO's. Masterthesis, Univesiteit Hasselt.
- Schneir, J. & Xiong, Y. (2013). Economic implications of a co-investment scheme for FTTH/PON architectures. *Telecommunications Policy*, 37(10): 849-860.
- Seebregts, A. (2013), Effecten van versneld sluiten van de vijf oudste kolencentrales, ECN-N--13-034.
- Sociaal-Economische Raad en ondertekenende partijen (2013), Energieakkoord voor duurzame groei, Sociaal-Economische Raad, Den Haag.

- Staatssecretaris van Financiën (2013), evaluatie EIA en MIA/VAMIL, brief van 17 september 2013, AFP/2013/609 U.
- Thomas, S. (2015), How do we develop energy policy?, Summer School on EU Energy Law & Policy, May 2015.
- Unruh, G. (2000). Understanding carbon lock-in. *Energy Policy*, 28: 817-830.
- Van der Linden et al. (2005). Review of international experience with renewable energy obligation support mechanisms. ECN-C--05-025.
- Verdonk, M., Brink, C., Vollebergh, H. and M. Roelfsema (2013), Evaluation of policy options to reform the EU Emissions Trading System. Effects on carbon price, emissions and the economy, PBL publication number: 934, PBL Netherlands Environmental Assessment Agency, The Hague.
- Visser, E. de, Winkel, Th., De Jager, D., De Vos, R., Blom, M. en M. Afman (2011), Overheidsingrepen in de energiemarkt: Onderzoek naar het Nederlandse speelveld voor fossiele brandstoffen, hernieuwbare bronnen, kernenergie en energiebesparing. Ecofys en CE, Utrecht.
- Winther, T. & Ericson, T. (2013). Matching policy and people? Household responses to the promotion of renewable electricity. *Energy Efficiency*, 6:369–385
- Wood, G. & Dow, S. (2011). What lessons have been learned in reforming the Renewables Obligation? An analysis of internal and external failures in UK renewable energy policy. *Energy Policy* 39(5): 2228-2244.
- Woodman, B. & Mitchell, C. (2011). Learning from experience? The development of the Renewables Obligation in England and Wales 2002-2010. *Energy Policy*, 39(7): 3914–3921.
- Yin, H. & Powers, N. (2010). Do state renewable portfolio standards promote in-state renewable generation? *Energy Policy* 38(2), 1140 – 1149.

Bijlage A Markt- en overheidsfalen

Bijlage A.1 Marktfaalen

Wat houdt marktfaalen in?

Het doel van 85 TWh duurzame elektriciteitsproductie voor 2030 vereist de snelle inzet van relatief dure groene technologieën. Dit roept de vraag op in hoeverre de energiemarkt zelf dit doel kan bereiken en wat de belemmeringen zijn die de markt niet kan oplossen om dit doel te realiseren. Als de markt niet tot de maatschappelijk gewenste uitkomst leidt, is er sprake van marktfaalen. In de energiemarkt met betrekking tot duurzaamheid zijn er drie soorten marktfaalen aanwezig:⁹⁸

- Positieve of negatieve externaliteiten;
- Imperfecte kapitaalmarkt;
- Marktmacht.

Box A.1 Publieke goederen en informatieproblemen

De standaard economische theorie onderscheidt twee andere typen marktfaalen:

- Publieke goederen;
- Asymmetrische informatie.

Publieke goederen zijn producten of diensten die niet-uitsluitbaar (geen partij mag worden uitgesloten van de voordelen en het gebruik van deze goederen) en niet-rivaliserend (het gebruik door een consument mag niet ten koste gaan van het gebruik door andere consumenten) zijn. Dit heeft als gevolg dat het produceren van publieke goederen door de markt niet mogelijk is. Consumenten kunnen gebruikmaken van publieke goederen zonder eraan bij te dragen. Voorbeelden van publieke goederen zijn defensie en dijken. Met betrekking tot duurzame energieopwekking, maar in de energiemarkt in het algemeen, is er geen sprake van publieke goederen.

Als een partij in de markt beschikt over meer of betere informatie dan een andere partij, is de *informatie asymmetrisch* tussen twee partijen. Als deze partijen met elkaar handelen, bestaat de kans op een suboptimale prijs, hoeveelheid of kwaliteit. In de energiemarkt bestaat het probleem van informatie asymmetrie bij energie-efficiëntie en -besparing. Rationele consumenten zijn bereid producten te kopen die minder energie verbruiken. Maar zonder verplichte energielabels over het energieverbruik van producten en huizen, hebben consumenten wellicht onvoldoende informatie over de kwaliteit ervan. Zo hebben makelaars er belang bij om de energie-efficiëntie van een niet-energiezuinig huis niet te vermelden zodat het huis te koop kan worden gezet voor een hoge prijs. In dit geval blijven alleen goedkope en energiezuinige

⁹⁸ Voor een overzicht van marktfaalen, zie bijvoorbeeld Kocsis et al. (2013) en Baarsma & De Nooij (2006), Salanie (2000).

De vraag voor dit onderzoek is tot hoeverre de markt deze vormen van marktfalen kan corrigeren in de basis scenario en waar ligt de mogelijke rol voor de overheid.

Externaliteiten

De productie van goederen en diensten kan gevolgen hebben buiten de desbetreffende markt, bijvoorbeeld op andere markten of op het milieu. Marktspelers nemen die gevolgen vaak niet mee in de kosten en baten van hun beslissingen. In dit geval is er sprake van externaliteiten. Externaliteiten kunnen negatief of positief zijn hebben geen markt en dus ook geen prijs.

Negatieve externaliteiten

Externaliteiten zijn negatief als de maatschappelijke kosten van een activiteit hoger zijn dan de privé kosten van diezelfde activiteit en marktpartijen geen rekening houden met deze hogere kosten in hun privé beslissingen. Milieu-externaliteiten zijn een typisch voorbeeld hiervan. Een fabriek die is gevestigd aan een rivier kan verontreinigende stoffen in de rivier lozen zonder rekening te houden met de negatieve effecten daarvan op de bevolking en het milieu in de omgeving van de rivier. Milieuschade vermindert derhalve de welvaart van consumenten op de korte en lange termijn.

De belangrijke milieu-externaliteit op het gebied van energie is klimaatverandering, veroorzaakt door de uitstoot van het broeikasgas CO₂. Luchtvervuiling is een andere belangrijke milieu-externaliteit ten gevolge van energieproductie en energieverbruik in termen van de kosten voor de maatschappij. Luchtvervuiling leidt zowel tot klimaatverandering als gevaren voor de gezondheid of verlies aan biodiversiteit. Lokale luchtvervuiling bestaat ook uit hoge concentraties stofdeeltjes en wordt veroorzaakt door stofdeeltjes uit de uitstoot van SO₂, NO₂ en ozon in de troposfeer. Deze uitstoot is grotendeel het gevolg van het gebruik van fossiele brandstoffen in de transportsector en de opwekking van elektriciteit. Hierdoor hebben mensen een slechtere gezondheid en overlijden ze eerder dan normaal. Daarnaast leidt luchtvervuiling tot verzuring van meren en bossen (door 'zure regen').

Andere negatieve milieu-externaliteiten zijn hogere kosten voor schade aan gebouwen door verzakking van het oppervlak, veroorzaakt door de winning van gas, zoals bijvoorbeeld in de omgeving van Slochteren,⁹⁹ schade door mijnbouwactiviteiten zoals olie lekkages en het lozen van koelwater van krachtcentrales in nabijgelegen rivieren, met als gevolg eutrofiëring en verlies aan biodiversiteit.

De winning van hernieuwbare energie, die bedoeld is om negatieve externaliteiten te verminderen, zoals vervuiling door de uitstoot van het gebruik van fossiele brandstoffen, kan weer andere negatieve externaliteiten tot gevolg hebben. Windturbines kunnen hinderlijk lawaai veroorzaken en leiden tot sterfte van vogels (en vleermuizen). Bovendien worden windmolenparken vaak ervaren als horizonvervuiling.

⁹⁹ Het is echter maar de vraag in welke mate dit een negatieve externaliteit is, omdat mensen wiens gebouwen beschadigd raken een claim voor schadevergoeding kunnen indienen bij het bedrijf dat het aardgas wint uit het gasveld van Slochteren (NAM, Provincie Groningen, Provincie Drenthe, 2004)

Positieve externaliteiten

Externaliteiten zijn positief als de sociale baten van een activiteit hoger zijn dan de privé baten en de markt deze baten niet kan internaliseren. De markt voor innovatie kan worden gekenmerkt door kennisspillovers. Als de gebruikers van opgebouwde kennis niet betalen voor het gebruik van die kennis, kunnen ontwikkelaars niet de vruchten plukken van hun inspanningen. In dat geval is er sprake van externaliteiten.

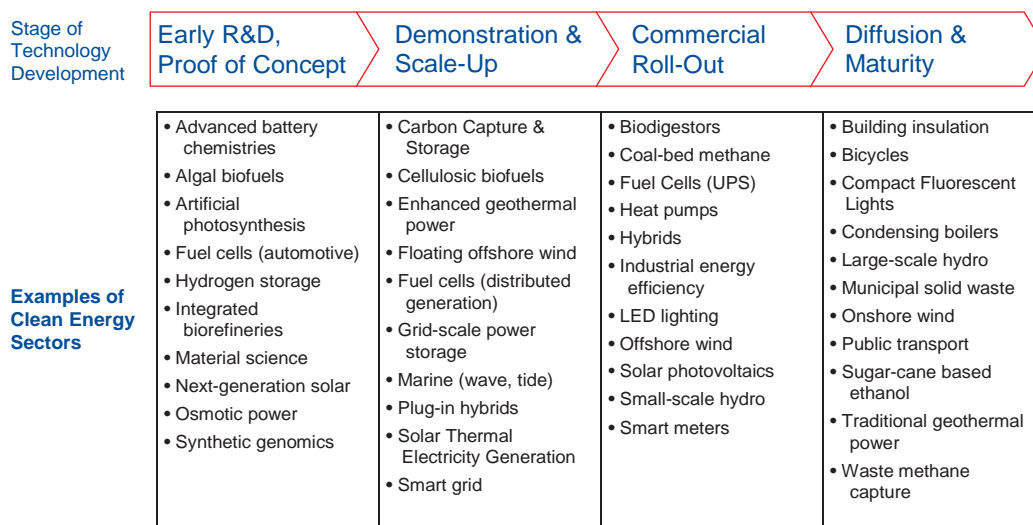
Een belangrijk kenmerk van innovaties op het gebied van elektriciteitsopwekking en energie-efficiënte technologieën is dat kennisspillovers in elk type technologie (bijvoorbeeld groen en vuil) zowel sequentieel (opeenvolgend) als complementair (aanvullend) zijn. Sequentieel betekent dat elke innovatie voortbouwt op de voorgaande innovatie binnen hetzelfde soort technologie. Oftewel, innovators ‘staan op de schouders van reuzen’. Complementair betekent dat er wel kennisspillovers is tussen bedrijven binnen hetzelfde type technologie (groen of vuil), maar niet tussen de verschillende typen. Momenteel worden innovaties in deze technologieën beschermd door patenten. Omdat patenten nogal restrictief zijn (te lang en breed) en omdat er arbitrair hoge licentiekosten door de patenthouder kunnen worden berekend, kunnen er minder volgende innovaties worden ontwikkeld dan sociaal wenselijk is.¹⁰⁰

Learning-by-research (LBR) en Learning by doing (LBD): De accumulatie van kennis in het innovatieproces wordt beïnvloed door de snelheid waarmee de markt nieuwe technologieën ‘leert’. Het leerproces is afhankelijk van de kosten die het ontwikkelende bedrijf moet maken en de baten die daaruit voortvloeien. Deze kosten en baten zijn gerelateerd aan de productie en de geïnstalleerde capaciteit van deze technologieën (schaaleffecten; al doende leren of *learning-by-doing*) en de R&D-kosten (leren door onderzoek of *learning-by-research*). Hoe verder een technologie in het leerproces is, hoe goedkoper de technologie wordt en hoe meer consumenten deze zullen overnemen (Figuur A. 1). Zo zijn op koolstof gebaseerde technologieën al ver in het leerproces en dus goedkoop. Groene technologieën bevinden zich nog in een vroeg leerstadium en zijn nog vrij duur.¹⁰¹ Bovendien kunnen de kosten van groene technologieën erg verschillen. Zo is het duurder om elektriciteit op te wekken met zonnepanelen dan met wind op land.

¹⁰⁰ Zie Aalbers et al. (2013) voor een overzicht dat is gebaseerd op Acemoglu et al. (2012).

¹⁰¹ Lindman & Soderholm (2012).

Figuur A. 1 Energie-technologieën bevinden zich in verschillende stadiums van ontwikkeling



Bron: WEF (2010, p. 35).

Zowel *learning-by-research* als *learning-by-doing* zijn onderhevig aan de hierboven beschreven kennis-pillovers. De kennis die wordt vergaard tijdens het leerproces, door onderzoek of door een nieuwe technologie te implementeren, kan niet volledig worden toegeëigend door het bedrijf dat die kennis opdoet; een gedeelte ervan zal benut worden door andere bedrijven. Hierdoor zal het kennisont-wikkelingsniveau lager zijn dan optimaal.

Imperfecte kapitaalmarkt

Er is een aantal redenen waarom de kapitaalmarkt op een imperfecte manier functioneert.¹⁰² Ten eerst bestaan er financieringsbeporingen vanwege de asymmetrische informatie tussen de managers binnen het bedrijf (bijvoorbeeld een producent van groene energie) en de externe verleners van middelen (zoals de investeerders en banken). Doordat de financiers minder informatie hebben over het bedrijf, gaan ze het risico vanwege hun ontbrekende kennis dekken door het toerekenen van extra kosten op de middelen die zij verlenen. Hierdoor wordt externe financiering duurder.

Ten tweede is er sprake van een principaal-agent probleem in de markt voor externe financiering. De financier wordt aangezien als de principaal en de manager van de betreffende onderneming als de agent. De manager streeft het eigen belang na in plaats van dat van de principaal en neemt daardoor minder moeite om het bedrijf efficiënt te laten functioneren. De principaal kan dit gedrag niet monitoren of verifiëren. Daarom ontstaat een principaal-agent probleem. Aangezien de principaal niet verzekerd kan worden dat de nagestreefde doelstellingen van de managers in overeenstemming zijn met die van de principaal, wordt er een extra kost op de externe financiering gevraagd om het risico op belangenconflicten in te dekken.

¹⁰² Zie bijvoorbeeld Schincariol (2013).

Uiteindelijk zijn er andere kosten, zoals transactiekosten, belastingen en faillissementskosten, die de investeringen met extra kosten belasten. Vanwege deze redenen is er sprake van een imperfecte kapitaalmarkt en investeren energieproducenten suboptimaal in duurzame technologieën.

Marktmacht

Door marktmacht vermindert de concurrentiedruk. Naarmate de marktmacht toeneemt, stijgen de prijzen, dalen de productie- en verkoopcijfers en investeren bedrijven minder in innovatie, kwaliteit en capaciteit.¹⁰³ Het eindresultaat van marktmacht kan een afname in economische welvaart zijn. Er zijn diverse vormen van toetredingsdrempels die concurrentie verminderen en relevant zijn voor de energiemarkt:

- Schaalvoordelen;
- Padafhankelijkheid;
- Institutionele drempels: patentsysteem.

Schaalvoordelen

Schaalvoordelen verwijzen naar de afname van de kosten per eenheid naarmate de capaciteit of de productie van een bedrijf toeneemt. In markten met schaalvoordelen zijn investeringen vaak kapitaalintensief met een grote vaste component die net gevoelig is voor de omvang van de productie. Schaalvoordelen bieden grote bedrijven een kostenvoordelen waardoor de markt gedomineerd zal worden door een beperkt aantal bedrijven.

De grote omvang van investeringen in energieopwekking leidt ook tot schaalvoordelen en kan derhalve marktmacht in de hand werken. Een tweede element van schaalvoordelen in energiemarkten is gerelateerd aan innovatie. Het innovatieproces van elektriciteitsopwekking vereist investeringen in fysiek en menselijk kapitaal. Innovaties zijn dan ook onderhevig aan bezuinigingen door schaalvoordelen. Dit houdt in dat slechts een beperkt aantal bedrijven efficiënt kan innoveren in deze markten en dat leidt weer tot een concentratie van bedrijven die aan onderzoek en ontwikkeling doen.

Aan de ene kant zorgen schaalvoordelen voor meer welvaart doordat de kosten van deze technologieën lager worden en de efficiëntie hoger. Aan de andere kant kunnen schaalvoordelen leiden tot marktmacht als producten van bedrijven gedifferentieerd zijn, of als de markt geconcentreerd blijft, vanwege toetredingsdrempels. In dat geval kan de prijs uitstijgen boven het efficiënte niveau.

Padafhankelijkheid

Sommige markten worden gekenmerkt door *padafhankelijkheid en technologische superioriteit*.¹⁰⁴ Ten gevolge van een historische ontwikkeling die is beïnvloed door de accumulatie van kennis in R&D, verloopt technologische ontwikkeling vaak volgens een bepaald patroon. Dit noemen we padafhankelijkheid.

In de markt voor innovatie op het gebied van technologieën is er veel kennis opgebouwd bij opwekking van koolstof-gebaseerde energie. Om historische redenen bestaat er padafhankelijkheid

¹⁰³ Zie bijvoorbeeld Belleflamme & Peitz (2010).

¹⁰⁴ Zie bijvoorbeeld Arthur (1989).

van ‘vuile’ technologieën. Als gevolg hiervan kan de economie blijven vastzitten (*lock-in*) aan vuile technologieën.¹⁰⁵ Daardoor kunnen groene technologieën op een lager niveau ingezet worden en daalt de prijs van deze technieken minder. Tot een zekere mate is er echter ook sprake van padafhankelijkheid in de markt voor groene technologieën.¹⁰⁶

Institutionele drempels vanwege het patentsysteem

Het patentsysteem heeft als doel innovaties van bedrijven te beschermen en biedt innovators de mogelijkheid hun kosten voor onderzoek en ontwikkeling terug te verdienen via licentiekosten.¹⁰⁷ De licentiekosten vormen vervolgens een kostenelement voor volgende innovators. Licentiekosten kunnen marktmacht in de hand werken om de volgende redenen:

- *De hoogte van licentiekosten:* Het patentsysteem is van dien aard dat R&D-bedrijven met patenten marktmacht hebben door hun innovaties. Een R&D-bedrijf kan hoge licentiekosten berekenen aan derden voor het gebruik van een innovatie. Dit kan de invoering van nieuwe innovaties, die zijn gebaseerd op de eerdere uitvindingen, belemmeren. Bijvoorbeeld hoge licentiekosten kunnen zowel vervolginnovaties (efficiëntere groene technologieën) als aanvullende innovaties (het afvangen en opslaan van koolstof) belemmeren.
- *First-mover voordeel:* Een bedrijf dat het eerst een patent heeft aangevraagd, heeft een sterke positie op het verlenen van zijn innovatie. De first mover (koploper) kan zijn marktpositie onthouden voor een langere periode waarin het bedrijf een hoge licentievergoeding kan vragen van derden (zie eerder punt).
- *Patentpool en wederzijdse licentiëruil:* Innovaties in elektriciteitopwekkingstechnologieën zijn opeenvolgend. Dat wil zeggen dat nieuwe ontwikkelingen vaak diverse eerdere innovaties van andere bedrijven kunnen bevatten. Grotere R&D-bedrijven kunnen geprikkeld zijn om overeenkomsten met elkaar te sluiten over het uitwisselen van licenties tegen een lager tarief of zelfs gratis. Dit is de zogenoemde patentpool waarin bedrijven licenties met elkaar ruilen. Dit verlaagt de R&D-kosten van de deelnemende bedrijven. Maar dit zet niet-leden van de patentpool in een nadelige positie en sluit hun potentieel uit van de markt.

Samenvatting

De volgende tabel geeft een samenvatting weer van de verschillende typen marktfalen en de effecten op het realiseren van de duurzame doelstelling.

¹⁰⁵ Theoretisch bewijs: Acemoglu et al. (2012), Unruh (2000). Empirisch bewijs: Noailly & Smeets (2013), Lanzi & Sue Wing (2010).

¹⁰⁶ Empirisch bewijs: Noailly & Smeets (2013), Johnstone et al. (2010). Gerelateerd artikel: Aghion et al. (2012).

¹⁰⁷ Aalbers et al. (2013).

Tabel A. 1 Effecten van verschillende typen marktfalen op het realiseren van de doelstelling op duurzame energie

Type marktfalen	Effecten
<i>Externaliteiten</i>	
Milieu-externaliteiten	Bijvoorbeeld CO ₂ -uitsoot, andere vormen van luchtvervuiling, vervuiling van het landschap
Kennispillovers	Minder groene innovatie, dure groene technologie, beperkte hoeveelheid groene energie in de energiemix
<i>Imperfecte kapitaalmarkt</i>	
<i>Marktmacht</i>	
Schaalvergroting	Toetredingsdrempels voor minder efficiënte (bv. groene) productietechnologieën, dure groene technologie
Padafhankelijkheid	<i>Lock in</i> in fossiel-gebaseerde technologieën, dure groene technologieën en lagere inzet van groene technologieën
Institutionele belemmeringen: patent-systeem	Minder innovatie in groene energieopwekking, minder aanvullende innovaties (CCS), dure groene en aanvullende technologieën, beperkte hoeveelheid groene energie in de energiemix

Bijlage A.2 Overheidsfalen

Door overheidsingrijpen kan ook de overheid tekortschieten en dit kan maatschappelijk ongewenste effecten met zich meebrengen. In dit geval is er sprake van overheidsfalen. (zie Figuur A. 1.). In de energiemarkt worden er verschillende vormen van overheidsfalen onderscheiden:¹⁰⁸

- *Asymmetrische informatie tussen de overheid en de markt:* De overheid heeft minder of onvolledige kennis en informatie dan de sector, bijvoorbeeld over de kosten van de bedrijven maar ook van de vraagzijde (de preferenties van consumenten zijn nogal eens onbekend bij de overheid). Als gevolg kan de overheid een bedrijf of een technologie kiezen voor subsidies dat niet de meest efficiënte is ('picking' de winnaar).
- *Crowding out:* Bedrijven anticiperen toekomstige overheidssubsidies in hun investeringsbeslissingen. R&D-subsidies zijn daar een voorbeeld van. Door subsidies kan de overheid een deel van de privé investeringen uitsluiten.
- *Transactiekosten:* Overheidsinterventie, bijvoorbeeld regulering, is verbonden aan transactiekosten. De transactiekosten hebben betrekking op de institutionele kosten (het in stand houden van het reguleringsapparaat) en de compliance kosten (kosten die gereguleerde bedrijven moeten maken doordat ze hun gedrag of productie moeten aanpassen aan de nieuwe regels). De transactiekosten van de regulering kunnen hoger zijn dan de gerealiseerde efficiëntiewinsten van de regulering.
- *Afriuil tussen statische en dynamische efficiëntie:* *Statische efficiëntie* is de kortetermijnwelvaart van consumenten en producenten. Statische efficiëntie neemt toe als de productie plaatsvindt tegen de laagste kosten (kostenefficiëntie). *Dynamische efficiëntie* is het surplus van consumenten en producenten op de lange termijn. Bijvoorbeeld efficiëntere productietechnologieën vanwege technologische ontwikkelingen of de productie door groene technologieën hebben een positieve invloed op de verwachte opbrengsten in de toekomst. Maar dynamische efficiëntie wordt gerealiseerd door de hogere kosten van innovatie en investeringen en is daarom meestal in tegenstelling tot statische efficiëntie. Door prijsregulering wordt de statische efficiëntie hoger maar kunnen de innovatieprikkels verminderen (minder dynamische efficiëntie). En andersom: als de overheid hogere tarieven toelaat, wordt de statische efficiëntie lager en dragen consumenten de kosten van hoge prijzen.
- *Regulatory capture:* De overheid (negatief) wordt beïnvloed door lobbyisten. In navolging van de economische theorie van regulering van Stigler wordt wel gesproken van *regulatory capture*. In deze theorie vraagt de sector zelf om regulering, zoals kwalificatievereisten, kwaliteitseisen of invoerbescherming. De regulering kan echter problemen met zich meebrengen indien deze uit het oogpunt van marktwerking te hoog wordt ingezet, met name omdat dit (hogere) toetredingsbarrières als gevolg heeft.
- *Korte-termijn denken:* Een democratische overheid heeft een probleem om zich voor langere tijd aan een bepaald beleid te committeren, omdat het toekomstige gedrag van de overheid en de kiezer niet valt vast te leggen.
- *Onzekerheid:* Reguleringsonzekerheid heeft betrekking op de uitvoering van het reguleringskader (bijvoorbeeld regelmatige herziening van regulering) en op de juridische problemen van de beslissingen van de toezichthouder (ACM in de energiemarkt). Beleidsonzekerheid is een gevolg

¹⁰⁸ Zie Baarsma & De Nooij (2006).

van publieke belangen en de daaruit voortvloeiende aandacht van beleidsmakers en politici voor de sector. Als gevolg van deze onzekerheden ontwikkelt de markt zich op onvoorspelbare wijze.

- *Commitment probleem*: Sommige overheidsregulering leidt tot een geloofwaardigheidsprobleem. Stel dat de toezichthouder investeringen wil stimuleren door een hoger gereguleerde prijs die gegarandeerd zou zijn in de komende 10 jaar. Bedrijven vertrouwen de toezegging van de overheid en investeren voldoende in de eerste 5 jaar. In dit geval heeft de overheid prikkels om de prijs na 5 jaar weer lager te zetten. In deze situatie kan de overheid zich niet geloofwaardig committeren aan een hogere prijs.

De kans op overheidsfalen betekent echter niet dat de overheid louter voor de tucht van de markt zou moeten kiezen. Met name in de overgang naar marktwerking kunnen soms ongewenste effecten optreden. Het gaat dus om het afwegen van marktfalen versus overheidsfalen.

Tabel A. 2 De relatie tussen markt- en overheidsfalen

