

Lokaal energiek: decentrale duurzame elektriciteit
Business case en maatschappelijke kosten-batenanalyse

Colofon

16 januari 2013



Inhoudsopgave

Samenvatting	5
Waarom deze studie?	5
Context	6
Business case	7
Maatschappelijke kosten-batenanalyse	9
Fiscale effecten	12
Tot slot: combinatie van opwekkingsvormen nodig	12
1 Inleiding	15
1.1 Achtergrond	15
1.2 Opdracht	17
1.3 Leeswijzer	17
2 Afbakening en werkwijze	19
2.1 Inleiding	19
2.2 Afbakening	19
2.3 Aanpak in vogelvlucht: what if?	20
2.4 Business case: effecten voor initiatieven	21
2.5 Maatschappelijke kosten-batenanalyse	22
3 Energievraag	25
3.1 Inleiding	25
3.2 Huidige energievraag	25
3.3 Vraag naar elektriciteit	27
3.4 Ontwikkelingen in de vraag naar energie door huishoudens	27

4	Productie en aanbod van elektriciteit	31
4.1	Inleiding	31
4.2	Centraal vermogen	31
4.3	Centrale duurzame elektriciteitsopwekking	32
4.4	Vermogenssurplus	34
4.5	Interconnectoren; im- en export	35
4.6	Reservefactoren	36
4.7	Ontwikkelingen groothandelsprijzen en energiebelasting	36
4.8	Het netwerk	38
5	Decentraal duurzaam nader belicht	43
5.1	Ontwikkelingen decentraal in Nederland	43
5.2	Cases decentraal duurzaam	46
6	Nulalternatief en projectalternatief	49
6.1	Inleiding	49
6.2	Nulalternatief	49
6.3	Interventies	50
6.4	Projectalternatief en -varianten	51
7	Uitgangspunten voor de analyse van effecten	53
7.1	Inleiding	53
7.2	Business case	53
7.2.1	Productie van decentrale duurzame elektriciteit	54
7.2.2	Verbruik van decentraal duurzaam opgewekte elektriciteit	57
7.3	Maatschappelijke kosten-batenanalyse	58
7.3.1	Beschrijving en waardering van effecten	58
7.3.2	Van individuele effecten naar netto contante waarde	64
8	Resultaten	65
8.1	Business Case	65
8.2	MKBA	66
8.2.2	Basisresultaat	66
8.2.2	Gevoeligheidsanalyses	70
9	Conclusies	73
9.1	Business case	73
9.2	MKBA	74
9.3	Fiscale effecten	74
9.4	Tot slot: combinatie van opwekkingsvormen nodig	75
Bijlagen		
1	Geraadpleegde bronnen	79
2	Begeleiding en financiering onderzoek	81
3	Toelichting berekening kostprijzen decentraal duurzame elektriciteitsproductie	83



Samenvatting

Waarom deze studie?

De vraag naar decentraal duurzaam opgewekte elektriciteit neemt toe

Steeds meer consumenten zien mogelijkheden om zelf duurzame energie op te wekken voor eigen gebruik. Het opgesteld vermogen van deze lokale initiatieven is met enkele procenten van de totale hernieuwbare energieproductie nog zeer bescheiden, maar het aantal initiatieven in Nederland stijgt snel en bedraagt nu circa 300. In een tijd van stijgende energieprijzen en toenemende zorg om het klimaat is de verwachting dat deze tendens doorzet. Vanuit vele organisaties is de roep naar de politiek dan ook sterk om belemmeringen voor deze ontwikkeling weg te nemen. Met name de energiebelasting wordt door deze organisaties gezien als een hobbel om het 'recht op eigen duurzame energie' te realiseren. De Tweede Kamer heeft hierom meerdere malen het initiatief genomen om elektriciteitsopwekking voor eigen gebruik te faciliteren en belemmeringen hiervoor weg te nemen. Een goed inzicht in de effecten hiervan op ons bestaande (energie)systeem ontbreekt echter nog.

Maar wat is de maatschappelijke waarde van decentraal duurzaam?

Om in deze leemte te voorzien heeft de VNG opdracht gegeven tot voorliggend onderzoek naar de maatschappelijke waarde van lokale duurzame energieproductie in Nederland: op lokaal niveau en voor Nederland als geheel. De resultaten van het onderzoek kunnen gebruikt worden bij beleidsafwegingen op lokaal, provinciaal en nationaal niveau. Voor gebruik op lokaal niveau is een (financieel-economische) business case inclusief rekenmodel ontwikkeld voor duurzame decentrale elektriciteitsopwekking. Tevens is een maatschappelijke kosten-batenanalyse (MKBA) uitgevoerd, waarbij de bredere effecten van duurzame decentrale elektriciteitsopwekking op nationaal en lokaal niveau zijn geanalyseerd.

Afbakening en vertrekpunt

Het onderzoek richt zich op groepen kleinverbruikers/huishoudens die hernieuwbare, duurzame elektriciteit produceren voor eigen gebruik, voornamelijk met windmolens en zonnepanelen. De centrale

vraag is 'wat gebeurt er als 50% van de huishoudens in Nederland hun eigen elektriciteit decentraal duurzaam opwekt?'

Context

Vraag naar elektriciteit

Huishoudens verbruiken circa 20% van de elektriciteit in Nederland. De afgelopen decennia zijn apparaten die veel elektriciteit verbruiken, efficiënter geworden. Deze grotere efficiency is echter teniet gedaan door een sterke toename van het aantal apparaten (ICT, verlichting) en de gebruiksduur. De verwachting is dat in de toekomst het elektriciteitsverbruik van huishoudens blijft groeien.

Productie van elektriciteit

In Nederland wordt elektriciteit met name geproduceerd met behulp van kolen en aardgas. Het opgestelde 'grijze' vermogen in Nederland bedraagt circa 24.000 Megawatt (MW). Het aandeel duurzame (hernieuwbare) elektriciteit is bijna 10% van het gebruik, waarvan windenergie en biostook van biomassa de belangrijkste bestanddelen zijn. De binnenlandse productie van elektriciteit met behulp van hernieuwbare bronnen is aanzienlijk lager dan de vraag. Om aan de vraag te kunnen voldoen vindt import van duurzame elektriciteit plaats.

Elektriciteitsprijs en energielasting

De vraag naar elektriciteit en marginale kosten van het aanbod, bepalen de prijs van elektriciteit. Deze is naar verwachting in 2020 gelijk aan € 62 per Megawattuur (MWh) (6,2 eurocent per kilowattuur). Daarbovenop betalen consumenten energielasting over de afgenomen hoeveelheid elektriciteit. De energielasting wordt geheven als heffing per kilowattuur (kWh) en de hoogte van de heffing is afhankelijk van de omvang van het verbruik. Kleinverbruikers betalen ruim 11 eurocent per kWh. Over de leveringsprijs en energielasting betalen consumenten ook btw (21%).

Productie van duurzame elektriciteit

Het opgestelde windvermogen in Nederland bedraagt nu ongeveer 2.200 MW. In de periode tot 2020 zal het geïnstalleerde windvermogen, op land en zee, ongeveer verdrievoudigen tot 6.000 MW. Het aandeel opgewekt door decentrale coöperatieve initiatieven, bedraagt momenteel circa 4% (95 MW) van de totale hoeveelheid windproductie. Het geïnstalleerd vermogen zonnepanelen in Nederland is vooral de afgelopen paar jaren sterk toegenomen en bedraagt nu ongeveer 130 MW. Dit vermogen ligt vooral op de daken van individuele huishoudens ('prosumenten').

Salderen en vrijstelling van energielasting bij decentrale duurzame opwekking

Salderen is het verrekenen van de aan het net terug geleverde elektriciteit met de verbruikte elektriciteit. De zelf – op eigen dak opgewekte – stroom wordt voor een deel direct in de eigen woning verbruikt, *achter de elektriciteitsmeter*. Een deel van de eigen productie wordt niet direct verbruikt, maar gaat via het netwerk naar anderen. Deze aan het net terug geleverde elektriciteit mag gesaldeerd worden met het eigen jaarlijkse verbruik. Over deze gesaldeerde stroom hoeft geen energielasting en btw betaald te worden. Als er door kleinverbruikers meer dan 5.000 kWh wordt terug geleverd aan het net, wordt er met de betreffende energieleverancier een vergoeding afgesproken (feed-in tarief). Deze vergoeding is lager dan wat deze kleinverbruiker zelf betaalt voor het afnemen van stroom. Duurzame energie die wordt opgewekt *vóór de eigen meter*, op een andere plek dan de eigen woning, mag (nog) niet gesaldeerd worden met vrijstelling van energielasting en btw. De wetgeving op dit punt zal – beperkt – worden aangepast, zodat voortaan ook de stroom die met zonnepanelen op appartementencomplexen wordt opgewekt wettelijk gezien wordt als 'zelflevering' en dus ook gesaldeerd mag worden zonder betaling van energielasting en btw.

Naar een groter aandeel decentraal duurzaam

Een aandeel van 50% decentraal duurzaam opgewekte stroom gaat niet vanzelf. Om de vraag naar decentrale, duurzaam opgewekte elektriciteit te stimuleren zijn verschillende, financiële en niet-financiële interventies mogelijk.

Financiële interventies	Niet-financiële interventies
Verruiming toestaan van saldering vóór de meter	Leveranciersverplichting duurzame energie
(Verdergaande) differentiatie van de energiebelasting t.g.v. decentraal duurzaam opgewekte elektriciteit ¹	Vereenvoudigen overstap naar decentrale energieleverancier
Verruimen van de SDE+ regeling (verhoging bijdrage per kWh)	Versnelling introductie/uitrol slimme netten
Hogere feed-in tarieven voor terug levering aan netwerk	

Tabel 1. Soorten interventies.

In het onderzoek is een nadere inperking gemaakt tot de categorie financiële interventies. De overweging hierbij is dat een gunstiger prijsverhouding tussen (decentrale) duurzame elektriciteit en grijze elektriciteit het belangrijkste mechanisme om een groter marktaandeel van (decentraal) duurzaam binnen de elektriciteitsvoorziening voor huishoudens te bereiken.

Nulalternatief en projectalternatief

Om effecten te bepalen vergelijken we de situatie met een marktaandeel van 50% decentraal duurzame elektriciteitsproductie bij huishoudens (het projectalternatief) met een referentiesituatie (het nulalternatief). Het nulalternatief bevat de ontwikkelingen in de elektriciteitsmarkt in Nederland, zoals we die de komende jaren verwachten en die van invloed zijn op de vraag naar decentraal duurzame opgewekte elektriciteit. De ontwikkelingen zijn gebaseerd op gepubliceerde (scenario)studies, aangevuld met gesprekken die zijn gevoerd met stakeholders, onderzoek- en adviesorganisaties.

Decentraal duurzaam opwekken in het projectalternatief is als volgt meegenomen:

- Opwekking met behulp van windenergie;
- Opwekking met behulp van zonnepanelen op individuele daken (zon-PV op eigen dak);
- Opwekking met behulp van collectieve zonnepaneel-systemen op publieke daken;
- Opwekking met behulp van collectieve zonnepaneel-systemen in zonneparken.

Business case en MKBA als instrumenten

De centrale vraag beantwoorden met een business case en een maatschappelijke kosten-batenanalyse (MKBA). In de business case belichten we de financieel-economische kant van de zaak, vanuit het perspectief van een lokaal initiatief. In de MKBA analyseren we de bredere, maatschappelijke effecten.

Business case

Structuur

Door middel van een business case onderzoeken we de gevolgen van projectalternatieven voor decentrale initiatieven (coöperaties). Daarbij zoomen we in op het bedrijfseconomisch rendement in de vorm van veranderingen in kosten en opbrengsten. Deze zijn gekwantificeerd en uitgewerkt in een model waarmee de effecten van projectalternatieven op de kostprijs van elektriciteitsopwekking en het financieel rendement van initiatieven kunnen worden berekend. Daarbij beperken we ons tot de kosten- en opbrengstenposten die een *directe relatie* hebben met de *productie en levering van elektriciteit*.

¹ Deze interventie bouwt feitelijk voort op de in het regeerakkoord Rutte II ingeslagen weg van stimulering en is ook in de geest van de in voorbereiding zijnde EU-energiebelasting richtlijn, waarbij de CO₂-inhoud bepalend is voor de hoogte van het tarief.

In de huidige praktijk van de lokale initiatieven is sprake van een zeer grote spreiding van (beoogd) schaalniveau, variërend van 200 tot 5.000 deelnemende huishoudens. Vrijwel alle initiatieven willen zelf – op den duur - duurzame elektriciteit opwekken. Echter, de wijze van organisatie verschilt. Met name de grotere initiatieven willen zich ontwikkelen tot een lokaal energiebedrijf met bijpassende organisatievorm. De business case is daarom opgesteld voor een *denkbeeldige* coöperatie die voor een gemeenschap met 5.000 huishoudens (dorp, wijk) decentraal duurzame elektriciteit gaat opwekken. Het gaat om een coöperatie waarin vrijwilligers zich verenigen. In de analyse vergelijken we de situatie waarin deze 5.000 huishoudens elektriciteit afnemen in de huidige energiemix, met die waarin decentraal duurzaam een aandeel heeft van 50%. In het bijbehorende rekenmodel kan desgewenst de schaalgrootte worden aangepast.

Resultaten

In tabel 2 zijn de kostprijzen (exclusief belastingen) van de verschillende alternatieven weergegeven in het jaar 2020. De verwachte gemiddelde groothandelsprijs van grijze stroom in 2020 is € 62 per MWh. Als we de kostprijzen in tabel 2 vergelijken met deze groothandelsprijs dan wordt duidelijk dat geen enkele vorm van (decentraal) duurzame stroomproductie in de verwachte marktomstandigheden concurrerend is. De huidige SDE+ regeling beoogt hieraan tegemoet te komen. Bij continuering van de huidige SDE+ regeling, is de kostprijs van windenergie wel lager dan die van grijze stroom. Toepassing van de huidige SDE+ regeling voor zonneparken is nog steeds onvoldoende voor een concurrerende kostprijs.

	Nulalternatief	Windenergie	Zon-PV eigen dak	Zon-PV op publieke daken	Zonnepark
Kostprijs per MWh (excl. SDE+)	€ 62,00	€ 72,48	€ 123,13	€ 114,55	€ 151,40
Kostprijs per MWh (inclusief SDE+ voor wind en zonnepark)	€ 62,00	€ 43,71	€ 123,13	€ 114,55	€ 92,06

Tabel 2. Kostprijzen per MWh van productievormen decentraal duurzame stroom (2020).

Tabel 3 bevat een overzicht van de totale kosten van energieverbruik door de deelnemers (5.000 huishoudens) van de denkbeeldige energiecoöperatie. Hieruit valt op te maken dat de alternatieven *Windenergie*, *zonnepark* en *Zon-PV eigen dak* lagere kosten hebben dan het nulalternatief waarin met de huidige energiemix elektriciteit wordt opgewekt. De kosten van *Windenergie* zijn laag omdat de kostprijs per kWh (inclusief SDE+) lager is dan in het nulalternatief. *Zon-PV eigen dak* heeft de laagste kosten. Dit komt omdat door zelflevering de afnemers geen energiebelasting en btw verschuldigd zijn. Daarnaast hebben alle alternatieven een productieoverschot. Dit overschot wordt tegen een vergoeding aan het net geleverd. De verbruikskosten van *Zon-pv publiek* zijn hoger dan het nulalternatief, want er is geen vrijstelling van energiebelasting en btw.

Volgende tabel maakt duidelijk dat ondanks een hogere kostprijs per MWh decentrale elektriciteitsproductie door verschillende fiscale maatregelen (EIA, SDE+ en salderen) toch rendabel kan zijn voor een gemeenschap.

	Nulalternatief	Windenergie	Zon-PV eigen dak	Zon-PV op publieke daken	Zonnepark
Verbruik centraal (MWh)	16.982	8.491	8.491	8.491	8.491
Kosten levering centraal (Mln. euro)	1,40	0,70	0,70	0,70	0,70
Energiebelasting (Mln. euro)	1,94	0,97	0,97	0,97	0,97
BTW centrale levering	0,70	0,35	0,35	0,35	0,35
Totale kosten centrale levering (Mln. euro)	4,04	2,02	2,02	2,02	2,02
Kosten levering decentraal (Mln. euro)	-	0,37	0,99	0,97	0,78
Feed-in opbrengsten (Mln. euro)	-	0,18	0,19	0,19	0,21
Energiebelasting decentraal (Mln. euro)	-	0,92	-	0,92	0,92
BTW decentraal (Mln. euro)	-	0,27	-	0,40	0,36
Totale kosten decentrale levering (Mln. euro)	-	1,39	0,80	2,10	1,85
Totale kosten lokaal initiatief	€ 4,04 mln.	€ 3,40 mln.	€ 2,82 mln.	€ 4,11 mln.	€ 3,87 mln.

Tabel 3. Totale kosten van elektriciteitsverbruik voor 5.000 huishoudens in de verschillende alternatieven (2020).

Onder het huidige fiscale regime is de business case financieel rendabel voor de alternatieven *Windenergie*, *Zonnepark* en *Zon-PV eigen dak*. Om decentrale duurzame opwekking concurrerend(er) te maken ten opzichte van het nulalternatief kunnen verschillende interventies gedaan worden. In tabel 4 is het resultaat van een aantal van deze interventies weergegeven. In het business case model kunnen diverse soorten interventies worden doorgerekend.

	Nulalternatief	Windenergie	Zon-PV eigen dak	Zon-PV publiek	Zonnepark
Basis	€ 4,04 mln.	€ 3,40 mln.	€ 2,82 mln.	€ 4,11 mln.	€ 3,87 mln.
Salderen	€ 4,04 mln.	€ 2,21 mln.	€ 2,82 mln.	€ 2,80 mln.	€ 2,59 mln.
Differentiatie energiebelasting (+4 cent grijs)	€ 4,74 mln.	€ 3,69 mln.	€ 3,11 mln.	€ 4,4 mln.	€ 4,15 mln.
Verhogen tarief SDE+ (+40%)	€ 4,04 mln.	€ 3,11 mln.	€ 2,82 mln.	€ 4,11 mln.	€ 3,41 mln.

Tabel 4. Totale kosten van elektriciteitsverbruik in de verschillende alternatieven, na interventies (2020).

Het toestaan van salderen leidt tot een grote kostendaling voor de alternatieven *Windenergie*, *Zon-PV publiek* en *Zonnepark*. Omdat nu al salderen is toegestaan voor *Zon-PV eigen dak* heeft deze interventie voor dit alternatief geen effect. Een differentiatie van de energiebelasting door een tariefverhoging op grijze stroom met ten minste 4 cent zorgt ervoor dat de verbruikskosten van alle decentrale opwekkingsalternatieven even hoog zijn als die in het nulalternatief. Een verhoging van de SDE+ bijdrage per kWh, draagt vooral bij aan het concurrerend(er) maken van het zonnepark.

Maatschappelijke kosten-batenanalyse

Structuur

Een maatschappelijke kosten-batenanalyse (MKBA) is een methode waarmee op gestructureerde wijze de maatschappelijke kosten en baten van project (interventies door de overheid) voor de maatschappij op een rij worden gezet. De resultaten van een MKBA vormen een van de bouwstenen voor de besluitvorming om een project al dan niet uit te voeren. Met de methode wordt verder gekeken dan alleen de bedrijfseconomische gevolgen van een project voor een initiatiefnemer. Wanneer het saldo van de – in geld uitgedrukte – maatschappelijke kosten en baten positief is, verhoogt het project de welvaart van Nederland. Een negatief saldo duidt op het tegenovergestelde. Dit wordt tevens weergegeven in de baten/kostenratio. Wanneer deze groter is dan 1 is het project per saldo positief, kleiner dan 1 ne-

gatief. Daarnaast zijn er effecten die niet (goed) in geld zijn uit te drukken. De kwalitatieve scores van deze effecten worden in de MKBA ook meegenomen.

In de MKBA voor decentrale duurzame elektriciteitsproductie maken we een onderscheid naar drie typen effecten:

- directe effecten: investeringen, onderhouds- en beheerskosten, leveringszekerheid (kosten onbalans), netwerkverliezen, voorzieningszekerheid, netwerkverzwaren, opwekkingskosten centrale productie, energiebesparing, emissies CO₂²;
- indirecte effecten: sociaal kapitaal;
- externe effecten: geluid, zicht, natuur, emissies NO_x, PM₁₀ en SO₂, gezondheid.

Daarnaast besteden we apart aandacht aan de fiscale effecten (energiebelasting, btw, SDE+, EIA) en werkgelegenheidseffecten.

Resultaten basisanalyse MKBA

In tabel 5 is een samenvattend overzicht gegeven van de resultaten per projectalternatief.

Effect	Projectalternatief		
	Wind	Zon, daken	Zon, zonnepark
Netto contante waarde (baten minus kosten)	+ € 7.783 mln.	- € 8.508 mln.	- € 5.442 mln.
Baten/kostenratio	1,20	0,85	0,90
Geluidbelasting, zichthinder en natuureffecten	-	0	0
Gezondheid	0/+	0/+	0/+
Sociaal kapitaal	++	++	++
Werkgelegenheid en fiscale effecten (contante waarde)			
Werkgelegenheid (arbeidsjaren)	+ 16.000	+ 45.000	+ 40.000
Energiebelasting	- € 981 mln.	- € 17.768 mln.	- € 17.768 mln.
SDE (wind, zon park)	- € 4.038 mln.	n.v.t.	- € 9.269 mln.
'Meer met Minder' regeling (zon individuele daken)	n.v.t.	- € 1.598 mln.	n.v.t.
EIA (wind, zon publieke daken, zonnepark)	- € 813 mln.	- € 2.075 mln.	- € 1.659 mln.
BTW (saldo van investeringen, exploitatie en energiebelasting)	+ € 1.552 mln.	- € 2.219 mln.	- € 2.686 mln.

Tabel 5 Netto contante waarde projectalternatief (periode 2020-2045)

Wind

In het geval van wind als opwekkingsbron, is de monetaire baten/kosten verhouding positief. Daarnaast zijn er positieve scores ten aanzien van gezondheid en sociaal kapitaal en een negatieve score op geluidbelasting, zichthinder en natuur. Het netto (tijdelijke) werkgelegenheidseffect wordt geraamd op circa 16.000 arbeidsjaren. Er wordt jaarlijks ruim 5 mln. ton CO₂ bespaard. Omdat de energiesector is opgenomen in het Europese ETS-systeem (verhandelbare CO₂ emissierechten), telt dit klimaateffect echter slechts beperkt mee in de monetaire waardering. De fiscale effecten zijn per saldo negatief. Salderen is niet nodig, dus trekt geen wissel op de energiebelastingopbrengsten. Echter er is wel een forse uitgave aan SDE+ bijdrage nodig, gegeven de toename van de windproductie.

Zon

In het geval van zon-PV als opwekkingsbron, is de monetaire baten/kosten verhouding net niet positief. Dat dit een minder positief resultaat is dan bij wind komt vooral door de veel hogere investeringskosten om te kunnen voorzien in het benodigde vermogen, gegeven het marktaandeel van 50%

2 Volgens de OEI-leidraad zijn veranderingen in emissies externe effecten. Omdat het verminderen van CO₂ een belangrijke doelstelling is van decentrale initiatieven zijn deze hier onder directe effecten geplaatst.

duurzaam decentraal. Dit is weer grotendeels het gevolg van de beperkte beschikbaarheid in Nederland van zon in verhouding tot wind. Door het benodigde groter opgesteld vermogen zijn ook de kosten van onderhoud en beheer hoger dan bij wind. Verder tellen ook de onbalanskosten zwaarder mee bij zon dan bij wind. Dit heeft tevens een effect op de bespaarde hoeveelheid CO₂, waardoor deze wat lager uitkomt dan bij wind (4 mln. ton CO₂).

Er zijn (licht) positieve scores ten aanzien van gezondheid en sociaal kapitaal en een neutrale score op geluidbelasting, zichthinder en natuur. Het netto, tijdelijke werkgelegenheidseffect wordt geraamd op circa 40-45.000 arbeidsjaren, aanmerkelijk meer dan bij wind vanwege de koppeling met de veel hogere investeringskosten. De onderlinge verschillen in de uitvoeringsvormen van zon-PV (individuele daken, publieke daken, zonnepark) zijn beperkt. In grote lijnen geldt bovenstaand beeld voor alle uitvoeringsvormen.

Gevoeligheidsanalyse MKBA

In de gevoeligheidsanalyse onderzoeken we het effect van een verandering in de uitgangspunten bij de effectbepaling resp. –waardering op de baten-kostenverhouding en vergelijken deze met het resultaat van de basisberekeningen in de vorige paragraaf. Daarbij richten we ons op de onderdelen die de grootste consequenties hebben voor de uitkomsten van de MKBA, namelijk de waardering van voorzieningszekerheid, de prijs van grijze stroom en de kosten van investering en onbalans:

- Basisprijs grijze elektriciteit in 2020;
- Basisprijs grijze elektriciteit na 2020;
- Investeringskosten decentraal duurzame elektriciteit;
- Onbalans (benodigde centrale reservecapaciteit);
- Voorzieningszekerheid.

Daarnaast is een optimistisch scenario en een pessimistisch scenario samengesteld op basis van een combinatie van bovenstaande variaties. We beschouwen de resultaten voor respectievelijk wind en zon-PV, waarbij we voor de laatste het zonnepark kiezen als basisresultaat. De onderlinge verschillen tussen de zonvarianten zijn immers betrekkelijk gering. De resultaten van de gevoeligheidsanalyse zijn weergegeven in de onderstaande tabel.

Effect	Projectalternatief	
	Wind	Zon (zonnepark)
Basisresultaat	1,20	0,90
1. Basisprijs grijze elektriciteit in 2020: 25% hoger	1,29	0,97
2. Basisprijs grijze elektriciteit in 2020: 25% lager	1,10	0,82
3. Ontwikkeling basisprijs grijze elektriciteit na 2020: 2% hoger per jaar	1,28	0,96
4. Ontwikkeling basisprijs grijze elektriciteit na 2020: 2% lager per jaar	1,13	0,85
5. Investeringskosten decentraal duurzame elektriciteitsproductie: 25% hoger	1,14	0,82
6. Investeringskosten decentraal duurzame elektriciteitsproductie: 25% lager	1,25	0,99
7. Onbalans: 25% hoger (relatief)	1,19	0,87
8. Onbalans: 25% lager (relatief)	1,21	0,93
9. Voorzieningszekerheid: risicotoeslag 0,5% hoger (2,5%)	1,09	0,81
10. Voorzieningszekerheid: risicotoeslag 0,5% lager (1,5%)	1,32	0,99
Optimistisch scenario: 1+3+6+8+10	1,63	1,32
Pessimistisch scenario: 2+4+5+7+9	0,91	0,64

Tabel 6 Baten/kosten verhouding gevoeligheidsanalyses t.o.v. basisresultaat

De waardering van voorzieningszekerheid heeft het grootste effect op de baten/kostenverhouding t.o.v. het basisresultaat, gevolgd door de ontwikkeling van de grijze stroomprijs en de investeringskosten van duurzame decentrale stroomopwekking. Veranderingen in onbalans hebben verhoudingsgewijs de minste invloed. In het pessimistische scenario wordt de windvariant licht negatief. In het optimistische scenario wordt de zonvariant ruim positief.

Fiscale effecten

De fiscale effecten zijn per saldo sterk negatief. Ten eerste zullen de uitgaven aan SDE+ bijdragen (conform de huidige vergoedingsregeling) sterk toenemen met de groei van decentrale windproductie. In het geval van zonneparken zal dit bedrag nog veel sterker toenemen, vanwege het verschil in vollasturen t.o.v. wind en de hogere vergoeding voor zon per geleverde productie.

Daarnaast zijn verdere financiële interventies nodig om het (resterende) kostprijsverschil van zon-pv t.o.v. grijze stroom te overbruggen. De hoogte van de 'rekening' van deze kostprijsreductie is in beginsel gelijk, maar wie er in eerste instantie afrekent, verschilt per interventie. Uiteindelijk betalen we echter als energieconsument resp. als belastingbetaler deze rekening, direct of indirect:

- Bij *verruiming van salderen* is sprake van gedeelde energiebelastingopbrengsten. De rijksoverheid betaalt dan primair de rekening, maar die rekening vindt uiteindelijk de weg naar de belastingbetaler.
- Het rijk is eveneens de eerst aangewezen bij een verhoging van de vergoeding per geleverde kWh van de *SDE+ regeling*.
- Bij een *differentiatie van de energiebelastingtarieven onder kleinverbruikers* (een hoger tarief voor grijs en een lager tarief voor centraal duurzaam) is er geen effect op de inkomsten uit de energiebelasting of fiscale uitgaven van de rijksoverheid. De grijze stroomgebruikers binnen de groep kleinverbruikers betalen de rekening.
 - Het vervolgeffect van deze interventie is niet in onze analyse nader onderzocht, maar aangenomen mag worden dat dit zal leiden tot een verdergaande overstap naar centraal duurzaam, waarna deze fiscale maatregel op den duur waarschijnlijk onhoudbaar wordt.
 - Het verruimen van de doelgroep voor differentiatie van de energiebelastingtarieven met *mid- en grootverbruikers* kan mogelijk een oplossing bieden voor bovengenoemde verwachting.
- Een *verhoging van het feed-in tarief* komt in eerste instantie voor rekening van de centrale energieleveranciers. Deze kosten zullen naar verwachting doorberekend gaan worden aan de klanten van de betreffende leveranciers.

Tot slot: combinatie van opwekkingsvormen nodig

De in de analyse gehanteerde varianten geven een uitvergroet en niet op alle onderdelen volledig beeld van de maatschappelijke kosten en baten van duurzaam decentrale elektriciteitsopwekking. Immers in de praktijk zal geen sprake zijn van een 100% invulling door slechts één vorm van opwekking. Zo is wind weliswaar financieel rendabel (onder voorwaarde van SDE+), maar kent ten minste één groot nadeel, namelijk de ruimtelijke inpassing in relatie tot met name geluid- en zichthinder. Zon-PV is veel minder rendabel in termen van de in geld uitgedrukte effecten binnen de MKBA, maar kent anderzijds niet of veel lagere ruimtelijke inpassingsproblemen. Het effect op (lokale) werkgelegenheid is ook veel groter dan bij wind. De lokale acceptatie en daarmee het tempo van verduurzaming van de elektriciteitsvoorziening kan dus via zon-PV waarschijnlijk sneller verlopen dan bij uitsluitend een windstrategie.

Een combinatie van zon en wind ligt daarmee dus voor de hand, omwille van een evenwichtige mix van financieel en maatschappelijk rendement. Een mix van centraal duurzame elektriciteitsproductie met bijvoorbeeld 50% zon-PV en 50% wind kan reeds in de basisanalyse een neutrale of licht positieve

monetaire baten/kostenratio opleveren. De randvoorwaarden voor de samenstelling van die mix zal moeten worden bepaald op zowel centraal niveau (met name fiscale regelgeving) als decentraal niveau (investeringskosten, ruimtelijke regelgeving).



1 Inleiding

1.1 Achtergrond

Met de opkomst van duurzame energieopwekking sinds het begin van de jaren '90 zijn ook burgerinitiatieven op dit terrein tot ontwikkeling gekomen. De Windvogel is als coöperatieve vereniging één van de pioniers geweest op dit gebied, door in 1993 op coöperatieve wijze een windmolen te gaan exploiteren. Het streven was om elektriciteitsopwekking te verduurzamen. Door het stijgen van de energieprijzen werd het financieel steeds rendabeler om als eindgebruiker dergelijke initiatieven te starten en zo in de eigen energiebehoefte te voorzien. De (rijks)overheid stimuleert deze vorm van energieopwekking: zo werd in 2003 burgers de mogelijkheid geboden om voor circa € 100 een set zonnepanelen aan te schaffen. Omdat hier grootschalig gebruik van werd gemaakt werd deze subsidieregeling later weer stopgezet. Daarna is op incidentele wijze de aanschaf van zonnepanelen door subsidiëring gestimuleerd. De budgetten van deze regelingen waren echter steeds snel uitgeput waardoor sprake was van een inconsistent beleid.

De blijvende stijging van energieprijzen en de wereldwijde aandacht die sinds 2007 voor klimaatverandering is ontstaan, zorgen voor een grotere bewustwording van burgers voor de noodzaak tot het verduurzamen van de energievoorziening en een grotere belangstelling voor de bijdrage die zelfopwekking hieraan kan leveren. Andere belangrijke krachten achter de groei in zelfopwekking zijn de behoefte om voor energievoorziening minder afhankelijk te zijn van andere landen, het onbehagen over steeds grotere wordende energiebedrijven en een 'onbetrouwbare' overheid.

Een eigen woning biedt lang niet altijd voldoende mogelijkheden om met zonnepanelen in de eigen energiebehoefte te kunnen voorzien. Bijvoorbeeld, omdat het dak ongunstig is gepositioneerd, te klein of niet toegankelijk is (appartementen). Burgers gaan daarom steeds meer samenwerken in collectieve initiatieven waarin wordt onderzocht of duurzame energieproductie op afstand van de eigen woning een alternatief kan zijn. Echter, de business cases van dergelijke initiatieven maken duidelijk dat deze financieel niet of nauwelijks rendabel zijn. Dit komt omdat, in tegenstelling tot elektriciteits-

productie op eigen dak (waarbij 'salderen achter de meter' is toegestaan), bij productie op afstand energiebelasting en btw in rekening moet worden gebracht aan de afnemer ('salderen voor de meter' is niet toegestaan).

Salderen achter en voor de meter

Salderen is het verrekenen van de terug geleverde elektriciteit met de verbruikte elektriciteit. De zelf – op eigen dak opgewekte – stroom wordt voor een deel direct in de eigen woning verbruikt, achter de meter. Een deel van de eigen productie wordt niet direct verbruikt, maar gaat via het netwerk naar anderen. Deze aan het net terug geleverde energie wordt gesaldeer met het eigen jaarlijkse verbruik. Kleinverbruikers mogen tot 5000 kWh hun opgewekte stroom aftrekken van eigen verbruik. Dit is in de wet neergelegd in artikel 31c Elektriciteitswet.

Over deze gesaldeerde stroom hoeft geen energiebelasting en btw betaald te worden. Als er meer dan 5.000 kWh wordt terug geleverd aan het net, wordt er met de betreffende energieleverancier een vergoeding afgesproken (feed-in tarief). Deze vergoeding is lager dan wat deze kleinverbruiker zelf betaalt voor het afnemen van stroom.

Duurzame energie die wordt opgewekt vóór de eigen meter, op een andere plek dan de eigen woning, mag (nog) niet gesaldeer worden met vrijstelling van energiebelasting en btw. De wetgeving op dit punt zal – beperkt - worden aangepast, zodat voortaan ook de stroom die met zonnepanelen op appartementencomplexen wordt opgewekt wettelijk gezien wordt als 'zelflevering' en dus ook gesaldeer mag worden zonder betaling van energiebelasting en btw.

Bron: www.hieropgewekt.nl

Als bijdrage aan de nationale klimaatdoelstellingen worden gemeenten uitgedaagd om hun eigen lokale klimaatambities door de jaren heen te verhogen. Velen hebben een doelstelling geformuleerd om op termijn te komen tot klimaatneutraliteit. De productie van duurzame energie binnen de eigen gemeente is potentieel een belangrijk instrument om deze doelstellingen ook daadwerkelijk te kunnen realiseren. Daarbij komt dat lokale coöperatieve initiatieven ook andere effecten hebben dan verduurzaming van de energieopwekking, bijvoorbeeld een versterking van de sociale cohesie en werkgelegenheid. Doordat lokale initiatieven niet of zeer beperkt financieel rendabel zijn, komen zij echter lastig van de grond. Hierdoor is het voor gemeenten lastiger om hun eigen lokale klimaatdoelstellingen behalen, waardoor het lokale politieke draagvlak voor klimaatbeleid onder druk komt te staan.

Deze signalen over stagnatie in de realisatie van lokale klimaatdoelstellingen bereikten ook de Tweede Kamer. Zo werd in november 2008, in het kader van het rijksprogramma 'Schoon en Zuinig', een motie ingediend met als verzoek:

"...om te onderzoeken op welke manier zelflevering optimaal kan worden gecombineerd met de huidige stimuleringsregelingen..."

Een jaar later werden aan de Tweede Kamer pilots ten aanzien van zelflevering van zonne- en windenergie toegezegd. De politieke aandacht werd in 2011 groter met een amendement om zelflevering mogelijk te maken. Dit amendement werd nipt verworpen. De motie om zelflevering voor Vereniging van Eigenaren mogelijk te maken werd wel aangenomen. Eind 2011 werd kamerbreed de motie aangenomen die de regering oproept:

"...te onderzoeken hoe (collectieven van) kleinverbruikers die decentraal energie willen produceren voor eigen gebruik, hiertoe in staat kunnen worden gesteld, door laagdrempelige modellen te ontwik-

kelen en waar nodig wet- en regelgeving aan te passen, binnen verantwoorde financiële kaders voor het Rijk...". In een aparte motie werd ook nog speciale aandacht gevraagd voor de positie van boeren. Begin 2012 zijn twee amendementen aangenomen die (experimenten met) decentrale energieproductie moeten bevorderen.

De inspanningen van de Tweede Kamer ten spijt is er juli 2012 geen onderzoek beschikbaar dat antwoord geeft op de in de betreffende moties gestelde vragen en richting geeft aan het beleid ten aanzien van decentrale duurzame energieopwekking. Het nieuwe kabinet zal zich opnieuw over het vraagstuk van decentraal duurzaam moeten buigen, maar dat zal tijd vergen.

1.2 Opdracht

Om verdere beleidsontwikkelingen te stimuleren, heeft de VNG op initiatief van een aantal gemeenten en provincies zelf opdracht verstrekt aan ARCADIS, RebelGroup en Oprit Duurzaamheid voor het uitvoeren van een onafhankelijk onderzoek naar de maatschappelijke waarde van lokale duurzame energieproductie in Nederland: op lokaal niveau en voor Nederland als geheel. De resultaten van het onderzoek kunnen gebruikt worden bij beleidsafwegingen op lokaal, provinciaal en nationaal niveau. Onderhavige rapportage bevat deze resultaten.

Om te komen tot een kwalitatief goed, objectief en verantwoord onderzoeksresultaat is het onderzoeksteam gedurende het project ondersteund door diverse gremia. Zowel ambtelijke als bestuurlijke vertegenwoordigers van gemeenten en provincies participeerden in de begeleidingsgroep. Deze is viermaal bijeen gekomen om sturing te geven aan het onderzoek en conceptrapportages van commentaar te voorzien. Daarnaast hebben de onderzoekers gesproken met een groot aantal stakeholders in het energieveld (beleidsmakers, initiatieven, bedrijfsleven, onderzoekers, etc.).

Vanwege zijn deskundigheid op het gebied van Maatschappelijke Kosten Baten Analyses (MKBA) heeft Prof. Dr. Carl Koopmans (SEO en hoogleraar aan de Vrije Universiteit) het onderzoeksteam en de begeleidingsgroep bijgestaan.

Naast het consulteren van verschillende stakeholders zijn er ook twee workshops georganiseerd; de eerste met ambtelijke vertegenwoordigers van de Ministeries EL&I, Financiën en I&M. Aan de tweede workshop deed een aantal vertegenwoordigers van initiatieven voor lokale duurzame energieproductie mee. Beide workshops hadden tot doel om de gemaakte keuzes in het onderzoek, projectalternatieven en mogelijke effecten te toetsen.

Tot slot is het resultaat van het onderzoek besproken met de adviesraad waarin bestuurders van de overheden die financieel hebben bijgedragen aan het onderzoek, zitting hadden.

1.3 Leeswijzer

Hoofdstuk 2 beschrijft de afbakening van het onderzoek, werkwijze en de gehanteerde onderzoeksmethoden. In hoofdstuk 3 en 4 beschrijven we in vogelvlucht de ontwikkelingen in de energiemarkt, waarbij we in het bijzonder ingaan op de elektriciteitsmarkt in Nederland. Daarbij kijken we naar de vraag naar en het aanbod van elektriciteit en ontwikkelingen in het netwerk. Hiermee wordt de context voor de positie en ontwikkeling van decentrale elektriciteitsproductie in Nederland toegelicht. Deze context is van belang voor een goede positionering van de business case en MKBA. In hoofdstuk 5 gaan we in op de aard en status van lokale initiatieven voor decentrale elektriciteitsproductie. Hoofdstuk 6 bevat de uitwerking van het nulalternatief en de projectalternatieven. In hoofdstuk 7 is verant-

woord hoe de bepaling en waardering van de verschillende effecten is gedaan. Hoofdstuk 8 bevat de resultaten van de business case en de maatschappelijke kosten-batenanalyse. Hoofdstuk 9 ten slotte bevat de conclusies van dit onderzoek.



2 Afbakening en werkwijze

2.1 Inleiding

Voor beantwoording van de onderzoeksvraag: *wat is de maatschappelijke waarde van decentrale energieproductie in Nederland?* worden in dit onderzoek een business case en een maatschappelijke kosten-batenanalyse uitgewerkt. In dit hoofdstuk beschrijven we voor beide onderdelen de belangrijkste uitgangspunten en de onderzoeksmethoden gebruikt in de analyse.

2.2 Afbakening

Uitgangspunt voor de afbakening van dit onderzoek is de door de Tweede Kamer in december 2011 aangenomen motie waarin sprake is van *"...(collectieven van) kleinverbruikers die decentraal duurzame energie willen produceren voor eigen gebruik ..."*.

Kleinverbruikers / huishoudens

Kleinverbruikers zijn volgens de wetgeving afnemers met een maximaal verbruik van 10.000 kWh/jaar (energiebelasting) en een aansluiting van kleiner dan 3 x 80 ampère. Omdat vooral kleinverbruikers en daarbinnen vooral huishoudens participeren in zon-PV (photo - voltaic) en coöperatieve zelfleveringsprojecten richten we ons in dit onderzoek op deze afnemers.

Elektriciteit

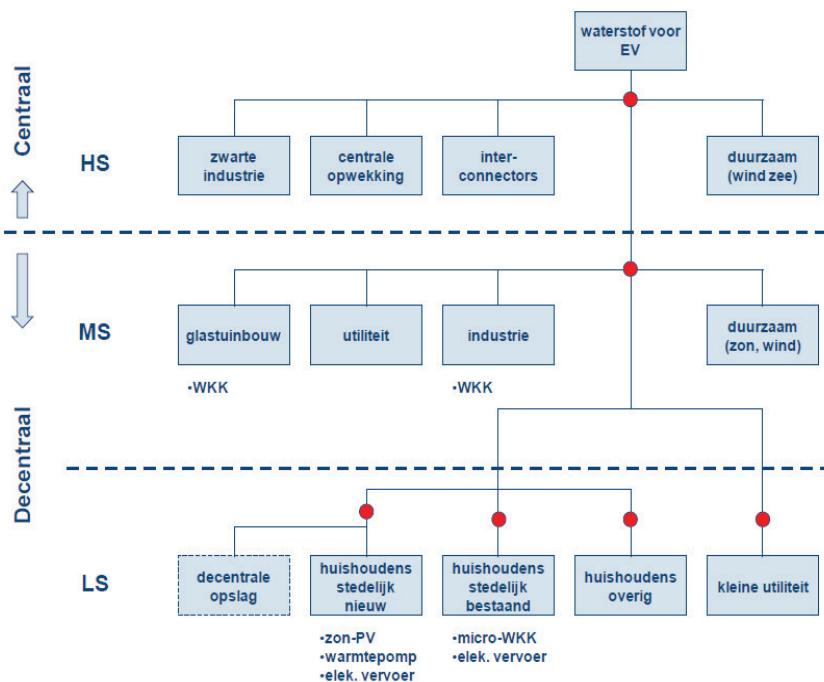
Duurzame energieproductie omvat in beginsel meerdere energiedragers en meerdere lokale producenten. Gezien de aard van de lokale energie-initiatieven wordt de focus in het onderzoek gelegd op de decentrale duurzame opwekking van elektriciteit. Wij kijken naar de opwekking, distributie, verkoop en levering.

Laag- en middenspanningsnetwerken

Productie en levering van energie gebeurt in Nederland in drie netten die met elkaar zijn verbonden;

hoog-, midden- en laagspanningsnet. Het hoogspanningsnet wordt in Nederland beheerd door TenneT en verbindt de grote elektriciteitscentrales in binnen- en buitenland met elkaar. Het middenspanningsnet voedt de transformatorhuisjes in de wijken waar de spanning wordt omgezet naar laagspanning die door eindgebruikers in het laagspanningsnet wordt afgenomen.

Positionering van gebruikersgroepen in netvlakken



Tabel 7. Netvlakken en gebruikersgroepen (Bron: CE, 2012).

In bovenstaande figuur zijn de verschillende gebruikersgroepen en netvlakken weergegeven. Wanneer opgewekte elektriciteit, bijvoorbeeld door kolen-, gas- en kerncentrales, direct wordt ingevoerd op het hoogspanningsnet gaat het om centrale opwekking. Decentrale opwekking vindt plaats in het midden- en laagspanningsnet. In deze studie kijken we dus alleen naar ontwikkelingen in deze laatste twee netten.

Opwekking van duurzame energie vindt in Nederland plaats in zowel het hoogspanningsnet (bijvoorbeeld wind op zee) als op het laagspanningsnet (LS-net) en middenspanningsnet (MS-net). In het LS-net gaat het om decentrale opwekking van duurzame energie door middel van zon-pv systemen, warmtepompen, WKK door huishoudens en het midden- en kleinbedrijf. In het middenspanningsnet gaat het voornamelijk om opwekking van elektriciteit met behulp van windmolens en zonneparken.

Zon-PV en wind

In de praktijk maken lokale initiatieven en individuele burgers hoofdzakelijk gebruik van zonne- en windenergie als hernieuwbare bron voor elektriciteitsopwekking. In dit onderzoek beperken we ons daarom tot deze opwekkingstechnieken voor decentrale duurzame elektriciteitsproductie.

2.3 Aanpak in vogelvlucht: what if?

Om de effecten van decentrale duurzame elektriciteitsproductie te bepalen, volgen we een zogenaamde 'what if' benadering. Dat doen we als volgt:

- 1 We onderzoeken de effecten indien 50% van de huishoudens in Nederland zou worden voorzien

van duurzame elektriciteit die decentraal is opgewekt.

- 2 Deze effecten onderzoeken we in de vorm van een business case en een maatschappelijke kosten-batenanalyse (MKBA). In de *business case* belichten we de financieel-economische kant van de zaak, vanuit het perspectief van een lokaal initiatief. In de *MKBA* analyseren we de bredere, maatschappelijke effecten. In beide gevallen beschouwen we een periode van 25 jaar, vanaf 2020 – het veronderstelde startjaar – tot 2045. Deze periode is gebaseerd op de gemiddelde levensduur van de betreffende energieproductiemiddelen.
- 3 Deze toename van het marktaandeel ‘decentraal duurzaam’ kan bereikt worden langs meerdere wegen. We bekijken daarbij (financiële) interventies waarmee een ‘prijsprikkel’ tot stand gebracht wordt waardoor het prijsverschil tussen grijze (fossiele) elektriciteit en decentraal duurzaam opgewekte elektriciteit dusdanig wordt dat het beoogde marktaandeel in beginsel bereikt kan worden. De effecten van deze varianten kunnen op sommige punten verschillen.

De effecten van decentrale duurzame elektriciteitsopwekking analyseren we vervolgens op drie energiemarkten: de leveringsmarkt, de transportmarkt en de onbalansmarkt³. Daarnaast analyseren we de bredere maatschappelijke effecten.

2.4 Business case: effecten voor initiatieven

Door middel van een business case onderzoeken we de gevolgen van projectalternatieven voor decentrale initiatieven (coöperaties). Daarbij zoomen we in op het bedrijfseconomisch rendement in de vorm van veranderingen in kosten en opbrengsten. Tabel 2 geeft een overzicht van de verschillende kosten en opbrengsten van dergelijke coöperaties. Deze componenten worden gekwantificeerd en uitgewerkt in een model waarmee de effecten van projectalternatieven op de kostprijs van elektriciteitsopwekking en het financieel rendement van initiatieven kunnen worden berekend. Daarbij beperken we ons tot de kosten- en opbrengstenposten die een *directe relatie* hebben met de *productie en levering van elektriciteit*.

De business case stellen we op voor een *denkbeeldige* coöperatie die voor een gemeenschap met 5.000 huishoudens (dorp, wijk) decentraal duurzame elektriciteit gaat opwekken. Het gaat om een coöperatie waarin vrijwilligers zich verenigen. In de analyse vergelijken we de situatie waarin deze 5.000 huishoudens elektriciteit afnemen in de huidige energiemix, met die waarin decentraal duurzaam een aandeel heeft van 50%.

In de huidige praktijk van de lokale initiatieven is sprake van een zeer grote spreiding van (beoogd) schaalniveau, variërend van 200 tot 5.000 of meer afnemende huishoudens. Het grotere schaalniveau past vooral bij initiatieven die nadrukkelijk de wens hebben tot het zelf (gaan) produceren van duurzame elektriciteit. Daarom is in de uitwerking voor dit schaalniveau gekozen. In het bijbehorende rekenmodel kan desgewenst de schaalgrootte worden aangepast.

³ Daarbij gaat het om de onbalans tussen vraag en aanbod van elektriciteit.

⁴ Bron: interview Wilko Kistemaker.

Kosten	Opbrengsten
<p>Investerings</p> <ul style="list-style-type: none"> • Installaties (zon en wind); • Netwerkaansluiting. <p>Operationele kosten</p> <ul style="list-style-type: none"> • Inkoop energie: <ul style="list-style-type: none"> • Inkoopkosten (onderscheiden naar deel categorieën: grondstof, opwekking, transport, marge) • Energiebelasting • Vaste kosten netwerk (onderscheiden naar categorie) • Administratie coöperatie • Eigen productie: <ul style="list-style-type: none"> • Verzekeringen • Bijdrage onbalans • Beheer en onderhoud • Energiebelasting <p>Financiering</p> <ul style="list-style-type: none"> • Rentekosten kapitaal/vermogen <p>Bekostiging</p> <ul style="list-style-type: none"> • Subsidies (SDE+ en EIA) 	<p>Verkoop energie</p> <ul style="list-style-type: none"> • Prijs (excl. belastingen) en afzet; • Tarieven belastingen; • Levering. <p>Lease</p> <ul style="list-style-type: none"> • Installaties <p>Advies</p> <ul style="list-style-type: none"> • Energiebesparing • Duurzame renovatie

Tabel 8. Kosten en opbrengsten van decentrale energie initiatieven.

2.5 Maatschappelijke kosten-batenanalyse

Voor het bepalen van de maatschappelijke effecten van de projectalternatieven wordt een maatschappelijke kosten-batenanalyse opgesteld (MKBA). Daarbij wordt de zogenaamde OEI-richtlijn gevolgd. De OEI-methodiek, oorspronkelijk ontwikkeld voor maatschappelijke kosten-batenanalyses die zich richten op infrastructuur, wordt steeds vaker gebruikt – in aangepaste vorm – op andere beleidsterreinen. Ook op het gebied van verduurzaming van energieproductie, slimme netten, etc. zijn de afgelopen jaren enkele van dit soort toepassingen uitgevoerd.⁵ Inherent aan de methodiek richten deze studies zich op het schetsen van een integraal beeld van baten en kosten, het netto welvaartseffect voor Nederland, rekening houdend met herverdelingseffecten. De methodiek geeft in beginsel een zo volledig mogelijk beeld en is wetenschappelijk geaccepteerd.

Een MKBA is een methode waarmee op gestructureerde wijze de maatschappelijke kosten en baten van project (interventies door de overheid) voor de maatschappij op een rij worden gezet. Met de methode wordt verder gekeken dan alleen de bedrijfseconomische gevolgen van een project voor een initiatiefnemer. Wanneer het saldo van maatschappelijke kosten en baten positief is, verhoogt het project de welvaart van Nederland. Een negatief saldo duidt op een welvaartverlies. De resultaten van een MKBA vormen een van de bouwstenen voor de besluitvorming om een project al dan niet uit te voeren.

Projecten leiden niet alleen tot een positieve of negatieve verandering in de welvaart maar vaak ook tot een herverdeling: dit zijn de zogeheten verdelingseffecten. Met een MKBA kunnen ook deze effecten inzichtelijk worden gemaakt.

Om de effecten van een project te bepalen wordt in een MKBA deze situatie vergeleken met een

⁵ Zie, bijvoorbeeld, "Investeren in een schone toekomst" (SEO, 2010) en "Maatschappelijke Kosten en Baten van Intelligente Netten" (CE Delft, 2012).

situatie waarin het voorgenomen project niet wordt uitgevoerd, het zogenaamde nulalternatief. De invulling van het project- en nulalternatief is dus van belang voor de uitkomsten van de analyse. Deze alternatieven worden in hoofdstuk 6 uitgewerkt.

In de MKBA voor decentrale duurzame elektriciteitsproductie maken we een onderscheid naar drie typen effecten: directe effecten, indirecte effecten en externe effecten.

Directe effecten

Onder directe effecten verstaan we effecten op de leverings-, transport- en onbalansmarkten waarop decentrale projecten direct invloed hebben. Invoeding van decentraal duurzaam opgewekte elektriciteit op het net kan bijvoorbeeld gevolgen hebben voor de efficiency van de productie en levering van stroom op centraal niveau. Zo kunnen de kosten van onbalans (piekvraag) stijgen en mogelijk kan door inzet van productiemiddelen met lagere marginale kosten⁶, de productie van elektriciteit tegen een lagere kostprijs plaatsvinden. Ook kan sprake zijn van een effect op de voorzieningszekerheid. Daarnaast zijn er mogelijk gevolgen voor het netwerk in de vorm van vermeden investeringen, noodzakelijke verzwaringen en verminderingen van transportverliezen. Verder vallen uiteraard investeringskosten en kosten voor beheer en onderhoud van de projecten onder de directe effecten. Ten slotte hebben decentrale initiatieven vaak tot doel CO₂-emissies en andere externe effecten van elektriciteitsproductie door middel van fossiele brandstoffen te verminderen. De CO₂-emissies kennen een marktwaarde en daarom merken we deze ook aan als directe effecten.

Indirecte effecten

Indirecte effecten zijn effecten die voortkomen uit de directe effecten van decentrale initiatieven. Het gaat hier om de doorwerking van directe effecten naar andere markten in de economie dan de levering-, transport- en onbalansmarkten. Het gaat bijvoorbeeld om mogelijke effecten op de arbeidsmarkt.

Externe effecten

Externe effecten zijn gevolgen van decentrale initiatieven op derden waar de initiatiefnemer geen rekening mee houdt in zijn investeringsbeslissing. Bij decentrale initiatieven gaat het om externe effecten verbonden aan de opwekking, transport en gebruik. Bijvoorbeeld geluid geproduceerd door windmolens, ruimtelijke inpassing van systemen, meervoudig ruimtegebruik etc. Ten aanzien van het netwerk kan decentrale elektriciteitsproductie leiden tot een verandering in congestie op het netwerk.⁷ Congestie is een extern effect omdat de veroorzaker niet betaalt voor het veroorzaken van de congestie. Het effect is immers momenteel niet geprijsd.

Fiscale effecten en werkgelegenheid

Afhankelijk van de wijze van stimulering van decentrale duurzame elektriciteitsproductie en energiedrager is ook sprake van een effect op fiscale uitgaven en opbrengsten. Daarbij gaat het om de volgende fiscaliteiten: energiebelasting, SDE+, 'Meer met Minder', EIA en de BTW. Strikt genomen gaat de toepassing gepaard met herverdelingseffecten en gaat het niet om een verandering in welvaart. We brengen deze effecten daarom ook afzonderlijk in beeld zodat we de welvaartseffecten van het projectalternatief in samenhang kunnen beschouwen met de fiscale effecten.

Ook voor de werkgelegenheid geldt dat – deels – sprake is van herverdeling. Deze effecten laten we daarom ook apart zien.

6 De marginale kosten of grenskosten zijn de kosten die één extra product met zich brengt. Als de variabele kosten evenredig zijn aan het aantal producten, zijn de marginale kosten gelijk aan de variabele kosten per product.

7 Onder congestie verstaan we de situatie waarin de capaciteit van het net (met name laagspanningsnet) ontoereikend is om de (lokaal) opgewekte elektriciteit te transporteren (te voeden op het net). Daardoor kunnen lokale systemen uitvallen.

Tabel 3 geeft een overzicht van de mogelijke effecten van duurzame decentrale elektriciteitsopwekking (DDE). Er is een onderscheid gemaakt naar kosten en baten.

	Kosten	Baten
Directe effecten	Investeringskosten duurzame decentrale elektriciteitsopwekking	Vermeden investeringen centraal productiepark resp. capaciteit komt vrij om in groeiende vraag te voorzien.
	Onderhouds- en beheerskosten duurzame decentrale elektriciteitsopwekking	Voorzieningszekerheid, betere mix energiebronnen
		Vermeden opwekkingskosten centrale systemen
	Kosten versnelde verzwaring netwerk (Ls/Ms) ⁸	Vermeden netverliezen
	Leveringszekerheid / vergroting onbalans	Daling klanttarieven elektriciteit (toename consumentensurplus, afname producenten- en overheidsurplus) ⁹
		<ul style="list-style-type: none"> Energiebesparing door gedragsverandering¹⁰ Vermeden emissies CO₂
Externe effecten	<ul style="list-style-type: none"> Geluid- en zichthinder Natuur (vogels) 	<ul style="list-style-type: none"> Vermeden emissies NO_x, SO₂ en PM₁₀ Gezondheid
Indirecte effecten		Versterking sociaal kapitaal lokale gemeenschap
Fiscale effecten	Energiebelasting, SDE+, EIA, BTW	BTW
Werkgelegenheid	Wegvallen werkgelegenheid bij centrale opwekking	Werkgelegenheid decentrale opwekking a.g.v. installatie, beheer & onderhoud

Tabel 9. Mogelijke kosten en baten van decentrale duurzame elektriciteitsproductie.

Analyse op lokaal en nationaal schaalniveau

De MKBA voeren we uit op lokaal schaalniveau (voor een voor een initiatief in een gemeenschap met 5.000 huishoudens) en op nationaal schaalniveau. De opschaling van lokaal naar nationaal schaalniveau doen we aan de hand van het benodigde opgestelde decentraal duurzaam vermogen om het gestelde marktaandeel van 50% onder huishoudens te bereiken. Afhankelijk van het schaalniveau – centraal of decentraal – is echter bij sommige effecten sprake van een andere economische waardering, bijvoorbeeld op het punt van CO₂ of werkgelegenheid. Waar van toepassing, zullen we dit laten zien.

⁸ De eventuele effecten op (vermeden) verzwaring van het hoogspanningsnet zijn buiten beschouwing gelaten.

⁹ Het betreft hier een daling van de tarieven vanwege toename van het aanbod van elektriciteit. Dit betekent een positieve baten voor de gebruikers en een evenredig nadeel voor de producenten van elektriciteit en de overheid (gederfde belasting).

¹⁰ Bewuster energiegebruik, zowel t.a.v. warmtevraag als elektriciteitsgebruik.



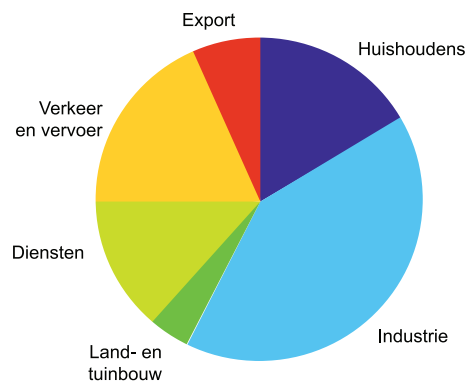
3 Energievraag

3.1 Inleiding

Dit hoofdstuk beschrijft de vraag in Nederland naar energie en in het bijzonder naar elektriciteit. In paragraaf 3.2 staat de huidige energievraag centraal. Ontwikkelingen in de vraag naar *elektriciteit* worden beschreven in paragraaf 3.3 en paragraaf 3.4. Deze dienen als basis, startpunt in de analyse van effecten.

3.2 Huidige energievraag

Het gebruik van primaire energie in 2008 was gelijk aan 3349 PJ. In onderstaande figuur is dit verbruik uitgesplitst naar verschillende sectoren (ECN, 2010).



Figuur 1. Verdeling primair energiegebruik naar sector, 2008 (Bron: ECN, 2010).

In deze figuur is alleen het primaire energiegebruik van de eindgebruikers (sectoren) opgenomen. De

conversieverliezen voor de omzetting van primaire energie naar energiedragers (warmte, elektriciteit, etc.) zijn toegerekend naar de sectoren die uiteindelijk de energie verbruiken. Energie die wordt geëxporteerd valt in principe niet onder het primaire energiegebruik van Nederland. Conversieverliezen ten bate van de export valt er wel onder (6% van primair gebruik).

De *Industrie* is de grootste gebruiker van primaire energie (40%). Ongeveer de helft van de primaire energie die door deze sector wordt gebruikt is grondstof in het productieproces, de zogenaamde feedstocks.¹¹ De sectoren *Huishoudens* en *Verkeer* nemen elk ongeveer 17% in van het primaire energiegebruik. De sector *Diensten* volgt met bijna 15% en de kleinste gebruiker is de *Landbouw* met 4%.

Niet alle primaire energie wordt gebruikt voor elektriciteit. CE Delft (2010) onderscheidt ten aanzien van energetische toepassingen de volgende vier functies:

- Hoogwaardige warmtevraag (industrie);
- Laagwaardige warmtevraag (gebouwen en glastuinbouw);
- Energievraag voor mobiliteit;
- Elektriciteitsvraag.

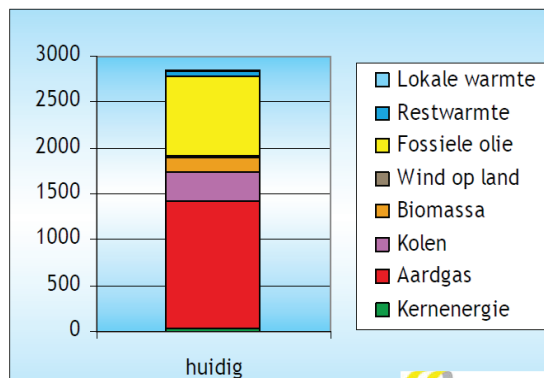
De huidige Nederlandse vraag (2008) naar deze energiefuncties is opgenomen in Tabel 4.

Energiefunctie	2008
Elektriciteitsvraag	432 PJ/j (120 TWh)
Energievraag voor mobiliteit	170 PJ/j
Hoogwaardige warmtevraag	500 PJ/j
Laagwaardige warmtevraag	600 PJ/j

Tabel 10. Energievraag in Nederland 2008 (exclusief conversieverliezen) (PJ/j) (Bron: CE Delft, 2010).

Tabel 4 maakt duidelijk dat de vraag naar de functie warmte het grootste deel van de energievraag beslaat. Belangrijk om op te merken dat deze tabel niet de vraag van deze energiefuncties naar primaire energie weergeeft. Conversieverliezen zijn hierin niet opgenomen.

In figuur 2 is de inzet van verschillende brandstoffen weergegeven voor de invulling van de vraag naar de verschillende energiefuncties (inclusief conversieverliezen). Fossiele brandstoffen (olie, kolen en aardgas) zijn hierin dominant.



Figuur 2. Verdeling brandstofverbruik in Nederland in PJprim in 2008 (Bron: CE Delft, 2010).

¹¹ Bijvoorbeeld, aardolie als grondstof voor kunststoffen.

De vraag naar energie wordt in de regel uitgedrukt in joules. In de nationale statistieken en prognoses zijn meestal Peta joules (Pj) (1015 joules) vermeld.

De vraag naar elektriciteit (elektrische energie) wordt meestal uitgedrukt in kilowatturen (103 kWh). De omrekenfactor daarbij is: 1 Pj = 278 miljoen kWh. In de nationale statistieken en prognoses wordt vaak de eenheid Tera Wattuur (TWh) gebruikt. 1 TWh = 3,6 Pj.

3.3 Vraag naar elektriciteit

De economische crisis heeft gevolgen voor de ontwikkeling van de binnenlandse vraag naar elektriciteit. Deze is scherp gedaald vanaf eind 2008 en weer flink gestegen na 2010 (TenneT, 2012). In 2011 is de binnenlandse vraag naar elektriciteit met 1 TWh gestegen ten opzichte van 2010 en kwam uit op ruim 118 TWh (TenneT, 2012).

Ontwikkelingen in de vraag naar elektriciteit zijn direct gekoppeld aan de economische groei. Prognoses van TenneT ten aanzien van het binnenlandse elektriciteitsverbruik zijn gebaseerd op de verwachtingen van het Centraal Planbureau (CPB) met betrekking tot de economische groei.

Het CPB verwacht dat de economie in 2012 een daling laat zien ten opzichte van 2011 ter grootte van 0,75%. Dit leidt tot een elektriciteitsvraag van 117,2 TWh. Dit is gelijk aan het niveau van 2010. Voor de middellange termijn wordt een groei van het elektriciteitsverbruik geraamd op 1,5% per jaar. Dit betekent dat de elektriciteitsvraag in 2020 uitkomt boven de 130 TWh. Ruim 33% van deze vraag komt van kleinverbruikers.

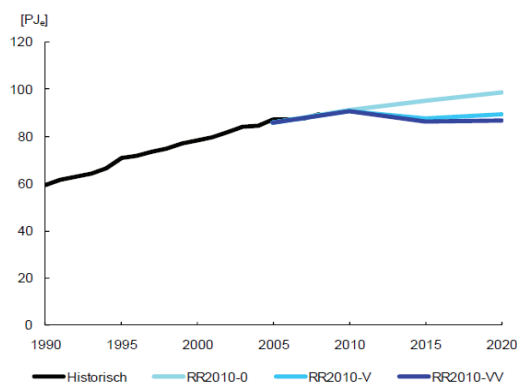
Jaar	Binnenlandse vraag (TWh)
2008	119,9
2008	114.1
2011	118.1
2012	117.2
2013	118.7
2016	124.1
2019	129.8

Tabel 11. Binnenlandse vraag naar elektriciteit 2008-2019 (Bron: TenneT, 2012).

3.4 Ontwikkelingen in de vraag naar energie door huishoudens

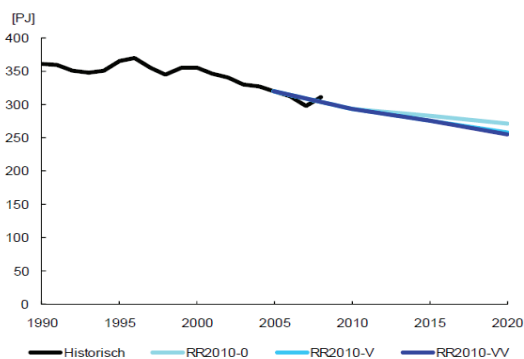
Het gasverbruik en het elektriciteitsgebruik van huishoudens laten elk een andere ontwikkeling zien. Het gebruik van elektriciteit door huishoudens neemt toe door elektrische apparaten en verlichting. De afgelopen decennia zijn apparaten die veel elektriciteit verbruiken, efficiënter geworden. Echter, deze grotere efficiency is teniet gedaan door een sterke toename van het aantal apparaten (ICT, verlichting) en de gebruiksduur. Het elektriciteitsverbruik van huishoudens is hierdoor toegenomen van 59 PJe in 1990 tot 89 PJe in 2008. Bij vaststaand beleid verwacht het ECN een lichte groei van het elektriciteitsverbruik van huishoudens in de periode 2010-2020.

In figuur 3 is voor drie beleidsscenario's het finale elektriciteitsverbruik van huishoudens in de periode 1990-2020 opgenomen; tevens geeft deze figuur het historische verbruik weer.



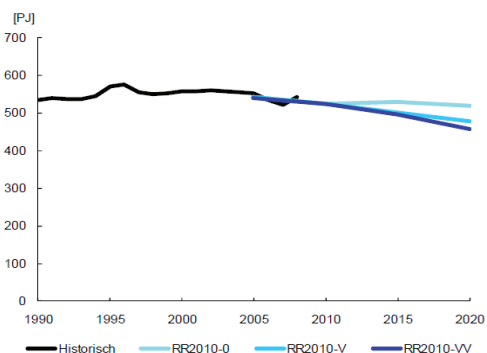
Figuur 3. Finaal elektriciteitsverbruik huishoudens, historisch en in drie toekomstscenario's (Bron: ECN, 2010).

Het gasverbruik door huishoudens daalt. Dit is, onder andere, het gevolg van een verbeterde isolatie van woningen en het verbeterde rendement van cv-ketels. Het ECN verwacht dat de daling continueert in de periode 2010-2020. Zie figuur 4.



Figuur 4. Gasverbruik huishoudens in de periode 1990-2020 (Bron: ECN, 2010).

Bovengenoemde ontwikkelingen leiden per saldo tot een significante daling van het primaire energiegebruik door huishoudens in de periode 2005-2020. Het ECN (2010) voorziet een daling in het gebruik van 543 PJ in 2005 naar 520 PJ in 2020.



Figuur 5. Primair energiegebruik huishoudens in de periode 1990-2020 (Bron: ECN, 2010).

Belangrijke factoren voor de ontwikkeling van het energieverbruik van huishoudens zijn:

- Bevolkingsgroei en groei woningvoorraad. De groei van de bevolking en het aantal huishoudens bepaalt de penetratiegraad van apparaten en verlichting en daarmee het gebruik van elektriciteit. Vooral het tempo van de bouw van nieuwe woningen heeft een invloed op het gasverbruik en het

besparingseffect via de energieprestatie normering van nieuwbouw.

- Het effect van het 'Meer met Minder' covenant waarmee de markt voor energiebesparing in de gebouwde omgeving wordt ontwikkeld.
- Ontwikkeling van elektrische apparaten. Naast de introductie van nieuwe apparaten hebben de inkomensontwikkeling en leefstijl van huishoudens een invloed op het bezit van apparaten en het energieverbruik.



4 Productie en aanbod van elektriciteit

4.1 Inleiding

In dit hoofdstuk beschrijven wij de aanbodzijde van de elektriciteitsmarkt. We behandelen het opgestelde centrale vermogen en ontwikkelingen in de capaciteit van de zogenaamde interconnectoren, nodig voor de im- en export van elektriciteit. De informatie gebruiken we als bouwsteen in onze analyse van effecten.

4.2 Centraal vermogen

De centrale elektriciteitsmarkt in Nederland is een onderdeel van de Noordwest Europese markt. De analyse van de centrale niet-hernieuwbare (fossiele) productiecapaciteit en veranderingen hierin binnen Nederland, bezien we daarom in het licht van deze Europese markt.

Onderstaande tabel geeft de extra capaciteit (netto) weer in het opgestelde vermogen in Noordwest Europa dat in gebruik wordt genomen tot 2020. De tabel maakt duidelijk dat de groei in capaciteit in Nederland groter is dan in de andere landen in de Noordwest Europese elektriciteitsmarkt. Bovendien is de groei in het opgestelde vermogen (gigawatt, GW) relatief groter dan de groei in de vraag naar elektriciteit (TWh). Dit betekent dat het gemiddeld aantal bedrijfsuren van centrales afneemt tot 2020.

Land	Extra vermogen in 2020 t.o.v. 2005 (GW)	Extra vermogen in 2020 t.o.v. 2005 (%)	Groei vraag t.o.v. 2005 (%)
Nederland	12.2	61	34
Duitsland	28.1	23	13
België	5.3	35	25
Frankrijk	12.6	42	-
Verenigd Koninkrijk	5.4	6	14
Denemarken	-0,8	0	13

Tabel 12. Groei opgesteld vermogen in Noordwest Europa (Bron: ECN, 2010).

In Nederland staat ongeveer 24 GW aan niet-hernieuwbaar vermogen opgesteld. Uitgaande van vastgesteld beleid groeit dit vermogen tot 2020 naar 35,6 GW. Indien het voorgenomen beleid wordt uitgevoerd groeit het vermogen door tot 42 GW in 2020 (TenneT, 2012). Deze groei is vooral sterk in de periode tot 2015, wanneer nieuwbouw van gas- en kolencentrales wordt gerealiseerd (ECN, 2010). Het gaat om 6.000 MW nieuw gasvermogen en 3.400 MW kolenvermogen (E.ON, GDF SUEZ en RWE). Nieuwe kolencentrales zijn niet gepland voor de periode 2015-2020. In deze periode worden verschillende minder efficiënte gas- en kolencentrales gesloten. Tot en met 2019 zijn verschillende producenten met grootschalig vermogen van plan om circa 2,3 GW te conserveren en bijna 1,2 GW te slopen (TenneT, 2012).

Onderstaande tabel geeft een overzicht van de verschillende nieuwbouwplannen voor centraal, niet hernieuwbaar vermogen. In deze tabel zijn alleen projecten opgenomen die net gereed zijn gekomen, in aanbouw zijn of waarvan de bouw binnenkort start. In totaal is voor ruim 30 GW aan plannen (tot 2020) bij TenneT aangemeld, hierin zijn ook plannen opgenomen waarover nog geen besluit is gevallen (ECN, 2010). Een eventuele tweede kerncentrale in Borssele is niet in dit overzicht opgenomen.

Bedrijf	Locatie	Capaciteit (MWe)	Brandstof	Type	In bedrijf
Delta	Sloegebied	870	Gas	STEG ⁵	2009
Electrabel	Flevocentrale	870	Gas	STEG	2009
Enecogen	Rijnmond	840	Gas	STEG	2011
RWE/Essent	Moerdijk	400	Gas	STEG, WKK ⁶	2011
RWE/Essent	Maasbracht	635	Gas	STEG	2011
Intergen	Rijnmond	420	Gas	STEG	2011
Vattenfall	Rijnmond	1300	Gas	STEG	2012
Corus	IJmuiden	525	Gas	HO-gas, kettels en WKKnb	2013
E.ON	Maasvlakte	1070	Kolen	Poederkool	2012
Electrabel	Maasvlakte	800	Kolen	Poederkool	2012
RWE	Eemshaven	1600	Kolen	Poederkool	2013

Tabel 13. Nieuwbouwplannen centraal vermogen elektriciteit (Bron: ECN, 2010).

4.3 Centrale duurzame elektriciteitsopwekking

Voor de ontwikkeling van hernieuwbare energie in Nederland zijn door achtereenvolgende kabinetten verschillende doelstellingen uitgesproken. In 2012 is door het kabinet Rutte II als doelstelling geformuleerd een aandeel duurzame energie in NL in 2020 van 16 procent, te bereiken via een mix van subsidies (SDE+) en mogelijk ook via leveranciers- en bijmengverplichtingen. In de Europese hernieuwbare-energie-richtlijn (2008) is voor Nederland een doelstelling opgenomen van 14%. De nationale doelstelling is dus ambitieuzer dan de Europese doelstelling voor Nederland.

In 2011 was het aandeel hernieuwbare elektriciteit bijna 10% van het gebruik¹⁴. Een officiële doelstelling voor 2020 is niet geformuleerd voor hernieuwbare *elektriciteitsopwekking*. Nederland gaat ervan uit dat in 2020 37 procent van de gebruikte elektriciteit afkomstig is uit binnenlandse hernieuwbare bronnen (Actieplan voor de Richtlijn Hernieuwbare Energie, 2009).

In volgende tabel zijn de ontwikkelingen met betrekking tot hernieuwbare elektriciteitsopwekking in de periode 2007-2011 weergegeven. Biomassa (afvalverbranding en mestook in elektriciteitscentrales)

¹² Stoom EN Gasturbine.

¹³ Warmte-krachtkoppeling.

¹⁴ Bruto genormaliseerd.

is de belangrijkste bron voor hernieuwbare elektriciteitsopwekking (59%). Windenergie neemt 33% voor haar rekening.

Bron	2007	2008	2009	2010	2011
Wind op land ¹⁵	2.862	3.376	3.762	3.737	3.982
Wind op zee	303	549	719	765	743
Waterkracht	99	100	100	101	100
Zonnestroom	36	38	46	60	90
Biomassa (totaal)	4.019	5.149	6.129	7.058	7.040
Totaal hernieuwbaar	7.320	9.212	10.756	11.721	11.955
Totaal elektriciteitsverbruik	122.773	124.053	118.394	120.915	121.984
Aandeel hernieuwbaar	6.2%	7.4%	9.1%	9.7%	9.8%

Tabel 14. Bruto hernieuwbare elektriciteitsproductie in Nederland (mln. kWh) (Bron: CBS, 2011).

De binnenlandse vraag naar duurzaam opgewekte stroom is in 2011 met 6 miljard kWh gestegen ten opzichte van 2010 en kwam uit op ruim 33 miljard kWh (CBS, 2012).

De binnenlandse productie van elektriciteit met behulp van hernieuwbare bronnen was aanzienlijk lager dan de vraag. Om aan de vraag te kunnen voldoen was/is import van duurzame elektriciteit noodzakelijk.

Wind

In 2011 was het opgestelde windvermogen gelijk aan 2,2 GW (2200 MW) (TenneT, 2012). In de periode 2012-2020 zal het geïnstalleerde windvermogen een sterke groei doormaken. Op land wordt circa 2.0 GW aan vermogen toegevoegd en op zee is dit 1,8 GW. Het totaal opgesteld windvermogen in Nederland komt volgens TenneT in 2020 daarmee uit op 6 GW (6000 MW) (TenneT, 2012).

Zon-PV

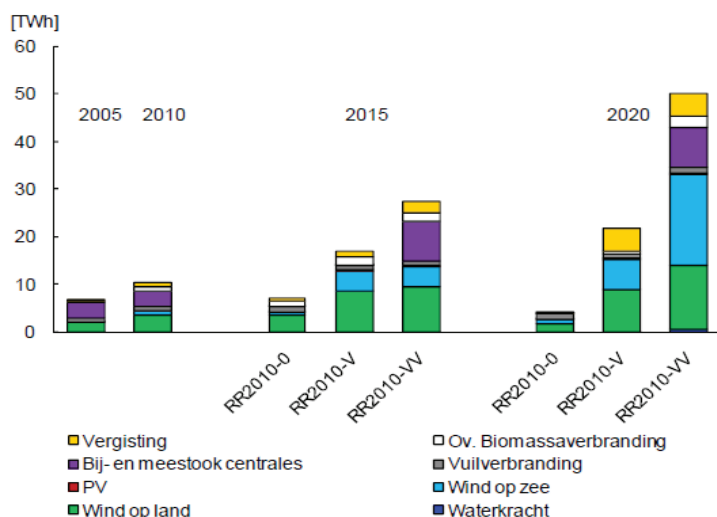
Het geïnstalleerd vermogen zon-PV en bijbehorende elektriciteitsproductie is in de periode 2010-2011 sterk toegenomen (CBS, 2011). Ruim 40 MW werd in deze periode bijgeplaatst, een verdubbeling ten opzichte van 2010. In totaal is het opgestelde vermogen aan zon-PV in Nederland gelijk aan 130 MW. Dit vermogen draagt voor 0,3 procent bij aan het eindverbruik van hernieuwbare energie in Nederland. Onderstaande tabel geeft ontwikkelingen weer in het bijgeplaatste vermogen, totaal opgesteld vermogen en elektriciteitsproductie.

Jaar	Bijgeplaatst vermogen (MW)	Opgesteld vermogen (MW)	Elektriciteitsproductie (mln. kWh)
1990	-	1	0
1995	0,4	2	1
2000	3,6	13	8
2005	1,7	51	34
2006	1,5	52	35
2007	1,4	53	36
2008	4,4	57	38
2009	10,7	68	46
2010	20,7	88	60
2011	43,3	130	90

Tabel 15. Ontwikkelingen Zonnestroom (Bron: CBS, 2011).

¹⁵ Genormaliseerd volgens procedure uit EU Richtlijn Hernieuwbare Energie (2009).

In figuur 6 is de productie van hernieuwbare energie voor een aantal jaren opgenomen. ECN (2010) concludeert dat bij het vastgestelde beleid, de productie groeit tot 15,2% van het elektriciteitsgebruik in 2015. Vanaf 2015 neemt de groei af en loopt het aandeel in 2020 terug naar 13,8%. Volgens ECN zijn de voor de periode 2010-2020 gereserveerde SDE-budgetten (incl. MEP-vrijval) ontoereikend om de lange termijn doelstellingen van het kabinet te kunnen realiseren.



Figuur 6. Elektriciteitsproductie door hernieuwbaar (Bron: ECN, 2010).

4.4 Vermogensurplus

Voor de periode 2013-2019 voorziet TenneT 13 GW aan nieuwbouw van grootschalig productievermogen (vastgesteld). Tabel 9 geeft ontwikkelingen in de binnenlandse vraag naar en aanbod van elektriciteit weer. Binnen het binnenlandse aanbod is een onderscheid gemaakt naar niet-operationeel¹⁶ en operationeel vermogen (fossiel en hernieuwbaar).¹⁷

Uit de kolom vermogenstekort wordt duidelijk dat vanaf 2010 een surplus is ontstaan in het opgestelde vermogen ten opzichte van de binnenlandse vraag. Het vermogensurplus groeit in de periode 2013-2019 naar 11,8 GW. De kolom vermogenstekort *firm* geeft het tekort of surplus in vermogen weer indien de capaciteit 100% beschikbaar is. De laatste kolom geeft het tekort en surplus in vermogen aan wanneer rekening wordt gehouden met de beschikbaarheid van vermogen, rekening houdend met storingskansen, onderhoud en revisie.

Een belangrijke aanname voor het berekende vermogensurplus is de veronderstelde niet-beschikbaarheid van productiefaciliteiten. TenneT stelt vast dat prognoses van producenten omtrent de niet-beschikbaarheid van vermogen afwijken, lager zijn, dan de gerealiseerde niet-beschikbaarheid. Vanwege deze verschillen heeft TenneT een gevoeligheidsanalyse uitgevoerd waarin de niet-beschikbaarheid van vermogen zijn gebaseerd op het historische gemiddelde (TenneT, 2012). Deze analyse maakt duidelijk dat de hogere niet-beschikbaarheid leidt tot een daling van het surplus. In plaats van bijna 12 GW is het *firm* vermogensurplus in 2019 nu ruim 10 GW.

¹⁶ Niet operationeel vermogen betreft vermogen dat niet inzetbaar is vanwege conservering of sloop.

¹⁷ Hernieuwbaar: stromingsbronnen zoals zon-pv, waterkracht, windkracht en opwekvermogen uit afval en biomassa.

Jaar	Vraag (TWh)	Niet operationeel vermogen (GW)	Operationeel vermogen (GW)	Vermogenstekort (firm)	Vermogenstekort (equivalente productiecapaciteit)
2008	119.9	0.0	23.9	0.3	0.4
2009	114.1	0.0	24.2	0.2	0.2
2010	117.1	0.0	25.1	-1.6	-1.9
2011	118.1	0.0	26.6	-2.7	-3.2
2012	117.2	0.6	27.4	-4.5	-5.3
2013	118.7	0.1	30.5	-6.6	-7.9
2016	124.1	0.9	36.3	-9.9	-11.9
2019	129.8	1.5	40.9	-11.8	-14.2

Tabel 16. Overzicht vraag, aanbod en vermogenssurplus elektriciteit (TenneT, 2012).

Omdat onzekerheid bestaat of en wanneer de vastgestelde nieuwbouwplannen ook daadwerkelijk worden gerealiseerd heeft TenneT hiervoor ook een gevoeligheidsanalyse uitgevoerd. (TenneT, 2012) heeft berekend wat het vermogenstekort of -surplus is indien alleen die plannen worden gerealiseerd die zich in de realisatiefase bevinden, het gaat in totaal om 7,3 GW. Uit de resultaten blijkt dat er in de periode 2010-2010 nog steeds sprake is van een *firm* vermogenssurplus (4,9 GW in 2019).

4.5 Interconnectoren; im- en export

Naast het binnenlandse aanbod zijn im- en export ook van belang voor de leveringszekerheid. Voor de im- en export van elektriciteit zijn echter niet alleen verschillen in relatieve prijzen noodzakelijk. Fysieke interconnecties tussen verschillende (buitenlandse) elektriciteitsmarkten bepalen de mogelijkheden tot im- en export van elektriciteit. Al geruime tijd zijn er verbindingen tussen Nederland, Duitsland, België en Frankrijk.

Daarnaast zijn in 2008 verbindingen met Noorwegen (NorNed-kabel, 700 MW) en het Verenigd Koninkrijk (BritNed-kabel, 1.000 MW) operationeel. Ook onderzoeken TenneT en het Deense Energinet.dk de mogelijkheden voor de aanleg van de COBRA Cable tussen Nederland en Denemarken.

Voor de verschillende interconnectoren zijn in tabel 11 het beschikbare vermogen en beslag opgenomen. TenneT heeft de beschikbare import- en exportcapaciteit vergeleken met de productietekorten en surplus (firm). In de kolom *Maximaal beslag* is de uitkomst van deze vergelijking genoteerd, in procenten. Een positief getal in deze kolom geeft aan dat beslag wordt gelegd op importcapaciteit, een negatief getal betekent juist een beslag op exportcapaciteit. In de periode 2011-2019 is sprake van export van elektriciteit (TenneT, 2012).

Jaar	Bel/Duit	NorNed	BritNed	Cobra	Totaal nominaal	Totaal na reducties	Vermogens- Tekort	Maximaal beslag (%) ¹⁸
2011	3.9 GW	0.7 GW	0.0 GW	0.0 GW	4.6 GW	4.2 GW	-2,7 GW	-64
2012	3.9 GW	0.7 GW	1.0 GW	0.0 GW	5.6 GW	5.2 GW	-4,5 GW	-86
2013	3.9 GW	0.7 GW	1.0 GW	0.0 GW	5.6 GW	5.2 GW	-6,6 GW	-127
2016	5.4 GW	0.7 GW	1.0 GW	0.0 GW	7.1 GW	6.6 GW	-9,9 GW	-151
2019	5.4 GW	0.7 GW	1.0 GW	0.7 GW	7.8 GW	7.2 GW	-11,8 GW	-163

Tabel 17. Beschikbare import/export capaciteit en maximaal beslag (TenneT, 2012).¹⁸

¹⁸ Gebaseerd op de basis variant uit TenneT (2012).

Uit analyses van TenneT blijkt dat vanaf 2013 het beschikbare exportpotentieel niet volledig kan worden benut. In 2016 is in de basisvariant sprake van een *firm* vermogenssurplus van 9,9 GW, de beschikbare exportcapaciteit is op dat moment circa 6,6 GW. In 2019 is het niet benutbare exportpotentieel gelijk aan 4,6 GW.

Of het binnenlands vermogenssurplus wordt aangewend voor de export wordt gedeeltelijk bepaald door de beschikbare capaciteit van de interconnectoren. Het is uiteindelijk de situatie op de markt die bepaalt of het vermogenssurplus via de interconnectoren wordt geëxporteerd. In de huidige markt zijn grote schommelingen te zien in de omvang van export- en importstromen.

4.6 Reservefactoren

In de analyse van leveringszekerheid kijkt TenneT ook naar veranderingen in de zogenaamde reservefactoren. De reservefactor is de verhouding tussen het opgestelde vermogen en de maximale vraag (piekvraag).

Jaar	Niet operationeel vermogen	Totaal operationeel vermogen	Vermogen uit stromingsbronnen	Beschikbare importcapaciteit	Piekvraag	Reservefactor		
						1	2	3
2011	0.0 GW	26.6 GW	2.4 GW	4.2 GW	18.3 GW	1.46	1.35	1.58
2012	0.6 GW	27.4 GW	2.5 GW	5.2 GW	18.2 GW	1.51	1.40	1.69
2013	0.1 GW	30.5 GW	2.5 GW	5.2 GW	18.4 GW	1.66	1.55	1.83
2016	0.9 GW	36.3 GW	3.9 GW	6.6 GW	19.2 GW	1.89	1.72	2.06
2019	1.5 GW	40.9 GW	5.6 GW	7.2 GW	20.1 GW	2.03	1.81	2.17

1 Zonder import, stromingsbronnen tellen geheel mee;
 2 Zonder import, stromingsbronnen tellen voor 20% mee;
 3 Importcapaciteit telt geheel mee, stromingsbronnen voor 20%.

Tabel 18. Reservefactoren voor de periode 2011-2019 (Bron: TenneT, 2012).

De reservefactoren laten een zelfde ontwikkeling zien als het productiesurplus en het beslag op de interconnectoren. Er is sprake van een toenemende reservecapaciteit in de periode 2011-2019.

4.7 Ontwikkelingen groothandelsprijzen en energiebelasting

De vraag naar elektriciteit en korte termijn marginale kosten van het aanbod, bepalen de prijs van elektriciteit. ECN (2010) heeft voor verschillende beleidsvarianten, op basis van ontwikkelingen in de prijs van brandstofprijzen en CO₂-prijspaden de gemiddelde groothandelsprijs bepaald. Uit de studie blijkt dat nieuwe gascentrales die in de periode 2009-2012 in gebruik zijn genomen, een drukkend effect hebben op de piekprijzen. Deze piekprijzen lopen in 2020 op tot 70 €/MWh. Nieuwe efficiënte kolencentrales en een CO₂-prijs van 20 €/ton zorgen voor dalprijzen die niet hoger zijn dan 54 €/MWh. Volgens ECN komt de gemiddelde elektriciteitsprijs in 2020 uit op 62 €/MWh (ECN, 2010).

De huidige forwardprijzen¹⁹ voor de groothandelsmarkten in de komende jaren verschillen van de prijzen die ECN voor verschillende beleidsvarianten heeft berekend. De forwardprijzen zijn lager. Bepalend voor dit verschil zijn:

- de hogere brandstofprijzen en CO₂-prijzen in de scenario's;
- de gerealiseerde nieuwbouw in de periode 2009-2011 en de extra capaciteit die de komende periode in gebruik wordt genomen.

¹⁹ Prijzen voor gecontracteerde toekomstige levering van elektriciteit.

Kolenbelasting

Producenten en importeurs van kolen zijn belastingplichtig. Producenten van elektriciteit die kolen als brandstof gebruiken zijn vrijgesteld van deze belasting. Het kabinet wil deze vrijstelling in 2013 afschaffen. Dit betekent dat kolencentrales een stijging in hun brandstofkosten zien van € 13,73 per 1.000 kg kolen. Of deze stijging in de brandstofkosten wordt doorberekend in de groothandelselektriciteitsprijs is afhankelijk van de concurrentie en het aanbod van elektriciteit. Door de toegenomen concurrentie en aanbod op de Noordwest Europese markt ligt het voor de hand dat dit niet zondermeer het geval zal zijn. Het gevolg is dat de brutomarge van kolencentrales daalt en dat niet-rendabele centrales zullen sluiten. De kolenbelasting leidt per saldo waarschijnlijk tot een daling van de elektriciteitsproductie door kolencentrales, die opgevangen zal worden door Nederlandse gascentrales en import (PWC, 2012).

Mark-up

De elektriciteitsprijs die de consument uiteindelijk betaalt, is in het algemeen hoger dan de variabele kosten van de marginale centrale (ECN, 2009). Dit verschil is de zogenaamde mark-up. De hoogte van de mark-up wordt bepaald door de marktform en schaarste in de markt. De mark-up is dus hoger tijdens piekuren dan tijdens de daluren.

De Energiekamer van de Nederlandse Mededingingsautoriteit (NMA) heeft onderzoek gedaan naar de hoogte van de mark-up. Onderstaande tabel geeft een overzicht van de ontwikkeling van de mark-up in de jaren 2006-2009. Het gaat om de mark-up voor elektriciteit verhandeld via de Amsterdam Power Exchange (APEX) en op de onbalansmarkt.

	2006	2007	2008	2009
Mark-up APX	0%	7%	-9%	-4%
Mark-up onbalans	-2%	3%	2%	8%

Tabel 19. Mark-up berekend op APX en onbalansprijzen, gemiddeld piekuren (Bron Energiekamer NMA, 2011).

In 2009 bedroeg de mark-up tijdens piekuren gemiddeld -4%, echter tijdens superpiekuren zijn de mark-ups dusdanig hoog (10%) dat deze de negatieve compenseren (NMA, 2009). Door verdergaande marktintegratie komt de mark-up onder druk en zal waarschijnlijk dalen. In deze studie houden wij 5% aan als gemiddelde mark-up in 2020.

Belastingen

Naast de commodityprijs (prijs exclusief belastingen) betalen consumenten energiebelasting over de afgenomen hoeveelheid elektriciteit. De energiebelasting wordt geheven als heffing per kWh elektriciteit en de hoogte van de heffing is afhankelijk van het gebruik. De heffing bedragen zijn ingedeeld in staffels. Kleinverbruikers vallen in de eerste staffel en betalen ruim 11 eurocent per kWh. In tabel 13 zijn de verschillende staffels en bijbehorende heffing bedragen opgenomen.

Staffel	Van (kWh/j)	Tot (kWh/j)	Bedrag (€/kWh, excl. btw)
1	0	10.000	0,1140
2	10.001	50.000	0.0415
3	50.001	10 mln.	0.0111
4 – zakelijk	10 mln.	-	0.0005
4 – niet-zakelijk	10 mln.	-	0.0010

Tabel 20. Staffels energiebelasting (2012)

Om consumenten met een gemiddeld verbruik deels te compenseren voor de energiebelasting die zij

betalen bestaat er een zogenaamde heffingskorting. Dit is een vast bedrag per aansluiting dat per jaar mag worden verrekend met elektriciteitsrekening. De heffingskorting is per 1 oktober 2012 € 385,53 incl. 21% btw per jaar en is sinds 2009 niet meer geïndexeerd.

Naast energiebelasting betalen consumenten ook belasting toegevoegde waarde (btw) over de afgenomen elektriciteit. Het gaat om 21% van de som de commodityprijs en energiebelasting.

Vanaf 2013 krijgen consumenten te maken met een opslag duurzame energie van € 50 per jaar (Min. EL&I, 2011). Het gaat hier om een heffing geheven over het gebruik van aardgas en elektriciteit. De opbrengsten van deze heffing worden gebruikt voor de verdere stimulering van duurzame energieproductie. (SDE+). Voor kleinverbruikers (tot 10.000 kWh/jaar) is het tarief van de opslag in 2013 gelijk aan € 0,0011. Dit tarief stijgt in 2014 naar € 0,0023 en in 2015 naar € 0,0034.

4.8 Het netwerk

Het elektriciteitsnet in Nederland bestaat uit een transportnet en een distributienet. Het transportnet (hoogspanningsnet) wordt beheerd door TenneT, de distributienetten (midden- en laagspanningsnet) door regionale beheerders zoals Enexis, Liander en Stedin. Een belangrijk deel van dit netwerk is gebouwd in de jaren zestig en zeventig van de vorige eeuw. De levensduur van dergelijke netwerken is ongeveer vijftig jaar. Dit betekent dat grote delen van het elektriciteitsnet op (korte) termijn moeten worden vervangen.

Naast vervangingsinvesteringen zullen netbeheerders, vanwege meerdere redenen, de capaciteit van het netwerk moeten vergroten. Door de levensduur van deze uitbreidingen en vervangingen bepalen zij voor zeer lange tijd de vorm van het netwerk en de mogelijkheden die dit biedt aan, bijvoorbeeld, decentrale elektriciteitsopwekking.

Bepalend voor vervangingen en capaciteitsuitbreiding is de ontwikkeling in de vraag naar en productie van elektriciteit. De locatie (fysiek en plaats in het netwerk) en de energiebron die wordt gebruikt hebben verschillende gevolgen voor de (eisen aan) transport- en distributienetten.

Hieronder worden per net de belangrijkste factoren besproken.

Transportnet

De capaciteit van het transportnet (hoogspanning) wordt bepaald door waar de belasting (vraag naar elektriciteit) zich bevindt (locatie), de omvang van deze belasting en ontwikkelingen hierin (piekbelasting). Daarnaast hebben de locatie (plaats in Nederland en netwerk) en omvang van de (toekomstige) productie een grote invloed op het transportnet. Dit geldt ook voor ontwikkelingen in de im- en export van elektriciteit.

De elektriciteitsbelasting (grootste vraag) is geconcentreerd in het midden en westen van Nederland. Een groei van de elektriciteitsvraag leidt volgens TenneT niet zozeer tot een veranderingen in de locatie van de belasting. Bepalend hiervoor zijn demografische ontwikkelingen. Deze zullen in de periode tot 2030 niet zodanig zijn dat de locatie en omvang van woon- en werkgebieden veranderen. Verschuivingen in belastingen kunnen wel plaatsvinden tussen de drie netten. Zo zal een verdere elektrificatie van het energiegebruik in huishoudens (verwarming en elektrisch vervoer) leiden tot een grotere belasting van midden- en laagspanningsnetten. Een groei in decentrale opwekking kan eenzelfde verschuiving veroorzaken.

De laatste jaren zijn grote veranderingen te zien in de locatie van grootschalige productie (kolen- en

gascentrales). Deze verschuift, vanwege de aanvoer van brandstoffen en de aanwezigheid van koelwater, steeds meer in de richting van de Noordzee en Waddenzee. Door deze ontwikkeling wordt de afstand tussen productie en belastinggebieden (verbruik) groter en moet de capaciteit van het hoogspanningsnet (transportnet) worden vergroot. Ook door de komst van offshore windparken gebeurt dit.

Naast de locatie van grootschalige productie is de ontwikkeling van invoer en export van elektriciteit een belangrijke factor voor het transportnet. Nederland is steeds meer in staat om in de binnenlandse elektriciteitsvraag te voorzien door middel van grootschalige productie, windenergie, wkk, etc. en wordt hierdoor minder afhankelijk van de import van elektriciteit. Nederland is door de groei in productiecapaciteit inmiddels exporteur van elektriciteit geworden. Dit heeft gevolgen voor de capaciteit van de zogenaamde interconnecties met de buitenlandse elektriciteitsnetten.

Ook de groei van duurzame elektriciteitsopwekking in het buitenland heeft gevolgen voor de benodigde capaciteit van de interconnectoren. Dit geldt met name voor het intermitterende karakter van deze vorm van productie. Zo is de afgelopen zomer veel elektriciteit opgewekt met zon-PV vanuit Duitsland op het Nederlandse net gekomen. De interconnectoren ontwikkelen zich van een toegang tot reservecapaciteit naar een transportnetwerk en zullen op termijn vooral fungeren als uitwisselingsnetten.

Decentrale elektriciteitsopwekking heeft gevolgen voor het transportnet (hoogspanningsnet). Dit komt omdat voor decentraal opgewekte elektriciteit lokaal niet altijd voldoende vraag is. Omdat de mogelijkheden tot opslag van elektriciteit beperkt zijn, zal het productieoverschot via het hoogspanningsnet moeten worden getransporteerd naar (verder) gelegen gebieden waar wel vraag is (belasting). Om dit te kunnen realiseren is mogelijk capaciteitsuitbreiding op verbindingen van het laag- en middenspanningsnet met het hoogspanningsnet noodzakelijk.

Distributienetten

Volgens ECN (2008) bepalen de volgende factoren de benodigde capaciteit in het distributienet:

- Ontwikkelingen in belastingen (vraag);
- Ontwikkelingen ten aanzien van decentrale opwekking;
- Mogelijkheden tot afstemmen van aanbod op belasting (opslag en demand side management);
- De plaats van (toekomstige) uitwisseling met het transportnet ten opzichte van de (toekomstige) piekbelasting).

Piekbelasting en elektriciteitsvraag vertonen een sterke correlatie (95%). De te verwachte groei in de elektriciteitsvraag is daarmee een goede indicator voor de toekomstige piekbelasting in het net. Echter, een aantal ontwikkelingen kan de correlatie tussen vraag en piekbelasting verminderen waardoor de verwachte elektriciteitsvraag geen goede indicator meer is voor de piekbelasting:

- Energiebesparing. Door energiebesparing kan de vraag naar elektriciteit minder sterk groeien dan de (piek)belasting van het netwerk.
- De opkomst van nieuwe technologieën, zoals elektrische voertuigen, die voornamelijk in de dalperioden elektriciteit verbruiken. Hierdoor stijgt de elektriciteitsvraag terwijl de piekbelasting niet verandert.
- Demand side management kan leiden tot een reductie in de vraag en hoge prijzen op een bepaald moment. Omdat dit leidt tot een verschuiving van de elektriciteitsvraag in de tijd leidt dit niet tot een afname van de totale vraag.

Door decentrale elektriciteitsproductie komen productie en verbruik dichter bij elkaar te liggen. Dit geldt vooral voor opwekkingsvormen als WKK en zon-PV. Voor windenergie op land en biomassa geldt

dit niet. Deze vormen van opwekking vinden vooral plaats in landelijke gebieden en dus op meer afstand van de belastinggebieden. Of decentrale opwekking productie en verbruik uiteindelijk dichterbij elkaar brengt is afhankelijk van de omvang, marktaandeel, van de verschillende opwekkingsvormen. Gezien het grote aandeel WKK in de huidige elektriciteitsopwekking is de afstand verkleind.

Het uitgangspunt bij de ontwikkeling van distributienetten is de ontwikkeling van de piekbelasting. Decentrale productie leidt er echter toe dat elektriciteit niet langer in één richting door het distributienet stroomt, van hoogspanningsnet via midden- en laagspanningsnet naar eindgebruiker, maar ook andersom. Dit heeft gevolgen voor de stroomkwaliteit en beveiligingen in het net. Daarmee voor aanpassingen.

Studies en scenario's

Verschillende studies zijn uitgevoerd naar ontwikkelingen in en vormgeving van het benodigde elektriciteitsnet:

- WLO (2006): bijlage Energie (MNP/CPB/RPB/ECN) in: Welvaart en Leefomgeving (CPB, MNP/RPB);
- Electricity networks of the future: various roads to a sustainable energy system (Meeuwssen, 2007);
- Impact DG en 'nieuwe belastingen' op het LS-net in bestaande woonwijken (Laborec, 2009);
- Visie 2030 (TenneT, 2010);
- Net voor de toekomst (Netbeheer Nederland, 2011).

In deze studies stond de vraag centraal: hoe ziet de elektriciteitsvoorziening er over 25 en 50 jaar uit en wat betekent dit voor de netwerken en wat betekent dit voor de fasering van vervanging en uitbreiding? Er zijn verschillende scenario's opgesteld en gebruikt om de gevolgen voor het elektriciteitsnet te onderzoeken. De scenario's verschillen ten aanzien van aannamen met betrekking tot ontwikkeling van elektriciteitsvraag, productie en gebruikte energiebronnen. Hierdoor verschillen de scenario's met betrekking tot het aandeel decentraal in de productie van elektriciteit. Dit aandeel varieert van ongeveer 25% tot 60%.

Ondanks de verschillen concluderen de genoemde studies dat grootschalige decentrale productie actief netbeheer noodzakelijk maakt. De netbeheerder stuurt dan stromen door het netwerk om zo vraag en aanbod beter op elkaar te laten aansluiten. Dit betekent dat op bepaalde momenten de op het netwerk aangesloten decentrale productie eenheden en belasting (vraag) door de netbeheerder worden beïnvloed. Actief netbeheer leidt ertoe dat bij een groot aandeel decentrale productie investeringen in netcapaciteit kan worden vermeden. Echter, hiervoor zijn investeringen in zogenaamde slimme netten (smart grids) noodzakelijk.

Volgens ECN (2008) wordt het zicht op de behoefte en transitie naar dergelijke "slimme" distributienetten belemmerd door:

- Onzekerheid over de richting waarin de elektriciteitsmarkt zich ontwikkeld (centrale versus decentrale productie, overcapaciteit, export etc.).
- Onduidelijkheid over de gevolgen voor het netwerk van deze ontwikkelingen.
- Gebrek aan ervaring met betrekking tot innovatieve oplossingen voor afstemming van vraag en aanbod.
- Ontbreken van een gedragen visie m.b.t. de ontwikkeling van toekomstige distributienetten.

Om ervaringen op te doen met werking van slimme netten en de inpassing van decentrale productie zijn verschillende pilots gestart door netbeheerders en de rijksoverheid. Zo beoogt het Innovatieprogramma Intelligente Netten (IPIN) de introductie van dergelijke netten te versnellen door samen met relevante partijen kennis te ontwikkelen en te verspreiden. Binnen het programma zijn twaalf proef-

tuinen gestart waarbinnen geëxperimenteerd wordt met nieuwe technologieën, samenwerkingen etc. Deze proeftuinen hebben nog onvoldoende concrete resultaten opgeleverd die in deze studie als input gebruikt kunnen worden.



5 Decentraal duurzaam nader belicht

5.1 Ontwikkelingen decentraal in Nederland

Berichten in de media schetsen een beeld dat het aantal duurzame lokale energie-initiatieven een grote vlucht neemt. Boon (2012) rapporteert 139 lokale duurzame energiebedrijven. Het overzicht dat de milieufederaties geven (Hier opgewekt) komt uit op 280 initiatieven. In deze overzichten wordt geen onderscheid gemaakt naar initiatiefnemer (burgers, gemeente, ondernemers, etc.) en fase in de ontwikkeling.

In haar essay "Energieke BottomUp in Lage Landen" definieert Schwenke (2012) burgerinitiatieven als volgt: *"burgers die als collectief aan de slag met duurzame energie gaan en zich spontaan organiseren in de vorm van een coöperatie, vereniging of losser samenwerkingsverband"*. Daarnaast maakt Schwenke (2012) voor de indeling van initiatieven gebruik van de volgende classificatie:

- Windcoöperaties;
- Zonnecollectieven;
- Nieuwe Nuts of lokale duurzame energiebedrijven.

Windcoöperaties

De eerste burgerinitiatieven met betrekking tot duurzame energieproductie kwamen in Nederland eind jaren tachtig en begin jaren negentig tot stand. Zij richtten zich voornamelijk op het, in coöperatief verband, bouwen en exploiteren van windmolens. De oudste coöperaties zijn Noordenwind en Kennemerwind. Momenteel zijn vijftien coöperaties bezig met de productie en levering van elektriciteit. De grootste zijn De Windvogel, Deltawind en Zeeuwind. Zij hebben tussen de 1.300 en 2.200 leden.

Naam	Opgesteld vermogen
De Windvogel	4,6 MW
Deltawind	25 MW
Zeeuwind	35 MW
Noordenwind	4 MW
Kennemerwind	13 MW
Limburgse Zuidenwind	9 MW
De Windcentrale	4,6 MW
TOTAAL	95,2 MW

Tabel 21. Wind coöperaties en opgesteld vermogen.

De windcoöperaties produceren elektriciteit met behulp van de hernieuwbare bron wind. De opgewekte stroom wordt door middel van meerjarige contracten verkocht aan elektriciteitsbedrijven zoals Trianel en GreenChoice. Deze verkopen en leveren de stroom aan de eindgebruikers. Windcoöperaties financieren hun projecten met behulp van leningen van leden en vreemd vermogen (van banken, investeringsmaatschappijen, etc.).

Windcoöperaties hebben zich verenigd in verschillende belangenorganisaties zoals de landelijke vereniging Organisatie voor Duurzame Energie (ODE) en de WindUnie. Omdat volgens de interpretatie van de Belastingdienst, de huidige elektriciteitswet zelflevering (salderen) niet toestaat voor windcoöperaties moeten zij energiebelasting en BTW in rekening brengen bij hun klanten. Hierover lopen momenteel juridische procedures. De sector wil dat de wet wordt veranderd zodat zelflevering voor hen mogelijk wordt.

Schwenke (2012) signaleert dat windcoöperaties zich steeds meer ontwikkelen tot lokaal energiebedrijf en dienstverlener. Zo organiseren zij collectieve inkoopacties voor zonnepanelen en geven advies aan nieuwe initiatieven.

Door ruimtelijke beperkingen (ruimtelijke ordening) en NIMBY-activiteiten is verdere uitbreiding van windcoöperaties moeilijk gebleken.

Zonnecollectieven

Met betrekking tot zonnecollectieven hanteert Schwenke (2012) de volgende indeling:

- Wijkinitiatieven;
- Landelijke collectieve inkoopacties;
- Zonne(project)coöperaties.

Vanwege onder meer de dalende prijzen voor zonnepanelen en het geringe rendement van een spaarrekening besluiten individuele huiseigenaren met een geschikt dak om te investeren in zon-PV systemen. In verschillende buurten en wijken hebben burgers de krachten gebundeld. In de wijk Zonhoven in Deventer zijn inmiddels 800 panelen geïnstalleerd op huizen en scholen. In Amersfoort (Soesterkwartier), Castricum en Zwolle zijn ook dergelijke voorbeelden te vinden. Daarnaast investeren Woningbouwcoöperaties en Verenigingen van Eigenaren van appartementencomplexen in zon-PV systemen of hebben plannen.

Naast wijkinitiatieven zijn er verschillende landelijke collectieve inkoopacties voor zon-PV-systemen. Belangrijkste aanjager was de actie WijWillenZon van Urgenda. Door deze actie werden 50.000 panelen afgezet. Andere voorbeelden zijn ZonZoektDak van Stichting Natuur en Milieu en 123Zonnenergie van Vereniging Eigen Huis. Ook wind- en nieuwe energiecoöperaties zoals Zeeuwind, de Windvogel, etc.

organiseren collectieve inkoopacties. Ook de grote gevestigde energieleveranciers, zoals Nuon, Eneco etc. bieden systemen met korting aan.

Omdat niet alle huishoudens in wijken of gemeenten beschikken over een eigen dak of een dak dat geschikt is voor zonnepanelen, zijn er verschillende initiatieven ontstaan om dit probleem op te lossen. Zo worden door PV-systemen van huishoudens elders geplaatst dan op het eigen dak. Bijvoorbeeld, op daken van landbouwbedrijven, opslagloodsen, sporthallen of op land in zogenaamde zonneparken. Essentieel hierbij is dat het eigendom van systeem en locatie zijn gescheiden. Voor dit type projecten wordt vaak de coöperatie als rechtsvorm gekozen. Voorbeelden van dergelijke zonne-coöperaties zijn *De Zonvogel* en *HesselnEnergie*.

De financiering van dergelijke zon-PV projecten komt overeen met die van de windprojecten. Leden stellen vreemd vermogen beschikbaar of nemen een aandeel in de zonne-installatie. Het liefst zien deze coöperaties dat de opgewekte elektriciteit wordt afgenomen door de aandeelhouders of leden. Echter, deze projecten vallen volgens de elektriciteitswet niet onder zelflevering en mogen dus niet salderen ('salderen vóór de meter'). Dit heeft gevolgen voor de rentabiliteit van de projecten. Om deze reden experimenteert een aantal coöperaties met het principe van administratieve zelflevering. Dit betekent dat systemen van particulieren op daken van instellingen zoals scholen, etc. worden geplaatst. Vervolgens worden de uitgespaarde energiekosten van deze instellingen betaald aan de coöperatieleden.

Ook energiebedrijven en netbeheerder zijn actief in de ontwikkeling van dergelijk zon-projecten. Zo vervullen zij de rol van administrateur of helpen bij het opzetten van huur en koopconstructies.

Nieuwe Nuts

Een nieuwe ontwikkeling in decentrale energieopwekking zijn de zogenaamde Nieuwe Nuts. Dit zijn lokale duurzame energie bedrijven/coöperaties die activiteiten ontplooiën op het gebied van (Schwenke, 2012):

- inkoop van duurzame energie;
- lokale productie van duurzame stroom of gas;
- levering van duurzame energie aan de lokale gemeenschap;
- financiering van en participatie in duurzame lokale energieprojecten;
- het bevorderen van energiebesparing.

Nieuwe nuts onderscheiden zich van de wind- en zonnecoöperaties in de zin dat zij zich niet alleen richten op wind en/of zon als hernieuwbare bron. De nieuwe nuts verschillen sterk met betrekking tot de fase in de ontwikkeling. Sommige zijn in de planvormingsfase, andere zijn net opgestart. De grootste nieuwe nuts bevinden zich in het noorden van Nederland, TexelEnergie (3.000 leden en 4.000 klanten) en Grunneger Power (3.500 leden). Het doel van de nieuwe nuts is om zelfstandig lokaal elektriciteit en gas te produceren. Totdat dit doel is bereikt kopen zij duurzame elektriciteit en gas in. Momenteel is de inkoop en levering het belangrijkste onderdeel van de bedrijfsvoering. Belangrijke leveranciers van de nieuwe nuts zijn GreenChoice, Trianel en Anode. Lokale bestuurders zien in de nieuwe nuts ook mogelijkheden om een grote stap te zetten naar (de organisatie van) duurzaam wonen en renoveren.

Samengevat

Burgerinitiatieven op het gebied van de productie van duurzame elektriciteit waren in eerste instantie vooral gericht op de opwekkingstechniek. Zo ontstonden begin jaren tachtig de eerste windcoöperaties. Door ruimtelijke beperkingen en het rendabeler worden van zon-PV is de aandacht van burgers vervolgens verschoven naar het gezamenlijk realiseren van zonneprojecten. De nieuwste ontwikkeling

in decentraal duurzame energieproductie zijn de zogenaamde nieuwe Nuts. Deze beperken zich niet tot een opwekkingstechniek maar willen zich ontwikkelen tot een volwaardig zelfstandig lokaal energiebedrijf. Lokale bestuurders zien in de nieuwe nuts ook mogelijkheden om een grote stap te zetten naar (de organisatie van) duurzaam wonen en renoveren.

Het aantal initiatieven is talrijk en varieert tussen de 140 en 300. Het aandeel van deze initiatieven in de productie van elektriciteit is echter nog gering. Zo draagt het opgestelde vermogen zon-PV voor 0,3 procent bij aan het eindverbruik van hernieuwbare energie in Nederland. De bijdrage van windenergie aan het totale eindverbruik van hernieuwbare energie in Nederland was bijna 20 procent in 2010.

In 2011 was het opgestelde windvermogen gelijk aan 2.200 MW (TenneT, 2012). Ter vergelijking, het opgestelde vermogen van de grootste windcoöperaties (zie tabel 15) is circa 95 MW, ruim 4% van het opgestelde windvermogen.

5.2 Cases decentraal duurzaam

In dit onderzoek is informatie verzameld over een aantal lokale initiatieven voor de opwekking van duurzame elektriciteit. Hiervoor is deskresearch uitgevoerd en diverse interviews gehouden. Mede op basis van de verzamelde informatie is de structuur en input voor de business case (zie hoofdstuk 7) opgesteld en een eerste inventarisatie van effecten gemaakt. In deze paragraaf worden deze initiatieven beschreven.

Naam	Locatie	Jaar van oprichting	Aantal klanten	Type
TexelEnergie	Texel	2007	4.000	Nieuwe nuts
De Windvogel	Nederland	1991	2.500	Windcoöperatie
Lochem Energie	Lochem	2010	250	Nieuwe nuts
VVE Blok 7 IJburg	Amsterdam	2010	64	VVE-initiatief (zon)
Vogelwijk Energie(k)	Den Haag	2009	110	Wijkinitiatief (wind)

Tabel 22. Overzicht initiatieven betrokken in het onderzoek.

TexelEnergie

TexelEnergie is in 2007 opgericht door een groep Texelaars die behoefte had aan een betrouwbare, eigen energieleverancier. Al snel bleek, op en buiten Texel, draagvlak te bestaan voor het initiatief. De onderneming houdt zich bezig met het in- en verkopen van duurzame energie, productie van duurzame energie en het bevorderen van energiebesparing. TexelEnergie levert stroom en gas aan particulieren en bedrijven. Productie van energie vindt plaats onder de leveranciersvergunning²⁰ van Trianel.

De Windvogel

De Windvogel is een coöperatie die landelijk opereert. De leden streven naar een duurzame energievoorziening voor heel Nederland. De coöperatie bezit zes windturbines die gedeeltelijk door de leden zijn gefinancierd. Per jaar produceren deze windmolens gezamenlijk 8.800 MWh, voldoen om te voorzien in de elektriciteitsbehoefte van 2.500 huishoudens. De Windvogel heeft momenteel 2.500 leden. Zij kunnen de "eigen" opgewekte elektriciteit betrekken (zelflevering). Afnemers mogen van de belastingdienst echter geen gebruikmaken van "salderen". Dit komt omdat, in tegenstelling tot elektriciteitsproductie op eigen dak ('salderen achter de meter'), bij productie op afstand energiebelasting en btw in rekening moet worden gebracht aan de afnemer ('salderen voor de meter'). De Windvogel is

²⁰ Energieleveranciers hebben een vergunning nodig om aan consumenten en kleinzakelijke afnemers te mogen leveren. De Energiekamer van de NMa verstrekt die vergunningen nadat gecontroleerd is of een (toekomstige)leverancier aan bepaalde eisen voldoet. Aan deze vergunning zijn ook kosten verbonden.

van mening dat dit onterecht is en vecht dit aan. Op termijn wil De Windvogel alle Nederlandse huishoudens voorzien van duurzame elektriciteit. Hiervoor moeten 1.000 windmolens worden geplaatst. Verder wil de coöperatie doorgroeien naar 100.000 leden. De Windvogel wil haar plannen realiseren zonder subsidies en vindt dat leden die Windvogel-stroom afnemen mogen salderen en dus vrijgesteld zijn van energiebelasting en btw.

Lochem Energie

Lochem Energie wil duurzame energie opwekken en leveren aan haar leden. Het gaat om huishoudens en bedrijven in de gemeente Lochem. De coöperatie wil de overgang van fossiele en nucleaire energiebronnen naar duurzame energiebronnen versnellen. Door deze overgang zijn burgers en bedrijven minder afhankelijk van fossiele energiebronnen, worden emissies verminderd en klimaatverandering tegengegaan. Met concrete projecten wil Lochem Energie aantonen dat duurzame energie de toekomst heeft, ook zonder subsidies. De coöperatie houdt zich bezig met de volgende activiteiten: levering van duurzame elektriciteit en gas, bemiddeling bij aankoop van zonnepanelen, introductie van slimme meters, ontwikkeling van eigen productie (zonnepark, windenergie en waterkracht) en met ondersteuning van nieuwe duurzame (en educatieve) initiatieven in de gemeente Lochem.

VVE Blok 7 IJburg

VVE Blok 7 IJburg in Amsterdam is een Vereniging van Eigenaren die heeft geïnvesteerd in zonnepanelen op het dak van het eigen appartementencomplex. Het doel is om voor eigen gebruik elektriciteit op te wekken. In het appartementencomplex zijn 64 woningen, 44 koop en 20 huurwoningen. Deze laatste woningen zijn van woningbouwcoöperatie Stadgenoot. In 2011 zijn 47 panelen geïnstalleerd met een totaal vermogen van 10.81 kWp. Belangrijkste redenen voor de investering waren het verduurzamen van de energievoorziening en het financiële rendement voor de VVE. De VVE wil niet verder groeien tot een lokaal energiebedrijf.

Vogelwijk Energie(k)

Vogelwijk Energie(k) is een vereniging van bewoners uit de Haagse Vogelwijk. De vereniging streeft duurzaamheid na in het dagelijks leven. Vogelwijk Energie(k) heeft in 2010 geïnvesteerd in een afgeschreven windmolen van Eneco. Deze windmolen staat in Scheveningen. Ruim honderd wijkbewoners hebben geld bijeen gebracht voor de renovatie en het in gebruik nemen van de molen. Eneco heeft de molen in eigendom en geeft de investeerders een korting op de energierekening. Vogelwijk Energie(k) heeft diverse initiatieven genomen om op wijkniveau energiebesparing te bevorderen. De vereniging heeft als doel om van Vogelwijk een CO₂-neutrale wijk te maken. Dit moet in 2030 gerealiseerd zijn. Vogelwijk Energie(k) richt zich naast windenergie daarom ook op zonne-energie, isolatie, slimme meters, warmte-koude opslag en aardwarmte.



6 Nulalternatief en projectalternatief

6.1 Inleiding

In onze analyse gaan we na wat de effecten zijn van interventies, gericht op het stimuleren van de vraag naar decentraal opgewekte duurzame elektriciteit. Om de effecten te bepalen vergelijken we deze interventies (projectalternatieven) met een nulalternatief. In de volgende paragrafen beschrijven we achtereenvolgens de invulling van het nulalternatief, mogelijke interventies en de vertaling daarvan naar een projectalternatief.

6.2 Nulalternatief

Het nulalternatief bevat de ontwikkelingen in de elektriciteitsmarkt in Nederland, zoals we die de komende jaren verwachten en die van invloed zijn op de vraag naar decentraal duurzame elektriciteit. De ontwikkelingen zijn gebaseerd op gepubliceerde (scenario)studies, aangevuld met gesprekken die zijn gevoerd met stakeholders, onderzoek- en adviesorganisaties in deze markt (zie bijlage 1 voor een overzicht). Hierna sommen we puntsgewijs de belangrijkste onderdelen van het nulalternatief op:

- Vraag en aanbod van elektriciteit:
 - De vraag naar elektriciteit in Nederland in de periode tot 2020 is geschetst in hoofdstuk 3 en is onderdeel van het nulalternatief. Dit betekent dat de totale vraag naar elektriciteit in 2020 ruim 130 TWh is. De vraag van huishoudens naar elektriciteit komt in dat jaar uit op 89 PJe. Voor de periode na 2020 gaan we uit van een gemiddelde jaarlijkse stijging van de elektriciteitsvraag van 1,5% en van de prijs van elektriciteit met 4%.
 - De verwachte ontwikkeling van het opgestelde vermogen voor centrale en decentrale productie van elektriciteit in Nederland tot 2020 is beschreven in hoofdstukken 4 en 5 en maken onderdeel uit van het nulalternatief. Het aandeel grijs centraal vermogen bedraagt in 2020 85%, het aandeel duurzaam bedraagt 15%. Voor de periode na 2020 zijn geen prognoses beschikbaar. We gaan ervan uit dat naar behoefte centraal opgesteld vermogen wordt bijgebouwd, afhankelijk van vraag en aanbod op de NWE-markt en het opgebouwde vermogenssurplus tot 2020 in Neder-

land (zie paragraaf 4.3).

- **Beleid, wet- en regelgeving:** in het nulalternatief nemen we alleen het vastgestelde beleid op. Voorgenomen (inter)nationaal beleid, wet- en regelgeving valt dus buiten het nulalternatief. Concreet betekent dit:
 - Een beoogd aandeel duurzame energie in 2020 van 16 procent, te bereiken door een mix van subsidies (SDE+) en mogelijk ook via leveranciers- en bijmengverplichtingen.
 - Continuering van de huidige SDE+ bijdrage per kWh geleverde stroom.
 - Decentraal, duurzaam opwekken van (zonne-)energie waarvoor geen rijkssubsidie wordt ontvangen, wordt fiscaal gestimuleerd door invoering van een verlaagd tarief in de eerste schijf van de energiebelasting op elektriciteit die afkomstig is van coöperaties van particuliere kleinverbruikers, aan deze verbruikers geleverd wordt en in hun nabijheid is opgewekt. Deze wordt lastenneutraal gefinancierd door een generieke verhoging van het reguliere tarief in de eerste schijf van de energiebelasting.²¹
 - Een opslag op de consumentenprijs van elektriciteit voor financiering van de SDE+ regeling (Min. EL&I, 2011).
 - Afschaffing vrijstelling kolenbelasting voor elektriciteitsproducenten (kolencentrales).
 - Geen herziening van de energiebelasting waarbij het tarief gedifferentieerd wordt naar CO₂-inhoud.
- **Elektriciteitsnetwerken:**
 - Introductie van slimme meters en proeftuinen voor slimme netten (IPIN) in de periode 2012-2016.
 - Stapsgewijze investeringen in en uitrol van slimme netten in samenhang met reguliere netwerk (her)investeringen in de periode 2016-2020.
 - Netbeheerders investeren tevens stapsgewijs (reguliere investeringscyclus) in verzwaring van hun netwerken (laagspanning en middenspanning) vanwege:
 - toenemende vraag naar elektriciteit;
 - inpassing van meer hernieuwbare energiebronnen;
 - inpassing van meer decentrale elektriciteitsproductie;
 - verdere integratie van markten in Noordwest Europa en grensoverschrijdend transport van elektriciteit.

6.3 Interventies

Om de vraag naar decentrale, duurzaam opgewekte elektriciteit te stimuleren zijn verschillende, financiële en niet-financiële interventies mogelijk.

Financiële interventies	Niet-financiële interventies
Verruiming toestaan van saldering vóór de meter	Leveranciersverplichting duurzame energie
(Verdergaande) differentiatie van de energiebelasting t.g.v. decentraal duurzaam opgewekte elektriciteit ²²	Vereenvoudigen overstap naar decentrale energieleverancier
Verruimen van de SDE+ regeling (verhoging bijdrage per kWh)	Versnelling introductie/uitrol slimme netten
Hogere feed-in tarieven voor terug levering aan netwerk	

Tabel 23. Soorten interventies.

In overleg met de begeleidingsgroep is door ons een nadere inperking gemaakt tot de categorie *financiële interventies*. Overwegingen hierbij zijn geweest:

- De leveranciersverplichting om een zeker minimum aan duurzame energie binnen Nederland op te

²¹ Bron: Regeerakkoord kabinet Rutte II (oktober 2012).

²² Deze interventie bouwt feitelijk voort op de in het regeerakkoord Rutte II ingeslagen weg van stimulering en is ook in de geest van de in voorbereiding zijnde EU-energiebelasting richtlijn, waarbij de CO₂-inhoud bepalend is voor de hoogte van het tarief.

wekken, heeft primair betrekking op centraal duurzame opwekking²³.

- Het overstappen tussen energieleveranciers gebeurt al in ruime mate. Hiertegenover staat dat decentrale initiatieven wel melding maken van een drempel bij geïnteresseerde huishoudens om feitelijk klant te worden. Desalniettemin wordt het faciliteren van aanmelding bij decentrale initiatieven gezien als (te) weinig meerwaarde voor een interventie.
- Slimme netwerken worden gezien als faciliterend, maar niet per se noodzakelijk voor een (snellere) groei van decentrale opwekking. Daarnaast is het investeren in dergelijke netten primair een zaak van de netbeheerders, niet van de overheid.

Financiële interventies: omvang benodigde prijsprikkel

Een gunstiger prijsverhouding tussen (decentrale) duurzame elektriciteit en grijze elektriciteit is naar verwachting het belangrijkste mechanisme om een groter marktaandeel van (decentraal) duurzaam binnen de elektriciteitsvoorziening voor huishoudens te bereiken. De ervaringen met het creëren van prijsverschillen tussen fossiele en hernieuwbare energie, zoals momenteel in Duitsland en eerder in Nederland met de Regulerende Energiebelasting, geven voldoende aanleiding voor deze verwachting.

Bij de introductie van de Regulerende Energiebelasting in Nederland in 1996 was groene stroom vrijgesteld van belasting. Het voordeel voor groene stroomgebruikers vanwege deze ecotaks korting bedroeg oorspronkelijk 2,9 eurocent per kWh. Buitenlandse producenten mochten echter vanwege EU-regels niet worden uitgesloten, waardoor veel Nederlands belastinggeld naar het buitenland wegvloede, zonder dat per saldo meer duurzame elektriciteit in Nederland werd opgewekt. In 2004 is deze regeling daarom afgebouwd en per 1 januari 2005 helemaal afgeschaft.²⁴

In Duitsland is als gevolg van de introductie in 2008 van de stimuleringsregeling Erneubare Energien Gesetz (EEG) het aandeel duurzaam opgewekte elektriciteit in 2012 gestegen tot 25%, waarvan wind en zon circa 15%-punten innemen.²⁵ De EEG regelt dat de afname van elektriciteit, opgewekt uit duurzame bronnen, 'voorrang' krijgt boven elektriciteit uit fossiele bronnen, waarbij ook een vaste vergoeding betaald wordt (feed-in tarief). Deze gegarandeerde feed-in tarieven variëren afhankelijk van energiebron, vermogen en aandeel eigen gebruik van circa 9 ct/kWh voor wind tot 15 à 30 ct/kWh voor zon-PV-installaties. Garanties worden afgegeven voor een periode van 20 jaar per installatie en de regeling staat open voor iedereen (burgers en bedrijven).

De financiële interventies zijn erop gericht om het huidige prijsverschil tussen grijze (fossiele) elektriciteit en decentraal duurzaam opgewekte elektriciteit weg te nemen zodat een marktaandeel van 50% van decentraal duurzaam opgewekte elektriciteit binnen het segment huishoudens in 2020 bereikt kan worden. In de business case berekenen wij welk prijsverschil daartoe overbrugd moet worden, afhankelijk van de gekozen energiedrager. De (fiscale) effecten per uitvoeringsvorm kunnen echter van elkaar verschillen. Deze zullen we daarom ook belichten.

6.4 Projectalternatief en -varianten

Projectalternatief

Als projectalternatief in deze studie definiëren we: een toename van het marktaandeel decentraal duurzaam opgewekte elektriciteit binnen het segment huishoudens tot 50% in 2020. Deze toename

²³ Centrale energieproducenten zouden (deels) aan deze verplichting kunnen voldoen door het kopen van duurzame energiecertificaten van decentrale initiatieven (Garantie van Oorsprong certificaten). Indirect wordt dus met deze maatregel wel een prijsprikkel gecreëerd, waarvan decentrale initiatieven kunnen profiteren.

²⁴ Bron: <http://www.energiewereld.nl/nieuws/reb-op-groene-stroom-verdwijnt.aspx>.

²⁵ Bron: www.duurzaambedrijfsleven.nl (6/8/2012) en http://www.erneuerbare-energien.de/files/english/pdf/application/pdf/eeg_2009_verguetungsdegression_en_bf.pdf.

van het marktaandeel decentraal duurzaam gaat ten koste van het aandeel centraal fossiel in het segment huishoudens. Dit vanuit de overweging dat in eerste instantie de centrale productie eenheden met de hoogste marginale kosten per kWh minder ingezet zullen worden. Dit zijn productie eenheden met fossiele brandstof.

Varianten

De toename van het bovengenoemde marktaandeel duurzame decentrale opwekking is mogelijk op basis van meerdere duurzame energiedragers. Gegeven de afbakening in deze studie tot zon en wind, zijn als varianten onderscheiden:

- Opwekking met behulp van windenergie;
- Opwekking met behulp van zon-PV systemen op individuele daken (zon-PV op eigen dak);
- Opwekking met behulp van collectieve zon-PV systemen op publieke daken;
- Opwekking met behulp van collectieve zon-PV systemen in zonneparken.

Het uiteindelijke aandeel van deze energiedragers in de energiemix is afhankelijk van enerzijds de kostprijs per kWh en anderzijds ruimtelijke beperkingen. In het geval van een investeringsvolgorde uitsluitend op basis van *marginale kosten* zal de rangorde bij de 'invulling' van het aandeel lokaal duurzaam opgewekte elektriciteit zijn: 1) wind, 2) zon-PV eigen dak, 3) zon-PV collectieve daken en 4) zonneparken (zie ook de resultaten van de business case in hoofdstuk 8.1).

Bij een voortzetting van de huidige ruimtelijke beperkingen ten aanzien van wind op land, zullen naar verwachting echter eerst de zonne-alternatieven aan snee komen en wind pas in de laatste plaats. In de analyse richten we ons evenwel op de effecten van de individuele energiesystemen en houden we vooralsnog geen rekening met deze beperkingen.



7 Uitgangspunten voor de analyse van effecten

7.1 Inleiding

We analyseren de effecten van de projectalternatieven en –varianten op meerdere wijzen en ruimtelijke schaalniveaus, namelijk:

- business case (lokaal niveau);
- MKBA (lokaal en nationaal niveau).

De business case richt zich uitsluitend op de financieel-economische haalbaarheid van een lokaal energie initiatief voor een wijk of dorp met 5.000 inwoners. De MKBA is breder van opzet en analyseert de maatschappelijke kosten en baten van de projectalternatieven, dus inclusief de effecten die niet direct financieel ten laste of ten gunste komen van de afzonderlijke energie initiatieven.

7.2 Business case

De business case richt zich op de financieel-economische haalbaarheid van decentrale duurzame elektriciteitsproductie op het niveau van een lokaal initiatief. In de business case onderscheiden we kosten en opbrengsten per energiedrager. De bijbehorende technische en financiële waarden zijn afkomstig van eerdere haalbaarheidsstudies en uit gesprekken met lokale energie coöperaties, zoals opgenomen in bijlage 1.

Belangrijk voor de business case van een lokaal initiatief (coöperatie) is de vraag naar lokaal opgewekte duurzame elektriciteit. In onderstaande tabel zijn de 5.000 huishoudens uitgesplitst naar klasse. Per klasse is het elektriciteitsverbruik opgenomen in 2011. Het totale elektriciteitsverbruik in de lokale gemeenschap komt uit op 14.845 MWh per jaar. Uitgaande van een jaarlijkse stijging in het verbruik van 1,5% komt de elektriciteitsvraag in 2020 uit op 16.974 MWh per jaar.

Type huishouden	Aandeel	Aantal	Totaal verbruik in 2011 (MWh/jaar)	Gemiddeld verbruik in 2020 (MWh)	Totaal verbruik in 2020 (MWh/jaar)
Eenpersoonshuishouden	36%	1.800	3.780	2,4	4.320
Tweepersoonshuishouden	33%	1.650	3.960	2,7	4.521
Driepersoonshuishouden	12%	600	2.460	4,7	2.820
Vierpersoonshuishouden	13%	650	3.055	5,4	3.491
Vijfpersonen of meer	6%	300	1.590	6,1	1.830
Totaal verbruik			14.845		16.982

Tabel 24. Huishoudens en elektriciteitsverbruik (Bron: CBS, StatLine 2012).

In het nulalternatief, zonder coöperatie, wordt dit verbruik opgewekt met behulp van de huidige energiemix (15% centraal duurzaam vermogen en 85% centraal "grijs" vermogen). Het projectalternatief is een gewijzigde energiemix, namelijk 50% van dit verbruik (8.487 MWh per jaar) met behulp van decentraal duurzaam op te wekken. Deze toename van decentraal duurzaam gaat ten koste van het aandeel centraal grijs. Echter, uit gesprekken met lokale initiatieven is gebleken dat leden door deelname meer bewust worden van hun verbruik, waardoor sprake is van energiebesparing. Hier rekenen wij met een besparing van 5%.

Uitgangspunt voor de coöperatie is daarmee een vraag naar elektriciteit van 8.066 MWh in 2020 met een jaarlijkse stijging van 1,5% in de periode daarna. De totale elektriciteitsvraag die decentraal moet worden opgewekt komt in 2045 uit op 11.880 MWh. Dit betekent dat de coöperatie 6 MW aan windvermogen²⁶ of 14-16 MW aan zonnepanelen²⁷ moet opstellen.

7.2.1 Productie van decentrale duurzame elektriciteit

Investerings-, beheer- en onderhoudskosten

Om deze elektriciteitsvraag decentraal te produceren kan gebruik worden gemaakt van verschillende opwekkingsystemen op verschillende locaties:

- Opwekking met behulp van windenergie (coöperatie);
- Opwekking met behulp van zon-PV systemen op individuele daken (zon-pv op eigen dak);
- Opwekking met behulp van collectieve zon-PV systemen op publieke daken (coöperatie);
- Opwekking met behulp van collectieve zon-PV systemen in zonneparken (coöperatie).

Investeringskosten

Onderstaande tabel geeft per alternatief een overzicht van de benodigde investeringen en bijbehorende kostprijzen.

Investering	Windenergie	Zon-pv eigen dak	Zon-pv publieke daken	Zonnepark
Productievermogen	€ 1,287 mln./MW	€ 1,2 mln./MW	€ 1,2 mln./MW	€ 1,2 mln./MW
Bouwleges	65.000	-	-	65.000

Tabel 25. Investeringskosten van decentraal duurzame elektriciteitsproductie

Momenteel liggen de kosten van een windmolen op circa € 1,4 mln. per MW, gerelateerd aan een windmolen van 3MW. De verwachting is dat deze kostprijs de komende vijf tot tien zal dalen. NODE²⁸ spreekt over een daling van 30 tot 50% als gevolg van verbeterde turbinetechnieken. Of de kostprijsreductie daadwerkelijk optreedt, hangt sterk af van de ontwikkeling van de staalprijs. Voor de business hanteren we een conservatieve aanname en rekenen met een kostprijsreductie van 10%.

²⁶ Uitgaande van 90% beschikbaarheid en 2.200 vollasturen.

²⁷ Uitgaande van 90% rendement en 850 vollasturen (zon-pv op daken) resp. 1.000 vollasturen (zonnepark).

²⁸ Nederlands Onderzoekplatform Duurzame Energievoorziening.

Voor zonnepanelen wordt ook een kostprijsreductie verwacht. Stichting Monitoring Zonnestroom (2012) heeft voor Agentschap NL een analyse gemaakt van de kostprijsontwikkeling van PV-systemen. De huidige prijs is € 1,53 per Wp (systeem met omvang tussen 5 tot 50 kWp). De analyse maakt duidelijk dat in de periode oktober 2011-april 2012 de prijzen voor PV-systemen zijn gedaald met 20 tot 30%. Deze prijsdaling wordt deels veroorzaakt door verbeterde productietechnieken (efficiency). Maar, de huidige overcapaciteit in de productie heeft ook geleid tot het aanbieden van zonnepanelen op de Europese markt tegen zeer lage prijzen. Het is te voorzien dat deze overcapaciteit uiteindelijk verdwijnt en de prijsdaling op lange termijn niet meer zo groot zal zijn. In deze business case nemen wij aan dat de kosten van zonnepanelen (systeem en installatie) in de periode 2012-2020 zullen dalen met 20% en uitkomen op € 1,20 per Wp (€ 1,2 mln./MW).²⁹

Beheer- en onderhoudskosten

Naast investeringen maakt de coöperatie kosten voor het beheer en onderhoud van het productiemiddel, dit zijn jaarlijks terugkerende kosten. In onderstaande tabel zijn deze posten en bijbehorende kostprijzen weergegeven. Enkele van deze posten bespreken wij hieronder.

Kostensoort	Windenergie	Zon-PV eigen dak	Zon-pv publieke daken	Zonnepark
Grond	€ 14.000 per MW	-	-	€ 1.000 Ha/Jaar ³⁰
Grootonderhoud		-	-	2% van investeringen
Jaarlijks onderhoud	€ 11 per MWh	€ 5 per MW	€ 5 per MW	€ 5 per MW
Beheerskosten	.. ³¹	-	-	€ 1.000 Euro per ha
Aansluiting systeem op netwerk	€ 11.000 MW/Jaar	-	-	€ 11.000 MW/Jaar
OZB	0,094% van investeringen	-	-	0,094% van investeringen

Tabel 26. Jaarlijkse beheer- en onderhoudskosten

In alternatieven is er naast de kosten voor de aanschaf van systemen ook grond nodig waarop deze worden geplaatst. Voor windmolens houden we een jaarlijkse pachtprijs van € 14.000 per MW aan. De jaarlijkse kosten voor de pacht grond komen dan uit op € 84.000 per jaar. Voor het bepalen van de jaarlijkse grondkosten voor het zonnepark is het noodzakelijk om de behoefte aan ruimte te bepalen. Uit eerdere studies blijkt dat voor iedere 1,5 MW aan zonnepanelen 1 ha grond nodig is. Dit is de bruto behoefte aan grond, vanwege de benodigde ruimte tussen de panelen dient het dubbele gepacht te worden. In totaal is voor het zonnepark circa 20 ha aan grond nodig, de jaarlijkse grondkosten voor het zonnepark zijn dan gelijk aan € 18.000.

Voor de levering van de opgewekte elektriciteit aan het netwerk dit de productiefaciliteit te worden aangesloten op het netwerk. Hiervoor brengen de netbeheerders voor de alternatieven Windenergie en Zonnepark jaarlijks kosten in rekening. Het gaat om € 11.000 per MW per jaar.

Financiering, subsidies en fiscale regelingen

Voor de benodigde investeringen is financiering noodzakelijk. Het uitgangspunt in deze business case is dat het project geheel met vreemd vermogen wordt gefinancierd tegen een rente van 5% per jaar.

De overheid stimuleert op verschillende manieren duurzame (decentrale) elektriciteitsproductie. Zo mogen coöperaties gebruik maken van de *Energie Investering Aftrek*. Gedurende een aantal jaren

²⁹ Daarbij veronderstellen we dat het rendement van zon op (eigen) dak gelijk is aan dat van een zonnepark. In de praktijk zal dit waarschijnlijk niet het geval zijn door ligging, schaduwwerking etc. In het business case model kan dit per variant eenvoudig worden aangepast.

³⁰ Pachtprijs voor landbouwgrond.

³¹ Beheerkosten zijn opgenomen in onderhoudskosten van de windmolen.

mogen bedrijven en instellingen die investeren in energiebesparende technieken en duurzame energie een deel van de investeringen (41,5%) aftrekken van de fiscale winst. Het belastingvoordeel dat ontstaat, is ongeveer 11% van de investeringskosten. Daarnaast stimuleert de overheid investeringen in duurzame energieopwekking door middel van de SDE+ regeling³².

In onderstaande tabel is per alternatief aangegeven of er gebruik wordt gemaakt van de SDE+ en EIA en de in de studie gebruikte bedragen.

	Windenergie	Zon-PV op eigen dak	Zon-PV op publieke daken	Zonnepark
EIA	11% van investeringen	-	11% van investeringen	11% van investeringen
SDE+ ³³	€ 0,062 per kWh	-, ³⁴	-	€ 0,093 per kWh ³⁵

Tabel 27. EIA en SDE+ in de alternatieven.

Kostprijs van de verschillende opwekkingstechnieken

Op basis van de benodigde elektriciteit en bovengenoemde kosten kan de kostprijs van de verschillende vormen van elektriciteitsproductie worden berekend. Hierbij zijn de volgende uitgangspunten gehanteerd:

- Het project heeft een levensduur van 25 jaar;
- Inflatie (algemene prijsstijging) van 2% per jaar;
- Discontovoet (rekenrente) van 5,5%.³⁶

	Windenergie	Zon-PV eigen dak	Zon-PV op publieke daken	Zonnepark
Investeringen	€ 7,2 mln. ³⁷	€ 19,2 mln.	€ 17,8 mln.	€ 15,6 mln.
Operationele kosten (NCW)	€ 4,4 mln.	€ 1,0 mln.	€ 1,0 mln.	€ 10,0 mln.
SDE+ opbrengsten (NCW)	€ 4,6 mln.	-	-	€ 10,0 mln.
Productie ³⁸	297.000 MWh	306.000 MWh	306.000 MWh	315.000 MWh
Productie NCW ³⁹	159.358 MWh	164.187 MWh	164.187 MWh	169.016 MWh
Kostprijs (excl. SDE+)	€ 72,48 per MWh	€ 123,13 per MWh	€ 114,55 per MWh	€ 151,40 per MWh
Kostprijs (inclusief SDE+)	€ 43,71 per MWh	€ 123,13 per MWh	€ 114,55 per MWh	€ 92,06 per MWh

Tabel 28. Kostprijzen per alternatief.

In tabel 28 zijn de kostprijzen van verschillende alternatieven weergegeven. Een nadere toelichting resp. opbouw van deze kostprijzen is te vinden in bijlage 3.

In hoofdstuk 4.7 is de ontwikkeling van de gemiddelde groothandelsprijs van grijze stroom besproken. ECN (2010) verwacht dat deze in 2020 uitkomt op € 62 per MWh. Als we de kostprijzen in tabel 28 vergelijken met deze groothandelsprijs dan wordt duidelijk dat geen enkele vorm van (decentraal)

³² Stimulering Duurzame Energieproductie.

³³ Hier is aangenomen dat de coöperatie deelneemt aan Fase 3 (wind) of Fase 5 (zon) van de SDE+. Hoewel de kans op toekenning van de subsidie daardoor afneemt is in deze business case aangenomen dat de subsidie toch wordt verkregen.

³⁴ Kleinverbruikers aansluitingen (3 * 80 ampère) mogen niet deelnemen aan de SDE+ regeling.

³⁵ Gedurende 15 jaar krijgt het initiatief een subsidie per geproduceerde kWh (€ 0,12 voor wind en € 0,15 voor zon) hiervan wordt een correctiebedrag afgetrokken (€ 0,058 of € 0,057 in 2012). Het correctiebedrag is gekoppeld aan de energieprijzen. In de business case stijgt het correctiebedrag met de inflatie van de energieprijzen. Het subsidiebedrag stijgt niet.

³⁶ De discontovoet wordt gebruikt om kosten en opbrengsten die op verschillende momenten in de tijd voorkomen vergelijkbaar te maken.

³⁷ In dit bedrag is de EIA opgenomen.

³⁸ Het benodigde vermogen voor productie van het lokale gebruik is afgerond naar hele eenheden MW hierdoor verschilt de productie per alternatief. Het overschot wordt geleverd aan het net.

³⁹ Om een kostprijs te bepalen moeten de verdisconteerde kosten gedeeld worden door de verdisconteerde productie. Vanwege de tijds waarde is deze laatste lager dan de totale productie over de levensduur van het project.

duurzame stroomproductie concurrerend is. Bij continuering van de huidige SDE+ regeling, is de kostprijs van windenergie wel lager dan die van grijze stroom.⁴⁰ Toepassing van de SDE+ regeling bij zonneparken leidt nog steeds niet tot een concurrerende kostprijs.

7.2.2 Verbruik van decentraal duurzaam opgewekte elektriciteit

Om te kunnen bepalen of decentrale duurzame elektriciteitsopwekking financieel rendabel is voor het dorp met 5.000 huishoudens is het van belang om niet alleen de kostprijzen van productie te beschouwen maar, ook de opbrengsten en (vermeden) overige kosten zoals belastingen. De analyse wordt uitgevoerd voor de gehele levensduur van het project, 25 jaar.

Zoals eerder aangegeven wordt 50% van het elektriciteitsverbruik van de 5.000 huishoudens decentraal geproduceerd. Dit betekent dat in alle alternatieven "grijze" stroom wordt verbruikt.

In het nulalternatief wordt 16.982 MWh in 2020 geleverd aan het dorp tegen een leveringstarief van € 0,0825. In alle projectalternatieven gaat het om 8.491 MWh per jaar centraal opgewekte elektriciteit en 8.066 MWh decentraal. Op basis van deze verbruikscijfers kunnen kan voor het jaar 2020 een overzicht gemaakt worden van de totale kosten die de 5.000 huishoudens maken voor de levering van elektriciteit in de verschillende alternatieven. Voor de berekening is aangenomen dat de coöperatie, behalve voor zon-PV eigen dak, een opslag heeft van 5% op de kostprijs. Daarnaast is verondersteld dat het tarief van de energiebelasting gelijk is aan € 0,114 per kWh (huidig tarief) en dat 21% btw wordt geheven over het leveringstarief en de energiebelasting. Bovendien is als uitgangspunt genomen dat alleen het alternatief *Zon-PV eigen dak* gebruik mag maken van salderen en dus vrijgesteld is van energiebelasting en btw.

De volgende tabel geeft een overzicht van de verschillende kostencomponenten. Uit de tabel valt op te maken dat de alternatieven *Windenergie*, *Zonnepark* en *Zon-PV eigen dak* lagere kosten hebben dan het nulalternatief waarin met de huidige energiemix elektriciteit wordt opgewekt. De kosten van *Windenergie* zijn laag omdat de kostprijs per kWh (inclusief SDE+) lager is dan in het nulalternatief. *Zon-PV eigen dak* heeft de laagste kosten. Dit komt omdat door zelflevering de afnemers geen energiebelasting en btw verschuldigd zijn. De verbruikskosten van *zon-PV publiek* is hoger dan het nulalternatief, want er is geen vrijstelling van energiebelasting en btw. Ondanks een hogere kostprijs per MWh, is decentrale duurzame elektriciteitsproductie door verschillende fiscale maatregelen (EIA, SDE+ en salderen) toch rendabel voor het initiatief.

⁴⁰ Deze tarieven zijn niet gelijk aan het leveringstarief (excl. energiebelasting en btw) dat de consument moet betalen.

	Nul- alternatief	Wind- energie	Zon-PV eigen dak	Zon-PV publiek	Zonnepark
Verbruik centraal in 2020 (MWh)	16.982	8.491	8.491	8.491	8.491
Tarief (Euro/MWh)	82,50	82,50	82,50	82,50	82,50
Kosten levering centraal	€ 1,40 mln.	€ 0,70 mln.	€ 0,70 mln.	€ 0,70 mln.	€ 0,70 mln.
Energiebelasting	€ 1,94 mln.	€ 0,97 mln.	€ 0,97 mln.	€ 0,97 mln.	€ 0,97 mln.
BTW centrale levering	€ 0,70 mln.	€ 0,35 mln.	€ 0,35 mln.	€ 0,35 mln.	€ 0,35 mln.
Totale kosten centrale levering	€ 4,04 mln.	€ 2,02 mln.	€ 2,02 mln.	€ 2,02 mln.	€ 2,02 mln.
Productie decentraal (MWh)	-	11.880	12.240	12.240	12.600
Verbruik decentraal in 2020 (MWh)	-	8.066	8.066	8.066	8.066
Leveringstarief (Euro/MWh)	-	45,89	123,13	120,28	96,66
Kosten levering decentraal	-	€ 0,37 mln.	€ 0,99 mln.	€ 0,97 mln.	€ 0,78 mln.
Feed-in opbrengsten	-	€ 0,18 mln.	€ 0,19 mln.	€ 0,19 mln.	€ 0,21 mln.
Energiebelasting	-	€ 0,92 mln.	-	€ 0,92 mln.	€ 0,92 mln.
BTW	-	€ 0,27 mln.	-	€ 0,40 mln.	€ 0,36 mln.
Totale kosten decentrale levering	-	€ 1,39 mln.	€ 0,80 mln.	€ 2,10 mln.	€ 1,85 mln.
Totale kosten	€ 4,04 mln.	€ 3,40 mln.	€ 2,82 mln.	€ 4,11 mln.	€ 3,87 mln.

Tabel 29. Totale kosten van elektriciteitsverbruik in de verschillende alternatieven.

De bovenstaande business case resultaten voor de basissituatie worden in paragraaf 8.1 uitgebreid met de effecten van de verschillende interventies.

7.3 Maatschappelijke kosten-batenanalyse

7.3.1 Beschrijving en waardering van effecten

De maatschappelijke kosten-batenanalyse (MKBA) richt zich op de brede, maatschappelijke effecten van de projectalternatieven. Daarbij zijn inbegrepen de financieel-economische effecten, zoals ook in de business case aan de orde komt. In de MKBA zijn de volgende uitgangspunten gehanteerd.

Algemeen

Aan de basis van vrijwel alle berekeningen staat de benodigde omvang van de decentrale duurzame productie van elektriciteit, via zon of wind. Conform het uitgangspunt in de studie hanteren we 50% van de in 2020 verwachte elektriciteitsvraag van huishoudens in Nederland. Dit komt neer op 50% van 90 PJ of – omgerekend – 25 mln. MWh, derhalve 12,5 mln. MWh aan decentraal duurzame productie. Deze omvang loopt op conform de verwachte groei van de elektriciteitsvraag met 1,5% per jaar tot 2045, het laatste zichtjaar in onze analyse.

Investerings decentrale duurzame elektriciteitsproductie

De benodigde investeringen zijn gebaseerd op de kostprijsvariabelen die in de business case zijn bepaald voor wind resp. zon-PV, in combinatie met de omvang van de decentrale elektriciteitsvraag waarin moet worden voorzien. Voor deze vraag is door ons uitgegaan van de geraamde behoefte in het jaar 2045. De investeringssom in decentrale duurzame opwekking is dus voldoende om 50% van de elektriciteitsvraag van huishoudens in 2045 te kunnen afdekken.

Onderhoud, beheer en exploitatie

Voor de bepaling van de kosten van onderhoud, beheer en onderhoud van decentrale duurzame elektriciteitsproductie is eenzelfde werkwijze gevolgd als bij bovengenoemde investeringen.

Leveringszekerheid

Om een verschuiving naar decentraal duurzame opwekking mogelijk te maken, moet ook voorzien worden in de onbalans die dit met zich meebrengt. Immers wind en zon zijn niet altijd beschikbaar; ze fluctueren naar dag/nacht en seizoenen. Het CPB houdt in de Routekaart 2050 een vuistregel aan van circa 25% centraal (fossiel gestookt) vermogen: 1 GW aan duurzame opwekkingscapaciteit (wind en zon-PV) vergt 0,24 GW aan onbalansvermogen⁴¹. Frontier Economics veronderstelt een benodigde reservecapaciteit van circa 1:10 bij grootschalige wind op zeeparken. Wij gaan ervan uit dat het onbalansvermogen bij zon-PV aanmerkelijk groter is dan bij wind. Daarom hanteren wij voor wind een toeslagfactor voor onbalans van 10% en voor zon-PV 25% per eenheid opgesteld vermogen. Gegeven het vermogenoverschot in Nederland (zie paragraaf 4.4) en de importmogelijkheden op de Noordwest Europese energiemarkt, gaan we ervan uit dat geen nieuw centraal vermogen hoeft te worden bijgebouwd. We volstaan daarom met de marginale kosten per kWh van het aanwezige centraal opgestelde vermogen.

Vermeden netverliezen

Door een groter aandeel decentraal duurzame opwekking hoeft minder elektriciteit over de hoogspannings- en middenspanningsnetten te worden getransporteerd. Aangezien transport met spanningsverlies gepaard gaat (voor 100% output aan de uiteinden van het netwerk moet circa 110% input geleverd worden), betekent minder transport ook minder transportverliezen. Deze baten treden op bij de netbeheerders. In de MKBA waarden we – conform de zienswijze van Netbeheer Nederland - de besparingen op transportverliezen met 5,6% van de waarde van de stroom (leveringstarief) opgewekt met het geïnstalleerde decentraal duurzame vermogen.

Aanpassen laag- en middenspanningnetten

De verwachting is dat aanvullende resp. versnelde verzwaring van de laag- en middenspanningnetten nodig zal zijn om voldoende capaciteit te hebben voor het faciliteren van teruglevering van decentraal opgewekte stroom aan het centrale net. Dit zijn investeringen die bovenop de reeds geplande netwerkverzwaring in het referentiealternatief komen. We gaan ervan uit dat deze additionele kosten omgeslagen worden over de gebruikers van decentrale duurzame elektriciteit door middel van een verhoging van de aansluitkosten van de betreffende huishoudens met 10%. In de analyse is geen rekening gehouden met eventuele (vermeden) verzwaring van het hoogspanningsnet.

Voorzieningszekerheid

Door een groter aandeel van decentrale duurzame elektriciteitsopwekking verbreedt resp. verbetert de portfolio van energiebronnen. Dit heeft tot gevolg dat de structurele (langere termijn) voorzieningszekerheid van elektriciteit in Nederland toeneemt. De waardering van dit effect doen we op eenzelfde wijze als toegepast door het Centraal Planbureau, namelijk door een verlaging van de risicopremie behorend bij de maatschappelijke discontovoet: deze gaat van 3% naar 2% voor de baten van het projectalternatief.⁴² Hierdoor tellen de toekomstige batenstromen van het projectalternatief zwaarder mee in het MKBA-resultaat.

Vermeden opwekkingskosten centrale systemen

De door huishoudens afgenomen elektriciteit die door decentrale duurzame systemen wordt opgewekt, leidt tot vermeden opwekkingskosten van de centrale (grijze) systemen. Dit volume waarden we tegen de verwachte consumentenprijs (inclusief belastingen), gebaseerd op de verwachte gemiddelde baseload prijs plus een mark-up.

⁴¹ Onbalansvermogen is centraal vermogen dat nodig is om elektriciteit te kunnen leveren in de perioden dat er geen of onvoldoende geleverd wordt door de decentrale productie eenheden.

⁴² Bron: interview Centraal Planbureau.

Elektriciteitsstarieven

Een toename van het aanbod van opgesteld – decentraal duurzaam – vermogen zal leiden tot een (verdere) neerwaartse druk op de klantstarieven van elektriciteit. Een dergelijk effect is waargenomen in Duitsland, waar door de zeer snelle stijging van het opgestelde wind en zon-PV vermogen nu niet of nauwelijks meer verschillen bestaan tussen piek- en dalstarieven. Per saldo is daarmee het gemiddelde klantstarief verlaagd. In Nederland is in 2020 al sprake van een vermogenssurplus. Het voorzien van 50% van de huishoudens met decentraal opgewekte duurzame elektriciteit zal – gegeven de omvang van dit marktsegment – leiden tot een extra toename van circa 10% van het opgesteld vermogen. In deze studie gaan we ervan uit dat dit zal leiden tot een verlaging van het klantstarief van alle elektriciteitsvormen met circa 1 cent/kWh. Dit klantvoordeel (toename consumentensurplus) is echter tezelfdertijd een nadeel voor de elektriciteitsproducenten (afname producentensurplus) en de overheid (afname overheidsurplus vanwege de belastingcomponent). Er is hier dus alleen sprake van een herverdeling, het netto welvaartseffect is nihil.

Klimaat

Een verschuiving van centraal fossiele opwekking naar decentraal duurzame opwekking leidt tot een vermindering van de hoeveelheid uitgestoten CO₂ op lokaal niveau. In onze berekeningen hanteren we de volgende emissiekengetallen (bron ECN, 2010) per alternatief, rekening houdend met de inzet van centraal (gas)vermogen in verband met onbalans:

Elektriciteitsvraag huishoudens in 2020	25.000.000 MWh/jaar
Aandeel decentraal duurzaam	50%
Productie decentraal duurzaam	12.500.000 MWh/jaar

CO ₂ -emissies referentiealternatief		Aandeel in productie (2009)	CO ₂ emissies
Kolen	900 Kilogram/MWh	22%	2.475.000.000 Kilogram
Gas	400 Kilogram/MWh	58%	2.900.000.000 Kilogram
Hernieuwbaar	7 Kilogram/MWh	9%	7.875.000 Kilogram
Kernenergie	0 Kilogram/MWh	4%	0 Kilogram
Rest (import, olie)	326,75 Kilogram/MWh	7%	285.906.250 Kilogram
Totaal			5.668.781.250 Kilogram

CO ₂ -emissies projectalternatief (wind theoretisch)		Aandeel in productie (2009)	CO ₂ emissies
Kolen	900 Kilogram/MWh	0%	0 Kilogram
Gas	400 Kilogram/MWh	10%	500.000.000 Kilogram
Wind	7 Kilogram/MWh	90%	78.750.000 Kilogram
Kernenergie	0 Kilogram/MWh	0%	0 Kilogram
	326,75 Kilogram/MWh	0%	0 Kilogram
Totaal			578.750.000 Kilogram
Besparing CO ₂ -emissies			5.090.031.250 Kilogram
			5.090.031 Ton

CO ₂ -emissies projectalternatief (zon theoretisch)		Aandeel in productie (2009)	CO ₂ emissies
Kolen	900 Kilogram/MWh	0%	0 Kilogram
Gas	400 Kilogram/MWh	25%	1.250.000.000 Kilogram
Zon	50 Kilogram/MWh	75%	468.750.000 Kilogram
Kernenergie	0 Kilogram/MWh	0%	0 Kilogram
	338 Kilogram/MWh	0%	0 Kilogram
Totaal			1.718.750.000 Kilogram
Besparing CO ₂ -emissies			3.950.031.250 Kilogram
			3.950.031 Ton

De *economische waardering* van deze bespaarde CO₂ ligt genuanceerd, omdat de energiesector is opgenomen in het Europese ETS-systeem (verhandelbare CO₂ emissierechten). De kosten van CO₂-rechten zijn opgenomen in de prijs van grijze elektriciteit.

- Op *nationaal* (resp. Europees) niveau blijft bij stimulering van duurzame decentrale elektriciteitsproductie het CO₂ emissieplafond onveranderd, waardoor een verlaging van de vraag naar rechten vanwege deze stimulering gepaard gaat met een verlaging van de prijs van CO₂-rechten. Dit heeft tot gevolg dat CO₂-producerende projecten die eerst niet werden uitgevoerd (net niet haalbaar), als nog worden uitgevoerd en dat daarmee de vrijgevallen CO₂-ruimte weer volledig wordt benut. Per saldo treedt daardoor in de MKBA op nationaal niveau geen CO₂-besparing op. Wel is er sprake van baten, omdat dankzij decentrale elektriciteitsvoorziening elders minder CO₂-reducerende maatregelen hoeven worden genomen. Deze baten waarderen we met de ETS-prijs van de CO₂-emissierechten (€ 5/ton). Dit is in feite een *netto* prijs. Aan de batenzijde waarderen we de vermeden CO₂ op basis van de richtprijs van € 50 per ton, zoals ook gebruikt bij de evaluatie van klimaatmaatregelen in de niet-ETS-sectoren (bijvoorbeeld verkeer). Aan de kostenzijde laten het 'ETS effect' zien in de vorm van een afwaardering met € 45 per ton, zodat per saldo met de eerdergenoemde ETS prijs van € 5 per ton wordt gerekend.
- Op *lokaal* niveau waarderen we in de MKBA-besparingen in CO₂-uitstoot uitsluitend op basis van de niet-ETS-sector richtprijs van € 50/ton. Immers, voor de decentrale initiatieven resp. op lokaal niveau is vermeden CO₂ / klimaatneutraliteit een belangrijke drijfveer en dus integraal te beschouwen als een baat. De nivellerende werking op nationaal resp. EU-niveau via ETS valt buiten hun invloedssfeer.

Luchtemissies

Een verschuiving naar decentrale duurzame elektriciteitsopwekking zal leiden tot een verminderde inzet van centrale grijze opwekking. Dit resulteert in een lagere uitstoot van luchtemissies NO_x, SO₂ en PM₁₀. De emissiekengetallen per wijze van opwekking zijn gebaseerd op (ECN, 2010). Voor wat de betreft de *economische waardering* van de vermeden emissies merken we het volgende op:

- In Nederland is een systeem van verhandelbare NO_x-rechten van kracht, waaraan ook de energiesector deelneemt. In de nationale MKBA treedt hierdoor geen netto reductie van NO_x op. Toch is, vergelijkbaar met de behandeling van CO₂, sprake van baten. Voor vermeden NO_x, SO₂ en PM₁₀ hanteren we een waardering van respectievelijk € 5/kilo, € 11/kilo en € 336/kilo.⁴³
- In de MKBA op lokaal niveau waarderen we, naast de bovengenoemde baten van vermeden SO₂ en PM₁₀, ook de baten van vermeden NO_x, tegen een tarief van € 13/kilo vermeden NO_x.⁴⁴

Gezondheid

Een vermindering van de luchtemissies, zoals hiervoor beschreven, heeft in beginsel een positief effect

⁴³ Bron: Werkwijzer OEI bij MIT-planstudies (Ecorys, 2008), h 12.2.

⁴⁴ Idem.

op de gezondheid. Dit effect zal echter naar verwachting zeer beperkt zijn, omdat:

- Het aandeel huishoudens in de elektriciteitsmarkt < 20% is, waarbij de projectalternatieven uitgaan van maximaal 50% over te zetten op decentraal duurzaam.
- Het belang van de sector verkeer ten aanzien van de gezondheidseffecten veel groter is, met name vanwege de kleine roet(fijnstof)deeltjes.⁴⁵

In de waardering van de beperking van luchtmissies kan daarnaast – afhankelijk van de specifieke waarderingsmethodiek – ook de effecten op gezondheid zijn meegenomen. We maken daarom geen nadere kwantificering van gezondheidseffecten, maar nemen dit *kwalitatief* mee, met voor beide projectalternatieven een licht positieve baat.

Energiebesparing

De ervaring van de lokale initiatieven is dat de gebruikers van decentraal duurzaam opgewekte stroom nadien overall energiebewuster zijn; een gedragsverandering dus, die zich uitstrekt tot bijvoorbeeld besparingsmogelijkheden bij verwarming, isolatie etc. Vanwege het toenemend aandeel energielasten binnen de totale woonlasten, zijn woningcorporaties ook geïnteresseerd om deze initiatieven te ondersteunen. Daarmee ontstaat een impuls voor duurzaam renoveren van de bestaande woningvoorraad met veel energiebesparingswinst.⁴⁶ We veronderstellen in deze studie een besparing van netto 5% bij de op decentraal duurzame stroom aangesloten huishoudens, gebaseerd op de huidige ervaringen bij de lokale initiatieven en de verwachtingen in relatie tot de introductie van de 'slimme meter'.⁴⁷

- In de MKBA op nationaal niveau waarderen we deze energiebesparing tegen de integrale kosten van centraal opgewekt elektriciteit. Of, anders bezien, het is mogelijk om 5% extra (centrale) elektriciteitsvraag te accommoderen zonder additionele investeringen.⁴⁸
- In de MKBA op lokaal niveau volgen we in eerste instantie dezelfde waardering voor de bespaarde energie als bij de MKBA op nationaal niveau. Daaraan voegen we echter toe een waardering voor vermeden CO₂ emissies o.b.v. schaduwkosten. Deze vermeden emissies waarderen we op eenzelfde wijze als bij het klimaateffect, namelijk met een richtprijs van € 50/ton minus de CO₂-component in de prijs van grijze stroom vanwege ETS (€ 5/ton). Per saldo resteert dan een schaduwprijs van € 45/ton bespaarde CO₂.

Geluidsbelasting, zichthinder en natuurschade

Met name windmolens kunnen hinder voor direct omwonenden en vogels veroorzaken. Daarbij gaat het om geluidshinder, slagschaduw (ondanks stilstandvoorziening), zichthinder en vogelbotsingen.⁴⁹ Dergelijke negatieve welvaartseffecten kunnen tot uitdrukking komen in bijvoorbeeld een waardedaling van woningen. Sinds 2011 geldt voor windmolens dat ze gemiddeld over het jaar 47 decibel op een woning mogen veroorzaken. Bovendien geldt een nachtnorm van 41 decibel (41 dBLnight). Dit is dicht bij de grenswaarde van 40 dBLnight die de WHO adviseert voor het voorkómen van gezondheidsschade. Voor wat betreft de waardering van geluidsoverlast in MKBA's, bestaan er OEI-advieswaarden voor geluid boven 55 dB(A) in relatie tot weg- en spoorverkeer in de range van € 30-50 per dB/woning.⁵⁰ Het is de vraag of deze waarden direct kunnen worden gebruikt bij windmolens. Voor de overige hindercomponenten bestaan geen geaccordeerde waarderingskengetallen, maar kan in beginsel gebruik gemaakt worden van revealed preference methoden (bijvoorbeeld hedonische prijsindex) of stated preference methoden. Voor toepassing van welke monetaire waarderingsmethode dan ook is het van belang om zicht te hebben op de omvang van het aantal gehinderde woningen / personen en

45 Bron: interview Planbureau voor de Leefomgeving.

46 Bron: interview Aedes.

47 In beginsel is het denkbaar dat het gebruik van schone stroom het besparingsmotief zou kunnen wegdrukken ('het is schoon, dus minder gebruiken hoeft niet').

48 Daarbij gaan we ervan uit dat de betreffende energiebesparing door de 'bewuste' consument niet leidt tot een evenredige vermindering van de genoten baten; we veronderstellen dat inefficiënt gebruik van energie komt te vervallen.

49 Bron: Startnotitie MKBA Windmolenplan Lage Weide (CEDelft, 2012).

50 Bron: Werkwijzer OEI bij MIT-planstudies (Ecorys, 2008), h. 13.

verwachte aantallen vogelslachtoffers. Dit detailniveau kunnen we in deze studie niet bieden. Om die reden maken we gebruik van een *kwalitatieve waardering*, waarbij windenergie negatief (-) en zon-PV neutraal (0) beoordeeld wordt.

Sociaal kapitaal lokale gemeenschap

Sociaal kapitaal is volgens de theorie van Bourdieu een onderdeel van het kapitaal dat mensen nodig hebben om macht en invloed te verwerven. Daarbij gaat het om het bouwen en verstevigen van relaties en netwerken.⁵¹ Belangrijke elementen van sociaal kapitaal zijn de kwaliteit van sociale relaties, groepslidmaatschap, formele en informele netwerken, gedeelde normen, vertrouwen, wederkerigheid en inzet voor de gemeenschap. Deze elementen zijn ook gerelateerd aan wat in het WRR-rapport 'Vertrouwen in burgers' omschreven is als het centraal staan van mensen die verantwoordelijkheid nemen voor een maatschappelijk belang, waar de overheid zich de behartiging van aantrekt.

Decentrale duurzame stroomproductie in lokale, coöperatieve vorm kan een bijdrage leveren aan het sociaal kapitaal van een gemeenschap.⁵² Voor lokale bestuurders is dit vaak een belangrijk argument om een lokaal energie initiatief te ondersteunen. We hebben voor dit effect echter geen kwantificeerbare methodiek gevonden resp. monetaire waardering kunnen toekennen. We nemen dit effect in de studie daarom op een kwalitatieve wijze mee, zowel in de lokale als in de nationale MKBA. Daarbij is, vanwege de nabijheid, het effect in de lokale MKBA groter verondersteld (++) dan in de nationale MKBA (+).

Fiscale effecten

Afhankelijk van de wijze van stimulering van decentrale duurzame elektriciteitsproductie en energiedrager is sprake van een effect op fiscale uitgaven en opbrengsten. Daarbij gaat het om de volgende fiscaliteiten: energiebelasting, SDE+, Meer met Minder, EIA en de BTW. Conform voorschriften van het CPB nemen we deze belastingen mee in het overzicht van maatschappelijke kosten en opbrengsten. Daarnaast laten we ook afzonderlijk de verschillen in belastingopbrengsten zien, zodat we de welvaartseffecten van het projectalternatief in samenhang kunnen beschouwen met de fiscale effecten. De fiscale effecten verlopen via de verandering in de hoeveelheid afgenomen elektriciteit naar herkomst maal de benodigde prijsreductie per kWh (afkomstig uit de business case) en/of maximaal subsidiebedrag per kWh. De btw is ook in beeld gebracht voor de investeringen.

Werkgelegenheid

Realisatie en exploitatie van decentrale duurzame elektriciteitsopwekking kan leiden tot additionele werkgelegenheid. Daarbij merken we op dat – zeker op nationaal niveau - met name in de exploitatiefase het vaak vervanging van werkgelegenheid betreft, aangezien sprake is van verdringing van werkgelegenheid bij conventionele technieken.⁵³ Werkgelegenheid nemen we daarom niet op in de balans van welvaartseffecten, maar laten we apart zien, net als de fiscale effecten.

51 Daarnaast onderscheidt Bourdieu ook economisch kapitaal, zoals geld en onroerend goed en cultureel kapitaal (kennis, vaardigheden, opleiding).

52 Zie o.a. WRR (2011) en van der Schaaf (2012).

53 Bron: a) interview CPB en b) Economische radar duurzame energiesector (CBS, 2011).

Door het CBS zijn ramingen gemaakt van de productie, toegevoegde waarde en werkgelegenheid in de sector duurzame energie, onderscheiden naar fase (pre-exploitatie en exploitatie) en type opwekking. Daarbij zijn de resultaten voor zon-PV respectievelijk wind op land:

- Zon-PV pre-exploitatie: 1.500 fte, € 470 mln. productie; gemiddelde productiviteit € 310.000 per fte.
- Zon-PV exploitatie: n.a.
- Wind op land pre-exploitatie: 600 fte, € 220 mln. productie; gemiddelde productiviteit € 370.000 per fte.
- Wind (land/zee) exploitatie: 800 fte, € 330 mln. productie; gemiddelde productiviteit € 415.000 per fte.

- Op *nationaal niveau* nemen we alleen de werkgelegenheid in de pre-exploitatiefase⁵⁵ mee, waarbij we echter eveneens rekening houden met een gedeeltelijke verdringing (werknemers komen uit andere banen), namelijk 50%. Als basis voor de werkgelegenheidsberekeningen maken we gebruik van de installatie gekoppelde investeringen in decentraal duurzaam vermogen en de bovengenoemde CBS-kengetallen voor werkgelegenheid per eenheid. Om de 'netto' werkgelegenheid te *waarden* hanteren we niet de gemiddelde productiviteit, maar alleen de directe loonsom per fte (dus met aftrek van de kapitaalkosten en kosten intermediaire leveringen). Deze veronderstellen we op een factor 1/3 van de omzet per werknemer.
- Op *lokaal niveau* nemen we zowel de werkgelegenheid in de pre-exploitatiefase als exploitatiefase mee. Daarbij gebruiken we de omzet uit stroomverkoop en het CBS-kengetal voor windexploitatie. We veronderstellen daarbij een verdringing van 75%.

7.3.2 Van individuele effecten naar netto contante waarde

Op basis van de berekende individuele effecten wordt een netto contante waarde bepaald. We doen dit voor de periode 2020-2045. Het jaar 2020 is als 'startjaar' gekozen waarop de effecten van het projectalternatief voor het eerst zichtbaar worden. Vervolgens is gekozen voor een periode van 25 jaar waarover de stroom van kosten en baten berekend wordt. Deze 25 jaar correspondeert ruwweg met de gemiddelde levensduur van de betreffende energiesystemen. Daarmee kunnen we herinvesteringen of restwaarde buiten beschouwing laten.

De standaard maatschappelijke discontovoet bedraagt 5,5%, opgebouwd uit 2,5% maatschappelijke rentevoet en 3% risicotoeslag. Voor de baten hanteren we echter een lagere risicotoeslag, namelijk 2%. Dat doen we om, conform de CPB-werkwijze, om langs die weg de (positieve) impact van het projectalternatief op voorzieningszekerheid te waarderen.

Als prijspeil van alle kosten- en batenstromen houden we 2012 aan.

⁵⁴ Economische radar duurzame energiesector (CBS, 2011).

⁵⁵ Daarbij gaat het om zowel onderzoek en ontwikkeling als realisatie van energiesystemen.



8 Resultaten

8.1 Business Case

In hoofdstuk 7.2 is de basisanalyse voor de business case gemaakt. Hieruit bleek dat alleen de alternatieven *Windenergie* (inclusief SDE+) en *Zon-PV eigen dak* goedkoper zijn dan het nulalternatief en derhalve financieel rendabel.

Op verschillende manieren kunnen interventies worden gepleegd:

- Salderen toestaan voor alle vormen decentrale duurzame elektriciteitsproductie;
- Differentiatie energiebelasting resp. het verhogen van de energiebelasting op “grijze” stroom;
- Het verhogen van de SDE+ subsidie;
- Het verhogen van het feed-in tarief.

In de onderstaande tabel zijn de effecten van enkele van deze interventies weergegeven voor de kosten van elektriciteitsverbruik door 5.000 huishoudens in het jaar 2020. In het business case model kunnen diverse soorten interventies worden doorgerekend.

	Nulalternatief	Windenergie	Zon-PV eigen dak	Zon-PV publiek	Zonnepark
Basis	€ 4,04 mln.	€ 3,40 mln.	€ 2,82 mln.	€ 4,11 mln.	€ 3,87 mln.
Salderen	€ 4,04 mln.	€ 2,21 mln.	€ 2,82 mln.	€ 2,80 mln.	€ 2,59 mln.
Differentiatie energiebelasting (+4 cent grijs)	€ 4,74 mln.	€ 3,69 mln.	€ 3,11 mln.	€ 4,4 mln.	€ 4,15 mln.
Verhogen SDE+ (+40%)	€ 4,04 mln.	€ 3,11 mln.	€ 2,82 mln.	€ 4,11 mln.	€ 3,41 mln.

Tabel 30. Kosten van elektriciteit na interventies

Het toestaan van salderen leidt tot een grote kostendaling voor de alternatieven *Windenergie*, *Zon-PV publiek* en *Zonnepark*. Deze alternatieven leiden tot lagere totale kosten voor het elektriciteitsverbruik van de huishoudens. Omdat nu al salderen is toegestaan voor *Zon-PV eigen dak* heeft deze interven-

tie voor dit alternatief geen effect. Een differentiatie van de energiebelasting door een tariefverhoging op grijze stroom met ten minste 4 cent zorgt ervoor dat de verbruikskosten van alle decentrale opwekkingsalternatieven lager dan die in het nulalternatief. De totale kosten van energieverbruik van huishoudens worden met deze interventie hoger. Dit komt omdat de belasting op de niet-decentraal opgewekte elektriciteit stijgt. Een verhoging van de SDE+ bijdrage per kWh draagt vooral bij aan het concurrerder maken van het zonnepark.

8.2 MKBA

8.2.2 Basisresultaat

Eerst geven we beknopt de hoofdlijn van de bevindingen weer, onderscheiden naar zon en wind. Daarna geven we aan de hand van de volgende tabellen nader inzicht in de omvang van de verschillende maatschappelijke kosten en baten:

- de individuele effecten voor het projectalternatief op nationaal niveau (jaar 2020);
- de netto contante waarde voor de periode 2020-2045 (prijspeil 2012);
- de verschillen tussen de resultaten op lokaal schaalniveau t.o.v. het nationale niveau.

Algemeen

Aan de basis van vrijwel alle berekeningen staat de benodigde omvang van de decentrale duurzame productie van elektriciteit, via zon of wind. Conform het uitgangspunt in de studie hanteren we 50% van de in 2020 verwachte elektriciteitsvraag van huishoudens in Nederland. Dit komt neer op 50% van 90 Pj of – omgerekend – 25 mln. MWh, derhalve 12,5 mln. MWh aan decentraal duurzame productie. Deze omvang loopt op conform de verwachte groei van de elektriciteitsvraag met 1,5% per jaar tot 2045, het laatste zichtjaar in onze analyse. De verdere berekeningswijze van de fysieke effecten en de monetaire waardering daarvan zijn beschreven in hoofdstuk 7.

Wind

In het geval van windenergie als opwekkingsbron, is op *nationaal niveau* de monetaire baten/kosten verhouding positief. Daarnaast zijn er (licht) positieve scores ten aanzien van gezondheid en sociaal kapitaal en een negatieve score op geluidbelasting, zichthinder en natuur. Het netto (tijdelijke) werkgelegenheidseffect wordt geraamd op circa 16.000 arbeidsjaren. Er wordt jaarlijks ruim 5 mln. ton CO₂ bespaard. Omdat de energiesector onder ETS valt, telt dit klimaateffect echter slechts beperkt mee in de monetaire waardering.

Op *lokaal niveau* zijn de bovengenoemde effecten gunstiger dan op nationaal niveau. Dat is het gevolg van een andere methodische 'behandeling' van enkele effecten, namelijk een hogere waardering van CO₂- en NO_x besparing en het ook (beperkt) meetellen van werkgelegenheid in de exploitatiefase (circa 100 structurele banen). Daarnaast wordt ook de lokale impact op sociaal kapitaal hoger gewaardeerd.

Het fiscale beeld is negatief. Enerzijds is sprake van een toename van de btw-inkomsten als gevolg van de investeringen, anderzijds zien we een afname vanwege grotere SDE- en EIA-kosten. De opbrengsten van de energiebelasting dalen slechts licht, uitsluitend vanwege het energiebesparingseffect.

Zon

In het geval van zon-PV als opwekkingsbron, is op *nationaal niveau* de monetaire baten/kosten verhouding net niet positief. Dat dit een ander resultaat is dan bij wind komt met name door de veel hogere investeringskosten om te kunnen voorzien in het benodigde vermogen, gegeven het marktaandeel van 50% duurzaam decentraal. Dit is weer grotendeels te wijten aan het beperkte aantal vollasturen van

zon-PV in verhouding tot wind. Door het benodigde groter opgesteld vermogen zijn ook de kosten van onderhoud en beheer hoger dan bij wind. Verder tellen ook de onbalanskosten zwaarder mee bij zon dan bij wind. Dit heeft tevens een effect op de bespaarde hoeveelheid CO₂, waardoor deze wat lager uitkomt dan bij wind (4 mln. ton CO₂).

Er zijn (licht) positieve scores ten aanzien van gezondheid en sociaal kapitaal en een neutrale score op geluidbelasting, zichthinder en natuur. Het netto, tijdelijke werkgelegenheidseffect wordt geraamd op circa 40-45.000 arbeidsjaren, aanmerkelijk meer dan bij wind vanwege de koppeling met de veel hogere investeringskosten. De onderlinge verschillen in de uitvoeringsvormen van zon-PV (individuele daken, publieke daken, zonnepark) zijn relatief beperkt. In grote lijnen geldt bovenstaand beeld voor alle uitvoeringsvormen.

Op *lokaal niveau* zijn de bovengenoemde effecten – om dezelfde redenen als bij wind – gunstiger dan op nationaal niveau, echter nog niet voldoende om de monetaire baten/kosten verhouding positief te maken.

Fiscale effecten

De fiscale effecten zijn per saldo sterk negatief. Ten eerste zullen de uitgaven aan SDE+ bijdragen (conform de huidige vergoedingsregeling) sterk toenemen met de groei van decentrale windproductie. Bij het tevens openstellen van de huidige SDE+ regeling voor zonneparken, zal dit bedrag nog veel sterker toenemen, vanwege het verschil in vollasturen t.o.v. wind en de hogere vergoeding voor zon per geleverde productie.

Daarnaast zijn verdere financiële interventies nodig om het (resterende) kostprijsverschil van zon-PV t.o.v. grijze stroom te overbruggen. De hoogte van de 'rekening' van deze kostprijsreductie is in beginsel gelijk, maar wie er in eerste instantie afrekent, verschilt per interventie. Uiteindelijk betalen we echter als energieconsument resp. als belastingbetaler deze rekening, direct of indirect:

- Bij *verruiming van salderen* is sprake van gedeelde energiebelastingopbrengsten. De rijksoverheid betaalt dan primair de rekening.
- Het rijk is eveneens de eerst aangewezen bij een verhoging van de vergoeding per geleverde kWh van de *SDE+ regeling*.
- Bij een *differentiatie van de energiebelastingtarieven* (een hoger tarief voor grijs en een lager tarief voor decentraal duurzaam) is er geen effect op de inkomsten uit de energiebelasting of fiscale uitgaven van de rijksoverheid. De grijze stroomgebruikers binnen de groep kleinverbruikers betalen de rekening. Het effect daarvan is niet in onze analyse nader onderzocht, maar aangenomen mag worden dat dit zal leiden tot een verdergaande overstap naar decentraal duurzaam, waarna deze fiscale maatregel op den duur waarschijnlijk onhoudbaar wordt. Een mogelijkheid zou dan kunnen zijn om de doelgroep te verruimen door ook midden- en grootverbruikers bij deze vorm van vereffening te betrekken.
- Een *verhoging van het feed-in tarief* komt in eerste instantie voor rekening van de centrale energieleveranciers. Deze kosten zullen naar verwachting doorberekend gaan worden aan de klanten van de betreffende leveranciers.

Effect	Projectalternatief		
	Wind	Zon, daken	Zon, zonnepark
Maatschappelijke kosten			
Investerings decentraal duurzame elektriciteitsproductie	€ 11.963 mln.	€ 28.029 mln.	€ 23.825 mln.
Kosten onderhoud, beheer en exploitatie decentraal duurzame elektriciteitsproductie	€ 422 mln./jaar	€ 907 mln./jaar	€ 809 mln./jaar
Kosten leveringszekerheid (onbalans)	€ 88 mln./jaar	€ 219 mln./jaar	€ 219 mln./jaar
Producenten- en overheidsruis prijsdaling klanttarief	€ 0,25 mln./jaar	€ 0,25 mln./jaar	€ 0,25 mln./jaar
Verzwaren LS/MS netwerken	€ 97 mln./jaar	€ 97 mln./jaar	€ 97 mln./jaar
Energiebelasting elektriciteit	€ 1.630 mln./jaar	€ 1.630 mln./jaar	€ 1.630 mln./jaar
BTW opgewekte elektriciteit	€ 537 mln./jaar	€ 537 mln./jaar	€ 537 mln./jaar
Klimaat: afwaardering emissie CO ₂ vanwege ETS	€ 229 mln./jaar	€ 178 mln./jaar	€ 178 mln./jaar
Maatschappelijke baten			
Consumentensurplus prijsdaling klanttarief	€ 0,25 mln./jaar	€ 0,25 mln./jaar	€ 0,25 mln./jaar
Voorzieningszekerheid	1% lagere risicotoeslag	1% lagere risicotoeslag	1% lagere risicotoeslag
Vermeden opwekkingskosten centraal systeem (inclusief belastingen)	€ 3.138 mln./jaar	€ 3.138 mln./jaar	€ 3.138 mln./jaar
Vermeden netverliezen	€ 49 mln./jaar	€ 49 mln./jaar	€ 49 mln./jaar
Klimaat: emissie CO ₂	€ 254 mln./jaar	€ 198 mln./jaar	€ 198 mln./jaar
Luchtkwaliteit: emissie NO _x	€ 8 mln./jaar	€ 7 mln./jaar	€ 7 mln./jaar
Luchtkwaliteit: emissie SO ₂	€ 4 mln./jaar	€ 4 mln./jaar	€ 4 mln./jaar
Luchtkwaliteit: emissie PM ₁₀	€ 8 mln./jaar	€ 8 mln./jaar	€ 8 mln./jaar
Gezondheid	0/+	0/+	0/+
Energiebesparing: extra leveringsmogelijkheden centraal systeem	€ 46 mln./jaar	€ 46 mln./jaar	€ 46 mln./jaar
Geluidbelasting, zichthinder en natuureffecten	-	0	0
Sociaal kapitaal	+	+	+
Werkgelegenheid en fiscale effecten			
Werkgelegenheid (arbeidsjaren, netto)	+ 16.165	+45.209	+ 39.388
Werkgelegenheid (loonsom, netto)	€ 1.994 mln.	€ 4.672 mln.	€ 4.070 mln.
Energiebelasting	- € 82 mln./jaar	- € 1.630 mln./jaar	- € 1.630 mln./jaar
SDE (wind, zon park)	- € 861 mln.	n.v.t.	- € 1.631 mln.
Meer met Minder subsidie (zon individuele daken)	n.v.t.	- € 2.587 mln.	n.v.t.
EIA (wind, zon publieke daken, zon park)	- € 1.316 mln.	- € 3.083 mln.	- € 2.686 mln.
BTW (investerings, exploitatie, belasting)	+ € 2.485 mln.	+ € 5.300 mln.	+ € 4.564 mln.

Tabel 31 Individuele effectscores projectalternatief, nationaal schaalniveau (jaar 2020)

Effect	Projectalternatief		
	Wind	Zon, daken	Zon, zonnepark
Maatschappelijke kosten (contante waarde)			
Investerings decentrala duurzame elektriciteitsproductie	€ 7.389 mln.	€ 17.312 mln.	€ 15.083 mln.
Kosten onderhoud, beheer en exploitatie decentrala duurzame elektriciteitsproductie	€ 3.690 mln.	€ 7.927 mln.	€ 7.074 mln.
Kosten leveringszekerheid (onbalans)	€ 1.360 mln.	€ 3.401 mln.	€ 3.401 mln.
Producenten- en overheidsruisplus daling klanttarief	€ 3 mln.	€ 3 mln.	€ 3 mln.
Verzwaren LS/MS netwerken	€ 851 mln.	€ 851 mln.	€ 851 mln.
Energiebelasting opgewekte elektriciteit	€ 19.625 mln.	€ 19.625 mln.	€ 19.625 mln.
BTW opgewekte elektriciteit	€ 6.466 mln.	€ 6.466 mln.	€ 6.466 mln.
Klimaat: afwaardering emissie CO ₂ vanwege ETS	€ 2.776 mln.	€ 2.155 mln.	€ 2.155 mln.
Maatschappelijke baten (contante waarde)			
Consumentensurplus daling klanttarief	€ 3 mln.	€ 3 mln.	€ 3 mln.
Voorzieningszekerheid	1% lagere risicotoeslag ⁵⁶	1% lagere risicotoeslag	1% lagere risicotoeslag
Vermeden opwekkingskosten centraal systeem (inclusief belastingen)	€ 45.639 mln.	€ 45.639 mln.	€ 45.639 mln.
Vermeden netverliezen	€ 719 mln.	€ 719 mln.	€ 719 mln.
Klimaat: emissie CO ₂	€ 3.085 mln.	€ 2.394 mln.	€ 2.394 mln.
Luchtkwaliteit: emissie NO _x	€ 102 mln.	€ 79 mln.	€ 79 mln.
Luchtkwaliteit: emissie SO ₂	€ 49 mln.	€ 49 mln.	€ 49 mln.
Luchtkwaliteit: emissie PM ₁₀	€ 99 mln.	€ 99 mln.	€ 99 mln.
Gezondheid	0/+	0/+	0/+
Energiebesparing: extra leveringsmogelijkheden centraal systeem	€ 676 mln.	€ 676 mln.	€ 676 mln.
Geluidbelasting, zichthinder en natuureffecten	-	0	0
Sociaal kapitaal	+	+	+
Netto contante waarde (baten-kosten)	€ 7.783 mln.	- € 8.508 mln.	- € 5.442 mln.
Baten/kostenratio	1,20	0,85	0,90
Werkgelegenheid en fiscale effecten (contante waarde)			
Werkgelegenheid (loonsom, netto)	€ 1.231 mln.	€ 3.144 mln.	€ 2.514 mln.
Energiebelasting	- € 981 mln.	- € 17.768 mln.	- € 17.768 mln.
SDE (wind, zon park)	- € 4.038 mln.	n.v.t.	- € 9.269 mln.
Meer met Minder subsidie (zon individuele daken)	n.v.t.	- € 1.598 mln.	n.v.t.
EIA (wind, zon publieke daken, zon park)	- € 813 mln.	- € 2.075 mln.	- € 1.659 mln.
BTW (investerings, exploitatie en belasting)	+ € 1.552 mln.	- € 2.219 mln.	- € 2.686 mln.

Tabel 32 Netto contante waarde projectalternatief (2012), nationaal schaalniveau (periode 2020-2045)⁵⁶

⁵⁶ Deze bate is verwerkt in de netto contante waarde berekeningen: risicotoeslag baten 2%, risicotoeslag kosten 3%.

Effect	Projectalternatief		
	Wind	Zon, daken	Zon, zonnepark
Maatschappelijke baten			
Klimaat: emissie CO ₂	€ 3.250 mln.	€ 2.550 mln.	€ 2.550 mln.
Luchtkwaliteit: emissie NO _x	€ 265 mln.	€ 206 mln.	€ 206 mln.
Sociaal kapitaal	++	++	++
Baten/kostenratio	1,27	0,89	0,94
Werkgelegenheid en fiscale effecten			
Werkgelegenheid (loonsom, netto)	€ 1.365 mln.	€ 3.499 mln.	€ 3.062 mln.

Tabel 33 Netto contante waarde projectalternatief (2012) lokaal schaalniveau (periode 2020-2045), alleen relevante verschilposten t.o.v. het resultaat op nationaal schaalniveau, worden weer gegeven.

8.2.2 Gevoeligheidsanalyses

In de gevoeligheidsanalyse onderzoeken we het effect van een verandering in de uitgangspunten bij de effectbepaling resp. –waardering op de baten-kostenverhouding en vergelijken deze met het resultaat van de basisberekeningen in de vorige paragraaf. Daarbij richten we ons op de onderdelen die de grootste consequenties hebben voor de uitkomsten van de MKBA, namelijk de waardering van voorzieningszekerheid, de prijs van grijze stroom en de kosten van investering en onbalans van decentrale duurzame elektriciteitsproductie:

- Basisprijs grijze elektriciteit in 2020: 25% hoger of lager;
- Ontwikkeling basisprijs grijze elektriciteit na 2020: 2% hogere of lagere groei (6% resp. 2%);
- Investeringskosten decentraal duurzame elektriciteit: 25% hoger of lager;
- Onbalans: 25% hoger of lager (relatief);
- Voorzieningszekerheid: 0,5% meer/minder risicotoeslag baten (1,5% resp. 2,5%).

Daarnaast is een optimistisch scenario en een pessimistisch scenario samengesteld op basis van een combinatie van bovenstaande variaties. We beschouwen de resultaten voor respectievelijk wind en zon-PV, waarbij we voor de laatste het zonnepark kiezen als basisresultaat. De onderlinge verschillen tussen de zonvarianten zijn immers gering.

De resultaten van de gevoeligheidsanalyse zijn weergegeven in de onderstaande tabel. Het blijkt dat de waardering van voorzieningszekerheid het grootste effect heeft op de baten/kostenverhouding t.o.v. het basisresultaat, gevolgd door de ontwikkeling van de grijze stroomprijs en de investeringskosten van duurzame decentrale stroomopwekking. Veranderingen in onbalans hebben verhoudingsgewijs de minste invloed. In het pessimistische scenario wordt de windvariant licht negatief. In het optimistische scenario wordt de zonvariant ruim positief.

Effect	Projectalternatief	
	Wind	Zon (zonnepark)
Basisresultaat baten/kostenverhouding	1,20	0,90
1. Basisprijs grijze elektriciteit in 2020: 25% hoger	1,29	0,97
2. Basisprijs grijze elektriciteit in 2020: 25% lager	1,10	0,82
3. Ontwikkeling basisprijs grijze elektriciteit na 2020: 2% hoger per jaar	1,28	0,96
4. Ontwikkeling basisprijs grijze elektriciteit na 2020: 2% lager per jaar	1,13	0,85
5. Investeringskosten decentraal duurzame elektriciteitsproductie: 25% hoger	1,14	0,82
6. Investeringskosten decentraal duurzame elektriciteitsproductie: 25% lager	1,25	0,99
7. Onbalans: 25% hoger (relatief)	1,19	0,87
8. Onbalans: 25% lager (relatief)	1,21	0,93
9. Voorzieningszekerheid: risicotoeslag 0,5% hoger (2,5%)	1,09	0,81
10. Voorzieningszekerheid: risicotoeslag 0,5% lager (1,5%)	1,32	0,99
Optimistisch scenario: 1+3+6+8+10	1,63	1,32
Pessimistisch scenario: 2+4+5+7+9	0,91	0,64

Tabel 34 Baten/kosten verhouding gevoeligheidsanalyses t.o.v. basisresultaat



9 Conclusies

In de uitgevoerde analyses zijn de financieel-economische en maatschappelijke effecten onderzocht van een toename van decentrale duurzame elektriciteitsproductie. Daarbij zijn verschillende invullingen van deze toename verondersteld, namelijk door wind respectievelijk zon-PV.

9.1 Business case

Zonder aanvullend beleid is de business case voor decentraal duurzame elektriciteitsproductie financieel rendabel voor de alternatieven *Windenergie* (inclusief SDE+), *Zonnepark* (incl. SDE+) en *Zon-PV eigen dak*. Aanvullend beleid om decentraal duurzame elektriciteitsproductie financieel aantrekkelijk(er) te maken kan bijvoorbeeld zijn:

- Salderen toestaan voor alle vormen van decentrale duurzame elektriciteitsproductie;
- Differentiatie van energiebelasting binnen de groep kleinverbruikers resp. het verhogen van de energiebelasting op "grijze" stroom;
- Verhogen van het SDE+ tarief;
- verhogen van het feed-in tarief.

Het toestaan van salderen leidt tot een grote kostendaling voor de alternatieven *Windenergie*, *Zon-PV publiek* en *Zonnepark*. Omdat nu al salderen is toegestaan voor Zon-PV eigen dak heeft deze interventie voor dit alternatief geen effect. Een differentiatie van de energiebelasting door een tariefverhoging op grijze stroom met ten minste 4 cent zorgt ervoor dat de verbruikskosten van alle decentrale opwekingsalternatieven even hoog zijn als die in het nulalternatief. Een verhoging van het SDE+ tarief met 40%, draagt bij aan het voldoende concurrerend maken van het zonnepark. De vraag of deze interventies te verantwoorden zijn, wordt beantwoord in de MKBA.

9.2 MKBA

Wind: basisresultaat

In het geval van windenergie als opwekkingsbron, is op *nationaal niveau* de monetaire baten/kosten verhouding positief. Daarnaast zijn er (licht) positieve scores ten aanzien van gezondheid en sociaal kapitaal en een negatieve score op geluidbelasting, zichthinder en natuur. Het netto (tijdelijke) werkgelegenheidseffect wordt geraamd op circa 16.000 arbeidsjaren. Er wordt jaarlijks ruim 5 mln. ton CO₂ bespaard. Vanwege ETS telt dit klimaateffect echter slechts beperkt mee in de monetaire waardering. De fiscale effecten zijn per saldo negatief. Salderen is niet nodig, dus trekt geen wissel op de energiebelastingopbrengsten. Echter er is wel een forse uitgave aan SDE+ subsidie nodig. Op *lokaal niveau* zijn de effecten gunstiger dan op nationaal niveau, met name in relatie tot klimaat, werkgelegenheid (een beperkt structureel effect van circa 100 fte) en sociaal kapitaal.

Zon-PV: basisresultaat

In het geval van zon-PV als opwekkingsbron, is op *nationaal niveau* de monetaire baten/kostenverhouding net niet positief. Dat dit een ander resultaat is dan bij wind komt met name door de veel hogere investeringskosten om te kunnen voorzien in het benodigde vermogen, gegeven het marktaandeel van 50% duurzaam decentraal. Dit is weer grotendeels het gevolg van het beperkte aantal vollasturen van zon-PV in verhouding tot wind. Door het benodigde groter opgesteld vermogen zijn ook de kosten van onderhoud en beheer hoger dan bij wind. Verder tellen ook de onbalanskosten zwaarder mee bij zon dan bij wind. Dit heeft tevens een effect op de bespaarde hoeveelheid CO₂, waardoor deze wat lager uitkomt dan bij wind (4 mln. ton CO₂).

Er zijn (licht) positieve scores ten aanzien van gezondheid en sociaal kapitaal en een neutrale score op geluidbelasting, zichthinder en natuur. Het netto, tijdelijke werkgelegenheidseffect wordt geraamd op circa 45.000 arbeidsjaren, aanmerkelijk meer dan bij wind vanwege de koppeling met de veel hogere investeringskosten. De onderlinge verschillen in de uitvoeringsvormen van zon-PV (individuele daken, publieke daken, zonnepark) zijn beperkt. In grote lijnen geldt bovenstaand beeld voor alle uitvoeringsvormen.

Op lokaal niveau zijn de bovengenoemde effecten – om dezelfde redenen als bij wind - gunstiger dan op nationaal niveau, echter net niet voldoende om de monetaire baten/kosten verhouding positief te maken.

Gevoeligheidsanalyses MKBA

Een andere waardering van voorzieningszekerheid heeft het grootste effect op de baten/kostenverhouding t.o.v. het basisresultaat, gevolgd door de ontwikkeling van de grijze stroomprijs en de investeringskosten van duurzame decentrale stroomopwekking. Veranderingen in onbalans hebben verhoudingsgewijs de minste invloed. In het pessimistische scenario wordt de windvariant licht negatief. In het optimistische scenario wordt de zonvariant ruim positief.

9.3 Fiscale effecten

De fiscale effecten zijn per saldo sterk negatief. Ten eerste zullen de uitgaven aan SDE+ bijdragen (conform de huidige vergoedingsregeling) sterk toenemen met de groei van decentrale windproductie. In het geval van zonneparken zal dit bedrag nog veel sterker toenemen, vanwege het verschil in vollasturen t.o.v. wind en de hogere vergoeding voor zon per geleverde productie.

Daarnaast zijn verdere financiële interventies nodig om het (resterende) kostprijsverschil van zon-PV t.o.v. grijze stroom te overbruggen. De hoogte van de 'rekening' van deze kostprijsreductie is in begin-

sel gelijk, maar wie er in eerste instantie afrekent, verschilt per interventie. Uiteindelijk betalen we echter als energieconsument resp. als belastingbetaler deze rekening, direct of indirect:

- Bij *verruiming van salderen* is sprake van gedeelde energiebelastingopbrengsten. De rijksoverheid betaalt dan primair de rekening.
- Het rijk is eveneens de eerst aangewezen bij een verhoging van de vergoeding per geleverde kWh van de *SDE+ regeling*.
- Bij een *differentiatie van de energiebelastingtarieven* (een hoger tarief voor grijs en een lager tarief voor decentraal duurzaam) is er geen effect op de inkomsten uit de energiebelasting of fiscale uitgaven van de rijksoverheid. De grijze stroomgebruikers binnen de groep kleinverbruikers betalen de rekening. Het effect daarvan is niet in onze analyse nader onderzocht, maar aangenomen mag worden dat dit zal leiden tot een verdergaande overstap naar decentraal duurzaam, waarna deze fiscale maatregel op den duur waarschijnlijk onhoudbaar wordt. Een mogelijkheid zou dan kunnen zijn om de doelgroep te verruimen door ook midden- en grootverbruikers bij deze vorm van vereffening te betrekken.
- Een *verhoging van het feed-in tarief* komt in eerste instantie voor rekening van de centrale energieleveranciers. Deze kosten zullen naar verwachting doorberekend gaan worden aan de klanten van de betreffende leveranciers.

9.4 Tot slot: combinatie van opwekkingsvormen nodig

De in de analyse gehanteerde varianten geven een uitvergroot en nog niet op alle onderdelen volledig beeld van de maatschappelijke kosten en baten van duurzaam decentrale elektriciteitsopwekking. Immers in de praktijk zal geen sprake zijn van een 100% invulling door slechts één vorm van opwekking. Zo is wind enerzijds financieel rendabel (los van SDE+), maar kent ten minste één groot nadeel, namelijk de ruimtelijke inpassing in relatie tot met name geluid- en zichthinder. Zon-PV is veel minder rendabel in termen van de in geld uitgedrukte effecten binnen de MKBA, maar kent anderzijds niet of veel lagere ruimtelijke inpassingsproblemen. Het effect op (lokale) werkgelegenheid is ook veel groter dan bij wind. De lokale acceptatie en daarmee het tempo van verduurzaming van de elektriciteitsvoorziening kan dus via zon-PV waarschijnlijk sneller verlopen dan bij uitsluitend een windstrategie.

Een combinatie van zon en wind ligt daarmee dus voor de hand, omwille van een evenwichtige mix van financieel en maatschappelijk rendement. Een mix van decentraal duurzame elektriciteitsproductie met bijvoorbeeld 50% zon-PV en 50% wind kan reeds in de basisanalyse een neutrale of licht positieve monetaire baten/kostenratio opleveren. De randvoorwaarden voor de samenstelling van die mix zal moeten worden bepaald op zowel centraal niveau (met name fiscale regelgeving) als decentraal niveau (investeringskosten, ruimtelijke regelgeving).

Bijlagen





1 Geraadpleegde bronnen

Schriftelijke bronnen

- CBS, 2011, Hernieuwbare energie in Nederland 2011, CBS, Den Haag.
- ECN, 2009, Brandstofmix elektriciteit 2020; Inventarisatie, mogelijke problemen en oplossingsrichtingen, ECN (ECN-E-09-046).
- ECN, 2010, Referentieraming energie en emissies 2010-2020, ECN (ECN-E-10-004).
- ECN, 2012, Referentieraming energie en emissies actualisatie 2012, ECN.
- Laborec, 2009, Impact DG en 'nieuwe belastingen' op het LS-net in bestaande woonwijken, Laborec.
- Meeuwse, 2007, Electricity networks of the future: various roads to a sustainable energy system, Technische Universiteit Eindhoven.
- Ministerie van Economische Zaken, 2011, Landbouw & Innovatie, Energierapport 2011, Ministerie EL&I, Den Haag.
- PWC, 2012, De Nederlandse Energiemarkt in perspectief; de uitkomsten van het Nederlandse energiebeleid en het perspectief voor de toekomst, PriceWaterhouseCoopers.
- Rooijers, F.J. en C. Leguit, 2010, Achtergrondrapportage bij NET-document Netbeheer Nederland, CE Delft.
- Rijksoverheid, 2010, Nationaal actieplan uit hernieuwbare bronnen, Richtlijn 2009/28/EG.
- TenneT, 2010, Visie 2030, TenneT TSO B.V.
- TenneT, 2011. Net voor de Toekomst; een verkenning, TenneT TSO B.V.
- TenneT, 2012, Rapport Monitoring Leveringszekerheid 2011-2027, TenneT TSO B.V.
- WLO (2006): Bijlage Energie (MNP/CPB/RPB/ECN) in: Welvaart en Leefomgeving (CPB, MNP/RPB).

Interviews

- Aedes: René van Genugten
- Alliander: Pieter van der Ploeg
- CE Delft: Cor Leguijt
- Centraal Planbureau: Annemiek Verrips en Rob Aalbers

- DE-Koepel: Teun Bokhoven
- DEO: Wilko Kistemaker (Dutch)
- ECN: Sander Lensink
- E-Decentraal: Ruud de Bruijne
- Eneco: Jilles van den Beukel, Paul van der Hoeven en Dick Jonker
- Energie Nederland: Anne Sypkens Smit, Nynke Geerts-Zandveld
- Energy Valley: Mark de la Vieter
- Lochem Energie: Tonnie Tekelenburg
- Ministerie van EL&I: Peter Aubert en Imar Doornbos
- Ministerie van Financiën: Hans Koning, Mariska de Bruijne, Linda Brinke en Annemarie Bouw
- Netbeheer Nederland: Marijn Artz en Joris Knigge (Enexis)
- Planbureau voor de Leefomgeving: Sonja Kruitwagen en Hans Elzenga
- Texel Energie: Brendan de Graaf
- Vogelwijk Energiek: Jenneke Ringnalda en Huub van Rossum
- VNG/Klimaatverbond: Thijs de la Court
- VVE Blok 7 IJburg: Keimpe Bloem
- Windvogel: Dick van Elk en Martin Vogelesang
- WRR: Pieter Winsemius



2 Begeleiding en financiering onderzoek

Begeleiding

Het onderzoeksteam is gedurende het onderzoek bijgestaan door een begeleidingsgroep vanuit de financierende overheden. Voor hun bijdragen hieraan zijn wij de volgende mensen zeer erkentelijk:

Ambtelijk:

Provincie Gelderland	Yvonne Tieleman
Provincie Groningen	Ronald van Paassen Wietske van der Schaaf
Provincie Noord-Holland	Martijn Koop (mede namens provincies Friesland, Drenthe en Groningen)
Gemeente Assen	Alfred Middelkamp
Gemeente Deventer	Ron Sint Nicolaas
Gemeente Dordrecht	Roosmarijn Sweers
Gemeente Utrecht	Monique Hoogwijk en Inge van de Klundert
Gemeente Den Haag	Otto den Ouden Jan-Harko Post
Gemeente Heerlen	Dagmar Stassen
Gemeente Maastricht	Peter Rempelberg
VNG	Daphne van den Berg

Bestuurlijk:

Gemeente Assen	Alex Langius
Gemeente Delft	Stephan Brandligt
Gemeente Lochem	Thijs de la Court

Extern adviseur:

SEO Economisch Onderzoek Prof. dr. Carl Koopmans

Zowel met de Rijksoverheid als met lokale initiatieven is een workshop georganiseerd. Hieraan namen deel:

Workshop 'Rijksoverheid', 1 oktober 2012

Hans de Koning	Ministerie van Financiën
Evelien Hijink	Ministerie van Infrastructuur en Milieu
Peter Aubert	Ministerie van Economische Zaken, Landbouw en Innovatie
Maarten Koning	Medewerker Provinciale Statenfractie D66, Zuid-Holland
Marieke van der Werf	Zelfstandig adviseur, voormalig lid Tweede Kamer voor het CDA
Richard van Vliet	VNG

Workshop 'Lokale Initiatieven', 9 oktober 2012

Tonnie Tekelenburg	Lochem Energie
Dick van Elk	De Windvogel
Keimpe Bloem	VvE IJburg, blok 7
Jolt Oostra	Heuvelrug Energie Coöperatie
Ruud de Bruijne	e-Decentraal

Financiering

Dit onderzoek is tot stand gekomen met financiële bijdrage van de volgende overheden:

Gemeente Assen
Gemeente Delft
Gemeente Den Haag
Gemeente Deventer
Gemeente Doetinchem
Gemeente Dordrecht
Gemeente Heerlen
Gemeente Lochem
Gemeente Maastricht
Gemeente Rotterdam
Gemeente Utrecht
Gemeente Woerden

Provincie Drenthe
Provincie Friesland
Provincie Gelderland
Provincie Groningen
Provincie Noord-Holland



3 Toelichting berekening kostprijzen decentraal duurzame elektriciteitsproductie

In deze bijlage is nader toegelicht hoe de kostprijsberekening van decentraal duurzame elektriciteitsproductie (hoofdstuk 7.2) tot stand is gekomen. Daarbij wordt ook verwezen naar de verschillende sheets die zijn te vinden in het bijbehorende business case rekenmodel.

Algemene gegevens

Variabele	Waarde	Sheet
Energievraag en inflatie		
Inflatie CPI	2%	Cockpit
Inflatie energieprijzen	3%	Cockpit
Energievraag	1,5% stijging vanaf 2020	Cockpit
Energievraag; Totaal decentrale opwekking komt uit op 8000 MW/J.	1,5% stijging 2012-2020	
	1 Pers	2,1 MW/J 2,4 MW/J
	2 Pers	2,4 MW/J 2,74 MW/J
	3 Pers	4,1 MW/J 4,7 MW/J
	4 Pers	4,7 MW/J 5,37 MW/J
	5 Pers	5,3 MW/J 6,1 MW/J
Energiebesparing	5%	Cockpit
Leveringstarieven centraal		
Leveringstarief enkeltarief	82,50 Euro/MWh	Inputs
Mark-up	5%	Inputs
Leveringstarieven centraal duurzaam		
Leveringstarief enkeltarief	82,50 Euro/MWh	Inputs
Belastingen en heffingen		
OZB Zonnepark	0.094% van investeringen	Inputs
OZB Windmolens	0.094% van investeringen	Inputs
Energiebelasting	114 Euro per MWh	Inputs
BTW	21%	Inputs

Wind

Investerings		
Stap:	Werkwijze	Uitkomst
Bepaling benodigd vermogen	Selectie maximale elektriciteitsvraag (KWh) in periode 2020-2045.	11.704 MWh
	Correctie voor bedrijfszekerheid (90%)	13.004 MWh
	Electriciteitsvraag delen door vollasturen (2.200)	5,91 MW. Afgerond naar 6 MW
Bepaling investeringen	Benodigd vermogen * kosten per MW (1287 Euro K/ Mw)	7.722 Euro K
Bouwleges	Investerings < 10 mln 65 Euro K Investerings > 10 mln 0,03 % van investeringen	65 Euro K
Beheer- en onderhoudskosten		
Onderhoud en verzekering	Gerealiseerde productie * kengetal (0,011 per KWh)	11.704 MWh * 11 = 130,68 Euro K/Jaar
Aansluiting netwerk	Geïnstalleerd vermogen * kengetal (11 Euro k/MW/ jaar)	6 * 11 Euro K = 66 Euro K/Jaar
Grondkosten (pacht)	Geïnstalleerd vermogen * kengetal (14 Euro K/MW/ jaar)	6 * 14 Euro K = 84 Euro K/Jaar
OZB	0,094% per jaar van investeringen	0,094% van 7.722 Euro K = 7 Euro K/Jaar
Financiering		
Vreemd vermogen	5% + aflossing	560 Euro K per jaar (annuïteit)
Subsidies en fiscaliteiten		
SDE+ (Fase 3)	Geïnstalleerd vermogen * bedrijfszekerheid * SDE+ vollasturen * (SDE+ tarief minus correctieprij) ⁵⁷	6 MW* 1760 h * 0,90 * (0,12 -/ 0,058) = 589 Euro k/jaar
EIA	44% van investeringen is aftrekbaar van winst voor belasting. Derhalve 11% van investeringskosten worden opgenomen als EIA bijdrage (verdeeld over drie jaar)	3*283 Euro K/jaar
Vennootschapsbelasting	Winst < 200 k -> 20% Winst > 200 k -> 25%	40 Euro k/Jaar
Bepaling kostprijs per MWh		
Totale kosten en SDE+ opbrengsten over de gehele levensduur verdisconteerd naar 2020.	Investerings = 7,7 mln. Operationele kosten = 8,3 mln. SDE+ = 6,5 mln. Discontovoet = 5,5% Levensduur = 25 jaar	Investerings = 7,2 mln. Op kosten = 4,4 mln. SDE+ = 4,6 mln. Totale kosten 7,0 mln.
Totale elektriciteitsproductie over de gehele levensduur verdisconteerd naar 2020.	Totale productie = 297.000 MWh Discontovoet = 5,5% Levensduur = 25 jaar	Totale verdisconteerde productie is 159.358 MWh.
Kostprijs	Totale verdisconteerde kosten/totale verdisconteerde productie	7,0 mln./159.358 MWh = € 43,70 per MWh.

⁵⁷ Correctieprijs stijgt ieder jaar met de energieprij. Hierdoor neemt de SDE+ bijdrage per jaar af.

Zonnepark

Investerings		
Stap:	Werkwijze	Uitkomst
Bepaling benodigd vermogen	Selectie maximale elektriciteitsvraag (KWh) in periode 2020-2045.	11.704 MWh
	Correctie voor bedrijfszekerheid (90%)	13.004 MWh
	Elektriciteitsvraag delen door vollasturen (1000)	13 MW afgerond 14 MW
Bepaling investeringen	Benodigd vermogen * kosten per MW (1200 Euro K/Mw)	16.800 Euro K
Bouwleges	NVT	-
Beheer- en onderhoudskosten		
Groot onderhoud en verzekering	2% investeringen	336 Euro K per jaar
Onderhoud	5 Euro/MWh	63 Euro K per jaar
Aansluiting netwerk	Geïnstalleerd vermogen * kengetal (11 Euro k/MW/jaar)	6 * 14 Euro K = 154 Euro K/Jaar
Grondkosten (pacht)	1,32 ha/MW * 14 MW * 1 Euro K/Jaar	18 Euro K/Jaar
OZB	0,094% per jaar van investeringen	0,094% van 16.800 Euro K = 16 Euro K/Jaar
Financiering		
Vreemd vermogen	5% rente + aflossing	1.218 Euro K per jaar (annuïteit)
	Subsidies en fiscaliteiten	
SDE+ (Fase 3)	Geïnstalleerd vermogen * bedrijfszekerheid * SDE+ vollasturen * (SDE+ tarief minus correctieprijs) ⁵⁸	12600 MWh * (0,15 -/- 0,057) = 1.150 Euro k/jaar
EIA	44% van investeringen is aftrekbaar van winst voor belasting. Derhalve 11% van investeringskosten worden opgenomen als EIA bijdrage (verdeeld over drie jaar)	3*616 Euro K/jaar
Vennootschapsbelasting	Winst < 200 k -> 20% Winst > 200 k -> 25%	
Bepaling kostprijs per MWh		
Totale kosten en SDE+ opbrengsten over de gehele levensduur verdisconteerd naar 2020.	Investerings = 15,6 mln Operationele kosten = 19,7 mln. SDE+ = 14,6 mln. Discontovoet = 5,5% Levensduur = 25 jaar	Investerings = 15,6 mln. Op kosten = 10 mln. SDE+ = 10 mln. Totale kosten 15,6 mln.
Totale elektriciteitsproductie over de gehele levensduur verdisconteerd naar 2020.	Totale productie = 306.000 MWh Discontovoet = 5,5% Levensduur = 25 jaar	Totale verdisconteerde productie is 169.016 MWh
Kostprijs	Totale verdisconteerde kosten/totale verdisconteerde productie	15,6 mln./164.187 MWh = € 92,05 per MWh

⁵⁸ Correctieprijs stijgt ieder jaar met de energieprij. Hierdoor neemt de SDE+ bijdrage per jaar af.

Zon-PV op publieke daken en Zon-PV op eigen dak

Investerings		
Stap:	Werkwijze	Uitkomst
Bepaling benodigd vermogen	Selectie maximale elektriciteitsvraag (KWh) in periode 2020-2045.	11.704 MWh
	Correctie voor bedrijfszekerheid (90%)	13.004 MWh
	Elektriciteitsvraag delen door vol-lasturen (850)	15,30 MW. Afgerond naar 16 MW
Bepaling investeringen	Benodigd vermogen * kosten per MW (1200 Euro K/Mw)	19.200 Euro K
Bouwleges	NVT	-
Beheer- en onderhoudskosten		
Onderhoud	5 Euro/MWh/Per jaar	61 Euro K per jaar
Financiering		
Vreemd vermogen	5%	5% van 19.200 Euro K = 1.391 Euro K per jaar (annuïteit)
	Subsidies en fiscaliteiten	
SDE+	NVT	
EIA	NVT	
Salderen	NVT (publieke daken)	
Bepaling kostprijs per MWh		
Totale kosten over de gehele levensduur verdisconteerd naar 2020.	Investerings = 19,2 mln. Operationele kosten = 1,99 mln. Discontovoet = 5,5% Levensduur = 25 jaar	Investerings = 19,2 mln. Op kosten = 1,0 mln. Totale kosten 20,2 mln.
Totale elektriciteitsproductie over de gehele levensduur verdisconteerd naar 2020.	Totale productie = 306.000 MWh Discontovoet = 5,5% Levensduur = 25 jaar	Totale verdisconteerde productie is 164.187 MWh
Kostprijs	Totale verdisconteerde kosten/totale verdisconteerde productie	20,2 mln./164.187 MWh = € 123,13 per MWh

