



NATIONALE KOSTEN ENERGIETRANSITIE IN 2030

Notitie

Robert Koelemeijer (PBL)

Paul Koutstaal (ECN)

Bert Daniëls (ECN)

Pieter Boot (PBL)

3 april 2017

PBL

Colofon

Nationale kosten energietransitie in 2030

© PBL Planbureau voor de Leefomgeving

Den Haag, 2017

PBL-publicatienummer: 2888

Contact

robert.koelemeijer@pbl.nl

Auteurs

Robert Koelemeijer (PBL), Paul Koutstaal (ECN), Bert Daniëls (ECN), Pieter Boot (PBL)

Delen uit deze publicatie mogen worden overgenomen op voorwaarde van bronvermelding: Koelemeijer et al. (2017), Nationale kosten energietransitie in 2030, Den Haag: PBL.

Het Planbureau voor de Leefomgeving (PBL) is het nationale instituut voor strategische beleidsanalyses op het gebied van milieu, natuur en ruimte. Het PBL draagt bij aan de kwaliteit van de politiek-bestuurlijke afweging door het verrichten van verkenningen, analyses en evaluaties waarbij een integrale benadering vooropstaat. Het PBL is voor alles beleidsgericht. Het verricht zijn onderzoek gevraagd en ongevraagd, onafhankelijk en wetenschappelijk gefundeerd.

Inhoud

Samenvatting	4	
1	Introductie	8
2	Doel voor 2030 en basispad	10
2.1	Doel voor 2030	10
2.2	Basispad	11
3	Routes naar een koolstofarme energievoorziening	13
3.1	Eindbeelden 2050	13
3.2	Globale schatting nationale kosten	14
3.3	Verstandige keuzes voor 2030	14
4	Maatregelen: potentieel en kosten in 2030	16
4.1	Hernieuwbare energie	17
4.1.1	Wind	17
4.1.2	Zon-PV	18
4.1.3	Inzet van Biomassa in de industrie en glastuinbouw	19
4.1.4	Biobrandstoffen	20
4.1.5	Groen gas	21
4.2	Carbon Capture and Storage (CCS/BECCS)	22
4.3	Overige emissiereductieopties elektriciteitsproductie	24
4.3.1	Sluiting kolencentrales	24
4.3.2	Kernenergie	25
4.4	Vermindering van de energievraag in verschillende sectoren	26
4.4.1	Gebouwde omgeving	26
4.4.2	Industrie	28
4.4.3	Glastuinbouw	29
4.4.4	Transport	30
4.5	Warmtenetten	31
4.6	Reductie van overige broeikasgassen	33
4.7	Maatregelen gericht op emissies uit landgebruik, land-gebruiksverandering en bosbouw	33
5	Maatregelpakketten	37
6	Referenties	40

Samenvatting

In december 2016 hebben vier ministeries gevraagd om een notitie waarin de kosten van de energietransitie in 2030 in kaart worden gebracht. Deze notitie behandelt de nationale kosten – voor de Nederlandse samenleving als geheel, ongeacht wie deze draagt – in het jaar 2030. Het gaat daarbij om de extra kosten ten opzichte van het in de Nationale Energieverkenning 2016 veronderstelde vastgestelde en voorgenomen beleid in 2030 (verder aangeduid als basispad). Ook in het basispad worden kosten voor klimaat- en energiebeleid gemaakt, maar die zijn geen onderdeel van deze notitie.

De energietransitie beoogt een bijdrage te leveren vanuit Nederland aan het realiseren van het Klimaatakkoord dat in 2015 in Parijs is gesloten. Uitgaand van een lineaire reductie vanaf het gemiddelde emissieniveau van 2014-2015, impliceert een bandbreedte van het doel voor 2050 van 80 tot 95% reductie ten opzichte van 1990 een emissiereductie in 2030 van 43 tot 49%. Dan gaat het om 42 tot 56 Mton reductie ten opzichte van het basispad in 2030.

Bij de kostenschatting passen vijf kanttekeningen. Ten eerste zijn er veel manieren om in 2050 een vrijwel emissieloze energievoorziening te realiseren, maar daarin zit wel een zekere samenhang. Als er veel kerncentrales worden neergezet, is er minder plaats voor windmolens in het elektriciteitssysteem. Als er veel windmolens en zonnepanelen staan, moet er gezorgd worden voor opslagsystemen of back-up capaciteit om perioden zonder wind en zon te overbruggen. Ten tweede is 2030 geen einddoel, maar een mijlpaal richting 2050. Kostenoptimalisering tot 2030 kan duurkoop zijn als geen rekening wordt gehouden met de stappen die daarna nodig zijn. Ten derde moet overheidsbeleid draagvlak hebben in de samenleving om te kunnen worden uitgevoerd. Burgers kunnen andere overwegingen hebben, eigen voorkeuren of opties waartegen zij zich verzetten. Regelgeving kan kosteneffectief zijn, maar subsidiering is makkelijker in te voeren. Ten vierde wordt verondersteld dat in de ons omringende landen een vergelijkbaar beleid wordt gevoerd, zodat we geen emissies exporteren door hier bijvoorbeeld centrales te sluiten die in een buurland dan des te harder gaan draaien. Dit is in lijn met de Europese ambities na het ratificeren van het Akkoord van Parijs, wanneer deze de komende jaren in concreet beleid worden vertaald. Goed denkbaar is dat weglekeffecten van CO₂-uitstoot naar het buitenland van specifieke nationale maatregelen toch zullen optreden, wat een effect heeft op de kosten(effectiviteit) van dergelijke maatregelen. Tot slot, de gepresenteerde uitkomsten zijn met de nodige onzekerheid omgeven en er zijn geen gevoeligheidsanalyses uitgevoerd. De cijfers moeten daarom gezien worden als een indicatie van de orde van grootte van de kosten.

Uit de analyse die PBL heeft gemaakt van de verkiezingsprogramma's is een eerste indruk te krijgen van de extra nationale kosten in 2030 op basis van de beleidsinstrumenten die de partijen inzetten: bij een emissiereductie tussen 43 en 49% behoren extra nationale kosten van ruwweg 6 tot 9 miljard euro per jaar in 2030¹. Dit is geen lineaire curve: naarmate de reductie groter is, lopen de kosten sneller op.

Als de goedkoopste maatregelen (met maatregelen worden hier technische opties bedoeld, geen beleidsinstrumenten) die in deze notitie zijn beschreven zouden worden geselecteerd, zouden de kosten voor een dergelijke emissiereductie beduidend lager uitvallen (zie onder) dan in de doorrekening van de partijprogramma's. Daarvoor zijn een aantal redenen, waaronder:

¹ Het gaat om meerkosten ten opzichte van het basispad. Kosten voor emissiereductiemaatregelen die in het basispad zijn opgenomen, waaronder ruim 3 mld euro/jaar voor SDE+ tot 2030, zijn hier niet bij inbegrepen. Omdat er in het basispad wordt uitgegaan van een continuering van beleid, is er in het basispad bijvoorbeeld al een groei van het aandeel hernieuwbare energie richting 2030 voorzien.

- De maatregelen die in deze notitie zijn beschreven betreffen veelal technisch potentieel, dat vaak niet selectief ontsloten kan worden met beleid. Zo kan bijvoorbeeld een verplichting tot energiebesparing zowel kosteneffectieve als minder kosteneffectieve delen van het technisch potentieel ontsluiten. De doorrekening van de verkiezingsprogramma's van de partijen is gebaseerd op basis van door partijen voorgestelde beleidsinstrumenten.
- Er is veelal sprake van overlap tussen maatregelen, waardoor het potentiële effect van een pakket van maatregelen minder groot is dan maatregelen in hun isolement. Als voorbeeld: isolatie van een huis kan de gasvraag halveren, een hybride warmtepomp kan dat ook. In combinatie leveren ze maximaal 75% reductie, maar de investeringskosten van de afzonderlijke maatregelen blijven hetzelfde. Combinatie met een andere maatregel leidt daardoor al snel tot een forse toename van de kosten per ton vermeden CO₂, vergeleken met de kosteneffectiviteit van een individuele maatregel. De in deze notitie beschreven emissiereducties van de opties zijn daarom niet zonder meer bij elkaar op te tellen, terwijl dat vaak wel voor de kosten geldt.
- De keuze van de politieke partijen is niet alleen ingegeven door kosteneffectiviteit. Zo zetten partijen vaak fors in op de gebouwde omgeving, een sector met hoge investeringskosten. Dat kan verstandig zijn vanwege de lange doorlooptijd van maatregelen in de gebouwde omgeving, maar dat leidt wel tot relatief hoge nationale kosten in 2030. Daarnaast maken partijen duidelijke keuzes in de soort CO₂-reductietechnieken die ze juist wel of juist niet willen inzetten, zoals bijvoorbeeld wel of geen kernenergie of vooral wind op zee. Omdat deze maatregelen soms sterk in kosteneffectiviteit verschillen, heeft dit ook invloed op de kosteneffectiviteit van het gehele pakket.

De eerste twee redenen gelden altijd bij het samenstellen van pakketten uit de afzonderlijke maatregelen, alleen de laatste heeft te maken met specifieke keuzes van de partijen. Dat die keuzes in 2030 tot hogere kosten leiden, betekent niet per definitie dat het vanuit kosteneffectiviteit onverstandige keuzes zijn: Voor het al dan niet kosteneffectief zijn van een optie is ook de langere termijn van belang. Een kosteneffectief traject is daarmee iets anders dan een kosteneffectieve momentopname in 2030. Gezien de onzekerheden over het eindbeeld voor 2050 is het niet mogelijk om *het* optimale beeld voor 2030 vanuit een kosteneffectief traject te bepalen. Wel is een aantal overwegingen aan te geven die het waarschijnlijker maken dat het toepassen van een emissiereductieoptie in 2030 onderdeel is van kostenefficiënt traject, namelijk als:

- De emissiereductiemaatregelen relatief goedkoop zijn (zo is bijvoorbeeld een deel van de energiebesparing tegen relatief lage kosten per ton vermeden CO₂ te realiseren);
- De opties robuust zijn, d.w.z. ze komen in veel of alle eindbeelden voor (bijvoorbeeld hernieuwbare elektriciteit, biomassa, CCS, besparing); in dat geval is het realiseren immers tot een zeker niveau noodzakelijk;
- Zonder een specifieke optie een emissiereductie van 80-95% in 2050 waarschijnlijk heel veel duurder of zelfs onmogelijk wordt (bijvoorbeeld CCS, biomassa, hernieuwbare elektriciteit);
- Een optie veel implementatietijd vergt (bijvoorbeeld maatregelen in de gebouwde omgeving);
- De kosten lager zijn bij geleidelijke ingroei, door leereffecten, door aan te sluiten bij natuurlijke vervangingsmomenten of tijd voor de opbouw van infrastructuur (wind op zee, CCS).

Tabel S1 geeft een overzicht van de maatregelen met de grootste bijdragen aan emissiereductie in 2030, op basis van de huidige kennis over potentiële en kosten, en de te verwachten ontwikkelingen daarin. Vooral bij de industrie is een groot potentieel aan kosteneffectieve opties met negatieve of relatief lage kosten. De opties bij de elektriciteitsvoorziening – waarbij uiteraard een keuze noodzakelijk is, ze zijn niet allemaal tegelijk tegen de maximum omvang mogelijk – bevinden zich in de midden-range van kosten. Opties bij

het verkeer zijn of heel goedkoop of heel duur. Opties bij woningen zijn vrijwel allemaal relatief duur, in kantoren soms iets goedkoper, maar soms ook nog duurder. Het potentieel in de landbouw en bij wijzigingen van het grondgebruik is ook aanzienlijk en de kosteneffectiviteit gunstig of gemiddeld.

Op basis van de in deze notitie beschreven maatregelen zijn enkele pakketten samengesteld gericht op het tegen de laagste kosten halen van een 80-95% emissiereductie in Nederland in 2050. De nationale kosten in deze pakketten komen in 2030 uit op 1,6 - 2,6 mld euro/jaar (80%-reductiepad) en 3,5 - 5,5 mld euro/jaar (95%-reductiepad). Dit is dus aanzienlijk lager dan de 6 - 9 mld/euro die uit de doorrekening van de verkiezingsprogramma's naar voren komt. Daarvoor zijn een aantal redenen aan te wijzen:

- In deze analyse is verondersteld dat sluiting van kolencentrales volledig wordt opgevangen door gascentrales in Nederland, terwijl het in de huidige elektriciteitsmarkt waarschijnlijker is dat de elektriciteitsproductie van Nederlandse kolencentrales deels wordt overgenomen door elektriciteitscentrales in het buitenland, waaronder ook een aanzienlijk deel kolencentrales. In de doorrekening van de verkiezingsprogramma's vanuit EU-breed perspectief leidt dat tot 6 Mton reductie, tegen 13 Mton in deze notitie, omdat nu verondersteld is dat ook in omliggende landen op termijn kolencentrales zullen sluiten om 80-95% emissiereductie te realiseren;
- In de doorrekening is de energiebesparing in de industrie minder gunstig ingeschat dan in deze notitie, omdat dit potentieel lastig te instrumenteren is met de door partijen voorgestelde prijsprikkels;
- Partijprogramma's zetten niet in op extra kernenergie;
- In de doorrekening zijn maatregelen bij verkeer die EU-besluitvorming vergen niet meegenomen;
- In partijprogramma's worden ook maatregelen voorgesteld gericht op emissies in de gebouwde omgeving die relatief duur zijn.

Tabel S1

Overzicht van enkele maatregelen met groot emissiereductiepotentieel in 2030

	Emissie-reductie [Mton CO ₂]	Nationale kosten [mld euro/jaar]	Kosten-effectiviteit [Euro/ton CO ₂]
Elektriciteit en gas			
Wind op zee	4 – 20,3	0,4 – 3,6	100 – 180
Zon-PV	3,2	0,4	130
CCS kolen	16 – 22	0,4 – 0,6	25
CCS gas	6 – 8	0,5 – 0,6	75
Europese vervanging van kolen door gas ²	12,7 (6)	0,8 (0,6)	65 (100)
Kernenergie	4,9	0,5	95
Groen gas	1,8	0,6	330
Industrie			
Biomassa	7,4	1,0	140
CCS procesemissies en staalproductie	5 – 9	0 – 0,4	0 – 50
CCS raffinaderijen	4 – 8	0,2 – 0,7	50 – 90
recycling	2,2	-0,3	-130
procesefficiency	5 – 9	-0,5 – +0,2	-110 – +50
Landbouw			
LED-verlichting en geothermie	1,4	-0,05 – 0	-150 – 0
Kas als energiebron	1,9	0,2	100
Methaanoxidatie	2,5	0,01	5
Monovergisting mest	2,5	0,9	200
Verkeer			
Biobrandstoffen	1,4	0,5	330
Banden en normen auto's	1,5	-0,2	-280 – -110
Kilometerheffing	2,5	1,0	310 – 440
Gebouwde omgeving			
Huizen zon-PV	6,1	1,7	270
Huizen - isolatie	3,3	1,2	370
Huizen - warmtepompen	10,4	6,6	630
Huizen - nul op meter	4,6	5,5	1200
Kantoren optimale verwarming/koeling	4	0,4	90
Kantoren - LED lampen	1	0,01	10
Kantoren - isolatie	1,7	3,5	2060
Kantoren - zon-PV	4,2	1	230
Kantoren - WKO	1,6	0,6	360
Warmtenetten	2	0,5 – 0,75	250 – 375
Landgebruik			
Drainage en vernatting veenweide	0,9	0,02	22 – 28
Koolstofvastlegging landbouwgrond	0,8	0,04	50

² Dit betreft effecten en kosten van het sluiten van kolencentrales, in geval de elektriciteitsproductie van kolencentrales wordt vervangen door gascentrales. Indien de elektriciteitsproductie van kolencentrales wordt vervangen door een mix van gas- en kolencentrales (zoals verondersteld bij de doorrekening van de verkiezingsprogramma's) zou het EU-brede effect 6 Mton zijn en de kosteneffectiviteit 100 euro/ton CO₂.

1 Introductie

In december 2016 heeft het kabinet zijn Energie-agenda naar de Tweede Kamer gestuurd, waarin de hoofdlijnen van het energiebeleid richting 2050 worden geschetst. Het kabinet geeft in de Energie-agenda het volgende aan: "Het kabinet zal in de eerste helft van 2017 de kosten van de transitie richting een CO₂-arme samenleving in 2050 nog verder in kaart laten brengen. Op basis van deze hoofdlijnen en doorrekening van de kosten gaan we in gesprek met burgers, bedrijven, kennisinstellingen, maatschappelijke organisaties en medeoverheden. Dit om uiteindelijk ambities en verder uitgewerkte transitiepaden per functionaliteit richting 2030 en 2050 gezamenlijk vast te kunnen stellen."

De ministeries van Financiën, Binnenlandse Zaken en Koninkrijksrelaties, Economische Zaken en Infrastructuur en Milieu hebben PBL en CPB naar aanleiding daarvan gevraagd om in maart 2017 een notitie op te leveren waarin de kosten van de energietransitie in beeld worden gebracht voor het jaar 2030. Het CPB heeft aangegeven alleen sparring partner te kunnen zijn. PBL is ondersteund door ECN.

In het Klimaatakkoord van Parijs is in 2015 afgesproken de opwarming van de aarde te beperken tot ruim onder twee graden Celsius, met het streven deze tot anderhalve graad te beperken. De EU heeft de ambitie om in 2050 de broeikasgasemissies te hebben verminderd met 80 tot 95% ten opzichte van 1990. Het leveren van een adequate bijdrage van de EU aan het Parijs-akkoord impliceert dat de bijdrage van de EU zich aan de bovenkant van de huidige Europese ambitie van 80 tot 95% CO₂-reductie in 2050 zal bevinden. Ook voor Nederland zal dat het geval zijn. In deze notitie zijn de kosten daarom in beeld gebracht van twee transitiepaden, één gericht op 80% en één gericht op 95% emissiereductie in 2050. In 2016 en 2017 zijn diverse studies gepubliceerd waarin kosten en effecten van individuele maatregelen en/of maatregelpakketten zijn opgenomen, met name Daniëls en Koelemeijer (2016), Daniëls, Hekkenberg en Koelemeijer (2016) en PBL (2017). Deze notitie bouwt daarop voort. De in deze studie gerapporteerde kosten betreffen meerkosten t.o.v. het vastgesteld en voorgenomen beleid uit de Nationale Energieverkenning 2016 (NEV; scenario met vastgesteld en voorgenomen beleid). De nationale kosten worden weergegeven als jaarlijkse kosten voor het jaar 2030. Deze kosten betreffen kosten voor de Nederlandse samenleving als geheel, ongeacht bij wie deze kosten neerslaan (bij de overheid, burgers of bedrijven). De nationale kosten omvatten onder andere investeringskosten (geannuïseerd over de afschrijvingstermijn van de investeringen), brandstofkosten en operationele kosten (of juist besparingen op deze kosten). We merken op dat ook in het basispad al kosten gemaakt worden ten behoeve van de energietransitie, waaronder kosten voor stimulering van hernieuwbare energie in de periode tot 2030 (zie paragraaf 2.2). De kosten in het basispad, waaronder de kosten voor het bestaande beleid (bijvoorbeeld SDE+), zijn geen onderdeel van deze notitie.

Op enkele punten zijn ook kosten voor de overheid in beeld gebracht, waarbij we uit zijn gegaan van het huidige beleidsinstrumentarium. Dit betreft het effect op opbrengsten vanuit de energiebelasting en brandstofaccijns en gevolgen voor de structurele uitgaven voor de Stimuleringsregeling Duurzame Energie (SDE+) en de Opslag Duurzame Energie (ODE). Beleid gericht op 80-95% emissiereductie zal echter ook vragen om nieuwe instrumenten. De gevolgen daarvan voor de overheidsfinanciën hebben wij niet in beeld gebracht omdat deze mede afhangen van de beleidsinstrumenten die worden ingezet om emissiereducties te realiseren en van de precieze vormgeving van het beleidsinstrument. Zo zal bijvoorbeeld een subsidie tot hogere overheidsuitgaven leiden, terwijl bij bijvoorbeeld een energiebesparingsverplichting de kosten zowel neer kunnen slaan bij verbruikers als bij de overheid (als gevolg van lagere opbrengsten voor de overheid uit de energiebelasting of de Opslag Duurzame

Energie). En een energieheffing zal verbruikers stimuleren om meer te besparen, wat voor hen kosten voor maatregelen en besparingen op energie-uitgaven met zich mee kan brengen, terwijl het voor de overheid inkomsten genereert. Binnen deze studie maken we geen keuzes voor nieuwe beleidsinstrumenten en daarom brengen we de gevolgen voor de overheidsuitgaven van nieuw beleid niet in kaart.

In deze notitie geven we een inschatting van de nationale kosten gebaseerd op een selectie van de meest kosteneffectieve emissiereductieopties, waarbij we uitgaan van een pakket aan maatregelen dat past in mogelijke routes naar een koolstofarme energievoorziening in 2050. Daarnaast geven we inzicht in het effect op de kosten van het uitsluiten van opties zoals CCS en kernenergie.

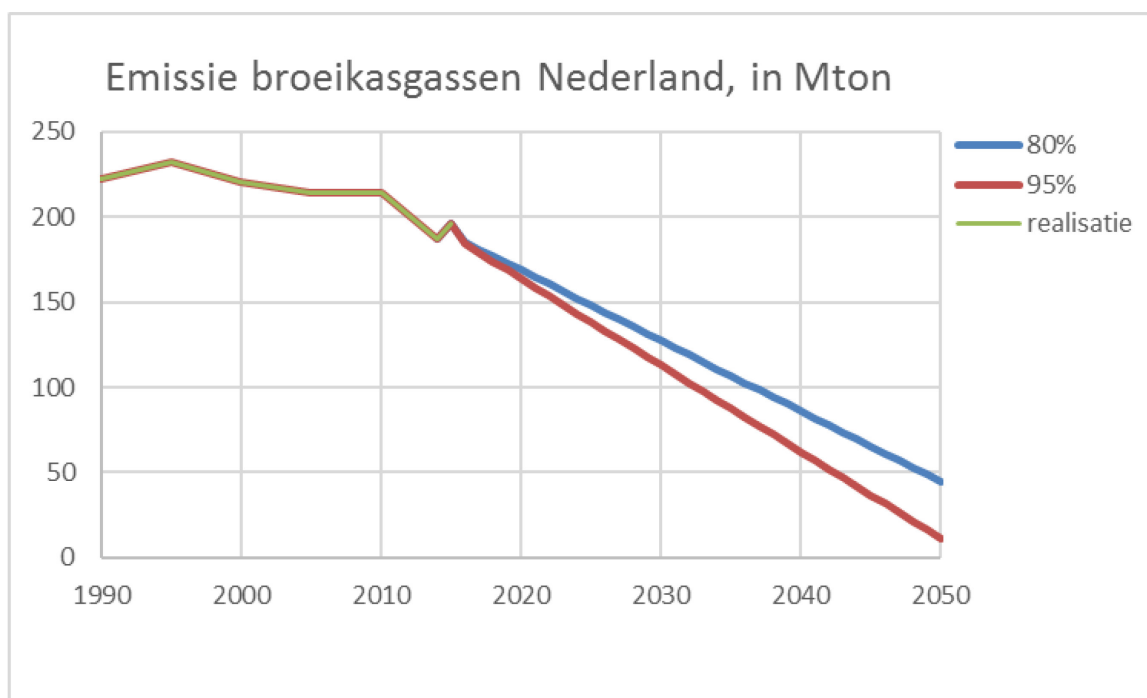
In hoofdstuk 2 gaan we in op wat een 80% en 95% emissiereductie in 2050 betekent voor de benodigde emissiereductie in 2030. Ook is daar het basispad beschreven waartegen de kosten en effecten van maatregelen zijn afgezet. Hoofdstuk 0 schetst op hoofdlijnen aantal mogelijke routes die kunnen worden gevolgd in de transitie naar een koolstofarme energiehuishouding in 2050. In hoofdstuk 4 bespreken we de verschillende opties voor emissiereductie tot 2030 meer in detail, waarbij we ingaan op de kosten en het potentieel in 2030. Hoofdstuk 5 tot slot vat de nationale kosten samen, waarbij we ook ingaan op het effect van uitsluiten van opties.

Tot slot, deze notitie is in korte tijd tot stand gekomen op basis van beschikbaar materiaal. Het is dan ook een eerste ruwe inschatting van de kosten van de transitie en geen uitgebreide, geïntegreerde doorrekening op basis van nieuwe analyses. De gepresenteerde uitkomsten zijn dan ook met de nodige onzekerheid omgeven. We hebben verder geen ruimte gehad om daar middels gevoeligheidsanalyses (zoals bijvoorbeeld verschillende prijsontwikkelingen van fossiele brandstoffen) meer inzicht in te geven. Er is ook geen vergelijking gemaakt met andere studies. Een belangrijke waarschuwing is ten slotte dat de praktijk leert dat overheidsmaatregelen zich om allerlei redenen niet vanzelfsprekend op de meest kosteneffectieve opties hoeven te richten. Door subsidies worden opties gestimuleerd die zonder deze ondersteuning ten dele toch al uitgevoerd zouden worden; door een tekort aan kennis worden subsidiebedragen soms hoger gesteld dan de werkelijke meerkosten; en bepaalde besparingsmaatregelen met een maatschappelijk positief effect worden om allerlei redenen toch niet afgedwongen. Veelal zullen in de praktijk de maatschappelijke kosten dus hoger zijn dan in deze berekeningen geïndiceerd. In de voor eind juni voorziene notitie waarin de kosten voor 2050 in beeld worden gebracht zullen een aantal van deze kanttekeningen worden geadresseerd.

2 Doel voor 2030 en basispad

2.1 Doel voor 2030

In het Parijs Klimaatakkoord (december 2015) is door bijna alle landen ter wereld, waaronder Nederland, overeengekomen de stijging van de mondiale temperatuur te beperken tot een niveau duidelijk onder 2 graden Celsius ten opzichte van het pre-industriële niveau, en te streven naar een maximale stijging van 1,5 graden Celsius (UNFCCC, 2015). Afhankelijk van de verantwoordelijkheid die Nederland neemt bij het aanpakken van klimaatverandering, zou de CO₂ uitstoot voor het behalen van de 2-gradendoelstelling in 2050 moeten zijn gedaald met zo'n 85-95% ten opzichte van 1990³. Voor de 1,5-gradendoelstelling komt dit neer op een emissiereductie van meer dan 100%. Voor beide doelstellingen geldt dat Nederland in 2030 de emissies met zo'n 40-50% zou moeten reduceren (Van Vuuren et al., 2016). De EU-klimaatbijdrage (National Determined Contribution (NDC) aan het Parijsakkoord is een ten minste 40 procent reductiedoelstelling in 2030 ten opzichte van 1990. Dit doel is dus aan de onderkant van wat nodig is om te voldoen aan de 2-gradendoelstelling (Van Vuuren et al., 2016).



Figuur 1 Paden richting 80% tot 95% emissiereductie in 2050

In 1990 bedroeg de broeikasgasemissie op het Nederlands grondgebied 222 Mton⁴. Een reductie met 80% tot 95% impliceert een reductie tot 44 respectievelijk 11 Mton in 2050. De twee meest recente jaren waarover broeikasemissies bekend zijn, zijn 2014 (187 Mton) en 2015 (196 Mton; voorlopige cijfers). Uitgaande van een lineaire reductie vanaf het gemiddelde niveau in 2014-2015 richting 2050 (zie Figuur 1), betekent dit een emissieniveau van 127 Mton in 2030 (afkoersend op 80% reductie in 2050) cq. 113 Mton (afkoersend op 95% emissiereductie in 2050). Deze niveaus in 2030 komen overeen met een emissiereductie ten

³ De emissie van niet-CO₂ broeikasgassen zal naar verwachting met minder dan 80% kunnen dalen. De CO₂-emissie zal daarom met meer dan 80% moeten dalen om de totale broeikasgasemissies met 80% te kunnen laten dalen.

⁴ Volgens IPCC-methodiek, exclusief emissies van landgebruik, landgebruiksverandering en bosbouw (LULUCF).

opzichte van 1990 van 43% en 49%. In deze notitie wordt uitgegaan van deze emissieniveaus voor 2030 als pad richting het voldoen aan de Parijs-doelstelling.

We merken op dat het hierboven gaat om emissies van activiteiten op het Nederlands grondgebied. Beleidsmatig zijn emissies van grote installaties (elektriciteitsproductie en grootste deel industrie) echter op EU-niveau begrensd, via het emissiehandelssysteem (ETS). De consequentie is dat nationaal aanvullend beleid gericht op emissiereductie van bedrijven die onder het ETS vallen teniet gedaan wordt, omdat daarmee extra emissieruimte ontstaat voor bedrijven in landen waar geen aanvullend beleid wordt gevoerd (waterbed-effect). Het ETS-plafond wordt immers niet aangescherpt door aanvullend nationaal beleid.

Tegelijk is er kritiek op de rol die het ETS speelt in de decarbonisatie. Mede door overallocatie van emissierechten en de economische recessie is de prijs van emissierechten te laag om tijdig de energietransitie in gang te zetten en ontstaat een risico op lock-in in koolstof-intensieve technologie. Verder wijst de milieu-economische literatuur op marktfalen zoals kennis-spillovers om het belang van de overheidsrol te benadrukken bij het stimuleren van milieu-innovaties (Jaffe, 2005). Het is uiteindelijk een beleidsmatige keuze om wel of geen aanvullend nationaal beleid te voeren gericht op emissies die onder het ETS vallen.

Ook fysiek treden grensoverschrijdende effecten op. Zo leidt een nieuw windpark in Nederland tot verdringing van emissies van fossiel gestookte centrales in Nederland zelf, maar ook – door koppeling van elektriciteitsnetten – buiten Nederland (en dus tot verandering van in- en export van elektriciteit). Het ETS-brede effect is dan groter dan het effect op het Nederlands grondgebied alleen. Evenzo wordt een emissiereductie als gevolg van het sluiten van een kolencentrale in Nederland deels teniet gedaan door toename van emissies van fossiel gestookte centrales in en buiten Nederland. Het ETS-brede effect is dan kleiner dan het effect op het Nederlandse grondgebied alleen. Omgekeerd treden dergelijke effecten ook op in Nederland als gevolg van beleid van andere EU-landen.

In deze notitie worden daarom de emissiereducties die in het buitenland optreden als gevolg van maatregelen in Nederland aan Nederland toegerekend. Impliciet veronderstellen we daarmee dat een energietransitie in Nederland gepaard gaat met een vergelijkbare transitie in de ons omringende EU-landen⁵. Bij andere aannames over het beleid in de andere EU-landen zal het effect en daarmee de kosteneffectiviteit van individuele maatregelen lager uitvallen.

De aanname dat andere EU-landen een vergelijkbare transitie inzetten, betekent niet automatisch dat het zorgen voor een min of meer gelijk speelveld geen issue meer is. Als andere EU-landen verduurzaming van industrie en elektriciteitsopwekking vooral met subsidies stimuleren, zal Nederland zich gedwongen kunnen zien om de aantrekkelijkheid van Nederland als vestigingsplaats te waarborgen op dezelfde of op andere wijze (zoals innovatie, onderwijs- of arbeidsmarktbeleid). Het invoeren van verplichtingen zonder compensatie, het invoeren van beprijzing of het niet zorgdragen voor verbetering van de vestigingsplaats op andere wijze, zou kunnen leiden tot verplaatsing van activiteiten naar andere EU-landen.

2.2 Basispad

Het basispad is gelijk aan het scenario met vastgesteld en voorgenomen beleid uit de Nationale Energieverkenning 2016 (NEV). Dit basispad is een weergave van de meest plausibele

⁵ Dit uitgangspunt wijkt daarmee af van het uitgangspunt dat bij de doorrekening van de verkiezingsprogramma's is gehanteerd. In paragraaf 4.3.1 wordt dit nader toegelicht.

ontwikkelingen rond economie, demografie, prijzen, markten, technologie en beleid, gebaseerd op inzichten tot 1 mei 2016. In dit basispad is het effect van zowel Nederlands overheidsbeleid als maatregelen en activiteiten van andere maatschappelijke partijen opgenomen, evenals de effecten van voorgenomen maatregelen en afspraken die per 1 mei 2016 nog niet officieel vastgesteld waren, maar wel concreet genoeg waren om in de analyse te verwerken. Tabel 1 geeft een overzicht van de veronderstelde prijzen in het basispad voor energiedragers en CO₂-emissierechten in het ETS.

We verwijzen naar de NEV voor een gedetailleerde beschrijving van het basispad en de beleidsveronderstellingen daarin. De belangrijkste beleidsuitgangspunten zijn⁶:

- Aanscherping van het ETS-plafond vanaf 2021 (lineaire reductiefactor naar 2,2 procent per jaar)
- Europees bronbeleid (waaronder Ecodesign, Energie-eisen gebouwen, CO₂-normering voor personenauto's naar 73 gram per kilometer per 2025)
- Continuering van de openstelling van de SDE+-regeling tot 2030, zodanig dat de structurele kasuitgaven voor hernieuwbare energie ruim 3 miljard per jaar bedragen
- Continuering van de bijmenging voor biobrandstof na 2020 (op 10 procent)
- Continuering van de salderingsregeling voor kleinschalig zon-PV
- Aanscherping handhaving wet Milieubeheer
- Concrete maatregelen in het in mei 2016 vastgestelde intensiveringspakket van het Energieakkoord

Tabel 1 Veronderstelde prijzen in basispad voor energie en emissierechten

Prijzen	Eenheid	2000	2010	2015	2020	2030
Olie	North Sea Brent, euro per vat	42	65	52	56	94
Gas	Groothandelsprijs, euro per m ³	0,16	0,20	0,21	0,18	0,28
Kolen	Importprijs ketelkolen, euro per ton	45	76	61	42	77
Elektriciteit	Groothandelsprijs basislast, euro per MWh	58	53	44	32	63
CO ₂ -prijs ETS	Euro per ton CO ₂	0	16	8	11	26

Tabel 2 Broeikasgasemissies zoals verondersteld in het basispad

Broeikasgasemissies (Mton CO ₂ -eq)	1990	2000	2010	2015	2020	2030
Totaal Nederland	222	220	214	198	171	168
waarvan ETS			85	96	75	82
waarvan niet-ETS			129	102	95	86
Afname totaal t.o.v. 1990 (%)		1%	4%	11%	23%	24%

Opgemerkt wordt dat de invoering van een besparingsverplichting en een plan met het doel om energie te besparen in de energie-intensieve industrie niet zijn meegenomen in dit basispad, omdat deze maatregelen nog niet zijn uitgewerkt in concrete beleidsvoornemens.

In het basispad dalen de broeikasgasemissies in Nederland van 222 megaton in 1990 naar 168 megaton in 2030, een afname van 24 procent (Tabel 2). De uitsplitsing in ETS en niet-ETS is voor de jaren 1990 en 2000 niet bekend, omdat het ETS-systeem toen nog niet van kracht was.

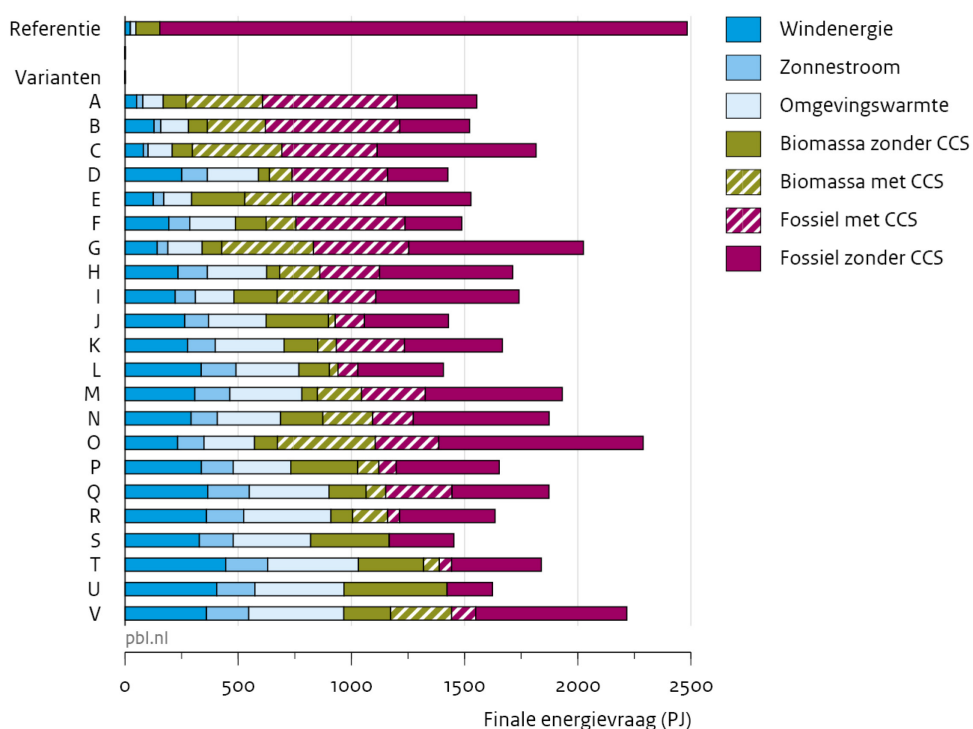
⁶ Dat een bepaalde continuering van enkele beleidsmaatregelen is aangenomen, wil niet in alle gevallen zeggen dat hiervoor al middelen beschikbaar voor zijn gesteld. Dit geldt bijvoorbeeld voor de continuering van de SDE+.

3 Routes naar een koolstofarme energievoorziening

3.1 Eindbeelden 2050

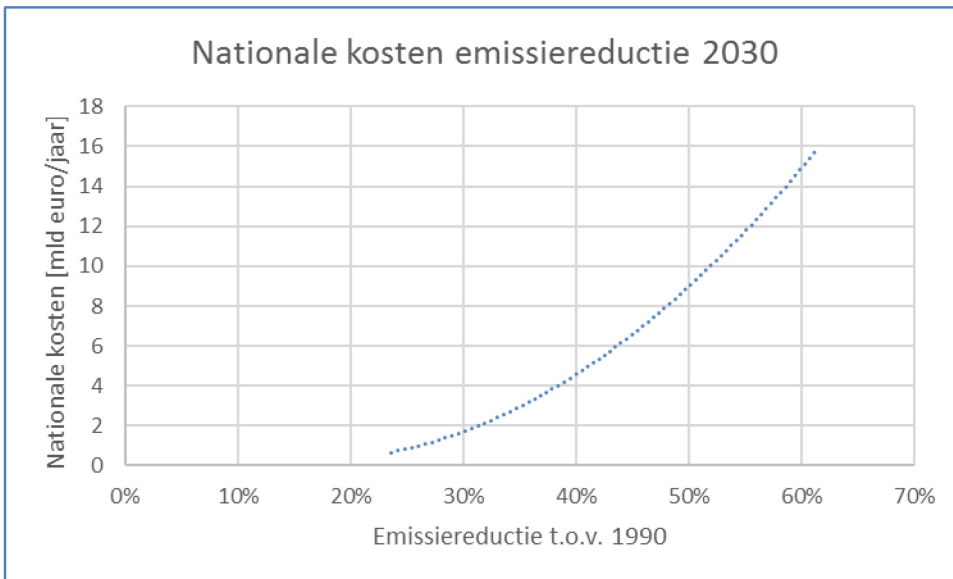
Er zijn veel manieren denkbaar om een emissievermindering van 80% of 95% te realiseren. Mogelijke eindbeelden voor 2050 verschillen onder andere in de vraag naar energie, de mate waarin CCS wordt toegepast en de hoeveelheid hernieuwbare energie die wordt opgewekt (zie Figuur 2 voor de mogelijke opties voor 80%; Ros en Schure 2016). De kosten om de verschillende eindbeelden te realiseren zullen verschillen, en hangen onder andere af van de toekomstige brandstofkosten en kostendalingen van technologieën voor energiebesparing, CCS en hernieuwbare energieopwekking. Deze onzekerheden over kosten leiden niet alleen tot onzekerheden over de totale kosten van een energietransitie, maar ook welke maatregelenmix vanuit kostenoptiek optimaal is.

Opties voor invullen van energievraag in 2050 bij 80% emissiereductie ten opzichte van 1990



Bron: PBL model E-design

Figuur 2 Opties voor het invullen van de energievraag in 2050



Figuur 3

Gestileerde curve van kosten die een aantal politieke partijen maken om een emissiereductie te realiseren

3.2 Globale schatting nationale kosten

Om enig inzicht te geven in de kosten van de energietransitie in 2030, is geput uit materiaal dat is verzameld bij de analyse van de leefomgevingseffecten van verkiezingsprogramma's van politieke partijen (PBL, 2017). In die analyse is onder andere gekeken naar effecten t.a.v. emissiereducties op het Nederlands grondgebied. Deels treden die op als gevolg van verplaatsing van emissies naar buiten Nederland (zoals gedeeltelijk bij het sluiten van kolen centrales en bij carbon leakage), hetgeen niet bijdraagt aan de energietransitie zelf. In Figuur 3 is de (gestileerde) relatie weergegeven tussen de emissiereductie en nationale kosten van maatregelpakketten van politieke partijen, waarbij kosten en effecten als gevolg van carbon leakage niet zijn meegenomen, en de emissiereductie-effecten in het ETS als geheel aan Nederland zijn toegerekend (zie paragraaf 2). Op die wijze geeft het een beter beeld van de kosten en emissie-effecten van maatregelen gericht op de energietransitie. Uitgaande van deze curve bedragen de nationale kosten behorend bij 43% en 49% emissiereductie ruwweg 6 en 9 miljard per jaar in 2030, respectievelijk. In deze kosten zitten overigens ook kosten voor maatregelen gericht op verbetering van de mobiliteit en natuurkwaliteit, die in de door-gerekende programma's doorgaans enkele honderden miljoenen bedragen.

3.3 Verstandige keuzes voor 2030

Gezien de onzekerheden over het eindbeeld voor 2050 is het niet mogelijk om *het* kostenoptimale beeld voor 2030 te bepalen. Wel is een aantal overwegingen aan te geven die maken dat een emissiereductieoptie in 2030 waarschijnlijk onderdeel is van kostenefficiënt traject:

- De kosten van een optie zijn laag (zo is bijvoorbeeld een deel van de energiebesparing tegen relatief lage kosten te realiseren);
- De optie is robuust, d.w.z. de optie komt in veel/alle eindbeelden voor (bijvoorbeeld hernieuwbare elektriciteit, biomassa, CCS en besparing);
- Zonder de optie wordt 80-95% emissiereductie waarschijnlijk heel veel duurder of zelfs onmogelijk (bijvoorbeeld CCS, biomassa en hernieuwbare elektriciteit);

- Een optie vergt veel implementatietijd (bijvoorbeeld maatregelen in de gebouwde omgeving);
- De kosten van de energietransitie kunnen lager worden bij geleidelijke ingroei van een optie, als gevolg van leereffecten, aansluiten bij natuurlijke vervangingsmomenten of door geleidelijke opbouw van benodigde infrastructuur (wind op zee, CCS).

Een belangrijk aspect dat we in deze notitie niet behandelen, is het maatschappelijk draagvlak voor de maatregelen, en de wijze waarop de 'energieke samenleving' een eigen rol kan spelen. Eind vorig jaar liet het SCP zien dat ongeveer 45 procent van de ondervraagde burgers het er (zeer) mee eens was dat Nederland veel sneller dan nu het gebruik van fossiele brandstoffen moest verminderen, terwijl minder dan 10 procent het daar (zeer) mee oneens was (SCP, 2016). Een grote groep was neutraal of wist het niet. Het SCP vatte zelf samen: de noodzaak van een transitie wordt aanvaard, maar het klimaat lijkt hiervoor niet zo'n belangrijke reden te zijn. Dus veel burgers zullen zich meer willen inspannen voor bijvoorbeeld het 'aardgasvrij' maken van hun woonwijk, dan voor andere, wellicht veel kosteneffectiever maatregelen. Dit betekent dat de in deze notitie gepresenteerde maatregelen en bijbehorende kosten dus niet letterlijk geïnterpreteerd kunnen worden als de meest waarschijnlijke bouwstenen voor beleid, al kunnen ze daar wel onderdeel van zijn.

Efficiënte koolstofprijzen

Naast bovengenoemde overwegingen kan ook een meer strikt economische invalshoek worden gekozen om te komen tot een selectie van kostenoptimale opties. CPB en PBL hebben in december 2016 z.g. efficiënte CO₂-prijzen vastgesteld die gebruikt moeten worden in maatschappelijke kosten-baten analyses (Aalbers et al. 2016), gebaseerd op de WLO-scenario's (Matthijssen et al. 2015). Voor scenario's die gericht zijn op het voldoen aan de 2-graden doelstelling, is de CO₂-efficiënte prijs in 2030 gesteld op 100-500 euro/ton en in 2050 op 200-1000 euro/ton⁷. Dit efficiënte prijspad geeft tussen nu en 2050 de CO₂-prijzen weer die nodig zijn om de cumulatieve emissiereductie in een scenario tegen de laagste kosten te realiseren. Deze prijzen geven daarmee ook inzicht in welke maatregelen wel en niet passen bij een kostenoptimaal pakket. We merken op dat de efficiënte CO₂-prijzen in WLO-scenario's die niet gericht zijn op het bereiken van de 2-graden doelstelling (de z.g. WLO-Laag en WLO-Hoog scenario's die respectievelijk 45% en 65% emissiereductie in 2050 realiseren) aanzienlijk lager liggen dan de hierboven genoemde efficiënte prijzen.

In deze notitie is een lineair emissiereductiepad verondersteld. Uit analyses zoals de WLO waarin de emissiereductie geoptimaliseerd wordt over de gehele periode tot en met 2050 en 2100 kan een ander emissiereductiepad volgen dat efficiënter is, waarbij bijvoorbeeld eerder al verdergaande reducties worden gerealiseerd waardoor de benodigde reductie later, na bijvoorbeeld 2030, minder hoog uitvalt.

⁷ De spreiding in deze efficiënte prijzen reflecteert het verschil tussen de scenariovarianten 'centraal' en 'decentraal', die beide gericht zijn op 80% emissiereductie, waarbij de laagste kosten horen bij het scenario 'centraal'. In Aalbers en Bollen (binnenkort te verschijnen) zijn ook efficiënte CO₂-prijzen berekend voor een scenario met 95% emissiereductie; deze zouden circa 30% boven de efficiënte prijzen liggen behorend bij een 80% emissiereductiescenario.

4 Maatregelen: potentieel en kosten in 2030

In deze paragraaf brengen we de maatregelen in beeld die een rol kunnen spelen bij een kostenoptimale route richting een koolstofarme economie in 2050. We benadrukken dat het een globale indicatie betreft van dergelijke maatregelen en kosten⁸. Een formele kosten-optimalisatie is niet mogelijk in de beperkte tijd voor deze studie. We merken verder op dat een dergelijke kostenoptimalisatie altijd afhankelijk is van veronderstellingen over de toekomstige kosten van energiedragers en technologieën. De hier veronderstelde prijzen zijn weergegeven in Tabel 1. De prijzen voor met name olie en gas zijn fors lager in dit basispad (NEV2016) dan in de NEV2015; hierdoor wijken kosteneffectiviteitscijfers af van die gepresenteerd in Daniëls en Koelemeijer (2016). Maatregelen zijn onderscheiden in een aantal clusters:

1. Extra inzet van hernieuwbare energie
 - Wind
 - Zon-PV
 - Biomassa in de industrie
 - Biobrandstoffen
 - Groen gas
2. Carbon Capture and Storage (CCS)
3. Overige emissiereductie elektriciteitsproductie
4. Vermindering van de energievraag in verschillende sectoren
 - Gebouwde omgeving
 - Industrie
 - Glastuinbouw
 - Transport
5. Warmtenetten
6. Reductie van overige broeikasgassen (OBKG; vooral methaan en distikstofoxide in de landbouw)
7. Maatregelen gericht op emissies uit landgebruik, landgebruiksverandering en bosbouw (LULUCF)

De Europese Commissie publiceerde in 2016 voorstellen om emissiereducties als gevolg van landgebruik, landgebruiksveranderingen en bosbouw (LULUCF) onder voorwaarden mee te kunnen tellen om te voldoen aan het niet-ETS doel. Nederland mag emissiereducties via LULUCF-opties tot maximaal 13.4 Mton (cumulatief in de periode 2021-2030) inzetten om te voldoen aan het niet-ETS doel. Daarom zijn in deze notitie ook LULUCF-opties opgenomen.

Herkomst data

De gegevens over potentiële en kosten zijn ontleend aan verschillende, meestal openbare, bronnen. Wel verschillen in sommige gevallen de getallen hier van die in de oorspronkelijke bron. Deze box zet voor een aantal van de gebruikte bronnen de oorzaken van de verschillen op een rij.

IBO-studie

De IBO-studie (Daniëls en Koelemeijer, 2016) is gebruikt als bron voor wind, zon en kernenergie. Wel zijn de kosten en baten opnieuw berekend op basis van de energieprijzen in de NEV 2016; het IBO gebruikte de prijzen uit de NEV 2015. Verder ging de informatie in

⁸ De gerapporteerde kosten zijn in euro's 2016.

het IBO bij wind op zee over het opgestelde vermogen in het basispad (NEV2015), terwijl hier de gegevens staan over het additionele potentieel. Voor dit additionele potentieel gelden hogere inpassingskosten (meer curtailment).

ESR- en EED-studies

De ESR- (Daniëls, Hekkenberg & Koelemeijer (2016)) en EED-studies (nog uit te komen) zijn gebruikt als bron voor maatregelen in eindgebruikssectoren (energiebesparing, biomassa, kleinschalig hernieuwbaar) en voor de OBKG en LULUCF. Het ESR-rapport beschrijft de emissie-effecten en bijbehorende kosteneffectiviteiten alleen voor de niet-ETS emissies, terwijl dit rapport effecten en kosteneffectiviteit beschrijft voor de totale emissie-effecten, dus inclusief de effecten bij de elektriciteitsopwekking. Bij bijvoorbeeld elektrificatie (zoals elektrische warmtepompen) zijn de netto emissie-effecten kleiner dan alleen de niet-ETS effecten. In dit soort gevallen is de kosteneffectiviteit over de totale emissie-effecten veel ongunstiger dan die over alleen de niet-ETS-effecten. Verder hanteert deze studie, in afwijking van de EED-rapportage, als referentie voor de elektriciteitsopwekking gascentrales, terwijl de EED-rapportage uitgaat van het gemiddelde elektriciteitspark waar ook de kolencentrales in zitten.

4.1 Hernieuwbare energie

Binnen de categorie hernieuwbare energie zijn er een aantal verschillende opties voor het verminderen van de CO₂ uitstoot. De belangrijkste zijn wind, zon-pv, biomassa (met name inzet voor warmteproductie in de industrie) en biobrandstoffen voor transport. Hieronder geven we een overzicht van deze vier verschillende opties.

We merken op dat in het basispad al veel van het binnenlandse ruwe biomassapotentieel wordt benut. Extra inzet op biomassa-opties zal daarom leiden tot extra import van biomassa, zoals houtpellets. De CO₂-emissies van het produceren en transporteren van biomassa buiten Nederland zijn in deze notitie niet in beeld gebracht. Er zijn verschillende opties die leiden tot een hogere vraag naar biomassa, die met elkaar concurreren om de beperkt beschikbare hoeveelheid duurzaam geproduceerde biomassa.

4.1.1 Wind

Beschrijving

Elektriciteitsopwekking uit windenergie heeft in principe een groot potentieel (tot circa 35 GW voor wind op land en op het Nederlands deel van het continentaal plat samen), en zou op termijn een groot deel van de Nederlandse elektriciteitsvraag kunnen dekken. De Noordzee biedt gunstige condities voor wind op zee, gegeven de windsnelheden en beschikbaarheid van wind over het jaar heen en de (on)diepte van de Noordzee. Voor wind op land lijken de mogelijkheden uiteindelijk beperkt. In het basispad van de NEV wordt uitgegaan van een groei tot ca. 7 GW voor wind op land. Substantiële verdere groei ligt niet voor de hand, gelet op de problematiek rond ruimtelijke inpassing en de gunstige ontwikkeling van de kosten van wind op zee. Voor wind op zee is in het basispad uitgegaan van 9 GW in 2030 (NEV scenario vastgesteld en voorgenomen beleid).

Potentieel en nationale kosten

Het potentieel en de kosten voor extra wind op zee tot 2030 worden bepaald door de ontwikkeling van de kosten van wind-op-zee, door de mogelijkheden die er zijn om grote hoeveelheden variabele en onzekere elektriciteit uit wind in te passen in het energiesysteem en door de beschikbare capaciteit voor het aanleggen van windparken op zee. Voor de kosten zijn we onder andere uitgegaan van inzichten uit de recente tenders voor de windparken bij

Borssele. De kosten van inpassing van wind op zee hangen mede af van de mogelijkheden die er zijn om toenemende hoeveelheden elektriciteit uit wind op zee te accommoderen in het energiesysteem. Dit hangt allereerst af van de groei van de elektriciteitsproductie uit wind op zee. Naarmate deze verder toe neemt zal er vaker sprake zijn van een overschot dat niet kan worden ingepast in het elektriciteitssysteem, dan zal er sprake zijn van curtailment (afschakelen van windmolens) en nemen de kosten per MWh elektriciteit uit wind op zee en daarmee de kosten van vermeden CO₂ emissies toe. De omvang van curtailment zal ook afhangen van de toename van de vraag (elektrificatie), de mogelijkheden voor vraagrespons, andere aspecten van flexibilisering van het elektriciteitssysteem en de ontwikkeling van de interconnecties met het buitenland. Voor de doorrekening van de verkiezingsprogramma's is een ruwe inschatting gemaakt van de omvang van curtailment bij verschillende hoeveelheden extra elektriciteit uit wind op zee, dit is meegenomen in de kosteninschatting in Tabel 3.9 Naarmate er meer mogelijkheden zijn voor inpassing van elektriciteit uit wind zal de omvang van curtailment kleiner zijn en liggen de kosten van uitbreiding van wind op zee dichterbij de 100 €/ton CO₂. Daarnaast kan er een limiet zijn aan de maximale haalbare uitrolsnelheid (in termen van GW per jaar), dan wel nemen de kosten toe als het tempo van uitrol hoog ligt en benodigde capaciteit en grondstoffen schaars zijn.

Instrumentatie en overheidskosten

Wind op zee wordt gestimuleerd via de SDE+. De kosten voor de overheid van deze subsidie worden via de ODE opgebracht door burgers en bedrijven. De jaarlijkse SDE+-subsidie en ODE vallen hoger uit dan de nationale kosten omdat de looptijd van de SDE+ 15 jaar is waar de feitelijke levensduur eerder 20 jaar zal zijn. In 2030 liggen de lasten voor burgers en bedrijven op respectievelijk 500, 1000 en 4500 mln euro. De overheidskosten zijn, afgezien van uitvoeringskosten voor de SDE+ regeling, nihil.

Tabel 3 Potentieel en kosten extra wind op zee¹⁰

Maatregel	Realiseerbaar potentieel [Mton CO ₂]	Nationale kosten [Meuro/jaar]	Kosten-effectiviteit [Euro/ton CO ₂]
2,1 GW extra wind op zee	4,0	400	100
3,5 GW extra wind op zee	6,0	800	130
14 GW extra wind op zee	20,3	3600	180

4.1.2 Zon-PV

Beschrijving

Elektriciteitsopwekking met zon-pv is de laatste jaren aanzienlijk in kosten gedaald en de verwachting is dat de kosten van zonnepanelen nog verder zullen dalen.

Zon-PV kan zowel grootschalig (bijvoorbeeld in zonneweiden) als kleinschalig (op daken van woningen) worden gerealiseerd. Grootschalige zon-PV wordt in het huidige beleid gesubsidieerd via de SDE+ en wordt hier besproken. Ontwikkeling van kleinschalig zon-PV in de gebouwde omgeving wordt besproken in paragraaf 4.4.

Een nadeel van elektriciteit uit zon is de grote variatie in de productie tussen seizoenen en de piekproductie in de zomer. Bij toenemende hoeveelheden nemen de kosten van inpassing

⁹ Naarmate er meer mogelijkheden zijn voor inpassing van elektriciteit uit wind zal de omvang van curtailment kleiner zijn en liggen de kosten van uitbreiding van wind op zee dichterbij de 100 €/ton CO₂.

¹⁰ Voor de vermeden emissies is uitgegaan van elektriciteitsproductie uit gas met een rendement van 50%. In de kosten voor wind op zee is rekening gehouden met besparing op de aankoop van CO₂-emissierechten.

in het elektriciteitssysteem zoals aanpassingen aan het netwerk en de kosten van backupvermogen toe. Dit is meegenomen in de aannames over het potentieel dat in 2030 beschikbaar is.

Potentieel en nationale kosten

Voor grootschalige zon-pv gaan we op basis van de analyses voor de doorrekening van de verkiezingsprogramma's uit van een beschikbaar potentieel in 2030 van 8 TWh (28,8 PJ). Het technisch potentieel is in principe aanzienlijk groter, de omvang daarvan zal onder andere afhangen van de beschikbare ruimte en van de inpassingskosten. De nationale kosten zijn gebaseerd op een update van de kostenberekeningen die voor het IBO kostenefficiëntie CO₂-reductiemaatregelen zijn uitgevoerd en van gegevens uit de analyse van verkiezingsprogramma's. Tabel 4 geeft een schatting van de kosten per vermeden ton CO₂.

Instrumentatie en overheidskosten

Grootschalige zon-PV wordt in het huidige beleid gestimuleerd via de SDE+. De kosten van de subsidie worden via de ODE opgebracht door burgers en bedrijven. Daardoor leiden de kosten van extra grootschalige zon-pv tot hogere lasten voor burgers en bedrijven (ervan uitgaande dat de extra kosten via een hogere ODE worden gedekt). Deze lasten vallen hoger uit dan de nationale kosten omdat de looptijd van de SDE+ 15 jaar is waar de feitelijke levensduur eerder 20 jaar zal zijn. De lasten voor burgers en bedrijven middels de ODE komen uit op ca. 160 euro/ton CO₂.

Tabel 4 **Potentieel en kosten extra grootschalig zon-PV¹¹**

	Realiseerbaar potentieel [Mton CO ₂]	Nationale Kosten [Meuro/jaar]	Kosten- effectiviteit [Euro/ton CO ₂]
8 GW extra grootschalig zon-PV	3,2	420	130

4.1.3 Inzet van Biomassa in de industrie en glastuinbouw

Beschrijving

Inzet van biomassa in de industrie en glastuinbouw in plaats van aardgas of eventueel andere fossiele brandstoffen biedt een mogelijkheid voor de opwekking van stoom of warm water zonder CO₂-emissie. Er van uitgaande dat de meeste reststromen van biomassa al in het basispad benut worden, gaat het hierbij vooral om geïmporteerde houtpellets. Vanuit langetermijn perspectief is inzet op grootschalige toepassing van ruwe biomassa niet noodzakelijkerwijs een heel logische maatregel.

Potentieel en nationale kosten

Uitgaande van import van biomassa, zal de voornaamste beperking op het potentieel bestaan uit de snelheid waarmee biomassaketels en bijbehorende voorzieningen geplaatst en ingepast kunnen worden. De kosten zijn erg gevoelig voor het prijsverschil tussen aardgas en biomassa¹², en als andere landen ook fors inzetten op biomassa kan dat de biomassaprijs sterk opdrijven. Vanwege die gevoeligheid voor brandstofprijzen is extra inzet van biomassa in de industrie en glastuinbouw niet noodzakelijkerwijs een robuust onderdeel van een kosteneffectief pakket.

Instrumentatie en overheidskosten

Deze optie wordt op dit moment ondersteund via de SDE+. Intensivering hiervan, gecombineerd met intensivering van het beleid gericht op emissiereductie in de betreffende sectoren

¹¹ In de kosten is rekening gehouden met besparing op de aankoop van CO₂-emissierechten.

¹² Hier is gerekend met 11 euro/GJ voor houtpellets en 8 euro/GJ voor aardgas.

kan het hierboven genoemde potentieel ontsluiten. De kosten van de subsidie worden via de ODE opgebracht door burgers en bedrijven.

Tabel 5

Potentieel en kosten extra biomassa-inzet in de industrie en glastuinbouw¹³

Maatregel	Technisch Potentieel [Mton CO ₂]	Nationale kosten [Meuro/jaar]	Kosten- effectiviteit [Euro/ton CO ₂]
biomassaketels industrie	7,4	1040	140 (120 - 170)
biomassaketels glastuinbouw	2	320	160 (140 - 190)

4.1.4 Biobrandstoffen

Beschrijving

Biobrandstoffen kunnen fossiele benzine en diesel voor het transport vervangen. Veelal wordt biobrandstof gemengd met fossiele brandstof. Er wordt onderscheid gemaakt tussen biobrandstoffen naar de bron van de ingezette biomassa (1^e generatie is gebaseerd op voedselgewassen; 2^e en hogere generaties niet). In deze optie is verondersteld dat de extra inzet wordt ingevuld met 2^e generatie biobrandstof op basis van houtvergassing gevolgd door verdere omzetting naar biobrandstof (Daniëls en Koelemeijer, 2016).

Biobrandstoffen zouden ook in de lucht- en scheepvaart kunnen worden ingezet, tegen ruwweg gelijke kosteneffectiviteiten als bij wegverkeer. De emissiereducties bij internationaal transport tellen niet mee bij emissiereducties in Nederland volgens de IPCC-methodiek en zijn daarom hier niet beschouwd. Het verminderen van deze emissies is uiteraard wel relevant voor de klimaatproblematiek.

Tabel 6 **Potentieel en kosten biobrandstoffen wegverkeer**

Maatregel	Realiseerbaar Potentieel [Mton CO ₂]	Nationale kosten [Meuro/jaar]	Kosten- effectiviteit [Euro/ton CO ₂]
Bijmengen biobrandstoffen (12% fysiek)	1,4	470	330

Potentieel en nationale kosten

Het potentieel van biobrandstoffen wordt tot 2030 onder andere begrensd door de beschikbare hoeveelheid en de prijs van duurzaam geteelde biomassa. Biomassa kan ook gebruikt worden voor andere toepassingen dan biobrandstoffenproductie (zoals voor productie van elektriciteit, warmte en groen gas). Als optie is hier gerekend aan verhogen van het fysieke aandeel biobrandstoffen voor het wegverkeer naar 12,0% in 2030 (op energiebasis; dit komt overeen met 18 PJ inzet van biobrandstof)¹⁴. Het potentieel in 2030 zou ook groter kunnen zijn, door meer import van biomassa (dat vervolgens in Nederland wordt verwerkt tot biobrandstof) of biobrandstof. Als andere landen echter ook biobrandstoffen willen blijven stimuleren zal dat een prijsopdrijvend effect hebben. De productieprij is verondersteld op circa 40 euro/GJ in 2030, uitgaande van een biomassaprijs van 11 euro/GJ. De kosteneffectiviteit hangt sterk af van de verhouding tussen de biomassaprijs en de olieprijs, en ligt bij de hier gekozen veronderstelde prijzen rond de 330 euro/ton.

¹³ De kostenverschillen tussen industrie en glastuinbouw zijn een gevolg van besparing op aankoop van CO₂-emissierechten die bij een groot deel van de industrie optreedt, maar niet bij de glastuinbouw omdat de glastuinbouw niet onder het ETS valt.

¹⁴ In het basispad (NEV 2016) is verondersteld dat de huidige verplichting voor 2020 voor de inzet van hernieuwbare energie in de transportsector wordt gecontinueerd tot en met 2030. Het recente voorstel van de Europese Commissie wijkt daar van af, maar kon in het basispad niet meer worden meegenomen.

Instrumentatie en overheidskosten

Bijmengen van biobrandstof in benzine en diesel is geregeld via een verplichting voor brandstofleveranciers tot inzet van hernieuwbare energie voor transport, die grotendeels wordt ingevuld door bijmenging van biobrandstoffen. De brandstofaccijns maakt geen onderscheid naar fossiele of biogene brandstof; er is daarom geen noemenswaardig effect verondersteld op de accijnsopbrengsten bij het verhogen van de verplichting tot bijmenging van biobrandstoffen. Biobrandstoffen hebben per liter gemiddeld echter een lagere energie-inhoud dan fossiele brandstof. Als de accijnstarieven niet hiervoor worden gecorrigeerd, zou de opbrengst uit accijns toenemen.

4.1.5 Groen gas

Beschrijving

Onder groen gas verstaan we gas op basis van biomassa en opgewerkt tot aardgaskwaliteit. De inzet van biomassa voor groen gas concurreert met andere toepassingen van biomassa, zoals inzet in transport of voor warmte en elektriciteitsproductie. Groen gas kan een rol spelen onder andere bij het verminderen van het gebruik van aardgas in de gebouwde omgeving. Groen gas kan worden geproduceerd op basis van natte biomassa-stromen (waaronder mest) door mono- of co-vergisting (zie paragraaf 4.6); het potentieel daarvan is beperkt omdat het aanbod van natte biomassa in Nederland beperkt is en het niet voor de hand ligt om natte biomassastromen te importeren. We bespreken hier de productie van groen gas uit droge biomassastromen. Er van uitgaande dat de meeste droge biomassa-reststromen al in het basispad benut worden, gaat het hierbij vooral om geïmporteerde houtpellets. Via een vergassingsproces kan droge ruwe biomassa worden omgezet naar biogas en daarna worden opgewerkt naar groen gas en ingevoed in het gasnet. Op termijn zou ook hernieuwbaar gas van aardgaskwaliteit kunnen worden geproduceerd uit waterstof (verkregen uit elektrolyse van water met (overschotten van) elektriciteit uit wind en zon), maar dit zal pas na 2030 omvang van betekenis kunnen krijgen.

Tabel 7 **Potentieel en kosten groen gas**

	Realiseerbaar potentieel [Mton CO ₂]	Nationale kosten [Meuro/jaar]	Kosten- effectiviteit [Euro/ton CO ₂]
Extra groen gas	1,8	590	330

Potentieel en nationale kosten

We zijn hier uitgegaan van inzet van circa 50 PJ biomassa voor de productie van groen gas, waarmee circa 35 PJ groen gas wordt geproduceerd. Dit is van de zelfde omvang als de biomassa die momenteel wordt ingezet als bijstook in kolencentrales. Bij omzetting naar groen gas zou het emissiereductiepotentieel circa 1,8 Mton zijn. Het potentieel kan ook hoger worden gekozen, bijvoorbeeld tot 70 PJ groen gas (Gasunie, 2016). Dit leidt dan tot een emissiereductie van 3,6 Mton en een hogere vraag naar geïmporteerde biomassa. De productiekosten voor groen gas zijn verondersteld op zo'n 30 euro/GJ¹⁵. De kosteneffectiviteit hangt sterk af van de verhouding tussen de biomassaprijs en de gasprijs, en ligt bij de hier gekozen veronderstelde prijzen rond de 330 euro/ton.

Instrumentatie en overheidskosten

Groen gas wordt in het huidige beleid gestimuleerd via de SDE+. De kosten van de subsidie worden via de ODE opgebracht door burgers en bedrijven. Daardoor leiden de kosten van extra groen gas tot hogere lasten voor burgers en bedrijven (ervan uitgaande dat de extra

¹⁵ Uitgaande van een biomassaprijs van 11 euro/GJ en een gasprijs van 8,8 euro/GJ in 2030.

kosten via een hogere ODE worden gedekt). Ook is het mogelijk om bijvoorbeeld leveranciers van gas te verplichten tot het bijmengen van een zekere hoeveelheid groen gas, analoog aan het bijmengen van biobrandstoffen. In dat geval zullen de kosten neerslaan bij gasleveranciers die dit zullen doorberekenen aan hun afnemers.

4.2 Carbon Capture and Storage (CCS/BECCS)

Beschrijving

CCS (Carbon Capture and Storage) is de afvang en (ondergrondse) opslag van CO₂. De CO₂ uit verbranding van fossiele brandstoffen en biomassa komt daarmee grotendeels niet meer in de atmosfeer. CO₂-afvang is beperkt tot grote puntbronnen van CO₂: elektriciteitscentrales en grote industriële bronnen (inclusief grote WKK). Bij bestaande installaties ligt afvang na verbranding voor de hand, en voor 2030 zal grootschalige toepassing vooral afvang voor verbranding betreffen¹⁶. CCS vergt extra energie voor de afvang van de CO₂ uit de verbrandingsgassen, het onder druk brengen van de CO₂ en het transport naar de opslag. Voor die opslag komen bijvoorbeeld lege gas- en olievelden in aanmerking, of diepe aquifers (waterhoudende lagen in de ondergrond). De combinatie van biomassaverbranding en CCS (BECCS) zorgt voor negatieve emissies: er is dan langdurige opslag van CO₂ die nog relatief recent aan de atmosfeer onttrokken is door planten.

Potentieel en nationale kosten

Het technische potentieel voor CCS wordt beperkt door de beschikbare opslagcapaciteit, door de bronnen die in aanmerking komen voor CO₂-afvang en – op de relatief korte termijn (2030-2040) – vooral de snelheid waarmee de benodigde installaties en infrastructuur kunnen worden aangelegd (uitrolsnelheid). Tot 2030 zal niet de fysieke beschikbaarheid van bronnen en opslagcapaciteit beperkend zijn, maar vooral de uitrolsnelheid. Maximaal 20 Mton emissiereductie (=circa 24 Mton opslag, uitgaande van circa 80% verwijderingsrendement) lijkt een redelijke bovengrens.

Opslagcapaciteit

De opslagcapaciteit in Nederland is waarschijnlijk toereikend om meerdere decennia tientallen megatonnen per jaar op te slaan. Maatschappelijk draagvlak kan hierbij wel een issue zijn. Ook bij de in dit opzicht minder problematische opslag onder de zeebodem is de capaciteit echter ruim.

Emissiebronnen die in aanmerking komen voor CCS

Wat de emissiebronnen betreft komt in 2030 naar schatting tot circa 60 Mton technisch in aanmerking voor CCS, bij industrie en elektriciteitsopwekking elk de helft. Toepassing van andere emissiereductieopties kan het potentieel wel kleiner maken¹⁷. Inzet van biomassa gaat echter niet ten koste van het potentieel voor CCS, maar is er goed mee te combineren (BECCS). Vanwege de meestal wat lagere omzettingsrendementen bij biomassa – en dus hogere brandstofinzet – kan het potentieel zelfs iets toenemen.

Uitrolsnelheid

¹⁶ Er zijn op dit moment drie belangrijke manieren voor de afvang van CO₂: post-combustion (afscheiding van CO₂ uit de verbrandingsgassen), pre-combustion (afscheiding van CO₂ uit de brandstof) en oxyfuel (bij verbranding met zuivere zuurstof bestaan de verbrandingsgassen al grotendeels uit CO₂). De laatste twee vereisen een ontwerp van centrale of industriële installatie waarbij CCS een integraal onderdeel is, en zijn dus alleen van toepassing voor nieuwe installaties.

¹⁷ In de industrie kunnen vergaande energiebesparing en (gedeeltelijke) elektrificatie het potentieel verkleinen, maar naar verwachting heeft dit in 2030 nog een bescheiden effect. Bij de elektriciteitsopwekking gaat het om potentieel veel grotere effecten. Brandstofsubstitutie (kolen naar gas) en extra wind- en zonne-energie kunnen het potentieel flink verkleinen (zie aldaar).

Toepassing van CCS vergt aanpassingen voor de afvang, de ontwikkeling van een transportinfrastructuur (pijpleidingen of schepen) en het klaarmaken van de opslagcapaciteit. Dat vereist samenwerking en coördinatie tussen vele partijen, en afstemming op de geschikte momenten die zich bij industrie en centrales voordoen om de afvang te implementeren. Voor het volledig ontwikkelen van CCS voor een bepaalde regio – bijvoorbeeld Rotterdam, IJmond, Eemshaven – ligt het voor de hand om met een totale doorlooptijd van minimaal 10 jaar rekening te houden. De kosten zijn nog onzeker, omdat CCS nog nergens op commerciële schaal wordt toegepast als CO₂-emissiereductieoptie.^{18,19} De kosten zijn verder gevoelig voor de brandstofprijzen, doordat afvang, transport en opslag extra energie vergen. CCS is daarmee een van de zeer weinige CO₂-emissiereductieopties die duurder wordt naarmate de (fossiele) brandstofprijzen hoger liggen. Onderstaande kostenschattingen zijn slechts ruwe indicaties, gebaseerd op o.a. ZEP (2011) en ZEP (2015).

Tabel 8 Potentieel en kosten van CCS₂₀

	Technisch potentieel [Mton CO ₂]	In % van emissies	Nationale kosten [Meuro/jaar]	Kosten- Effectiviteit [Euro/ton CO ₂]
Kolencentrales	16 - 22	60 - 80%	400 - 550	25
Gascentrales	6 - 8	60 - 80%	450 - 600	75
Biomassa (incl. meestook)	0,9 - 1,2	60 - 80%	120 - 160	130
Industriële procesemissies (NH ₃ en H ₂ productie)	1 - 2	50 - 100%	0 - 80	0 - 40
Emissies staalindustrie	4 - 7 ₂₁	40 - 80%	120 - 350	30 - 50
Raffinaderijen (excl. H ₂)	4 - 8	40 - 80%	200 - 720	50 - 90
Industriële emissies overig	7 - 14	30 - 60%	420 - 1540	60 - 110
Totaal₂₂	10 - 20			

Instrumentatie en overheidskosten

Voor CCS bestaat in Nederland nog geen beleid gericht op grootschalige uitrol. Beleid gericht op de afvang kan bestaan uit (combinaties van) verplichtingen, beprijzing of subsidiëring. Voor de aanleg en ontwikkeling van de transportinfrastructuur en opslagfaciliteiten zal centrale regie nodig zijn, zeker bij clusters met meerdere CO₂-bronnen en opslagpunten. Bij alleen verplichting van CCS zouden de kosten grotendeels bij het bedrijfsleven terechtkomen, met uitzondering van de baten door uitgespaarde ETS-rechten. Aangezien veel bedrijven concurreren op de wereldmarkt, kan dan carbon leakage optreden. Een andere mogelijkheid is daarom om ook ondersteuning op te nemen in het beleid gericht op CCS. In dat geval komen de meerkosten voor rekening van de overheid.

¹⁸ Dat betekent niet automatisch dat de technische haalbaarheid nog erg onzeker is. De samenstellende technieken die nodig zijn voor CCS zijn wel al gangbaar. Verwijdering van CO₂-uit gassen is bij voorbeeld onderdeel van bepaalde industriële processen. Ook gangbaar is injectie van afgevangen CO₂ bij *enhanced oil recovery*, gericht op het vergroten van het winbare deel van oliereserves.

¹⁹ Verder is er een grote variatie in kosten door de eigenschappen van de bron (schaal, concentratie CO₂, soort brandstof vanwege de prijs, nieuw/retrofit, load factor), de transportmodus (schip/pijpleiding on/offshore) en – afstand en de opslagfaciliteit (onshore/offshore, aquifer/gasveld etc.). Bij grote clusters zijn er bovendien volloopkosten: het kan jaren voordat de volledige capaciteit van de infrastructuur benut wordt. De onzekerheden zijn echter nog zo groot, en de kosten zo locatiespecifiek, dat het nog niet zinvol is om binnen de industrie op sectorniveau een kostenoptimale volgorde aan te brengen.

²⁰ De kosten voor CCS zijn inclusief besparing op de aankoop van ETS-rechten. Als hiermee geen rekening zou zijn gehouden zou de kosteneffectiviteit in 2030 25 euro/ton ongunstiger uitvallen.

²¹ Inclusief cokesfabrieken en inclusief restgassen die de sector naar elektriciteitscentrales exporteert.

²² Het totaal is aanzienlijk lager dan het potentieel van individuele technische opties, vanwege ingroeibeperkingen.

4.3 Overige emissiereductieopties elektriciteitsproductie

Hernieuwbare energie (zonnepanelen en wind) en CCS zijn verschillende opties om de CO₂ emissies in de elektriciteitsopwekking te reduceren. Daarnaast kunnen emissies worden gereduceerd door verschuivingen in de productiemix, zoals gas in plaats van kolen door sluiting van kolencentrales of meer kernenergie. Deze opties zijn niet altijd te combineren met andere opties. Zo zal bijvoorbeeld bij sluiting van kolencentrales het toepassen van CCS bij kolencentrales als optie vervallen.

4.3.1 Sluiting kolencentrales

Beschrijving

In verschillende studies is het effect van sluiting van kolencentrales onderzocht (van Hout en Koutstaal 2015; Daniëls en Koelemeijer 2016; Frontier 2016). In deze studies zijn ook de gevolgen meegenomen voor de import en export van elektriciteit, waarbij is uitgegaan is van het huidige bekende beleid in het buitenland, waarin in beperkte mate verdergaand transitiebeleid wordt gevoerd. Consequentie van deze aanname is dat de elektriciteitsproductie van Nederlandse kolencentrales deels wordt overgenomen door import vanuit kolencentrales in het buitenland. De CO₂ uitstoot in Nederland neemt daardoor sterk af, omdat emissies voor een deel verplaatst worden.

Een transitie naar een CO₂-arme samenleving alleen in Nederland is echter weinig zinvol en niet effectief. Voor een schatting van de kosten van de transitie geven we er daarom de voorkeur aan om te veronderstellen dat de transitie deel uitmaakt van een bredere transitie binnen Europa; zie ook de Introductie voor de uitgangspunten van deze notitie. In een dergelijke transitie zal er geen ruimte zijn voor bijvoorbeeld Duitse bruin- of steenkoolcentrales om extra naar Nederland te exporteren als de productie door steenkoolcentrales hier wegvalt. Verplaatsing van emissies naar het buitenland past immers niet in zo'n onderling afgestemde aanpak. In plaats daarvan nemen we in deze notitie aan dat de wegvallende productie van kolencentrales volledig wordt overgenomen door gascentrales binnen Nederland²³. In hoeverre dit in werkelijkheid optreedt is afhankelijk van ontwikkelingen op de (Noordwest-)Europese elektriciteitsmarkt en vereist bovenal krachtig Duits beleid gericht op sluiting van bruin- en steenkoolcentrales. De CO₂-emissies in Nederland nemen dan niet af met 17 Mton maar met 12,7 Mton in 2030. In de analyse van de verkiezingsprogramma's is gerekend met de 17 Mton CO₂ emissiereductie voor Nederland en met 6 Mton voor Europa als geheel. De EU-brede emissiereductie valt nu dus hoger uit vanwege de aanname dat elektriciteitsproductie van de kolencentrales wordt vervangen door gascentrales in Nederland. In de eerdere studies en de daarop gebaseerde analyse van de verkiezingsprogramma's werd een deel van de elektriciteitsproductie vervangen door import die onder andere afkomstig was van bronnen met hogere emissies zoals kolencentrales. Daarnaast zullen de kosten van de elektriciteitsopwekking ook hoger uitvallen dan in de genoemde studies en in de analyse van de verkiezingsprogramma's omdat de kosten van elektriciteitsopwekking met gascentrales hoger zijn dan de kosten van import van elektriciteit waarmee is gerekend in de eerdere studies. In Tabel 9 zijn de effecten en kosten van het sluiten van kolencentrales gegeven, zowel in geval de elektriciteitsproductie van kolencentrales wordt vervangen door gascentrales ('Europese vervanging kolen door gas'; uitgangspunt in deze notitie) als in geval de elektriciteitsproductie van kolencentrales wordt vervangen door een mix van gas- en (buitenlandse) kolencentrales ('sluiting bij huidige elektriciteitsmarkt'; gelijk aan aanname bij doorrekening verkiezingsprogramma's voor het EU-brede effect).

²³ Het kan ook gaan om gascentrales buiten Nederland, maar het saldo van de emissie-effecten (afname emissies kolencentrales en toename emissies gascentrales) is aan Nederland toegerekend. In deze notitie wordt daarmee verondersteld dat ook in omliggende landen op termijn kolencentrales zullen sluiten om een 80-95% emissiereductie te realiseren.

Potentieel en kosten

Effecten op de elektriciteitsmarkt zijn complex en de resultante van een groot aantal ontwikkelingen zoals aannames over ontwikkelingen in het buitenland. Een analyse waarbij uit wordt gegaan van een bredere transitie in Europa zou daarom idealiter gebaseerd worden op een nieuwe doorrekening van de effecten op de elektriciteitsmarkt. Daarvoor is echter binnen het bestek van deze notitie geen ruimte, daarom geven we hier slechts een ruwe schatting van de orde van grote van de kosten van een wisseling van kolen naar gas in de elektriciteitsopwekking gebaseerd op de kosteninschatting uit de hierboven genoemde studies en op de meerkosten van elektriciteitsproductie op gas in plaats van kolen.

Tabel 9 **Potentieel en kosten van sluiting van de kolencentrales**

	Realiseerbaar potentieel [Mton CO ₂]	Nationale kosten [Meuro/jaar]	Kosten- effectiviteit [Euro/ton CO ₂]
Europese vervanging kolen door gas	12,7	800	65
Sluiting bij huidige elektriciteitsmarkt	6	600	100

Instrumentatie en overheidskosten

Sluiting van kolencentrales kan op verschillende manieren worden gerealiseerd, zoals bijvoorbeeld efficiëntie eisen. De hogere kosten van elektriciteitsopwekking komen ten laste van de elektriciteitsconsument.

4.3.2 Kernenergie

Beschrijving

Voor de optie kernenergie gaan we uit van de analyse die is gemaakt in het IBO-rapport kosteneffectiviteit CO₂-reductie (Daniëls en Koelemeijer 2016). In het IBO-rapport is uitgegaan van kostencijfers van de Britse nucleaire centrale in aanbouw Hinkley Point C, een European Pressurized Reactor. In Hinkley Point worden twee eenheden gebouwd van 1590 MW. Hier gaan we uit van één eenheid. Een dergelijke kerncentrale van 1590 MW heeft een forse impact op de Nederlandse elektriciteitsmarkt. De effecten daarvan zijn niet meegenomen in de analyse.

Potentieel en kosten

Tabel 10 geeft een overzicht van het potentieel en de kosten van de optie kernenergie, gebaseerd op gegevens uit de analyse in het IBO kosteneffectiviteit waarbij we de elektriciteitsprijzen hebben aangepast aan de inzichten uit de NEV2016.

Instrumentatie en overheidskosten

Bij Hinkley Point C biedt de Britse overheid een garantieprijs gedurende 35 jaar in de vorm van een 'contract for difference'. Als elektriciteitsprijzen onder de garantieprijs liggen, vult de overheid het verschil aan, maar als de prijzen boven deze garantieprijs liggen betaalt de exploitant het verschil aan haar afnemers. De overheid kan de kosten eventueel verhalen op elektriciteitsconsumenten door een opslag vergelijkbaar met de ODE.

Tabel 10 **Potentieel en kosten van extra kernenergie**

	Realiseerbaar potentieel [Mton CO ₂]	Nationale kosten [Meuro/jaar]	Kosten- effectiviteit [Euro/ton CO ₂]
Extra kernenergie (1,6 GW)	4,9	460	95

4.4 Vermindering van de energievraag in verschillende sectoren

De hier beschreven maatregelen omvatten vermindering van de energievraag bij eindgebruikers. Het gaat daarbij niet alleen om energiebesparing – zuiniger apparaten en processen, betere isolatie – maar ook om de winning van lokaal beschikbare hernieuwbare energie voor lokaal gebruik, zoals winning van omgevingswarmte met warmtepompen en zonnewarmte met zonneboilers. De reden hiervoor is dat op lokaal niveau een afweging nodig is over de beste manier om het gebruik van fossiele energie te verminderen, en dat ook het beleid – met name dat voor de gebouwde omgeving – vaak geen onderscheid maakt tussen energiebesparing en hernieuwbare energie. Dat laatste is ook de reden dat kleinschalige zon-PV hier behandeld wordt, hoewel dat niet exclusief gekoppeld is aan de eigen vraag.

4.4.1 Gebouwde omgeving

Beschrijving

De gebouwde omgeving bestaat uit de huishoudens en de utiliteitsbouw. De energievraag bestaat voornamelijk uit warmtevraag voor ruimteverwarming, warm tapwater en koken, en uit elektriciteitsvraag voor apparaten en verlichting. De opties voor emissiereductie zijn zeer divers, en de kosten variëren sterk, afhankelijk van de specifieke optie, de specifieke situatie waarin ze toegepast worden en het moment waarop ze toegepast worden (nieuwbouw, bestaande bouw wel/niet natuurlijk vervangingsmoment, wel/niet bij grootschalige renovaties). Voorbeelden van opties zijn:

- Isolatie (muur, raam, vloer, dak) gericht op het beperken van warmteverliezen uit gebouwen
- Efficiëntere warmteopwekking (HR++-ketel)
- Hernieuwbare warmteopwekking (elektrische/hybride warmtepomp, zonneboiler, warmtepompboiler)
- Warmteterugwinning bij ventilatie en douchewater
- Hernieuwbare elektriciteitsopwekking (zon-PV)
- Efficiëntere elektrische apparaten en verlichting
- Diverse feedback- en regelsystemen (tegengaan van verspilling, optimaliseren van installaties)

Vergaande reductie van de energievraag is alleen mogelijk met gecombineerde toepassing van meerdere opties²⁴. Ook zijn er diverse integrale concepten die de verschillende opties in onderlinge afstemming combineren.

Lange termijn

Vanwege de lange levensduur van gebouwen en veel maatregelen is anticiperen op de gewenste situatie in 2050 extra belangrijk. Als de gebouwde omgeving in 2050 energieneutraal moet zijn – het officiële uitgangspunt van het beleid – betekent dit dat er vanaf nu gemiddeld 200.000 woningen per jaar energieneutraal gemaakt moeten worden tot 2050²⁵.

Potentieel en nationale kosten

Met name in de bestaande bouw is er potentieel voor verdere reductie van de energievraag. Nieuwbouw is vanaf 2021 al bijna energieneutraal, en valt daar niet veel meer te winnen. Wel is het mogelijk om de nieuwbouw zo in te richten dat gebouwen geen gasaansluiting

²⁴ Daarbij hebben opties vaak invloed op elkaars effect en kosteneffectiviteit: efficiënte warmteopwekking bespaart bijvoorbeeld minder indien de in te vullen warmtevraag lager ligt door extra isolatie.

²⁵ Voor dat anticiperen op de lange termijn zijn niet alle opties even belangrijk. Vanwege de lange levensduur en het onomkeerbare karakter zijn vooral ingrepen die de warmtevraag ver terugbrengen van groot belang. De opwekking van zonne-elektriciteit op gebouwen is veel minder belangrijk dan het verminderen van de warmtevraag van woningen: voor vergaande reductie van CO₂-emissies maakt het niet uit of dat op gebouwen plaatsvindt, of bijvoorbeeld op grootschalige zonne-akkers.

meer hebben, de warmtevraag nog wat verder te reduceren, meer warmte met hernieuwbare energie op te wekken of warmtelevering toe te passen. In dat geval treden er geen directe CO₂-emissies meer op bij nieuwbouwwoningen.

Tabel 11 geeft een overzicht van technische potentiëlen in 2030. Voor het overzicht is een aantal onderliggende technische maatregelen samengevoegd, en daar staat behalve de gemiddelde kosteneffectiviteit ook de range van de onderliggende technieken²⁶. De potentiëlen zijn nadrukkelijk niet optelbaar: bij gecombineerde toepassing verkleinen de technische maatregelen elkaars effect (waardoor ook de kosteneffectiviteit ongunstiger wordt), en bovendien zijn sommige maatregelen alternatieven voor elkaar. Nul-op-de-meter (NOM) renovatie is bijvoorbeeld een combinatie van vergaande isolatie, zon-PV, warmteterugwinning etc. Het totale technische potentieel in 2030 ligt veel lager, en dat geldt in nog sterkere mate voor het praktisch realiseerbare potentieel.

Tabel 11 Potentieel en kosten van maatregelen in de gebouwde omgeving

Maatregel	Technisch potentieel [Mton CO ₂]	Nationale kosten [Meuro/jaar]	Kosten-effectiviteit [Euro/ton CO ₂]
Huishoudens			
Isolatie	3,3	1220	370 (-70 tot 870)
Warmtepomp/zonneboiler	10,4	6560	630 (200 tot 1220)
Zon-PV	6,1	1650	270 (250 tot 280)
regel- en feedback/optimalisatie	1,7	5350	3070 (-140 tot 5170)
A+++ apparaten	0,6	0	0 (-50 tot 250)
Warmteterugwinning	1,7	1640	960 (660 tot 1310)
BENG all-electric nieuwbouw	0,1	70	1290
BENG warmtelevering nieuwbouw	0,6	160	260
NOM-renovatie	4,6	5530	1200 (1190 tot 1240)
Handel, Diensten en Overheid			
BENG all-electric	0,2	40	280
BENG warmtelevering	0,5	130	250
optimalisatie	4	370	90 (-150 tot 530)
led verlichting	1	10	10
optimalisatie	4	370	90 (-150 tot 530)
isolatie	1,7	3540	2060 (110 tot 7270)
warmteterugwinning	0,7	20	30
Zonneboiler/warmtepomp	0,6	100	170 (160 tot 350)
Zon-PV	4,2	970	230
WKO	1,6	560	360 (350 tot 370)

Instrumentatie en overheidskosten

In de gebouwde omgeving is al een uitgebreid en divers palet aan beleidsmaatregelen van kracht, zoals beprijzing (bijv. energiebelasting en opslag duurzame energie), normering (bijvoorbeeld nieuwbouwnormen, verscherpte handhaving van eisen uit de wet Milieubeheer, Ecodesign, labelnormen bij renovatie), subsidiëring (ISDE, SEEH, STEP) en convenanten.

²⁶ De werkelijke range is nog groter: de getallen laten niet de variatie zien die samenhangt met de precieze situatie (eigenschappen gebouw, gedrag bewoners) waarin een techniek wordt toegepast.

Daarnaast zijn er specifieke samengestelde maatregelen (bijvoorbeeld salderingsregeling zon-PV)²⁷.

Voor verdere intensivering van het beleid zijn allerlei combinaties van beprijzen (inclusief verschuivingen in het tarief van de energiebelasting op gas en elektriciteit), verplichten en subsidiëren denkbaar²⁸. Door de aanwezigheid van energiebelastingen en ODE leidt extra reductie van het verbruik vrijwel altijd ook tot kosten voor de overheid, terwijl voor burgers en bedrijven de kosten juist veel lager zijn dan de nationale kosten. Het berekenen van de kosten voor de overheid en de eindgebruiker vergt dan ook altijd een specifieke berekening op basis van een uitgewerkte beleidsmaatregel.

Vanwege de grote individuele spreiding (dezelfde maatregelen kan in het ene huishouden veel kosteneffectiever zijn dan in het andere), vertonen de effecten op woonlasten van individuele huishoudens een veel grotere variatie dan uit de hier getoonde cijfers is af te leiden.

4.4.2 Industrie

Beschrijving

In de (energie-intensieve) industrie domineert het energiegebruik voor allerlei zeer diverse processen (hoge- en lage temperatuurwarmte, elektriciteit). De maatregelen om energie te besparen zijn vaak proces-specifiek. Deze notitie hanteert een zeer grove categorisering, met daarbinnen waar relevant een onderverdeling naar kosteneffectiviteit.

Potentieel en nationale kosten

Vergeleken met andere sectoren is er in de industrie nog relatief veel besparingspotentieel tegen relatief lage kosten. Een van de achtergronden hiervan is dat het beleid gericht op de industrie vergeleken met andere sectoren nauwelijks substantiële prijsprikkels of dwingende elementen omvat, en bedrijven zelf vaak scherpe eisen stellen aan de terugverdiertijden van investeringen (bijvoorbeeld 2 jaar). Naar schatting twee-derde van het technische potentieel is met ingrijpend beleid ook daadwerkelijk te ontsluiten tot 2030.

Instrumentatie en overheidskosten

Het belangrijkste beleid gericht op besparing in de energie-intensieve industrie bestaat uit het ETS (beprijzen), convenanten en subsidiering (EIA). Verdere intensivering is mogelijk met (combinaties van) beprijzen, verplichten en subsidiëren. Bij CO₂-emissiereductie als uitgangspunt ligt het verder voor de hand om dit beleid te combineren met – of minimaal af te stemmen op – beleid gericht op CCS en andere emissiereductieopties.

²⁷ Bij samengestelde maatregelen zoals de salderingsregeling is er interactie tussen beleid en speciale regelingen. Zo zorgt de salderingsregeling er voor dat Zon-PV voor alle productie profiteert van het eindverbruikerstarief inclusief energiebelasting. Zonder de salderingsregeling zou zon-PV voor de aan het net teruggeleverde elektriciteit hoogstens de commodityprijs kunnen krijgen.

²⁸ Het bepalen van de kostenverdeling vergt daarbij vaak heel specifieke berekeningen, doordat energiebelasting en ODE in het huidige beleid al fors zijn (omgerekend in totaal al 200-300euro/ton CO₂), en er allerlei verschuivingen kunnen optreden tussen gas en elektriciteit. Extra reductie van het verbruik leidt daardoor – behalve tot eventuele kosten voor burgers en bedrijven – vrijwel altijd ook tot kosten voor de overheid. Alleen hogere beprijzing zonder terugsluis leidt per saldo tot baten voor de overheid. Een aanvullende complicatie is dat voor individuele huishoudens de effecten op de lasten erg sterk kunnen verschillen.

Tabel 12
Potentieel en kosten van energiebesparingsmaatregelen in de industrie

Maatregel	Technisch potentieel [Mton CO ₂]	Nationale kosten [Meuro/jaar]	Kosten-effectiviteit [Euro/ton CO ₂]
Elektrificatie industrie ²⁹	-1,2	180	Geen reductie bij geldende referentie
Recycling (keteneffecten) ³⁰	2,2	-290	-130 (-150 tot -90)
Procesefficiency ³¹ kosten laag	4,5	-480	-110 (-170 tot -40)
Procesefficiency kosten middel	1	-20	-20 (-40 tot 30)
Procesefficiency kosten hoog	3,4	170	50 (30 tot 70)

Een aandachtspunt daarbij is de internationale concurrentiepositie van enkele sectoren. Voor de goedkopere delen van het besparingspotentieel zullen verplichtingen niet meteen tot problemen leiden. Daar zijn zelfs netto besparingen mogelijk zodat er weinig argumenten zijn om een deel van de kosten door de overheid te laten betalen. Bij duurdere delen van het potentieel, en zeker bij een integrale benadering gericht op CCS en andere duurdere reductie-opties, zullen kosten voor klimaatmaatregelen een grotere invloed hebben op de productiekosten van bedrijven. Omdat bedrijven in andere landen ook klimaatmaatregelen zullen moeten gaan nemen, is het nog onduidelijk in hoeverre hierdoor de concurrentiepositie van Nederlandse bedrijven zal veranderen, en of er uit hoofde van behoud van de concurrentiepositie ondersteuning vanuit de overheid voor de hand ligt.

4.4.3 Glastuinbouw

Beschrijving

In de glastuinbouw domineert het energiegebruik voor verwarming van kassen en belichting van gewassen. Belangrijke opties zijn geothermie, assimilatiebelichting met LED en de 'kas als energiebron' (KAE). Dit laatste is een integraal concept, dat elementen bevat als energieschermen, speciaal glas, bevochtigings- en ontvochtigingssystemen en regelsystemen. Voor een deel van het areaal zijn ook biomassaketels of biomassa WKK's in te zetten (zie Biomassa in de industrie en de glastuinbouw).

Potentieel en nationale kosten

In de glastuinbouw is ten opzichte van het basispad nog circa 2 Mton emissiereductie mogelijk in 2030, met geothermie, LED en KAE. Met een combinatie van zware verplichting en ondersteuning is hiervan naar schatting tweederde tot driekwart realiseerbaar.

Tabel 13
Potentieel en kosten van energiebesparingsmaatregelen in de glastuinbouw

Maatregel	Technisch potentieel [Mton CO ₂]	Nationale Kosten [Meuro/jaar]	Kosten-effectiviteit [Euro/ton CO ₂]
Geothermie kassen	1	0	0 (-20 tot 10)
LED verlichting kassen	0,4	-50	-150 (-150 tot -140)
Kas als energiebron	1,9	190	100

²⁹ Bij het gehanteerde referentierendement voor elektriciteit (o.b.v. gascentrales nemen emissies toe). Maar bij selectieve inzet tijdens pieken in het aanbod van wind en zon is er well een emissie-afname.

³⁰ Deze emissie-effecten hoeven niet per se binnen Nederland plaats te vinden

³¹ Procesefficiency is een verzamelnaam voor allerlei potentiële technische efficiencyverbeteringen aan industriële processen. Gezien de grote diversiteit hierin (elk proces kent zijn eigen specifieke verbetermogelijkheden) is procesefficiency hierin alleen onderscheiden in drie kostentrappen, en niet in een nadere technische karakterisering.

Instrumentatie en overheidskosten

Belangrijke elementen uit het huidige beleid gericht op de glastuinbouw zijn diverse ondersteunende regelingen (MEI, IMM, MIT, SDE+), het CO₂-sectorsysteem en het energiebesparingsstelsel glastuinbouw. Een opvallend element zijn verder techniekgerichte programma's gericht op uitrol en innovatie, te weten: Kas als Energiebron, Het Nieuwe Telen en Versnelingsplan Geothermie. Bij aanvullend beleid ligt uitbouw en verdere intensivering van de bestaande elementen voor de hand, dus actieve ondersteuning in combinatie met meer verplichtende elementen. De Nederlandse glastuinbouwsector is een duidelijk internationaal concurrerende sector, en bij het beleid is het van belang om de concurrentiepositie niet te ondermijnen. Als dat het uitgangspunt is, zullen bij beleidsintensivering gericht op maatregelen met positieve nationale kosten, de kosten voor de Nederlandse overheid toenemen.

4.4.4 Transport

Beschrijving

Diverse maatregelen zijn hieronder beschreven die leiden tot een lager brandstofverbruik in het wegverkeer (zie Daniëls en Koelemeijer 2016; Daniëls, Hekkenberg en Koelemeijer 2016). Het betreft deels technische opties en deels opties gericht op gedragsverandering (vermindering van autoverkeer of verlaging rijnsnelheid). Verder is er vliegticketheffing als optie opgenomen, zowel voor passagiers als vracht. Het tarief is enkele tientallen euro per ticket of per ton lading. De heffing voor passagiers met herkomst of bestemming in Nederland is hoger verondersteld dan die voor transfer-passagiers om grote uitwijkeffecten te voorkomen.

Potentieel en nationale kosten

Het potentieel en de nationale kosten voor een aantal transportmaatregelen zijn weergegeven in Tabel 14. In de kosten voor gedragsmaatregelen bij wegverkeer zijn, naast bijvoorbeeld invoerings- en exploitatiekosten, ook bredere welvaartseffecten zoals reistijdboten, vraaguitval en effecten op geluidshinder en luchtkwaliteit meegenomen. De nationale kosten van het invoeren van een vliegticketheffing zijn niet onderzocht op bredere welvaartseffecten; nationale kosten zijn daarom onbekend. De hoogte van de tarieven voor kilometerheffingen en vliegticketheffing kunnen uiteraard ook anders worden gekozen, en in dat geval zullen het potentieel en de kosten anders uitvallen. Dit geldt ook voor nieuwe normen voor bestel- en vrachtauto's, voor de snelheidsverlaging en voor het stimuleren van elektrisch rijden.

Tabel 14

Potentieel en kosten van energiebesparingsmaatregelen in de transportsector

	Realiseerbaar potentieel [Mton CO ₂]	Nationale kosten [Meuro/jaar]	Kosten effectiviteit [Euro/ton CO ₂]
Stimuleren zuiniger banden	0,2	-59	-280
Normen bestelauto's: 120 g/km vanaf 2025	0,8	-123	-160
Normen vrachtauto's: 1.1% besparing per jaar na 2020	0,5	-51	-110
Stimuleren volledig elektrische auto's vanaf 2021	0,1	12	100
Snelheidsverlaging (*)	0,1	19	160
Km-heffing vrachtverkeer (15 ct/km) (*)	0,5	144	310
Km-heffing personenverkeer (7ct/km) (*)	2,0	901	440
Vliegticketheffing	1,6	Onbekend	Onbekend

(*) In de kosten zijn naast bijvoorbeeld invoerings- en exploitatiekosten ook welvaartseffecten zoals reistijdboten en vraaguitval meegenomen.

Instrumentatie en overheidskosten

Zuiniger wegverkeer leidt tot derving van accijnsopbrengsten, proportioneel met de bereikte vermindering van het energiegebruik. In aanvulling daarop zijn onderstaande effecten te verwachten.

- Stimuleren zuiniger banden: Er zijn geen aanwijzingen dat label-A banden duurder zijn dan banden met een minder energiezuinig label. De toepassing van zuiniger banden kan worden gestimuleerd door een bonus/malus regeling waardoor label-A banden goedkoper worden gemaakt dan banden met een minder energiezuinig label. In principe kan dit budgetneutraal voor de overheid worden vormgegeven.
- Normstelling voor bestel- en vrachtauto's: Dit vergt besluitvorming op EU-niveau. Geen directe kosten voor de overheid.
- Stimuleren volledig elektrische auto's: Het huidige beleid is dat volledig elektrische auto's na 2020 niet meer specifiek worden gestimuleerd; de lagere bijtelling van 4% en mrb korting vervalt na 2020. Wel is de hoogte van de bpm afhankelijk van de CO₂-uitstoot, en voor nul-emissieauto's hoeft dus geen bpm te worden betaald. Extra stimuleren na 2020 kan op vele manieren en kan ook in principe budgetneutraal voor de overheid indien de kosten voor stimulering van nul-emissieauto's opgebracht worden door lastenverhoging voor niet nul-emissieauto's.
- Snelheidsverlaging: De realisatiekosten (de bebording) voor de verhoging van de maximumsnelheden zijn geraamd op 4 miljoen euro (Daniëls en Koelemeijer, 2016).
- Kilometerheffing vrachtverkeer: Invoering van een systeem van kilometerheffing gaat gepaard met invoerings- en uitvoeringskosten voor de overheid. Een tarief van 15 ct/km leidt tot inkomsten voor de overheid van 1 mld euro per jaar. De invoerings- en exploitatiekosten die de overheid zal maken en de gedeerde inkomsten door het afschaffen van het Eurovignet kunnen hieruit ruimschoots worden gedekt.
- Kilometerheffing personenverkeer: Invoering van een systeem van kilometerheffing gaat gepaard met invoerings- en uitvoeringskosten voor de overheid. Een tarief van 7 ct/km leidt tot inkomsten voor de overheid van 7 mld euro per jaar. De invoerings- en exploitatiekosten die de overheid zal maken kunnen hieruit worden gedekt. Als de bpm en mrb geheel of gedeeltelijk worden afgeschaft kan het systeem lastenneutraal voor de overheid worden ingevoerd.
- Opbrengst voor de overheid van de vliegticketheffing is maximaal circa 1 mld euro per jaar (CPB, 2016).

4.5 Warmtenetten

Beschrijving

Warmtenetten kunnen voorzien in de vraag naar lage-temperatuur warmte in de gebouwde omgeving. Het is een optie die ingezet kan worden om lokaal gasgebruik te vermijden. Grootschalige warmtenetten (stadswijken) kunnen worden ingevoerd via bijvoorbeeld restwarmte van industrie of elektriciteitscentrales, WKK (aardgas of biomassa-gestookt) en geothermie. Kleinschalige warmtenetten (bijvoorbeeld woningblokken) kunnen ook worden gevoed door ondiepe bodemwarmte (WKO). Op koude dagen wordt vaak bijgestookt met gas. Restwarmtelevering bij elektriciteitscentrales leidt tot efficiencyverlies bij elektriciteitsproductie en tot (beperkte) emissietoename aldaar. De kosten per eenheid geleverde warmte hangen onder andere af van de nabijheid en type van de warmtebron, de gemiddelde warmtevraag per aansluiting, het aantal aansluitingen op het warmtenet en kosten voor lokale inpassing van het warmtenet. De range in kosten van warmtenetten is daarom groot.

Potentieel en nationale kosten

Het realiseerbaar potentieel in 2030 is op basis van het Vestamodel geschat op circa 2 Mton bij bestaande woningen en utiliteitsbouw samen. Het Vestamodel houdt rekening met de lokale beschikbaarheid van warmtebronnen en berekent voor individuele gebouwen de goedkoopste manier van verwarmen zonder CO₂-uitstoot. Warmtetransport tussen gemeenten is

hierin nog niet meegenomen; dat zou het potentieel van deze maatregel kunnen vergroten. Op lange termijn zou 350 PJ via lage temperatuurwarmtenetten geleverd kunnen worden aan woningen, utiliteitgebouwen, industrieën en kassen (Hoogervorst 2017). Als daarmee uitsluitend aardgas zou worden vervangen, betekent dat een emissiereductie van 18 Mton. De kosteneffectiviteit vertoont een grote bandbreedte omdat de aanlegkosten van warmtenetten per aansluiting sterk afhankelijk zijn van lokale omstandigheden. De behaalde emissiereductie is bovendien afhankelijk van de brandstof die gebruikt wordt voor het bijstoken in koude perioden. Wordt daarvoor aardgas gebruikt, dan varieert de kosteneffectiviteit tussen 250 en 375 euro per ton CO₂. De kosteneffectiviteit kan circa 10 euro/ton gunstiger uitvallen als een warmtenet wordt aangelegd in wijken waar gasleidingen vervangen moeten worden; daar kunnen die vervangingskosten namelijk worden uitgespaard.

Tabel 15 Potentieel en kosten warmtenetten

	Realiseerbaar potentieel [Mton CO ₂]	Nationale kosten [Meuro/jaar]	Kosten effectiviteit [Euro/ton CO ₂]
Warmtenetten	2	500 - 750	250 - 375

Instrumentatie en overheidskosten

Uitbreiding van warmtenetten ondervindt nu nog tal van belemmeringen. Eindgebruikers hebben het gevoel dat ze onvoldoende grip hebben op hun verwarmingskosten en eigenlijk teveel betalen, ondanks de tariefbescherming door het Niet-meer-dan-anders-principe (NMDA). Dit NMDA-principe is vastgelegd in de Warmtewet en houdt in dat de prijs van warmte geleverd via een warmtenet voor consumenten niet duurder mag zijn dan warmte op basis van gas. Leveranciers verdienen weinig aan warmtelevering. Voor bedrijven met restwarmte is het niet aantrekkelijk om op een warmtenet aan te sluiten. Financiers in warmtenetten brengen hoge rentes in rekening omdat de risico's van dit soort investeringen relatief hoog zijn. Het realiseren van warmtenetten vergt veel coördinatie tussen potentiële warmteproducenten, -afnemers, -leveranciers, gemeenten en financiers. Die coördinatie komt moeizaam tot stand, met name bij warmtetransport tussen verschillende gemeenten en wanneer verschillende warmteproducenten op een net zouden willen invoeden (Hoogervorst 2017). In het huidige beleid is er geen algemene ondersteuning voor warmtenetten. Soms is er op lokale schaal wel financiële ondersteuning. De rijksoverheid heeft veel mogelijkheden om de coördinatie te ondersteunen en de investering in warmtenetten aantrekkelijker te maken voor alle betrokken partijen. Aanleggen van warmtenetten op rijkskosten is de eenvoudigste oplossing maar daarvoor ontbreekt momenteel politiek draagvlak. De overheid kan echter ook op andere manieren de investeringsrisico's verkleinen, bijvoorbeeld door te regelen dat snel duidelijk wordt welke wijken in de toekomst op een warmtenet worden aangesloten, door risicodragend kapitaal beschikbaar te stellen (bijvoorbeeld via de aangekondigde nationale financieringsinstelling Invest-NL) en door verwarmen met warmtenetten voor de eindgebruikers aantrekkelijker en goedkoper te maken dan verwarmen met aardgas. Dat laatste kan door de energiebelasting op aardgas te verhogen en het NMDA-principe (gedeeltelijk) los te laten of te vervangen door een Minder-dan-anders-principe of een ander stelsel van warmtetariefregulering. Sommige potentiële warmteafnemers maken bezwaar tegen gebruik van restwarmte afkomstig uit kolencentrales. Die bezwaren kunnen ondervangen worden door harde afspraken te maken over de manier en termijn waarop fossiele restwarmte wordt vervangen door klimaatneutrale restwarmte en door de winning van geothermie te stimuleren. Uitbreiding van verwarming door warmtenetten betekent dat minder aardgas wordt gebruikt en dat de overheid overeenkomstig minder inkomsten ontvangt uit de reguleren energiebelasting.

4.6 Reductie van overige broeikasgassen

Beschrijving

Hieronder schetsen we een overzicht van maatregelen om emissies van methaan (CH₄) en lachgas (N₂O) te verminderen in de landbouw. De emissiereductie is weergegeven in megaton CO₂_eq. De maatregelen zijn beschreven in Daniëls, Hekkenberg en Koelemeijer (2016).

Potentieel en nationale kosten

Methaanoxidatie mest betreft het tegengaan van emissies van methaan uit mest, door de methaan uit mestopslagen af te vangen en te oxideren; dit proces is vergelijkbaar met methaanoxidatie bij afvalstortplaatsen. Tegen de hier genoemde kosten van 5 euro/ton kan een deel van de methaanemissie uit mest via methaanoxidatie worden vermeden. De maatregel monovergisting van mest leidt eveneens tot verminderen van emissies van methaan uit mestopslagen, door de mest in een vergistingsinstallatie om zetten naar biogas. Het resulterende biogas kan worden gebruikt voor productie van warmte, elektriciteit en/of groen gas. Het potentieel van monovergisting is groter dan dat van methaanoxidatie, omdat verondersteld is dat meer mest wordt vergist dan behandeld via methaanoxidatie, en ook omdat bij monovergisting hernieuwbare energie wordt geproduceerd hetgeen de inzet van aardgas vermindert. Het potentieel van deze twee maatregelen overlapt en de effecten zijn niet bij elkaar op te tellen.

Instrumentatie en overheidskosten

De maatregelen, met uitzondering van levensduurverlenging melkvee, leiden tot meerkosten voor de sector. De overheid kan de kosten dragen door de meerkosten te subsidiëren. Als de meerkosten door de sector moeten worden gedragen (bijvoorbeeld door bedrijven te verplichten tot maatregelen) kan dat leiden tot krimp van de sector. Dit is niet in de nationale kosten en effecten meegenomen. Monovergisting van mest wordt gestimuleerd via de SDE+. Het kabinet heeft het voornemen om in 2017 een aparte SDE+ tender voor monomestvergisting open te stellen voor het vergisten van mest op boerderijschaal - met een (eenmalig) budget van € 150 miljoen.

Tabel 16 Potentieel en kosten van maatregelen gericht op vermindering van emissies van overige broeikasgassen in de landbouw

	Realiseerbaar potentieel [Mton CO ₂]	Nationale kosten [Meuro/jaar]	Kosten effectiviteit [Euro/ton CO ₂]
Levensduurverlenging melkvee	0,5	0	0
Methaanoxidatie mest	2,5	11	5
Nitrificatieremmers	0,4	30	75
Precisiebemesting	0,4	38	95
Rantsoenaanpassingen melkvee	1,7	245	145
Monovergisting van mest	4,7	930	200

4.7 Maatregelen gericht op emissies uit landgebruik, landgebruiksverandering en bosbouw

Beschrijving

Hieronder schetsen we een overzicht maatregelen om emissies te verminderen van landgebruik, landgebruiksverandering en bosbouw (LULUCF).

Potentieel en nationale kosten

Onderwaterdrainage van veengrond

Onderwaterdrainage van veengrond vermindert de oxidatie en bodemdaling van veengebieden. Het halveert ongeveer CO₂-emissie. In gebieden met een grondwaterspiegel tussen 30 en 60 cm onder het maaiveld is onderwaterdrainage het meest kosteneffectief en daardoor ook realistischer toepasbaar dan in gebieden met een grondwaterstand die buiten dit bereik valt. In deze optie is verondersteld dat in 2030 50.000 ha is voorzien van onderwaterdrainage. Dat zou tot 0,4 Mton emissiereductie leiden. Bij het grootschalig toepassen van onderwaterdrainage zal de wijze waarop het waterbeheer wordt uitgevoerd gaan wijzigen. Dit kan betekenen een grotere waterbuffer of een meer flexibel of dynamisch peil. De kosten hangen sterk af van de lokale situatie. Door minder bodemdaling zijn er ook voordelen, waaronder het wegvallen van de kosten voor peilindexatie. Het aanleggen van onderwaterdrainage kost gemiddeld 175 euro per ha per jaar (jaarlijkse kapitaalskosten, afschrijving en onderhoud). Tegenover deze aanlegkosten staan bedrijfsvoordelen. Het is een maatregel die voor de bedrijven redelijk kostenneutraal genoemd kan worden omdat de voordelen – minder vertrappingsschade, toegankelijkheid, mogelijk meer gras – de gemiddelde jaarlijkse extra kosten zouden kunnen compenseren. Dit is misschien niet het geval voor de waterschappen die meer maatwerk moeten gaan leveren om de onderwaterdrainage optimaal te laten functioneren.

Passieve vernatting (peilfixatie) van veengrond

Door peilfixatie/passieve vernatting neemt de bodemdaling geleidelijk af omdat het peil op een vast niveau blijft en door bodemdaling het waterpeil dichterbij het oppervlakte komt. De emissies door oxidatie van veen nemen daardoor af. Van den Born et al. (2016) komen tot een emissiereductie van 0,5 megaton in 2030, uitgaande van 140.000 ha dat in 2030 passief is vernat. De opbrengstderving in 2030 wordt geschat op circa 100 euro per ha per jaar. Implementatie kan, los van juridische aspecten, technisch snel geïmplementeerd worden en kan

Tabel 17 Potentieel en kosten van maatregelen gericht op vermindering van emissies van landgebruik, landgebruiksverandering en bosbouw

Maatregel	Technisch potentieel [Mton CO ₂]	Nationale kosten [Meuro/jaar]	Kosten effectiviteit [Euro/ton CO ₂]
Onderwaterdrainage	0,4	9	22
Passieve vernatting	0,5	14	28
Verhogen koolstofvastlegging landbouwgrond	0,8	40	50
Landbouwgrond naar natte landbouw	0,05	3,5	70
Landbouwgrond naar natuur	0,1	14	140
Gebruiksverandering moerige veengronden	0,2	75	375
Vergroten bosareaal	0,2	100	500

eigenlijk overal. In de praktijk kan per gebied bekeken worden waar passieve vernatting voor de hand ligt en waar onderwaterdrainage te prefereren is. Peilfixatie/passieve vernatting leidt tot een geleidelijke afname van de gewasopbrengst. Hierbij past een extensievere vorm van melkveehouderij. Op de langere termijn kan ook die melkveehouderijvorm echter te veel beperkingen ondervinden.

Verhogen koolstofvastlegging van landbouwgrond

Lesschen et al. (2013) hebben onderzoek gedaan naar de opties om via landbouwbodems (800.000 ha) meer CO₂ vast te leggen. Uit hun analyse blijkt dat een jaarlijkse toename van

vastlegging van 0,8 Mton CO₂/jaar mogelijk is. Dit wordt gezien als een realistisch maximum. Dit verhogen van het organische stof gehalte in de bodem kan door een set van maatregelen worden gerealiseerd. Voor bedrijven kan dat ook betekenen dat daar kosten aan verbonden zijn: extra aanvoer van organisch materiaal (uit bermen of natuurgebieden), meer gewasresten achterlaten, telen van 'vanggewassen' zoals bijvoorbeeld een stikstofbinder. Sommige technieken kunnen ook effect hebben op de opbrengst, met negatieve gevolgen voor het inkomen. Anderzijds heeft het ook aantoonbare positieve effecten zoals minder droogteschade, natschade of minder stikstofmeststoffen en lager energiegebruik doordat er minder vaak een grondbewerking plaats vindt. Een pluspunt is mogelijk een lager risico op schade wat kan opwegen tegen een eventueel wat lagere opbrengst. De maatregel zou daarmee geplaatst kunnen worden in de hoek van 'goede landbouwpraktijk' en streven van de landbouwsector naar een meer duurzame landbouw. In het algemeen zijn er kosten gemoeid met deze optie, waaronder aankoop van biomassamateriaal en transport daarvan en arbeidskosten. Ook kan er opbrengstderving optreden. Verbouwen van vanggewassen kan economisch rendabeler zijn. De kosten hangen af van marktfactoren en marktomstandigheden, en zijn hier ruw geschat op 50 euro per ha per jaar.

Landbouwgrond naar natte landbouw

Transitie naar natte landbouw zal naar verwachting heel geleidelijk verlopen omdat zowel de economische als de waterbeheerkant daarvoor gereed moet zijn. Verondersteld is een transitie van 2500 ha in 2030. Dit betekent een tempo van 175 ha/jaar dat van landgebruik verandert. Dit leidt tot 0,05 Mton emissiereductie. Voor de kosten is uitgegaan van 50 procent afschrijving op de grondwaarde van landbouwgrond (hier gewaardeerd op 40.000 euro per ha). Daarmee bedragen de kosten 3,5 miljoen per jaar. Het effect van de transitie van melkveehouderij naar natte landbouw is onzeker, aangezien de economische performance van natte landbouw niet goed bekend is en de ontwikkeling vooral experimenteel is. Vijftig procent afwaardering in waarde is mogelijk nog te gering en in dat geval zouden de kosten van deze transitie eerder zijn onderschat dan overschat.

Landbouwgrond naar natuur bij veengrond

Een ander optie is de transitie van melkveehouderij naar natuur of naar natte landbouw. Transitie naar natuur kan zowel via geleidelijkheid als snel. Dit laatste betekent actieve vernatting. Verondersteld is een transitie van 5000 ha in 2030. Dit betekent een tempo van 350 ha/jaar dat van landgebruik verandert. Dit leidt tot 0,1 Mton emissiereductie. Bij de functieverandering landbouw naar natuur is uitgegaan van een aankoopssom van 40.000 euro per ha. Daarmee komen de kosten op 14 miljoen euro per jaar.

Gebruiksverandering moerige veengronden

Bij moerige gronden spelen drie processen die van invloed zijn op de CO₂-emissie: het waterbeheer, het type grondgebruik – relatief veel akkerbouw w.o. aardappelteelt – en de grondbewerking. Met minder drooglegging, permanente (gras)bedekking en weinig grondbewerking (niet of weinig scheuren van gras, of ploegen in geval van akkerbouw) kan oxidatie van moerige gronden zoveel mogelijk worden voorkomen. Hier is verondersteld dat er een emissiereductie van zo'n 10% mogelijk is in 2030 bij 100.000 ha moerige gronden. Dit zou leiden tot een emissiereductie van 0,2 Mton. De kosten hangen vooral samen met verandering van grondgebruik, en zijn hier geschat op 750 euro per ha per jaar.

Vergroten bosareaal

In deze optie is verondersteld dat het bosareaal met 50.000 ha wordt vergroot in de periode 2020-2050. Dat betekent dat er jaarlijks 1670 ha landbouwgrond (of overig gronden) in transitie komt richting bos. Dit leidt tot een toename van de vastlegging van CO₂ in bossen van 0,2 Mton in 2030. Op basis van een eerste orde schatting van 60.000 per ha (40.000 voor aankoop en 20.000 voor inrichting en beheer), komen de totale jaarlijkse kosten voor

aankoop en inrichting uit op ongeveer 100 miljoen per jaar. Opgemerkt moet worden dat in deze kostenschatting wordt uitgegaan van de marktprijs waartegen grond gekocht wordt van de landbouw.

Instrumentatie en overheidskosten

Veel maatregelen leiden tot kosten of inkomensverlies voor de sector, wellicht met uitzondering van onderwaterdrainage. De overheid kan er voor kiezen om de sector voor de kosten te compenseren (hoewel de juridische haalbaarheid daarvan niet is onderzocht). Bij peilfixatie zijn vele stakeholders in de betreffende polder betrokken, hetgeen besluitvorming over invoering kan bemoeilijken.

Breder perspectief op landgebruiksveranderingsopties

Meer functies van land

Het reduceren van emissies staat centraal in deze notitie. Maar de hier beschreven landgebruiksopties zijn ook van belang voor andere maatschappelijk relevante thema's. Bij veranderend landgebruik gaat het bijna altijd wel om multifunctionele doelen: natuur, landschap, recreatie, volksgezondheid, biodiversiteit, voedselproductie en de grondstoffen-productie, waaronder hout en andere bosproducten. Specifiek bij de sector veranderend landgebruik geldt dat het maatschappelijk nut dus niet alleen draait om emissiereductie en vastlegging. Dit gegeven is vooral relevant in de beoordeling van de effecten en neveneffecten, maar juist ook in de beoordeling van de kosten en kosteneffectiviteit van de maatregelen die in dit raamwerk hun uitvoering krijgen.

Tijdshorizon

Het opbouwen van koolstofvoorraden in bossen, bodems en het duurzaam vastleggen van bosproducten is een zaak van de langere termijn. Als men kijkt naar opbouw van meer organische stof in landbouwbodems dan gaat het om termijnen van vele decennia. In de huidige systematiek, die tot ongeveer 2020 zal worden gehandhaafd, worden overgangstermijnen van 20 jaar gehanteerd, bijv. bij omzetting van akkerland in grasland. Verlaat men de strategie rond vastlegging dan verliest men snel de koolstof. Ook bossen kennen een geleidelijke periode van opbouw van koolstof in de bovengrondse en ondergronds delen. In Nederland is deze gemiddeld 30 jaar voordat een nieuw bos, wat betreft de hoeveelheid vastgelegd koolstof gelijk is aan een gemiddeld bos en nog veel langer tot het volgroeid is.

Maatregelen die de komende periode genomen worden hebben dus niet al direct het volle resultaat of rendement. Het is belangrijk dat maatregelen die in de periode voor 2030 worden genomen ook worden beoordeeld op hun effect en rendement na 2030. Maatregelen rond herbebossing, aanleg van nieuw bos, verandering in drainage van veengronden (peilfixatie) en andere vormen van bodembeheer leiden allemaal tot geleidelijke toename van de koolstof, maar kennen een na-ijl effect van meerdere decennia. Het is belangrijk om in het licht van de kosteneffectiviteit en rendement hier heel gericht naar te kijken.

5 Maatregelpakketten

In het vorige hoofdstuk hebben we de technische maatregelen besproken waarmee emissiereducties kunnen worden gerealiseerd. In Hier stellen we op basis van deze maatregelen samenhangende pakketten samen waarmee een emissiereductie van 80%, respectievelijk 95% kan worden gerealiseerd.

De maatregelpakketten zijn niet slechts een optelsom van de meest efficiënte technische opties. Dit zou namelijk een aanzienlijke onderschatting geven van de kosten van emissiereductie. Daarvoor zijn een aantal redenen. Allereerst is er sprake van overlap van maatregelen, waardoor het potentieel van een pakket minder groot is dan van maatregelen in hun isolement. Zo sluit bijvoorbeeld overgang van kolen naar gas in de elektriciteitsopwekking kolen met CCS uit. Interactie tussen maatregelen kan er ook toe leiden dat de kosteneffectiviteit verandert, bijvoorbeeld omdat bij betere isolatie van een woning maar gelijkblijvende investeringskosten voor een warmtepomp de kosten per vermeden ton CO₂ toenemen. Daarnaast nemen we in de kosten van maatregelpakketten ook mee dat met beleid niet het volledige technische potentieel kan worden gerealiseerd³².

Hoe zijn de pakketten samengesteld, en wat zit er in?

Deze box geeft wat achtergrondinformatie bij de samenstelling van de pakketten waaraan in deze notitie is gerekend. Op geen enkele wijze willen PBL en ECN suggereren dat dit de pakketten zijn waar bij uitstek uit gekozen dient te worden. Ze zijn uitsluitend bij wijze van illustratie gemaakt en geven aan hoe, uitgaand van kosteneffectiviteit, de optelsom van maatregelen uitvalt.

Het principe: goedkoopste maatregelen eerst

De aanpak bij de samenstelling van de pakketten is in de basis heel eenvoudig. Bij alle pakketten is er rekening mee gehouden dat niet al het technische potentieel in 2030 gerealiseerd kan worden, dat bepaalde maatregelen niet tegelijk ingezet kunnen worden en dat maatregelen elkaar effect beïnvloeden. Vervolgens is elk pakket grotendeels samengesteld door de goedkoopste maatregelen te selecteren die samen de 43% of 49% reductie realiseren. Duurdere maatregelen komen dus alleen in het pakket als goedkopere maatregelen niet genoeg emissiereductie opleveren.

Pakket 2 (alle maatregelen inclusief LULUCF) is helemaal op deze manier tot stand gekomen, dus alleen op basis van selectie op de laagste kosten. In dit pakket zijn bij 43% reductie vooral opties in de elektriciteitsopwekking (kernenergie, wat extra hernieuwbaar zoals een beperkte hoeveelheid extra wind op zee), industrie (besparing en CCS) sterk vertegenwoordigd. De vaak goedkope LULUCF-opties zijn ook onderdeel van dit pakket. Maatregelen in de gebouwde omgeving zijn relatief slecht vertegenwoordigd: deze zijn vaak duur, en meestal niet nodig om het doel in 2030 te halen. Alleen de goedkopere maatregelen uit de gebouwde omgeving (vaak elektriciteitsbesparing) zitten wel in het pakket, en bijvoorbeeld niet de maatregelen die nodig zijn voor de stap naar een energie-neutrale gebouwde omgeving. 49 % reductie in plaats van 43% reductie leidt vooral tot extra inzet van grootschaliger biomassa-opties in de industrie en landbouw, wind op zee en grootschalige zon-PV.

³² Voor opties gericht op emissiereducties in de niet-ETS-sectoren zijn we uitgaan van een ontsluitingspercentage gebaseerd op Daniëls en Koelemeijer (206); variant met beleidsintensiteit B). Voor overige opties is in het kader van deze notitie een inschatting gemaakt van het deel van het technisch potentieel dat met beleid te ontsluiten is.

Wat als maatregelen niet mee doen?

In enkele pakketten zijn bepaalde maatregelen uitgesloten, zoals LULUCF, CCS of kernenergie. Het pakket bestaat dan uit de selectie van de goedkoopste maatregelen die nog wel toegestaan zijn, en die samen voldoende reductie opleveren om in totaal 43% of 49% reductie te halen. Deze pakketten vallen duurder uit omdat vaak relatief goedkope maatregelen uitgesloten worden, en daarvoor in de plaats duurdere alternatieven nodig zijn.

Pakket 1, 3, en 4 zijn zo tot stand gekomen.

In **pakket 1** zijn alleen de LULUCF-opties uitgesloten. Dit leidt tot een relatief kleine stijging van de kosten ten opzichte van pakket 2. Er is vooral wat extra inzet van biomassa-ketels in de industrie

In **pakket 3** zijn naast LULUCF opties ook alle CCS-opties uitgesloten. Dat leidt vergeleken met pakket 1 tot een forse stijging van de kosten, en vooral extra inzet van hernieuwbare elektriciteit. Daarnaast is er ook wat extra inzet op hernieuwbare warmte in de gebouwde omgeving. De impact van het uitsluiten van CCS is vooral zo groot, omdat hiermee een heel groot potentieel wegvalt.

In **pakket 4** is naast LULUCF opties ook kernenergie uitgesloten. Dat leidt vergeleken met pakket 3 tot een wat minder grote stijging van de kosten dan bij pakket 3. Ook hier is extra hernieuwbare elektriciteit een belangrijk maatregel.

De onderlinge verschillen tussen 1, 3, 4 en de 43% en 49% reductie zitten voor het leeuwendeel in verschillen in de hoeveelheid hernieuwbare elektriciteit: zon-PV en Wind op zee. De verdergaande maatregelen in de gebouwde omgeving zijn in al deze pakketten nog niet vertegenwoordigd.

Extra maatregelen in de gebouwde omgeving (pakket 5)

Toch kan inzet op deze verdergaande maatregelen nodig zijn, omdat ze in 2050 wel nodig zijn, en het veel tijd kost om dit potentieel te implementeren. Daarom is ook een pakket samengesteld waarin wel al ingezet wordt op verdergaande reductiemaatregelen in de gebouwde omgeving. Van de andere, goedkopere maatregelen is dan wat minder nodig. Dit pakket is een voorbeeld van hoe een pakket er uit zou kunnen zien als men zoekt naar kosteneffectief traject naar 2050 en niet kijkt naar een kosteneffectieve momentopname.

In Tabel 18 staan nationale kosten in 2030 voor transitiepaden richting 80% en 95% emissiereductie in 2050. De cijfers zijn indicatief voor verschillende kostenoptimale pakketten:

1. Alle hier beschouwde maatregelen, met uitzondering van LULUCF
2. Als 1, maar inclusief maatregelen gericht op LULUCF
3. Als 1, maar zonder CCS
4. Als 1, maar zonder kernenergie
5. Als 1, maar met extra maatregelen voor de gebouwde omgeving.

Tabel 18 Effecten en nationale kosten van enkele maatregelpakketten

Maatregelpakket	Nationale kosten bij 43% reductie	Nationale kosten bij 49% reductie
	[mld euro/jaar]	[mld euro/jaar]
1. Alle maatregelen, excl. LULUCF	1,6	3,5
2. Inclusief LULUCF	1,4	3,0
3. Zonder CCS	4,2	7,6
4. Zonder kernenergie	2,0	4,5
5. Extra maatregelen in GO	2,6	5,5

De hier getoonde kosten zijn aanzienlijk lager dan de 6-9 mld euro/jaar die in de doorrekening van de partijen naar voren komt. Daarvoor zijn een aantal redenen aan te wijzen:

- In deze analyse is verondersteld dat sluiting van kolencentrales wordt opgevangen door gas, terwijl dat in de huidige elektriciteitsmarkt ook deels door kolen wordt opgevangen. In de doorrekening vanuit EU-breed perspectief leidt dat tot 6 Mton reductie, tegen 13 Mton in deze notitie;
- In de doorrekening is de energiebesparing in de industrie minder gunstig ingeschat dan in deze notitie, omdat dit potentieel lastig te instrumenteren is met de door partijen voorgestelde prijsprikkels;
- Partijprogramma's zetten niet in op extra kernenergie;
- In de doorrekening zijn maatregelen bij verkeer die EU-besluitvorming vergen niet meegenomen;
- In partijprogramma's worden ook maatregelen voorgesteld gericht op emissies in de gebouwde omgeving die relatief duur zijn.

6 Referenties

- Aalbers R, G Renes en G Romijn (2016). WLO-klimaatscenario's en de waardering van CO₂-uitstoot in MKBA's, CPB/PBL, Den Haag.
- CPB (2016). Startnotitie Keuzes in Kaart 2018-2021. Aanvullende informatie. Centraal Planbureau, Den Haag.
- Matthijssen J, R Aalbers en R van den Wijngaart (2015). Toekomstverkenning Welvaart en Leefomgeving - Cahier Klimaat en energie, PBL/CPB, Den Haag.
- Daniëls B & R Koelemeijer (2016). Kostenefficiëntie van beleidsmaatregelen ter vermindering van broeikasgasemissies. Petten/Den Haag: ECN/Planbureau voor de Leefomgeving.
- Daniëls B, M Hekkenberg en R Koelemeijer (2016). Effort sharing regulation; gevolgen voor Nederland. Petten/Den Haag: Energieonderzoek Centrum Nederland/Planbureau voor de Leefomgeving.
- Frontier Economics (2016). Research of scenarios for coal-fired power plants in the Netherlands, A Report for the Ministry of Economic Affairs.
- Gasunie (2016). Verkenning 2050 – discussiestuk, N.V. Nederlandse Gasunie, Groningen.
- Hoogervorst N (2017). Toekomstbeeld klimaatneutrale warmtenetten in Nederland, PBL, Den Haag.
- Hout M van en PR Koutstaal (2015). Effecten van het vervroegd sluiten van de Nederlandse kolencentrales, ECN-E--15-06, Amsterdam/Petten.
- Jaffe AB, RG Newell en RN Stavins (2005). A tale of two market failures: Technology and environmental policy, *Ecological economics* 54, 164–174.
- Lemmens, J, J van der Burgt, T Bosma, R van den Wijngaart, B van Bommel en R Koelemeijer (2014). Het potentieel van zonnestroom in de gebouwde omgeving van Nederland, PBL & DNV GL, 14-1932, Arnhem.
- Lesschen, JP, H Heesmans, J Mol-Dijkstra, A van Doorn, E Verkaik, I van den Wyngaert en P Kuikman (2013). Mogelijkheden voor koolstofvastlegging in de Nederlandse landbouw en natuur, Alterra-rapport 2396, Alterra Wageningen UR, Wageningen.
- PBL (2017). Analyse leefomgevingseffecten verkiezingsprogramma's 2017-2021, PBL Den Haag.
- Pershad H, E Standen, E Durusut, S Slater (2013). The costs of Carbon Capture and Storage (CCS) for UK industry- A high level review, Revised Final Report V3.
- Ros J en K Schure (2016). Vormgeving van de energietransitie, Den Haag: PBL.
- SCP (2016). COB Burgerperspectieven 2016 | 4, SCP, Den Haag.
- UNFCCC (2015). 2015.FCCC/CP/2015/L.9/Rev.1: Adoption of the Paris Agreement. Paris, France: UNFCCC.
- Van den Born, GJ et al. (2016). Dalende bodems, stijgende kosten. PBL Den Haag.
- Van Vuuren, DP et al. (2016). Wat betekent het Parijsakkoord voor het Nederlandse lange-termijn-klimaatbeleid?, Den Haag: PBL.
- Zero Emissions Platform (2015). CCS for industry, Modelling the lowest-cost route to decarbonising Europe.
- Zero Emissions Platform (2011). The Costs of CO₂ Capture, Transport and Storage, Post-demonstration CCS in the EU.