



Planbureau voor de Leefomgeving

# KOSTEN ENERGIE- EN KLIMAATTRANSITIE IN 2030 – UPDATE 2018

**Notitie**

**PBL**

**28 maart 2018**

PBL

## **Colofon**

### **Kosten energie- en klimaattransitie in 2030 – update 2018**

© PBL Planbureau voor de Leefomgeving

Den Haag, 2018

PBL-publicatienummer: 3241

## **Contact**

Robert.Koelemeijer@pbl.nl

## **Auteurs**

Robert Koelemeijer, Bert Daniëls, Paul Koutstaal, Gerben Geilenkirchen, Jan Ros, Pieter Boot, Gert Jan van den Born, Marian van Schijndel

Eerdere versies van deze notitie zijn becommentarieerd door medewerkers van de ministeries van Economische Zaken en Klimaat, Binnenlandse Zaken en Koninkrijksrelaties, Infrastructuur en Waterstaat, Landbouw, Natuur en Voedselveiligheid en Financiën. We willen Eveline Speelman en Occo Roelofsen (McKinsey & Company) bedanken voor hun commentaar op de opties gericht op emissiereductie in de industrie.

Delen uit deze publicatie mogen worden overgenomen op voorwaarde van bronvermelding: Koelemeijer R, Daniëls B, Koutstaal P, Geilenkirchen G, Ros J, Boot P, van den Born GJ, van Schijndel M (2018), Kosten energie- en klimaattransitie in 2030 – update 2018, 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
<b>1 Inleiding</b>	<b>12</b>
1.1 Uitgangspunten	12
1.2 Toelichting methodiek	12
1.3 Referentiescenario en beleidsopgave	14
1.3.1 Referentiescenario	14
1.3.2 Beleidsopgave	17
<b>2 Potentieel en kosten van opties</b>	<b>19</b>
2.1 Elektriciteitsopwekking	21
2.1.1 Wind op zee	22
2.1.2 Wind op land	24
2.1.1 Zon-PV (grootschalig)	24
2.1.2 Sluiting kolencentrales	25
2.1.3 Kernenergie	25
2.2 Industrie	27
2.2.1 Vermindering energievraag en elektrificatie van de warmtevraag	27
2.2.2 Carbon Capture and Storage (CCS/BECCS)	29
2.2.3 Inzet van Biomassa in de industrie en glastuinbouw	33
2.3 Gebouwde omgeving	33
2.3.1 Vermindering van de energievraag en kleinschalig hernieuwbaar	34
2.3.2 Groen gas	36
2.3.3 Warmtenetten	37
2.4 Verkeer en vervoer	38
2.4.1 Vermindering van de energievraag en elektrificatie	38
2.4.2 Biobrandstoffen	41
2.5 Landbouw en landgebruik	43
2.5.1 Glastuinbouw	43
2.5.2 Overige broeikasgassen	44
2.5.3 Landgebruik, landgebruiksverandering en bosbouw	46
2.5.4 Vastlegging van CO <sub>2</sub> door olivijn	50
<b>3 Illustratieve pakketten</b>	<b>52</b>
3.1 Criteria voor de samenstelling van de pakketten	52
3.2 Emissies en kosten van standaardpakketten	56
3.3 Niet-ETS-emissies en hernieuwbare energie	61
3.4 Opbouw van de effecten bij de elektriciteitsopwekking	62
3.5 Emissies en kosten van variantpakketten	64
3.5.1 Statisch optimaal zonder netto export	64
3.5.2 Pakket met nucleair	65
3.6 Vergelijking met de Kostennotitie 2017	66
<b>4 Referenties</b>	<b>68</b>
<b>Annex 1: Impact van methodische keuzes op de kosteneffectiviteit van elektriciteitsopties</b>	<b>70</b>
<b>Annex 2: Samenstelling van de illustratieve pakketten</b>	<b>73</b>

# Samenvatting

Kostenefficiëntie is een belangrijk uitgangspunt van het kabinetsbeleid gericht op het realiseren van een vermindering van de emissies van broeikasgassen met 49% in 2030. In april 2017 heeft PBL, in samenwerking met ECN, een notitie uitgebracht met technische emissiereductieopties per sector – verder aangeduid als 'Kostennotitie 2017' (Koelemeijer et al., 2017a). Die notitie gaf een overzicht van effecten van opties op emissies van broeikasgassen en de nationale kosten of baten van die opties. Op verzoek van het ministerie van Economische Zaken en Klimaat is een actualisatie gemaakt van die notitie. De actualisatie betreft drie aspecten:

1. De effecten van opties zijn nu bepaald ten opzichte van de meest recente raming, de Nationale Energieverkenning 2017 (Schoots, Hekkenberg en Hammingh, 2017). Daarbij is uitgegaan van een referentiescenario zonder verdere openstellingen van de SDE+-regeling na 2019, zodat een verdere toename van hernieuwbare energie onder de SDE+ weer apart zichtbaar wordt als emissiereductieoptie.
2. De kosten en effecten van alle opties zijn, waar relevant, geactualiseerd.
3. Er zijn nu een aantal extra opties opgenomen, waaronder extra wind op land, CCS bij afvalverbrandingsinstallaties en diverse opties bij transport.

Het belangrijkste verschil tussen beide notities betreft echter de vraagstelling. De Kostennotitie 2017 beantwoordde in algemene zin de vraag wat de kosten van de energietransitie in 2030 zijn. Daarbij was de vraag waar de emissiereducties optreden (binnen Nederland of elders in Europa) minder relevant. De huidige notitie beantwoordt echter specifiek de vraag hoe en tegen welke kosten de emissies op het Nederlandse grondgebied met 49% verminderd kunnen zijn in 2030. Daarbij zijn de totale Europese emissie-effecten nog steeds belangrijk, maar gaat het er ook om of die effecten binnen of buiten de Nederlandse landsgrenzen optreden. Grensoverschrijdende effecten treden vooral op in de elektriciteitssector. Dit betekent dat effecten van maatregelen op de import en export van elektriciteit nu heel wezenlijk zijn, terwijl die in de Kostennotitie 2017 geen rol van betekenis speelden.

Evenals de Kostennotitie 2017 gaat deze notitie uit van de nationale kosten volgens de Milieukostenmethodiek. Daarmee geven ze een beeld van de kosten voor de Nederlandse samenleving als geheel, ongeacht wie deze draagt. Het gaat daarbij om netto meerkosten ten opzichte van het referentiescenario. De kosten zijn niet constant in de tijd maar hangen af van de toekomstige kosten van technologieën en toekomstige brandstofprijzen, die veelal weer afhangen van internationale ontwikkelingen. De kosten voor de overheid en de kosten voor eindgebruikers zoals huishoudens of bedrijven verschillen van de nationale kosten, onder andere vanwege heffingen, subsidies en verschillen in rentevoeten en afschrijvingstermijnen die door eindverbruikers worden gehanteerd.

## **Toelichting berekening emissiereductie bij de elektriciteitssector**

### *Keuze referentietechniek elektriciteitsproductie*

Voor maatregelen die een effect hebben op de elektriciteitsvraag of de elektriciteitsproductie moet een aanname worden gemaakt over welke elektriciteitscentrales meer of minder gaan produceren. In deze notitie gaan we ervan uit dat dat moderne gascentrales zijn. Dit is een moderne versie van de standaardtechnologie, en deze keuze sluit daarmee aan bij de Milieukostenmethodiek. Het is, uitgaande van sluiting van kolencentrales voor 2030, bovendien representatief voor de Nederlandse situatie in 2030. Ook mag verwacht worden dat op Europees niveau gascentrales op middellange termijn voorzien in het flexibele opwekvermogen.

*Kosteneffectiviteit: binnen- en buitenlandse effecten beschouwd*

Bij het berekenen van de kosteneffectiviteit van maatregelen en het ordenen van maatregelen in termen van euro per ton vermeden broeikasgasemissie speelt het in deze notitie geen rol in welke mate die emissiereductie in Nederland zelf neerslaat of juist daarbuiten. Als voorbeeld: stel dat een windmolenpark slechts voor 10% de inzet van gascentrales in Nederland vermindert en voor 90% die buiten Nederland, dan is de kosteneffectiviteit berekend door de nationale kosten te delen door de totale emissiereductie binnen en buiten Nederland, en niet slechts door te delen door de emissiereductie in Nederland zelf. De ordening van maatregelen in termen van kosteneffectiviteit hanteert dus een breed (Europees) perspectief op de energietransitie. Dit was ook in de Kostennotitie 2017 het uitgangspunt.

*Maatregelpakketten: emissiereductie moet op Nederlands grondgebied gehaald worden*

Bij het samenstellen van de maatregelpakketten zijn maatregelen geselecteerd aan de hand van kosteneffectiviteit. Maar bij het samenstellen van de pakketten is per maatregel ook bekeken wat het verwachte effect op het Nederlandse grondgebied is. De pakketten zijn zo samengesteld dat ze ook leiden tot ten minste 49% reductie op het Nederlandse grondgebied.

Bij deze notitie gelden een aantal kanttekeningen. Ten eerste: de studie is in korte tijd (ruwweg twee maanden) verricht en het is geen integrale doorrekening van gevolgen van de emissiereductieopties voor het energiesysteem. Soms – vooral bij de besparingsopties – is op zeer geaggregeerde wijze gewerkt en is geen rekening gehouden met de grote variatie in kosteneffectiviteit die er in werkelijkheid is. De analyse is niet uitputtend, en er zullen reductiemogelijkheden ontbreken. De geraamde emissies voor het jaar 2030 in het referentiescenario zijn onzeker, en daarmee dus ook de omvang van de 'beleidsopgave' – het verschil tussen de emissies in het referentiescenario (158 Mton) en het niveau waarbij de emissies 49% lager zijn dan 1990 (113 Mton). De studie maakt veelal gebruik van resultaten van andere studies, en is dan ook gebonden aan de manier waarop die resultaten beschikbaar zijn. Een gevolg is bijvoorbeeld dat bandbreedtes niet altijd beschikbaar zijn, en dat de betekenis ervan kan verschillen per sector.

Een tweede kanttekening is dat deze analyse alleen kijkt naar kosten en effecten in 2030. Inzet van het kabinet is echter om bij te dragen aan het bereiken van de klimaatdoelstelling van Parijs. Dit impliceert een reductie van broeikasgasemissies van 95 procent in 2050 als bijdrage om de temperatuurstijging te beperken tot onder de 2 graden. Een nog verdergaande reductie is nodig als bijdrage om de temperatuurstijging tot 1,5 graad te beperken (van Vuuren et al., 2017). De ruwweg halvering van broeikasgasemissies in 2030 ten opzichte van 1990 is een belangrijke mijlpaal op weg naar dat doel. Maar kostenoptimalisatie gericht op het tussendoel in 2030 is iets anders dan kostenoptimalisatie van het hele transitiepad op weg naar 2050. Bij een dergelijke ook in de tijd meer integrale benadering van de transitie spelen allerlei aspecten een belangrijke rol die in deze notitie slechts beperkt aan de orde komen:

- Transitiebeleid is geen stapeling van een aantal individuele maatregelen om tegen de laagste kosten een emissiedoel voor 2030 te realiseren, maar het gaat om een integrale aanpak die aansluit bij de mogelijkheden die burgers en bedrijven hebben. Transitiebeleid richt zich niet alleen op maatregelen die voor 2030 al emissiereductie realiseren, maar ook op het voorbereiden van kostenefficiënte emissiereductie na 2030, en werkt dus aan technieken die op termijn een groot emissiereductiepotentieel hebben, ook als die nu nog kostbaar zijn.
- Ook zijn maatregelen of acties relevant die zelf niet tot emissiereductie leiden, maar noodzakelijke randvoorwaarden creëren, zoals het ontwikkelen van de benodigde infrastructuur, het leggen van verantwoordelijkheden bij bepaalde partijen of het (her)schoolen van personeel.

- Verder is het belangrijk om aan te sluiten bij natuurlijke vervangingsmomenten. Dit kan betekenen dat ook voor 2030 al maatregelen moeten worden genomen die qua kosten relatief hoog zijn, om te voorkomen dat de kosten na 2030 sterk oplopen of bepaalde reducties niet meer haalbaar zijn.
- Ten slotte werkt Nederland niet in isolement aan de energietransitie, maar is afstemming met zowel omringende landen als de EU van belang om tot een kostenoptimale aanpak te komen.

Met inachtneming van deze kanttekeningen is hieronder een overzicht gegeven van het potentieel en de kosteneffectiviteit in 2030 van emissiereductieopties. De kosteneffectiviteit hangt sterk af van veronderstelde brandstof- en elektriciteitsprijzen. De onzekerheid in absolute kosteneffectiviteit is groter dan de relatieve verschillen in kosteneffectiviteit van opties.

**Tabel S1 Potentieel (inclusief emissie-effect bij de elektriciteitsopwekking in binnen- en buitenland) en kosteneffectiviteit van individuele opties<sup>1</sup>**

	Emissiereductie [Mton]			Kosteneffectiviteit [€/ton]
	Totaal effect	w.v. direct	w.v. indirect	
<b>Elektriciteitsopwekking</b>				
8 GW extra grootschalig zon-PV	3,2	0	3,2	-20
5,4 GW extra wind op land	5,7	0	5,7	-20
Extra kernenergie (1,6 GW)	4,5	0	4,5	20
5,3 GW extra wind op zee	8,3	0	8,3	20
CCS kolencentrales	13	13	0	35
Van 5,3 GW naar 7,4 GW extra wind op zee	3,3	0	3,3	45
CCS gascentrales	4,1	4,1	0	60
Sluiting kolencentrales	10,5	19,4	-8,9	70
Van 7,4 GW naar 8,8 GW extra wind op zee	1,7	0	1,7	90
Van 8,8 GW naar 19,3 GW extra wind op zee	10,7	0	10,7	160
<b>Industrie</b>				
Elektrificatie industrie	-2,4*	5,4	-7,8*	n.v.t.
Recycling	2,2	1,9	0,3	-140
Procesefficiency kosten laag	3,3	3,1	0,2	-120
Procesefficiency kosten middel	1,0	0,7	0,3	-30
Procesefficiency kosten hoog	3,2	2,3	0,9	30
CCS industriële procesemissies (NH <sub>3</sub> en H <sub>2</sub> productie)	1,5	1,5	0	40
CCS industriële emissies staalindustrie	5,5	5,5	0	50
CCS raffinaderijen (excl. waterstof)	6,0	6,0	0	90
Biomassaketels industrie	7,9	7,9	0	100
CCS industriële emissies algemeen	10,5	10,5	0	100
CCS afvalverbrandingsinstallaties	3,0	3,0	0	110
CCS biomassaketels	1,1	1,1	0	135
<b>Gebouwde omgeving (woningen en dienstensectoren)</b>				
A+++ apparaten woningen	0,5	0,1	0,4	-20
Zon-PV woningen	4,9	0	4,9	110
Isolatie bestaande woningen	3,3	3,3	0	290
Warmtenetten	2,0	2,0	0	290
Nul-op-de-meterrenovatie woningen	12,0	11,0	1,0	400
Warmtepomp/zonneboiler bestaande woningen	5,5	9,0	-3,5	490
Groen gas via vergassing	1,7	1,8	-0,1	500

<sup>1</sup> Integraal emissie-effect, inclusief effecten bij de elektriciteitsopwekking in binnen- en buitenland, ten opzichte van de NEV 2017 met vastgesteld en voorgenomen beleid, maar zonder openstelling van de SDE+-regeling na 2019. Alleen afzonderlijke opties van meer dan 0,4 Mton zijn opgenomen. De opties zijn veelal niet optelbaar. In ETS-sectoren zijn nationale kosten inclusief kosten voor of besparingen op de aankoop van ETS-rechten. De emissies als gevolg van biomassa-inzet zijn op nul gesteld (conform internationale richtlijnen).

Warmteterugwinning woningen	1,8	2,4	-0,6	800
Regel- en feedback/optimalisatie woningen	1,7	1,4	0,3	3100
LED-verlichting dienstensectoren	0,9	0	0,9	0
Warmteterugwinning dien dienstensectoren	0,7	0,6	0,1	0
Zon-PV dienstensectoren	3,4	0	3,4	10
Zonneboiler/warmtepomp dienstensectoren	0,8	2,0	-1,2	75
Optimalisatie energiegebruik dienstensectoren	2,7	0,7	2,0	80
Warmte-koude-opslag dienstensectoren	1,7	2,3	-0,6	280
Isolatie dienstensectoren	1,7	1,6	0,1	1900
<b>Verkeer en vervoer</b>				
Zuinige banden (technisch potentieel)	0,6	0,6	0	-300
CO <sub>2</sub> -norm vrachtauto's 2% per jaar zuiniger na 2021	0,6	0,6	0	-260
CO <sub>2</sub> -norm vrachtauto's & opleggers 2,8% per jaar na 2021	0,9	0,9	0	-240
CO <sub>2</sub> -norm bestelauto's 2030 naar 50% reductie	0,6	0,6	0	-100
Ambitie nulemissieauto's regeerakkoord	1,8	3,0	-1,2	-60
CO <sub>2</sub> -norm vrachtauto's 2,8% per jaar zuiniger na 2021	0,9	0,9	0	-50
Bijmenging biobrandstoffen 12% fysiek	1,4	1,4	0	130
CO <sub>2</sub> -norm personenauto's 2030 van 30% naar 50% reductie	0,7	0,7	0	190
Kilometerheffing vrachtverkeer	0,5	0,5	0	290
Kilometerheffing personenverkeer	2,0	2,0	0	450
Nulemissie stadsdistributie	0,7	1,1	-0,4	niet bepaald
<b>Landbouw en landgebruik</b>				
Geothermie kassen	1,1	1,2	-0,1	-20
Levensduurverlenging melkvee	0,5	0,5	0	0
Methaanoxidatie mest	0,6	0,6	0	10
Kas als energiebron	1,9	1,9	0	70
Biomassaketels glastuinbouw	2,0	2,0	0	125
Rantsoenaanpassingen melkvee	1,7	1,7	0	140
Monovergisting van mest	1,0	1,0	0	240
Methaanoxidatie in stallen (stalluchtzuivering)	0,6	0,8	-0,2	350
Stoppen met ontbossen	0,5	0,5	0	0
Slim bosbeheer (productiever bos)	1,0	1,0	0	10
Onderwaterdrainage	0,5	0,5	0	30
Passieve vernatting	0,5	0,5	0	30
Verhogen koolstofvastlegging landbouwgrond	0,8	0,8	0	50
Vastlegging van CO <sub>2</sub> door olivijn	0,5	0,5	0	65

\*Dit gaat uit van elektriciteit uit gascentrales. In combinatie met elektriciteit uit wind of zon is er wel reductie.

#### **Toelichting tabel S1: Directe en indirecte emissie-effecten**

Tabel S1 geeft voor de opties, naast het totale emissie-effect, ook de directe en indirecte emissie-effecten. De directe effecten treden ter plaatse op waar de maatregel toegepast wordt. De indirecte treden op bij de elektriciteitsopwekking, doordat de optie gevolgen heeft voor elektriciteitsproductie of -vraag.

#### **Directe emissie-effecten**

De directe emissie-effecten treden op direct waar de maatregelen genomen worden. Voor de eindgebruiksectoren zijn de directe emissie-effecten dus de effecten op schoorsteen en uitlaatmissies, en de emissies van deze sectoren na het doorvoeren van een optie zijn dan ook rechtstreeks af te leiden van de directe effecten.

#### **Indirecte emissie-effecten**

De indirecte effecten zijn de effecten die optreden bij de elektriciteitsopwekking doordat het inzetten van een optie de elektriciteitsvraag of -productie verandert. Dat leidt tot

meer of minder inzet van elektriciteitscentrales, en heeft daarmee een effect op emissies in de elektriciteitsopwekking. Deze notitie gaat, op basis van de NEV 2017, ervan uit dat 11 procent van de indirecte effecten terechtkomt op het Nederlandse grondgebied, en 89 procent in het buitenland.

### **Directe en indirecte effecten in de elektriciteitssector**

In de elektriciteitssector – in binnen en buitenland – komen alle indirecte effecten uit de andere sectoren terecht. Ook opties binnen de elektriciteitssector kunnen directe en/of indirecte effecten hebben. Bij bijvoorbeeld de sluiting van kolencentrales bestaat het directe effect uit de emissies die niet meer uit de schoorsteen van de gesloten centrales komen. Maar er is ook een indirect effect: de elektriciteitsproductie stopt, en dat betekent dat elders die productie overgenomen moet worden en dus elders centrales meer uitstoten.

Uit Tabel S1 zijn enkele conclusies te trekken over de kosteneffectiviteit van opties. Hernieuwbare elektriciteitsopties hebben een relatief groot potentieel tegen relatief beperkte kosten. Ook in de industrie en glastuinbouw is een relatief groot goedkoop (technisch) potentieel aanwezig. Dat komt doordat in deze sectoren – vergeleken met bijvoorbeeld de gebouwde omgeving – de druk van het beleid in het referentiescenario minder groot is, waardoor nog wat meer onontgonnen potentieel over is. Het met beleid ontsluiten van de opties in de industrie blijkt in de praktijk weerbarstig te zijn, mede door (vermeende) negatieve effecten van deze maatregelen op de concurrentiepositie van het bedrijfsleven. De opties in de gebouwde omgeving zijn vaak relatief duur. De reden hiervan is dan het omgekeerde van die in de industrie: het referentiescenario veronderstelt al veel beleid, en het is relatief duur daar nog iets bij te doen. De transportsector kent zowel goedkoop als duur potentieel. Ten slotte is er een aanzienlijk kostenefficiënt potentieel bij landgebruiksopties en bij de aanpak van methaan in de landbouw.

### **Illustratieve pakketten**

Ter illustratie is een aantal maatregelpakketten geanalyseerd waarmee Nederland waarschijnlijk het doel van 49% emissiereductie in 2030 bereikt. Het doel van 49% betekent ten opzichte van het referentiescenario een beleidsopgave in 2030 van 45 Mton. Voor een aangescherpt doel van 55% zou de beleidsopgave 58 Mton zijn, maar dat is in deze analyse niet doorgerekend. In deze pakketten zijn interactie-effecten – voor zover als de eenvoudige analyses in dit rapport dat toelaten – verwerkt<sup>2</sup>.

Zes pakketten zijn bekeken. De pakketten verschillen onderling afhankelijk van de gehanteerde uitgangspunten en aannames. Het gaat om twee 'statisch kostenoptimale' pakketten, twee 'transitie-plus' pakketten, en twee 'transitie- zelfde-reductie' pakketten. Per type pakket is er een variant zonder emissies uit landgebruik, landgebruiksverandering en bosbouw (LULUCF) en maatregelen daarvoor, en een variant met LULUCF emissies en bijbehorende maatregelen<sup>3</sup>. De pakketten zijn:

- Twee 'statisch kostenoptimale' pakketten, waarbij die maatregelen zijn geselecteerd die in 2030 tegen de laagste kosten emissiereductie realiseren. Ook worden maatregelen genomen die expliciet in het regeerakkoord zijn genoemd (sluiten kolencentrales en invoeren kilometerheffing vrachtverkeer).

<sup>2</sup> In het kader van deze notitie was het niet mogelijk om integrale doorrekeningen te maken van pakketten; interactie-effecten tussen maatregelen zijn meegenomen op basis van expert judgement.

<sup>3</sup> Tot dusverre vallen de broeikasgasemissies als gevolg van landgebruik, landgebruiksverandering en bosbouw (*Land Use, Land Use Change and Forestry*; LULUCF) meestal buiten de officiële broeikasgasemissiedoelen. Daarmee dekken de doelen niet alle broeikasgasemissies. De LULUCF-emissies in Nederland waren 6 Mton in 1990. Om zichtbaar te maken wat het meenemen van LULUCF-emissies en daaraan gerelateerde reductieopties zou betekenen voor de kosten en effecten, zijn ook pakketten inclusief LULUCF geanalyseerd. Het meenemen van LULUCF-emissies verhoogt de beleidsopgave (uitgaande van 49% reductie over emissies inclusief LULUCF) van 45 naar 48,8 Mton. Maar ook opties gericht op het tegengaan van LULUCF emissies tellen in die pakketten mee. In pakketten met LULUCF wordt een grotere absolute emissiereductie gerealiseerd dan in de pakketten zonder LULUCF-maatregelen.



- Twee 'transitie-plus'-pakketten, die explicieter voorbereiden op een 95% reductie in 2050, en waarbij ook maatregelen zijn genomen die op de korte termijn tot 2030 nog niet nodig zouden zijn om het tussendoel in 2030 te halen, maar wel nodig zijn voor een verdergaande kostenefficiënte transitie na 2030. Deze pakketten benaderen de tussenstand in 2030 op een traject dat bij benadering tegen de laagste kosten verdergaande reductie in 2050 realiseert. Deze 'transitie-plus' pakketten bevatten met name in de gebouwde omgeving meer maatregelen dan de statisch kostenoptimale pakketten. Ook wordt er meer ingezet op elektrificatie in de industrie, en meer op biobrandstoffen in het verkeer. Omdat er in die pakketten meer maatregelen worden genomen dan in de statisch kostenoptimale pakketten, leidt dit tot een grotere emissiereductie dan 49% in 2030, maar wel tegen hogere kosten.
- Twee 'transitie-zelfde-reductie' pakketten. Dit bevat wel de extra transitiegerichte maatregelen uit de transitie-plus pakketten, maar in andere sectoren zijn enkele maatregelen weggelaten die niet per se noodzakelijk zijn vanuit transitieperspectief, om zodoende op 49% emissiereductie uit te komen. Denk daarbij aan het laten vervallen van (beperkte) efficiencyverbeteringen van bestaande activiteiten of processen. Hierdoor vallen de kosten weer wat lager uit dan in de transitie-plus-pakketten.

De pakketten zijn indicatief en illustratief, en omvatten slechts een beperkte greep uit het scala aan mogelijkheden. De getoonde resultaten zijn met grote onzekerheden omgeven, en dit betekent dat hogere of lagere emissiereducties bij sectoren en opties ook denkbaar zijn.

**Tabel S2 Reductie van grondgebiedemissies (directe emissies per sector) in 2030 per sector in de verschillende pakketten [Mton CO<sub>2</sub>-eq]**

	Laagste kosten	Laagste kosten + LULUCF	Transitie, extra reductie	Transitie, extra red. + LULUCF	Transitie, zelfde emissies	Transitie, zelfde em. + LULUCF
Elektriciteitsproductie	21,1	21,1	20,2	20,2	20,2	20,2
Industrie	15,4	15,4	20,8	20,8	14,3	14,3
Gebouwde omgeving	0,8	0,8	3,6	3,6	3,4	3,4
Verkeer en vervoer	4,5	4,5	5,9	5,9	5,9	5,9
Landbouw	3,2	3,2	3,2	3,2	1,4	1,4
LULUCF	0,0	3,9	0,0	3,8	0,0	3,8
Totaal NL grondgebied, excl. LULUCF	45,0	45,0	53,8	53,8	45,0	45,0
Totaal NL grondgebied, incl. LULUCF	45,0	48,8	53,8	57,6	45,0	48,8
Effect in buitenland	13,1	13,1	6,3	6,3	5,6	5,6

Tabel S2 laat de emissiereducties per sector zien in de verschillende pakketten. In alle hier beschouwde pakketten treden de grootste emissiereducties op bij de elektriciteitssector, als gevolg van de sluiting van kolencentrales en meer hernieuwbare elektriciteitsproductie, en in de industrie, vooral als gevolg van toepassen van CCS en, bij de transitiepakketten, meer inzet van elektrificatie in de industrie. In het verkeer zijn de reducties een gevolg van een sterke ingroei van volledig elektrische auto's, energiebesparing en invoering van de kilometerheffing bij vrachtverkeer. In de transitiepakketten worden ook meer biobrandstoffen geproduceerd en bijgemengd dan in de statisch kostenoptimale pakketten.

De laagste kostenpakketten leiden tot relatief veel export van elektriciteit. Dat leidt tot minder elektriciteitsproductie in het buitenland en aldaar lagere emissies. In de transitiepakketten is dit effect in het buitenland minder groot: de sterkere elektrificatie in de industrie en de gebouwde omgeving in de maatregelpakketten zorgen voor een toename van de Nederlandse elektriciteitsvraag, waardoor er minder elektriciteit overblijft voor de export. In het hier gekozen referentiescenario (NEV2017VV-SDE) is sprake van import van elektriciteit,

hetgeen aanleiding geeft tot 6,2 Mton emissie buiten Nederland (ook hier uitgaande van opwekking met moderne gascentrales). Bij het doorvoeren van de maatregelen uit de transitiepakketten zou deze emissie vrijwel gecompenseerd worden (die pakketten leveren immers 5,6 tot 6,3 Mton reductie op buiten Nederland), zodat er per saldo nog nauwelijks emissie-effecten buiten Nederland optreden (het importsaldo is na doorvoering van de maatregelen uit die pakketten dicht bij nul). Na doorvoeren van de maatregelen uit het laagste kostenpakketten zou per saldo nog circa 7 Mton emissiereductie buiten Nederland optreden.

De resulterende emissies per sector en de nationale kosten (als meerkosten ten opzichte van het referentiescenario) zijn weergegeven in Tabel S3.

**Tabel S3 Effecten van illustratieve pakketten per sector<sup>4</sup>**

	Emissie 2015 [Mton]	Emissie 2030 referentie [Mton]	Emissie 2030 na pakket [Mton]	Nationale kosten (Meuro)
Elektriciteitsproductie, grondgebied	52,8	32,6	11,5 - 12,4	1100 - 1100
Industrie	55,1	50,0	29,2 - 35,7	900 - 1600
Gebouwde omgeving	24,4	18,7	15,1 - 17,9	100 - 1300
Verkeer en vervoer	35,5	32,4	26,5 - 27,9	-300 - -100
Landbouw	27,4	24,2	21,0 - 22,9	40 - 110
LULUCF	6,1	6,9	3,1 - 6,9	0 - 120
Totaal, zonder LULUCF	195,1	158,0	104,2 - 113,0	2100 - 4000
Totaal, met LULUCF	201,2	164,9	107,3 - 119,8	2200 - 4100

De nationale kosten van de pakketten met LULUCF-maatregelen liggen circa 120 miljoen euro per jaar hoger dan die in de pakketten zonder LULUCF-maatregelen (Tabel S4). Ook de gerealiseerde emissiereducties zijn hoger in die pakketten, omdat de emissies van de LULUCF-sector in dat geval ook ruwweg halveren.

**Tabel S4 Effecten en nationale kosten van illustratieve pakketten**

	Emissie 2015 [Mton]	Emissie 2030, re- ferentie [Mton]	Emissiere- ductie pakket [Mton]	Emissie 2030 na pakket [Mton]	Nationale kosten (Meuro)
Statisch optimaal, zonder LULUCF	195,1	158,0	45,0	112,9	2100
Statisch optimaal, met LULUCF	201,2	164,9	48,8	116,0	2200
Transitie-plus, zonder LULUCF	195,1	158,0	53,8	104,2	4000
Transitie-plus, met LULUCF	201,2	164,9	57,6	107,3	4100
Transitie-zelfde-reductie, zonder LULUCF	195,1	158,0	45,0	112,9	3200
Transitie-zelfde-reductie, met LULUCF	201,2	164,9	48,8	116,0	3300

#### **Vergelijking met de Kostennotitie 2017**

De huidige analyse laat verschillen zien met eerdere cijfers (Kostennotitie 2017 en de indicatieve maatregelentabel uit het regeerakkoord). Dit betreft zowel de verdeling van maatregelen over sectoren als de nationale kosten van de pakketten om te komen tot 49% emissiereductie in 2030. In de Kostennotitie 2017 werden de meerkosten van een emissiereductie van 49% in 2030 geschat op 3,5 tot 5,5 miljard per jaar (meerkosten ten opzichte van het daar gebruikte referentiescenario; NEV2016VV). In deze update worden de meerkosten

<sup>4</sup> Deze sectorindeling sluit aan bij de vijf tafels voor het te sluiten klimaatakkoord. Overige broeikasgassen vallen niet in aparte sectoren, zoals in het verleden het geval was, maar in de vijf sectoren zelf. Als LULUCF onderdeel is van de te reduceren emissies, zal dit onder de sector landbouw en landgebruik vallen. Voor meer informatie zie pagina 16-17.

aanzienlijk lager geschat, namelijk op 2,1 tot 3,3 miljard euro (meerkosten ten opzichte van de NEV2017VV-SDE).

De achtergronden van de verschillen zijn divers, en ze werken op verschillende manieren door: op de omvang van de in te vullen beleidsopgave, op het beschikbare potentieel, op de kosten van maatregelen en op de verdeling van de emissiereductie over sectoren. De belangrijkste oorzaken van verschillen, met op hoofdlijnen hun belangrijkste gevolgen, zijn:

- Het gebruik van de NEV 2017 versus NEV 2016: de reductieopgave wordt daardoor 14 Mton lager, doordat de emissies in de NEV 2017 lager uitkomen dan in de NEV 2016. De belangrijkste reden daarvoor is dat in de NEV 2017 is gewerkt met geactualiseerd Europees achtergrondbeeld voor de elektriciteitssector. In dat Europese achtergrondbeeld is een aanzienlijk sterkere toename verondersteld van hernieuwbare energie in Europa. Ook is de binnenlandse elektriciteitsvraag in de NEV 2017 lager dan die in de NEV 2016. Dit leidt tot lagere productie door Nederlandse gas- en kolencentrales, die daardoor minder uitstoten. Sluiting van die kolencentrales heeft daardoor overigens ook een kleiner effect (zie ook Koelemeijer et al., 2017b). Ook is in de NEV 2017 extra beleid verondersteld in de gebouwde omgeving, waardoor de geraamde emissies in de gebouwde omgeving lager uitvallen. In mindere mate speelt dit ook in de industrie, waardoor het aanvullend potentieel in deze sectoren ook kleiner is.
- In deze notitie is als referentiescenario de variant gebruikt van de NEV 2017 zonder verdere openstelling van de SDE+-regeling na 2019. Dit maakt de reductieopgave weer 4 Mton hoger, en veel goedkoop hernieuwbaar potentieel (deels met negatieve nationale kosten) wordt onderdeel van het pakket terwijl dit bij de Kostennotitie 2017 al in het referentiescenario zat. Het aandeel van de elektriciteitsopwekking in de maatregelpakketten wordt hierdoor groter.
- Nieuwe inzichten bij elektriciteitsproductie: in deze notitie is een sterkere kostendaling verondersteld voor elektriciteitsproductie uit wind en zon. Dit zorgt ervoor dat hetzelfde emissie-effect wordt bereikt tegen lagere kosten, waardoor de totale kosten van het maatregelpakket fors lager worden. Daarnaast duiken de kosten van een aantal zon- en wind-opties met deze nieuwe inzichten onder de kosten van een aantal CCS-opties. Mede daardoor is de totale inzet van CCS in de pakketten iets lager, en die van hernieuwbare elektriciteit wat hoger. De emissiereductie bij de industrie is hierdoor ook wat kleiner, en die bij elektriciteitsopwekking wat hoger.
- Nieuwe inzichten bij transport: in deze notitie zijn optimistischere inschattingen gedaan ten aanzien van kostendalingen van elektrische auto's, en zijn meer opties of verdergaande opties bij verkeer beschouwd die negatieve nationale kosten hebben. Het aandeel van verkeer en vervoer in de emissiereductie is daardoor iets groter, en de totale kosten van het maatregelpakket worden lager. De extra reducties in de transportsector zorgen er uiteraard ook voor dat de reducties in andere sectoren kleiner zijn.
- Anders dan in de Kostennotitie 2017 houden de maatregelpakketten nu specifiek rekening met de te verwachten effecten op import en export van elektriciteit. De huidige pakketten zijn daardoor beter afgestemd op het halen van 49% reductie op het Nederlands grondgebied. Per saldo zijn daarmee iets meer maatregelen nodig bij dezelfde reductieopgave.

# 1 Inleiding

## 1.1 Uitgangspunten

Kostenefficiëntie is een belangrijk uitgangspunt van het kabinetsbeleid gericht op het realiseren van een vermindering van de emissies van broeikasgassen met 49% in 2030. In april 2017 heeft PBL, in samenwerking met ECN, een notitie uitgebracht met technische emissiereductieopties per sector – verder aangeduid als ‘Kostennotitie 2017’ (Koelemeijer et al., 2017a). Die notitie gaf een overzicht van effecten van opties op emissies van broeikasgassen en de nationale kosten of baten van die opties. Dat betrof effecten ten opzichte van de Nationale Energieverkenning 2016 (NEV 2016).

Op verzoek van het ministerie van Economische Zaken en Klimaat is een actualisatie gemaakt van die notitie. De actualisatie betreft drie aspecten:

1. De effecten van opties zijn nu bepaald ten opzichte van de meest recente raming, de Nationale Energieverkenning 2017 (Schoots, Hekkenberg en Hammingh, 2017). Daarbij is uitgegaan van een referentiescenario zonder verdere openstellingen van de SDE+-regeling na 2019, zodat een verdere toename van hernieuwbare energie onder de SDE+ weer apart zichtbaar wordt als emissiereductieoptie.
2. De kosten en effecten van alle opties zijn, waar relevant, geactualiseerd.
3. Er zijn nu een aantal extra opties opgenomen, waaronder extra wind op land, CCS bij afvalverbrandingsinstallaties en diverse opties bij transport.

Het belangrijkste verschil tussen beide notities betreft echter de vraagstelling. De Kostennotitie 2017 beantwoordde in algemene zin de vraag wat de kosten van de energietransitie in 2030 zijn. Daarbij was de vraag waar de emissiereducties optreden (binnen Nederland of elders in Europa) minder relevant. De huidige notitie beantwoordt echter specifiek de vraag hoe en tegen welke kosten de emissies op het Nederlandse grondgebied met 49% vermindert kunnen zijn in 2030. Daarbij zijn de totale Europese emissie-effecten nog steeds belangrijk, maar gaat het er ook om of die effecten binnen of buiten de Nederlandse landsgrenzen optreden. Grensoverschrijdende effecten treden vooral op in de elektriciteitssector. Dit betekent dat effecten van maatregelen op de import en export van elektriciteit nu heel wezenlijk zijn, terwijl die in de Kostennotitie 2017 geen rol van betekenis speelden.

## 1.2 Toelichting methodiek

### *Nationale kosten*

Evenals de Kostennotitie 2017 gaat deze notitie uit van de nationale kosten volgens de Milieukostenmethodiek. Het gaat daarbij om netto meerkosten ten opzichte van het referentiescenario. De nationale kosten geven een beeld van de kosten voor de Nederlandse samenleving als geheel, ongeacht wie deze draagt. De kosten zijn niet constant in de tijd maar hangen af van de toekomstige kosten van technologieën en toekomstige brandstofprijzen, die veelal weer afhangen van internationale ontwikkelingen.

De kosten voor de overheid en de kosten voor eindgebruikers zoals huishoudens of bedrijven verschillen van de nationale kosten, onder andere vanwege heffingen, subsidies en verschillen in rentevoeten en afschrijvingstermijnen die door eindverbruikers worden gehanteerd. Als de nationale kosten van een optie negatief zijn, zijn er netto baten voor de Nederlandse samenleving. Maar voor de betreffende sector hoeft dat niet het geval te zijn. Omgekeerd

kunnen opties met positieve nationale kosten soms juist wel rendabel zijn voor de betreffende sector. Dit soort verschillen heeft te maken met verschillen in de rentevoet en afschrijvingsperiode waarmee investeringen vertaald worden naar jaarlijkse kosten, en met subsidies, belastingen en accijnzen.

De belangrijkste posten in de Nationale kosten zijn investeringen, bediening en onderhoud, energiekosten en –baten, en bij transport reistijdeffecten. Er zullen ook andere (welvaarts)effecten op kunnen treden als gevolg van de hier besproken opties, bijvoorbeeld verbetering van de stedelijke luchtkwaliteit, afname van geluidsoverlast in geval van meer elektrische voertuigen, veranderingen in de biodiversiteit bij veranderingen in landgebruik, of vermindering van de importafhankelijkheid van fossiele energie bij meer nationale productie van hernieuwbare energie. Dergelijke neveneffecten blijven in deze notitie buiten beeld.

#### *Effecten elektriciteit*

Voor maatregelen die een effect hebben op de elektriciteitsvraag of de elektriciteitsproductie, moet een aanname worden gemaakt over welke elektriciteitscentrales meer of minder gaan produceren. Voor het emissie-effect op het Nederlandse grondgebied maakt het daarbij veel uit of die betreffende centrales in Nederland zelf staan, of dat het centrales in het buitenland betreft. Dit laatste is van invloed op het vaststellen of wel of niet is voldaan aan het realiseren van 49% emissiereductie op het Nederlandse grondgebied.

Bij de huidige verwachtingen op de elektriciteitsmarkt zal een groot (maar onzeker) deel van de emissie-effecten als gevolg van veranderingen in de Nederlandse productie van of vraag naar elektriciteit neerslaan buiten Nederland. De elektriciteitsnetten zijn in Europa immers sterk onderling verbonden. De mate waarin emissiereducties buiten Nederland neerslaan hangt uiteraard ook sterk af van de relevante ontwikkelingen in ons omringende landen.

#### *Moderne gascentrales als referentie*

De emissie-effecten en kosten van de opties voor emissiereductie (in hoofdstuk 2) gaan uit van de aanname dat de verandering van elektriciteitsvraag of -productie leidt tot meer of minder inzet van moderne gascentrales in Europa (CCGT met 58% conversierendement), waarbij de emissieverandering op Europese schaal aan Nederland is toegerekend (alsof die zou plaats vinden op het Nederlandse grondgebied). Impliciet veronderstellen we daarmee dat een energietransitie in Nederland gepaard gaat met een vergelijkbare transitie in de ons omringende EU-landen<sup>5</sup>. De in hoofdstuk 2 gevolgde methode geeft daarmee een goed beeld van het effect en de kosteneffectiviteit van opties in een breder Europees perspectief, en op een langere termijn. Of het emissie-effect daarbij in Nederland of over de grens optreedt, speelt dus geen rol in het vergelijken van de kosteneffectiviteit van de maatregelen. De hier gebruikte emissiefactor en productiekosten voor elektriciteitsproductie met een CCGT-centrale zijn weergegeven in Tabel 1.

**Tabel 1 Emissiefactor en kosten van elektriciteitsproductie met een CCGT-centrale**

Emissiefactor [ton/GJe]	Productiekosten [euro/GJe]	Emissiefactor [ton/MWh]	Productiekosten [euro/MWh]
0,098	18,7	0,352	67,4

#### *Grondgebiedeffecten*

In hoofdstuk 3 bekijken we pakketten van maatregelen die zouden leiden tot 49% emissiereductie in Nederland. Hierbij hebben we het bereiken van het doel op het Nederlandse grondgebied centraal gezet. Voor het emissie-effect van de pakketten als geheel hebben we

<sup>5</sup> Als bijvoorbeeld extra Nederlandse windmolens buitenlandse gascentrales verdringen, en extra buitenlandse windmolens evenveel Nederlandse gascentrales, is het totale effect op het Nederlandse grondgebied per saldo ongeveer gelijk aan het Europese effect van de Nederlandse windmolens.

daarom ook gekeken naar het te verwachten effect op het Nederlands grondgebied zelf. Sommige maatregelen in de pakketten leiden tot een grotere emissiereductie op het Nederlandse grondgebied dan volgens de in hoofdstuk 2 gehanteerde methode (bv. sluiten kolen centrales). Andere maatregelen, zoals het bijplaatsen van meer windparken, leiden echter juist tot een kleiner effect. Als de pakketten niet leiden tot netto import/export van elektriciteit vallen deze effecten precies tegen elkaar weg. Dit is nader toegelicht in Annex 1.

De mate waarin emissiereducties van maatregelen die de elektriciteitsvraag of de elektriciteitsproductie in Nederland beïnvloeden neerslaan in Nederland zelf of daarbuiten is afgeleid uit de NEV2017. Uit de NEV2017 blijkt dat het extra bijgeplaatste vermogen van wind en zon-PV voor 89% leidt tot meer export of minder import van elektriciteit, en dat het voor 11% leidt tot meer of minder productie van elektriciteit in Nederland met gascentrales. De emissiereducties van maatregelen die de elektriciteitsvraag of de elektriciteitsproductie in Nederland beïnvloeden slaan dus voor 11% in Nederland zelf neer, en voor 89% buiten Nederland.

#### *Gevolgen voor kosten*

De keuze voor een CCGT-centrale als referentietechnologie voor elektriciteitsopties heeft gevolgen voor de resultaten voor nationale kosten. De productiekosten voor elektriciteit met een CCGT-centrale liggen boven de gemiddelde marktprijs voor elektriciteit. Die laatste bedraagt 47 euro/MWh in 2030 in het referentiescenario. Dit betekent dat als bijvoorbeeld door een optie bespaarde of extra geproduceerde elektriciteit gewaardeerd zou zijn tegen de elektriciteitsprijs, dat een optie hogere nationale kosten zou hebben dan met de keuze voor CCGT als referentietechnologie. Opties die leiden tot meer elektriciteitsverbruik, zoals warmtepompen en elektrische auto's, zouden juist lagere kosten hebben.

## 1.3 Referentiescenario en beleidsopgave

### 1.3.1 Referentiescenario

Het referentiescenario – het gebruikte achtergrondscenario ten opzichte waarvan aanvullende opties in kaart worden gebracht – bepaalt verschillende belangrijke uitgangspunten voor de berekening van effecten en kosten van opties. Het bepaalt onder andere de beleidsopgave (het verschil tussen emissies in het referentiescenario en het emissieniveau waarbij emissies 49% lager liggen dan in 1990), energieprijzen, CO<sub>2</sub>-prijzen en emissiefactoren. In recente PBL/ECN-publicaties is gebruik gemaakt van verschillende referentiescenario's.

- De Kostennotitie 2017 (Koelemeijer et al., 2017a) ging uit van een referentiescenario conform de NEV2016 met vastgesteld en voorgenomen beleid (NEV2016VV). Dat was de meest recente raming op dat moment. Ook de indicatieve tabel uit het regeerakkoord met potentiële effecten van maatregelen is hierop gebaseerd.
- De effecten van het regeerakkoord (Koelemeijer et al., 2017b) zijn beoordeeld ten opzichte van een referentiescenario conform de NEV2017, variant met vastgesteld en voorgenomen beleid (NEV2017VV). Dit is een beleidsrijk scenario, waarin onder andere het continueren van het openstellen van de SDE+-regeling is verondersteld voor het stimuleren van hernieuwbare energie (maar nog zonder de verbreding van de regeling zoals aangekondigd in het regeerakkoord).
- Het referentiescenario voor deze update is het scenario uit de NEV2017 met vastgesteld en voorgenomen beleid, maar zonder openstellingen van de SDE+-regeling na 2019 (aangeduid met NEV2017VV-SDE). Dit referentiescenario is gekozen op verzoek van het ministerie van EZK om inzichtelijk te maken hoe hernieuwbare energie opties zich verhouden tot andere emissiereductieopties, hetgeen relevant is gegeven de in het regeerakkoord aangekondigde verbreding van de scope van de SDE+-regeling (of bredere scope van de inzet van opbrengsten uit de Opslag Duurzame Energie).

### Veronderstelde prijzen van energie en CO<sub>2</sub>

De veronderstelde prijzen voor energiedragers en CO<sub>2</sub>-emissies in het emissiehandelssysteem zijn weergegeven in Tabel 2. De verschillen tussen het hier gehanteerde scenario (NEV2017VV-SDE) met de NEV2016 zijn aanzienlijk. De verschillen met de NEV2017VV betreffen alleen de groothandelsprijs van elektriciteit. Het niet openstellen van de SDE+-regeling na 2019 zou leiden tot minder hernieuwbare elektriciteitsopwekking, wat weer leidt tot een hogere elektriciteitsprijs.

**Tabel 2 Veronderstelde (groothandels)prijzen voor het jaar 2030 in de verschillende scenario's<sup>6</sup>.**

		NEV2017VV-SDE	NEV2017VV	NEV2016VV
Kolen	Euro/GJ	<b>2,7</b>	2,7	3,1
Olie	Euro/GJ	<b>16,4</b>	16,4	14,0
Gas	Euro/GJ	<b>9,9</b>	9,9	8,9
Houtpellets	Euro/GJ	<b>10</b>	10	10
Elektriciteit	Euro/MWh	<b>47</b>	44	63
	Euro/GJ	<b>13,0</b>	12,2	17,5
Emissie CO <sub>2</sub>	Euro/ton	<b>16</b>	16	26

### Ontwikkeling van het aandeel hernieuwbare energie

Het uitgaan van een referentiescenario zonder openstellingen van de SDE+-regeling na 2019 heeft uiteraard grote consequenties voor de geraamde ontwikkeling van hernieuwbare energie in 2030. Zo werd in het NEV2016VV scenario (het referentiescenario voor de kostennotitie) nog uitgegaan van een capaciteit van wind op zee in 2030 van 8,9 GW. In het NEV2017VV-scenario is dat ruim 11,6 GW, maar in de NEV2017 variant zonder openstellingen van de SDE+ na 2019 is dat slechts 3,6 GW. Ook de geraamde capaciteit van wind op land valt lager uit in het NEV2017VV-SDE-scenario (3,7 GW) tegen 5,4 GW in het NEV2017VV-scenario en 6,7 GW in het NEV2016VV-scenario. De geraamde omvang van hernieuwbare energie voor het jaar 2030 in de verschillende scenario's is weergegeven in Tabel 3. Het aandeel hernieuwbare energie in het NEV2017VV-SDE scenario bedraagt 14,6% in 2030, tegen 23,9% in het NEV2017VV-scenario en 20,6% in het NEV2016VV-scenario.

**Tabel 3 Hernieuwbare energie in 2030 in de verschillende scenario's**

		NEV2017VV-SDE	NEV2017VV	NEV2016VV
Waterkracht	PJ	0,4	0,4	0,4
Wind op zee	PJ	53	176	134
Wind op land	PJ	41	62	68
Zon-PV	PJ	44	50	45
Vaste biomassa en afval	PJ	56	76	77
Biobrandstoffen transport	PJ	33	33	33
Biogas	PJ	15	20	18
Geothermie	PJ	10	15	13
Overige hernieuwbare warmte	PJ	29	28	25
Totaal	PJ	281	462	412
Bruto eindverbruik	PJ	1929	1933	2005
Aandeel HE (%)	%	14,6	23,9	20,6

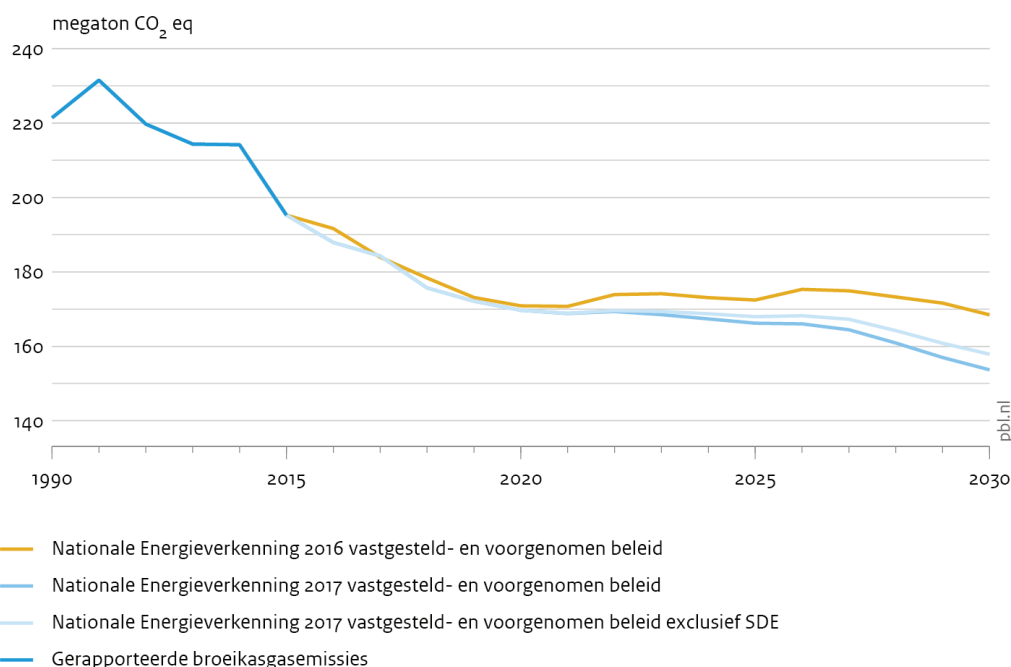
<sup>6</sup> Prijzen in deze notitie zijn in Euro2017.

### Ontwikkeling van de broeikasgasemissies

De broeikasgasemissies in het NEV2017VV-SDE-scenario liggen in 2030 4,2 Mton boven het scenario met vastgesteld en voorgenomen beleid<sup>7</sup> (Figuur 1). De emissiedaling in Nederland als gevolg van de ingroei van extra hernieuwbare energie door de openstelling van de SDE+-regeling na 2019 is dus relatief gering vergeleken met de toename van de productie van hernieuwbare energie. Dit komt omdat de toename van hernieuwbare energie in de NEV2017VV ten opzichte van NEV2017VV-SDE voor meer dan 80% hernieuwbare elektriciteit betreft, en deze vooral tot extra export van elektriciteit leidt, waardoor de emissiereductie voor bijna 90% buiten Nederland neerslaat.

Het niet openstellen van de SDE+-regeling na 2019 heeft dus een groot effect op de geraamde import en export in elektriciteit. In het scenario zonder openstellingen van de SDE+-regeling na 2019 is Nederland in 2030 netto importeur van elektriciteit met bijna 18 TWh, tegen 20 TWh netto export in het NEV2017VV-scenario.

### Emissie broeikasgassen in Nederland 1990 - 2030



### Figuur 1 Emissies in Nederland in 2030 volgens verschillende projecties

Tabel 4 geeft de emissies per sector in 2015 en 2030 volgens het NEV2017-SDE-scenario. In de hier gehanteerde sectorindeling zijn emissies van overige broeikasgassen toegedeeld aan de sector waar die emissies optreden<sup>8</sup>. Ook zijn de emissies van de industrie en energie opgesplitst in elektriciteitsopwekking en industrie in brede zin. In deze notitie vallen ook de raffinaderijen, winningsbedrijven en afvalverwerking onder de industrie, evenals alle particuliere industriële WKK's. Het verschilt daarmee van de sectorindeling die eerder werd toegepast, waarbij de overige broeikasemissies onder twee afzonderlijke sectoren – OBKG landbouw, OBKG overig – vielen, en waarbij emissies van de industrie en energiebedrijven waren samengenomen.

<sup>7</sup> Het betreft emissies volgens de IPCC-methodiek, exclusief emissies van landgebruik, landgebruiksverandering en bosbouw (LULUCF).

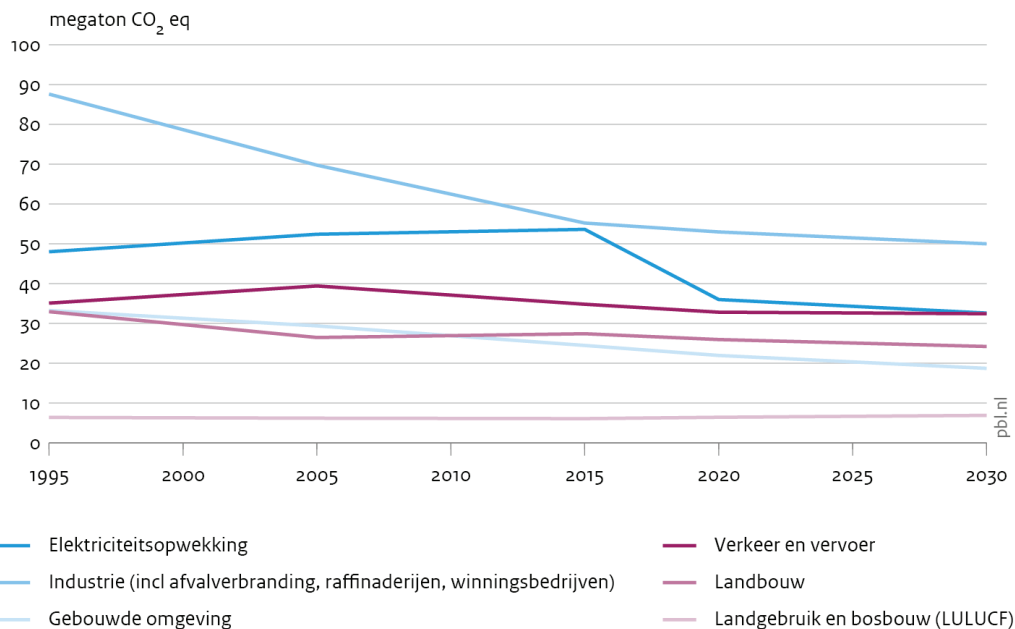
<sup>8</sup> Bij een aantal kleine posten bij de overige broeikasgasemissies zijn nog onzekerheden over de precieze toedeling aan de sectoren. De OBKG-emissies in 2030 waren niet beschikbaar het NEV2017-SDE-scenario. Ze zijn daarom gereconstrueerd uit de NEV2017VV variant, door te corrigeren voor de methaanemissiereductie door mestvergisting die samenhangt met de SDE+.



**Tabel 4 Emissies in Nederland per sector, realisatie 2015 en projectie 2030 volgens het NEV2017VV-SDE-scenario**

	Totaal	2015		2030		
		CO <sub>2</sub>	OBKG	Totaal	CO <sub>2</sub>	OBKG
Elektriciteitsopwekking	52,8	52,6	0,2	32,6	32,4	0,2
Industrie (incl. AVI's, raffinaderijen, winningsbedrijven)	55,1	47,0	8,1	50,0	45,0	5,0
Gebouwde omgeving	24,4	23,6	0,7	18,7	18,0	0,7
Verkeer en vervoer	35,5	34,7	0,9	32,4	31,9	0,5
Landbouw	27,4	7,3	20,0	24,2	5,1	19,1
LULUCF	6,1	6,0	0,1	6,9	6,8	0,1
Totaal, zonder LULUCF	195,1	165,2	29,9	158,0	132,4	25,6
Totaal, inclusief LULUCF	201,2	171,2	30,0	164,9	139,2	25,7

### Broeikasgasemissies per sector 1995-2030



Bron: Nationale Energieverkenning 2017. Projectie bij vastgesteld- en voorgenomen beleid exclusief SDE.

**Figuur 2 Gerealiseerde en geraamde emissies per sector in het NEV2017VV-SDE scenario (zonder openstellingen van de SDE+-regeling na 2019)**

### 1.3.2 Beleidsopgave

Om te komen tot 49% emissiereductie op het Nederlandse grondgebied in 2030 ten opzichte van 1990 (en uitgaande van emissies zonder LULUCF), moeten de broeikasgasemissies dalen tot 113 Mton CO<sub>2</sub>-eq. Ten opzichte van de NEV2016VV kwam dat neer op een beleidsopgave van 56 Mton CO<sub>2</sub>-eq. Ten opzichte van de NEV2017VV (referentiescenario voor doorrekening effecten van het regeerakkoord) is de beleidsopgave aanzienlijk lager, namelijk 41 Mton. Dit vanwege onder andere de extra ingroei van hernieuwbare energie binnen en buiten Nederland en een lager geraamde elektriciteitsvraag in de NEV2017VV vergeleken met de NEV2016VV. Dit leidt tot een lagere productie door Nederlandse elektriciteitscentrales. De NEV2017 geeft een nadere toelichting van de verschillen tussen de NEV2016 en NEV2017 (Schoots, Hekkenberg en Hammingh, 2017). Ten opzichte van de raming met vastgesteld en

voorgenomen beleid zonder verdere openstelling van de SDE+-regeling na 2019 is de beleidsopgave weer 4 Mton groter, en bedraagt 45 Mton (Figuur 1). We benadrukken dat de onzekerheden in de geraamde emissies groot zijn. De geraamde emissies voor het jaar 2030 in het referentiescenario zijn onzeker, en daarmee dus ook de omvang van de 'beleidsopgave' – het verschil tussen de emissies in het referentiescenario (158 Mton) en het niveau waarbij de emissies 49% lager zijn dan 1990 (113 Mton). De onzekerheid in de geraamde emissies in het referentiescenario is een gevolg van tal van factoren, waaronder ontwikkelingen van energie- en CO<sub>2</sub>-prijzen, economische, demografische en technologische ontwikkelingen, effecten van beleid, en ontwikkelingen buiten Nederland (van der Welle et al., 2017).

#### *Beleidsopgave met LULUCF*

Tot dusverre vallen de broeikasgasemissies voor landgebruik (LULUCF) meestal buiten de officiële broeikasgasemissiedoelen. Daarmee dekken de doelen niet alle nationale broeikasgasemissies. De LULUCF-emissies in Nederland waren 6,2 Mton in 1990. De geraamde emissies uit LULUCF voor 2030 zijn 6,9 Mton. Het meenemen van LULUCF-emissies verhoogt de beleidsopgave (uitgaande van 49% reductie over emissies inclusief LULUCF) dus van 45 naar 48,8 Mton.

#### *Ook in het referentiescenario zijn er effecten op emissies in het buitenland*

Zoals aangegeven in paragraaf 1.2, geeft de in deze notitie gehanteerde methode om effecten van maatregelen te bepalen voor elektriciteit de impact op Europese emissies, ongeacht of dat in Nederland of daarbuiten is. In werkelijkheid zal het effect deels in het buitenland optreden: extra windmolens in Nederland zorgen bijvoorbeeld voor emissiereducties in ons omringende landen. Voor een evenwichtige benadering is het belangrijk om in de gaten te houden dat ook in het referentiescenario Nederland al impact op de emissies in het buitenland heeft. Nederland importeert in 2030 in het hier gekozen referentiescenario (dus zonder openstellingen van de SDE+-regeling na 2019) dan 64 PJ elektriciteit, en zorgt daarmee – op basis van verrekening met moderne gascentrales – voor circa 6 Mton emissies in het buitenland (Tabel 5). Deze emissies wentelt Nederland in het referentiescenario dus af op het buitenland.

**Tabel 5 Emissies in 2030 en emissies in Nederland als gevolg van netto elektriciteitsexport**

NEV-variant	Grondgebied-emissies [Mton]	Netto elektriciteitsexport [PJ]	Emissies in Nederland t.b.v. elektriciteitsexport [Mton]
NEV 2016 VV	168	85	8,3
NEV 2017 VV	154	71	7,0
NEV 2017 VV - SDE	158	-64	-6,2

## 2 Potentieel en kosten van opties

In dit hoofdstuk 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 kosten. Het betreft een update van potentieel en kosten uit Koelemeijer et al., 2017a. Verder beperken we ons hier tot technische maatregelen binnen Nederland. De rol van beleid en van een kosteneffectieve allocatie van emissiereducties binnen Europa of breder komt niet aan de orde. Een kosteneffectief Europees beleid kan echter wel aanzienlijk bijdragen aan het reduceren van de kosten van emissiereductie, zoals een aanscherping van het ETS of invoering van een minimum CO<sub>2</sub>-prijs met een groep gelijkgezinde landen, zoals ook genoemd in het regeerakkoord.

De opties zijn gegroepeerd in vijf sectoren. Een optie valt in deze notitie onder de sector die voor het realiseren van die optie primair in actie moet komen, met bijvoorbeeld een investerings- of aankoopbeslissing. Deze indeling betekent dat bijvoorbeeld kleinschalige zon-PV en zuinige elektrische apparaten onder de gebouwde omgeving vallen, terwijl ze bijdragen aan emissiereductie in de elektriciteitsopwekking. In sommige gevallen is dit criterium niet eenduidig, en dan valt de optie onder de sector waar waarschijnlijk het grootste deel van het beoogde emissie-effect terecht komt. Voorbeelden hiervan zijn groen gas (gebouwde omgeving) en biobrandstoffen (transport).

De sectoren met de bijbehorende opties zijn:

1. Elektriciteitsopwekking
  - Wind op zee
  - Wind op land
  - Grootschalige zon-PV
  - Kernenergie
  - Sluiting kolencentrales
  - CCS bij centrales (besproken bij CCS in de industrie)
2. Gebouwde omgeving
  - Vermindering van de energievraag en kleinschalige opwekking hernieuwbaar
  - Groen gas
  - Warmtenetten
3. Industrie (inclusief AVI's, Raffinaderijen, winningsbedrijven)
  - Vermindering van de energievraag en elektrificatie
  - Carbon Capture en Storage (CCS)
  - Biomassaketels
4. Verkeer en Vervoer
  - Vermindering van de energievraag, elektrificatie en gedragsmaatregelen
  - Biobrandstoffen
5. Landbouw en landgebruik
  - Vermindering van de energievraag en hernieuwbare warmte
  - Biomassaketels (besproken biomassaketels in de industrie)
  - Reductie van overige broeikasgassen (OBKG) in de landbouw
  - Reductie emissies uit landgebruik, landgebruiksverandering en bosbouw (LULUCF)
  - Vastlegging van CO<sub>2</sub> door olivijn

Iedere paragraaf begint met een tabel met een overzicht van de opties en hun kosten en effecten. In subparagrafen wordt nader ingegaan op specifieke categorieën opties. Daarbij

worden ook belangrijke noties en kanttekeningen aangegeven. De tabellen bevatten de totale netto emissie-effecten van opties, en een opdeling in directe effecten (effecten ter plaatse) en de indirecte effecten via de elektriciteitsopwekking.

#### *Technisch en realiseerbaar potentieel*

Dit hoofdstuk geeft sommige maatregelen met hun technisch potentieel aan, en andere met hun realiseerbaar potentieel. Bij het realiseerbaar potentieel zijn ook al praktische aspecten die de implementatie van maatregelen beperken meegewogen; dat is vooral relevant bij de vraagsectoren, waar opties vaak ingepast moeten worden in bestaande processen en activiteiten, en het vaak lastiger is om actoren in beweging te brengen. Bij het samenstellen van pakketten (in hoofdstuk 3) is voor opties waar het technisch potentieel is aangegeven een schatting gemaakt van welk deel van dat technisch potentieel tot 2030 te ontsluiten is met beleid, vergelijkbaar met hoe dat is gedaan in de ESR en EED-studies (Daniëls, Hekkenberg en Koelemeijer, 2016; Hekkenberg et al., 2017).

#### *Behoud van activiteit, geen carbon leakage*

Krimp van activiteiten die veel emissies veroorzaken is ook een manier om broeikasgasemissies te verminderen. Voorwaarde is dan wel dat die activiteiten en emissies niet elders in de wereld weer opduiken (*carbon leakage*). Op grond van deze voorwaarde vallen de meeste volumemaatregelen (bijvoorbeeld krimp van sectoren zoals de intensieve veehouderij) af. *Carbon leakage* kan echter ook meer verborgen plaatsvinden. Een overschakeling van de Nederlandse staalindustrie op (meer) schroot als grondstof in plaats van ijzererts, leidt in Nederland tot een daling van emissies, maar in het buitenland zullen dan emissies toenemen, omdat de mondiale hoeveelheid schroot niet groter wordt. Elders zullen fabrikanten zich dan genoodzaakt zien om minder schroot en meer ijzererts toe te passen. Dergelijke opties zijn in deze notitie daarom niet beschouwd.

Bij elektriciteit is het onvermijdelijk dat bepaalde opties leiden tot verplaatsing van emissies binnen Europa. Meer elektriciteit voor bijvoorbeeld elektrische warmtepompen leidt tot meer elektriciteitsimport en meer emissies in het buitenland. Voor een specifieke optie is dit niet te ondervangen, maar wel door een gebalanceerde keuze bij het totale pakket van maatregelen (zie hoofdstuk 3).

#### *Emissie-effecten, direct en indirect*

De netto emissie-effecten van maatregelen worden weergegeven, maar ook welk deel direct in de sector neerslaat, en welk deel indirect in de elektriciteitssector (zie tekstbox).

#### **Directe en indirecte emissie-effecten**

De tabellen in dit hoofdstuk geven voor de opties naast het totale emissie-effect ook de directe en indirecte emissie-effecten. De directe effecten treden ter plaatse op waar de maatregel toegepast wordt, de indirecte treden op bij de elektriciteitsopwekking doordat de optie gevolgen heeft voor elektriciteitsproductie of -vraag.

#### **Directe emissie-effecten**

De directe emissie-effecten zijn de emissie-effecten die ter plekke optreden: minder CO<sub>2</sub>-uit schoorsteen of uitlaat. Bijvoorbeeld doordat na toepassing van de optie een auto minder of geen brandstof verbruikt, een ketel minder gas verbruikt, of doordat de CO<sub>2</sub> ter plekke afgevangen wordt. Voor de eindgebruiksectoren zijn de directe emissie-effecten dus de effecten op schoorsteen en uitlaatemissies, en de emissies van deze sectoren zijn dan ook rechtstreeks af te leiden van de directe effecten. Directe effecten zijn het meest eenvoudig vast te stellen, en het minst onzeker: ze hangen niet of nauwelijks af van interacties met opties in andere sectoren.

#### **Indirecte emissie-effecten**

De indirecte effecten zijn de effecten die optreden bij de elektriciteitsopwekking doordat toepassing van een optie de elektriciteitsvraag of -productie verandert. Dat leidt elders tot

meer of minder inzet van elektriciteitscentrales, en heeft via die route een effect op emissies in de elektriciteitsopwekking. Van deze effecten is niet op voorhand vast te stellen waar ze precies optreden, en hoe groot ze precies zijn. Deze notitie rekent voor de omvang van het indirecte effect met gascentrales met een efficiency van 58% (Combined Cycle Gasturbine), en leidt de verdeling van de indirecte effecten over binnen- en buitenland af van de NEV 2017. Op grond hiervan veronderstelt de huidige analyse dat 11 procent van de indirecte effecten terechtkomt op het Nederlandse grondgebied, en 89 procent in het buitenland.

#### **De elektriciteitssector**

In de elektriciteitssector – in binnen- en buitenland – komen alle indirecte effecten uit de andere sectoren terecht. Daarnaast zijn er opties binnen de elektriciteitssector zelf, en ook die kunnen weer directe en/of indirecte effecten hebben. Van bijvoorbeeld de sluiting kolencentrales staat het directe effect vast, dat zijn de emissies die niet meer uit de schoorsteen komen. Maar sluiting heeft ook een indirect effect: de elektriciteitsproductie stopt, en dit betekent dat elders die weggevallen productie overgenomen moet worden. Wind en zon hebben alleen indirecte effecten, terwijl CCS bij centrales bijna alleen directe effecten heeft. Voor de indirecte effecten in de elektriciteitssector is eveneens verondersteld dat deze voor 11 procent in Nederland terechtkomen, en voor 89 procent in het buitenland.

#### **Andere indirecte effecten**

Er zijn ook op beperkte schaal andersoortige indirecte effecten. Groen gasproductie als gevolg van monomestvergisting kan in andere sectoren voor emissiereductie zorgen, en maatregelen bij de transportsector zorgen ook voor lagere emissies bij de raffinaderijen. Deze indirecte effecten zijn niet apart weergegeven in de tabellen. Het gaat hierbij in totaal om enkele tienden van megatonnen CO<sub>2</sub>.

#### *Bandbreedtes*

In sommige gevallen zijn bandbreedtes beschikbaar voor potentiële en kosten, in andere gevallen niet. De analyse maakt vooral gebruik van beschikbare informatie uit andere studies, waar mogelijk vertaald voor de vraagstelling in deze analyse. Binnen het bestek van de analyse was het niet mogelijk om overal bandbreedtes vast te stellen. De bandbreedtes hebben bovendien niet overal dezelfde betekenis. Bij de besparingsmaatregelen in gebouwde omgeving en industrie vertegenwoordigt de bandbreedte bijvoorbeeld de spreiding binnen een bepaalde optie. Bij bijvoorbeeld CCS vertegenwoordigt de bandbreedte de ingeschatte onzekerheid. Ondanks dat de betekenis niet uniform is, hebben we ervoor gekozen om de bandbreedtes waar mogelijk wel op te nemen, omdat ze extra inzicht geven. Bij de maatregelenpakketten hebben de bandbreedtes geen rol gespeeld.

## 2.1 Elektriciteitsopwekking

Deze paragraaf beschrijft de verschillende reductieopties in de elektriciteitsopwekking (Tabel 6). Hernieuwbare energie (zon en wind), CCS, kernenergie en het stoppen met elektriciteitsproductie uit kolen zijn verschillende opties om de broeikasgasemissies in de elektriciteitsopwekking te reduceren. 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.

#### *Soorten opties*

Binnen de categorie hernieuwbare elektriciteit zijn er een aantal verschillende opties voor het verminderen van de CO<sub>2</sub>-uitstoot. De belangrijkste zijn wind op land, wind op zee, en groot-schalige zon-PV. Sluiting van de kolencentrales is een directe ingreep in de mix van fossiele opwekkingscapaciteit. Kernenergie is evenals windmolens en zon-PV een CO<sub>2</sub>-arme vorm van

elektriciteitsproductie, en toepassing van CCS kan de emissies van fossiele centrales fors lager maken. De beschrijving van CCS staat in de paragraaf over opties voor de industrie (paragraaf 2.2.2).

#### *Sterke interacties tussen opties*

Binnen de elektriciteitsopwekking zijn de onderlinge interacties zeer sterk. Een toename van hernieuwbare elektriciteit – in Nederland en elders in Europa – zal de elektriciteitsprijs en daarmee de draaiuren en/of rentabiliteit van fossiele centrales en kernenergie flink kunnen beïnvloeden. Door een lager aantal draaiuren wordt bijvoorbeeld ook CCS bij kolen- en gascentrales relatief duurder. De kosten van de opties hangen daarmee sterk af van de toepassing van andere opties. Veel opties in de elektriciteitsopwekking zullen bij verdergaande reductie duurder uitvallen dan hier in de tabellen staat.

**Tabel 6 Overzicht van opties gericht op elektriciteitsproductie**

Optie	Potentieel [Mton]	w.v. direct	w.v. indirect	Kosten [M€]	Kosten- effectiviteit [€/ton]
8 GW extra grootschalig zon-PV	3,2	0	3,2	-70	-20
5,4 GW extra wind op land	5,7	0	5,7	-125	-20
Extra kernenergie (1,6 GW)	4,5	0	4,5	70	20
5,3 GW extra wind op zee	8,3	0	8,3	200	20
CCS Kolencentrales	13	13	0	455	35
Van 5,3 naar 7,4 GW extra wind op zee	3,3	0	3,3	150	45
CCS Gascentrales	4,1	4,1	0	255	60
Sluiting kolencentrales	10,5	19,4	-8,9	770	70
Van 7,4 naar 8,8 GW extra wind op zee	1,7	0	1,7	150	90
Van 8,8 naar 19,3 GW extra wind op zee	10,7	0	10,7	1700	160

### 2.1.1 Wind op zee

Elektriciteitsopwekking uit windenergie heeft in principe een groot potentieel (in totaal vele tientallen GW voor wind op land en op het Nederlands deel van het continentaal plat). Dit zou op termijn in een groot deel van de Nederlandse elektriciteitsvraag kunnen voorzien, inclusief nieuwe elektriciteitstoepassingen. De Noordzee biedt gunstige condities voor wind op zee, gegeven de windsnelheden en beschikbaarheid van wind over het jaar heen, in combinatie met de (on)diepte van de Noordzee.

De belangrijkste verschillen met de Kostennotitie 2017 zijn de lagere capaciteit in het referentiescenario (zie paragraaf 1.3.1) en de lagere veronderstelde kosten voor wind op zee in de NEV2017.

#### *Kosten afhankelijk van locatie en inpassingskosten*

De lagere capaciteit in het referentiescenario betekent dat er een groter potentieel is voor uitbreiding van windenergie tegen relatief lage kosten. Naarmate er meer windenergie bijkomt op de Noordzee nemen de kosten toe, omdat locaties verder op zee nodig zijn met hogere aansluitkosten én omdat er meer kosten zullen zijn voor inpassing van de elektriciteit in het elektriciteitssysteem zoals verzwaring van het netwerk op land. Alternatief is dat er meer curtailment plaatsvindt van de elektriciteitsproductie uit wind (dit houdt in dat de opgewekte elektriciteit niet wordt ingevoed op het net), wat ook tot hogere kosten leidt.

### Veranderingen in de kosteninschatting

De Kostennotitie 2017 was gebaseerd op de NEV2016. Inzichten in de ontwikkeling van de kosten van wind op zee zijn sinds medio 2016 aanzienlijk veranderd; zie ook de tekstbox in de NEV2017 over de kosten van wind op zee. Aannames zijn nu gebaseerd op de basisbedragen voor de SDE+ voor 2018 en ontwikkelingen in de tenders voor wind op zee. Daarmee komen de kosten aanzienlijk lager uit dan in de Kostennotitie 2017. De kosten van elektriciteitsproductie uit gascentrales liggen in de NEV2017 op ca. 67 €/MWh. De uitgespaarde kosten als gevolg van een lagere inzet van gascentrales zijn daarmee iets hoger dan in de Kostennotitie 2017.

Tabel 7 geeft de raming van de nationale kosten. Bij wind op zee is een ruwe indeling gemaakt in potentiëlen, waarbij de kosten oplopen naarmate er meer wind op zee vermogen wordt geïnstalleerd. Het gaat hier om een ruwe schatting die de orde van grootte geeft van de kosten. Voor een nauwkeuriger schatting van de kosten voor verschillende windparken en volumes is een veel uitgebreidere studie nodig.

**Tabel 7 Potentieel en kosten extra wind op zee**

Optie	Realiseerbaar potentieel [Mton]	w.v. direct	w.v. indirect	Kosten [M€]	Kosten- effectiviteit [€/ton]
5,3 GW extra wind op zee	8,3	0	8,3	200	20
Van 5,3 naar 7,4 GW extra wind op zee	3,3	0	3,3	150	45
Van 7,4 naar 8,8 GW extra wind op zee	1,7	0	1,7	150	90
Van 8,8 naar 19,3 GW extra wind op zee	10,7	0	10,7	1700	160

### Belangrijke noties

- Kosten en effecten zijn inclusief kosten van de parken zelf (investeringen en onderhoud), inpassingskosten zoals aanpassingen aan het netwerk, back-up vermogen en aansluitkosten op zee.
- Bij grotere hoeveelheden wind op zee lopen de kosten op door duurdere locaties (verder uit de kust, dieper), hogere inpassingskosten en meer curtailment.
- Voor een exploitant zijn alleen de kosten van de parken zelf minus de opbrengst van de geproduceerde elektriciteit van belang voor het bod wat hij uitbrengt onder de tenderregeling. Als een exploitant geen subsidie uit de tenderregeling nodig heeft, betekent dat niet dat er geen nationale kosten zijn.
- Kosten en effecten houden geen rekening met andere opties die tot extra elektriciteitsproductie leiden, of die juist de extra productie van wind op zee kunnen absorberen.

### Curtailment hangt sterk af van interacties

Naast de omvang van het geïnstalleerde vermogen van wind op zee, hangt de mate van curtailment ook af van de toename van de vraag (elektrificatie), de mogelijkheden voor vraagrespons en andere aspecten van flexibilisering van het elektriciteitssysteem. De uitbreiding van het netwerk binnen Nederland en de ontwikkeling van de interconnecties met het buitenland spelen daarbij ook een rol. Voor deze notitie 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. Naarmate er meer mogelijkheden zijn voor inpassing van elektriciteit uit wind zal de omvang van curtailment kleiner zijn en zijn de kosten van uitbreiding van wind op zee lager.

### Uitrolsnelheid

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.

## 2.1.2 Wind op land

In de Kostennotitie 2017 was geen schatting gegeven voor de kosten van extra wind op land. Aangenomen was dat het opgestelde vermogen in 2030 in het toenmalige referentiescenario, 6,7 GW, het haalbare potentieel zou zijn, ook al is het technisch potentieel groter. Op basis van laatste inzichten gaan we nu uit van een potentieel van 9 GW in 2030, met deels ook grotere turbines, waardoor we de potentiële productie inschatten op 34 TWh. Met een referentiescenario gebaseerd op de variant zonder SDE+ is er slechts 3,7 GW opgesteld wind op land in 2030<sup>9</sup>. Daarmee is er 5,4 GW uitbreiding mogelijk. Tabel 8 geeft de raming van de nationale kosten. Binnen het potentieel is er veel spreiding in de kosten; de relatief lage kosten zijn gebaseerd op locaties aan de kust met een hogere windsnelheid; de relatief hoge kosten gaan uit van locaties in het binnenland met lagere windsnelheden (Lensink en van der Welle, 2017). De maatregelpakketten gaan uit van relatief meer benutting van het potentieel op locaties dieper landinwaarts.

**Tabel 8 Potentieel en kosten extra wind op land**

Optie	Realiseerbaar potentieel [Mton]	w.v. direct	w.v. indirect	Kosten [M€]	Kosten-effectiviteit [€/ton]
5,4 GW extra wind op land	5,7	0	5,7	-125	-70 - -20

### Belangrijke noties

- Kosten en effecten zijn inclusief inpassingskosten zoals aanpassingen aan het netwerk en back-up vermogen.
- Kosten en effecten houden geen rekening met andere opties die tot extra elektriciteitsproductie leiden, of die juist de extra productie van wind kunnen absorberen.
- Kosten hangen sterk samen met de locatie. Locaties nabij de kust hebben hogere windsnelheden en lagere kosten dan locaties verder in het binnenland.
- Bij wind op land is lokale weerstand een belangrijk issue. Dat kan ook tot extra kosten leiden, die hier niet zijn meegenomen.

## 2.1.1 Zon-PV (grootschalig)

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. De meest actuele kostenschattingen liggen voor 2030 fors lager dan ten tijde van het schrijven van de Kostennotitie 2017, hetgeen zich vertaalt in een gunstiger kosteneffectiviteit.

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 2.3.1.

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 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.

<sup>9</sup> De negatieve kosten doen misschien vermoeden dat wind op land ook zonder subsidie rendabel is, maar negatieve nationale kosten wil niet zeggen dat de kosten voor exploitanten ook negatief zijn. Daarnaast zijn er andere beperkingen dan alleen financiële beperkingen voor de groei van wind op land.



**Tabel 9 Potentieel en kosten extra grootschalig zon-PV<sup>10</sup>**

Optie	Realiseerbaar potentieel [Mton]	w.v. direct	w.v. indirect	Kosten [M€]	Kosten- effectiviteit [€/ton]
8 GW extra grootschalig zon-PV	3,2	0	3,2	-70	-20

**Belangrijke noties**

- Kosten en effecten zijn inclusief inpassingskosten zoals aanpassingen aan het netwerk en back-up vermogen.
- Kosten en effecten houden geen rekening met andere opties die tot extra elektriciteitsproductie leiden, of die juist de extra productie van zon-PV kunnen absorberen.
- Grootschalige zon-PV is slechts beperkt verenigbaar met andere benutting van het oppervlak. Kleinschalige zon-PV is duurder maar heeft dit nadeel niet.

**2.1.2 Sluiting kolencentrales**

Deze optie veronderstelt dat alle kolencentrales in 2030 niet meer in bedrijf zijn. Voor het berekenen van de emissiereductie en de nationale kosten, was in de Kostennotitie 2017 aangenomen dat de productie van kolencentrales wordt overgenomen door de productie van gascentrales. Deze aanpak wordt ook hier gevolgd; zie de toelichting op de methodiek in hoofdstuk 1. De nationale kosten zijn daarmee de meerkosten van productie uit gas vergeleken met kolen. De gerealiseerde emissiereductie is het verschil in uitstoot tussen gascentrales en kolencentrales bij dezelfde opwekking van elektriciteit.

*Interacties en gevolgen voor elektriciteitsimport en -export*

Zoals ook geldt voor hernieuwbare opgewekte elektriciteit en voor opties die de vraag van elektriciteit beïnvloeden, zullen er in de praktijk bij sluiting van kolencentrales ook gevolgen zijn voor de import en export van elektriciteit. Voor een deel zal productie van kolencentrales bij sluiting worden overgenomen door meer netto import, de uitstoot van CO<sub>2</sub> neemt daardoor binnen Nederland sterk af omdat emissies deels naar het buitenland worden verplaatst. In het hieronder gepresenteerde effect en de kosteneffectiviteit houden we daar geen rekening mee. Verschillende studies geven wel inzicht in de gevolgen van sluiting van kolencentrales voor de handel in elektriciteit en de emissies (zie o.a. van Hout en Koutstaal 2015; Daniëls en Koelemeijer 2016; Frontier 2016 en van Hout en Koutstaal 2017).

**Tabel 10 Potentieel en kosten van sluiting van de kolencentrales**

Optie	Realiseerbaar potentieel [Mton]	w.v. direct	w.v. indirect	Kosten [M€]	Kosten- effectiviteit [€/ton]
Sluiting kolencentrales	10,5	19,4	-8,9	770	70

**Belangrijke noties**

- Het effect van sluiting hangt rechtstreeks samen met de inzet in het referentiescenario. In de NEV 2017 maken de kolencentrales in 2030 veel minder bedrijfsuren dan in de NEV 2016, waardoor het effect van sluiting nu navenant lager is.

**2.1.3 Kernenergie**

In de Kostennotitie 2017 is uitgegaan van kostencijfers van de Britse nucleaire centrale in aanbouw Hinkley Point C, een European Pressurized Reactor. In Hinkley Point worden twee

<sup>10</sup> Inclusief grondkosten op basis van pacht.

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.

#### *Verbreiding kostenschatting*

Hinkley Point C lijkt, op basis van de momenteel beschikbare gegevens (EC, 2016), qua kosten de bovenkant van de range te vertegenwoordigen. Daarom is nader naar de kosten en de bandbreedte gekeken, op basis van de recente studie voor de Europese Commissie (PINC, 2016). Deze biedt voor meer casussen kostenschattingen, en ook enige aanvullende informatie. Op basis van deze informatie komt de kostenschatting voor kernenergie lager uit dan in de Kostennotitie 2017, maar wel met een forse bandbreedte.

#### *Beschikbare informatie*

Een belangrijk hindernis bij het vaststellen van de kosten is dat complete en robuuste kostengegevens die alle aspecten van bouw, bedrijfsvoering, ontmanteling en berging afval omvatten, vaak niet beschikbaar zijn. Met name de gegevens voor ontmanteling en afvalberging zijn fragmentarisch beschikbaar. Veel projecten in aanbouw hebben te kampen met forse overschrijding van de geplande bouwduur, en mede daardoor van de investeringskosten, maar het is niet altijd duidelijk of de meest recente kostenramingen deze overschrijdingen al omvatten<sup>11</sup>. Kosten voor ontmanteling van de centrales en definitieve eindberging van het afval berusten vaak op schattingen of ontbreken, in veel gevallen omdat met eindberging of ontmanteling nog geen ervaring is opgedaan.

#### *Kostenstijging gedurende loop der jaren*

Opvallend is dat bij kernenergie, in tegenstelling tot de meeste andere technieken, in de loop van de tijd er geen sprake is van kostendaling, maar juist van kostenstijging. Aangescherpte veiligheidseisen en toename van de bouwduur lijken hier debet aan. Onduidelijk is of deze trend zich in de toekomst voort zal zetten.

Voor de investeringsbedragen zijn twee casussen in Noordwest-Europa aangehouden: Hinkley point C en Flamanville<sup>12</sup>. Tabel 11 geeft een overzicht van het potentieel en de kosten van de optie kernenergie. Veiligheidshalve is bij de pakketten gerekend met de bovenkant van de bandbreedte voor de kosten: er zijn meer signalen die wijzen op tegenvallers dan signalen die kunnen wijzen op tegenvallers.

#### *Lange doorlooptijd: is kernenergie wel een optie voor 2030?*

De nieuwe kerncentrales die de laatste jaren gebouwd worden in omliggende landen, en die als referentiekunnen gelden voor Nederland, hebben allemaal een forse overschrijding van de geplande bouwduur. De totale bouwduur van de centrales in Flamanville zal minimaal 11 jaar bedragen, en die van de centrale in Olkiluoto minimaal 14 jaar. Als de bouw in Nederland ook zo lang zou gaan duren is kernenergie voor 2030 dus eigenlijk geen optie. Zelf als er nu concrete, uitgewerkte plannen zouden zijn, komt oplevering waarschijnlijk te laat om in

<sup>11</sup> Een voorbeeld is Olkiluoto. De laatste kostenschatting dateert van 2012, en nadien is de oplevering met nog eens minimaal 3 jaar uitgesteld zonder dat de kosten zijn bijgesteld. Navraag bij Finland heeft wel bevestiging opgeleverd dat de kostenschatting van 2012 nog geldt, maar geeft geen toelichting daarop.

<sup>12</sup> Hinkley point C en Flamanville zijn casussen met relatief hoge investeringskosten. De andere casussen zijn goedkoper, maar het betreft vaak andere reactortypen, en vaak in Oosteuropese landen. De representativiteit voor de Nederlandse situatie is daarmee mogelijk minder hoog. Van de gekozen twee casussen zijn de kosten bovendien veel preciezer gespecificeerd. Belangrijk voor de kosten van de bouw van kerncentrales is de lange bouwduur met vaak overschrijdingen van geplande duur en daarmee van de kosten. De getoonde bandbreedte omvat ook twee situaties voor de bouw: een duur van 7 jaar met 5% bouwrente en een duur van 10 jaar met 10% bouwrente. Bij veel nieuwe nucleaire centrales duurt de bouw in de praktijk meer dan 10 jaar: bij Flamanville minimaal 11 jaar, en bij de Finse centrale Olkiluoto minimaal 14 jaar. De werkelijke kosten liggen daarmee wellicht nog hoger dan hier aangenomen; daarom is de bovenkant van de bandbreedte uit de casussen aangehouden. Voor eindberging van het afval, brandstofkosten en ontmantelingskosten is geen bandbreedte gehanteerd. Wel lijken dit soort kosten voor landen met een kleine nucleaire sector vaak hoger uit te vallen. Er zijn geen kosten toegekend aan het risico van grote nucleaire ongevallen.

2030 bij te dragen aan de emissiereductie. Het lijkt daarom niet reëel om er zonder meer van uit te gaan dat kernenergie een bijdrage kan leveren.

**Tabel 11 Potentieel en kosten van extra kernenergie**

Optie	Realiseerbaar potentieel [Mton]	w.v. direct	w.v. indirect	Kosten [M€]	Kosten- effectiviteit [€/ton]
Extra kernenergie (1,6 GW)	4,5	0	4,5	-190 tot 70	-40 tot 20

### Belangrijke noties

- De hoge kapitaalkosten en lange levensduur maken de kosten van kernenergie erg gevoelig voor allerlei aannames t.a.v. brandstof en elektriciteitsprijzen, duur van de bouw etc.
- De lange doorlooptijd voor planvorming en constructie maken het twijfelachtig of kernenergie een optie is voor 2030
- De kostenschatting is gebaseerd op investeringskosten voor Hinkley Point en Flamanville. Dit zijn relatief dure casussen, maar andere - goedkopere - projecten lijken minder representatief voor Nederland.
- Hoewel een kerncentrale technisch gezien flexibel is, en de productie dus goed terug kan regelen, is dit bedrijfseconomisch niet aantrekkelijk. De kostenberekening gaat daarom uit van 8000 vollasturen per jaar. In een toekomstige energievoorziening met veel wind en zon zijn dit soort bedrijfstijden waarschijnlijk minder realistisch, en dat zal de kosteneffectiviteit nadelig beïnvloeden. Bij bijvoorbeeld 7000 vollasturen ligt de range op -24 tot +43 euro/ton CO<sub>2</sub>.
- Bij kernenergie zijn de kosten in de loop van de tijd toegenomen, in plaats van afgenomen, zoals bij veel andere technieken. Dit lijkt onder meer voort te komen uit extra veiligheidseisen en langere bouwtijd.
- Een grotere schaal leidt vaak tot kostenvoordelen, maar maakt ook het risico op overschrijding van de bouwtijd hoger, en daarmee de aanloopkosten.
- Nieuwe concepten die ook op kleinere schaal toepasbaar zijn, zijn in 2030 waarschijnlijk nog niet voldoende uitontwikkeld.

## 2.2 Industrie

De industrie omvat in de hier gebruikte indeling ook de raffinaderijen, afvalverbrandingsinstallaties, en winningsbedrijven. In andere indelingen vallen deze soms onder de energiebedrijven, maar ze hebben qua reductiemaatregelen meer overeenkomsten met de industrie. Belangrijke opties zijn energiebesparing, elektrificatie van de warmtevraag, CCS en de inzet van biomassa. Meer innovatieve opties, zoals compleet nieuwe productieprocessen, zullen qua emissiereductie in 2030 nog geen grote rol spelen.

### 2.2.1 Vermindering energievraag en elektrificatie van de warmtevraag

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 (Tabel 12). Vergelijken met andere sectoren zijn de beschikbare gegevens voor de industrie minder actueel, en minder goed bekend voor de Nederlandse situatie. Potentiëlen en kosten zijn daarmee meer indicatief<sup>13</sup>.

<sup>13</sup> Recent hebben PBL, ECN, RVO, UU, TUD, RU en RUG samen met betrokkenen uit de industrie en branchorganisaties het initiatief genomen om de beschikbaarheid van gegevens en uitwisseling daarvan te verbeteren. Dit initiatief betreft het project MIDDEN (Manufacturing Industry Decarbonisation Data Exchange Network).

### *Nog relatief veel wat goedkoper potentieel*

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 huidige 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 terugverdientijden van investeringen (bijvoorbeeld 2 jaar). Naar schatting twee-derde van het technische potentieel is met ingrijpend beleid ook daadwerkelijk te ontsluiten tot 2030.

**Tabel 12 Potentieel en kosten van energiebesparingsmaatregelen in de industrie**

Optie	Technisch potentieel [Mton]	w.v. direct	w.v. indirect	Kosten [M€]	Kosten-effectiviteit [€/ton]
Elektrificatie industrie	-2,4	5,4	-7,8	570	nvt
Recycling	2,2	1,9	0,3	-310	-140 (-160 tot -120)
Procesefficiency kosten laag	3,3	3,1	0,2	-410	-120 (-190 tot -50)
Procesefficiency kosten middel	1,0	0,7	0,3	-30	-30 (-50 tot 0)
Procesefficiency kosten hoog	3,2	2,3	0,9	100	30 (10 tot 50)

### **Belangrijke noties**

- Over de mogelijkheden in de Nederlandse industrie is weinig bekend. Kosten en potentiëlen zijn zeer grove schattingen.
- Veel Nederlandse installaties zijn betrekkelijk oud, maar vervanging door state-of-the-art nieuwe processen is vaak duur en niet altijd op korte termijn te realiseren. Bovendien zijn bij vergaande emissiereductie op relatief korte termijn al verdergaande aanpassingen nodig. Bij de industrie is het risico op lock-in situaties reëel.
- Elektrificatie kan op meerdere manieren: zoals met elektrische warmtepompen, elektrische ovens en hybride elektrificatie, met heel verschillende kosten en effecten (zie kader).

#### **Elektrificatie: belangrijk voor vergaande emissiereductie, maar kan op korte termijn tot extra emissie leiden**

Een belangrijke optie voor vergaande emissiereductie in o.a. de industrie is elektrificatie van processen, in combinatie met het emissievrij opwekken van elektriciteit. Op korte termijn levert elektrificatie echter nog niet altijd emissiereductie op, omdat de emissies van elektriciteitsproductie nog aanzienlijk zijn. Door elektrificatie neemt de elektriciteitsvraag toe, maar er komen geen extra windmolens of zonnepanelen bij door elektrificatie. Daarom zal de extra vraag, zolang als er geen sprake is van curtailment op grote schaal, worden opgevangen door inzet van fossiel gestookte centrales. Indien de met de opwekking gemoeide emissies hoger zijn dan vermeden emissies aan de eindgebruikerskant, nemen per saldo emissies toe.

#### **Elektriciteit verdringt ongeveer evenveel brandstof**

Bij (hybride) elektrificatie door weerstandverwarming is er niet of nauwelijks sprake van efficiencywinst. Emissiereductie is er dan alleen als (hybride) elektrificatie gericht als flexibiliteitsoptie wordt ingezet, en de installaties alleen de elektriciteit van wind en zon gebruiken die anders door curtailment verloren zou zijn gegaan. In dat geval leidt elektrificatie wel altijd tot emissiereductie. Dat kan tegen redelijke kosten, omdat hybride elektrificatie een relatief kleine meerinvestering vergt.

Voor grondgebiedemissies scoort hybride elektrificatie duidelijk gunstiger. Een belangrijk deel van de extra elektriciteitsvraag zal waarschijnlijk worden geleverd door elektriciteitsproductie in het buitenland, en dat betekent dat er tegenover de reductie van de directe emissies in de industrie geen of een veel kleinere toename van de emissies bij Nederlandse centrales tegenover staat.

Het is niet mogelijk om algemene kentallen te geven voor effecten en kosten van een dergelijke flexibele hybride elektrificatie. De effecten en kosten hangen namelijk sterk af van het aantal uren per jaar waarin sprake zou zijn van curtailment. Dit zijn immers de uren waarin de installatie de meerinvestering moet terugverdienen en de emissiereductie moet realiseren. In bijvoorbeeld de NEV2017VV is bij wind op zee in 2030 slechts ongeveer 70 uur per jaar sprake van curtailment, waarmee in totaal een half procent van de potentiële productie gemoeid is. In een dergelijk geval zou het emissie-effect van flexibele hybride elektrificatie zeer gering zijn, en de kosteneffectiviteit ongunstig.

Hybride elektrificatie kan waarschijnlijk tegen geringe meerkosten, maar het biedt geen uitzicht op vergaande emissiereductie zoals die rond 2050 nodig is. Dat betekent dat er naast de hybride elektrificatie ook reductiemaatregelen nodig zijn om de resterende emissies terug te dringen. De lagere bedrijfstijden voor die resterende emissies kunnen de kosteneffectiviteit van dergelijke maatregelen ongunstig beïnvloeden. Een alternatief is dat de installatie volledig elektrificeert, en dan mogelijk de hele bedrijfsvoering meer afstemt op de beschikbaarheid van CO<sub>2</sub>-vrije elektriciteit.

#### **Elektriciteit verdringt meer brandstof**

Er zijn ook elektrificatieopties waarbij wel (bijna) altijd emissiereductie optreedt, ook als de productie van elektriciteit wel CO<sub>2</sub>-emissies veroorzaakt. Dat kan als elektriciteit een (veel) grotere hoeveelheid brandstof vervangt. Bij elektrificatie door bijvoorbeeld elektrische warmtepompen vindt er ook winning plaats van hernieuwbare warmte of - anderszins niet meer toepasbare - restwarmte, waardoor er relatief weinig elektriciteit nodig is voor verwarming vergeleken met een gasgestookte ketel. Ondanks de uitstoot bij de centrales, is er dan toch een netto reductie van de CO<sub>2</sub>-emissie. Dat is ook het geval bij elektrische auto's. Vergeleken met verbrandingsmotoren zijn elektromotoren al snel 2 (ten opzichte van diesel) tot 3 (ten opzichte van benzine) keer zo efficiënt in het omzetten van energie naar beweging, en bovendien kunnen elektrische auto's remenergie opslaan. Een elektrische auto verbruikt dus een veel kleinere hoeveelheid energie dan de energie-inhoud van de uitgespaarde hoeveelheid benzine of diesel, waardoor elektrificatie van personenauto's ook op kortere termijn per saldo wel tot emissiereductie leidt.

#### **Grondgebiedemissies en import van elektriciteit**

Vanwege de open elektriciteitsmarkt zal een deel van de extra vraag door elektrificatie ingevuld worden door elektriciteitsimport. De toename van emissies door extra elektriciteitsproductie vindt dan plaats in het buitenland, en de reductie van de Nederlandse grondgebiedemissies is groter dan het totale netto-emissie-effect.

### **2.2.2 Carbon Capture and Storage (CCS/BECCS)**

CCS (*Carbon Capture and Storage*) is de afvang en (ondergrondse) opslag van CO<sub>2</sub>. De CO<sub>2</sub> uit verbranding van fossiele brandstoffen en biomassa komt daarmee grotendeels niet meer in de atmosfeer. CO<sub>2</sub>-afvang is beperkt tot grote puntbronnen van CO<sub>2</sub>: elektriciteitscentrales en grote industriële bronnen (inclusief grote WKK). Bij bestaande verbrandingsinstallaties ligt afvang na verbranding (*post-combustion*) voor de hand, en voor 2030 zal grootschalige toepassing vooral hiertoe beperkt blijven<sup>14</sup>. CCS vergt extra energie voor de afvang van de CO<sub>2</sub> uit de verbrandingsgassen en het regenereren van het oplosmiddel waarin CO<sub>2</sub> wordt afgevangen, het onder druk brengen van de CO<sub>2</sub> en het transport naar de opslag. Een deel van die energie kan mogelijk uit nu niet benutte restwarmte komen.

<sup>14</sup> Er zijn op dit moment drie belangrijke manieren voor de afvang van CO<sub>2</sub>: *post-combustion* (afscheiding van CO<sub>2</sub> uit de verbrandingsgassen), *pre-combustion* (afscheiding van CO<sub>2</sub> uit de brandstof) en *oxyfuel* (bij verbranding met zuivere zuurstof bestaan de verbrandingsgassen al grotendeels uit CO<sub>2</sub>). 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.

### *Opslag, negatieve emissies bij biomassa*

Voor de 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 CO<sub>2</sub> die nog relatief recent aan de atmosfeer onttrokken is door planten. Hoewel er nog geen internationale afspraken zijn om dergelijke negatieve emissies mee te tellen om voldoen aan internationale verplichtingen, zijn we in deze notitie ervan uitgegaan dat ze wel mee tellen om te voldoen aan het 49% reductiedoel in 2030.

### *Potentieel*

Het technische potentieel voor CCS wordt beperkt door de beschikbare opslagcapaciteit, door de bronnen die in aanmerking komen voor CO<sub>2</sub>-afvang en – op de relatief korte termijn (2030-2040) – vooral de snelheid waarmee de benodigde installaties en infrastructuur kunnen worden aangelegd (uitroolsnelheid). Tot 2030 zal niet de fysieke beschikbaarheid van bronnen en opslagcapaciteit beperkend zijn, maar vooral de uitroolsnelheid. Maximaal 20 Mton emissiereductie (=circa 24 Mton opslag, uitgaande van circa 20% extra energie-inzet ten behoeve van het bedrijven van CCS-installaties) lijkt een redelijke bovengrens. Deze bovengrens geldt echter alleen als alle geïnventariseerde mogelijkheden voor CCS daadwerkelijk in aanmerking komen. Als toepassing van CCS meer gelimiteerd is tot specifieke sectoren of activiteiten, zoals de industrie, zal de bovengrens waarschijnlijk lager komen te liggen: er doen zich dan tot 2030 minder kansen voor om CCS te implementeren.

### *Lange termijn beperkingen*

De totale hoeveelheid CO<sub>2</sub> die uiteindelijk kan worden opgeslagen hangt af van de ondergrondse opslagcapaciteit en van het maatschappelijk draagvlak voor bepaalde opslaglocaties. De offshore opslagcapaciteit in het Nederlandse deel van de Noordzee is voldoende om meerdere decennia enkele tientallen Mton CO<sub>2</sub> per jaar op te slaan.

### *Carbon Capture and Utilization*

De rol van CCU, waarbij de afgevangen CO<sub>2</sub> niet opgeslagen maar toegepast wordt, lijkt op de termijn van 2030 beperkt. Op dit moment is voldoende zuivere CO<sub>2</sub> beschikbaar voor allerlei toepassingen, en het ligt daarom niet voor de hand om hiervoor extra CO<sub>2</sub> te gaan afvangen. Afhankelijk van de toepassing is de emissiereductie ook vaak beperkt, omdat de toegepaste CO<sub>2</sub> vaak al binnen afzienbare tijd weer vrijkomt.

### *Opslagcapaciteit*

De opslagcapaciteit in Nederland is 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. CCS zal hoe dan ook een tijdelijke oplossing zijn.

### *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. Dit betreft bronnen bij industrie en elektriciteitsopwekking (ieder ruwweg de helft), met daarnaast nog wat kleinere bronnen zoals de AVI's. Toepassing van andere emissiereductieopties kan het potentieel wel kleiner maken<sup>15</sup>. Dat geldt niet voor inzet van biomassa: dat gaat 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.

---

<sup>15</sup> 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).

### *Lange termijn overwegingen*

Toepassing van CCS ligt het meest voor de hand op locaties waar geen alternatieven in beeld zijn binnen de economische levensduur van de afvanginstallatie. CCS kan namelijk een obstakel vormen voor het overgaan op die alternatieven, of de kosteneffectiviteit van CCS valt ongunstiger uit indien binnen de economische levensduur van de afvanginstallatie wel wordt overgeschakeld op een alternatief productieproces. Bij toepassing van CCS bij de productie van waterstof of biogene brandstoffen is een dergelijk risico kleiner, omdat aan die brandstoffen ook in een energiesysteem met een veel lagere emissie dan nu behoefte zal zijn. Dit geldt ook bij collectieve<sup>16</sup> toepassing bij industriële agglomeraties. Uit studies gericht op de lange termijn blijkt dat het toepassen van CCS in de industrie en bij de productie van biogene brandstoffen veel meer voor de hand ligt dan bij CCS bij elektriciteitsproductie.

### *Afvalverbrandingsinstallaties*

CCS zou ook bij grotere afvalverbrandingsinstallaties (AVI's) kunnen worden toegepast. Dit lijkt vooral kansrijk bij grote AVI's in of nabij de havens van Rotterdam, Amsterdam/IJmond en de Eemshaven, waarbij de afgevangen CO<sub>2</sub> kan worden getransporteerd naar opslaglocaties op zee. De emissies van die betreffende AVI's zijn circa 4 Mton CO<sub>2</sub>, waarvan circa 1,9 Mton fossiele CO<sub>2</sub> en 2,1 Mton biogeen. In geval van toepassen van CCS bij AVI's is de emissiereductie daardoor hoger dan de fossiele emissie van de betreffende AVI's. De emissiereductie bij het toepassen van CCS bij alle grote AVI's in havens is circa 3 Mton.

### *Uitrolsnelheid*

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. Bij de industrie zal de inpassing van CCS vaak moeizamer zijn dan bij elektriciteitscentrales. Die laatste zijn grootschaliger en deels al *capture-ready*. Bij industriële installaties is de schaal vaak kleiner, en zal een afvanginstallatie vaak ingepast moeten worden in bestaande installaties. Voor het volledig ontwikkelen van CCS in een bepaalde regio – bijvoorbeeld Rotterdam, IJmond, Eemshaven – ligt het voor de hand om met een totale doorlooptijd van minimaal 10 jaar rekening te houden.

### *Kostenschattingen*

De kosten zijn nog onzeker, omdat CCS nog nergens in Nederland op commerciële schaal wordt toegepast als CO<sub>2</sub>-emissiereductieoptie.<sup>17,18</sup> Elders wordt CCS al wel toegepast. Op wereldschaal werd in 2017 28 Mton CO<sub>2</sub> afgevangen bij operationele installaties. Daarbovenop zijn faciliteiten met een afvangcapaciteit van in totaal 20 Mton nog in aanbouw of in de ontwikkelingsfase (Global CCS Institute, 2017). De kosten zijn verder gevoelig voor de brandstofprijzen, doordat afvang, transport en opslag extra energie vergen. CCS is daarmee een van de zeer weinige CO<sub>2</sub>-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), en vertaald naar de Nederlandse situatie.

---

<sup>16</sup> Dit kan bijvoorbeeld door pre-combustion capture waarbij de geproduceerde waterstof beschikbaar komt voor verschillende bedrijven.

<sup>17</sup> Dat betekent niet dat de technische haalbaarheid nog erg onzeker is. De samenstellende technieken die nodig zijn voor CCS zijn wel al gangbaar. Verwijdering van CO<sub>2</sub>-uit gassen is bij voorbeeld onderdeel van bepaalde industriële processen. Ook gangbaar is injectie van afgevangen CO<sub>2</sub> bij *enhanced oil recovery*, gericht op het vergroten van het winbare deel van oliereserves.

<sup>18</sup> Verder is er een grote variatie in kosten door de eigenschappen van de bron (schaal, concentratie CO<sub>2</sub>, 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.

Bijna alle bronnen vallen onder het Europese emissiehandelssysteem, en daarbij zijn uitgespaarde CO<sub>2</sub>-rechten -16 euro/ton in 2030 – al in mindering gebracht op de kosten. De kosten-effectiviteit voor CCS bij AVI's is ook een ruwe indicatie. Verondersteld is dat de kosten aan de bovenkant van de bandbreedte liggen van CCS bij industrie, maar zonder baten voor uitgespaarde aankoop van ETS-rechten (AVI's vallen immers buiten de ETS).

**Tabel 13 Potentieel en kosten van CCS<sup>19</sup>**

Optie	Technisch potentieel [Mton]	w.v. direct	w.v. indirect	Kosten [M€]	Kosten- effectiviteit [€/ton]
CCS Industriële procesemissies laag (NH <sub>3</sub> -productie, H <sub>2</sub> -productie)	1,5	1,5	0	55	10 - 50
CCS Industriële emissies staalindustrie	5,5	5,5	0	290	40 - 60
CCS Raffinaderijen (excl. waterstof)	6,0	6,0	0	520	60 - 100
CCS Industriële emissies algemeen	10,5	10,5	0	1085	70 - 120
CCS AVI's	3,0	3,0	0	335	85 - 135
CCS Kolencentrales	13	13	0	455	35
CCS Gascentrales	4,1	4,1	0	255	62

\* CCS kan vaak ook indirecte emissie-effecten hebben: als er elektriciteit wordt toegepast voor afvang en compressie van CO<sub>2</sub>. Onbekend is wat het aandeel elektriciteit hierin is, en in hoeverre dit aandeel vaststaat en of ook andere energiedragers ingezet kunnen worden. Die indirecte effecten konden binnen het bestek van deze analyses niet apart gekwantificeerd worden, en zijn hier dus onderdeel van het directe effect.

### Belangrijke noties

- De kosten zijn op basis van de post-pilot fase. Op wereldschaal wordt momenteel circa 30 Mton CO<sub>2</sub> per jaar afgevangen, maar binnen Nederland is er nog geen ervaring mee. Wel is er ervaring met levering van zuivere CO<sub>2</sub> uit industriële processen aan de glastuinbouw via de OCAP-pijpleiding.
- Het totale potentieel in 2030 hangt meer af van beperkingen aan de uitroolsnelheid dan van beperkingen in geschikte locaties. 10 tot 20 Mton lijkt haalbaar, maar dit kan lager worden als specifieke toepassingen (bijvoorbeeld elektriciteitsopwekking) worden uitgesloten.
- Op basis van het lange termijnperspectief ligt toepassing bij industrie, biomassa en AVI's meer voor de hand dan bij de elektriciteitsopwekking, maar de inpassing is hier vaak wel gecompliceerder.
- Met het sluiten van de kolencentrales vervalt daar de mogelijkheid tot CCS, dit maakt de haalbaarheid van 20 Mton effect in 2030 als gevolg van CCS onwaarschijnlijk.
- Als binnen afzienbare termijn (minder dan 25 jaar) voor een bedrijf of installaties (betere) alternatieven voor CCS in beeld zijn, is het belangrijk om dit in de afweging mee te nemen. CCS kent hoge investeringen, en een kortere afschrijvingsduur maakt CCS minder kosteneffectief.
- Collectieve inzet van CCS, bijvoorbeeld voor meerdere bedrijven en/of installaties gezamenlijk, verkleint het gevaar op lock-in en kapitaalvernietiging.
- Bij CCS ligt het vanwege de schaal en de benodigde infrastructuur voor de hand om dit op lokaal niveau te ontwikkelen. Voor de hand liggende locaties zijn bijvoorbeeld het Rijnmondgebied en het IJmondgebied.
- De kosten zijn inclusief de uitgespaarde aankoop van ETS-rechten, behalve bij AVI's, omdat die buiten het ETS vallen.

<sup>19</sup> 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 16 euro/ton ongunstiger uitvallen.



### 2.2.3 Inzet van Biomassa in de industrie en glastuinbouw

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 CO<sub>2</sub>-emissie. Het gaat hierbij vooral om geïmporteerde houtpellets. Vanuit lange-termijn perspectief kan inzet op grootschalige toepassing van ruwe biomassa een logische maatregel zijn, maar dat geldt vooral voor inzet in de industrie, waar biomassa in combinatie met CCS negatieve emissies kan opleveren.

#### *Kosten en potentieel*

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. Een hogere snelheid maakt het relatief duurder: het is minder goed mogelijk om aan te sluiten bij natuurlijke momenten en om het potentieel te concentreren op de gunstigste locaties met de laagste kosten, hoogste bedrijfstijden, etc. De kosten zijn verder erg gevoelig voor het prijsverschil tussen aardgas en biomassa, 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. Het technisch potentieel is gebaseerd op inzet van circa 150 PJ primaire biomassa in de industrie en op inzet van circa 40 PJ primaire biomassa in de glastuinbouw.

**Tabel 14 Potentieel en kosten extra biomassainzet in de industrie en glastuinbouw**

Optie	Technisch potentieel [Mton]	w.v. direct	w.v. indirect	Kosten [M€]	Kosten-effectiviteit [€/ton]
Biomassaketels industrie	7,9	7,9	0	760	95 (70-150)
Biomassaketels glastuinbouw	2,0	2,0	0	250	125 (90-170)

#### **Belangrijke noties**

- De netto kosten hangen sterk af van de prijzen van biomassa en aardgas.
- De kostenranges hangen samen met verschillen in brandstof (houtpellets, reststromen), inpasingskosten, product (stoom of warm water), bedrijfstijden, schaal etc.
- Bij een snelle en vergaande uitrol zullen kosten waarschijnlijk wat hoger liggen doordat het daarbij niet mogelijk is om selectief te zijn t.a.v. de gunstigste situaties.
- Emissies als gevolg van inzet van biomassa zijn in deze notitie op nul gezet, conform internationale richtlijnen. Bij productie van en het landgebruik voor biomassa kunnen echter relevante emissies optreden. Om die reden is de duurzaamheid van de geïmporteerde biomassa en beschikbaarheid van duurzaam geproduceerde biomassa een belangrijk aandachtspunt.
- De inzet van biomassa bij deze optie concurreert met die van inzet bij andere opties. De potentiëlen van biomassaopties zijn dus niet zonder meer optelbaar.
- Op termijn is het van belang biomassaverbranding zoveel mogelijk te combineren met de afvang en opslag van CO<sub>2</sub> om zo negatieve emissies te genereren. Er moet immers rekening worden gehouden met een beperkt aanbod van duurzame biomassa. Opties waarbij die mogelijkheid er niet is – waarschijnlijk geldend voor de glastuinbouw – passen niet goed bij een transitiepad naar 95% emissiereductie in 2050.

## 2.3 Gebouwde omgeving

De gebouwde omgeving bestaat uit woningen en gebouwen in de sector handel, diensten en overheid (HDO/utiliteitsbouw: kantoren, winkels, scholen, verzorgingstehuizen, horeca, etc.).

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). Groen gas en warmtenetten zijn opties die bij meer sectoren toepasbaar zijn dan alleen bij de gebouwde omgeving, hoewel deze opties in deze notitie hier zijn ondergebracht.

### 2.3.1 Vermindering van de energievraag en kleinschalig hernieuwbaar

De hier beschreven maatregelen omvatten vaak 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 zonne-warmte 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 zonn-PV hier behandeld wordt, hoewel dat niet exclusief gekoppeld is aan de eigen vraag.

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 opties<sup>20</sup>. 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 klimaatneutraal moet zijn betekent dit dat er vanaf nu gemiddeld 200.000 woningen per jaar aangepakt moeten worden tot 2050<sup>21</sup>.

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

---

<sup>20</sup> Daarbij hebben opties vaak invloed op elkaars effect en elkaars kosteneffectiviteit: efficiënte warmteopwekking bespaart bijvoorbeeld minder indien de in te vullen warmtevraag lager ligt door extra isolatie.

<sup>21</sup> Voor het 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 zonnestroom op gebouwen is veel minder belangrijk dan het verminderen van de warmtevraag van woningen: voor vergaande reductie van CO<sub>2</sub>-emissies maakt het niet uit of opwekking van zonnestroom op gebouwen plaatsvindt, of bijvoorbeeld op grootschalige zonne-akkers.

meer hebben, om de warmtevraag nog wat verder te reduceren, om meer warmte met hernieuwbare energie op te wekken of om warmtelevering toe te passen. In dat geval treden er geen directe CO<sub>2</sub>-emissies meer op bij nieuwbouwwoningen.

Tabel 15 geeft een overzicht van technische potentiëlen in 2030. Voor het overzicht is een aantal onderliggende technische maatregelen samengevoegd, en daarom staat in de tabel behalve de gemiddelde kosteneffectiviteit ook de range van de onderliggende technieken<sup>22</sup>. 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. De opties zijn uitgesplitst naar opties voor woningen en opties voor gebouwen in de handel, diensten en overheid.

**Tabel 15 Potentieel en kosten van maatregelen in de gebouwde omgeving**

Optie	Technisch potentieel [Mton]	w.v. direct	w.v. indirect	Kosten [M€]	Kosten-effectiviteit [€/ton]
<b>Woningen</b>					
A+++ apparaten	0,5	0,1	0,4	-10	-30 (-70 tot 240)
Zon-PV	4,9	0	4,9	540	110
Warmtelevering nieuwbouw	0,2	0,6	-0,4	50	230
Isolatie	3,3	3,3	0	970	300 (-100 tot 750)
Nul-op-de-meterrenovatie	12,0	11,0	1,0	4800	400
All-electric nieuwbouw	0,03	0,6	-0,6	15	460
Warmtepomp/zonneboiler <sup>23</sup>	5,5	9,0	-3,5	2650	490 (190 tot 880)
Warmteterugwinning	1,8	2,4	-0,6	1400	810 (570 tot 1100)
Regel- en feedback/optimalisatie <sup>24</sup>	1,7	1,4	0,3	5200	3080 (-180 tot 5050)
<b>Handel, diensten en overheid</b>					
LED-verlichting	0,9	0	0,9	0	0
Warmteterugwinning	0,7	0,6	0,1	0	0
Zon-PV	3,4	0	3,4	40	10
Optimalisatie energiegebruik	2,7	0,7	2,0	220	80 (-170 tot 490)
Zonneboiler/warmtepomp	0,8	2,0	-1,2	60	80 (80 tot 290)
All-electric nieuwbouw	0,1	0,6	-0,5	10	150
Warmtelevering nieuwbouw	0,2	0,6	-0,4	40	230
Warmte-koude-opslag	1,7	2,3	-0,6	470	280 (280 tot 290)
Isolatie	1,7	1,6	0,1	3200	1870 (70 tot 6640)

<sup>22</sup> 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. De praktische betekenis van de variatie voor het beleid is overigens beperkt: het is vaak niet mogelijk om met beleid gericht de goedkoopste delen van het potentieel te ontsluiten. Wel is het in alle gevallen van belang om voor specifieke situaties te kijken naar de oplossing die voor die situatie het best past, en dat vereist een groter detailniveau in de onderliggende technieken dan in deze notitie gebruikt is.

<sup>23</sup> Dit omvat een mix van hybride warmtepompen, all-electric warmtepompen en zonneboilers. De potentiëlen van deze maatregelen overlappen grotendeels. Het is bij ontwikkeling van het beleid voor de gebouwde omgeving van groot belang om naar de onderliggende technieken te kijken in plaats van naar deze geaggregeerde weergave. De kosten en het maximale potentieel van hybride warmtepompen binnen deze optie zijn gebaseerd op vervanging van HR-ketels aan het einde van de levensduur, dus op natuurlijke momenten. All-electric warmtepompen vereisen in de meeste woningen aanvullende maatregelen om toepassing mogelijk te maken, zoals vergaande isolatie. Natuurlijke momenten – voor zover daarvan bij deze maatregel sprake is – zullen hierbij eerder te maken hebben met bijvoorbeeld grootschalige renovaties en verhuismomenten.

<sup>24</sup> Dit is een verzamelcategorie van sterk uiteenlopende maatregelen met vaak kleine potentiëlen, en sterk uiteenlopende kosteneffectiviteiten.

## Belangrijke noties

---

- De maatregelen zijn niet optelbaar. Ze hebben vaak invloed op elkaars effect en kosteneffectiviteit: efficiënte warmteopwekking bespaart bijvoorbeeld minder indien de in te vullen warmtevraag lager ligt door extra isolatie. Ook zijn maatregelen soms alternatieven voor elkaar.
- Vooral gebouwgebonden energiebesparingsmaatregelen hebben een lange levensduur, en hebben vaak een onomkeerbaar karakter. Bij deze maatregelen is het daarom belangrijk om op de lange termijn te anticiperen.
- Veel maatregelen omvatten een range aan opties en hebben dus een grote variatie in kosteneffectiviteit, maar de werkelijke variatie is nog groter. Factoren zoals de precieze eigenschappen van een gebouw en het gedrag van bewoners bepalen mede het effect en de kosten van maatregelen.

### 2.3.2 Groen gas

Onder groen gas verstaan we gas op basis van biomassa en opgewerkt tot aardgaskwaliteit. Er zijn twee routes om groen gas te produceren: op basis van vergisting van natte biomassastromen (zoals mest of andere natte reststromen) en op basis van vergassing van droge biomassastromen (zoals ruwe biomassa of houtpellets). Het potentieel van groen gas productie via vergisting is beperkt, vanwege het beperkte aanbod van natte biomassa in Nederland. Import van natte biomassa ligt niet voor de hand omdat dat kostbaarder is dan import van droge biomassa. Groengasproductie via monovergisting van mest komt aan de orde in paragraaf 2.5.2.

#### *Groen gas uit vergassing*

We bespreken hier de productie van groen gas uit droge biomassastromen. Ervan uitgaande dat de meeste droge biomassa-reststromen al in het referentiescenario 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 ingevoerd 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. Groen gas kan een rol spelen onder andere bij het verminderen van het gebruik van aardgas in de gebouwde omgeving.

#### *Vooraf extra biomassa-import*

In het referentiescenario wordt al veel van het binnenlandse ruwe biomassapotentieel benut. Extra inzet op biomassa-opties zal daarom leiden tot extra import van biomassa, zoals houtpellets. De CO<sub>2</sub>-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.

#### *Aannames*

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. Deze inzet van biomassa is ongeveer van dezelfde omvang als de maximale hoeveelheid biomassa die volgens het Energieakkoord is afgesproken voor de bij- en meestook 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 op basis van vergassing van biomassa zijn verondersteld op 35 euro/GJ (Lensink

en Cleijne, 2017). De kosteneffectiviteit hangt sterk af van de verhouding tussen de biomasaprijs en de gasprijs, en ligt bij de hier gekozen veronderstelde prijzen rond de 500 euro/ton.

Ten opzichte van de Kostennotitie 2017 valt deze optie hier minder kosteneffectief uit (nu 500 euro/ton, tegen 330 euro/ton in de Kostennotitie 2017). De reden is dat in de Kostennotitie 2017 werd uitgegaan van inzet van B-hout, terwijl hier is uitgegaan van inzet van ruwe biomassa.

**Tabel 16 Potentieel en kosten groen gas**

Optie	Realiseerbaar potentieel [Mton]	w.v. direct	w.v. indirect	Kosten [M€]	Kosten- effectiviteit [€/ton]
Groen gas (vergassing)	1,7	1,8	-0,1	851	500

### Belangrijke noties

- De netto kosten hangen sterk af van de prijzen van biomassa en aardgas.
- Emissies als gevolg van inzet van biomassa zijn in deze notitie op nul gezet, conform internationale richtlijnen. Bij productie van en het landgebruik voor biomassa kunnen echter relevante emissies optreden. Om die reden is de duurzaamheid van de geïmporteerde biomassa en beschikbaarheid van duurzaam geproduceerde biomassa een belangrijk aandachtspunt.
- De inzet van droge biomassa bij deze optie concurreert met die van inzet bij andere opties. De potentiële van biomassaopties zijn dus niet zonder meer optelbaar.
- In deze optie is nog niet meegenomen dat ook CCS toegepast kan worden tegen relatief lage kosten. De CO<sub>2</sub> komt namelijk in geconcentreerde vorm vrij.

### 2.3.3 Warmtenetten

Warmtenetten kunnen voorzien in de vraag naar lage-temperatuur<sup>25</sup> warmte in de gebouwde omgeving. Het is een optie die ingezet kan worden om lokaal gasgebruik te vermijden. Grootschalige warmtenetten (stadsverwarming) kunnen worden gevoed met 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 efficiëncyverlies bij elektriciteitsproductie en tot (beperkte) emissietoename aldaar. De kosten per eenheid geleverde warmte hangen onder andere af van de nabijheid en het 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. Kostencijfers kunnen moeilijk ontleend worden aan kosten van bestaande warmtenetten omdat informatie daarover slecht toegankelijk is.

#### Potentieel

Het realiseerbaar potentieel in 2030 is op basis van het Vestamodel geschat op circa 2 Mton CO<sub>2</sub> bij bestaande woningen en utiliteitsgebouwen samen. Het Vestamodel houdt rekening met de lokale beschikbaarheid van warmtebronnen en berekent voor individuele gebouwen de goedkoopste manier van verwarmen. Daarbij wordt ook rekening gehouden met energiebesparing. De uitbreiding van warmtenetten wordt gevoed door extra geothermie (circa driekwart) en extra bio-WKK (circa een kwart). De bijdrage van restwarmte uit industrie en

<sup>25</sup> Lage-temperatuur warmte heeft betrekking op warm water tot circa 100 graden Celsius. Er worden ook warmtenetten ontwikkeld met water van circa 40 graden (ultra-lage temperatuur) maar die zijn in deze berekeningen niet meegenomen.

centrales blijft constant (circa 20 PJ). Dat laatste wordt deels veroorzaakt doordat warmte-transport tussen gemeenten nog niet kon worden meegenomen. Als dat wel mogelijk wordt, kan kunnen de kosten van warmtenetten dalen en/of het potentieel toenemen. De hulpketels draaien in deze analyse nog op aardgas. Als dat vervangen wordt door synthetisch of groen gas dan daalt de CO<sub>2</sub>-emissie met 0,5 Mton extra. 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.

#### *Kosteneffectiviteit en spreiding*

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 230 en 360 euro per ton CO<sub>2</sub>. 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 17 Potentieel en kosten van warmtenetten**

Optie	Realiseerbaar potentieel [Mton]	w.v. direct	w.v. indirect	Kosten [M€]	Kosten- effectiviteit [€/ton]
Warmtenetten	2,0	2,0	0	585	230 - 360

#### **Belangrijke noties**

- 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 kostenstructuur van bestaande warmtenetten is niet altijd transparant. De range in kosten van warmtenetten is daarom groot.
- Als de inzet van biomassaketels voor de productie van warmte niet kan worden gecombineerd met de afvang en opslag van CO<sub>2</sub>, dan past deze vorm van warmteopwekking niet goed bij een transitiepad naar 95% emissiereductie in Nederland.

## 2.4 Verkeer en vervoer

### 2.4.1 Vermindering van de energievraag en elektrificatie

Diverse maatregelen zijn hieronder beschreven die leiden tot een lager brandstofverbruik in het wegverkeer (merendeels afkomstig uit Daniëls en Koelemeijer, 2016; Daniëls, Hekkenberg en Koelemeijer, 2016). Het betreft deels technische opties en deels opties gericht op gedragsverandering (stimuleringsmaatregelen voor zuinige banden en elektrische auto's, kilometerheffingen). Het potentieel en de nationale kosten voor een aantal transportmaatregelen zijn weergegeven in Tabel 18. De tabel laat zien dat er bij transport nog verschillende opties beschikbaar zijn met een negatieve kosteneffectiviteit. De bespaarde (brandstof)kosten in 2030 zijn bij deze opties hoger dan de afschrijving op de extra investeringskosten die bij aanschaf moeten worden gemaakt.

Bij de zuinige banden is onderscheid gemaakt tussen het technisch potentieel, dat alleen te ontsluiten is via een Europese verplichting, en een nationale stimuleringsmaatregel, waarmee een deel van dit technisch potentieel kan worden ontsloten. De kosten en effecten van zuinige banden zijn gebaseerd op van Zyl et al. (2016), zie voor een toelichting de factsheet

uit Daniëls en Koelemeijer (2016). De opties gaan alleen over de aanschaf van zuinige banden. Het op spanning houden van de banden na aanschaf is niet inbegrepen in de kosten en effecten. Daarmee valt extra CO<sub>2</sub>-reductie te behalen, maar de kosten en effecten van maatregelen die daarop zijn gericht zijn niet goed bekend.

De Europese Commissie heeft in november 2017 een voorstel gepresenteerd voor strengere CO<sub>2</sub>-normen voor personen- en bestelauto's. De bestaande normen voor 2020/2021 worden volgens het voorstel met 30% aangescherpt in 2030. In 2025 geldt een aanscherping van 15%. In de impactanalyse van de Europese Commissie zijn meerdere varianten uitgewerkt, waaronder een aanscherping van de normen met 50% in 2030. In Tabel 18 zijn zowel het Commissievoorstel meegenomen als een verdere aanscherping naar 50%. Tabel 18 laat zien dat het Commissievoorstel negatieve nationale kosten heeft in 2030. De bespaarde brandstofkosten zijn namelijk hoger dan de extra investeringskosten voor het zuinigere voertuig. De vergelijking tussen beide varianten geeft een beeld van de extra kosten en extra CO<sub>2</sub>-reductie van de stap van 30% naar 50% aanscherping. Bij deze extra stap is de additionele besparing van de brandstofkosten 150 miljoen kleiner dan de extra kosten voor de voertuigen, waardoor deze extra stap van 30% naar 50% 190 euro per ton CO<sub>2</sub> kost. Bij bestelauto's is de additionele besparing van de brandstofkosten ongeveer 10 miljoen euro kleiner dan de extra kosten voor de voertuigen waardoor er de stap van -30% naar -50% circa 30 euro per ton CO<sub>2</sub> kost.

In de emissiereductie van de elektrificatieopties zijn de CO<sub>2</sub>-emissies door opwekking van de extra benodigde elektriciteit inbegrepen, conform de methodiek die is beschreven in paragraaf 1.2. De tabel geeft ook de directe effecten (i.e., binnen de transportsector) en de indirecte effecten. De ambitie uit het regeerakkoord om vanaf 2030 alleen nog emissieloze personenauto's te verkopen resulteert binnen de transportsector in een CO<sub>2</sub>-emissiereductie van circa 3 tot 5 megaton (Koelemeijer et al., 2017b), afhankelijk van het tempo waarin het marktaandeel oploopt tussen 2020 en 2030. In de tabel is uitgegaan van een ingroeipad waarbij het marktaandeel in de nieuwverkopen in 2025 circa 25% bedraagt en daarna oploopt tot 100% in 2030. Dit specifieke ingroeipad resulteert in de transportsector in een CO<sub>2</sub>-reductie van circa 3 megaton. Na correctie voor de extra CO<sub>2</sub>-uitstoot bij de opwekking van de elektriciteit resulteert per saldo een CO<sub>2</sub>-reductie van 1,8 megaton en een kosteneffectiviteit van -60 euro per ton. In de analyse is alleen verkend wat de CO<sub>2</sub>-effecten en nationale kosten zijn van het realiseren van de ambitie uit het regeerakkoord. De benodigde instrumentering daarvoor is niet uitgewerkt. Die instrumentering kan van grote invloed zijn op de verdeling van de kosten tussen overheid en eindgebruikers, maar zal de hoogte van de nationale kosten waarschijnlijk maar beperkt beïnvloeden.

De kostenschattingen voor elektrisch rijden zijn onzeker. In de berekening is uitgegaan van een actieradius van 300 kilometer (praktijk) in 2020, oplopend tot 450 kilometer in 2030. De batterijkosten zijn verondersteld te dalen van 180 \$/kWh in 2020 naar 150 \$/kWh in 2030. Bij deze aannames resulteert een kosteneffectiviteit van -60 euro per ton CO<sub>2</sub>. Vanwege de onzekerheden in de kosten is een gevoeligheidsanalyse gedaan waarin met beide aannames is gevarieerd (actieradius van 300 tot 500 kilometer en batterijkosten van 120 tot 150 \$/kWh). De resulterende kosteneffectiviteit varieert tussen -190 en +40 euro per ton CO<sub>2</sub>.

Voor vrachtauto's is er nog geen Europese CO<sub>2</sub>-regelgeving. Verwacht wordt dat de Europese Commissie dit voorjaar een voorstel presenteert voor CO<sub>2</sub>-normen voor de periode 2021-2030. Omdat nog niet bekend is hoe dit voorstel eruit ziet, zijn in de tabel drie varianten verkend: een efficiëntieverbetering van 2% en van 2,8% per jaar voor alleen de vrachtauto en een variant van 2,8% efficiëntieverbetering per jaar voor de combinatie van vrachtauto en aanhanger/oplegger. Voor alle drie geldt dat de brandstofkostenbesparing in 2030 hoger is dan de extra kosten voor het voertuig, waarmee een negatieve kosteneffectiviteit resulteert.

Voor de vrachtauto zonder oplegger geldt dat bij de additionele stap van 2% naar 2,8% per jaar de besparing van de brandstofkosten geringer is dan de extra kosten voor het voertuig, waarmee sec die stap 370 euro per ton<sup>26</sup> kost. Eenzelfde efficiëntieverbetering van 2,8% kan tegen beduidend geringere kosten behaald worden als de aanhanger/oplegger ook betrokken wordt bij de normering. De kostenschattingen zijn afkomstig uit Smokers (2018).

Het CO<sub>2</sub>-reductiepotentieel van nulemissie stadsdistributie in 2030 is overgenomen uit TNO (2017) en gecorrigeerd voor de extra CO<sub>2</sub>-emissies bij elektriciteitsopwekking. De kosten van deze optie zijn niet goed bekend en konden binnen het tijdsbestek van deze studie niet betrouwbaar in beeld worden gebracht.

In de kosten voor kilometerheffingen en de snelheidsverlaging bij wegverkeer zijn, naast bijvoorbeeld invoerings- en exploitatiekosten, ook bredere welvaartseffecten zoals reistijd-baten, vraaguitval en effecten op geluidshinder en luchtkwaliteit meegenomen, in lijn met de analyses uit Daniëls en Koelemeijer (2016). De (kosten)effectiviteit van deze opties is overgenomen uit de kostennotitie uit 2017, in het tijdsbestek van de huidige notitie konden deze opties niet worden geactualiseerd.

Voor vrijwel alle transportopties geldt dat de nationale kosten in 2030 voor een belangrijk deel bestaan uit bespaarde brandstofkosten (naast de investeringskosten). De verwachte olieprijs in 2030 is daarmee een belangrijke factor in de geraamde kosten(effectiviteit) van de opties. Conform de NEV 2017 is voor 2030 een olieprijs verondersteld van 100 euro per vat. De NEV hanteert daarbij een bandbreedte van 51 tot 105 euro per vat. Bij een lage olieprijs van 51 euro per vat vallen de kostenbesparingen van de transportopties wezenlijk lager uit, waardoor de totale kosten hoger liggen en de kosteneffectiviteit verslechterd. Ter illustratie: de kosteneffectiviteit van de zuinige banden gaat bij een lage olieprijs van -280 euro per ton naar -160 euro per ton en de kosteneffectiviteit van de ambitie voor nulemissieauto's gaat van -60 naar +150 euro per ton CO<sub>2</sub> bij een lage olieprijs<sup>27</sup>.

De lijst met transportopties is niet uitputtend. Reductieopties voor internationaal transport zijn niet opgenomen omdat die beleidsmatig niet aan individuele landen worden toegerekend. Ook konden in het tijdsbestek van deze studie geen opties worden uitgewerkt voor emissieloos vrachtverkeer en voor emissiereductie in de binnenvaart en bij mobiele machines (zoals landbouwtractoren en graafmachines). Tabel 18 bevat alleen opties gericht op het wegverkeer. Van de binnenlandse uitstoot van broeikasgassen door verkeer en vervoer in 2030, die in het referentiescenario is geraamd op 32 megaton, is circa 85% afkomstig van wegverkeer. Vanuit de nationale doelen bezien ligt daar dus de grootste opgave. Echter, de CO<sub>2</sub>-emissies die voortkomen uit de Nederlandse afzet van bunkerbrandstoffen aan de internationale scheep- en luchtvaart zijn in de NEV2017 geraamd op 58 megaton in 2030. Deze emissies worden volgens de IPCC-methodiek niet aan Nederland toegerekend. Het verminderen van deze emissies is uiteraard wel relevant voor de klimaatproblematiek. Binnen het tijdsbestek van deze studie konden geen opties worden uitgewerkt voor deze modaliteiten. De vliegbelasting, die in de kostennotitie uit 2017 was opgenomen, is niet opgenomen in deze notitie. In het tijdsbestek van deze notitie kon geen goede inschatting worden gedaan van de (kosten)effectiviteit. In het regeerakkoord is aangekondigd dat er in Nederland mogelijk een vliegbelasting wordt ingevoerd. Onderzoek naar de effecten daarvan vindt momenteel plaats. Resultaten daarvan waren niet tijdig beschikbaar voor deze studie.

---

<sup>26</sup> De onderliggende kostencurve voor efficiëntieverbetering van vrachtauto's heeft een relatief vlak verloop voor grofweg de eerste 25% CO<sub>2</sub>-reductie, maar loopt daarna steil op. Dat verklaart de hoge kosten voor de verdergaande variant van 2,8% per jaar. De kostenschattingen die aan deze kostencurve ten grondslag liggen zijn inherent onzeker, waarmee ook niet met zekerheid kan worden gezegd op welk punt de kostencurve daadwerkelijk steil gaat oplopen. Bij de huidige inzichten ligt dit punt rond de 25% CO<sub>2</sub>-reductie.

<sup>27</sup> Als we naast lage olieprijs ook een lagere gasprijs veronderstellen (eveneens conform de onderkant van de bandbreedte uit de NEV2018) dan komt de kosteneffectiviteit van de ambitie uit het regeerakkoord (100% aan-deel nulemissieauto's in de nieuwverkoppen in 2030) op 90 euro per ton in 2030.



**Tabel 18 Potentieel en kosten van energiebesparingsmaatregelen in de transport-sector**

Optie	Potentieel [Mton]	w.v. direct	w.v. indirect	Kosten [M€]	Kosten-effectiviteit [€/ton]
Zuinige banden (technisch potentieel)	0,6	0,6	0	-180	-280
Stimuleren zuinige banden nationaal (1)	0,2	0,2	0	-60	-280
CO <sub>2</sub> -norm personenauto's 2030 -30% (EC-voorstel) (2)	1,1	1,1	0	-130	-110
CO <sub>2</sub> -norm personenauto's 2030 -50% (2)	1,9	1,9	0	20	10
Stimuleren elektrische personenauto's (1)	0,3	0,5	-0,2	-20	-60
Ambitie nulemissieauto's regeerakkoord	1,8	3,0	-1,2	-110	-60
CO <sub>2</sub> -norm bestelauto's 2030 -30% (EC-voorstel)	0,4	0,4	0	-70	-180
CO <sub>2</sub> -norm bestelauto's 2030 -50%	0,6	0,6	0	-60	-100
CO <sub>2</sub> -norm vrachtauto's 2% per jaar zuiniger 2021-2030	0,6	0,6	0	-150	-240
CO <sub>2</sub> -norm vrachtauto's 2,8% per jaar zuiniger 2021-2030	0,9	0,9	0	-40	-50
CO <sub>2</sub> -norm vrachtauto's & opleggers 2,8% per jaar zuiniger 2021-2030	0,9	0,9	0	-210	-230
Nulemissie stadsdistributie	0,7	1,1	-0,4	nb	nb
Verlaging maximumsnelheid (120 km/u) (3)	0,1	0,1	0	20	160
Kilometerheffing vrachtverkeer (1,3,4)	0,5	0,5	0	140	310
Kilometerheffing personenverkeer (1,3)	2,0	2,0	0	900	440

Opmerkingen bij de tabel:

1. Veel maatregelen hebben een achterliggend technisch potentieel, maar zijn weergegeven via een beleidsinstrument. Dat geldt vooral bij stimulerings- en gedragsmaatregelen. De effectiviteit is uiteraard afhankelijk van de gekozen vormgeving en kan daarmee sterk variëren. De gepresenteerde inschattingen zijn indicatief.
2. In de NEV2017 is onder voorgenomen beleid (VV) een aanscherping van de CO<sub>2</sub>-norm voor personenauto's verondersteld van 24% per 2025. Dit resulteert in 2030 in een emissiereductie van 1,5 megaton. De effectschattingen in Tabel 18 komen in plaats van die 1,5 megaton. Per saldo ligt de emissie in het referentiescenario dus 0,4 Mton lager dan wat verwacht mag worden van het huidige Commissievoorstel; hiermee is rekening gehouden bij het samenstellen van de illustratieve pakketten in hoofdstuk 3.
3. Voor deze opties zijn naast de technische kosten ook de maatschappelijke kosten meegenomen volgens een MKBA-systematiek. De kosten en effecten van deze opties konden in het tijdsbestek van deze notitie niet worden geactualiseerd. De kosten en effecten zijn overgenomen uit Daniëls & Koelemeijer (2016).
4. In het regeerakkoord is een kilometerheffing voor vrachtauto's aangekondigd. Momenteel vindt uitgebreid onderzoek plaats naar de kosten en effecten daarvan. De resultaten daarvan waren nog niet beschikbaar voor deze notitie; hier zijn daarom nog cijfers uit eerdere studies gebruikt.

### Belangrijke noties

- Opties zijn niet optelbaar omdat ze deels overlappen.
- De lijst met opties is niet uitputtend. Zo konden in het tijdsbestek van deze studie geen opties worden verkend voor de scheepvaart of luchtvaart.

### 2.4.2 Biobrandstoffen

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<sup>e</sup> generatie is gebaseerd op voedselgewassen; 2<sup>e</sup> en hogere generaties niet). In deze optie is verondersteld dat de extra inzet wordt ingevuld met 2<sup>e</sup> generatie 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.

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% in 2030 (op energiebasis; dit komt overeen met 18 PJ extra inzet van biobrandstof)<sup>28</sup>. 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 productieprijzen in 2030 is verondersteld op circa 30 euro/GJ in 2030, uitgaande van een biomassaprijs van ruim 10 euro/GJ (zie ook Van Stralen et al., 2016; Irena, 2016)<sup>29</sup>. Deze productiekosten zijn een gemiddelde voor benzinevervangers (zoals biomethanol) en dieselvervangers (zoals Fischer-Tropsch diesel).

De kosteneffectiviteit hangt sterk af van de verhouding tussen de biomassaprijs en de olieprijs, en ligt bij de hier gekozen veronderstelde prijzen rond de 135 euro/ton. Bij een lage olieprijs van 51 euro per vat in 2030 (onderkant van de bandbreedte uit de NEV2017) resulteert een kosteneffectiviteit van 260 euro per ton. Ook de productiekosten van biobrandstof zijn onzeker. Bij productiekosten van 20 euro/GJ resulteert een kosteneffectiviteit van 10 euro per ton in 2030 en bij productiekosten van 40 euro/GJ bedraagt de kosteneffectiviteit 260 euro per ton.

De hieronder genoemde emissiereductie geldt voor Nederlands grondgebied en is exclusief CO<sub>2</sub>-emissies van transport en productie van biomassa. Indien een CO<sub>2</sub> ketenrendement wordt verondersteld van 80%, dan resulteert een CO<sub>2</sub>-reductie in 2030 van 1,1 Mton. Het effect is lager effect vanwege het rekening houden met emissies die in de productieketen optreden. De kosteneffectiviteit bedraagt dan 170 euro per ton CO<sub>2</sub>.

**Tabel 19 Potentieel en kosten extra bijmengen biobrandstoffen wegverkeer**

Optie	Realiseerbaar potentieel [Mton]	w.v. direct	w.v. indirect	Kosten [M€]	Kosten- effectiviteit [€/ton]
Bijmenging biobrandstoffen 12% fysiek	1,4	1,4	0	190	140

<sup>28</sup> In het referentiescenario is verondersteld dat de huidige verplichting voor 2020 voor de inzet van hernieuwbare energie in de transportsector wordt gecontinueerd tot en met 2030. De voorstellen van de Europese Commissie wijken daar weliswaar van af, maar de onderhandelingen hierover zijn nog bezig en het uiteindelijke resultaat zal vertaald moeten worden in de nationale regelgeving. Lidstaten hebben daarbij verschillende vrijheidsgraden om hun eigen invulling te kiezen. Hierdoor kan nog niet worden voorspeld hoe de voorstellen doorwerken in de uiteindelijke verbruik van hernieuwbare energie in het transport. Daarom zijn de voorstellen van de Europese Commissie nog niet meegenomen in het referentiescenario (NEV2017VV-SDE).

<sup>29</sup> De productiekosten van biobrandstoffen (en daarmee de resulterende kosteneffectiviteit) zijn afhankelijk van het productieproces en de grondstof die wordt gebruikt. Inschattingen van de productiekosten in 2030 zijn inherent onzeker.

## Belangrijke noties

---

- De netto kosten hangen sterk af van de prijzen van biomassa en olie. Bij een hoge productieprijs voor biomassa (40 euro/GJ) resulteert een kosteneffectiviteit van 260 euro/ton, bij een lage productieprijs (20 euro/GJ) resulteert een kosteneffectiviteit van 10 euro/ton.
- Emissies als gevolg van inzet van biomassa zijn in deze notitie op nul gezet, conform internationale richtlijnen. Bij productie van en het landgebruik voor biomassa kunnen echter relevante emissies optreden. Om die reden is de duurzaamheid van de geïmporteerde biomassa en beschikbaarheid van duurzaam geproduceerde biomassa een belangrijk aandachtspunt.
- De inzet van biomassa bij deze optie concurreert met die van inzet bij andere opties. De potentiëlen van biomassaopties zijn dus niet zonder meer optelbaar.
- In deze optie is nog niet meegenomen dat ook CCS toegepast kan worden tegen relatief lage kosten. De CO<sub>2</sub> komt namelijk in geconcentreerde vorm vrij.

## 2.5 Landbouw en landgebruik

Landbouw en landgebruik omvat zowel de glastuinbouw, waar CO<sub>2</sub>-emissies voortkomen uit het energiegebruik, als akkerbouw en veeteelt, waar vooral emissies van overige broeikasgassen, in dit geval methaan en lachgas plaatsvinden. De glastuinbouw benut CO<sub>2</sub> voor bemesting van gewassen, de zogenoemde assimilatie. Ook emissies die samenhangen met landgebruik, landgebruiksveranderingen en bosbouw (LULUCF) vallen onder sector. Het gaat dan vooral om afgifte en vastlegging van koolstof door bodem en vegetatie.

### 2.5.1 Glastuinbouw

Het energiegebruik in de glastuinbouw wordt gedomineerd door verwarming van kassen en belichting van gewassen. Belangrijke opties om de CO<sub>2</sub>-uitstoot terug te dringen zijn geothermie, assimilatiebelichting met LED en diverse maatregelen met kleinere effecten, zoals energieschermen, speciaal glas, bevochtigings- en ontvochtigingssystemen en regelsystemen. Kas als Energiebron (KAE) is een actie- en innovatieprogramma dat zich richt op deze en ook andere opties.

In Tabel 20 zijn geothermie en LED-verlichting als grotere opties apart weergegeven, andere maatregelen zijn samengenomen onder Kas als energiebron (overig). Voor een deel van het glastuinbouwareaal zijn mogelijk biomassaketels of biomassa WKK's in te zetten (zie Biomassa in de industrie en de glastuinbouw). Veel van de genoemde technieken worden al toegepast in het referentiescenario als onderdeel van reguliere vervangings- en vernieuwingsinvesteringen (nieuwe kassen). Tabel 20 weerspiegelt alleen het aanvullende potentieel, waarbij niet is uitgegaan van versnelde vervanging van bestaande kassen. Bij volledige omschakeling op hernieuwbare warmte in de glastuinbouw, (m.u.v. biomassa) is er geen bron meer van CO<sub>2</sub> voor de assimilatie. Dit kan leiden tot productiviteitsverlies, tenzij andere bronnen van CO<sub>2</sub> gevonden worden om de gewassen te bemesten. De eventuele meerkosten hiervan zijn niet meegenomen.

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

**Tabel 20 Potentieel en kosten van maatregelen in de glastuinbouw**

Optie	Technisch potentieel [Mton]	w.v. direct	w.v. indirect	Kosten [M€]	Kosten-effectiviteit [€/ton]
Geothermie kassen	1,1	1,2	-0,1	-20	-20
LED verlichting kassen <sup>30</sup>	0,3	-0,1	0,4	-60	-200
Kas als energiebron	1,9	1,9	0	130	70
Biomassaketels glastuinbouw	2,0	2,0	0	250	125 (90-170)

**Belangrijke noties**

- De opties zijn niet optelbaar.
- Emissies als gevolg van inzet van biomassa zijn in deze notitie op nul gezet, conform internationale richtlijnen. Bij productie van en het landgebruik voor biomassa kunnen echter relevante emissies optreden. Om die reden is de duurzaamheid van de geïmporteerde biomassa en beschikbaarheid van duurzaam geproduceerde biomassa een belangrijk aandachtspunt.
- De inzet van biomassa bij deze optie concurreert met die van inzet bij andere opties. De potentiëlen van biomassaopties zijn dus niet zonder meer optelbaar.

**2.5.2 Overige broeikasgassen**

Hieronder schetsen we een overzicht van maatregelen om emissies van methaan (CH<sub>4</sub>) en lachgas (N<sub>2</sub>O) uit de landbouw te verminderen en we vatten deze samen in Tabel 21. De emissiereductie is weergegeven in megaton CO<sub>2</sub>-eq. De maatregelen zijn nader beschreven in Daniëls, Hekkenberg en Koelemeijer (2016) en in Van den Born, Van Dam en Van Schijn-del (2018).

**Tabel 21 Potentieel en kosten van maatregelen gericht op vermindering van emissies van overige broeikasgassen in de landbouw**

Optie	Realiseerbaar potentieel [Mton]	w.v. direct	w.v. indirect	Kosten [M€]	Kosten-effectiviteit [€/ton]
Levensduurverlenging melkvee	0,5	0,5	0	0	0
Methaanoxidatie buitenopslag mest	0,6	0,6	0	<10	10
Nitrificatieremmers	0,4	0,4	0	30	75
Precisiebemesting	0,4	0,4	0	40	95
Rantsoenaanpassingen melkvee	1,7	1,7	0	245	150
Monovergisting van mest	1,0	1,0	0	240	240
Oxidatie methaan in stallen	0,6	0,8	-0,2	200	350

**Belangrijke noties**

- Voor de reductie van de uitstoot van methaan uit mest zijn hier twee opties beschouwd. De ene optie betreft methaanoxidatie bij afgesloten buitenmestopslagen en de andere monomestvergisting bij mestopslagen. Beide zijn gebaseerd op het dagelijks afvoeren van mest vanuit de stal. Het potentieel van deze twee maatregelen overlapt en de effecten zijn daarom niet bij elkaar op te tellen. Ook het effect van de maatregel oxidatie van methaan in stallen wordt lager wanneer dit gebeurt in combinatie met de twee eerder genoemde maatregelen.

*Methaanoxidatie buitenopslag mest*

Bij methaanoxidatie gaat de mest dagelijks naar een afgesloten buitenopslag. Het daar gevormde methaan ondergaat een nabehandeling, waarbij het wordt omgezet in kooldioxide.

<sup>30</sup> LED-verlichting verlaagt de variabele kosten van assimilatiebelichting, maar kan ook leiden tot intensivering van de belichting, waarmee de agrarische productie stijgt maar het energiegebruik niet of minder daalt. Bij gelijkblijvend kasoppervlak is er dan geen besparing en emissiereductie. Als de productiestijging echter leidt tot minder kasoppervlak bij een gelijkblijvende totale productie is de besparing en emissiereductie groter dan hier weergegeven. Bij LED-verlichting is er een klein negatief direct emissie-effect: bij belichting komt minder warmte vrij waardoor meer inzet van andere warmtebronnen nodig is.

Omdat CH<sub>4</sub> een krachtiger broeikasgas is dan CO<sub>2</sub> levert deze oxidatiestap per saldo een lagere uitstoot van CO<sub>2</sub>-eq op. Een relatief goedkope nabehandeling (in vergelijking met bijvoorbeeld affakkelen) is het op gecontroleerde wijze in de bodem leiden van het methaan, waar het door bacteriën wordt geoxideerd. Kosten variëren van 5 tot 10 euro/ton CO<sub>2</sub>-eq. Dit proces is vergelijkbaar met de methaanoxidatie in de bovenste lagen van gestort afval. Het reductiepotentieel van deze maatregel is nu lager ingeschat dan in de Kostennotitie 2017. Reden is dat toentertijd verondersteld was dat bij agrarische bedrijven met buitenopslagen de mest zonder meerkosten dagelijks vanuit de mestkelder afgevoerd zou kunnen worden. Dit blijkt bij nadere beschouwing bij de huidige gangbare stallen met (diepe) mestkelders niet mogelijk. Onbekend is of, en zo ja, tegen welke meerkosten het mogelijk is bij bestaande stallen aanpassingen door te voeren, waardoor dagelijks afvoeren van mest mogelijk zou worden. Daarom is de huidige inschatting van het potentieel en de bijbehorende kosten beperkt tot stallen die tussen 2020 en 2030 nieuw gebouwd worden of worden uitgebreid.

#### *Monovergisting van mest*

De maatregel monovergisting van mest op boerderijschaal leidt eveneens tot een vermindering van de uitstoot van methaan uit mestopslagen, door een deel van de organische stof in de mest in een vergistingsinstallatie om te zetten naar biogas. Het resulterende biogas kan worden gebruikt voor productie van warmte, elektriciteit en/of groen gas. Het reductiepotentieel van monovergisting is nu eveneens lager ingeschat dan in de Kostennotitie 2017. Reden is dat, net als bij de maatregel methaanoxidatie, ook hier geldt dat deze optie alleen leidt tot de reductie van methaan vanuit de mestopslag als de mest dagelijks wordt afgevoerd vanuit de stal. Het effect op broeikasgasemissies van mestverwerking via monomestvergisting is groter dan dat van via methaanoxidatie, omdat bij monovergisting ook hernieuwbare energie wordt geproduceerd, wat de inzet van aardgas vermindert. Door monomestvergisting blijft de nutriëntensamenstelling van de mest onveranderd; de nutriëntenproblematiek van mest neemt door vergisting dan ook niet af.

#### *Levensduurverlenging melkvee*

De maatregel levensduurverlenging melkvee is gericht op het verder bevorderen van de gezondheid en het welzijn van koeien. Een levensduurverlenging van een jaar betekent dat er minder jongvee hoeft te worden aangehouden bij gelijkblijvende melkproductie. De maatregel rantsoenaanpassingen (inclusief additieven) houdt diverse aanpassingen van het veevoer in: toename van het aandeel snijmais ten koste van kuilgras en vervanging van een deel van het krachtvoer door vet/olie (zoals lijnzaad) en additieven (zoals nitraat). Het relatief vroeg oogsten en beweiden van gras ('graslandmanagement') en relatief laat van oogsten van mais is ook van invloed op de samenstelling van veevoer en daarmee op het effect van deze maatregel.

#### *Toevoegen van nitrificatieremmers aan dierlijke mest of kunstmest*

Het toevoegen van nitrificatieremmers aan dierlijke mest of kunstmest leidt tot een vertraging van de omzetting van ammoniumstikstof naar nitraat en lachgas in de bodem na aanwending van mest op het land. Door deze maatregel neemt de benutting van stikstof door gewassen toe en daalt de emissie van lachgas. Deze maatregel heeft als risico dat kleine hoeveelheden nitrificatieremmers bij toepassing op grasland uiteindelijk in de melk terecht kunnen komen – iets waar de melksector zeer beducht voor is. De maatregel precisiebemesting betekent dat efficiënter met meststoffen wordt omgesprongen, waarbij de opbrengsten van gewassen op peil blijven. Stikstofkunstmestgebruik en de stikstofverliezen naar lucht en water verminderen erdoor. In deze context is precisiebemesting niet primair gericht op het maximaliseren van de agrarische opbrengst met dezelfde hoeveelheid meststoffen, waar precisiebemesting zich in de praktijk vaak op richt.

### *Oxidatie van methaan in stallen*

De maatregel oxidatie van methaan in stallen is een in deze notitie nieuw beschouwde maatregel. Deze is gericht op het oxideren van methaan dat geproduceerd wordt door melkkoeien in stallen. Dat gebeurt vooral via de uitademingslucht van melkkoeien (via opboeren) tijdens de vertering van het voer, maar ook de methaanemissie vanuit de mestkelder kan hierdoor verminderd worden. Het methaan dat in lage concentraties in de stal aanwezig is wordt afgezogen en vervolgens geoxideerd. Het rendement is het hoogst als het melkvee permanent op stal staat. Deze maatregel is de minst kosteneffectieve van alle hier beschouwde maatregelen. Omdat deze maatregel nog in de kinderschoenen staat, zijn de emissiereductie en kosten met grote onzekerheden omgeven.

### 2.5.3 Landgebruik, landgebruiksverandering en bosbouw

Hieronder schetsen we een overzicht van maatregelen om emissies te verminderen van 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. De voorwaarde is dat emissies als gevolg van LULUCF niet mogen toenemen in de periode tot 2030. Als aan die voorwaarde wordt voldaan, mag Nederland emissiereducties die bereikt zijn via LULUCF-opties tot maximaal 13.4 Mton (cumulatief in de periode 2021-2030) inzetten om te voldoen aan het niet-ETS-doel. Als LULUCF-emissies echter toenemen tot 2030, moet deze emissietoename gecompenseerd worden door extra maatregelen te nemen in niet-ETS-sectoren. Ook in het regeerakkoord zijn landgebruiksmaatregelen genoemd gericht op het realiseren van de klimaatopgave en op natuurherstel. Daarom zijn in deze notitie ook LULUCF-opties opgenomen.

**Tabel 22 Potentieel en kosten van maatregelen gericht op vermindering van emissies van landgebruik, landgebruiksverandering en bosbouw**

Optie	Realiseerbaar potentieel [Mton]	w.v. direct	w.v. indirect	Kosten [M€]	Kosten-effectiviteit [€/ton]
Stoppen van (netto) ontbossing <sup>31</sup>	0,5	0,5	0	0	0
Slim bosbeheer	1,0	1,0	0	10	< 10
Onderwaterdrainage	0,5	0,5	0	15	25 - 35
Passieve vernatting	0,5	0,5	0	15	30
Koolstofvastlegging landbouwgrond	0,8	0,8	0	40	50
Landbouwgrond naar natte landbouw	0,1	0,1	0	5	50
Landbouwgrond naar natuur	0,1	0,1	0	15	150
Vergroten bosareaal	0,4	0,4	0	60	160 (50 - >200)
Gebruiksverandering moerige veengronden	0,2	0,2	0	75	380

### Belangrijke noties

- Landgebruiksmaatregelen vergen een lange tijd voordat ze hun maximale potentieel bereiken. De hier genoemde potentiële gelden indien snel wordt gestart met implementatie. Maatregelen gericht op meer bebossing zullen op langere termijn (na 2030) een groter effect hebben.
- Bij veranderend landgebruik gaat het bijna altijd om land dat meerdere doelen dient: natuur, landschap, recreatie, volksgezondheid, biodiversiteit, voedselproductie en de grondstoffenproductie, waaronder hout en andere bosproducten. De beschreven maatregelen kunnen knelpunten geven, maar ook nieuwe kansen bieden.

<sup>31</sup> Gebaseerd op de mate van ontbossing in Nederland in recente jaren (2013-2017).

### *Stoppen van (netto) ontbossing*

Het tegengaan van ontbossing is de meest kosteneffectieve emissiereductiemaatregel van de hier beschouwde maatregelen gericht op landgebruik, landgebruiksverandering en bosbouw; de nationale kosten zijn 0. In de afgelopen jaren is per saldo gemiddeld 1350 ha in Nederland ontbost (Schelhaas et al., 2017). Dat is meer dan in de jaren daarvoor. Ontbossing vindt plaats door kap van tijdelijke bossen op agrarische grond, bebouwing, voor de uitvoering van infrastructurele werken, maar ook door transitie van natuurbos naar heide of zandverstuiving. Hierdoor daalt de jaarlijkse vastlegging van koolstof door bossen.

### *Slim bosbeheer*

Door 'slim' bosbeheer (meer kap en aanplant van sneller groeiende boomsoorten) worden de bossen productiever. In het actieplan van de bos- en houtsector (2016) wordt aangegeven dat daardoor ook de oogst met 50 procent kan toenemen. Als aanvullend ook het geproduceerde hout duurzaam wordt gebruikt (in de bouw of grond-, weg en waterwerken) neemt de hoeveelheid vastgelegde koolstof toe. Het ontbreekt aan goede cijfers over de kosten en of juist baten van slim bosbeheer, maar de kosten zijn in elk geval relatief laag. Conform het position paper kan door slim bosbeheer over een langere periode (tot 2050) gemiddeld 2 Mton jaarlijks extra worden vastgelegd. De inschatting is dat in 2030 circa 1 Mton CO<sub>2</sub> jaarlijks extra kan worden vastgelegd.

### *Onderwaterdrainage van veengronden*

Veengebieden in Nederland worden ontwaterd om ze droog te houden en melkveehouderij mogelijk te maken. Door deze praktijk oxideert het veen waarbij CO<sub>2</sub> vrijkomt. Onderwaterdrainage van veengrond vermindert de oxidatie en daarmee de uitstoot van CO<sub>2</sub>. In gebieden waar onderwaterdrainage wordt toegepast kan de CO<sub>2</sub>-emissie halveren. In gebieden met een grondwaterspiegel tussen 30 en 60 cm onder het maaiveld is onderwaterdrainage relatief gemakkelijk toepasbaar en het meest kosteneffectief. In gebieden met een diepe ontwatering zal eerst het grondwaterpeil actief moeten worden verhoogd voordat onderwaterdrainage effectief kan worden toegepast. De verschillen tussen diverse veengebieden binnen Nederland zijn groot. Het implementeren van deze maatregel in veenpolders vergt dan ook maatwerk. In deze notitie is verondersteld dat in 2030 een areaal van 50.000 ha kan worden voorzien van onderwaterdrainage. Innovaties op het gebied van onderwaterdrainage hebben geleid tot een zogenaamd drukdrainagesysteem. Dit systeem biedt meer flexibiliteit waarmee nog grotere emissiereducties gerealiseerd kunnen worden. Op dit moment wordt op verschillende proeflokaties ervaring opgedaan met onderwaterdrainage. Inschatting is dat onderwaterdrainage tot 0,4 tot 0,6 Mton emissiereductie kan leiden. Bij het grootschalig toepassen van onderwaterdrainage zijn aanpassingen in het waterbeheer door waterschappen noodzakelijk om met name in de zomerperiode voldoende wateraanbod te realiseren. Dit kan betekenen dat een grotere waterbuffer moet worden aangehouden en/of een meer flexibel of dynamisch peil. De kosten hangen sterk af van de lokale situatie. Het aanleggen van onderwaterdrainage kost circa 200 tot 300 euro per ha per jaar (jaarlijkse kapitaals- en onderhoudskosten). Tegenover deze kosten staan bedrijfsvoordelen voor agrariërs. Het is een maatregel die voor de melkveehouderijbedrijven voordelen oplevert – minder vertrapingschade, verbeterde toegankelijkheid van grasland, mogelijk meer grasproductie – waardoor de gemiddelde jaarlijkse extra kosten voor een deel worden gecompenseerd. Dit is mogelijk niet het geval voor de waterschappen die meer maatwerk moeten leveren om gebieden met onderwaterdrainage optimaal te voorzien van water, met name in perioden van droogte.

### *Passieve vernatting (peilfixatie) van veengronden*

Door peilfixatie/passieve vernatting blijft het grondwaterpeil op een vast niveau en komt dicht bij het oppervlak. De emissies door oxidatie van veen nemen daardoor ook 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. Deze maatregel zal enkele jaren na introductie

leiden tot opbrengstderving. In 2030 zal deze opbrengstderving circa 100 euro per ha per jaar bedragen. Dit kan verder oplopen naarmate het grondwaterpeil hoger wordt. De opbrengstderving is dan ook de reden waarom melkveehouders op veengronden geen voorstander zijn van deze maatregel. Implementatie kan, los van juridische aspecten, technisch snel en eigenlijk overal in het veengebied plaatsvinden. 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 na verloop van tijd een extensievere vorm van melkveehouderij. Op de langere termijn kan ook die melkveehouderijvorm echter te veel beperkingen ondervinden. Deze maatregel leidt mogelijk tot lagere kosten voor de waterbeheerder. De kosten zijn onzeker omdat deze van veel factoren afhankelijk zijn, waaronder de aard van de veenbodem en het beheer. Deze maatregel heeft een positief effect op de biodiversiteit en het landschap.

#### *Verhogen koolstofvastlegging van landbouwgrond*

Lesschen et al. (2013) hebben onderzoek gedaan naar de opties om meer CO<sub>2</sub> vast te leggen in minerale landbouwbodems die met name in gebruik zijn als bouwland of grasland (circa 1.500.000 ha). Uit hun analyse blijkt dat een jaarlijkse toename van vastlegging van 0,8 Mton CO<sub>2</sub> per jaar mogelijk is. Dit wordt gezien als een realistisch maximum. De maatregel is regio-specifiek en hangt af van het gewas en type bodem. Recent onderzoek in Rothamsted geeft aan dat het verhogen van de koolstofvastlegging minder kansrijk is dan voorgesteld in het Franse voorstel gelanceerd tijdens de COP in Parijs om mondiaal te streven naar een jaarlijkse verhoging van het organisch stof gehalte ('4 promile project'). Dit geeft al aan dat de potentie onzeker is. Lesschen et al. geven aan dat het verhogen van het organische stofgehalte in de bodem door een set van ingrepen kan worden gerealiseerd: in bouwland kan dit door niet of minder te ploegen en in graslanden door deze minder te scheuren. Sommige ingrepen brengen kosten, of minder baten met zich mee. Meer gewasresten achterlaten in plaats van verkopen, telen van 'vanggewassen' zoals bijvoorbeeld een stikstofbinder en extra aanvoer van organisch materiaal (compost of maaisel uit natuurgebieden) brengen kosten met zich mee. Sommige ingrepen kunnen ook een ongunstig effect hebben op de opbrengst per hectare. Anderzijds zijn er aantoonbare positieve effecten zoals minder droogteschade, natschade of minder noodzaak tot het gebruik van stikstofmeststoffen en lager energiegebruik doordat er minder vaak een grondbewerking plaats vindt. De maatregel zou daarmee geplaatst kunnen worden in het spectrum van 'goede landbouwpraktijk' en past binnen het streven van de landbouwsector naar een meer duurzame landbouw. In het algemeen zijn er dus kosten gemoeid met deze optie, hoewel dat niet per se het geval is bij het verbouwen van vanggewassen. De kosten hangen af van marktfactoren en marktomstandigheden. Een ruwe schatting van de kosten is 50 euro per ton vastgelegde CO<sub>2</sub>. De bandbreedte varieert van nul extra kosten (verplicht vanggewas) tot veel hogere extra kosten (aankoop biomassa). In deze kosten zijn de positieve effecten van de maatregelen niet verdisconteerd. Als de maatregel wordt gestopt daalt het koolstofgehalte van de bodem weer. Het is daarom belangrijk dat de maatregel zoveel mogelijk gecontinueerd wordt en in de 'normale' bedrijfsvoering van boeren een plek krijgt.

#### *Transitie veenweide naar natte landbouw*

Een transitie van de huidige melkveehouderij op veenweidegebied naar zogenoemde natte landbouw, zoals lisdoddeteelt, leidt al op korte termijn tot stilstand van de bodemdaling en daarmee uitstoot van CO<sub>2</sub>. Deze maatregel zal naar verwachting geleidelijk verlopen omdat zowel de economische als de (water)beheerskant ervoor gereed moeten zijn. Ook zullen samenhangende bestuurlijke keuzes gemaakt moeten worden. In deze notitie is een omzetting van 2500 ha naar natte landbouwvormen tot 2030 beschouwd. Dit zou een tempo inhouden van 200 ha/jaar waar het landgebruik verandert naar natte landbouw. 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 van de grond is mogelijk nog te gering en in dat geval zouden de kosten van deze transitie hoger kunnen zijn.

#### *Transitie veenweide naar natuur en recreatie*

Een ander optie is de transitie van melkveehouderij areaal op veenweidegebied naar natuur- en recreatiegebied. Na een dergelijke aanpassing van het gebruik van veenweidegebieden daalt de uitstoot van CO<sub>2</sub> uiteindelijk naar nul. Omzetting naar natuurareaal kan zowel geleidelijk als snel plaatsvinden. Dit laatste gaat samen met de zogenoemde actieve vernatting. In deze notitie rekenen we met een omzetting van 5000 ha in 2030. Dit betekent dat het veenweidegebied met een tempo van 400 ha/jaar van landgebruik verandert. Dit leidt op zijn beurt 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. Een transitie naar natuur en recreatie betekent een verlies van voedselproductie ten gunste van natuur en recreatie.

#### *Vergroten bosareaal*

Het actieplan van de bos- en houtsector uit 2016 gaat uit van 100.000 ha nieuw bos in Nederland. Door rekening te houden met praktische knelpunten zoals schaarste aan grond, investeringskosten, het relatief lage economisch rendement van bos en benodigde doorlooptijd voor bosaanplant is in deze notitie gerekend aan de optie om het bosareaal met 50.000 ha te vergroten in de periode 2020-2050. Dit betekent dat er jaarlijks 1670 ha landbouwgrond (of overige gronden) omgezet zou worden in bos. Dit leidt geleidelijk tot een jaarlijkse gemiddelde toename van de vastlegging van CO<sub>2</sub> in bossen van 0,25 tot 0,5 Mton in 2030. Hoeveel kan worden vastgelegd hangt af van het type bomen dat wordt aangeplant, de grondsoort, het beoogde beheer en de snelheid van de bosuitbreiding. De kosten hangen onder andere af van grondaankoop. Als grond die in bezit is bij terreinbeheerders of overheden wordt bebost zijn de kosten lager dan als landbouwgrond moet worden aangekocht. Rekening houdend met de kapitaals- en onderhoudskosten (inclusief waarde houtaanwas) zijn de kosten circa 50 euro per ton CO<sub>2</sub>. Als wordt uitgegaan van grondaankoop, kosten voor aanplant en een afschrijfperiode van dertig jaar zijn de kosten minimaal 200 euro per ton CO<sub>2</sub>. Uitgaande van bosaanplant in bestaande natuurgebieden (12.500 ha) en op bestaande landbouwgrond (37.500 ha) komen de jaarlijkse kosten 60 miljoen gedurende 30 jaar. De kosteneffectiviteit komt daarmee gemiddeld uit op circa 160 euro per ton CO<sub>2</sub>. Dit getal kan hoger of lager zijn afhankelijk van groeisnelheid en ontwikkeling van de economische waarde van de houtopstand. Als zou zijn uitgegaan van natuurlijke verrijking van gebieden zonder actieve aanplant, vallen de kosten lager uit. De beheers- en onderhoudskosten van beboste natuurgebieden zijn doorgaans ook lager dan die van niet-beboste natuurgebieden. Als daarmee rekening zou worden gehouden, zullen de kosten voor het vergroten van bosareaal ook lager uitvallen dan hierboven genoemd.

#### *Gebruiksverandering moerige veengronden*

Bij moerige gronden<sup>32</sup> spelen drie processen die van invloed zijn op de CO<sub>2</sub>-emissie: het waterbeheer, het type grondgebruik – relatief veel akkerbouw zoals 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

---

<sup>32</sup> Bodems die voor minder dan vijftig procent uit moerig materiaal bestaan (tussen 0 en 80 cm diepte) maar wel een moerige boven- of tussenlaag hebben. Moerig materiaal is bodemmateriaal met zeer weinig minerale bestanddelen en veel organische stof.

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 375 euro per ha per jaar.

### **Breder perspectief op maatregelen voor landbouw en landgebruik**

#### **Meer functies van land**

Het reduceren van broeikasgasemissies 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 om land dat meerdere doelen dient: natuur, landschap, recreatie, volksgezondheid, biodiversiteit, voedselproductie en de grondstoffenproductie, waaronder hout en andere bosproducten. Bij veranderend landgebruik geldt dat het maatschappelijk nut dus niet alleen draait om emissiereductie van broeikasgassen en vastlegging van koolstof. De beschreven maatregelen kunnen knelpunten geven, maar ook nieuwe kansen bieden. Met name de effecten op natuur en landschap zullen nader bezien moeten worden. 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. Opbouw van meer organische stof in landbouwbodems vergt termijnen van vele decennia. Verlaat men de strategie rond vastlegging dan verliest men de vastgelegde koolstof weer snel. Ook bossen kennen een geleidelijke periode van opbouw van koolstof. 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 op korte termijn 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 rekening mee te houden. Daarnaast is het verstandig om voor het beperken van de uitstoot van landbouw rekening te houden met de kostenoptimalisatie van het transitiepad richting 2050.

#### **2.5.4 Vastlegging van CO<sub>2</sub> door olivijn**

Verschillende silicaten, zoals olivijn of serpentijn, kunnen reageren met CO<sub>2</sub> en vormen daarbij stabiele carbonaten. Dit is een natuurlijk proces waardoor CO<sub>2</sub> kan worden vastgelegd. De snelheid van CO<sub>2</sub> vastlegging van dit natuurlijke proces is zeer laag, maar door dit te versnellen kunnen in potentie grote hoeveelheden CO<sub>2</sub> worden vastgelegd. Over het potentieel is veel discussie geweest (zie o.a. Strengers, 2018). Volgens (Renforth 2012) zijn de mondiale silicaatvoorraden groot en heeft alleen al Groot-Brittannië genoeg gesteente om in theorie 430.000 Mton CO<sub>2</sub> vast te leggen.

Voor Nederland lijkt de vervanging van ophoogzand voor kustverdediging door olivijn een realiseerbare optie (Montserrat et al., 2017). Het verbruik van ophoogzand voor die toepassing verschilt vrij sterk van jaar tot jaar, maar was gemiddeld 26 Mton zand per jaar in de periode 2000-2014. De wereldproductie van olivijn is nu zo'n 9 Mton per jaar. Die productie zal dus moeten worden vergroot, hetgeen de nodige tijd zal kosten.

Stel dat in 2023 wordt begonnen met een hoeveelheid van 0,5 Mton te vervangen zand en dat dit wordt uitgebreid tot 6 Mton vervanging van ophoogzand door olivijn in 2030, dan zou in 2030 door olivijn ongeveer 0,5 Mton CO<sub>2</sub> worden opgenomen. Op langere termijn zou de bijdrage van vastlegging door olivijn verder kunnen toenemen, tot circa 5 Mton CO<sub>2</sub> in 2050. Uiteraard is ook deze verdere opschaling speculatief, maar het geeft wel wat er redelijkerwijs mogelijk zou kunnen zijn.

De kosten bedragen circa 65 euro/ton vermeden emissie. In de kosten zijn de meerkosten voor het aankopen van olivijn en transport ten opzichte de huidige zandwinning (winning op de Noordzee) meegenomen.

**Tabel 23 Potentieel en kosten van vastlegging van CO<sub>2</sub> door olivijn**

Optie	Realiseerbaar potentieel [Mton]	w.v. direct	w.v. indirect	Kosten [M€]	Kosten- effectiviteit [€/ton]
Vastlegging van CO <sub>2</sub> door olivijn	0,5	0,5	0	30	65

### Belangrijke noties

- Volgens Montserrat et al. (2017) leidt grootschalige toepassing van olivijn waarschijnlijk niet tot problemen voor het zeemilieu (bijvoorbeeld door verhoogde nikkel-concentraties), maar het is niettemin belangrijk (en verplicht binnen de EU-wetgeving) om mogelijke effecten op het zeemilieu te onderzoeken.

# 3 Illustratieve pakketten

## 3.1 Criteria voor de samenstelling van de pakketten

Dit hoofdstuk beschrijft effecten, kosten en opbouw op hoofdlijnen van een aantal maatregel-pakketten waarmee Nederland het doel van 49% emissiereductie in 2030 bereikt. In deze pakketten zijn interactie-effecten – voor zover als de eenvoudige analyses in dit rapport dat toelaten – meegenomen<sup>33</sup>. De pakketten verschillen onderling, afhankelijk van de gehanteerde uitgangspunten en aannames.

### *Korte of lange-termijn*

Een van de belangrijkste verschillen daarbij is of het pakket zich primair richt op kostenoptimalisatie op de korte termijn, of ook op het halen van lange-termijndoelen voor 2050. Zo zijn er “statisch kostenoptimale” pakketten bekeken, waarbij die maatregelen zijn geselecteerd die in 2030 tegen de laagste kosten emissiereductie realiseren. Ook zijn er pakketten geanalyseerd die explicieter voorbereiden op een 95% reductie in 2050, en waarbij ook maatregelen zijn genomen die op de korte termijn tot 2030 nog niet nodig zouden zijn om het tussendoel te halen, maar wel nodig zijn voor een verdergaande kostenefficiënte transitie na 2030.

Deze “transitie”-pakketten benaderen de tussenstand in 2030 op een traject dat bij benadering tegen de laagste kosten verdergaande reductie in 2050 realiseert. Met name in de gebouwde omgeving zijn er dan meer maatregelen dan in de statisch optimale pakketten. In andere sectoren zijn soms maatregelen weggelaten die niet per se noodzakelijk zijn vanuit transitieperspectief. Denk daarbij aan (beperkte) efficiencyverbeteringen van bestaande activiteiten of processen.

### **Indicatief en illustratief**

De pakketten zijn indicatief en illustratief, en omvatten slechts een beperkte greep uit het scala aan beschikbare mogelijkheden. De getoonde resultaten zijn met grote onzekerheden omgeven, en dat betekent dat hogere of lagere emissiereducties bij sectoren en opties ook verdedigbaar zijn. Terughoudendheid bij de interpretatie van de resultaten is dan ook op zijn plaats. Dat bijvoorbeeld een bepaalde optie in de transitiepakketten meer of minder vertegenwoordigd is betekent niet dat dit per definitie het geval is bij het zwaarder meewegen van lange termijn aspecten.

### *Waarom indicatief*

Het indicatieve karakter van de pakketten komt onder meer voort uit het te kort schieten van kostenoptimaliteit als eenduidig criterium, uit onzekerheden in de kosten en mogelijkheden van opties en uit de rol van niet-economische aspecten zoals maatschappelijk draagvlak. Specifiek bij de transitiepakketten is het bovendien zelden mogelijk om precies aan te geven hoe groot de toepassing van een bepaalde optie of combinatie van opties in 2030 moet zijn om op koers te liggen richting 2050. Dat betekent dat een wat kleinere of grotere rol van die opties in 2030 ook goed voorstelbaar zou zijn. Ook de inschatting van het instrumenteerbare deel van het potentieel is vaak onzeker. In principe is bijna alle potentieel instrumenteerbaar wanneer de bereidheid bestaat om voldoende zware beleidsinstrumenten in te zetten. Maar daarop voorsorteren bij de samenstelling van de pakketten zou de pakketten er niet realistischer en bruikbaarder op maken.

---

<sup>33</sup> In het kader van deze notitie was het niet mogelijk om integrale doorrekeningen te maken van pakketten; interactie-effecten tussen maatregelen zijn meegenomen op basis van expert judgement.

### *Begrenzing netto elektriciteitsimport*

Het rechtlijnig hanteren van laagste kosten als criterium bij het samenstellen van pakketten leidt niet tot evenwichtige en bruikbare maatregelpakketten. Voor Nederland zijn grondgebiedemissies het goedkoopst omlaag te brengen door zo veel mogelijk fossiel vermogen (kolen en gas) te sluiten en de elektriciteit niet zelf op te wekken maar te importeren. Nederland heeft dan fors lagere emissies, maar wentelt dan haar emissies wel af op het buitenland, en compromitteert mogelijk haar voorzieningszekerheid. Met verduurzaming van het Nederlandse energiesysteem en emissiereductie heeft dit niets te maken. Het kan eerder gezien worden als een vorm van *carbon leakage*, maar dan binnen Europa. Dat is een van de redenen om bij het samenstellen van de pakketten de netto elektriciteitsimport/export te begrenzen.

### *Onzekerheden en invullingskeuzes*

Er zijn nog de nodige onzekerheden in de precieze mogelijkheden en het tempo waarmee een maatregel toegepast kan worden, en ook het referentiescenario zelf is met veel onzekerheden omgeven. Verder zijn er nog allerlei andere invullingskeuzes die niet rechtstreeks voortvloeien uit kostenoverwegingen of een korte- of lange termijn focus, zoals wel of niet extra kernenergie, meer of minder CCS. Het is daarom verstandig om meerdere alternatieve pakketten te bekijken. De hier gepresenteerde pakketten laten zien dat meerdere invullingen denkbaar en logisch kunnen zijn, maar ze vertegenwoordigen nog lang niet de hele range aan denkbare maatregelpakketten.

### **“Statisch optimale” pakketten**

De “statisch optimale” pakketten zijn op hoofdlijnen als volgt samengesteld.

- Maatregelen zijn geselecteerd in volgorde van oplopende kosteneffectiviteit vanuit nationaal kostenperspectief (goedkoopste eerst), totdat het grondgebieddoel van 49% reductie is gehaald.
- Maatregelen die expliciet in het regeerakkoord zijn genoemd zijn opgenomen in de pakketten. In het bijzonder betreft dit de maatregelen ‘sluiten kolencentrales’<sup>34</sup> en ‘kilometerheffing vrachtverkeer’. Beleidsinstrumenten die niet een-op-een te vertalen zijn in technische maatregelen en/of waarbij nog te veel onduidelijk is over de maatvoering zijn niet opgenomen. Een voorbeeld is de minimumprijs voor CO<sub>2</sub> in de elektriciteitsopwekking.
- Er is op hoofdlijnen rekening gehouden met interacties tussen maatregelen, of maatregelen die elkaar uitsluiten. Zo is bijvoorbeeld het toepassen van CCS bij kolencentrales niet te combineren met het sluiten van kolencentrales. Door interacties kan het gezamenlijke effect van maatregelen minder groot zijn dan de som van de individuele effecten. Ook kunnen maatregelen door interacties minder kosteneffectief worden. In combinatie met veel hernieuwbaar zal bijvoorbeeld CCS bij gascentrales duurder uitvallen, omdat gascentrales dan minder draaiuren maken.
- In principe is uitgegaan van het realiseerbaar potentieel van maatregelen. Hierbij is een zekere vorm van instrumentering impliciet of expliciet verondersteld. In hoofdstuk 2 zijn voor veel sectoren de realiseerbare potentiëlen in de tabellen opgenomen. Voor enkele maatregelcategorieën zijn echter in hoofdstuk 2 technische potentiëlen genoemd. Bij het samenstellen van de pakketten zijn veronderstellingen gemaakt welk deel van dit potentieel instrumenteerbaar is met relatief vergaand beleid (vergelijkbaar met aannames in de Kostennotitie 2017 en Daniëls en Koelemeijer, 2016).
- Bij kernenergie is tijdige realiseerbaarheid in 2030 twijfelachtig. Verondersteld is dat tijdige oplevering van een nieuwe kerncentrale in 2030 niet waarschijnlijk is, en daarom is een nieuwe kerncentrale geen onderdeel van de standaardpakketten. Er is wel een variant doorgerekend met extra kernenergie om het mogelijke effect op de kosten zichtbaar te maken.

<sup>34</sup> Bij kolencentrales is daarbij overigens de precieze datum van sluiting van belang. In deze notitie is verondersteld dat er in 2030 geen kolen meer ingezet worden voor elektriciteitsproductie.

- Voor maatregelen die besluitvorming vergen op EU-niveau, is aangesloten bij huidige voorstellen van de Europese Commissie. Dit speelt rond normstelling voor personen- en bestelauto's.
- Bij het samenstellen van de pakketten is erop gelet dat het niet leidt tot al te grote effecten op de netto import/export van elektriciteit. Dat zou namelijk leiden tot een grote afwenteling op het buitenland (bij import) of juist een grote bijdrage aan emissiereducties in het buitenland die niet ten goede komen aan reductie van de Nederlandse grondgebiedemissies (bij export). Binnen de bandbreedte uit de NEV 2017 (circa 60 PJ import bij het NEV2017VV-SDE-scenario tot circa 70 PJ export bij het NEV2017VV-scenario) biedt de NEV houvast voor het inschatten van de grondgebiedeffecten; daarbuiten wordt dat in toenemende mate lastiger. Voor een aantal pakketten zijn ook varianten doorgerekend waarin er geen netto import of export is.

#### *LULUCF*

Tot dusverre vallen de CO<sub>2</sub>-emissies voor landgebruik (LULUCF) meestal buiten de officiële broeikasgasemissiedoelen. Daarmee dekken de doelen niet alle broeikasgasemissies. De LULUCF-emissies in Nederland waren 6 Mton in 1990. Om zichtbaar te maken wat het meenemen van LULUCF-emissies en daaraan gerelateerde reductieopties zou betekenen voor de kosten en effecten, zijn ook pakketten inclusief LULUCF geanalyseerd. Het meenemen van LULUCF-emissies verhoogt de beleidsopgave (uitgaande van 49% reductie over emissies inclusief LULUCF) van 45 naar 48,8 Mton. Maar ook opties gericht op het tegengaan van LULUCF-emissies tellen in die pakketten mee. In pakketten met LULUCF wordt een grotere emissiereductie gerealiseerd dan in de pakketten zonder LULUCF, omdat in pakketten zonder LULUCF de LULUCF-emissies gelijk blijven aan die in het referentiescenario (6,8 Mton in 2030).

#### *Variantpakketten*

Er zijn ook andere varianten van statisch optimale pakketten samengesteld waarbij een maatregelcategorie is opgenomen of uitgesloten (bijvoorbeeld kernenergie).

#### *Niet echt kostenoptimaal*

Gemakshalve gebruiken we de term "statisch optimale" pakketten. Om een aantal redenen is dat echter formeel niet juist:

- Sommige maatregelen zijn altijd meegenomen, ook als er kostenefficiëntere alternatieven zouden zijn, omdat hierover in het regeerakkoord al een concreet voornemen staat. Ook worden in verschillende pakketten (categorieën van) maatregelen juist uitgesloten om te bezien wat het effect van het uitsluiten van die maatregelen op de totale kosten en de verdeling van de inspanning over sectoren.
- Deze notitie is niet uitputtend in de beschouwde maatregelen. Het is denkbaar dat er opties buiten deze notitie zijn gebleven die wel zouden passen in een kostenoptimaal pakket, maar het is niet waarschijnlijk dat het dan in 2030 om grote effecten gaat.
- Ook zijn maatregelen soms erg geaggregeerd weergegeven qua kosten en effecten, en zou opsplitsing van de maatregelen in kleinere deelsegmenten kunnen leiden tot een andere ordening van de maatregelen in termen van kosteneffectiviteit<sup>35</sup>.
- Formele statische optimalisatie zou integrale doorrekeningen vergen, die in het kader van deze notitie niet mogelijk waren.
- De uitkomsten van optimalisaties zijn afhankelijk van veronderstelde toekomstige prijzen van energiedragers en kostenontwikkelingen van technologieën. Idealiter zou een gevoeligheidsstudie zijn uitgevoerd om de robuustheid van de kostenoptimale ordening van maatregelen te toetsen onder veel verschillende aannames.

<sup>35</sup> Daar staat weer tegenover dat het vaak via beleid niet goed mogelijk is om de goedkope delen van een potentieel (met name wanneer het gaat om energiebesparing) aan te spreken.

Alle pakketten moeten leiden tot (tenminste) 49% emissiereductie. Hierbij zijn we uitgegaan van de te verwachten effecten van de pakketten op het Nederlands grondgebied, zoals toege- licht in paragraaf 1.2.

### Transitiepakketten

De transitiepakketten zijn afgeleid van de statisch kostenoptimale pakketten. Wel geldt een extra randvoorwaarde. In 2030 moeten alle reductieopties voldoende toegepast zijn om van daaruit snel genoeg door te kunnen groeien naar het niveau dat minimaal vereist is voor 95% emissiereductie in 2050. De beelden voor 2050 uit Ros en Daniëls (2017) gelden daarbij als uitgangspunt. Via *backcasting* vanuit die eindbeelden is ingeschat in welke mate maatregelen in 2030 al ten minste moeten zijn ingezet om de eindbeelden binnen bereik te houden (zie ook Ros en Schure, 2016). Als maatregelen in de kostenoptimale pakketten onvoldoende verte- genwoordigd zijn, worden ze in de transitiepakketten dus extra ingezet. Die maatregelen zor- gen daarmee voor extra emissiereductie.

#### Extra reductie of minder kosten

Vervolgens zijn er twee mogelijkheden. De ene is om bij de andere maatregelen niets te ver- anderen. In dat geval zorgt het transitiepakket dus voor extra reductie ten opzichte van het statisch kostenoptimale pakket. De andere mogelijkheid is om de duurdere maatregelen uit het statisch kostenoptimale pakket minder in te zetten – voor zover dat verenigbaar is met het lange termijnbeeld – om zodoende uiteindelijk weer op 49% emissiereductie in 2030 uit te komen.

Tabel 23 geeft een overzicht van de 6 hoofdpakketten die zijn samengesteld aan de hand van de volgende keuzes:

- Wel of niet LULUCF in emissies en pakketten
- Wel of niet extra transitie maatregelen
- Bij extra transitie maatregelen: wel of niet extra reducties

**Tabel 24 Overzicht van hoofdpakketten**

Pakket	Extra transitie- maatregelen	Emissie- reductie	Toelichting en bijzonderheden
1 Laagste kosten	Nee	49%	Geen kernenergie, geen LULUCF, sluiten kolencentrales voor 2030, invoering kilometerheffing vrachtwagens
2 Laagste kosten, incl. LULUCF	Nee	49%, in- clusief LULUCF	Als 1, maar met LULUCF
3 Transitiepakket plus	Ja	Meer dan 49%	Als 1, maar extra transitie maatregelen: meer elektrifica- tie industrie, biobrandstoffen, en meer maatregelen be- staande gebouwen. Geen aanpassing inzet andere maatregelen, dus meer dan 49% reductie
4 Transitiepakket plus, incl. LULUCF	Ja	Meer dan 49%	Als 3, maar met LULUCF
5 Transitiepakket, zelfde reductie	Ja	49%	Als 4, maar bij andere maatregelen minder inzet, dus toch 49% emissiereductie.
6 Transitiepakket, zelfde reductie, incl. LULUCF	Ja	49%, in- clusief LULUCF	Als 5, maar met LULUCF

Tabel 25 laat drie variantpakketten zien. De variantpakketten zijn gebaseerd op de uitgangs- punten van pakket 1 en 2, maar met een afwijkende aanname:

- Laagste kostenpakketten, waarbij er geen netto elektriciteitsimport of -export is. Het betreft een pakket zonder en een met het meenemen van LULUCF-maatregelen.
- Wel een nieuwe kerncentrale, in de andere pakketten is extra nucleair niet opgenomen.

**Tabel 25 Variantpakketten voor gevoeligheidsanalyses**

Pakket	Extra transitie maatregelen	Emissiereductie	Toelichting en bijzonderheden
1a Laagste kosten, netto export elektriciteit is nul	Nee	49%	Als 1, geen netto elektriciteitsimport of -export
2a Laagste kosten, incl. LULUCF, netto export elektriciteit is nul	Nee	49%	Als 2, geen netto elektriciteitsimport of -export
1b Laagste kosten, incl. nucleair	Nee	49%	Als 1, maar met nucleair

## 3.2 Emissies en kosten van standaardpakketten

De effecten van de pakketten (emissiereducties en kosten) zijn weergegeven in Tabel 26 t/m Tabel 31. De emissies per sector in het referentiescenario voor de jaren 2015 en 2030 zijn ook hierin weergegeven. De nationale kosten per sector zijn de kosten van maatregelen die door de sector worden gemaakt, ook indien de emissiereductie deels of geheel in een andere sector optreedt. Als voorbeeld: de kosten voor besparing op elektriciteitsgebruik bij gebouwen is ondergebracht bij de gebouwde omgeving, terwijl de emissiereductie neerslaat in de sector elektriciteitsproductie.

In het laagste kostenpakket treden de grootste emissiereducties op bij de elektriciteitssector, als gevolg van meer hernieuwbare elektriciteitsproductie, en in de industrie, vooral als gevolg van toepassen van CCS. In het verkeer zijn de reducties een gevolg van een sterke ingroei van volledig elektrische auto's, en energiebesparing en invoering van de kilometerheffing bij vrachtverkeer. Een overzicht van de emissiereducties per pakket naar oorzaak van emissiereductie is weergegeven in Tabel 32.

### *Effect van meetellen LULUCF*

Als we de pakketten 1 en 2 (Laagste kosten, zonder en met LULUCF) met elkaar vergelijken valt op dat de extra beleidsopgave die voortvloeit uit het meenemen van LULUCF-emissies in de grondslag van de 49%-doelstelling toevalligerwijze geheel wordt ingevuld met maatregelen in de LULUCF-sector. De verruiming van het relatief goedkope reductiepotentieel door het meenemen van LULUCF-emissies is dus precies voldoende om de extra beleidsopgave te realiseren. Dit is ook het geval bij de transitiepakketten waarin extra transitie maatregelen worden genomen zonder de inzet van maatregelen in andere sectoren te verminderen. Alleen bij de transitiepakketten waarin de inzet van andere sectoren wordt verlaagd zodanig dat een 49% reductie wordt bereikt, is dat niet het geval.



**Tabel 26 Effecten pakket 1 (Laagste kosten, zonder LULUCF)**

Laagste kosten	Emissie 2015 [Mton]	Emissie 2030, referentie [Mton]	Emissie- reductie pakket [Mton]	Emissie 2030 na pakket [Mton]	Nationale kosten [M€/jaar]
Elektriciteitsproductie, grondgebied	52,8	32,6	21,1	11,5	1140
Industrie	55,1	50,0	15,4	34,6	980
Gebouwde omgeving	24,4	18,7	0,8	17,9	110
Verkeer en vervoer	35,5	32,4	4,5	27,9	-290
Landbouw	27,4	24,2	3,2	21,0	110
LULUCF	6,1	6,9	0,0	6,9	0
Totaal, zonder LULUCF	195,1	158,0	45,0	112,9	2050
Totaal, met LULUCF	201,2	164,9	45,0	119,8	2050

**Tabel 27 Effecten pakket 2 (Laagste kosten, inclusief LULUCF)**

Laagste kosten, met LULUCF	Emissie 2015 [Mton]	Emissie 2030, referentie [Mton]	Emissie- reductie pakket [Mton]	Emissie 2030 na pakket [Mton]	Nationale kosten [M€/jaar]
Elektriciteitsproductie, grondgebied	52,8	32,6	21,1	11,5	1140
Industrie	55,1	50,0	15,4	34,6	970
Gebouwde omgeving	24,4	18,7	0,8	17,9	110
Verkeer en vervoer	35,5	32,4	4,5	27,9	-290
Landbouw	27,4	24,2	3,2	21,0	110
LULUCF	6,1	6,9	3,9	3,1	120
Totaal, zonder LULUCF	195,1	158,0	45,0	113,0	2040
Totaal, met LULUCF	201,2	164,9	48,8	116,0	2160

*Transitiepakketten met hogere reductie*

De transitie pakketten omvatten ook maatregelen die op grond van kosteneffectiviteit in 2030 niet in aanmerking komen, maar waarbij het vanwege de verdere reductie na 2030 wel nodig is om alvast er op in te zetten. Voorbeelden zijn nul-op-de-meterrenovatie van bestaande woningen, productie van groen gas met vergassingstechnologie, extra elektrificatie in de industrie, en de productie en toepassing van 2<sup>e</sup> generatie biobrandstoffen voor transport.

Extra inzet op dergelijke maatregelen biedt ruimte om bij andere maatregelen wat minder te doen, maar daar gaan de plus-pakketten niet van uit. De inzet op de transitie maatregelen resulteert in lagere emissies in industrie en gebouwde omgeving. De kosten liggen een kleine 2 miljard per jaar hoger dan wanneer alleen naar kosteneffectiviteit gekeken wordt. De emissiereducties zijn circa 9 Mton hoger (Tabel 28 en Tabel 29).

**Tabel 28 Effecten pakket 3 (Transitie, extra reductie, zonder LULUCF)**

Transitie, extra reductie	Emissie 2015 [Mton]	Emissie 2030, referentie [Mton]	Emissie- reductie pakket [Mton]	Emissie 2030 na pakket [Mton]	Nationale kosten [M€/jaar]
Elektriciteitsproductie, grondgebied	52,8	32,6	20,2	12,4	1140
Industrie	55,1	50,0	20,8	29,2	1550
Gebouwde omgeving	24,4	18,7	3,6	15,1	1290
Verkeer en vervoer	35,5	32,4	5,9	26,5	-100
Landbouw	27,4	24,2	3,2	21,0	110
LULUCF	6,1	6,9	0,0	6,9	0
Totaal, zonder LULUCF	195,1	158,0	53,8	104,2	3990
Totaal, met LULUCF	201,2	164,9	53,8	111,1	3990

**Tabel 29 Effecten pakket 4 (Transitie, extra reductie, incl. LULUCF)**

Transitie, extra reductie, met LULUCF	Emissie 2015 [Mton]	Emissie 2030, referentie [Mton]	Emissie- reductie pakket [Mton]	Emissie 2030 na pakket [Mton]	Nationale kosten [M€/jaar]
Elektriciteitsproductie, grondgebied	52,8	32,6	20,2	12,4	1140
Industrie	55,1	50,0	20,8	29,2	1550
Gebouwde omgeving	24,4	18,7	3,6	15,1	1290
Verkeer en vervoer	35,5	32,4	5,9	26,5	-100
Landbouw	27,4	24,2	3,2	21,0	110
LULUCF	6,1	6,9	3,8	3,1	110
Totaal, zonder LULUCF	195,1	158,0	53,8	104,2	3990
Totaal, met LULUCF	201,2	164,9	57,6	107,3	4100

*Transitiepakketten met zelfde reductie (49%)*

Het is uiteraard ook mogelijk om de extra emissies door extra transitie maatregelen te benutten om andere maatregelen die niet – of in elk geval niet in die mate waarin ze ingezet worden – essentieel zijn voor de transitie weer wat minder in te zetten. Op die manier kunnen de kosten weer wat lager uitvallen. Voorbeelden van maatregelen die op grond van dit argument in 2030 mogelijk ook wat minder kunnen zijn sommige OBKG-maatregelen bij de landbouw, de wat duurdere besparingsmaatregelen in diverse sectoren, en (ten dele) sommige CCS-opties. CCS is overigens bij uitstek een maatregel waarvan duidelijk is dat toepassing in 2030 essentieel is vanuit transitieperspectief, maar waarbij niet goed aan te geven is hoe omvangrijk die toepassing 2030 zou moeten zijn.

Ten opzichte van de pakketten met de laagste kosten liggen de kosten van de transitiepakketten die op 49% reductie uitkomen circa 1,2 miljard hoger. Ten opzichte van de transitie-plus pakketten liggen de kosten 700-800 miljoen per jaar lager (Tabel 30 en Tabel 31). De kosteneffectiviteit van de vervallen maatregelen ligt daarmee gemiddeld rond 90 euro/ton CO<sub>2</sub> (kosteneffectiviteit op grondgebied-effect).

**Tabel 30 Effecten pakket 5 (Transitie, 49% reductie, zonder LULUCF)**

Transitie, zelfde emissie	Emissie 2015 [Mton]	Emissie 2030, referentie [Mton]	Emissie- reductie pakket [Mton]	Emissie 2030 na pakket [Mton]	Nationale kosten [M€/jaar]
Elektriciteitsproductie, grondgebied	52,8	32,6	20,2	12,4	1140
Industrie	55,1	50,0	14,3	35,7	890
Gebouwde omgeving	24,4	18,7	3,4	15,3	1210
Verkeer en vervoer	35,5	32,4	5,9	26,5	-100
Landbouw	27,4	24,2	1,4	22,9	40
LULUCF	6,1	6,9	0,0	6,9	0
Totaal, zonder LULUCF	195,1	158,0	45,0	112,9	3180
Totaal, met LULUCF	201,2	164,9	45,0	119,8	3180

**Tabel 31 Effecten pakket 6 (Transitie, 49% reductie, incl. LULUCF)**

Transitie, zelfde emissie, met LULUCF	Emissie 2015 [Mton]	Emissie 2030, referentie [Mton]	Emissie- reductie pakket [Mton]	Emissie 2030 na pakket [Mton]	Nationale kosten [M€/jaar]
Elektriciteitsproductie, grondgebied	52,8	32,6	20,2	12,4	1140
Industrie	55,1	50,0	14,3	35,7	890
Gebouwde omgeving	24,4	18,7	3,4	15,3	1210
Verkeer en vervoer	35,5	32,4	5,9	26,5	-100
Landbouw	27,4	24,2	1,4	22,9	40
LULUCF	6,1	6,9	3,8	3,1	110
Totaal, zonder LULUCF	195,1	158,0	45,0	112,9	3180
Totaal, met LULUCF	201,2	164,9	48,8	116,0	3290

#### *Bijdrage maatregelcategorieën*

Tabel 32 geeft op hoofdlijnen een overzicht van de bijdrage voor verschillende maatregelcategorieën. Op hoofdlijnen zijn de bijdrages van de verschillende categorieën meestal vrij constant bij de verschillende pakketten. De opvallendste verschuiving op categorieniveau is dat bij het transitiepakket zelfde emissies de bijdrage van CCS wat lager ligt, en dat de additionele bijdrage van OBKG-maatregelen in de landbouw naar nul gaat.

#### *Verschuivingen bij elektrificatie en biomassa*

Binnen sommige categorieën zijn er wel belangrijke verschuivingen. Bij de transitiepakketten is er meer elektrificatie, en dat leidt vooral tot een verschuiving van emissiereductie in het buitenland naar reductie van grondgebiedemissies. Binnen de categorie biomassa is er bij de transitiepakketten meer inzet van geavanceerdere biomassatechnieken, en dat gaat in transitiepakket met dezelfde emissiereductie ten koste van de directe inzet van ruwe biomassa.

**Tabel 32 Emissiereductie per optiecategorie in de verschillende pakketten**

	Laagste kosten + LULUCF	Laagste kosten + LULUCF	Transitie, extra red. + LULUCF	Transitie, extra red. + LULUCF	Transitie, zelfde em. + LULUCF	Transitie, zelfde em. + LULUCF
Besparing, hernieuwbare warmte en elektrificatie <sup>36</sup>	9,2	9,2	9,5	9,5	8,4	8,4
Hernieuwbare elektriciteit	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8
Biomassa incl. biobrandstoffen	2,0	2,0	3,7	3,7	1,7	1,7
CCS	11,8	11,7	11,8	11,8	7,2	7,2
Overig elektriciteit	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5
OBKG landbouw	1,9	1,9	1,9	1,9	0,0	0,0
LULUCF en overig	0,0	3,9	0,0	3,8	0,0	3,8
<b>Totaal</b>	<b>58,1</b>	<b>61,9</b>	<b>60,1</b>	<b>63,9</b>	<b>50,7</b>	<b>54,5</b>
Effect in buitenland	13,1	13,1	6,3	6,3	5,6	5,6
Effect NL grondgebied	45,0	48,8	53,8	57,6	45,0	48,8

**Van streefdoelen naar operationele doelen: de spelregels**

De emissies per sector in de maatregelpakketten kunnen een belangrijke rol gaan spelen voor het vaststellen van de indicatieve doelen voor de vijf tafels van het te sluiten klimaat-akkoord. Het is daarbij belangrijk om van te voren afspraken te maken over hoe om te gaan met factoren die (grotendeels) buiten de invloedssfeer van beleidsmakers en andere betrokkenen liggen, zoals tamelijk willekeurige jaarlijkse fluctuaties (bijvoorbeeld het weer), of factoren die meer een structureel effect kunnen hebben.

**Fluctuaties**

Bij fluctuaties gaat het om willekeurige jaarlijkse afwijkingen van het gemiddelde, die het ene jaar tot hogere en het andere jaar tot lagere emissies kunnen leiden. Een belangrijke oorzaak is het weer: jaren met koude winters leiden tot hogere emissies doordat het meer energie kost om woningen, kantoren en kassen te verwarmen. In bijvoorbeeld de jaren 1996 en 2010 lagen de emissies circa 6 Mton hoger door het relatief koude weer, terwijl het relatief warme weer in 2007 en 2014 juist tot 3 Mton lagere emissies leidde dan het langjarig voortschrijdende gemiddelde. Als het halen van het doel simpelweg afgemeten wordt aan de momentane emissies in 2030, gaat het meteorologische toeval een grote rol spelen. Om de rol van het toeval in te perken zijn er twee oplossingsrichtingen. De ene is om de emissie te normaliseren. Dat betekent dat de momentane emissies omgerekend worden naar het niveau zoals dat in een jaar met gemiddelde temperaturen het geval zou zijn geweest. Een andere mogelijkheid is om naar het gemiddelde van meerdere jaren te kijken, bijvoorbeeld door het halen van het doel van 2030 af te meten aan de gemiddelde emissie in de jaren 2028-2032. Het grote voordeel van dat laatste is dat het niet nodig is om de precieze relatie tussen de fluctuerende factor (buitentemperatuur) en emissies vast te stellen, en dat ook andere weersafhankelijke factoren (zoninstraling, windsnelheid) en mogelijk onbekende fluctuerende factoren gemiddeld worden. Ook de Europese emissiedoelen passen een vorm van middelen toe: hierbij krijgen landen op basis van emissieplafonds voor afzonderlijk jaren een totale emissieruimte voor meerdere jaren, en mogen ze in beperkte mate de overschotten en tekorten voor de afzonderlijke jaren met elkaar verrekenen.

<sup>36</sup> Deze categorieën zijn samengevoegd, omdat sommige opties een combinatie van de categorieën vertegenwoordigen. NOM-woningen zijn bijvoorbeeld een combinatie van besparing (isolatie), hernieuwbare warmte en elektrificatie (elektrische warmtepomp).

### Structurele factoren

Er zijn ook factoren waardoor emissies hoger of lager uitvallen die niet zuiver willekeurig zijn, of die op een langere tijdschaal fluctueren. Een gemiddelde over meerdere jaren volstaat dan niet om emissies te normaliseren. Vaak is dat ook niet nodig: een hogere dan verwachte economische groei zal tot hogere emissies kunnen leiden, maar maakt het ook makkelijker om de extra reductiemaatregelen die dan nodig zijn te betalen. Bovendien is het effect van structurele factoren vaak al eerder duidelijk, zodat er nog mogelijkheden zijn om tijdig extra maatregelen te nemen.

Het referentiescenario houdt al rekening met belangrijke structurele factoren: de opwarming van het klimaat volgens het KNMI, en een structurele economische groeiverwachting op basis van de verwachte ontwikkeling van de arbeidsproductiviteit en de omvang van de beroepsbevolking.

### De elektriciteitsopwekking

De elektriciteitsopwekking is een speciaal geval, waarin de emissies mede afhangen van ontwikkelingen op de internationale elektriciteitsmarkt. Daarin spelen zowel structurele als incidentele factoren een rol. Het kader op pagina 64 gaat nader hier op in.

## 3.3 Niet-ETS-emissies en hernieuwbare energie

Voor Nederland geldt, naast de emissiedoelen die Nederland zichzelf stelt, ook een Europees plafond op broeikasgasemissies uit de niet-ETS-sectoren. Daarnaast zijn er Europese doelen voor hernieuwbare energie en energiegebruik die (nog) niet doorvertaald zijn naar lidstaten.

Deze paragraaf brengt de effecten van de maatregelpakketten in kaart die relevant zijn voor de niet-ETS-emissies en hernieuwbare energie (Tabel 33). Voor energiegebruik was het binnen deze analyse niet mogelijk om dit voldoende betrouwbaar in beeld te brengen.

**Tabel 33 Emissies in Nederland en aandeel hernieuwbare energie in 2030**

	Laagste kosten	Laagste kosten + LULUCF	Transitie, extra reductie	Transitie, extra red. + LULUCF	Transitie, zelfde emissies	Transitie, zelfde em. + LULUCF
Totaal (excl. LULUCF)	113	113	104	104	113	113
w.v. niet-ETS (excl. LULUCF)	76	76	71	71	74	74
w.v. ETS (excl. LULUCF)	37	37	33	33	39	39
Aandeel hernieuwbare energie	30 - 32%	30 - 32%	33 - 35%	33 - 35%	31 - 33%	31 - 33%

### Niet-ETS-emissies

Voor niet-ETS-emissies geldt een Europees doel van 30% reductie ten opzichte van 2005. Dit doel is verdeeld over de afzonderlijke lidstaten, waarbij er voor Nederland een reductiedoel van 36% resulteert. Dit impliceert een emissieplafond in 2030 van 79 Mton. Voor niet-ETS-emissies geldt een totale emissieruimte over de jaren 2021-2030, die gebaseerd is op een reeks momentane emissieplafonds voor elk jaar. Landen mogen het momentane plafond overschrijden, zolang ze maar binnen het totale plafond blijven. In alle pakketten blijft Nederland in 2030 onder het plafond van 79 Mton plafond, met 4 Mton bij de laagste kosten pakketten en met 6 of 9 Mton bij de transitiepakketten. Voor het halen van het niet-ETS doel is uiteraard ook van belang hoe de emissies zich ontwikkelen in de periode 2021 tot 2030, en hoe zich dat verhoudt tot de jaarlijkse plafonds tussen 2021 en 2030, maar dat is uit deze analyse niet af te leiden. Toch is het waarschijnlijk dat Nederland met de pakketten goed op koers ligt voor het halen van het niet-ETS doel.

### *Hernieuwbare energie*

Voor hernieuwbare energie geldt een Europees doel van 27% in 2030. Op Europees niveau is dit een bindend doel, maar het is niet doorvertaald in doelen voor de afzonderlijke lidstaten. Het is dus niet mogelijk om de hernieuwbare energie in de pakketten te vergelijken met een Nederlandse doelstelling die uit dit Europese doel voortvloeit.

In alle pakketten ligt het Nederlandse aandeel hernieuwbare energie op 30% of hoger. De marge die is aangehouden heeft alleen te maken met de onzekerheid hoe opties tellen voor de Europese definitie. Afhankelijk van de precieze manier van toepassen kan dit nog variëren<sup>37</sup>.

## 3.4 Opbouw van de effecten bij de elektriciteitsopwekking

Bij bijna alle sectoren zijn emissie-effecten en de directe emissies (vrijwel) rechtstreeks af te leiden uit de opties die de sector zelf toepast. De elektriciteitssector is hierop de grote uitzondering.

### *Invloed vanuit andere sectoren*

Veel maatregelen in andere sectoren zorgen voor lagere emissies (elektriciteitsbesparing, zon-PV bij woningen of utiliteitsbouw) of juist hogere emissies (elektrische auto's, warmtepompen) in de elektriciteitssector. Dit maakt dat de elektriciteitssector voor zijn emissiereductie mede afhankelijk is van opties in andere sectoren, of juist zelf extra opties in moet zetten om het effect van opties in andere sectoren te compenseren. Een emissieopgaaf voor de elektriciteitsopwekking is dus niet los te zien van de ontwikkelingen en keuzes in andere sectoren.

### *Internationale markt*

Een andere factor die maakt dat Nederland minder greep heeft op de emissies uit de eigen elektriciteitssector is dat die onderdeel is van de Noordwest-Europese elektriciteitsmarkt. Zoals eerder beschreven betekent dit onder meer dat extra windmolens en zon-PV vooral tot extra elektriciteitsexport leiden, en maar weinig emissiereductie in Nederland te weeg brengen.

### *Opbouw emissiereducties*

Tabel 34 laat zien hoe de effecten in de elektriciteitssector opgebouwd zijn, en hoe ze verdeeld zijn over Nederland en het buitenland. Bij de laagste kosten-pakketten dragen de eindgebruiksectoren met elektriciteitsbesparing en kleinschalige zon-PV per saldo bij aan de reductie in de elektriciteitsopwekking, maar bij de transitiepakketten zorgt extra elektrificatie juist voor een toename van emissies in de elektriciteitsopwekking. Hierdoor is er in de laagste kostenpakketten netto export, en is de netto export bij de transitiepakketten nul; ze compenseren alleen de netto import die er al was in het referentiescenario. De emissiereductie op Nederlands grondgebied is wel vrij constant.

---

<sup>37</sup> Een voorbeeld is de inzet van biomassa in ketels. Als de warmte uit de biomassaketel in de eigen warmtebehoefte voorziet, telt de ingezette biomassa mee voor de gerealiseerde hernieuwbare energie, maar als de warmte geleverd wordt aan derden, telt alleen de geleverde warmte.

**Tabel 34 Opbouw emissiereducties in de elektriciteitssector [Mton], in 2030**

Reductie door maatregelen bij eindgebruikers van emissies in de elektriciteitsopwekking (negatief = toename)	Laagste kosten	Laagste kosten + LULUCF	Transitie, extra reductie	Transitie, extra red. + LULUCF	Transitie, zelfde emissies	Transitie, zelfde em. + LULUCF
Industrie	0,5	0,5	-7,3	-7,3	-7,3	-7,3
Gebouwde omgeving	5,0	5,0	5,2	5,2	4,4	4,4
Verkeer en vervoer	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2
Landbouw en landgebruik	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Totaal effect van maatregelen in de eindgebruiksectoren bij de elektriciteitsopwekking	4,3	4,3	-3,3	-3,3	-4,1	-4,1
Reductie door maatregelen in de elektriciteitsopwekking	29,9	29,9	29,9	29,9	29,9	29,9
Totaal reductie bij de elektriciteitsopwekking	34,2	34,2	26,6	26,6	25,8	25,8
Waarvan in Nederland	21,1	21,1	20,2	20,2	20,2	20,2
Waarvan in buitenland	13,1	13,1	6,3	6,3	5,6	5,6

*Volatiliteit en emissies*

Men zou aldus kunnen veronderstellen dat met het nemen van de maatregelen uit de pakketten ook de grondgebiedemissies redelijk vaststaan. Dat is echter niet het geval. Een ander gevolg van de inbedding in de Europese elektriciteitsmarkt is namelijk dat de emissies uit de Nederlandse elektriciteitssector erg volatiel zijn, en van jaar tot jaar kunnen fluctueren. Allerlei niet vanuit Nederland te beïnvloeden ontwikkelingen, zoals meer hernieuwbare energie in andere landen, sluiting van centrales in andere landen, veranderingen van kolen-, gas- en CO<sub>2</sub>-prijzen leiden tot grote verschuivingen in import/exportstromen tussen de verschillende landen, met gevolgen voor de Nederlands emissies. Als bijvoorbeeld de CO<sub>2</sub>-prijs hoog is, en de gasprijs laag, dan hebben de efficiënte Nederlandse gascentrales een betere concurrentiepositie, en zullen ze ten koste van buitenlandse centrales meer elektriciteit gaan produceren en exporteren, en daardoor meer CO<sub>2</sub> uitstoten. Omgekeerd kan bijvoorbeeld een eenzijdige Nederlandse minimum CO<sub>2</sub>-prijs voor de elektriciteitssector de positie van de Nederlandse gascentrales onder druk zetten, en tot lagere emissies leiden. Dit soort effecten treedt op ongeacht of Nederland wel of niet veel windmolens en zon-PV heeft bijgeplaatst en de productie van de kolencentrales heeft stilgelegd. Wel moet de interconnectiecapaciteit toereikend zijn om de import- of exportstromen te kunnen accommoderen, maar dat is in de NEV 2017 wel verondersteld.

*Betekenis voor sturen op emissies*

Bij het sturen op directe emissies van de elektriciteitsopwekking is het belangrijk om op een of andere manier rekening houdt met de volatiliteit van de markt, en de invloed daarvan op elektriciteitsimport/export en emissies. Dat zou kunnen door bijvoorbeeld de volatiliteit in te perken, maar dat zou wel een ingreep in de markt veronderstellen. Een andere manier is om bij de te halen CO<sub>2</sub>-reductie een correctie in te bouwen voor netto elektriciteitsimport of -export (zie kader). Hiermee houdt Nederland de grondgebiedbenadering wel als ankerpunt voor de doelstelling, terwijl er toch enige ruimte is om mee te ademen met de volatiliteit van de markt.

### **Elektriciteitsopwekking: sturen op grondgebiedemissies in een internationale markt**

Zolang er nog fossiel (gas)vermogen in Nederland opgesteld staat – en dat vermogen zal nog geruime tijd een essentiële rol spelen als back-up vermogen voor wind en zon – kunnen de emissies van de Nederlandse elektriciteitsopwekking sterk fluctueren. Op dit moment en in het referentiescenario zijn de marktomstandigheden voor gascentrales ongunstig. Daardoor maken ze weinig draaiuren en stoten ze relatief weinig CO<sub>2</sub> uit. Maar dat betekent wel dat bij een verandering in de marktomstandigheden of het buitenlandse beleid er ook een kans is op (plotselinge) toename van die emissies. Hogere CO<sub>2</sub>-prijzen, lagere gasprijzen, sluiting van kolen- of bruinkoolcentrales in het buitenland en andere factoren kunnen bijvoorbeeld leiden tot een sterke stijging van de productie van elektriciteit in Nederland, omdat dergelijke omstandigheden de concurrentiepositie van de Nederlandse gascentrales in de internationale elektriciteitsmarkt versterken. Veel van die factoren zijn passend bij een voortgaande transitie in Nederland en Europa, maar kunnen dus leiden tot een toename van de emissies in Nederland.

### **Verplaatsing, geen verandering**

Dit soort bewegingen op de elektriciteitsmarkt leiden vooral tot verplaatsing van emissies tussen landen: Nederlandse gascentrales stoten dan meer uit, maar buitenlandse centrales minder. Bij een dergelijke beweging naar meer inzet van gas is het voor de emissie vanuit Europees perspectief niet van belang in welk land de extra productie plaatsvindt. Het is dan ook niet productief om specifiek de emissies uit de Nederlandse centrales onder een vast plafond te houden; dat zou slechts leiden tot verplaatsing van de emissie naar andere landen. Dat leidt dan vooral tot extra kosten, en niet tot extra emissiereductie vanuit Europees perspectief. Zo'n vast plafond kan er dus toe leiden dat veel beleidsinspanning gaat zitten in het verminderen van de Nederlandse emissies zonder dat de opwekking in Europa als geheel – of zelfs die binnen Nederland – wordt verduurzaamd.

### **Meebewegend plafond**

Wat een alternatief kan zijn is om uit te gaan van een emissieplafond voor de elektriciteitssector voor een situatie zonder netto export, en het plafond mee te laten bewegen met import/export. Dat betekent dat op basis van een bepaalde emissiefactor het plafond hoger wordt bij netto export en lager bij netto import. Die emissiefactor kan – zoals in deze notitie gebruikt voor het bepalen van indirecte emissie effecten van reductiemaatregelen – gebaseerd zijn op een efficiënte gascentrale, maar kan ook hoger of lager zijn, en het is zelfs mogelijk om te differentieren tussen import en exportsituaties. Omdat sommige maatregelen leiden tot extra export en andere tot extra import, beïnvloeden ze via de gekozen factor ook de emissieruimte. De keuze van de factor heeft daarmee invloed op het effect van maatregelen op het halen van de doelstelling.

## 3.5 Emissies en kosten van variantpakketten

### 3.5.1 Statisch optimaal zonder netto export

In de statisch kostenoptimale pakketten levert Nederland via de netto elektriciteitsexport een substantiële bijdrage aan emissiereductie bij buitenlandse elektriciteitscentrales. Dat betekent dat Nederland wel kosten maakt in de vorm van investeringen in extra hernieuwbare elektriciteit, maar daar voor haar grondgebiedemissies nauwelijks van profiteert. In de transitiepakketten is dit niet zo, daar komt Nederland wel uit op een situatie waarin de netto export van elektriciteit ongeveer nul is<sup>38</sup>.

<sup>38</sup> In het referentiescenario heeft Nederland een netto elektriciteitsexport. Na doorvoering van de maatregelen uit de transitiepakketten neemt de netto export af naar ongeveer 0.



### Lagere kosten

Dit roept de vraag op of Nederland haar grondgebieddoel in de statisch kostenoptimale varianten goedkoper kan halen, en hoeveel goedkoper, als Nederland ook in die gevallen met het maatregelpakket uit zou komen op een netto export van nul. Tabel 35 en Tabel 36 laten zien hoe een dergelijk pakket zou uitpakken. Ten opzichte van de pakketten met netto export liggen de Nationale kosten 250 tot 400 miljoen per jaar in 2030 lager, afhankelijk van het opnemen van LULUCF in doelstelling en pakket. De reductie van grondgebiedemissies van de elektriciteitsvoorziening is ongeveer 1 Mton kleiner, en de reductie in de industrie ongeveer 1 Mton groter, door extra CCS.

**Tabel 35 Effecten pakket 1a (Laagste kosten, zonder LULUCF, geen netto export)**

Laagste kosten, geen netto elektriciteitsexport	Emissie 2015 [Mton]	Emissie 2030, referentie [Mton]	Emissie-reductie pakket [Mton]	Emissie 2030 na pakket [Mton]	Nationale kosten [M€/jaar]
Elektriciteitsproductie, grondgebied	52,8	32,6	20,2	12,4	770
Industrie	55,1	50,1	16,3	33,8	1070
Gebouwde omgeving	24,4	18,7	0,8	17,9	110
Verkeer en vervoer	35,5	32,3	4,5	27,8	-290
Landbouw	27,4	24,2	3,2	21,0	110
LULUCF	6,1	6,9	0,0	6,9	0
Totaal, zonder LULUCF	195,1	158,0	45,0	112,9	1770
Totaal, met LULUCF	201,2	164,9	45,0	119,8	1770

**Tabel 36 Effecten pakket 2a (Laagste kosten, met LULUCF, geen netto export)**

Laagste kosten, geen netto elektriciteitsexport, met LULUCF	Emissie 2015 [Mton]	Emissie 2030, referentie [Mton]	Emissie-reductie pakket [Mton]	Emissie 2030 na pakket [Mton]	Nationale kosten [M€/jaar]
Elektriciteitsproductie, grondgebied	52,8	32,6	20,2	12,4	770
Industrie	55,1	50,1	16,3	33,8	1070
Gebouwde omgeving	24,4	18,7	0,8	17,9	110
Verkeer en vervoer	35,5	32,3	4,5	27,8	-290
Landbouw	27,4	24,2	3,2	21,0	110
LULUCF	6,1	6,9	3,9	3,1	120
Totaal, zonder LULUCF	195,1	158,0	45,0	113,0	1770
Totaal, met LULUCF	201,2	164,9	48,8	116,0	1890

### 3.5.2 Pakket met nucleair

Standaard is gerekend zonder nucleair, vanwege de twijfelachtige tijdige haalbaarheid. Om in 2030 te kunnen rekenen op een kerncentrale die in productie is, zou er nu al sprake moeten zijn van een commerciële basis en concrete plannen. Maar op dit moment is er geen stimuleringsregeling voor kernenergie of draagvlak om zo'n regeling wel te initiëren, terwijl een nieuwe kerncentrale zonder dergelijk beleid er niet zou komen. Zonder staatsteun is in de huidige markt investeren in kernenergie niet aantrekkelijk voor private partijen. Een pakket met kernenergie sluit daarom niet aan bij de huidige beleidsrealiteit.

### Kosten inclusief nucleair

Vanwege de omvang van de optie is het wel belangrijk om te weten wat de kosten zijn als kernenergie wel onderdeel zou zijn van het pakket. Tabel 37 laat voor die situatie de kosten en

emissieverdeling zien. Kernenergie komt dan in het pakket ten koste van de duurdere delen van het potentieel van wind op zee. De kosten liggen circa 200 miljoen per jaar lager dan in een pakket zonder kernenergie, waarbij wel de vraag is hoe terecht en realistisch dat is. Kernenergie wordt immers toegepast binnen een internationale context waarin al veel wind en zon toegepast zijn, en dat kan de totale kosten verhogen. Daarnaast gaat het bij kernenergie in Nederland om één grote investering met aanzienlijke risico's op kostenoverschrijding. Bij wind en zon is de ingroei juist heel geleidelijk, en dat maakt dat risico's meer gespreid zijn.

**Tabel 37 Effecten pakket 1b (Laagste kosten, met nucleair, zonder LULUCF)**

Laagste kosten + Nucleair	Emissie 2015 [Mton]	Emissie 2030, referentie [Mton]	Emissie- reductie pakket [Mton]	Emissie 2030 na pakket [Mton]	Nationale kosten [M€/jaar]
Elektriciteitsproductie, grondgebied	52,8	32,6	21,1	11,5	950
Industrie	55,1	50,1	15,4	34,7	980
Gebouwde omgeving	24,4	18,7	0,8	17,9	110
Verkeer en vervoer	35,5	32,3	4,5	27,8	-290
Landbouw	27,4	24,2	3,2	21,0	110
LULUCF	6,1	6,9	0,0	6,9	0
Totaal, zonder LULUCF	195,1	158,0	45,1	112,9	1860
Totaal, met LULUCF	201,2	164,9	45,1	119,8	1860

### 3.6 Vergelijking met de Kostennotitie 2017

De huidige analyse laat verschillen zien met eerdere cijfers (Kostennotitie 2017 en de indicatieve maatregelentabel uit het regeerakkoord). Dit betreft zowel de verdeling van maatregelen over sectoren als de nationale kosten van de pakketten om te komen tot 49% emissiereductie in 2030. In de Kostennotitie 2017 werden de meerkosten van een emissiereductie van 49% in 2030 geschat op 3,5 tot 5,5 miljard per jaar (meerkosten ten opzichte van het daar gebruikte referentiescenario; NEV2016VV). In deze update worden de meerkosten aanzienlijk lager geschat, namelijk op 2,1 tot 3,4 miljard euro (meerkosten ten opzichte van de NEV2017VV-SDE).

De achtergronden van de verschillen zijn divers, en ze werken op verschillende manieren door: op de omvang van de in te vullen beleidsopgave, op het beschikbare potentieel, op de kosten van maatregelen en op de verdeling van de emissiereductie over sectoren. De belangrijkste oorzaken van verschillen, met op hoofdlijnen hun belangrijkste gevolgen, zijn:

- Het gebruik van de NEV 2017 versus NEV 2016: de reductieopgave wordt daardoor 14 Mton lager, doordat de emissies in de NEV 2017 lager uitkomen dan in de NEV 2016. De belangrijkste reden daarvoor is dat in de NEV 2017 is gewerkt met geactualiseerd Europees achtergrondbeeld voor de elektriciteitssector. In dat Europees achtergrondbeeld is een aanzienlijk sterkere toename verondersteld van hernieuwbare energie in Europa. Ook is de binnenlandse elektriciteitsvraag in de NEV 2017 lager dan die in de NEV 2016. Dit leidt tot lagere productie door Nederlandse gas- en kolencentrales, die daardoor minder uitstoten. Sluiting van die kolencentrales heeft daardoor overigens ook een kleiner effect (zie ook Koelemeijer et al., 2017b). Ook is in de NEV 2017 extra beleid verondersteld in de gebouwde omgeving, waardoor de geraamde emissies in de gebouwde omgeving lager uitvallen. In mindere mate speelt dit ook in de industrie, waardoor het aanvullend potentieel in deze sectoren ook kleiner is.

- In deze notitie is als referentiescenario de variant gebruikt van de NEV 2017 zonder verdere openstelling van de SDE+-regeling na 2019. Dit maakt de reductieopgave weer 4 Mton hoger, en veel goedkoop hernieuwbaar potentieel (deels met negatieve nationale kosten) wordt onderdeel van het pakket terwijl dit bij de Kostennotitie 2017 al in het referentiescenario zat. Het aandeel van de elektriciteitsopwekking in de maatregelpakketten wordt hierdoor groter.
- Nieuwe inzichten bij elektriciteitsproductie: in deze notitie is een sterkere kostendaling verondersteld voor elektriciteitsproductie uit wind en zon. Dit zorgt ervoor dat hetzelfde emissie-effect wordt bereikt tegen lagere kosten, waardoor de totale kosten van het maatregelpakket fors lager worden. Daarnaast duiken de kosten van een aantal zon- en wind-opties met deze nieuwe inzichten onder de kosten van een aantal CCS-opties. Mede daardoor is de totale inzet van CCS in de pakketten iets lager, en die van hernieuwbare elektriciteit wat hoger. De emissiereductie bij de industrie is hierdoor ook wat kleiner, en die bij elektriciteitsopwekking wat hoger.
- Nieuwe inzichten bij transport: in deze notitie zijn optimistischere inschattingen gedaan ten aanzien van kostendalingen van elektrische auto's, en zijn meer opties of verdergaande opties bij verkeer beschouwd die negatieve nationale kosten hebben. Het aandeel van verkeer en vervoer in de emissiereductie is daardoor iets groter, en de totale kosten van het maatregelpakket worden lager. De extra reducties in de transportsector zorgen er uiteraard ook voor dat de reducties in andere sectoren kleiner zijn.
- Anders dan in de Kostennotitie 2017 houden de maatregelpakketten nu specifiek rekening met de te verwachten effecten op import en export van elektriciteit. De huidige pakketten zijn daardoor beter afgestemd op het halen van 49% reductie op het Nederlands grondgebied. Per saldo zijn daarmee iets meer maatregelen nodig bij dezelfde reductieopgave.

## 4 Referenties

- Aalbers R, G Renes en G Romijn, 2017. WLO-klimaatscenario's en de waardering van CO<sub>2</sub>-uitstoot in MKBA's. CPB/PBL, Den Haag.
- Bos- en Houtsector, 2016. Actieplan bos en hout, Oktober 2016. [http://www.pro-bos.nl/images/pdf/indepers/Actieplan\\_Bos\\_en\\_Hout\\_oktober2016.pdf](http://www.pro-bos.nl/images/pdf/indepers/Actieplan_Bos_en_Hout_oktober2016.pdf)
- Daniëls B en RBA Koelemeijer, 2016. Kostenefficiëntie van beleidsmaatregelen ter vermindering van broeikasgasemissies. Petten/Den Haag: ECN/Planbureau voor de Leefomgeving.
- Daniëls B, M Hekkenberg en RBA Koelemeijer, 2016. Effort sharing regulation; gevolgen voor Nederland. Petten/Den Haag: Energieonderzoek Centrum Nederland/Planbureau voor de Leefomgeving.
- De Bruyn S, M Blom, E Schep, G Warringa, 2017. Werkwijzer voor MKBA's op het gebied van milieu. Publicatienummer 17.7A76.48, CE Delft, Delft.
- EC, 2016. Commission staff working document Accompanying the document Communication from the Commission Nuclear Illustrative Programme presented under Article 40 of the Euratom Treaty for the opinion of the European Economic and Social Committee, COM(2016) 177 final.
- Eijgenraam CJJ, CC Koopmans, PJG Tang, ACP Verster, 2000. Evaluatie van infrastructuurprojecten; leidraad voor Kosten-batenanalyse, Deel I: Hoofdrapport Onderzoeksprogramma Economische Effecten Infrastructuur, Den Haag.
- 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.
- Global CCS Institute, 2017. The Global Status of CCS: 2017.
- Hoogervorst N, 2017. Toekomstbeeld klimaatneutrale warmtenetten in Nederland, PBL, Den Haag.
- Hekkenberg M, C Tigchelaar, B Daniëls, C Volkers, 2017. Herziening EED - gevolgen voor Nederland, ECN-E--17-003, ECN, Petten.
- Hout M van en PR Koutstaal, 2015. Effecten van het vervroegd sluiten van de Nederlandse kolencentrales, ECN-E--15-06, ECN, Petten.
- Irena, 2016. Innovation outlook advanced liquid biofuels, International Renewable Energy Agency (Irena).
- Jaffe AB, RG Newell & RN Stavins, 2005. A tale of two market failures: Technology and environmental policy, Ecological economics 54, 164–174.
- Koelemeijer R, P Koutstaal, B Daniëls en P Boot, 2017a. Nationale kosten energietransitie in 2030. PBL-publicatienummer 2888, PBL, Den Haag. ('Kostennotitie 2017')
- Koelemeijer et al. 2017b. Analyse regeerakkoord Rutte-III: effecten op klimaat en energie, Den Haag: PBL.
- Lemmens J, J van der Burgt, T Bosma, R van den Wijngaart, B van Bommel en RBA Koelemeijer, 2014. Het potentieel van zonnestroom in de gebouwde omgeving van Nederland, PBL & DNV GL, 14-1932, Arnhem.
- Lensink S en JW Cleijne, 2017. Eindadvies basisbedragen SDE+ 2018, ECN-E-17-048, ECN, Petten.
- Lensink S en A van der Welle, 2017. Voorlopige correctiebedragen 2018 (SDE+) voor beschikkingen SDE+ 2018, ECN-N—17-035, ECN, Petten.
- 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.
- Montserrat F, P Renforth, J Hartmann, M Leermakers, P Knops & FJR Meysman, 2017. Olivine Dissolution in Seawater: Implications for CO<sub>2</sub> Sequestration through Enhanced Weathering in Coastal Environments, Environmental Science & Technology 51 (7), 3960-3972.
- 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.
- Renforth P, 2012. The potential of enhanced weathering in the UK, *International Journal of Greenhouse Gas Control* 10 (Supplement C), pp. 229-243.
- Ros J en K Schure, 2016. Vormgeving van de energietransitie, PBL-publicatienummer 1747, PBL, Den Haag.
- Ros J en B Daniëls, 2017. Verkenning van klimaatdoelen: van lange termijn beelden naar korte termijn actie, PBL-publicatienummer 2966, PBL, Den Haag.
- Schelhaas MJ, E Arets en H Kramer, 2017. Wageningen Environmental Research, vakblad Natuur, Bos en Landschap, 6-9.
- Smokers R, 2018. Assessment in support of the Dutch position of HDV CO<sub>2</sub> legislation, presentation held at the Stakeholder meeting on the impact assessment on Heavy-Duty Vehicle CO<sub>2</sub> emission standards, 16-01-2018, Brussels.
- Strengers B, H Eerens, W Smeets, GJ van den Born en J Ros, 2018. Negatieve emissies. Technisch potentieel, realistisch potentieel en kosten voor Nederland, PBL-publicatienummer 2606, PBL, Den Haag.
- Schoots K, M Hekkenberg en P Hammingh, 2017. Nationale Energieverkenning 2017. ECN-O--17-018, ECN, Petten.
- TNO, 2017. Indicatieve berekening CO<sub>2</sub>-reductie goederenvervoer, TNO, Den Haag.
- Van den Born, GJ et al., 2016. Dalende bodems, stijgende kosten. PBL-publicatienummer 1064, PBL, Den Haag.
- Van der Welle AJ, et al., 2017. Achtergronddocument onzekerheden Nationale Energieverkenning 2017, ECN-E--17-049, ECN, Petten.
- Van Stralen J, C Kraan, A Uslu, M Londo en H Mozaffarian, 2016. Integrated assessment of biomass supply chains and conversion routes under different scenarios, S2Biom Project Grant Agreement n°608622 Deliverable 7.3, ECN, Petten.
- Van Vuuren D, P Boot, J Ros, A Hof en M den Elzen, 2016. Wat betekent het Parijsakkoord voor het Nederlandse lange-termijn-klimaatbeleid?, PBL-publicatienummer 2580, PBL, Den Haag.
- Van Zyl S, M Dittrich, S Jansen & E de Graaf, 2016. Potentiële baten van Triple-A banden in 2013, 2016 en 2020, TNO 2016 R11225, TNO, Delft
- VROM, 1998. Kosten en baten in het milieubeleid – definities en berekeningsmethoden. Publicatiereeks milieustrategie 1998/6. Ministerie van Volkshuisvesting, Ruimtelijke Ordening en Milieu (VROM), Den Haag.
- VROM, 2004. Handreiking voor monitoring en evaluatie van klimaatmaatregelen. Ministerie van Volkshuisvesting, Ruimtelijke Ordening en Milieu (VROM), Den Haag.
- Zero Emissions Platform, 2015. CCS for industry, Modelling the lowest-cost route to decarbonising Europe.
- Zero Emissions Platform, 2011. The Costs of CO<sub>2</sub> Capture, Transport and Storage, Post-demonstration CCS in the EU.

# Annex 1: Impact van methodische keuzes op de kosteneffectiviteit van elektriciteitsopties

De in deze notitie gebruikte methodiek voor het berekenen van de emissiereductie, de nationale kosten en de kosteneffectiviteit is toegelicht in paragraaf 1.2. Voor de effecten van veranderingen in elektriciteitsproductie en elektriciteitsverbruik zijn de emissie-effecten en kosten bepaald ten opzichte van een moderne gascentrale als referentietechnologie (hierna: methode 1). Dit weerspiegelt een Europees transitie-perspectief, waarin de gehele elektriciteitssector een transitie doormaakt richting een CO<sub>2</sub>-arme of CO<sub>2</sub>-vrije elektriciteitsproductie in 2050.

Zoals ook aangegeven in de tekstbox over de nationale kostenmethodiek in paragraaf 1.2, kunnen er ook andere methodologische keuzes worden gemaakt. Zo kan in plaats van een Europees transitie-perspectief ook een nationaal perspectief worden gebruikt, waarbij het effect op de Nederlandse grondgebied emissies bepalend is voor het emissie-effect, en de kosten worden berekend op basis van de marktprijs voor elektriciteit. Maatregelen die de elektriciteitsvraag of de elektriciteitsproductie in Nederland beïnvloeden zullen niet alleen gevolgen hebben voor de Nederlandse elektriciteitsproductie en daarmee de emissies in Nederland, ze zullen ook een effect hebben op de import en export van elektriciteit. Idealiter worden de emissie-effecten en de nationale kosten nauwkeurig berekend met een elektriciteitsmarktmodel. Dat is echter tijdrovend. Een alternatief is om gebruik te maken van een vaste verhouding tussen het effect op import-export en het effect op Nederlandse productie, gebaseerd op de NEV2017.

Ter illustratie van de gevolgen voor de emissies op Nederlands grondgebied en de kosten passen we deze alternatieve methode (hierna methode 2) toe op een tweetal opties: wind op zee en sluiting kolencentrales. Voor de verhouding import-export gaan we ervan uit dat maatregelen voor 89% leiden tot meer of minder import van elektriciteit en voor 11% leiden tot meer of minder productie van elektriciteit in Nederland met gascentrales. De vermeden kosten zijn aansluitend daarop voor 89% gebaseerd op de groothandelsprijs van elektriciteit in het achtergrondscenario en voor 11% op de kosten van elektriciteitsproductie met een CCGT-gascentrale. De verhouding gasproductie en import/export van 11% en 89% is gebaseerd op analyses van de Europese elektriciteitsmarkt voor de NEV2017. Daarbij is de variant met voorgenomen beleid vergeleken met een variant zonder openstellingen van de SDE+ na 2019.

Voor wind op zee is onder andere de optie beschouwd om 5,3 GW bijgeplaatst te hebben in 2030 (zie paragraaf 2.1.1) ten opzichte van het referentiescenario zonder openstellingen van de SDE+-regeling na 2019. In de berekening van kosteneffectiviteit worden de nationale kosten (teller) gedeeld door de emissiereductie (noemer). In de methode gebruikt in deze notitie (methode 1) en de in deze appendix beschouwde alternatieve methode (methode 2) verschillen zowel de teller als de noemer. Zo is de emissiereductie 8,3 Mton volgens methode 1, tegen slechts 0,9 Mton volgens methode 2. Ook de nationale kosten vallen anders uit. De nationale kosten bedragen 200 mln. euro per jaar in methode 1, tegen 600 mln. per jaar in methode 2. Het verschil in nationale kosten wordt niet veroorzaakt door kosten voor de bouw van windparken en de aansluiting op het net. Die zijn in beide berekeningen immers identiek. Het verschil wordt hoofdzakelijk veroorzaakt door de waardering van de vermeden

inzet van gascentrales (in methode 1) versus de vermeden import van elektriciteit (in methode 2). Doordat de elektriciteitsprijs fors lager is dan de variabele kosten van elektriciteitsproductie met gascentrales, zijn de vermeden kosten in methode 2 fors lager, waardoor de nationale kosten in methode 2 hoger uitvallen dan in methode 1. De kosteneffectiviteit is 20 euro/ton volgens methode 1, en 700 euro/ton volgens methode 2, een zeer fors verschil, wat illustreert hoe sterk andere uitgangspunten de berekeningen van kosteneffectiviteit beïnvloeden.

In het algemeen geldt dat bij opties waarbij hernieuwbare elektriciteit wordt geproduceerd of elektriciteit wordt bespaard, methode 1 tot een veel gunstigere kosteneffectiviteit leidt dan methode 2. Bij opties zoals het sluiten van kolencentrales of elektrificatie-opties is dit juist omgekeerd: methode 2 leidt dan tot een gunstiger kosteneffectiviteit dan methode 1 zoals die in de hoofdtekst is gebruikt. Zo is de emissiereductie van sluiting van kolencentrales in methode 1 10,5 Mton, terwijl dit in methode 2 18,5 Mton is. De reductie is aanzienlijk groter als we naar grondgebied emissies kijken volgens methode 2, omdat een groot deel van de weggevallen elektriciteitsproductie wordt vervangen door import van elektriciteit. De nationale kosten zijn in methode 1 (800 mln. euro) hoger dan in methode 2 (300 mln. euro), omdat de kosten van gasproductie hoger zijn dan de kosten van import van stroom. De kosteneffectiviteit is door deze verschillen in methode 1 (70 euro per ton CO<sub>2</sub>) beduidend minder gunstig dan in methode 2 (20 euro per ton CO<sub>2</sub>).

#### **De nationale kostenmethodiek en de berekening van emissie-effecten**

In deze notitie sluiten we aan bij de nationale kostenmethodiek (VROM, 1998; VROM, 2004). In de 'Handreiking voor monitoring en evaluatie van klimaatmaatregelen' (VROM 2004) wordt aanbevolen om voor de referentietechnologie uit te gaan van een moderne versie van de standaardtechniek (best beschikbare techniek). Voor de elektriciteitssector komt dat neer op een moderne gascentrale. De keuze voor een dergelijke referentietechnologie heeft wel als consequentie dat de emissie-effecten geen realistische momentopname geven van het effect op de Nederlandse grondgebiedemissies in 2030.

De nationale kostenmethodiek is verwant met de methodiek van kosten-baten analyses (MKBA's), maar veel beperkter en daardoor eenvoudiger toe te passen. In 2013 is de algemene leidraad MKBA's gepubliceerd. Recent is door CPB en PBL het achtergronddocument 'WLO-klimaatscenario's en de waardering van CO<sub>2</sub>-uitstoot in MKBA's (Aalbers et al., 2017) en door CE Delft de 'Werkwijzer voor MKBA's op het gebied van milieu' (De Bruyn et al., 2017) gepubliceerd. Het is in het kader van deze notitie niet mogelijk om uitgebreid in te gaan op de relatie tussen nationale kosten en MKBA's en wat dit betekent voor het berekenen van nationale kosten. Wel schetsen we hier een aantal elementen die een rol zouden moeten spelen in de berekening van emissies en kosten gebaseerd op de beschikbare literatuur<sup>39</sup>.

In een nauwkeurige berekening van de emissie-effecten in Nederland en Europa en de nationale kosten van maatregelen worden de effecten op import en export van elektriciteit berekend met behulp van een elektriciteitsmarktmodel voor (Noordwest) Europa, zodat rekening wordt gehouden met de effecten op de markten in de landen om ons heen en met de beschikbare verbindingen in de netwerken tussen landen<sup>40</sup>. Daarmee wordt ook inzicht verkregen in de emissie-effecten van maatregelen in Nederland en in de rest van Europa. Daarnaast zou daarbij ook rekening moeten worden gehouden met combinaties van maatregelen, zoals bijvoorbeeld het sluiten van kolencentrales en meer of minder hernieuwbaar. Dit

<sup>39</sup> PBL is van plan om een project op te starten waarin de nationale kostenmethodiek nader wordt uitgewerkt, rekening houdend met recente inzichten rond MKBA's.

<sup>40</sup> Importeren en exporteren geldt ook voor andere energiedragers en goederen, zoals bijvoorbeeld producten van raffinaderijen of auto's. De verhouding tussen import en export en eigen verbruik zullen sterk verschillen, afhankelijk van het product. De handel zal minder volatiel zijn dan bij elektriciteit.

zal tot andere effecten op de handel leiden dan maatregelen afzonderlijk. Idealiter worden ook maatregelen meegenomen die leiden tot besparing (of toename, zoals bij warmtepompen en elektrische auto's) van het elektriciteitsverbruik, de uren waarin zich de effecten voordoen (en de mogelijkheden om te reageren op prijzen van elektriciteit (vraagrespons)). Dat komt overeen met analyses zoals bijvoorbeeld de Nationale Energieverkenning.

De milieukostenmethodiek geeft verder heel specifieke aanwijzingen over de te hanteren afschrijvingsperiode voor bouwtechnische (25 jaar) en elektromechanische (10 jaar) investeringen. Bij een aantal maatregelen lijkt dit niet goed (meer) aan te sluiten bij de werkelijk gehanteerde afschrijvingsperiodes. Dat geldt bijvoorbeeld voor veel gebouw-gerelateerde besparingsmaatregelen, voor kernenergie, en voor veel hernieuwbare energieopwekking. De berekeningen voor deze notitie gaan in deze gevallen uit van langere afschrijvingsperiodes.

Inzichten in nationale kosten veranderen door de tijd heen. Niet alleen leiden nieuwe inzichten in investerings- en onderhouds- en verbruikskosten tot andere nationale kosten, ook aannames over ontwikkelingen in het achtergrondscenario zoals brandstof en CO<sub>2</sub> prijzen in het ETS en ontwikkelingen in de landen om ons heen beïnvloeden de hoogte van nationale kosten.



# Annex 2: Samenstelling van de illustratieve pakketten

Deze annex geeft een overzicht van welke maatregelen zijn meegenomen in de verschillende pakketten. Maatregelen die met een (\*) zijn aangegeven, zijn gedeeltelijk meegenomen en niet voor het volledige potentieel dat is aangegeven in hoofdstuk 2. Dit is gedaan om rekening te houden met beperkingen ten aanzien van het deel van het (technisch) potentieel dat met beleid te ontsluiten is.

## **Pakket 'Laagste kosten'**

### Elektriciteit:

- Geen kernenergie
- Wind op land (\*)
- 8 GW grootschalig zon-PV
- 8,8 GW extra wind op zee
- Sluiting kolencentrales voor 2030

### Industrie:

- Recycling (\*)
- Procesefficiencyverbeteringen (\*)
- CCS Industriële procesemissies laag (NH<sub>3</sub>-productie, H<sub>2</sub>-productie)
- CCS Industriële emissies staalindustrie (\*)
- CCS Raffinaderijen (excl. waterstof) (\*)
- Biomassaketels industrie (\*)
- CCS Industriële emissies algemeen (\*)

### Gebouwde omgeving:

- A+++ apparaten (\*)
- LED-verlichting dienstensectoren (\*)
- Warmteterugwinning dienstensectoren
- 8 GW Zon-PV dienstensectoren
- Zonneboiler/warmtepomp dienstensectoren (\*)
- Optimalisatie energiegebruik dienstensectoren (\*)

### Verkeer:

- Stimuleren zuinige banden
- Aanscherping normstelling bij personen- en bestelauto's conform EU-voorstellen.
- Vrachtauto's en opleggers 2,8% efficiency verbetering per jaar.
- Realisatie ambitie nulemissie personenauto's conform regeerakkoord (100% aandeel FEV in nieuwverkopen)
- Invoeren kilometerheffing vrachtverkeer

### Landbouw en LULUCF:

- LED verlichting kassen (\*)
- Geothermie kassen (\*)
- Levensduurverlening melkvee
- Methaanoxidatie mest
- Kas als energiebron (\*)
- Nitrificatieremmers
- Precisiebemesting

## **Pakket 'Laagste kosten met LULUCF'**

Idem als pakket 'Laagste kosten', maar dan met toevoeging van de maatregelen:

### Landbouw en LULUCF:

- Stoppen met ontbossing

- Slim bosbeheer (productiever bos)
- Onderwaterdrainage
- Passieve vernatting
- Verhogen koolstofvastlegging landbouwgrond
- Vastlegging van CO<sub>2</sub> door olivijn
- Landbouwgrond naar natte landbouw

**Pakket 'Transitie, extra reductie'.**

Idem als pakket 'Laagste kosten', maar dan met toevoeging van de maatregelen:

Industrie:

- Elektrificatie industrie

Verkeer:

- Bijmengen van 2e generatie biobrandstoffen in het wegverkeer

Gebouwde omgeving:

- Warmtenetten (\*)
- NOM-renovatie woningen (\*)
- Groen gas (\*)

**Pakket 'Transitie, extra reductie met LULUCF'.**

Idem als pakket 'Transitie, extra reductie', maar dan met toevoeging van de maatregelen:

Landbouw en LULUCF:

- Stoppen met ontbossing
- Slim bosbeheer (productiever bos)
- Onderwaterdrainage
- Passieve vernatting
- Verhogen koolstofvastlegging landbouwgrond
- Vastlegging van CO<sub>2</sub> door olivijn
- Landbouwgrond naar natte landbouw

**Pakket 'Transitie, zelfde reductie'.**

Idem als pakket 'Transitie, extra reductie', maar dan zonder de maatregelen:

Industrie:

- Biomassaketels industrie
- CCS Industriële emissies algemeen

Gebouwde omgeving:

- Optimalisatie energiegebruik dienstensectoren

Landbouw en LULUCF:

- Levensduurverlenging melkvee
- Methaanoxidatie mest
- Nitrificatieremmers
- Precisiebemesting

**Pakket 'Transitie, zelfde reductie met LULUCF'.**

Idem als pakket 'Transitie, zelfde reductie', maar dan met toevoeging van de maatregelen:

Landbouw en LULUCF:

- Stoppen met ontbossing
- Slim bosbeheer (productiever bos)
- Onderwaterdrainage
- Passieve vernatting
- Verhogen koolstofvastlegging landbouwgrond
- Vastlegging van CO<sub>2</sub> door olivijn