



Planbureau voor de Leefomgeving

# EFFECT KABINETSVOORSTEL CO<sub>2</sub>- HEFFING INDUSTRIE

**Robert Koelemeijer, Jan Ros, Corjan Brink, Michiel Hekkenberg, Paul Koutstaal,  
Bert Daniëls**

**18 juni 2019**

PBL

## **Colofon**

### **Effect kabinetsvoorstel CO<sub>2</sub>-heffing industrie**

© PBL Planbureau voor de Leefomgeving

Den Haag, 2019

PBL-publicatienummer: 3737

## **Contact**

robert.koelemeijer@pbl.nl

## **Auteurs**

Robert Koelemeijer, Jan Ros, Corjan Brink, Michiel Hekkenberg, Paul Koutstaal, Bert Daniëls

Delen uit deze publicatie mogen worden overgenomen op voorwaarde van bronvermelding: Koelemeijer R. et al. (2019), Effect kabinetsvoorstel CO<sub>2</sub>-heffing industrie, 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

1	Inleiding	4
2	Technische interpretatie van het voorstel	5
2.1	ODE-/energiebelastingsschuif en varianten voor CO <sub>2</sub> -heffing	5
2.2	Beperkingen subsidieerbaarheid CCS	7
3	Overkoepelend beeld en kwalitatieve reflectie	8
4	Nadere toelichting op effecten van het voorstel	11
4.1	Methodiek en uitgangspunten	11
4.2	Bepalen van de hoogte van de tonnenheffing	13
4.3	Effecten van heffingsvarianten	15
	4.3.1 Effecten variant 1, op basis van heffing alleen	16
	4.3.2 Effecten varianten 1, 2 en 3, op basis van uitputting subsidiebudget	17
	4.3.3 Effecten variant 4	20
4.4	Effect van beperkingen ten aanzien van CCS	20
4.5	Effecten op emissies van de overige industrie	21
5	Risico op verplaatsingseffecten	21
6	Effecten op de elektriciteitssector	23
7	Effecten op emissies van andere sectoren	25
8	Referenties	25
	Bijlage 1: Voorstel aanpassing EB/ODE	27

# 1 Inleiding

Op 26 april jl. heeft de minister van Economische Zaken en Klimaat het PBL verzocht om een doorrekening van een aantal varianten binnen een voorstel voor het invoeren van een CO<sub>2</sub>-heffing in de industrie in combinatie met aanpassing van de tarieven van de Energiebelasting (EB) en de Opslag Duurzame Energie (ODE). In deze notitie zijn deze varianten geanalyseerd.

Het voorstel van het kabinet is te zien als amendement op onderdelen van het ontwerp Klimaatakkoord (OKA). Het in het OKA voorgestelde systeem van verplichte bedrijfsplannen met de malusregeling in de sector industrie zou komen te vervallen; de voorgestelde CO<sub>2</sub>-heffing komt daarvoor in de plaats. Ook vervangt het kabinetsvoorstel voor aanpassing van de EB en de ODE de voorstellen in het OKA op dit punt. In deze analyse is verondersteld dat de overige elementen in het OKA niet veranderen. Ten behoeve van deze analyse heeft overleg plaatsgevonden tussen medewerkers van het PBL en het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat, het Ministerie van Financiën en de Nederlandse Emissieautoriteit. Bij dat overleg is het kabinetsvoorstel op onderdelen verduidelijkt.

Naast het ontlocken van het nemen van (technische) emissiereducerende maatregelen bij bedrijven, kan een CO<sub>2</sub>-heffing in de industrie aanleiding geven tot verandering van de economische structuur. Het PBL kon de invloed van het voorstel op de economische structuur slechts indicatief inschatten.

Het PBL heeft omwille van een zo snel mogelijke beantwoording op onderdelen voor een vereenvoudigde aanpak gekozen. Het was daarom slechts mogelijk om de effecten van het voorstel op hoofdlijnen en partieel te benaderen. Deze notitie geeft daarmee een indicatie van de kwantitatieve effecten van het voorstel, met een kwalitatieve toelichting op verschillende relevante aspecten. Parallel aan deze notitie heeft het CPB de budgettaire, lasten- en inkomenseffecten van het kabinetsvoorstel geanalyseerd (CPB, 2019).

In de analyse is kwantitatief – in een bandbreedte – aangegeven wat de emissiereductie zou kunnen zijn bij ontwikkelingen van energie- en CO<sub>2</sub>-prijzen conform het basispad<sup>1</sup> en conform actuele prijsverwachtingen, onder de veronderstelling van dezelfde productievolumes als in het basispad. Bij deze berekeningen worden ook de voorziene opbrengst van de heffing, de nationale kosten en de benodigde investeringen om de emissiereductie te realiseren gerapporteerd. Meer kwalitatief wordt ingaan op het risico van een CO<sub>2</sub>-weglek.

We hebben ons in de analyse geconcentreerd op de industrie, omdat daar de grootste effecten verwacht worden. Ook de gevolgen voor emissies en nationale kosten van de daarmee gepaarde gaande verandering in de vraag naar elektriciteit is in de analyse betrokken. Effecten in andere sectoren (gebouwde omgeving, mobiliteit en landbouw) zijn slechts summier beschouwd om verschillende redenen. Ten eerste zijn bij de betreffende sectoren de effecten van het hier beschouwde voorstel waarschijnlijk gering (maximaal enkele tienden van megatonnen). Ten tweede heeft het kabinet aangegeven de voorstellen uit het OKA bij deze sectoren ook op andere onderdelen te willen aanpassen. Het hier genoemde voorstel voor CO<sub>2</sub>-heffing en aanpassing van de EB/ODE zou daarmee in samenhang geanalyseerd moeten worden. Dit valt echter buiten het bestek van deze notitie.

---

<sup>1</sup> Als basispad is gekozen voor de ontwikkeling conform de Nationale Energieverkenning 2017, variant vastgesteld en voorgenomen beleid, maar zonder verdere openstelling van de SDE+-regeling na 2019 (Schoots et al., 2017). Dit basispad is daarmee gelijk aan dat gehanteerd bij de doorrekening van het ontwerp Klimaatakkoord.

De notitie biedt dus geen alomvattende en integraal consistente analyse van het voorstel. Het PBL is echter van mening dat, ondanks het indicatieve en niet volledig kwantitatieve karakter van de resultaten, de beschreven deelinzichten met betrekking tot dit voorstel behulpzaam kunnen zijn in het besluitvormingsproces rond het invoeren van een CO<sub>2</sub>-heffing.

Paragraaf 2 geeft aan hoe het PBL de varianten van het kabinetsvoorstel heeft geïnterpreteerd. Paragraaf 3 geeft het samenvattende en overkoepelende beeld van de effecten van het voorstel, en geeft een aantal aandachtspunten voor het kabinet. Paragraaf 4 onderbouwt en illustreert dit beeld op verschillende manieren, onder de veronderstelling dat de heffing niet tot verplaatsing van de Nederlandse industrie naar het buitenland leidt. Paragraaf 5 analyseert de risico's op weglek. Paragraaf 6 gaat in op de gevolgen voor de elektriciteitssector. Paragraaf 7 beschouwt beknopt de gevolgen voor andere sectoren.

## 2 Technische interpretatie van het voorstel

Het kabinet heeft voorgesteld om de energiebelasting (EB) en opslag duurzame energie (ODE) te veranderen en een CO<sub>2</sub>-heffing in te voeren voor de industrie. De CO<sub>2</sub>-heffing kent vier varianten (zie paragraaf 2.1). Ook heeft het kabinet drie denkbare opties aangegeven die beperkingen aanbrengen in de subsidieerbaarheid van afvang en opslag van CO<sub>2</sub> (CCS) (zie paragraaf 2.2).

### 2.1 ODE-/energiebelastingsschuif en varianten voor CO<sub>2</sub>-heffing

Het voorstel van het kabinet kent vier varianten, zoals weergegeven in Tabel 1.

**Tabel 1 Voorgestelde varianten voor een CO<sub>2</sub>-heffing in de industrie.**

Variant	Omschrijving
1	ODE-/energiebelastingsschuif en een heffing gericht op het 'tonnendoel'
2	Als variant 1, aangevuld met een vlakke heffing
3	Als variant 1, aangevuld met een CO <sub>2</sub> -minimumprijs als vlakke heffing
4	Als variant 1, aangevuld met een vlakke heffing en vervallen van ODE in 4 <sup>e</sup> schijf

#### **Variant 1 en algemene kenmerken van alle varianten**

##### ODE-/energiebelastingsschuif

- De energiebelasting op gasverbruik in de 1<sup>e</sup> schijf wordt verhoogd met 4 ct/m<sup>3</sup> in 2020 en loopt jaarlijks met 1 ct/m<sup>3</sup> op tot 10 ct/m<sup>3</sup> in 2026 en verder<sup>2</sup> (zie ook bijlage 1).
- De energiebelasting op het elektriciteitsverbruik in de 1<sup>e</sup> schijf neemt af met 0,49 ct/kWh in 2021, en neemt jaarlijks verder af tot een afname met 2,3 ct/kWh in 2030.
- De belastingvermindering in de energiebelasting en opslag duurzame energie (ODE) wordt verhoogd met in totaal 120 euro in 2020, en loopt verder op tot 136 euro in 2030.
- De tarieven voor de ODE worden vanaf 2020 voor zowel gas als elektriciteit voor vrijwel alle belastingschijven gewijzigd. De verschuiving wordt gekenmerkt door een verhoging van de tarieven in de hogere schijven en op gasverbruik en een relatieve verlaging in de eerste schijf en op elektriciteitsverbruik.

<sup>2</sup> Ter vergelijking: de verhoging van de EB op gas komt overeen met die uit het OKA (variant B). De verlaging van de EB op elektriciteit bedroeg 3 en 5 ct/kWh in 2030 in de OKA-varianten A en B, respectievelijk. De belastingvermindering in het OKA liep op naar 65 euro. De ODE werd in het OKA niet aangepast.

### Heffing gericht op het tonnendoel

- Er wordt een heffing ingevoerd die gericht is op het halen van het tonnendoel van 14,3 Mton. De heffing wordt vormgegeven als een minimumprijs t.o.v. de prijs in het EU-ETS. Aan deze heffing wordt in deze notitie verder gerefereerd als 'tonnenheffing'.
- Aan het PBL is gevraagd de hoogte van de heffing te bepalen zodanig dat het tonnendoel voor de industrie gehaald wordt<sup>3</sup>.
- De heffing geldt voor emissies van bedrijven die onder het EU-ETS vallen, afvalverbrandingsinstallaties (AVI's), producenten van caprolactam en voor de N<sub>2</sub>O-emissies van Chemelot.
- De heffing heeft een heffingsvrije voet die aansluit bij het tonnendoel voor de industrie van 2030 (en inclusief evt. aanvullende marge, indien noodzakelijk). De eventueel teveel uitgestoten CO<sub>2</sub> wordt belast.
- Zowel de (nog) vrijgestelde CO<sub>2</sub>-uitstoot als de hoogte van de heffing worden gebaseerd op objectieve en verifieerbare gegevens en door de overheid meerjarig vastgesteld. De vrijgestelde uitstoot wordt gebaseerd op de ETS-benchmarks die de NEa reeds gebruikt voor het ETS. Deze benchmarks laten voor ca. 50 productcategorieën zien hoeveel CO<sub>2</sub> er per eenheid product gemiddeld wordt uitgestoten door de 10% producenten met de laagste uitstoot in Europa. Bedrijven moeten richting 2030 in elk geval zo veel gaan reduceren dat zij binnen Europa tot de beste 10% gaan behoren<sup>4</sup>. Daar bovenop wordt de resterende reductieopgave van de sector pro rato verdeeld over de installaties. Dit betekent dat de industriële installaties tot de beste 10% moeten behoren en dat ze daarbovenop allemaal nog procentueel zo veel beter worden als benodigd is om het industriedoel te realiseren. Uitstoot daarboven wordt belast<sup>5</sup>.
- Bedrijven mogen hun vrijgestelde uitstoot binnen een bepaald jaar onderling verhandelen (en dus niet over jaargrenzen heen). Bedrijven waarvoor emissiereductie relatief duur is, kunnen zo één-op-één vrijgestelde uitstoot overnemen van een bedrijf waarvoor dit goedkoper is en die dan meer moet reduceren.
- De middelen voor de SDE++ (550 mln euro in 2030 in lopende prijzen) blijven beschikbaar om de onrendabele top te vergoeden van emissiereductiemaatregelen in de industrie anders dan die al subsidiabel zijn via de reguliere SDE+.
- Eventuele baten van vermeden afdracht vanwege de 'tonnenheffing' worden niet in mindering gebracht bij de berekening van de onrendabele top. De EU-ETS-prijs wordt wel in mindering gebracht op de onrendabele top. De gehele emissiereductie als gevolg van een maatregel komt in aanmerking voor subsidie.
- Eventuele opbrengsten uit de heffing komen beschikbaar als subsidie die kan worden ingezet op dezelfde manier als de SDE++.

### **Variant 2**

- Als variant 1, maar aangevuld met een vlakke heffing (een heffing over de gehele emissie) van 5 euro/ton.
- Opbrengsten van de vlakke heffing worden via subsidie teruggesluisd ten behoeve van de verduurzaming van de industrie.
- Eventuele baten van vermeden afdracht vanwege de aanvullende vlakke CO<sub>2</sub>-heffing worden in mindering gebracht bij de berekening van de onrendabele top.

---

<sup>3</sup> In het basispad daalt de emissie van de industrie tot 50 Mton in 2030. Het 'tonnendoel' voor de industrie is 14,3 Mton. Als dit wordt gerealiseerd is de resterende emissie in 2030 vanuit de industrie 35,7 Mton.

<sup>4</sup> EZK heeft aangegeven dat indien voor installaties geen ETS-benchmark beschikbaar is, het PBL in de doorrekening kan uitgaan van een vrijstelling op basis van historische emissies en een efficiencyverbeteringscomponent.

<sup>5</sup> Dit levert daarmee een in de tijd dalend niveau van vrijgestelde emissieruimte voor de tonnenheffing, die onder andere is gebaseerd op de EU-benchmark. In deze notitie duiden we dit verder aan als de 'benchmarklijn'.

### Variant 3

- Als variant 1, maar aangevuld met een CO<sub>2</sub>-minimumprijs over de gehele emissie.
- In variant 3a is deze minimumprijs gelijk aan de minimumprijs zoals die voor de elektriciteitssector is voorgesteld (dus oplopend van 13,5 euro/ton in 2021 naar 31,9 euro/ton in 2030).
- In variant 3b is deze minimumprijs gelijk aan de huidige verwachting van de prijsontwikkeling in het EU-ETS (Brink, 2018), verhoogd met 5 euro/ton. In dit geval loopt de minimumprijs op van 26,5 euro/ton in 2020 naar 51,3 euro/ton in 2030.
- Opbrengsten van de vlakke heffing worden via subsidie teruggesluisd ten behoeve van de verduurzaming van de industrie.
- Eventuele baten van vermeden afdracht vanwege de aanvullende CO<sub>2</sub>-minimumprijs worden in mindering gebracht bij de berekening van de onrendabele top.

### Variant 4

- Als variant 1, maar aangevuld met een vlakke heffing (een heffing over de gehele emissie) op een niveau zodanig dat de opbrengst gelijk is aan die van de ODE in de 4<sup>e</sup> schijf.
- De Opslag Duurzame Energie (ODE) in de 4<sup>e</sup> schijf komt te vervallen.
- Eventuele baten van vermeden afdracht vanwege de aanvullende vlakke CO<sub>2</sub>-heffing worden in mindering gebracht bij de berekening van de onrendabele top.

Ten behoeve van deze analyse heeft PBL het tarief als volgt bepaald. De opbrengst uit de ODE in de 4<sup>e</sup> schijf is door het Rijk geraamd op 62 miljoen euro in 2021. Dit loopt op naar 84 miljoen euro in 2030. Indien de industriële emissies in deze periode lineair afnemen tot het indicatieve sectorplafond (35,7 Mton) in 2030, volgt hieruit een heffing van 1,2 euro/ton in 2021, oplopend naar 2,4 euro/ton in 2030.

## 2.2 Beperkingen subsidieerbaarheid CCS

Het kabinet heeft drie denkbare opties aangegeven die beperkingen aanbrengen in de subsidieerbaarheid van afvang en opslag van CO<sub>2</sub>. Deze beperkingen, aangeduid met 'zeef', 'horizon' en 'plafond', kunnen afzonderlijk of gezamenlijk worden aangebracht:

- 'Zeef': Alleen technieken, processen en sectoren die geen kosteneffectief alternatief anders dan CCS kennen om emissies te reduceren komen in aanmerking voor SDE++-subsidie.
- 'Horizon': Er worden geen SDE++ beschikkingen afgegeven voor fossiele CCS-aanvragen na 2035 (uitgezonderd CCS bij AVI's en mogelijk pre-combustion CCS afhankelijk van de ontwikkeling van groene waterstof).
- 'Plafond': Er wordt een indicatief plafond voor subsidiëring CCS ingesteld van 7,2 Mton als onderdeel van de reductieopgave industrie (14,3 Mton) en van ca. 3 Mton als onderdeel van de reductieopgave elektriciteit (20,2 Mton) – dit laatste betreft de emissies in de elektriciteitssector, die vrijkomen bij de verbranding van industriële restgassen (bv. staalproductie). Toepassen van CCS bij biogene (negatieve) emissies, AVI's en pre-combustion blauwe waterstof worden uitgesloten van dit indicatieve plafond.

### 3 Overkoepelend beeld en kwalitatieve reflectie

#### **Analyses hebben een indicatief karakter**

Ten behoeve van deze notitie zijn berekeningen naar het effect van de verschillende beleidsvarianten uitgevoerd. Deze berekeningen hebben een indicatief karakter, omdat de binnen het PBL beschikbare rekentools (zie o.a. Ros en Wetzels, 2019) niet op korte termijn geschikt gemaakt konden worden als het gaat om de simulatie van de combinaties van de voorgestelde instrumenten, en aanpassingen van deze rekentools binnen de beschikbare korte termijn onmogelijk waren.

Belangrijke onzekerheden in het gedrag van bedrijven vormen (1) de onzekerheid in welke mate bedrijven hun emissies meer zullen reduceren dan nodig is om beneden hun eigen benchmarklijn te komen en hun 'overschot' verkopen aan andere bedrijven en (2) de mate waarin bedrijven zullen concurreren om de beschikbare subsidiemiddelen en met hoeveel subsidie ze genoeg nemen. Met name de interactie tussen het tussen bedrijven onderling verhandelen van vrijgestelde emissieruimte en de concurrentie om de beschikbare subsidie kon door het PBL binnen de beschikbare tijd niet in de rekentools worden verwerkt. De belangrijkste conclusies die te trekken zijn op basis van de indicatieve berekeningen zijn hieronder samengevat.

#### **Benodigde tarief tonnenheffing hangt af van subsidiebudget**

Het tarief voor de tonnenheffing dat nodig is om met 50% kans<sup>6</sup> het emissiereductiedoel van 14,3 Mton voor de industrie te realiseren hangt af van de mate waarin de beschikbare subsidiemiddelen toereikend zijn om de onrendabele top van maatregelen die bedrijven zouden moeten nemen te vergoeden. Als er voldoende subsidiemiddelen beschikbaar zijn, is een beperkte heffing (typisch enkele tientallen euro's/ton CO<sub>2</sub>) al voldoende om bedrijven aan te zetten tot het nemen van maatregelen.

Als de subsidiemiddelen daarvoor echter niet voldoende zijn, zal een deel van de emissiereductie op grond van de heffing alleen moeten worden gerealiseerd. In dat geval is een heffing nodig die oploopt naar een niveau van tussen de 90 en 165 euro/ton in 2030. De marge hierin wordt vooral veroorzaakt door onzekerheid over de mate waarin het goedkoopste deel van het emissiereductiepotentieel kan worden ontsloten (zie paragraaf 4). Bij de hier gehanteerde aannames en een volledig kostenoptimale inzet van het beschikbare potentieel zou een tarief oplopend naar 90-115 euro/ton in 2030 volstaan; indien een deel van de goedkopere maatregelen niet genomen wordt, zou een tarief oplopend naar 160-165 euro/ton in 2030 nodig zijn.

#### **Subsidiebudget niet altijd voldoende om alle maatregelen te subsidiëren**

De mate waarin het subsidiebudget toereikend is om de onrendabele top van alle maatregelen gezamenlijk weg te subsidiëren hangt af van in hoeverre goedkope deel van het potentieel kan worden ontsloten en van de omvang van de terugsluis.

Het is denkbaar dat bedrijven een deel van de relatief goedkope maatregelen niet nemen, als dat niet nodig is om onder hun eigen benchmarklijn te komen, ook al zou dat op zichzelf een rendabele investering zijn. Zo zal een bedrijf zo'n investering immers altijd afwegen tegen andere (mogelijk rendabelere) investeringen. Daarom is in deze analyses, naast een volledig kostenoptimale uitrol van maatregelen, ook gerekend met situaties waarbij 20% of 40% van het technisch potentieel is weggelaten. Ook een deel van het relatief goedkope potentieel valt daardoor weg.

---

<sup>6</sup> In paragraaf 4 is algemener geanalyseerd wat de kans op doelbereik is, uitgaande van heffingsbedragen die variëren tussen 100 en 175 euro/ton.



De nationale kosten en de totale onrendabele top van de maatregelen die nodig zijn om het reductiedoel te halen nemen toe naarmate een groter deel van het initiële potentieel is weggelaten. Daardoor kunnen er situaties ontstaan waarbij de het beschikbare subsidiebudget lager is dan de onrendabele top van alle benodigde maatregelen samen. Dit is het geval in variant 1 indien een deel van de goedkope reductiepotentieel niet wordt aangeboden. In variant 1 is er geen terugsluis vanuit de tonnenheffing, omdat de tonnenheffing zodanig is gekozen dat het emissiereductiedoel wordt gehaald, en de heffingsgrondslag daardoor is verdwenen<sup>7</sup>. In varianten met ook een vlakke heffing nemen door terugsluis de beschikbare subsidiemiddelen toe en de onrendabele top af, waardoor de omvang van de subsidiemiddelen groter kan zijn dan de totale onrendabele top van maatregelen die nodig zijn om het reductiedoel te halen, ook indien een deel van de goedkope reductiepotentieel niet wordt aangeboden.

### **Interacties tussen de tonnenheffing en subsidie versterken elkaars prikkels**

Onderlinge interacties tussen de tonnenheffing en subsidie zorgt voor prikkels in het systeem die de kans verkleinen dat bedrijven uiteindelijk een maatregel zonder enige subsidie zouden nemen en de kans vergoten dat het tonnen doel wordt gehaald. Ten eerste is het denkbaar dat bedrijven die aan zien komen dat ze subsidie mis zullen lopen, zullen besluiten om met minder subsidie genoeg te nemen dan de onrendabele top. Dat is immers altijd nog gunstiger dan helemaal geen subsidie. Ten tweede is het denkbaar dat de subsidiemiddelen die in de praktijk naar de industrie zullen vloeien groter zijn dan hier verondersteld. De SDE++ zal in de praktijk namelijk vormgegeven worden als een open regeling met zoveel mogelijk concurrentie tussen emissiereductieopties in verschillende sectoren. Het is dus niet uit te sluiten dat er meer subsidiebudget naar bedrijven gaat dan het indicatieve budget van €550 mln voor niet-hernieuwbare energieprojecten vermeerderd met de middelen voor hernieuwbare energieprojecten en de middelen vanuit terugsluis van een eventuele vlakke heffing, zoals dat in de berekeningen in deze notitie is verondersteld. Ten derde zal de tonnenheffing opbrengsten genereren indien de emissiereducties achterblijven bij een lineaire afname richting het doel. Deze middelen zullen beschikbaar komen voor subsidie, waardoor de kans op doelbereik ook hierdoor toeneemt. Dit kan ertoe leiden dat, door de combinatie van beschikbaarheid van subsidie en de heffing, een lagere heffing al afdoende zou kunnen zijn om het emissiedoel te bereiken dan wanneer wordt uitgegaan van alleen een heffing.

### **Tonnenheffing oplopend tot ruim boven 100 euro/ton lijkt nodig om reductiedoel te kunnen halen**

Bovenstaande impliceert dat een goede afstemming nodig zal zijn tussen de omvang van de subsidiemiddelen, de hoogte van de heffing (tonnenheffing en eventueel vlakke heffing) en de terugsluis van de opbrengst van de heffingen ten behoeve van de verduurzaming van de industrie. De combinatie van prikkels (subsidie en heffing) kan elkaar versterken en de kans op doelbereik groter maken dan de prikkels individueel. Niettemin is het, gelet op de (onvermijdelijke) onzekerheden in de reactie van bedrijven op het beleid, raadzaam een marge te hanteren bij het vaststellen van de geaggregeerde reductieopgave als basis voor de vrijstelling van de tonnenheffing. Het hanteren van een marge zal de reductiedoelstelling voor de industrie steviger borgen en ruimte laten om tegenvallers bij de uitvoering op te vangen of ruimte laten voor vestiging van nieuwe bedrijven. Naarmate de omvang van de van tonnenheffing vrijgestelde emissies lager wordt gekozen, neemt de kans op doelbereik toe, zoals geïllustreerd in hoofdstuk 4. Alles overziend zal een niveau oplopend tot ruim boven de 100 euro/ton nodig zijn om ook in situaties waarbij subsidiemiddelen tekort schieten om de totale onrendabele top te vergoeden het tonnen doel te kunnen halen.

---

<sup>7</sup> Dit veronderstelt wel dat bedrijven die hun emissies verder hebben vermindert dan nodig is om onder hun eigen benchmarklijn te komen hun vrijgestelde emissieruimte verhandelen aan andere bedrijven die nog boven hun benchmarklijn zitten. Ook kan er in de jaren voordat het emissiedoel wordt gehaald sprake zijn van opbrengsten uit de tonnenheffing.

### **Aanzienlijke bandbreedte in nationale kosten**

De nationale kosten die samenhangen met de maatregelen in de industrie (maar nog exclusief de kosten in de elektriciteitssector) hangen sterk af van de mate waarin het goedkope potentieel wordt ontsloten, en van de veronderstelde prijzen voor energie en CO<sub>2</sub>-emissierechten in het EU-ETS. In de beschouwde varianten liggen de nationale kosten tussen de 40 en 650 mln euro (meerkosten ten opzichte van het basispad). De verschillen in nationale kosten tussen varianten is kleiner dan de onzekerheid binnen een individuele variant. De cumulatieve (meer)investeringen in de industrie bedragen circa 5,5 tot 6,5 mld euro in de periode 2020-2030.

### **Voorbereiding benodigde infrastructuur is randvoorwaardelijk voor effecten**

In de analyse is verondersteld dat de overheid de infrastructuur die nodig is om een emissiereductiemaatregel te kunnen uitvoeren tijdig beschikbaar heeft. Dit vergt een goede, onderling afgestemde, samenhang van besluiten van verschillende partijen (zowel private partijen als de overheid). Veelal zal dat zijn binnen een bepaalde industriële regio. In het kabinetsvoorstel is niet ingegaan op de wijze waarop deze noodzakelijke samenhang georganiseerd gaat worden. Omdat de organisatie hiervan tijds- en aandachtsintensief zal zijn, raadt het PBL het kabinet aan hier, parallel aan de vormgeving van de heffing en subsidie, de benodigde aandacht aan te schenken.

### **Risico op wegleffecten is bij de meeste varianten gering**

Bovenstaande analyses gaan uit van industriële productievolumes die gelijk zijn als verondersteld in het basispad. De risico's op verplaatsingseffecten/CO<sub>2</sub>-weglek naar het buitenland zijn bij de meeste varianten van de heffing gering. Risico's kunnen ontstaan bij bedrijven die niet zelf beschikken over goedkoop reductiepotentieel indien het budget voor subsidie ontoereikend is. Bij variant 3b (minimumprijs op basis van huidige EU-ETS-prijsverwachting + 5 euro/ton) loopt de minimumprijs op tot boven de 50 euro/ton in 2030. Indien de prijs in het EU-ETS daar ruim onder zou komen te liggen, kan er sprake zijn van een niet te verwaarlozen risico op weglek. Bij de andere varianten zijn deze risico's kleiner.

### **Het voorstel leidt tot verdelingseffecten binnen de industrie**

Het voorstel leidt tot verdelingseffecten binnen de industrie: bedrijven met veel en goedkoop reductiepotentieel worden financieel bevoordeeld ten opzichte van bedrijven die dat niet hebben. Bedrijven met goedkoop potentieel hebben namelijk een grotere kans om in aanmerking te komen voor subsidie: de goedkoopste emissiereducties krijgen immers als eerste subsidie toegekend. Deze bedrijven krijgen ook subsidie over het deel van de emissiereductie dat ze niet zelf nodig hebben. De waarde van dit overschot niet wordt meegenomen bij het bepalen van de onrendabele top. Dit overschot kunnen ze verhandelen met andere bedrijven die niet zelf beschikken over relatief goedkoop reductiepotentieel, waardoor ze er per saldo aan kunnen verdienen, terwijl andere bedrijven per saldo kosten zullen maken. Of een dergelijke vormgeving juridisch houdbaar is, is door het PBL niet onderzocht.

### **Weinig effect van beperkingen ten aanzien van de subsidieerbaarheid van CCS**

De door het kabinet genoemde beperkingen ten aanzien van de subsidieerbaarheid van CCS in de industrie (waaronder een plafond voor de industrie van 7,2 Mton) zullen tot 2030, zowel individueel als gezamenlijk, naar verwachting nauwelijks invloed hebben op de toepassing van CCS. Zo zijn het toepassen van CCS bij biogene emissies, AVI's en pre-combustion blauwe waterstof uitgesloten van het genoemde indicatieve plafond voor CCS. Mogelijk kan blauwe waterstofproductie ten behoeve van verdere verwerking tot ammoniak ook buiten dit plafond vallen. Ook valt ca. 3 Mton CCS bij elektriciteitsproductie op basis van verbranding van industriële restgassen buiten het plafond voor de industrie.

### **Extra elektriciteitsvraag vanuit de industrie heeft effecten op de elektriciteitssector**

De voorgestelde varianten zullen leiden tot een hogere elektriciteitsvraag in de industrie dan verondersteld bij de doorrekening van het OKA. Deze hogere elektriciteitsvraag zal deels leiden tot hogere elektriciteitsproductie binnen Nederland en deels tot minder export van elektriciteit (of meer import). De emissies in de elektriciteitssector zullen daardoor circa 0,4 tot 1,5 Mton hoger uitvallen dan in de doorrekening van het OKA. De nationale kosten in 2030 voor de elektriciteitssector zullen daardoor circa 50-200 mln euro hoger liggen dan volgend uit het OKA.

## **4 Nadere toelichting op effecten van het voorstel**

Het PBL heeft berekeningen uitgevoerd om antwoord te geven op de vragen van het kabinet. Deze berekeningen hebben een indicatieve waarde, omdat de binnen het PBL beschikbare rekentools beperkingen kennen als het gaat om de simulatie van de combinaties van de voorgestelde instrumenten. De door het PBL gehanteerde methodiek en uitgangspunten zijn beschreven in paragraaf 4.1. Het PBL is gevraagd om het niveau van de tonnenheffing zodanig te bepalen dat het doel van 14,3 Mton emissiereductie in de industrie (afname ten opzicht van het basispad) wordt gehaald. Dit is geanalyseerd in paragraaf 4.2. In paragraaf 4.3 is vervolgens het effect van verschillende varianten voor een CO<sub>2</sub>-heffing geanalyseerd, gebruikmakend van de tonnenheffing uit paragraaf 4.2. In paragraaf 4.4 wordt ingegaan op de betekenis van de voorgestelde beperkingen aan de toepassing van CCS. Paragraaf 4.5 bespreekt de effecten op de overige industrie die niet onder de CO<sub>2</sub>-heffing valt.

### **4.1 Methodiek en uitgangspunten**

In het voorgestelde instrumentarium is sprake van de mogelijkheid voor bedrijven om emissieruimte die is vrijgesteld van de 'tonnenheffing' onderling te verhandelen. Ook is er budget beschikbaar voor subsidie, en kunnen bedrijven concurreren om de beschikbare subsidie. De opbrengsten van de heffingen (tonnenheffing en vlakke heffing) worden teruggesluisd richting de industrie. Deze komen daarmee beschikbaar voor verduurzaming van de industrie, bovenop de 550 miljoen euro uit de SDE++ die beschikbaar is voor niet-hernieuwbare emissiereductieprojecten en de middelen uit de SDE+ voor hernieuwbare energieprojecten. De SDE++ werkt via een tendersystematiek waarbij ingediende emissiereductieprojecten concurreren om de beschikbare subsidie.

De interactie tussen de handel in vrijgestelde emissieruimte en de concurrentie om de beschikbare subsidie kon door het PBL binnen de beschikbare tijd niet in de rekentools worden verwerkt. Separaat zijn deze wel beschouwd. Bovendien geldt dat belangrijke elementen van de beleidsvoorstellen inspelen op specifieke bedrijfssituaties, maar data met betrekking tot emissiereducerende maatregelen slechts in zeer beperkte mate op dat niveau beschikbaar zijn. De berekeningen die zijn uitgevoerd hebben daarom een indicatieve waarde. Gelet op bovenstaande beperkingen heeft het PBL de voorstellen vanuit twee invalshoeken benaderd:

1. Analyses waarbij alleen wordt uitgegaan van de heffing (de tonnenheffing, en waar relevant vermeerderd met de vlakke heffing), zonder rekening te houden met subsidie (toegepast in paragraaf 4.2 en 4.3.1). In dit geval prikkelt alleen de heffing bedrijven om emissiereductiemaatregelen te nemen. In de berekeningen is verondersteld dat de heffing wordt geheven over de gehele emissie, terwijl de tonnenheffing alleen wordt geheven over het niet-vrijgestelde deel van de emissie. Maar omdat bedrijven emissiereducties kunnen verhandelen die verdergaan dan het niveau van hun 'benchmarklijn', veronderstellen we daarmee impliciet dat ze in dat geval verdergaande reducties aan andere bedrijven kunnen verkopen tegen de prijs van de tonnenheffing.

2. Analyses waarbij alleen wordt uitgegaan van volledige uitputting van het beschikbare subsidiebudget, zonder rekening te houden met de heffing (toegepast in paragraaf 4.3.2). In dit geval veronderstellen we dat het beschikbare subsidiebudget door bedrijven wordt uitgeput, en bekijken we hoeveel emissiereductie hiermee kan worden gerealiseerd.

Algemene uitgangspunten in de berekeningen die ten grondslag liggen aan de in deze paragraaf gepresenteerde effecten zijn:

- De analyses zijn uitgevoerd met de Monte-Carlo-simulatietool die ook is toegepast bij de doorrekening van het OKA (Ros en Wetzels, 2019). Op een aantal onzekere factoren, waaronder het emissiereductiepotentieel en de kosten, is gevarieerd, waardoor een kansverdeling ontstaat als resultaat van de doorrekening van een beleidsvariant. Hierdoor kan ook rekening worden gehouden met het 'discrete' karakter van een aanzienlijk deel van het reductiepotentieel van de industrie (een groot CCS-project gaat immers wel of niet door, en niet slechts half).
- Er is uitgegaan van een ontwikkeling van de industriële productie tot 2030 volgens het basispad. Net als bij de analyse van het OKA is het basispad conform de Nationale Energieverkenning 2017 zonder openstelling van de SDE+-regeling na 2019<sup>8</sup>. Eventuele verplaatsings- of wegleffecten zijn hierin dus niet meegenomen.
- Er is net als in het OKA een gevoeligheidsanalyse uitgevoerd met geactualiseerde verwachtingen voor prijzen van energiedragers en voor emissierechten in het EU-ETS (Tabel 2). De resultaten geven een indicatie van de gevoeligheid voor andere prijsontwikkelingen. De resultaten bij de actuele prijsverwachting kunnen echter niet worden beschouwd als resultaten bij een alternatief scenario. Immers, de economische ontwikkelingen zijn gelijk gehouden aan die in het basispad.
- De voorgestelde heffingsvarianten zijn van toepassing op ETS bedrijven, afvalverbrandingsinstallaties, producenten van caprolactam en op de N<sub>2</sub>O-emissies van Chemelot. Voor de overige niet-ETS bedrijven blijft daarmee – afgezien van de aanpassingen van de EB/ODE – het huidige beleidsregime van kracht.
- Er is verondersteld dat de benodigde infrastructuur op tijd beschikbaar is.
- De onrendabele top is berekend op basis van de uitgangspunten voor de SDE++-regeling zoals die ook in de analyse van het OKA zijn gehanteerd (Ros en Wetzels, 2019).
- Veranderingen in de kosten voor elektriciteit en aardgas worden verondersteld op te treden op basis van de eindverbruikskosten in de vierde schijf, tenzij anders vermeld.
- Alle berekeningen aan het effect van de heffingsvarianten zijn gedaan in combinatie met de voorgestelde aanpassingen aan de energiebelasting en opslag duurzame energie.
- Net als bij de analyse van het OKA is bij de onderkant van de bandbreedte verondersteld dat een mogelijk project bij Tata Steel om nafta te produceren op basis van restgassen niet doorgaat, en in de bovenkant van de bandbreedte dat dit wel doorgaat (PBL, 2019).

**Tabel 2 Prijzen in het basispad en actuele prijsverwachtingen**

	Eenheid	2018	2020	2025	2030	2020	2025	2030
			Basispad			Actuele prijsverwachting		
Olie <sup>1</sup>	Euro per vat	48	52	78	103	54	70	86
Gas <sup>2</sup>	Euro per m <sup>3</sup>	0.16	0.17	0.25	0.32	0.22	0.23	0.25
Kolen <sup>3</sup>	Euro per ton	56.2	53.1	61.0	68.8	75.2	74.9	74.7
Elektriciteit <sup>4</sup>	Euro per MWh	33	33	49	48	48	50	52
CO <sub>2</sub> <sup>5</sup>	Euro per ton	5.7	6.8	11.2	16.9	21.0	30.8	46.3

<sup>1</sup>North Sea Brent; <sup>2</sup>Groothandelsprijs; <sup>3</sup>Import ketelkolen Nederland; <sup>4</sup>Groothandelsprijs basislast; <sup>5</sup>Europees emissiehandelssysteem (ETS). Prijzen in constante prijzen 2018.

<sup>8</sup> De openstelling van de SDE+-regeling na 2019 is daardoor onderdeel van de effecten van het OKA.

Een onduidelijkheid is hoe beleidsmatig wordt omgegaan met warmtelevering aan de industrie door WKK-installaties waarvan de emissie niet tot de industrie wordt gerekend. Indien dergelijke WKK-inzet buiten het heffingsregime zou blijven, is dit een 'lek' in het systeem, en zou dit een (perverse) prikkel kunnen vormen om de huidige warmtevoorziening te vervangen door WKK-installaties die buiten het heffingsregime vallen. In deze analyse is er impliciet van uitgegaan dit lek geen rol speelt, maar hiervoor zullen wel voorzieningen moeten worden getroffen, bijvoorbeeld in de vorm van een verrekening van de emissies voor externe warmtelevering. Een dergelijke verrekening kan ook nodig zijn om te voorkomen dat elektriciteitsproductie met industriële WKK duurder uitpakt dan die met een niet-industriële WKK.

Het potentieel en de kosten van de emissiebeperkende maatregelen kan aanzienlijk verschillen van bedrijf tot bedrijf. Dit betekent dat de situatie reëel is dat er bedrijven zijn met meer relatief goedkoop reductiepotentieel dan de tonnenheffing bestrijkt. Indien bedrijven deze relatief goedkope maatregelen toch nemen en de heffingsvrije ruimte verkopen aan andere bedrijven die niet over goedkoop reductiepotentieel beschikken, wordt een kostenoptimale uitrol gerealiseerd. Er zijn in deze notitie analyses verricht waarbij verondersteld is dat inderdaad een kostenoptimale uitrol gerealiseerd wordt. Echter, het is ook denkbaar dat bedrijven een deel van deze relatief goedkope maatregelen niet nemen, als dat niet nodig is om onder hun eigen benchmarklijn te komen. Dit kan ook het geval zijn als de benodigde infrastructuur 'buiten de poort' niet beschikbaar is, of als op een andere wijze niet voldaan is aan voor maatregelen noodzakelijke randvoorwaarden. In dat geval kan dan relatief goedkoop potentieel onbenut blijven. Om die reden zijn er varianten doorgerekend waarbij niet alleen 100%<sup>9</sup>, maar ook ongeveer 80% en 60% van het totale potentieel aan maatregelen is meegenomen. In alle gevallen is het veronderstelde potentieel ruim boven de vereiste 14,3 Mton. Die 80% en 60% van de maatregelen zijn niet op kosteneffectiviteit geselecteerd, maar onder invloed van het beleid en de mogelijkheid tot handel is verondersteld dat daarbinnen wel weer een kosteneffectief pakket worden gerealiseerd.

## 4.2 Bepalen van de hoogte van de tonnenheffing

Het kabinet heeft het PBL verzocht om analyses te doen naar de hoogte van een CO<sub>2</sub>-heffing die nodig is om een emissiereductie van 14,3 Mton in 2030 te realiseren ten opzichte van het basispad. Het uitgangspunt is hierbij geweest dat de CO<sub>2</sub>-heffing alleen hoog genoeg moet zijn om ook bedrijven die niet een succesvol beroep kunnen doen op subsidie (bijvoorbeeld omdat het budget ontoereikend is) te prikkelen tot het nemen van de benodigde emissiereductiemaatregelen. Dit is daarmee een 'worst-case'-situatie; in de praktijk kunnen bedrijven immers bijvoorbeeld ook genoeg kunnen nemen met minder subsidie dan nodig is om de gehele onrendabele top af te dekken.

Aan de hand van berekeningen is geanalyseerd wat het effect van de hoogte van een heffing kan zijn op de emissiereductie. Daartoe is allereerst een analyse gemaakt op basis van een heffing die de gehele emissie van een bedrijf bestrijkt. De heffing, vormgegeven als minimumprijs ten opzichte van de prijs in het EU-ETS, is verondersteld lineair op te lopen van 30 euro per ton in 2021 tot een zeker niveau in 2030, waarop hier is gevarieerd. De emissiereducties die met zo'n heffing gerealiseerd zouden kunnen worden (de range, de waarde die met 50% kans gerealiseerd wordt en de kans op het halen van het emissiereductiedoel van 14,3 Mton – voorzover die kans groter is dan 50%) zijn weergegeven in Tabel 3. In Tabel 3 is dit gepresenteerd voor situaties waarbij het totale emissiereductiepotentieel is meegenomen, maar ook voor situaties die uitgaan van 80% en 60% van dit potentieel.

<sup>9</sup> In de analyse is uitgegaan van een totaal emissiereductiepotentieel van 32 Mton tot 2030 ten opzichte van het emissieniveau in het basispad (50 Mton).

De bandbreedte omvat onzekerheden in kosten en potentiëlen van emissiereductiemaatregelen in de industrie en de mate van flexibiliteit waarmee bedrijven maatregelen kunnen schuiven in de tijd. In de praktijk vallen emissiereductiemaatregelen in de tijd vaak samen met onderhoudscycli of met momenten waarop procesvernieuwing plaats vindt. Er is in de varianten gekozen voor een opzet waarbij de heffingsafdracht in de beginjaren beperkt is doordat zowel de heffingsplichtige emissieomvang als de hoogte van de heffing relatief laag beginnen. Dat leidt ertoe dat de netto contante waarde van maatregelen in de beginjaren zelfs met de tonnenheffing in vele gevallen negatief is<sup>10</sup>. In dat geval kan een maatregel dus nog ongunstig zijn en dus niet op dat moment worden genomen. Bij beperkte flexibiliteit ontstaat dan pas weer een window-of-opportunity bij een volgende onderhoudscyclus. Dit kan daarmee ten koste gaan van het emissiereductiepotentieel tot 2030; de emissiereductie-effecten van het voorstel liggen dan meer richting de onderkant van de bandbreedte. Bij ruimere flexibiliteit binnen de bedrijven is dit effect voor 2030 beperkt, en liggen de emissiereductie effecten meer richting de bovenkant van de bandbreedte. In dat geval betekent het wel dat maatregelen in de tijd worden doorgeschoven en de cumulatieve emissiereductie in de periode tot 2030 lager uitvalt.

**Tabel 3 Effect van alleen een heffing (als CO<sub>2</sub>-minimumprijs) op de verwachte emissiereductie (in Mton CO<sub>2</sub>-eq)<sup>11</sup>**

Tonnenheffing	Potentieel 100%	Potentieel 80%	Potentieel 60%
<b>Prijsontwikkeling NEV 2017</b>			
100 euro/ton	11,5 – 20 50% kans op 15,8 75% kans op 14,3	9,5 – 16 50% kans op 12,7	
125 euro/ton		11 – 20 50% kans op 15,2 65% kans op 14,3	8 – 15 50% kans op 11,2
150 euro/ton		13 – 23 50% kans op 17,7 90% kans op 14,3	10 – 17 50% kans op 13,7
175 euro/ton			11,5 – 19,5 50% kans op 15,7 75% kans op 14,3
<b>Actuele prijsontwikkeling</b>			
100 euro/ton	9,5 – 15 50% kans op 12,1		
125 euro/ton	11 – 24 50% kans op 16,4 75% kans op 14,3	9 – 18,5 50% kans op 13,1	
150 euro/ton		13 – 24 50% kans op 17,6 85% kans op 14,3	9,5 – 17 50% kans op 12,7
175 euro/ton			12 – 18,5 50% kans op 15,3 75% kans op 14,3

<sup>10</sup> In de berekening van de netto contante waarde is rekening gehouden met eventuele toekomstige betalingen van de heffing.

<sup>11</sup> Een belangrijke kanttekening bij Tabel 3 is dat er gerekend is zonder subsidie. In het voorstel is ook subsidie vanuit de SDE+/SDE++ beschikbaar. Bovendien zullen er, als het doel van 14,3 Mton niet wordt gerealiseerd, opbrengsten vanuit de tonnenheffing worden gegenereerd die vervolgens beschikbaar komen als extra subsidie.

Naarmate minder potentieel wordt verondersteld, pakt de emissiereductie die kan worden gerealiseerd met maatregelen die een kosteneffectiviteit hebben die lager is dan een zekere heffing ook lager uit. Een deel van het relatief goedkope potentieel valt dan immers weg. In Tabel 3 zijn vakken leeggelaten als het doel van 14,3 Mton buiten de bovenkant van de range valt (dit zijn de vakken rechtsboven in Tabel 3). Ook zijn vakken leeggelaten als het doel van 14,3 Mton al bij een lager heffingsniveau gerealiseerd wordt met een kans groter dan 50% (vakken linksonder in Tabel 3).

Ook is specifiek gezocht naar de heffing die nodig is om ten minste 50% kans te hebben op een emissiereductie van 14,3 Mton in 2030 (Tabel 4). Deze heffingsniveaus zijn verder in deze notitie gehanteerd als tonnenheffing in 2030.

**Tabel 4 Benodigde tonnenheffing (als CO<sub>2</sub>-minimumprijs) om het doel van 14,3 Mton emissiereductie met 50% kans te halen**

	Potentieel 100%	Potentieel 80%	Potentieel 60%
prijswontwikkelingen cf. NEV2017	90	120	160
actuele prijsverwachting	115	130	165

Tabel 4 laat zien dat de benodigde minimumprijs, die wordt bepaald door de duurste maatregel die nog nodig is om het doel van 14,3 Mton met 50% kans te halen, sterk afhankelijk is van het reductiepotentieel waarop de beleidsprikkel invloed uitoefent. Bij de actuele prijsontwikkeling ligt de benodigde minimumprijs hoger dan met de prijzen in de NEV2017. Daarbij moet worden aangetekend dat ook de geactualiseerde EU-ETS-prijs hoger ligt (zie Tabel 2). De extra nationale beprijzing bovenop het EU-ETS is met actuele prijsverwachtingen derhalve lager dan uitgaande van de prijsontwikkeling conform de NEV2017. De reden voor de hoger benodigde minimumprijs in geval van de actuele prijsverwachting is dat de kosten van elektrificatiemaatregelen hoger zijn door de hoger veronderstelde elektriciteitsprijs, en dat de kosten van maatregelen gericht op gasbesparing minder gunstig zijn door een lager veronderstelde gasprijs.

Om te komen tot de in Tabellen 3 en 4 gepresenteerde resultaten is verondersteld dat de baten van een maatregel die het gevolg zijn van het niet hoeven te betalen van de heffing gelden voor de gehele emissiereductie van de maatregel. Daarmee is in de gepresenteerde resultaten impliciet verondersteld dat er op de een of andere manier een optimale herverdeling van de heffingsvrije ruimte wordt gerealiseerd binnen het potentieel dat is meegenomen in de doorrekening. Mocht dat niet het geval zijn, dan kunnen de emissiereductie-effecten lager uitpakken. Daar staat tegenover dat is gerekend zonder subsidie<sup>12</sup>. Tabel 4 weerspiegelt daarmee het niveau van de heffing dat nodig is om ook bedrijven die subsidie mislopen te prikkelen tot het nemen van reductiemaatregelen.

### 4.3 Effecten van heffingsvarianten

Hieronder bespreken we de effecten van de verschillende heffingsvarianten. We beschouwen eerst het mogelijk effect van variant 1, uitgaande van een analyse op basis van een heffing alleen. Vervolgens bekijken we de effecten uitgaande van een analyse op basis van volledige uitputting van het subsidiebudget.

<sup>12</sup> Bovendien zal de tonnenheffing opbrengsten genereren indien het doel niet gehaald wordt. Deze opbrengsten zullen worden teruggesluisd naar de industrie voor de financiering van verduurzamingsmaatregelen.

### 4.3.1 Effecten variant 1, op basis van heffing alleen

Het mogelijke effect op de emissiereductie, investeringen, totale onrendabele top en nationale kosten van variant 1 is weergegeven in Tabel 5, uitgaande van 100%, 80% en 60% benutting van het initiële reductiepotentieel en uitgaande van alleen de tonnenheffing en mogelijkheid tot handel in vrijgestelde emissieruimte. In de voorgestelde beleidsvarianten is echter ook SDE+-subsidie beschikbaar. We vergelijken in Tabel 5 daarom het totaal van de onrendabele top met de beschikbare subsidie.

**Tabel 5 Effect van variant 1 bij verschillende niveaus van de tonnenheffing en van het emissiereductiepotentieel, uitgaande van de heffing alleen**

<b>Variant 1 bij prijzen conform NEV2017</b>	<b>Potentieel 100%</b>	<b>Potentieel 80%</b>	<b>Potentieel 60%</b>
Tonnenheffing	90	120	160
Emissiereductie van karakteristieke voorbeelden en de bijdragen van technieken in Mton CO <sub>2</sub> -eq			
Emissiereductie totaal	~14,5	~14,5	~14,5
CCS	4 – 4,5	4,5 - 5	6,5 - 7
Elektrificatie	6 – 6,5	4,5 - 5	3,5 - 4
Procesefficiency	1,5 - 2	1,5 - 2	1 – 1,5
Overige	2 – 2,5	2,5 - 3	2 – 2,5
Investeringen in de periode 2020-2030 in mld euro			
Cumulatieve investeringen	6,2	6,1	6,3
Kosten in 2030 in mln euro			
Totaal onrendabele top	360	490	790
Betaalde heffing	0	0	0
Beschikbare subsidie	580	590	560
Nationale kosten	210	350	650
kapitaalslasten	570	560	560
energiekosten	-500	-390	-180
overige O&M	370	410	500
kosten emissierechten ETS	-230	-230	-230
<b>Variant 1 bij actuele prijsverwachting</b>	<b>Potentieel 100%</b>	<b>Potentieel 80%</b>	<b>Potentieel 60%</b>
Tonnenheffing	115	130	165
Emissiereductie van karakteristieke voorbeelden en de bijdragen van technieken in Mton CO <sub>2</sub> -eq			
Emissiereductie totaal	~14,5	~14,5	~14,5
CCS	4,5 - 5	5 – 5,5	6,5 - 7
Elektrificatie	5,5 - 6	4,5 - 5	3,5 - 4
Procesefficiency	1,5 - 2	1 – 1,5	1 – 1,5
Overige	1,5 - 2	2,5 - 3	2 – 2,5
Investeringen in de periode 2020-2030 in mld euro			
Cumulatieve investeringen	5,7	5,6	6,0
Kosten in 2030 in mln euro			
Totaal onrendabele top	260	410	670
Betaalde heffing	0	0	0



Beschikbare subsidie	540	580	590
Nationale kosten	40	190	450
kapitaalslasten	520	500	530
energiekosten	-250	-110	20
overige O&M	370	400	500
kosten emissierechten ETS	-600	-600	-600

Voor de beschikbare subsidie is uitgegaan van het in het OKA aangegeven indicatieve budget voor de industrie van 550 mln euro in 2030 (lopende prijzen; dit is 450 mln euro in constante prijzen 2018), vermeerderd met het beslag dat gelegd wordt op de reguliere SDE+ (die beschikbaar is voor hernieuwbare energieprojecten). Bij de berekening van de onrendabele top is uitgegaan van subsidievoorwaarden zoals ook in de OKA zijn gehanteerd (met een WACC<sup>13</sup> van ruim 6%). Tabel 5 laat zien dat het subsidiebudget bij deze voorwaarden voldoende is voor volledige tegemoetkoming in de onrendabele top als een kostenoptimaal maatregelpakket wordt geselecteerd uit 100% van het potentieel. Bij een selectie uit 80% van het potentieel is dat ook het geval, maar bij 60% van het potentieel schiet het subsidiebudget tekort. Als in dat laatste geval bij de subsidieverlening de relatief goedkope projecten voorrang krijgen, dan betekent dit dat de kans groot is dat bedrijven met relatief dure maatregelen daarvoor geen subsidie kunnen krijgen. De hoogte van de tonnenheffing is dan bepalend voor het totale emissie-effect.

Zoals aangegeven is voor de tegemoetkoming aan bedrijven in de kosten van maatregelen uitgegaan van een onrendabele top berekend volgens de criteria die in het OKA voor de SDE++ zijn aangegeven. Bij het hanteren van andere criteria, die leiden tot een iets lagere tegemoetkoming per maatregel zal het beschikbare subsidiebudget wellicht in alle gevallen toereikend zijn voor alle maatregelen. Dit geldt bijvoorbeeld voor een tegemoetkoming in lijn met de berekening van de nationale kosten.

Omdat er sprake is van een combinatie van een heffing en een subsidie doet de hoogte van de heffing er veel minder toe als het subsidiebudget toereikend is om voor alle getroffen maatregelen een tegemoetkoming te garanderen. Als de onrendabele top wordt vergoed, wordt het ook met een beperkte heffing voor bedrijven al snel aantrekkelijk de maatregelen te nemen.

Tabel 5 geeft ook een uitsplitsing naar emissiereductietechnologieën die worden ingezet. In de bijdrage van elektrificatie zit ook een aanzienlijk aandeel van hybride warmtevoorziening, een technologie waarvan is verondersteld dat deze onder invloed van de heffing aantrekkelijk kan worden. In de doorrekening van het OKA bleef deze optie buiten beeld omdat die niet zonder meer goed past bij een exploitatiesubsidie<sup>14</sup>. Indien het potentieel wordt beperkt (van 100% beschikbaar naar 60% beschikbaar) neemt het aandeel elektrificatie af en wordt vervangen door (duurdere) CCS-maatregelen.

#### 4.3.2 Effecten varianten 1, 2 en 3, op basis van uitputting subsidiebudget

Er zijn ook berekeningen uitgevoerd naar het potentiële effect van de subsidie, waarbij de omvang van het subsidiebudget varieert, zonder verder rekening te houden met de tonnenheffing. In variant 1 bedraagt het subsidiebudget 450 mln euro (constante prijzen 2018) aangevuld met subsidie voor eventueel in te zetten hernieuwbare warmte. In de varianten 2 en 3 wordt het beschikbare subsidiebudget verder verhoogd via terugsluis van de opbreng-

<sup>13</sup> WACC = Weighted Average Costs of Capital.

<sup>14</sup> Een exploitatiesubsidie zou immers kunnen leiden tot verstoring van de elektriciteitsmarkt en mogelijk extra emissies, omdat dit bij deze optie aanzet tot productie ook wanneer er geen overschot aan hernieuwbare energie is. Omdat nadere vormgeving van de SDE++ om dit te ondervangen niet was gegeven in het OKA, is hybride elektrificatie in de analyse van de effecten van het OKA als optie buiten beschouwing gelaten (PBL, 2019).

sten uit de vlakke heffing. De resultaten in termen van potentiële emissie-effecten zijn gepresenteerd in Tabel 6. In geval van emissiereducties die boven de 14,3 Mton uitgaan, gaat het nadrukkelijk om potentiële effecten, waarbij ervan wordt uitgegaan dat het beschikbare budget ook daadwerkelijk wordt uitgeput. Om dit te daadwerkelijk te realiseren is een aanvullende prikkel voor bedrijven om van de subsidie gebruik maken (de tonnenheffing) wel van belang. In de voorstellen gaat die aanvullende prikkel niet verder dan een heffing gericht op een reductie van 14,3 Mton.

**Tabel 6 Potentieel effect in emissiereductie (in Mton CO<sub>2</sub>-eq) van alleen de SDE++-subsidie aangevuld met opbrengsten van de vlakke heffing<sup>15</sup>**

	Potentieel 100%	Potentieel 80%	Potentieel 60%
<b>Prijzontwikkelingen volgens NEV 2017<sup>(*)</sup></b>			
Variant 1, geen vlakke heffing	15 - 20	14 - 18	11 - 15
Variant 2, vlakke heffing 5 euro/ton	>> 14,3	15 - 20	12 - 17
Variant vlakke heffing 3a	>> 14,3	>> 14,3	15 - 19
Variant vlakke heffing 3b	>> 14,3	>> 14,3	16 - 20
<b>Actuele prijzontwikkelingen<sup>(*)</sup></b>			
Variant 1, geen vlakke heffing	17 - 22	14 - 19	12 - 16
Variant 2, vlakke heffing 5 euro/ton	>> 14,3	17 - 21	14 - 17
Variant vlakke heffing 3a	Gelijk aan variant 1		
Variant vlakke heffing 3b	Gelijk aan variant 2		

<sup>(\*)</sup> In geval van emissiereducties die boven de 14,3 Mton uitgaan, gaat het nadrukkelijk om potentiële effecten, waarbij ervan wordt uitgegaan dat het beschikbare budget ook daadwerkelijk wordt uitgeput.

Uit Tabel 6 blijkt nogmaals dat het subsidiebudget in de situatie zonder vlakke heffing waarschijnlijk tekort schiet om de totale onrendabele top te vergoeden van de maatregelen die nodig zijn om het emissiedoel te halen indien het potentieel dat meedingt beperkt is tot 60%. Bij een vlakke heffing van 5 euro/ton wordt de kans dat het subsidiebudget toereikend is voor 14,3 Mton emissiereductie duidelijk groter. De opbrengst uit de vlakke heffing bedraagt 180 mln euro in 2030 indien het tonnendoel gehaald wordt. Bij de varianten 3a en 3b en prijzen cf. het basispad is het bereiken van het doel van 14,3 Mton vrijwel zeker. In die gevallen is het zo dat middels de vlakke heffing veel meer subsidiegelden worden gegenereerd dan nodig zijn voor realisatie van 14,3 Mton.

Bij prijzen conform de actuele prijsverwachting zijn de effecten in varianten 3a en 3b gelijk aan die van variant 1 en 2, respectievelijk. Immers, uitgaande van de actuele verwachting van de CO<sub>2</sub>-prijs in het EU-ETS ligt die boven de minimumprijs in variant 3a en zijn de effecten identiek aan die van variant 1; in variant 3b is in dat geval de nationale heffing bovenop de prijs in het EU-ETS 5 euro/ton en zijn de effecten identiek aan die van variant 2.

Tabel 7 geeft voor variant 2 voor situaties met een emissiereductie van rond de 14,3 Mton de specifieke kenmerken van de maatregelpakketten en kosten.

<sup>15</sup> Er is in de berekeningen in deze notitie niet uitgegaan van een opbrengst uit de tonnenheffing; deze is namelijk nul indien het doel wordt gehaald. Indien het emissiedoel niet wordt gehaald, zouden deze nog extra beschikbaar komen voor subsidie, waardoor de effecten aan de onderkant van de hier gerapporteerde bandbreedte nog omhoog zouden schuiven.

**Tabel 7 Potentieel effect in emissiereductie (in Mton CO<sub>2</sub>-eq) van de SDE++-subsidie aangevuld met opbrengsten van de vlakke heffing (variant 2)**

<b>Variant 2 bij prijsontwikkelingen volgens NEV2017</b>	<b>Potentieel 100%</b>	<b>Potentieel 80%</b>	<b>Potentieel 60%</b>
Emissiereductie van karakteristieke voorbeelden en de bijdragen van technieken in Mton CO <sub>2</sub> -eq			
Emissiereductie totaal	>> 14,3	~15	~14,5
CCS		6,5 – 7	6,5 – 7,5
Elektrificatie		4 – 4,5	3,5 – 4,5
Procesefficiency		1 – 1,5	1 – 1,5
Overige		2 – 2,5	2 – 2,5
Investeringen in de periode 2020-2030 in mld euro			
Cumulatieve investeringen		6,2	6,5
Kosten in 2030 in mln euro			
Totaal onrendabele top		650	740
Betaalde heffing		180	180
Uitgekeerde subsidie		650	740
Nationale kosten		530	660
kapitaalslasten		550	600
energiekosten		-250	-210
overige O&M		460	500
kosten emissierechten ETS		-230	-230
<b>Variant 2 bij actuele prijsontwikkelingen</b>	<b>Potentieel 100%</b>	<b>Potentieel 80%</b>	<b>Potentieel 60%</b>
Emissiereductie van karakteristieke voorbeelden en de bijdragen van technieken in Mton CO <sub>2</sub> -eq			
Emissiereductie totaal	>> 14,3	>> 14,3	~ 14,5
CCS			7 – 7,5
Elektrificatie			3 – 3,5
Procesefficiency			1 – 1,5
Overige			2 – 2,5
Investeringen in de periode 2020-2030 in mld euro			
Cumulatieve investeringen			5,7
Kosten in 2030 in mln euro			
Totaal onrendabele top			700
Betaalde heffing			180
Uitgekeerde subsidie			700
Nationale kosten			500
kapitaalslasten			550
energiekosten			0
overige O&M			550
kosten emissierechten ETS			-600

### 4.3.3 Effecten variant 4

Variante 4 is niet expliciet beschouwd, omdat het effect van deze variant naar verwachting vrijwel gelijk is aan dat van variant 1. In variant 4 vervalt de ODE in de 4<sup>e</sup> schijf. De inkomsten uit de ODE in de 4<sup>e</sup> schijf in 2030 worden door EZK geraamd op 84 mln euro, waarvan 79 mln via gas en 5 mln via elektriciteit. Afschaffen van de ODE maakt vooral het gebruik van gas (voorzover niet al vrijgesteld van EB/ODE, zoals bij WKK) dus iets goedkoper. De vlakke heffing op CO<sub>2</sub>-emissie komt daarvoor in de plaats. Deze belast, naast het gebruik van al het energetisch gebruik van gas, ook het energetisch gebruik van andere fossiele energie (zoals kolen en olie) en proces-gerelateerde broeikasgasemissies. De grondslag wordt daarmee dus iets breder dan de ODE. Per saldo zijn de effecten klein. Inzet van industriële WKK wordt minder aantrekkelijk. Deze verschillen zijn echter dusdanig gering dat verwacht wordt dat de effecten niet betekenisvol afwijken van die van variant 1.

## 4.4 Effect van beperkingen ten aanzien van CCS

Hieronder wordt kort besproken welke betekenis de voorgestelde beperkingen ten aanzien van CCS zouden kunnen krijgen voor het maatregelpakket in 2030.

### **Beperkingen via de 'zeef'**

De 'zeef' bestaat eruit dat alleen technieken, processen en sectoren die geen kosteneffectief alternatief dan CCS kennen om emissies te reduceren in aanmerking komen voor SDE++-subsidie. Het beleid streeft er naar om bedrijven ertoe te brengen kosteneffectieve maatregelen te nemen. Dat gebeurt zowel via een heffing als in geval van de SDE++ als tenderregeling. Het is daarom onwaarschijnlijk dat bedrijven zelf voor CCS zouden kiezen als er een kosteneffectief alternatief voor ze is.

### **Beperkingen via de 'horizon'**

De 'horizon' bestaat eruit dat er geen SDE++ beschikkingen worden afgegeven voor fossiele CCS-aanvragen na 2035 (uitgezonderd negatieve emissies, AVI's en mogelijk pre-combustion CCS afhankelijk van de ontwikkeling van groene waterstof). De maatregel wordt gezien als een mogelijke prikkel tot kostendaling en verdere ontwikkeling van alternatieven. Zij kan een signaal afgeven, maar speelt voor bedrijven nog zo ver in de toekomst dat er voor de korte termijn geen gevolgen aan kunnen worden verbonden. In plaats van deze indirecte, zwakke prikkel voor toekomstgerichte, innovatieve technologieën zou een directe prikkel kunnen worden overwogen.

### **Beperkingen via het 'plafond'**

De 'horizon' bestaat eruit dat er een indicatief plafond voor subsidiëring CCS wordt ingesteld van 7,2 Mton als onderdeel van de reductieopgave industrie (14,3 Mton) en van ca. 3 Mton als onderdeel van de reductieopgave elektriciteit (20,2 Mton) – dit laatste betreft de emissies in de elektriciteitssector, die vrijkomen bij de verbranding van industriële restgassen (bv. staalproductie). Toepassen van CCS bij biogene emissies, AVI's en pre-combustion blauwe waterstof worden uitgesloten van dit indicatieve plafond. Mogelijk kan blauwe waterstofproductie ten behoeve van verdere verwerking tot ammoniak hier ook buiten vallen. Het plafond van 7,2 Mton geldt daarmee alleen voor een deel van de emissies van de industrie. Ook valt ca. 3 Mton CCS bij elektriciteitsproductie op basis van verbranding van industriële restgassen buiten het plafond voor de industrie. Het is niet denkbeeldig dat emissiebronnen die voor het genoemde plafond zijn uitgesloten gezamenlijk in 2030 een CCS-potentieel hebben dat hoger is dan 7 Mton, en dat hierin relatief goedkope CCS-opties zitten.

De algemene conclusie is dat de door het kabinet genoemde opties voor beperkingen ten aanzien van de subsidieerbaarheid van CCS in de industrie naar verwachting niet beperkend

is voor de toepassing van CCS tot 2030. De resultaten laten zien dat de maximale bijdrage van CCS in de buurt van de 7-8 Mton ligt. Maar hierin zit ook de bijdrage van pre-combustion blauwe waterstofopties, die niet onder het plafond vallen. Aandachtspunt bij de uitwerking is wel hoe om te gaan met negatieve emissies; hierover geeft het voorstel geen duidelijkheid.

## 4.5 Effecten op emissies van de overige industrie

De heffing heeft betrekking op de industrie die onder het ETS valt (met een geraamde uitstoot van 38.1 Mton in 2030), en een deel van de niet-ETS-industrie (afvalverbrandingsinstallaties en caprolactamproductie; met een geraamde uitstoot van zo'n 4,4 Mton in 2030). In totaal valt dus circa 42,5 Mton van de 50 Mton geraamde industriële emissies in 2030 daarmee onder de heffing. De emissies van de overige industrie in de niet-ETS (7,5 Mton) krijgen niet te maken met de heffing. Dit betreft circa 4 Mton emissies van overige broeikasgassen, en 3,5 Mton emissie van CO<sub>2</sub> (en gerelateerd aan het energiegebruik). Dit energiegebruik krijgt nog wel te maken met de veranderingen in EB/ODE. De verandering in de ODE/EB op gas in de 1<sup>e</sup> en 2<sup>e</sup> schijf is gering en tegengesteld van teken, waardoor de effecten daarvan ook per saldo gering zijn. In de 3<sup>e</sup> en 4<sup>e</sup> schijf wordt de ODE op gas respectievelijk 1,5 en 1,9 ct/m<sup>3</sup> hoger. Gas als input voor WKK is vrijgesteld van EB/ODE, en WKK wordt daarmee dus iets aantrekkelijker; dit geldt ook voor besparing op gasverbruik. De inschatting is dat de effecten op directe emissies vanuit de niet-ETS industrie gering zijn en te verwaarlozen ten opzichte van de onzekerheid in de effecten van de CO<sub>2</sub>-heffing.

## 5 Risico op verplaatsingseffecten

### **Weglekrisico's in het algemeen lastig te kwantificeren**

In het algemeen geldt dat het invoeren van een CO<sub>2</sub>-heffing, naast een prikkel tot innoveren en het nemen van maatregelen om de emissies terug te dringen, tot extra lasten voor bedrijven kunnen leiden, afhankelijk van de vormgeving. Wanneer concurrenten in het buitenland hier niet mee te maken hebben, brengt dit een risico met zich mee dat bedrijven op langere termijn hun productie in Nederland zullen verminderen, stoppen of minder laten toenemen dan wanneer er geen heffing zou zijn. Dit geldt vooral in sectoren waar de concurrentie groot is, er sprake is van weinig productdifferentiatie, en er daardoor weinig mogelijkheden bestaan om extra kosten door te berekenen aan afnemers. Als de vraag naar de producten niet verandert zullen bedrijven elders in de wereld deze productie overnemen en is er sprake van verplaatsing van activiteiten en daarmee 'weglek' van emissies naar het buitenland. De emissies in Nederland nemen dan weliswaar af, maar verplaatsing zal tot emissietoename elders leiden, waardoor op wereldschaal de emissiereductie naar verwachting per saldo kleiner is (of zelfs toeneemt) dan wanneer productie wordt verduurzaamd zonder verplaatsing. Weglek hoeft overigens niet te betekenen dat ook de totale bedrijvigheid in Nederland substantieel afneemt. Bedrijven kunnen zich via bijvoorbeeld verschuivingen in productportfolio richten op minder emissie-intensieve activiteiten, of andere bedrijven binnen of buiten de sector kunnen groeien doordat productiemiddelen uit krimpende sectoren beschikbaar komen. Ook kunnen dan verschuivingen plaatsvinden op de arbeidsmarkt. Met name op regionale schaal kunnen arbeidsmarkteffecten in potentie groot zijn.

Het PBL heeft, om zich een beeld te vormen van het risico op weglek, twee verschillende benaderingen toegepast die een uiteenlopend perspectief bieden. Enerzijds is een mogelijke uitwerking van het voorstel gesimuleerd in een (mondiaal) algemeen-evenwichtsmodel (WorldScan; zie bijvoorbeeld Brink en Smeets, 2017). Anderzijds is via ruwe aannames een

vergelijking gemaakt van gerapporteerde brutowinsten op bedrijfsniveau (EBITDA<sup>16</sup>) en de kosten die bedrijven door de heffing zouden moeten maken. Deze twee perspectieven sluiten elkaar niet uit. De EBITDA benadering beziet uitsluitend het *risico* op bedrijfsniveau en kan geen uitspraak doen over de omvang van het uiteindelijke verwachte effect. De algemeen-evenwichtsbenadering biedt zicht op de doorwerking in de economie op sectorniveau op termijn, maar geeft geen zicht op de onderliggende plussen en minnen op bedrijfsniveau binnen dat resultaat. Evenmin biedt die benadering inzicht in de eventuele frictie die zou bestaan tot het nieuwe evenwicht bereikt is en in de regionale toespitsing van een mogelijke problematiek.

### **Geringe risico's op weglek bij meeste varianten**

Onderstaande risico-inschattingen gaan vooral in op de risico's die samenhangen met het invoeren van een CO<sub>2</sub>-heffing. In het kabinetsvoorstel wordt echter ook de EB/ODE aangepast, waardoor bedrijven per saldo meer zullen afdragen en burgers per saldo minder (zie ook CPB, 2019). Het overgrote deel van de lastenverzwaring bij bedrijven komt voort uit de verhoging van de ODE op elektriciteit in de 3<sup>e</sup> schijf. De bedrijven die onder de heffing vallen betalen daar ook aan mee, maar het overgrote deel van de hogere energiebelasting wordt opgebracht door andere bedrijven, waaronder overige industrie die niet onder de heffing valt, handel, dienstverlening en (semi-)overheidsinstellingen. De weglekrisico's als gevolg van de aanpassingen in EB/ODE zijn daardoor gering. Hieronder wordt daarom verder ingegaan op weglekrisico's die samenhangen met de voorgestelde CO<sub>2</sub>-heffing in combinatie met de SDE++.

Zowel uit analyses via de EBITDA als met Worldscan blijkt het risico op verplaatsing bij variant 1 gering. In variant 1 geldt de heffing alleen voor de uitstoot boven een bepaald emissieniveau. Bovendien kunnen bedrijven het betalen van de tonnenheffing vermijden door maatregelen te nemen die weliswaar extra kosten met zich meebrengen voor bedrijven, maar waarvoor ze ook subsidie kunnen krijgen die de extra kosten compenseren. De beschikbare subsidie (550 mln in lopende prijzen voor subsidie van niet-hernieuwbare technologieën, aangevuld met middelen vanuit de reguliere SDE+ voor hernieuwbare energie technologieën) kan echter tekort schieten om de kosten van emissiereductiemaatregelen bij alle bedrijven te compenseren (zie paragrafen 4.2 en 4.3). Bedrijven die niet zelf beschikken over (relatief) goedkoop reductiepotentieel lopen een hoger risico om niet in aanmerking te komen voor subsidiëring van hun maatregelen dan bedrijven die wel over goedkoop reductiepotentieel beschikken. Die laatste bedrijven kunnen immers scherper tenderen op de beschikbare subsidie.

In geval van ontoereikend subsidiebudget om de onrendabele top van alle maatregelen te subsidiëren, kunnen bedrijven die niet zelf beschikken over goedkoop reductiepotentieel ofwel de heffing betalen, ofwel vrijgestelde emissieruimte overnemen van andere bedrijven, ofwel maatregelen toch nemen zonder of met minder subsidie dan de onrendabele top (als ze met minder subsidie genoeg nemen maken ze meer kans op subsidiëtoekenning). In alle gevallen zullen deze bedrijven echter met een toename in productiekosten te maken krijgen. Wanneer het gaat om internationaal concurrerende bedrijven die hun kosten niet of niet volledig kunnen doorberekenen in de productprijzen ontstaat dan een mogelijk risico op weglek.

In varianten waarbij naast de tonnenheffing ook sprake is van een vlakke heffing (varianten 2, 3 en 4) moeten bedrijven weliswaar meer heffing betalen, maar zijn ook de middelen die beschikbaar zijn voor compensatie van de kosten voor emissiereductiemaatregelen groter dan in variant 1. De opbrengst uit de vlakke heffing wordt immers ook voor subsidie ingezet.

---

<sup>16</sup> EBITDA staat voor Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization en is een maatstaf voor de brutowinst minus aftrek van overheadkosten van een bedrijf.

In dat geval zijn ook situaties mogelijk waarbij de subsidie wel afdoende is om alle bedrijven die maatregelen nemen te subsidiëren.

Omdat de hoogte van de heffing in varianten 2 en 4 beperkt is (5 euro/ton respectievelijk tot 2,5 euro/ton) en de opbrengst bovendien via de subsidieregeling wordt teruggesluisd naar de bedrijven, blijkt ook voor deze varianten het risico op verplaatsing gering.

Bij variant 3b (minimumprijs op basis van huidige EU-ETS-prijsverwachting + 5 euro/ton) loopt de minimumprijs op tot boven de 50 euro/ton in 2030. Indien de prijs in het EU-ETS daar ruim onder zou komen te liggen, kan er sprake zijn van een niet te verwaarlozen risico op weglek. Bij variant 3a loopt de minimumprijs minder sterk op, en ligt dit risico dus lager dan bij variant 3b.

Als bedrijven met goedkoop potentieel een emissiereductiemaatregel nemen waardoor hun emissies lager uitkomen dan de vrijgestelde emissieruimte, dan kunnen deze bedrijven de vrijgestelde emissieruimte die ze niet zelf nodig hebben verkopen aan andere bedrijven. De vrijgestelde emissieruimte vertegenwoordigt daarmee een waarde voor een bedrijf. Dergelijke mogelijke opbrengsten als gevolg van maatregelen waarvoor subsidie is ontvangen worden in het voorstel van het kabinet niet in mindering gebracht op de onrendabele top. Dat kan daarmee leiden tot oversubsidiëring van bedrijven die beschikken over relatief goedkoop reductiepotentieel, terwijl bedrijven die daar niet over beschikken voor kosten kunnen komen te staan waarvoor ze niet gecompenseerd worden. Bij die laatste bedrijven zal daardoor risico op weglek toenemen.

## 6 Effecten op de elektriciteitssector

De invoering van een heffing op CO<sub>2</sub> zal, onder de aanname dat de industriële productie niet verandert door de invoering van de heffing, tot een hogere elektriciteitsvraag leiden vanuit de industrie dan geraamd bij de doorrekening van de OKA (zie Tabel 8). Om in deze extra vraag te voorzien kan er meer elektriciteit worden geïmporteerd (dan wel minder geëxporteerd) of kan er meer in Nederland worden geproduceerd. Extra productie binnen Nederland zal, bij gelijkblijvend opgesteld vermogen hernieuwbaar, afkomstig zijn uit gasgestookte centrales en daarmee tot extra emissies leiden. Het is echter ook mogelijk dat bij een toenemende vraag er ook extra in hernieuwbaar opgewekte elektriciteit wordt geïnvesteerd. Het voorstel voor de CO<sub>2</sub>-heffing gaat niet specifiek in op additionele investeringen in hernieuwbaar opgewekte elektriciteit.

Welk deel van de additionele elektriciteitsvraag gedekt zal worden uit minder export (of meer import) is lastig aan te geven. Dit hangt af van de beschikbaarheid en kosten van capaciteit in het buitenland en van beschikbare interconnectiecapaciteit. In de analyse van het OKA was er sprake van netto export, gegeven de aannames in het achtergrondscenario. Daarom zal er ten opzichte van de OKA-analyse ruimte zijn om extra vraag op te vangen zonder dat dit tot grote effecten op de elektriciteitsproductie binnen Nederland zal leiden. Neemt de vraag echter substantieel toe, dan zal ook de elektriciteitsproductie en de daarmee samenhangende emissie toenemen.

Niet alleen de omvang van de mogelijke additionele elektriciteitsvraag is van belang voor het effect op de elektriciteitssector, maar ook het patroon van de vraag heeft invloed. De vraag kan gegeven zijn, ongeacht de prijs van elektriciteit (basislast). Een alternatief is dat de vraag flexibel is en reageert op de prijs van elektriciteit. Power-to-heat, met hybride systemen die zowel met gas als elektriciteit warmte op kunnen wekken, is daarvan een voorbeeld, of productie van waterstof uit elektriciteit wanneer de prijs laag is.

Bij een vaste vraag zal er eerder extra elektriciteitsproductie met gascentrales plaatsvinden, omdat de vraag toeneemt ongeacht het aanbod van wind en zon, en ongeacht de mogelijkheid om elektriciteit uit het buitenland te importeren. Bij een flexibele vraag zal deze vooral toenemen als de prijs van elektriciteit laag is door een groot aanbod van zon en wind of bij een groot aanbod vanuit het buitenland. Daardoor zal er bij flexibele vraag minder extra productie nodig zijn binnen Nederland en zal er minder extra emissie optreden.

Het was binnen de beschikbare tijd niet mogelijk om een uitgebreide analyse te maken van de effecten van de additionele vraag naar elektriciteit. Er is volstaan met een ruwe schatting van de mogelijke gevolgen voor emissies en nationale kosten; de resultaten zijn daarom slechts indicatief en kennen een aanzienlijke onzekerheid. Bovendien zijn ze gevoelig voor de ontwikkeling van de brandstofprijzen en CO<sub>2</sub>-prijs in het EU-ETS en voor het beleid in het buitenland. Hiermee is deels rekening gehouden door – evenals in de analyse van het ontwerp-Klimaatakkoord en in voorgaande paragrafen – twee verschillende varianten te veronderstellen voor de brandstof- en CO<sub>2</sub>-prijzen. Daarnaast is er een onder- en bovenmarge berekend op basis van verschillende aannames over het aandeel van de extra vraag dat wordt gedekt door een toename van de netto import. Met overige onzekerheden is verder geen rekening gehouden.

Tabel 8 geeft een overzicht van de indicatieve effecten op emissies en kosten van de toename van de elektriciteitsvraag. De elektriciteitsvraag neemt door de voorgestelde CO<sub>2</sub>-heffing voor de industrie toe, ten opzichte van de verwachting in de analyse van het OKA, met 7 tot 12 TWh, waarvan het grootste deel flexibel is. In Tabel 8 is verondersteld dat de extra vraag wordt gedekt door een combinatie van toename van de netto import, toename van de elektriciteitsproductie met gascentrales en toename van productie door extra wind op zee. Bij uitbreiding van wind op zee is als limiet genomen dat de extra wind op zee niet leidt tot meer afschakelen van wind dan een half procent van de additionele productie van wind op zee. De toename van de nationale kosten is het gevolg van extra netwerkkosten en van hogere kosten van elektriciteitsimport en extra elektriciteitsproductie met gascentrales.

Additionele investeringen in windcapaciteit op zee zijn kosteneffectief en leiden tot minder CO<sub>2</sub>-emissies. De reden hiervoor is dat elektriciteitsproductie uit wind op zee in 2030, gegeven de aannames over kosten en prijzen, tegen lagere kosten mogelijk is dan elektriciteit uit import of geproduceerd met gascentrales. Daar staan wel hogere netwerkkosten tegenover, maar dat weegt niet op tegen de lagere kosten van wind vergeleken met elektriciteit uit gas. Meer elektriciteit uit wind kan er wel toe leiden dat de opbrengst van wind op zee afneemt omdat de prijs lager zal zijn bij hogere productie, waardoor de nationale kosten zouden stijgen. De veronderstelde toename van wind is echter beperkt en bovendien is er sprake van additionele vraag, waardoor de prijsdaling door meer wind beperkt zal zijn.

**Tabel 8 Indicatieve effecten additionele elektriciteitsvraag ten opzichte van OKA**

	Ontsloten potentieel	Tonnen-heffing	Extra vraag		Extra emissies		Nationale kosten	
			flexibel	basislast	onder	boven	onder	boven
		euro/ton	TWh		Mton		mln euro	
NEV2017	100%	90	10	2	1.0	1.5	150	200
	80%	120	8	1	1.0	1.5	150	200
	60%	160	6	2	0.4	0.9	50	100
Actuele prijzen	100%	115	8	2	1.0	1.5	150	200
	80%	130	8	1	1.0	1.5	125	175
	60%	165	5	2	0.5	1.0	50	100



Veranderingen in de elektriciteitsvraag hebben een effect op de prijs van elektriciteit, met name als de veranderingen aanzienlijk zijn. Dit heeft gevolgen voor de mate van elektrificatie. In de berekeningen is vanwege de beschikbare tijd geen inschatting gemaakt van de effecten van de additionele vraag op de elektriciteitsprijs.

## 7 Effecten op emissies van andere sectoren

Effecten op emissies in andere sectoren worden hieronder besproken en zijn gering.

### **Gebouwde omgeving**

Ten opzichte van de OKA-doorrekening (en uitgaande van de daar voorgestelde variant B van de lastenneutrale schuif in de energiebelasting), wordt het gebruik van gas bij huishoudens iets duurder (0,4 – 0,6 ct/m<sup>3</sup>) door aanpassing van de ODE. Ook het gebruik van elektriciteit wordt duurder (2,3 ct/kWh) door een minder vergaande daling van de energiebelasting op elektriciteit. Besparing op gas en elektriciteit wordt daardoor iets rendabeler. De toename van het aantal warmtepompen kan echter wat minder sterk zijn. Al met al is het verwachte effect op emissies vanuit de gebouwde omgeving waarschijnlijk kleiner dan 0,1 Mton.

### **Glastuinbouw**

Het grootste effect is hier te verwachten van het verhogen van de ODE op gas voor de 3<sup>e</sup> en 4<sup>e</sup> schijf met 1,5 en 2 ct/m<sup>3</sup>, respectievelijk. Het grootste deel van het gasverbruik in de glastuinbouw is echter vrijgesteld van energiebelasting (en daarmee van ODE), omdat het inzet in WKK-installaties betreft. Ter illustratie: in 2013 was 78% van het gasverbruik in de glastuinbouw vrijgesteld van energiebelasting, en van de resterende 22% betrof dat 4% gasverbruik in de 1<sup>e</sup> schijf, 12% in de 2<sup>e</sup> schijf, en 6% in de 3<sup>e</sup> en 4<sup>e</sup> schijf (van der Velden et al., 2016). Op basis van prijselasticiteit zoals bepaald door LEI (van der Velden en Smit, 2014) zou een verhoging van de gasprijs met 1,5 tot 2 ct/m<sup>3</sup> leiden tot een reductie van maximaal 0,37 tot 0,50 PJ gas in de glastuinbouw in 2030, uitgaande van de veronderstelling dat 6% van het gasverbruik te maken krijgt met deze prijsverhoging. De afname van broeikasgasemissies is in dat geval ruim onder de 0,1 Mton.

### **Mobiliteit**

Een minder sterke daling van de energiebelasting op elektriciteit zal leiden tot een iets lagere toename van het aandeel elektrische auto's en tot iets hogere kosten (tot enkele tientallen euro's per jaar) voor het gebruik van een elektrische auto. De verandering in emissie ten opzichte van het OKA zal naar verwachting minder zijn dan 0,1 Mton. Door het kabinet zijn ook nog andere voorstellen gedaan die de ingroei van de elektrische auto beïnvloeden. Deze beleidsaanpassingen zouden in samenhang moeten worden geanalyseerd, maar vallen buiten het bestek van deze notitie.

## 8 Referenties

- Brink C. & W. Smeets (2017), Europese doelen voor lucht, klimaat en energie in 2030: gevolgen voor economie en emissies, Den Haag: PBL.
- Brink C (2018), Projectie ETS-prijs volgens uitgangspunten concept wetvoorstel minimum CO<sub>2</sub>-prijs elektriciteitsproductie, Den Haag: PBL.
- CPB (2019), Doorrekening kabinetvarianten industrie ontwerp-Klimaatakkoord, Den Haag: CPB.
- Faber J, Schroten A, Tol E en van Wijngaarden L (2018), Economische- en Duurzaamheidseffecten Vliegbelasting, Delft: CE-Delft.

- PBL (2019), Effecten ontwerp Klimaatakkoord, Den Haag: PBL.
- PWC (2019), Effecten van een nationale heffing op broeikasgas in de industrie, Amsterdam: PWC.
- Ros J en Wetzels W (2019), Achtergronddocument Effecten Ontwerp Klimaatakkoord: Methodiek doorrekening industrie, Den Haag: PBL.
- Schoots K, Hekkenberg M en Hammingh P (2017), Nationale Energieverkenning 2017. ECN-O--17-018, Petten: Energieonderzoek Centrum Nederland.
- Van der Velden N en Smit P (2014), Quick Scan bijdrage energiebesparing Glastuinbouw Energieakkoord duurzame groei; effecten van aanvullend beleid, Wageningen: LEI Wageningen UR.
- Van der Velden N, Silvis H, Blom M en Smit M (2016), Evaluatie energiebelastingtarief glastuinbouw; Vergelijking met energie-intensieve industriële sectoren, Wageningen: LEI/CE-Delft.

## Bijlage 1: Voorstel aanpassing EB/ODE

Hieronder is een overzicht gegeven van de tariefwijzigingen in de EB en ODE. Het gaat om wijzigingen ten opzichte van de huidige EB en de verwachte oploop van de ODE zoals meegenomen in het basispad. In de laatste kolommen staan de resulterende tarieven en vaste teruggaaf in constante prijzen 2018.

Tariefschijf		Mutatie energiebelasting (EB), in constante prijzen 2018											Tarief	
gas in cent/m <sup>3</sup>		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2019	2030
0-	170.000 m <sup>3</sup>	4	5	6	7	8	9	10	10	10	10	10	28.7	38.1
	170.000 - 1 miljoen m <sup>3</sup>												6.4	6.2
	1 miljoen - 10 miljoen m <sup>3</sup>												2.3	2.3
	>= 10 miljoen m <sup>3</sup>												1.3	1.2
<b>verlaagd tarief glastuinbouw in cent/m<sup>3</sup></b>														
0-	170.000 m <sup>3</sup>												4.6	4.5
	170.000 - 1 miljoen m <sup>3</sup>												2.4	2.3
	1 miljoen - 10 miljoen m <sup>3</sup>												2.3	2.3
	>= 10 miljoen m <sup>3</sup>												1.3	1.2
<b>elektriciteit in cent/kWh</b>														
0-	10.000 kWh	0	-0.49	-0.85	-1.2	-1.6	-2	-2.4	-2.4	-2.3	-2.3	-2.3	9.6	7.1
	10.000- 50.000 kWh												5.2	4.9
	50.000 - 10 miljoen kWh												1.4	1.3
	> 10 miljoen kWh												0.1	0.1
Tariefschijf		Mutatie opslag duurzame energie (ODE), in constante prijzen 2018											Tarief	
gas in cent/m <sup>3</sup>		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2019	2030
0-	170.000 m <sup>3</sup>	0.4	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	5.1	8.9
	170.000 - 1 miljoen m <sup>3</sup>	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	1.6	2.5
	1 miljoen - 10 miljoen m <sup>3</sup>	1.2	1.3	1.3	1.4	1.5	1.5	1.4	1.4	1.4	1.4	1.5	0.6	2.4
	>= 10 miljoen m <sup>3</sup>	1.6	1.7	1.7	1.8	1.9	2.0	1.8	1.8	1.8	1.9	1.9	0.3	2.4
<b>verlaagd tarief glastuinbouw in cent/m<sup>3</sup></b>														
0-	170.000 m <sup>3</sup>	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.8	1.4
	170.000 - 1 miljoen m <sup>3</sup>	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.6	0.9
	1 miljoen - 10 miljoen m <sup>3</sup>	1.2	1.3	1.3	1.4	1.5	1.5	1.4	1.4	1.4	1.4	1.5	0.6	2.4
	>= 10 miljoen m <sup>3</sup>	1.6	1.7	1.7	1.8	1.9	2.0	1.8	1.8	1.8	1.9	1.9	0.3	2.4
<b>elektriciteit in cent/kWh</b>														
0-	10.000 kWh	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	1.8	2.9
	10.000- 50.000 kWh	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.2	-0.2	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.2	2.7	4.3
	50.000 - 10 miljoen kWh	1.0	1.1	1.1	1.1	1.2	1.2	1.1	1.1	1.1	1.1	1.2	0.7	2.4
	>= 10 miljoen kWh	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
in euro per jaar		Vaste teruggaaf, in lopende prijzen											Teruggaaf	
in euro per jaar		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2019	2030
		120	124	125	128	132	135	130	130	130	132	136	252	321