

Effecten van een CO₂ heffing in de elektriciteitssector

Voorstel voor een instrument dat het EU ETS
en de prijsprikkel voor schone technologie versterkt



Effecten van een CO₂ heffing in de elektriciteitssector

Voorstel voor een instrument dat het EU ETS en de prijsprikkel voor schone technologie versterkt

Door: Eline Begemann, Long Lam, Maarten Neelis

Datum: 22 februari 2016

Projectnummer: CSPNL16521

Reviewer: Bram Borkent

© Ecofys 2016 in opdracht van: ENECO

Samenvatting

Het beprijzen van CO₂ door middel van het Europese emissiehandelssysteem (EU ETS) is de belangrijkste manier waarop de Europese Unie de CO₂ uitstoot van de industrie en de elektriciteitssector wil verminderen. De marktwerking door middel van het EU ETS geeft momenteel door de lage CO₂ prijs echter onvoldoende prikkels om over te schakelen naar mindere vervuilende vormen van elektriciteitsproductie.

Deze studie onderzoekt of het mogelijk is de CO₂ prijsprikkel te versterken door het invoeren van een CO₂ heffing voor alleen de elektriciteitssector, waarbij tegelijkertijd ongebruikte emissierechten uit de markt van het EU ETS worden gehaald. Het idee is dat deze CO₂ heffing niet mag leiden tot ondermijning van het EU ETS, maar wel elektriciteitsproducenten helpt om investeringen in koolstofarme technologieën (wind, zon, biomassa, CO₂ afvang en opslag, etc.) eerder rendabel te maken. Een overweging om het onderzoek te beperken tot een CO₂ heffing voor de elektriciteitssector, is dat de meeste energie-intensieve industrieën onder het EU ETS zijn blootgesteld aan concurrentie van buiten Europa. Dit geldt niet voor de Europese elektriciteitssector.

Deze verkennende studie heeft een CO₂ heffing voor elektriciteitsproducenten onderzocht die bestaat uit twee elementen:

- Elektriciteitsproducenten gaan voor hun CO₂ uitstoot boven een bepaalde norm (van bijvoorbeeld 450 gCO₂ / kWh) een extra bedrag betalen.
- De overheid koopt met de opbrengst van deze heffing emissierechten uit de EU ETS markt die vervolgens door de overheid worden geannuleerd.

Onze analyse laat zien dat, uitgaande van 2014 prijzen voor kolen, gas en CO₂, een heffing vanaf 45 Euro / tCO₂ voor emissies boven een norm van 450 gCO₂ / kWh resulteert in een verandering van de merit order waarbij de duurste kolencentrale in Nederland marginale productiekosten heeft boven de goedkoopste gascentrale. Pas bij een heffing van 130 Euro / tCO₂ hebben alle kolencentrales in Nederland marginale productiekosten die hoger zijn dan alle Nederlandse gascentrales. Het effect van een dergelijk hoge heffing wordt daarmee nagenoeg gelijk aan een sluiting van alle Nederlandse kolencentrales.

De heffing heeft gevolgen voor de import van elektriciteit en de elektriciteitsprijs. Een recente ECN studie berekent dat bij de sluiting van alle Nederlandse kolencentrales, ruim een kwart van de weggevallen productie van kolenstroom wordt vervangen door import van stroom. De helft wordt vervangen door gascentrales binnen Nederland en daarnaast wordt de export verminderd. Hierdoor kan een stijging in de elektriciteitsprijs van 0.2 tot 0.4 eurocent per kWh verwacht worden. In het geval van een CO₂ heffing kan de door ECN berekende toename van de netto import en stijging van de elektriciteitsprijs worden gezien als de maximale gevolgen (namelijk als alle centrales zouden sluiten). Een analyse in deze studie laat echter zien dat er maar zeer beperkt meer stroom uit het buitenland geïmporteerd kan worden, omdat de netto overdrachtscapaciteit vrijwel geheel benut is. Daarnaast

heeft Duitsland, waarvan Nederland veel stroom importeert, ook zelf ambitieuze emissiedoelstellingen en een geplande uitfasering van kerncentrales in 2022. Mede hierdoor is het de vraag of de CO₂ heffing tot meer import van kolenstroom zal leiden, zoals vaak beweerd wordt. Het vergt dus aanbeveling, gebaseerd op de in dit rapport opgenomen korte analyse van opwekkings- en overdrachts capaciteit de bevindingen van het ECN rapport rond het veranderen van de netto import nog eens goed onder de loep te nemen.

Zoals al genoemd is een belangrijk voordeel van de heffing dat, zolang er centrales draaien die een uitstoot boven de norm hebben, het EU ETS versterkt wordt doordat extra emissierechten worden geannuleerd voor de uitstoot boven de norm. Dit verlaagt dus daadwerkelijk het EU ETS plafond (de Europese emissies) en heeft een positief effect op de CO₂ prijs. Dit effect is klein wanneer het om een puur Nederlands initiatief zou gaan, maar kan substantieel bijdragen aan het verlagen van het EU ETS plafond en het verhogen van de CO₂ prijs wanneer hij breder in Europa zou worden ingevoerd. Ook creëert de heffing een extra prikkel voor het nemen van emissie reducerende maatregelen in kolencentrales zoals de bijstook van biomassa of CO₂ afvang en opslag. Het vergt een meer gedetailleerde analyse om de precieze heffingsbedragen te bepalen die het nemen van bepaalde maatregelen rendabel zouden maken, waarbij logischerwijs goed rekening moet worden gehouden met het feit dat de heffing slechts op de emissies boven de norm geheven wordt.

Voordat een dergelijke CO₂ heffing wordt ingevoerd is verder onderzoek nodig naar een logische hoogte van de heffing, de exacte implementatie- en inningsvorm, de frequentie waarmee de heffing aan de CO₂ prijs moet worden aangepast en de wijze waarop CO₂ emissies per geproduceerde hoeveelheid elektriciteit gemonitord moeten worden. Ook is nog nader onderzoek nodig naar de juridische inpassing van dit instrument. In dat kader is het interessant te kijken naar het Verenigd Koninkrijk, waar een CO₂ heffing (Carbon Price Floor) voor de elektriciteitssector al vanaf 2013 van kracht is.

We hopen dat deze verkennende studie een bijdrage kan leveren aan het debat over de versterking van de prijsprikkel voor CO₂ reducerende maatregelen in de elektriciteitssector.

Inhoudsopgave

1	Inleiding en leeswijzer	1
1.1	Achtergrond	1
1.2	Deze studie	2
2	CO₂ heffing voor schonere elektriciteit en versterking EU ETS	3
2.1	Hoe werkt het	3
2.2	Wat zijn de gevolgen van een CO ₂ heffing voor de elektriciteitssector	7
2.2.1	Merit order	7
2.2.2	Import van elektriciteit	9
2.2.3	CO ₂ prijs in het EU ETS	11
2.2.4	Elektriciteitsprijs	12
2.2.5	Emissie reducerende maatregelen en de duurzame energiedoelstelling	12
3	Conclusies	14
4	Referenties	16
	Bijlage: uitwerking verschillende opties voor de heffing	17

1 Inleiding en leeswijzer

1.1 Achtergrond

Het beprijzen van CO₂ door middel van het Europese emissiehandelssysteem (EU ETS) is de belangrijkste manier waarop de Europese Unie de CO₂ uitstoot van de industrie en de elektriciteitssector wil verminderen. De marktwerking door middel van het EU ETS geeft momenteel door de lage CO₂ prijs echter onvoldoende prikkels om over te schakelen naar mindere vervuilende vormen van elektriciteitsproductie.

Het Energierapport 2015 van het kabinet stelt dat¹: "Het is belangrijk dat er een transitie pad wordt bepaald met duidelijke tussendoelen voor de periode van nu tot 2050. Bedrijven weten dan waar ze zich op kunnen richten en kunnen tijdig inspanningen verrichten om de doelen te halen. Het EU ETS is daar op gericht, maar heeft op dit moment nog onvoldoende effect. De inzet van Nederland is om de effectiviteit van het EU ETS te verbeteren. Zolang de prikkel van het EU ETS echter niet overeenkomt met de Nederlandse ambities is aanvullend beleid nodig, dat zich richt op benutting van beschikbare technologie en op grote innovatiestappen."²

Daarnaast heeft staatssecretaris Dijkema van Infrastructuur en Milieu recent³ aangegeven "Dat we moeten zorgen dat het emissiehandelssysteem in Europa beter functioneert, zodat die prijsprikkel echt zijn werk kan doen. Dat betekent emissierechten uit de markt halen (minder rechten veilen, zoals de EU al eens in 2009 heeft gedaan, red.). Dan gaat de prijs vanzelf omhoog. Dat wil ik in juni op de Europese Milieuraad aan de orde stellen", aldus de staatssecretaris.

Uit het bovenstaande blijkt dat het kabinet ook van mening is dat het EU ETS een onvoldoende prijsprikkel geeft en aanvullend beleid nodig is. Dit wordt ondersteund door de verwachting van het Planbureau voor de Leefomgeving (PBL) dat de CO₂ prijs in het EU ETS in 2030 ongeveer 20 euro per ton CO₂ zal bedragen (PBL, 2015). Dit betekent dat de meeste CO₂ reductiemaatregelen zoals wind op zee, CO₂ afvang en opslag en biomassa bijstook hoogstwaarschijnlijk tot 2030 niet rendabel zijn en dus niet gestimuleerd zullen worden door het EU ETS.

Eneco wil bijdragen aan de ideevorming van het kabinet om de CO₂ prijsprikkel te versterken zodat het voor bedrijven aantrekkelijker wordt om marktconform te investeren in duurzame energie en CO₂ arme maatregelen. Om die reden heeft Eneco Ecofys gevraagd om te onderzoeken of het mogelijk is deze prijsprikkel te versterken door het invoeren van een CO₂ heffing voor alleen de elektriciteitssector, waarbij tegelijkertijd ongebruikte emissierechten uit de markt van het EU ETS worden gehaald. Het achterliggende idee is dat een extra CO₂ heffing niet mag leiden tot ondermijning van het EU

¹ Zie pagina 87 van het Energierapport 2015 (EZ, 2016).

² Afkortingen (EU ETS in plaats van ETS) zijn in dit citaat consistent gemaakt met gebruikte afkortingen in de rest van dit rapport.

³ Interview met staatssecretaris Dijkema in de Volkskrant van 12 februari 2016.

ETS, maar tot een versterking ervan. Een overweging van Eneco om het onderzoek te beperken tot een CO₂ heffing voor de elektriciteitssector, is dat de meeste energie-intensieve industrieën onder het EU ETS zijn blootgesteld aan concurrentie van buiten Europa. Dit geldt niet voor de Europese elektriciteitssector, terwijl een hogere CO₂ prijs voor deze sector wel kan leiden tot een effectief klimaatbeleid en daarmee economische baten voor de samenleving.

1.2 Deze studie

Dit rapport beschrijft een mogelijke uitwerking van een CO₂ heffing voor de elektriciteitssector. In hoofdstuk 2.1 wordt de CO₂ heffing beschreven. Hoofdstuk 2.2 behandelt de gevolgen van een dergelijke op de productie en netto import van elektriciteit in Nederland, de CO₂ prijs, en de prikkel voor het nemen van emissie resulterende maatregelen bij elektriciteitscentrales. Hoofdstuk 3 geeft ten slotte de belangrijkste conclusies van de studie weer. In een bijlage worden een aantal alternatieve opties voor de invoering van de heffing besproken en worden voor- en nadelen van deze opties kort toegelicht.

2 CO₂ heffing voor schonere elektriciteit en versterking EU ETS

2.1 Hoe werkt het

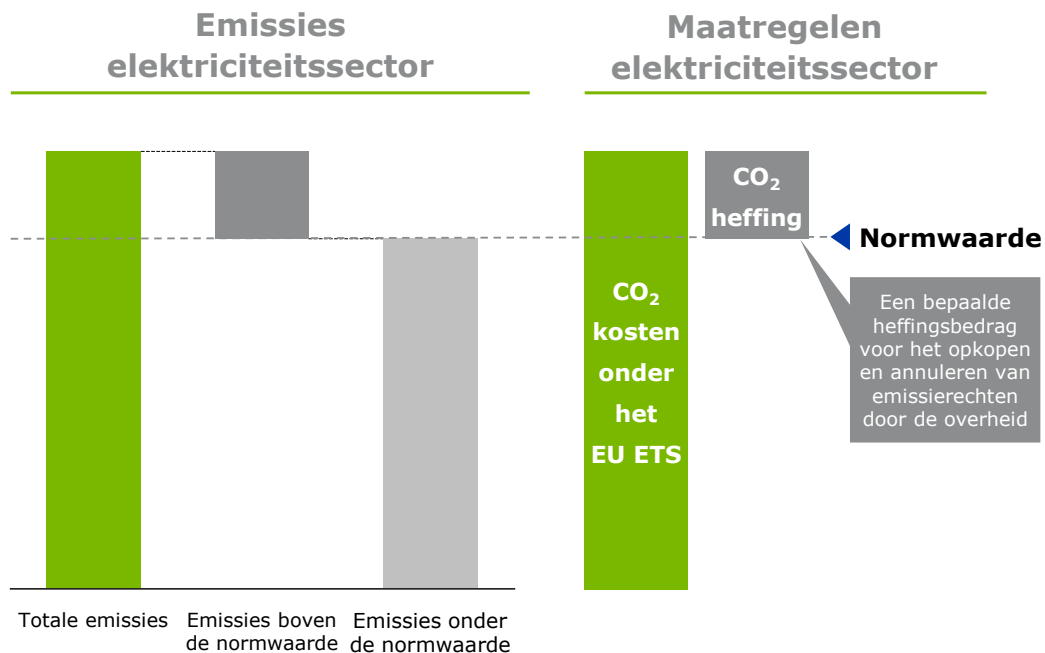
De marktwerking door middel van het EU ETS geeft momenteel door de lage CO₂ prijs onvoldoende prikkels om over te schakelen naar mindere vervuilende vormen van elektriciteitsproductie. Dit verklaart deels de wens van het kabinet om dit door extra maatregelen te bewerkstelligen.

Een mogelijke manier om deze marktwerking te versterken is het invoeren van een CO₂ heffing boven op het EU ETS voor alleen de elektriciteitssector. Doordat de elektriciteitssector een beschermd sector is, die niet onderhevig is aan concurrentie, heeft dit geen nadelige gevolgen voor de sector als geheel⁴.

Het principe achter de heffing is dat elektriciteitscentrales een heffing moeten betalen, wanneer hun emissies boven een bepaalde norm stijgen⁵. Deze heffing wordt alleen betaald over de hoeveelheid CO₂ uitstoot boven de normwaarde. De heffing komt bovenop de bestaande emissierechten die elektriciteitscentrales al moeten inleveren onder het EU ETS voor hun totale emissies. Dit is schematisch weergegeven in Figuur 1.

⁴ Industriële stroom consumenten kunnen wel onderhevig zijn aan internationale concurrentie en een eventueel hogere stroomprijs kan voor hen nadelig werken. Dit wordt verder in deze studie niet behandeld.

⁵ De ideeën voor deze heffing zijn geïnspireerd door ideeën rond een extra heffing op CO₂ emissies voor elektriciteitsproducenten die in Duitsland in verscheidene discussies in een wat andere vorm aan de orde is gekomen, genaamd de "Klimabeitrag", zie bijvoorbeeld (Öko-Institut and Prognos, 2015).



Figuur 1: Schematische weergave van de combinatie van CO₂ prijs onder het EU ETS en de CO₂ heffing

Centrales moeten over de uitstoot boven de normwaarde een bepaald heffingsbedrag aan de Nederlandse overheid betalen. De Nederlandse overheid koopt met de inkomsten uit de CO₂ heffing emissierechten uit de markt en annuleert deze rechten vervolgens. Hierdoor blijft het EU ETS plafond naar beneden gaan zolang er centrales boven de norm blijven uitstoten. Dit verloopt volgens de volgende stappen:

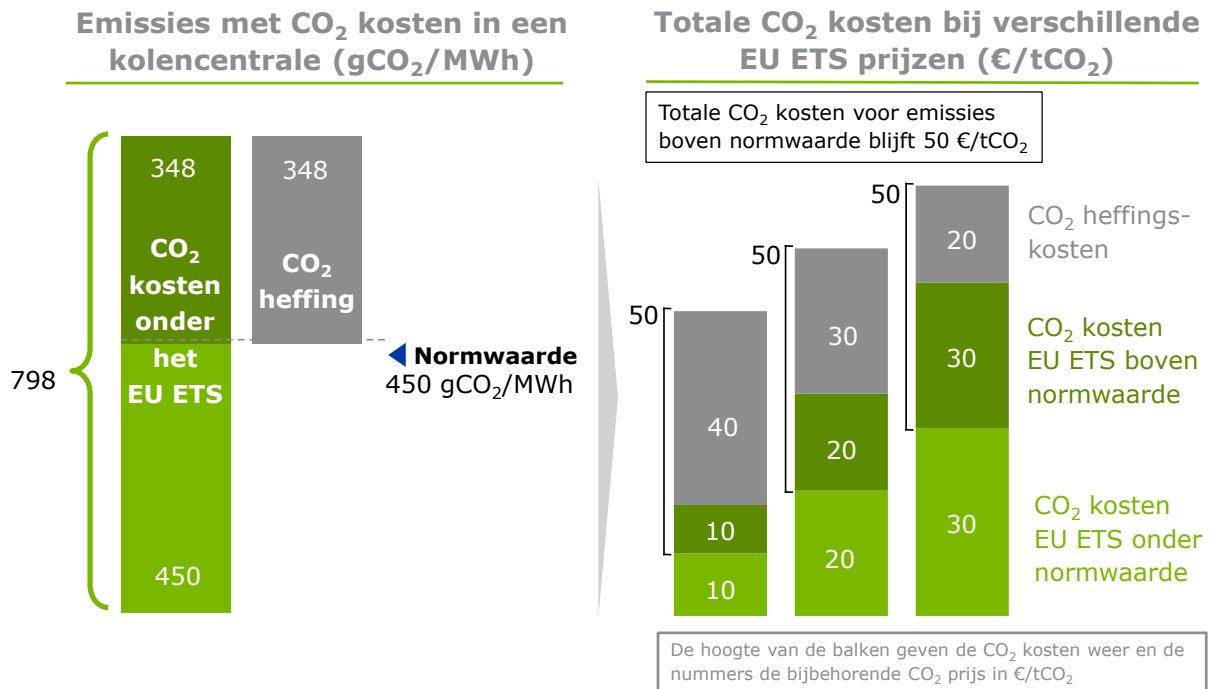
- Elektriciteitscentrales monitoren hun emissies en elektriciteitsopwekking gedurende het jaar en rapporteren aan de Nederlandse overheid;
- De Nederlandse overheid bepaalt de emissies per kWh opgewekte elektriciteit en de hoeveelheid daarvan die boven de normwaarde zit. Dit kan als onderdeel van de jaarlijkse nalevingscyclus onder het EU ETS;
- De Nederlandse overheid stelt het totale bedrag vast dat iedere elektriciteitscentrale moet overmaken voor de CO₂ heffing. De hoogte van het totale heffingsbedrag hangt af van de normwaarde en het type CO₂ heffing dat is ingesteld;
- De elektriciteitscentrales betalen hun CO₂ heffing bovenop de emissierechten die onder het EU ETS ingeleverd moeten worden;
- De Nederlandse overheid houdt het geïnde bedrag via de CO₂ heffing in de staatskas apart voor het kopen van emissierechten en koopt deze emissierechten van de EU ETS markt.
- De Nederlandse overheid maakt de extra emissierechten gekocht met de inkomsten van de CO₂ heffing over naar de rekening voor de annulering van emissierechten, zodat deze rechten niet meer gebruikt kunnen worden voor naleving onder het EU ETS. Hierdoor kan deze heffing ook niet als opbrengst voor de Nederlandse staat worden gezien.

Doordat de overheid het heffingsbedrag gebruikt om emissierechten uit de EU ETS te kopen en deze vervolgens te annuleren, wordt het prijssignaal onder het EU ETS versterkt. Zolang energiecentrales met een emissie intensiteit boven de normwaarde opereren, zullen emissierechten door de overheid worden geannuleerd. Hierdoor neemt de totale emissieruimte onder het EU ETS feitelijk af, omdat tegenover deze extra geannuleerde rechten geen extra emissieruimte meer staat. Wanneer energiecentrales met een hoge emissie intensiteit, zoals kolencentrales, sluiten, zullen geen extra emissierechten meer worden geannuleerd voor deze centrales. Het ETS wordt dan niet meer verder versterkt en de weggevallen emissies kunnen resulteren in zogenaamde waterbedeffecten. We gaan in een aparte tegelijkertijd gepubliceerde studie in meer detail in op dit waterbedeffect (Ecofys, 2016).

De normwaarde waarboven de CO₂ heffing betaald moet worden, kan worden vastgelegd als de waarde van een bepaalde hoeveelheid CO₂ emissies per hoeveelheid opgewekte energie en is daarmee in principe technologie-neutraal. In tegenstelling tot een verplichte CO₂ emissiestandaard, geeft de CO₂ norm slechts de hoogte van de CO₂ heffing weer. Op deze manier kan een markt gebaseerde optimalisatie van de hoeveelheid stroomopwekking per technologie plaatsvinden. Hierdoor wordt het niet rendabel voor de meest vervuilende energiecentrales om stroom op te wekken, tenzij de stroomprijs hoog genoeg is om de CO₂ heffing die hiervoor afgedragen moet worden te compenseren. Daarnaast geeft de aanwezigheid van een CO₂ normwaarde elektriciteitsproducenten meer investeringszekerheid. De normwaarde in de CO₂ heffing kan als het ware als een doelstelling voor de Nederlandse elektriciteitssector worden gezien. Hierdoor wordt het risico van een lock-in van een CO₂ intensieve elektriciteitsopwekking kleiner.

Een mogelijkheid voor een dergelijke CO₂ heffing in Nederland zou ingevoerd kunnen worden per 1 januari 2020 in samenhang met een CO₂ norm van 450 gCO₂/kWh voor alle elektriciteitscentrales in Nederland. Deze CO₂ norm komt overeen met de wet in het Verenigd Koninkrijk "Energy Act 2013" om een CO₂ norm van 450 gCO₂/kWh voor nieuwe elektriciteitscentrales op fossiele brandstof te handhaven.

Het heffingsbedrag voor elke ton CO₂ uitstoot boven de gestelde normwaarde kan op verschillende manieren vastgesteld worden, elk met een mogelijk verschillend effect op de markt. Uit onze analyse van verschillende opties zoals opgenomen in een bijlage bij dit rapport, blijkt dat vast totale CO₂ kosten voor elke ton CO₂ uitstoot boven de norm, waarbij het relatieve aandeel van de heffing ten opzichte van de directe CO₂ prijs afhangt van de CO₂ prijs, de voorkeur heeft. Bij een dergelijke opzet maakt de heffing zichzelf overbodig op het moment dat de CO₂ marktprijs gelijk wordt aan de door de overheid vastgestelde vaste totale CO₂ kosten boven de norm. De werking van deze maatregel is ter illustratie in Figuur 2 weergegeven. Uitgaande van een gemiddelde emissiefactor voor kolencentrales van 798 g CO₂/kWh (CE Delft, 2014) en een normwaarde van 450 g CO₂/kWh, toont Figuur 2 de emissies waarover CO₂ kosten moeten worden betaald. Afhankelijk van de vastgestelde totale CO₂ kosten boven de norm, verschillen de totale CO₂ kosten van de kolencentrale en het geïnde heffingsbedrag door de overheid.



Figuur 2: Overzicht van de totale CO₂ kosten van gemiddelde kolencentrales bij een CO₂ heffing met verschillende CO₂ prijzen (10, 20 en 30 € / t CO₂) waarbij de totale CO₂ kosten boven de norm zijn vastgesteld op 50 € / t CO₂.

In de bijlage geven wij een analyse van de voor- en nadelen van deze CO₂ heffing en andere ontwerpopties.

Naast het definiëren van een type heffing, moeten in de uitwerking van de CO₂ heffing vervolgens onder andere de volgende vragen beter onderzocht worden:

- Hoe hoog moet de CO₂ heffing zijn?
- Wat is de wijze waarop de CO₂ heffing gemonitord en geïnd moet worden, rekening houdend met de administratieve complexiteit voor de stroomproducent en de overheid?
- Hoe vaak moet de CO₂ heffing aangepast worden aan recente ontwikkelingen, zoals de ontwikkeling van de CO₂ prijs en is hiervoor compensatie nodig?
- Hoe beïnvloedt de CO₂ heffing de concurrentiepositie van elektriciteit-intensieve bedrijven?

Ook is nog nader onderzoek nodig naar de juridische inpassing van dit instrument. In dat kader is het interessant te kijken naar het Verenigd Koninkrijk, waar een CO₂ heffing (Carbon Price Floor) voor de elektriciteitssector al vanaf 2013 van kracht is.

2.2 Wat zijn de gevolgen van een CO₂ heffing voor de elektriciteitssector

2.2.1 Merit order

Ten eerste heeft het invoeren van de hierboven beschreven CO₂ heffing effect op de **merit order**. In Figuur 3 wordt de Nederlandse merit order weergegeven in 2014, waaruit duidelijk wordt dat de marginale kosten van elektriciteitsproductie door kolen lager liggen dan voor gas.

Het effect van het invoeren van een CO₂ heffing op de merit order hangt af van de hoogte van deze heffing. In het meest extreme geval, wanneer de CO₂ heffing erg hoog is en marginale kosten van elektriciteitsopwekking uit kolen inclusief de heffing boven de kosten van de duurste gascentrales uitkomen (situatie A in Figuur 3), zal het effect vrijwel vergelijkbaar zijn met sluiting van kolencentrales. De groene lijn toont aan hoeveel procent van de tijd de centrales in de merit order operationeel waren, en het 67% interval geeft weer hoe hoog de restlading de meerderheid van de tijd is. In situatie A komen de kolencentrales na de duurste gascentrales in de merit order te zitten. Hierdoor zouden kolencentrales pas worden ingezet bij een restlading van boven de 17 GW, waar de groene lijn slechts een klein stuk boven 0% uitkomt in 2014 en dus bijna niet zouden draaien. Indien de marginale kosten hierdoor altijd hoger liggen dan van geïmporteerde stroom, dan zouden de kolencentrales helemaal niet meer worden ingezet⁶. Om deze situatie te bereiken, moet de CO₂ heffing zo hoog zijn at de marginale kosten van de huidige kolencentrales en de duurste gascentrales gelijk zijn:

- De gemiddelde marginale productiekosten van de kolencentrales in 2014 zijn ongeveer 30 €/MWh (blauwe lijn in Figuur 3);
- De gemiddelde marginale productiekosten van de duurste groep gascentrales in 2014 zijn ongeveer 75 €/MWh (rechtergedeelte van de oranje lijn in Figuur 3);
- De CO₂ heffing moet minstens gelijk zijn aan het verschil tussen deze twee groepen zijn, wat ongeveer 45 €/MWh in 2014 is;
- Op basis van een gemiddelde emissiefactor voor kolencentrales van 798 gCO₂/kWh (CE Delft, 2014) en een normwaarde van 450 gCO₂/kWh voor de CO₂ heffing, wordt de heffing toegepast 348 gCO₂/kWh, wat de emissies boven de normwaarde zijn. Omdat de gascentrales een gemiddelde emissiefactor van 298-396 g CO₂/kWh (CE Delft, 2014) hebben, vallen deze onder de normwaarde en ondervinden geen CO₂ heffing;
- Hieruit volgt dat als de CO₂ heffing op 348 gCO₂/kWh voldoende hoog moet zijn om het verschil van 45 €/MWh te kunnen overbruggen, de heffing bij 2014 CO₂ prijzen €130 per ton CO₂ moet zijn.

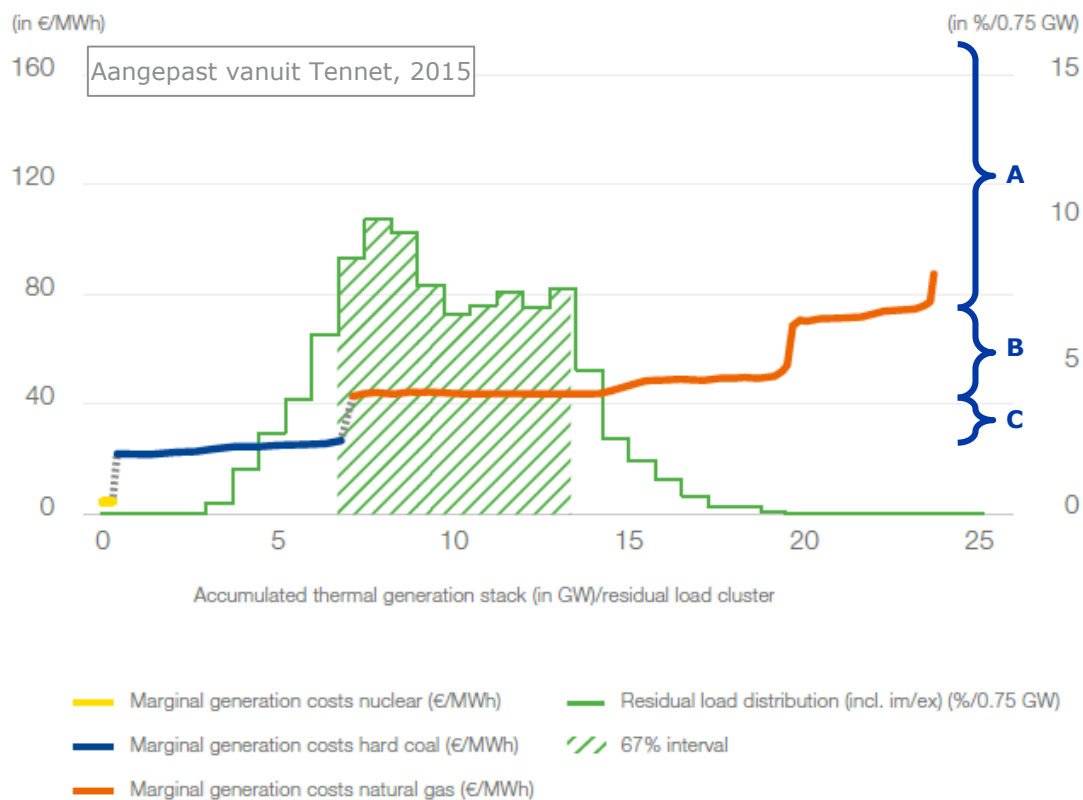
⁶ We gebruiken hier voor argumentatiedoeleinden een simplistische benadering van de merit order curve waarbij we geen rekening houden met bijvoorbeeld de praktische limitatie, dat niet alle centrale even makkelijk aan- en uitgeschakeld kunnen worden.

Dit is het benodigde bedrag om het verschil tussen de marginale kosten van de huidige kolencentrales en de duurste gascentrale te overbruggen op basis van een heffing op de emissies boven de normwaarde.

Echter, er zijn ook minder extreme scenario's denkbaar. Wanneer de marginale kosten van kolencentrales tussen de goedkoopste en duurste gascentrales komen te liggen (situatie B in Figuur 3), zullen kolencentrales alleen ingezet worden op momenten waarop de energievraag hoog genoeg is. Het verschil in marginale productiekosten die de CO₂ heffing moet overbruggen ligt dan tussen de 15 en 45 €/MWh. In dit geval dient er rekening mee gehouden te worden dat verschil in emissie intensiteit van verschillende kolencentrales zal leiden tot een diversificatie van de kostprijs van energieopwekking wanneer een CO₂ heffing wordt ingevoerd. Hierdoor zullen de meest emissie arme kolencentrales eerder in de merit order komen dan meer vervuilende centrales. Op basis van een gemiddelde emissiefactor voor kolencentrales van 798 g CO₂/kWh (CE Delft, 2014) en een normwaarde van 450 g CO₂/kWh, vertaalt het te overbruggen verschil in marginale productiekosten van 15 en 45 €/MWh zich naar een CO₂ heffing van tussen ongeveer €45 en €130 per ton CO₂ voor 2014. Bij een CO₂ heffing van €45 per ton CO₂ zijn de marginale kosten van de duurste kolencentrale voor het eerst hoger dan van de goedkoopste gascentrale⁷.

In een situatie met een vrij lage CO₂ heffing, wanneer de marginale kosten van energieopwekking door kolencentrales voor elke centrale lager blijft dan voor gascentrales (situatie C in Figuur 3), zal de merit order in 2014 vrijwel onveranderd blijven. Op basis van een gemiddelde emissiefactor voor kolencentrales van 798 g CO₂/kWh (CE Delft, 2014) en een normwaarde van 450 g CO₂/kWh, zou dit het geval zijn bij een CO₂ heffing van minder dan ongeveer €45 per ton CO₂.

⁷ Dit bedrag verschilt van de CO₂ prijs die nodig is om de elektriciteitsvoorziening van kolen naar gas over te schakelen, omdat in dat geval de benodigde CO₂ prijs over de totale CO₂ emissies wordt berekend in plaats van alleen de emissies boven de normwaarde zoals hier gebeurt. Ook hangt de benodigde CO₂ prijs voor het overschakelen van kolen naar gas af van aannames rondom de gas- en kolenprijzen.



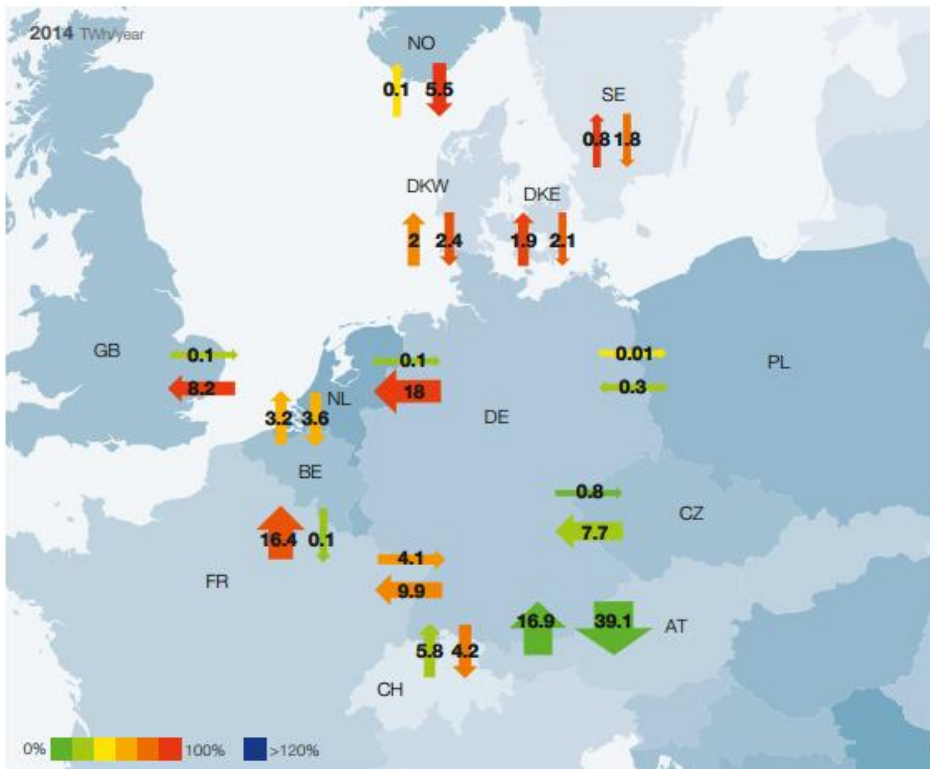
Figuur 3: Nederlandse merit order en verdeling van de restlading in 2014 (aangepaste vanuit TenneT, 2015), uitleg figuur in de tekst

De analyse en heffingsbedragen die hierboven zijn genoemd, zijn bepaald op basis van de situatie in 2014. Voor de toekomstige jaren blijft het principe hetzelfde, alleen zullen de heffingsbedragen voor elke situatie anders zijn doordat de CO₂ prijs en brandstofprijzen anders zullen zijn. Een effect dat in ieder geval optreedt, is dat door de CO₂ heffing het verschil in marginale kosten tussen de meer vervuilende kolencentrales en emissiearme centrales groter zullen worden. Hierdoor zullen de minder vervuilende kolencentrales eerder in de merit order komen, mocht dit niet al het geval zijn.

2.2.2 Import van elektriciteit

Doordat de CO₂ heffing leidt tot een stijging van de marginale kosten van sommige elektriciteitsopwekkingcentrales, is meer **elektriciteit importeren** in sommige gevallen goedkoper dan opwekking door Nederlandse centrales. ECN heeft berekend dat ruim een kwart van de weggefallen productie van kolenstroom wordt vervangen door import van stroom. De helft wordt vervangen door gascentrales binnen Nederland en daarnaast wordt de export verminderd. De hogere netto import door de vervroegde sluiting van Nederlandse kolencentrales neemt ruwweg de helft de helft van de totale emissiedaling in Nederland voor zijn rekening (ECN, 2015). Indien deze stroom uit inefficiënte kolencentrales in het buitenland komen, heeft de CO₂ heffing geen invloed op de totale uitstoot op Europees niveau voor wat betreft deze import. In principe kan de door ECN berekende toename van de netto

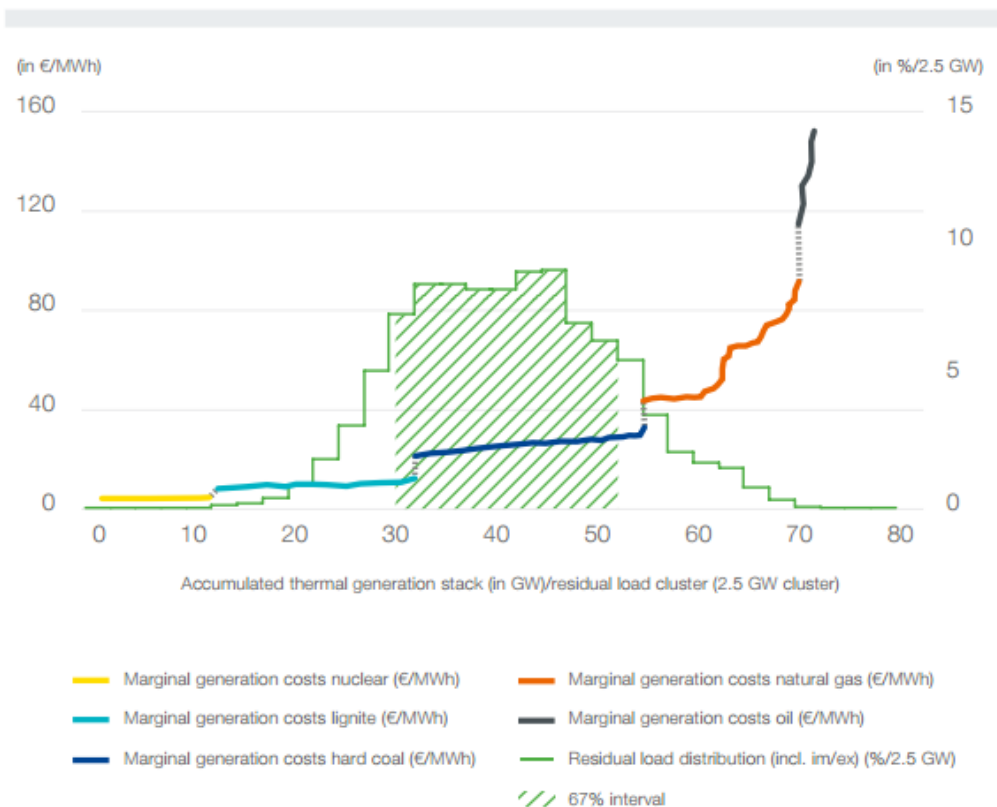
import worden gezien als het maximale effect, namelijk als alle centrales zouden sluiten. Het is hierbij overigens wel de vraag of er daadwerkelijk meer stroom geïmporteerd kan worden. Figuur 4 geeft een overzicht van de inkoop en verkoop van elektriciteit weer in 2014. Nederland staat in verbinding met België, Duitsland, Engeland en Noorwegen. Hierbij is te zien dat het overgrote deel van netto geïmporteerde stroom uit Duitsland komt. Ook toont Figuur 4 hoeveel procent van de netto overdrachtscapaciteit⁸ is benut in 2014. De rode kleur van de elektriciteitsstroom van Duitsland naar Nederland toont aan dat in 2014 de netto overdrachtscapaciteit vrijwel geheel benut was, en dat er maar zeer beperkt meer stroom uit Duitsland geïmporteerd kan worden. Ditzelfde geldt voor Noorwegen, waar Nederland elektriciteit uit waterkrachtcentrales importeert. Een Nederlandse CO₂ heffing op emissies boven de 450 gCO₂/MWh norm, wat in de praktijk vooral impact heeft op Nederlandse kolencentrales, zal daarom waarschijnlijk slechts tot zeer beperkte import van elektriciteit uit het buitenland leiden. Omdat Nederland ook veel elektriciteit naar Engeland en België exporteert, kan de heffing wellicht leiden tot een daling van de export.



Figuur 4: De inkoop en verkoop van elektriciteit tussen Europese landen in 2014 (TenneT, 2015), uitleg figuur in de tekst

⁸ De netto overdrachtscapaciteit geeft de maximale hoeveel stroom dat tussen twee elektriciteitsmarkten uitgewisseld kan worden binnen vastgestelde veiligheidsmarges zonder dat er onzekerheden optreden in het elektriciteitsstelsel.

Daarnaast is het maar de vraag of de landen waarvan nu door Nederland stroom geïmporteerd wordt, opwekkingscapaciteit beschikbaar hebben voor de Nederlandse markt. Het risico dat Nederlandse kolencentrales vervangen zal worden met Duitse kolencentrales is klein. Duitsland heeft een CO₂ reductiedoelstelling van 40% in 2020 en een nog hogere doelstelling voor 2030, dus een hogere inzet van Duitse kolencentrales zal het behalen van deze doelstellingen in gevaar brengen. Daarnaast draaien Duitse bruinkoolcentrales al praktisch op maximale capaciteit (Fraunhofer ISE, 2014) en gaat Duitsland 2.7 GW aan bruinkoolcentrales uitfaseren (BMW, 2015). Ook is Duitsland bezig met het uitfasen van alle kerncentrales tegen 2022 via de Atomausstieg. Hierdoor bestaat de mogelijkheid dat de overgebleven elektriciteitscapaciteit hard nodig om aan de vraag te blijven voldoen, zoals uit de Duitse merit order in Figuur 5 geconcludeerd kan worden. Het vergt dus aanbeveling de bevindingen van het ECN rapport rond het veranderen van de netto import nog eens goed onder de loep te nemen.



Figuur 5: Duitse merit order en verdeling van de restlading in 2014 (TenneT, 2015), uitleg figuur in de tekst rond bespreking Figuur 3

2.2.3 CO₂ prijs in het EU ETS

Doordat kolencentrales de CO₂ heffing betalen aan de Nederlandse overheid en de overheid het geïnde bedrag gebruikt om emissierechten op te kopen en te annuleren, kan de heffing een verhogend effect op de **CO₂ prijs** hebben. De heffing vermindert het aantal emissierechten in omloop, doordat

er extra emissierechten uit de markt worden gehaald. Dit betekent dus dat de heffing voor een verlaging van de emissieruimte in het EU ETS zorgt, zodat de benodigde rechten om aan de heffing te voldoen niet meer gebruikt kunnen worden om emissies te dekken. Hoe hoger de heffing, des te meer emissierechten de overheid emissierechten kan opkopen, waardoor de CO₂ prijs sterker stijgt. Wanneer een dergelijke heffing op grote schaal zou worden ingevoerd in Europa, kan deze er zelfs voor zorgen dat een groot deel van het overschot aan emissierechten verdwijnt en de CO₂ prijs snel omhoog gaat. De hoogte van een heffing wordt in zo'n geval steeds kleiner. Omdat de totale CO₂ kosten, dus de CO₂ prijs in het EU ETS en CO₂ heffing samen, voor de emissies boven de norm een vast bedrag vormen, neemt de CO₂ heffing af wanneer de CO₂ prijs in het EU ETS toeneemt en wordt het CO₂ prijs verhogende effect van de heffing steeds kleiner. Wanneer de CO₂ prijs gelijk wordt aan de afgesproken totale CO₂ kosten die boven de norm worden uitgestoten, gaat de CO₂ heffing naar nul toe en worden de CO₂ kosten volledig gedreven door het EU ETS.

2.2.4 Elektriciteitsprijs

Naast bovengenoemde effecten, heeft het invoeren van een CO₂ heffing een effect op de **electriciteitsprijs**. In een recente studie door ECN over de effecten van het vervroegd sluiten van de Nederlandse kolencentrales wordt geconcludeerd dat dit zal leiden tot een stijging van de Nederlandse elektriciteitsprijs met ongeveer 2-4 euro per MWh, ofwel een stijging van 0.2 tot 0.4 eurocent per kWh (ECN, 2015).

Bij een CO₂ heffing die zo hoog is dat in praktijk alle elektriciteitsopwekking uit kolencentrales wordt vervangen door import en elektriciteitsopwekking uit gascentrales, zal de prijsstijging naar aanleiding van de CO₂ heffing gelijk zijn aan de 2-4 euro per MWh in het door ECN berekende scenario. Wanneer de CO₂ heffing lager is en het op bepaalde momenten rendabeler is om elektriciteit op te wekken met behulp van kolencentrales dan gascentrales en/of import, zal de prijsstijging door de CO₂ heffing lager uitvallen, afhankelijk van de exacte hoogte van de heffing.

2.2.5 Emissie reducerende maatregelen en de duurzame energiedoelstelling

Ook op **emissie reducerende maatregelen** voor elektriciteitscentrales heeft een CO₂ heffing effect. In het eerder genoemde ECN rapport, wordt geconcludeerd dat de hoeveelheid hernieuwbare energie afneemt van 11.9% in het NEV scenario naar 10.8%, door het wegvallen van biomassa bijstook in kolencentrales, wanneer deze vervroegd gesloten worden (ECN, 2015). Echter, wanneer in plaats van verplichte sluiting een CO₂ heffing wordt ingevoerd die van toepassing is op emissies boven een vastgestelde normwaarde, wordt het rendabeler om de emissie intensiteit van centrales hoger dan de normwaarde te verlagen. De CO₂ heffing zorgt er namelijk voor dat het duurder is om alle emissies boven de normwaarde uit te stoten. Het verlagen van de emissie-intensiteit kan gedaan worden door bijvoorbeeld CO₂ afvang en opslag of biomassa bijstook. Positieve gevolgen hiervan zijn daling van de emissies en, in het geval van biomassa bijstook, een stap richting het halen van de doelen op het gebied van duurzame energie. Het vergt een meer gedetailleerde analyse om de precieze heffingsbedragen te bepalen die het nemen van bepaalde maatregelen rendabel zouden maken, waarbij logischerwijs goed rekening moet worden gehouden met het feit dat de heffing slechts op de emissies

boven de norm geheven wordt. Bovendien zijn deze bedragen logischerwijs sterk centrale- en maatregel specifiek. De heffing zoals beschreven houdt een CO₂ prijs gedreven marktwerking in stand, waarbij uiteindelijk de markt zal bepalen welke maatregelen wel en welke maatregelen niet genomen zullen worden. De heffing is dus technologie neutraal en als zodanig dus ook geen blokkade voor het bijstoken van biomassa of het toepassen van CCS.

3 Conclusies

Deze studie onderzoekt of het mogelijk is de prijsprikkel onder het EU ETS te versterken door het invoeren van een CO₂ heffing voor alleen de elektriciteitssector, waarbij tegelijkertijd ongebruikte emissierechten uit de markt van het EU ETS worden gehaald. De heffing werkt door elektriciteitsproducenten voor hun uitstoot boven een bepaalde norm (van bijvoorbeeld 450 gCO₂ / kWh) een extra bedrag te laten betalen. De overheid koopt met de opbrengst van de heffing emissierechten die vervolgens door de overheid worden geannuleerd. Een logische manier om de CO₂ heffing in te voeren is om boven de norm een vast bedrag aan CO₂ kosten vast te stellen die deels bestaat uit de heffing (die afhangt van de CO₂ prijs) en deels uit de directe EU ETS kosten, al zijn er ook een aantal andere opties denkbaar. De heffing is technologie neutraal, geeft stoomproducenten kostzekerheid voor wat betreft de CO₂ kosten boven de norm en ook met de heffing blijft de marktwerking in het EU ETS behouden.

Onze analyse laat zien dat, uitgaande van 2014 prijzen voor kolen, gas en CO₂, een heffing vanaf 45 Euro / tCO₂ voor emissies boven een norm van 450 gCO₂ / kWh resulteert in een verandering van de merit order waarbij de duurste kolencentrale in Nederland marginale productiekosten heeft boven de goedkoopste gascentrale. Pas bij een heffing van 130 Euro / tCO₂ hebben alle kolencentrales in Nederland marginale productiekosten die hoger zijn dan alle Nederlandse gascentrales. Het effect van een dergelijk hoge heffing wordt daarmee nagenoeg gelijk aan een verplichte sluiting van alle Nederlandse kolencentrales.

De heffing heeft gevolgen voor de import van elektriciteit en de elektriciteitsprijs. Een recente ECN studie berekent dat bij de sluiting van alle Nederlandse kolencentrales, ruim een kwart van de weggevallen productie van kolenstroom wordt vervangen door import van stroom. De helft wordt vervangen door gascentrales binnen Nederland en daarnaast wordt de export verminderd. Hierdoor kan een stijging in de elektriciteitsprijs van 0.2 tot 0.4 eurocent per kWh verwacht worden. In het geval van een CO₂ heffing kan de door ECN berekende toename van de netto import en stijging van de elektriciteitsprijs worden gezien als de maximale gevolgen (namelijk als alle centrales zouden sluiten). Een analyse in deze studie laat echter zien dat er maar zeer beperkt meer stroom uit het buitenland geïmporteerd kan worden, omdat de netto overdrachtscapaciteit vrijwel geheel benut is. Daarnaast heeft Duitsland, waarvan Nederland veel stroom importeert, ook zelf emissiedoelstellingen en is het de vraag of de CO₂ heffing tot meer import van kolenstroom zal leiden, zoals vaak beweerd wordt. Het vergt dus aanbeveling, gebaseerd op de in dit rapport opgenomen korte analyse van opwekkings- en overdrachtscapaciteit de bevindingen van het ECN rapport rond het veranderen van de netto import nog eens goed onder de loep te nemen.

Zoals al genoemd is een belangrijk voordeel van de heffing dat, zolang er centrales draaien die een uitstoot boven de norm hebben, het EU ETS versterkt wordt doordat extra emissierechten worden geannuleerd voor de uitstoot boven de norm. Dit verlaagt dus daadwerkelijk het EU ETS plafond (de Europese emissies) en heeft een positief effect op de CO₂ prijs. Dit effect is klein wanneer het om een puur Nederlands initiatief zou gaan, maar kan substantieel bijdragen aan het verlagen van het EU

ETS plafond en het verhogen van de CO₂ prijs wanneer hij breder in Europa zou worden ingevoerd. Ook creëert de heffing een extra prikkel voor het nemen van emissie reducerende maatregelen in kolencentrales zoals de bijstook van biomassa of CO₂ afvang en opslag. Het vergt een meer gedetailleerde analyse om de precieze heffingsbedragen te bepalen die het nemen van bepaalde maatregelen rendabel zouden maken, waarbij logischerwijs goed rekening moet worden gehouden met het feit dat de heffing slechts op de emissies boven de norm geheven wordt.

Voordat een dergelijke CO₂ heffing wordt ingevoerd is verder onderzoek nodig naar een logische hoogte van de heffing, de exacte implementatie- en inningsvorm, de frequentie waarmee de heffing aan de CO₂ prijs moet worden aangepast en de wijze waarop CO₂ emissies per geproduceerde hoeveelheid elektriciteit gemonitord moeten worden. Ook is nog nader onderzoek nodig naar de juridische inpassing van dit instrument. In dat kader is het interessant te kijken naar het Verenigd Koninkrijk, waar een CO₂ heffing (Carbon Price Floor) voor de elektriciteitssector al vanaf 2013 van kracht is.

We hopen dat deze verkennende studie een bijdrage kan leveren aan het debat over de versterking van de prijsprikkel voor CO₂ reducerende maatregelen in de elektriciteitssector.

4 Referenties

BMWi (2015), *Gabriel: Verständigung zur Braunkohle wichtiger Beitrag zur Erreichung der Klimaziele*. Opgehaald van <http://www.bmwi.de/DE/Presse/pressemitteilungen,did=736020.html?view=renderPrint>

CE Delft (2014), *Achtergrondgegevens stroometikettering 2013*.

ECN (2015), *Effecten van het vervroegd sluiten van de Nederlandse kolencentrales*.

Ecofys (2016) *Het waterbed effect en het EU ETS, een uitleg met de mogelijke uitfasering van Nederlandse kolencentrales als voorbeeld*

EZ (2016), *Energierapport – Transitie naar duurzaam*.

Fraunhofer ISE (2014), *Electricity production from solar and wind in Germany in 2014*. Opgehaald van <https://www.ise.fraunhofer.de/en/downloads-englisch/pdf-files-englisch/data-nivc-/electricity-production-from-solar-and-wind-in-germany-2014.pdf>

Öko-Institut and Prognos (2015), *Das CO₂-Instrument für den Stromsektor: Modellbasierte Hintergrundanalysen*, Berlin, 13 April 2015.

PBL (2015), *CO₂ prijs en veilingopbrengsten in de nationale energieverkenning 2015*.

TenneT (2015), *Market review 2014, Electricity market insights*.

Bijlage: uitwerking verschillende opties voor de heffing

Als onderdeel van deze studie hebben wij verschillende manieren onderzocht waarop het CO₂ heffingsbedrag kan worden vastgesteld. Hierbij hebben wij gekeken naar vier verschillende opties, elk met een mogelijk verschillend effect op de markt:

1. Een variabel heffingsbedrag overeenkomstig met een vast aantal emissierechten voor elke ton CO₂ uitstoot boven de norm, waarbij het heffingsbedrag afhangt van de marktprijs voor emissierechten en de overheid altijd een vast aantal emissierechten kan kopen;
2. Een vast heffingsbedrag met variabele totale CO₂ kosten voor elke ton CO₂ uitstoot boven de norm, waarbij de hoeveelheid emissierechten die hierdoor geannuleerd wordt, afhangt van hoeveel emissierechten de overheid kan kopen met de marktprijs voor emissierechten;
3. Een variabel heffingsbedrag met vaste totale CO₂ kosten voor elke ton CO₂ uitstoot boven de norm, waarbij het verschil tussen de actuele marktprijs van emissierechten en de richtprijs het heffingsbedrag bepaald, bijvoorbeeld een heffing die stijgt bij lagere CO₂ prijs, zodat de totale CO₂ kosten een vast bedrag vormen;
4. Een variabel heffingsbedrag afhankelijk van brandstofprijzen, bijvoorbeeld een heffing die stijgt bij groter verschil tussen de prijs voor kolen en gas.

Deze vier mogelijkheden voor een CO₂ heffing hebben specifieke voor- en nadelen op de volgende gebieden:

- De mate waarin zij het EU ETS versterken
- De mate waarin zij technologieneutraal zijn
- De zekerheid voor investeerders om te investeren in centrales met lagere emissie intensiteit
- De kostzekerheid voor stroomproducenten
- Complexiteit

Tabel 1 geeft een overzicht gegeven van de voor- en nadelen op die gebieden voor elke maatregel. De analyse in Tabel 1 toont aan dat maatregel 3, een variabel bedrag met vaste totale CO₂ kosten boven de norm, de voorkeur heeft voor betreft de zekerheid voor investeerders, maar dat hij door de koppeling met de CO₂ prijs wel complexer is ten opzichte van de, zeker bij lage CO₂ prijzen, redelijk vergelijkbare tweede optie.

Tabel 1: Vergelijking van vier opties voor een CO₂ heffing

	1. Een variabel bedrag met een vast aantal emissierechten	2. Een vast bedrag met variabele totale CO ₂ kosten	3. Een variabel bedrag met vaste totale CO ₂ kosten	4. Een variabel bedrag afhankelijk van brandstofprijzen
Versterking van het EU ETS	<p>Zolang energiecentrales met een emissie intensiteit boven de normwaarde opereren, zullen emissierechten door de overheid worden geannuleerd. Hierdoor neemt de totale emissieruimte onder het EU ETS feitelijk af, omdat tegenover deze extra geannuleerde rechten geen extra emissieruimte meer staat. Wanneer energiecentrales met een hoge emissie intensiteit, zoals kolencentrales, sluiten, zullen geen extra emissierechten meer worden geannuleerd voor deze centrales. Het ETS wordt dan niet meer verder versterkt en de weggevalen emissies kunnen resulteren in zogenaamde waterbedeffecten. We gaan in een aparte tegelijkertijd gepubliceerde studie in meer detail in op dit waterbedeffect (Ecofys, 2016).</p>			
Technologieneutraal	<p>De CO₂ heffing hangt af van het aantal op te kopen emissierechten en de prijs van emissierechten en is niet afhankelijk van de technologie en/of brandstof.</p>	<p>De CO₂ heffing hangt alleen af van het vastgestelde heffingsbedrag en is niet afhankelijk van de technologie en/of brandstof.</p>	<p>De CO₂ heffing hangt af van de prijs van emissierechten en de richtprijs, en is niet afhankelijk van de technologie en/of brandstof.</p>	<p>De hoogte van de heffing is gekoppeld aan brandstofprijs en hiermee technologieafhankelijk.</p>
De zekerheid voor investeerders	<p>In het geval van een lage prijs voor emissierechten, kan de heffing zo laag uitvallen dat elektriciteitsproductie door e.g. kolencentrales goedkoper is dan door gascentrales, waardoor dit heffingssysteem</p>	<p>Doordat de heffing bestaat uit een vast bedrag, dient dit in principe als een minimale CO₂ prijs. Echter, in het geval van een lage prijs voor bepaalde brandstoffen en / of een lage CO₂ prijs, kan CO₂ inten-</p>	<p>Doordat de totale CO₂ kosten bovenop de productiecosten door de EU ETS en de CO₂ heffing samen een vast bedrag is, biedt deze maatregel weliswaar meer zekerheid voor investeerders dat stroomproductie met</p>	<p>Doordat de totale energiekosten voor elektriciteitsproductie (brandstofkosten + EU ETS + CO₂ heffing) gezamenlijk altijd hoger zijn voor e.g. kolen dan voor gas, biedt deze maatregel veel zekerheid voor investeerders in stroomproductie met lagere emissies.</p>

	1. Een variabel bedrag met een vast aantal emissierechten	2. Een vast bedrag met variabele totale CO ₂ kosten	3. Een variabel bedrag met vaste totale CO ₂ kosten	4. Een variabel bedrag afhankelijk van brandstofprijzen
	weinig zekerheid geeft voor investeerders in stroomproductie met lagere emissies.	sieve elektriciteitsproductie nog steeds goedkoper dan alternatieven met lagere emissies, waardoor dit heffingssysteem slechts een beperkte zekerheid geeft voor investeerders in stroomproductie met lagere emissies.	lage emissies rendabeler blijft dan vervuilende stroomproductie, maar bij lage prijzen van energie intensieve brandstoffen, kan CO ₂ intensieve elektriciteitsproductie nog steeds goedkoper dan alternatieven met lagere emissies.	
Kostzekerheid voor stroomproducenten	Doordat de hoogte van de CO ₂ heffing fluctueert met de prijs van emissierechten, biedt deze maatregel weinig kostzekerheid voor stroomproducenten.	Doordat de hoogte van de CO ₂ heffing vast staat, biedt deze maatregel veel kostzekerheid voor stroomproducenten, al blijven de kosten van de CO ₂ onder de norm variabel.	Doordat de totale CO ₂ kosten bovenop de productiecosten door het EU ETS en de CO ₂ heffing een vast bedrag is, biedt deze maatregel veel kostzekerheid voor stroomproducenten.	Doordat de hoogte van de CO ₂ heffing fluctueert met brandstofprijzen, biedt deze maatregel weinig kostzekerheid voor stroomproducenten.
Complexiteit	Doordat het heffingsbedrag dat ingeleverd moet worden afhangt van de EU ETS prijs, heeft deze maatregel een relatief complexiteit .	Doordat een vast bedrag aan emissierechten ingeleverd moet worden, heeft deze maatregel een beperkte complexiteit .	Het heffingsbedrag wordt bepaald door het verschil tussen de EU ETS prijs en de richtprijs, wat dit een relatief complexe maatregel maakt.	De hoeveelheid emissierechten wordt bepaald door het verschil in brandstofprijzen, wat dit een relatief complexe maatregel maakt.

ECOFYS



sustainable energy for everyone

ECOFYS

sustainable energy for everyone



ECOFYS Netherlands B.V.

Kanaalweg 15G
3526 KL Utrecht

T: +31 (0) 30 662-3300

F: +31 (0) 30 662-3301

E: info@ecofys.com

I: www.ecofys.com