

TNO PUBLIEK

**EnergieTransitie**Westerduinweg 3  
1755 LE Petten  
Postbus 15  
1755 ZG Petten[www.tno.nl](http://www.tno.nl)

T +31 88 866 50 65

**TNO-rapport****TNO 2021 R10426****Achtergrondnotitie over 4 fiches in het kader  
van financiële instrumenten voor reductie van  
NOx-emissies in de industrie**

Datum	10 maart 2021
Auteur(s)	P. Kroon, A.J. Plomp
Aantal pagina's	55 (incl. bijlagen)
Aantal bijlagen	2
Opdrachtgever	Ministerie van Landbouw Natuur en Voedselkwaliteit
Projectnaam	Normeren en beprijzen stikstof
Projectnummer	060.46808

Alle rechten voorbehouden.

Niets uit deze uitgave mag worden vermenigvuldigd en/of openbaar gemaakt door middel van druk, fotokopie, microfilm of op welke andere wijze dan ook, zonder voorafgaande toestemming van TNO.

Indien dit rapport in opdracht werd uitgebracht, wordt voor de rechten en verplichtingen van opdrachtgever en opdrachtnemer verwezen naar de Algemene Voorwaarden voor opdrachten aan TNO, dan wel de betreffende terzake tussen de partijen gesloten overeenkomst.

Het ter inzage geven van het TNO-rapport aan direct belanghebbenden is toegestaan.

© 2021 TNO

TNO PUBLIEK

## Summary

The effect of potential policy measures to reduce the emissions of NO<sub>x</sub> and NH<sub>3</sub> in several sectors has been analyzed and reported in this document for the Dutch government. In this background report of TNO the effect of four policy measures has been described, which all focus on the industrial sectors and energy sectors, such as electricity production. For each individual measure the extent of the NO<sub>x</sub> emission reduction effect in 2030 has been calculated or estimated, based on the assumption that the relevant policy measure would be implemented by January 1 2023. An estimation of the potential NO<sub>x</sub> reduction effect for 2025 is also provided.

The calculated NO<sub>x</sub> reduction effects for 2025 and 2030 have been determined based on a scenario outlook, which has been published in 2020 by the Netherlands Environmental Assessment Agency (PBL) and TNO; this scenario is known as the 'KEV 2020'. In this scenario not all currently known intended climate and energy policies from the Dutch Climate Agreement has been assessed. This is mainly due to the fact that these climate policies were still not elaborated by the time calculations were made for the scenario 'KEV 2020'. These climate and energy policies will affect the calculated NO<sub>x</sub> reduction effect and give additional uncertainty to the results.

The first option, a Pigovian tax of 15 or 25 €/kg NO<sub>x</sub> emission for the industrial and energy production sectors, has a large effect on the emissions and emission reduction effects have been determined of 23% and 39% respectively of 36,6 kton NO<sub>x</sub> emission of these sectors in 2030. This has been calculated based on the assumption that technical measures will be implemented, such as selective catalytic reduction (SCR) or ultra-low NO<sub>x</sub> burners, for several categories of combustion installations. These resulting scenario outcomes are accompanied by (high) uncertainties, since a range of Pigovian taxes has been studied and various potential decisions and potential side-benefits which can be made by the prospective Pigovian tax-payers. Next to these uncertainties, various designs of the Pigovian taxes are possible, e.g. focus on the marginal costs or by transferring tax revenues back to companies to financially support technical measures. This has not been investigated further.

The second option deals with the assessment framework for NO<sub>x</sub> emission permits. If there is no direct emission limit value present in current laws or decrees, the permitting authority needs to make a decision with respect to an emission limit value. This decision can be supported by a so-called cost-effectiveness calculation for a technical emission reduction measure. The assessment framework to support the decision defines that if the resulting cost-effectiveness is below 5 €/kg NO<sub>x</sub> emission, the (technical) measure needs to be implemented. If the cost-effectiveness is above 20 €/kg, implementation of the (technical) measure is deemed to be too costly and cannot be regarded as Best Available Technology. If the resulting cost-effectiveness ends up between 5 and 20 €/kg NO<sub>x</sub>, the current assessment framework leaves judge and final decision to the permitting authority. In this policy option, the latter, upper limit is increased up to 35 or 45 €/kg. One needs to be aware that the current assessment framework is modestly used to settle permits and are mainly applied to settle emission limit values for so-called process emissions (~12 kton NO<sub>x</sub>/year). If permitting authorities are able to implement the

assessment framework successfully and strives towards cost-efficient measures, these process emissions might halve. But potentially, permitting procedures may only slow down, while not realizing potential effects and therefore the potential result might also be zero emission reduction. Given this high uncertainty range, it is not possible to make a difference between 35 and 45 €/kg. If the lower limit and upper limit of the assessment framework would be increased in combination, a more effective result could be realized. Adjustment of the assessment framework would have a positive influence on settling new and stricter emission limit values in laws and decrees as well, but this effect cannot be estimated currently and is out of scope of the current research report.

The last two policy options relate a potential NO<sub>x</sub> reduction by altering the energy tax in the Netherlands. The first policy option is to raise the tax per m<sup>3</sup> or kWh for large consumers of gas and electricity towards a similar level as for small consumers. The second policy option is to cancel the current tax exemption for the building materials industry sector (gas consumption) and the metal and metal products industry sector (gas and electricity consumption). The different variants of tax increases are converted in relative price increases for gas and electricity consumption. With price elasticities these price increases are recalculated into a reduction in energy demand. The decline in NO<sub>x</sub> emission was calculated by multiplying the decline in energy use with the average NO<sub>x</sub> emission factors of 2030 of the scenario in 'KEV 2020'. For electricity a correction was made for import and export of electricity and the increasing share of renewable electricity (mainly electricity production by wind and sun). The higher energy taxes lead to a substantial increase of energy costs. The uncertainty in the applied elasticity factors results directly into the uncertainty in the calculated effect. Despite a high uncertainty in the calculated effect, the main conclusion remains that the NO<sub>x</sub> effect of the calculated variants of the higher energy taxes is rather limited (all variants lower than 1 kton).

# Inhoudsopgave

<b>Summary</b> .....	<b>2</b>
<b>1 Inleiding</b> .....	<b>5</b>
<b>2 Pigou-belasting voor NO<sub>x</sub></b> .....	<b>6</b>
2.1 Voorstel fiche .....	6
2.2 Verkenning NO <sub>x</sub> kosten, heffingen en prijzen.....	6
2.3 Onderbouwing nieuwe kostencurve .....	12
2.4 Conclusies voor de energiesector en de industrie .....	18
<b>3 Aanpassing maatwerk grenzen BBT regelingen</b> .....	<b>22</b>
3.1 Voorstel fiche .....	22
3.2 Mogelijk effect van wijziging maatwerk grenzen .....	22
3.3 Conclusies aanscherping maatwerk grenzen.....	26
<b>4 Tariefstructuur energiebelasting minder degressief maken</b> .....	<b>28</b>
4.1 Voorstel fiche .....	28
4.2 Analyse energieverbruik en effecten .....	29
4.3 Doorrekening van de varianten .....	33
4.4 Conclusies tariefstructuur energiebelasting minder degressief maken.....	38
<b>5 Aanpassing afschaffing vrijstelling energiebelasting</b> .....	<b>39</b>
5.1 Voorstel fiche .....	39
5.2 Het energieverbruik dat onder de vrijstelling valt. ....	39
5.3 Effect op energieverbruik en emissies.....	43
5.4 Conclusies afschaffing vrijstelling energiebelasting .....	45
<b>6 Literatuur</b> .....	<b>47</b>
<b>7 Ondertekening</b> .....	<b>52</b>
<b>Bijlage(n)</b>	
A Verdeling effect fiches over sectoren	
B NO <sub>x</sub> -emissies in de Klimaat- en Energieverkenning 2020	

# 1 Inleiding

Ten behoeve van een interdepartementale werkgroep (Ministeries van LNV, EZK, IenW en BZK) heeft TNO het effect in kaart gebracht van een viertal mogelijke maatregelen om de emissie van NO<sub>x</sub> van de industrie terug te dringen<sup>1</sup>. Het zijn beleidsmatige maatregelen, die middels een financiële wortel- en/of stokprincipe, NO<sub>x</sub>-reductie zouden moeten realiseren. Voor elke maatregel was bij aanvang reeds een concept fiche beschikbaar met diverse aspecten waaraan het effect nog moet worden toegevoegd.

Het gaat om de volgende vier fiches:

- 1) Pigou-belasting voor NO<sub>x</sub>.
- 2) Aanpassing maatwerk grenzen BBT-regelingen.
- 3) Tariefstructuur Energiebelasting minder degressief maken.
- 4) Vrijstelling in de Energiebelasting voor metallurgische en mineralogische procedés afschaffen.

Het effect van de maatregelen, die in de fiches beschreven zijn, wordt in deze notitie verder toegelicht voor zover dit relevant is voor de bepaling van het effect. Ook zijn soms opmerkingen toegevoegd over randvoorwaarden, draagvlak, effect en alternatieven. Per fiche zijn in deze notitie meerdere varianten uitgewerkt.

De effecten zijn bepaald ten opzichte van de NO<sub>x</sub>-emissie zoals bepaald in de Klimaat- en Energieverkenning (KEV) 2020 (PBL, 2020a). Hierbij is uitgegaan van invoering van de maatregel per 1 januari 2023 en is het mogelijke effect in 2030 bepaald. Ook is aangegeven wat het effect in 2025 zou kunnen zijn.

Met nadruk wordt er op gewezen dat de hier opgenomen effecten en kosten een behoorlijke onzekerheidsmarge hebben. Ook kan ander beleid, bijvoorbeeld het Klimaatakkoord of vervolgmaatregelen daarop, de SDE++ regeling en het verleggen van vergunde normen door vergunningverleners richting de ondergrens van Europese grenzen voor de Beste Beschikbare Techniek (BBT) (Kruisselbrink, 2020) direct effect hebben op de hier berekende effecten.

---

<sup>1</sup> In het kader van de stikstofproblematiek kijkt de werkgroep ook naar andere sectoren en zowel naar het terugbrengen van de NH<sub>3</sub>- als de NO<sub>x</sub>-emissie. Dit rapport beperkt zich tot de vier NO<sub>x</sub>-fiches voor de industrie.

## 2 Pigou-belasting voor NO<sub>x</sub>

### 2.1 Voorstel fiche

In het voorstel wordt gesproken over het invoeren van een belasting op NO<sub>x</sub>-emissies die gelijk is aan de maatschappelijke schade die CE Delft berekend heeft, namelijk 35 euro/kg NO<sub>x</sub>-emissie (CE, 2017). Verder wordt aangegeven dat de heffing, vergelijkbaar met een Pigou-belasting, alleen opgelegd gaat worden aan bedrijven die een NO<sub>x</sub>-emissie hebben van meer dan 10 ton/jaar. Dit is de drempelwaarde voor de NO<sub>x</sub>-emissie waarbij bedrijven verplicht worden een elektronisch Milieujaarverslag in te leveren (eMJV) (VROM, 2009, bijlage III). Deze keuze zou betekenen dat er geen nieuwe inventarisatieverplichting bij komt. De belasting wordt opgelegd voor de totale emissie, en niet alleen voor het deel boven de 10 ton/jaar.

Gevraagd wordt om voor het effect van de Pigou-belasting een curve op te leveren van de cumulatieve NO<sub>x</sub>-reductie versus de kosten per kg NO<sub>x</sub>-reductie. De curve kan ook gebruikt worden in een andere fiche "Aanpassing maatwerk grenzen BBT-regelingen" Bij deze andere fiche wordt gevraagd het effect te bepalen van het verhogen van de BBT bovengrens van 20 €/kg NO<sub>x</sub>-reductie naar 35 €/kg NO<sub>x</sub>-reductie en naar 45 €/kg NO<sub>x</sub>-reductie. Beide getallen komen uit het genoemde CE Delft rapport (CE, 2017).

Allereerst is kort onderzoek gedaan naar het door CE Delft genoemde bedrag en naar andere vormen van belastingheffing. Ook is naar het Nederlandse NO<sub>x</sub>-handelssysteem gekeken en is er een vergelijking gemaakt met andere landen, waaronder bijvoorbeeld Denemarken. Hierna wordt de (nieuw opgestelde) curve voor de elektriciteitssector toegelicht gevolgd door een update van de curve voor de industrie- en de raffinagesector uit een eerdere publicatie (Kroon, 2017). Ten slotte volgen de resultaten.

### 2.2 Verkenning NO<sub>x</sub> kosten, heffingen en prijzen

#### 2.2.1 Maatschappelijke schade

In het Handboek Milieuprijzen 2017 noemt het CE Delft gemiddelde schadekosten van 35 €/kg met een range van 24-54 €/kg NO<sub>x</sub>-emissie (CE, 2017, tabel 4). Dit zijn hoge kostencijfers vergeleken met het afwegingsgebied voor NO<sub>x</sub>-reductie-maatregelen in het Activiteitenbesluit (zie Tabel 7). Een studie van de OECD haalt schade cijfers ("damage costs") aan voor transport in de UK van 115 £<sub>2015</sub>/kg NO<sub>x</sub> (150 €<sub>2015</sub>/kg) voor centraal Londen tot 25 £/kg NO<sub>x</sub> (33 €<sub>2015</sub>/kg) voor transport gemiddeld en 7,8 £/kg NO<sub>x</sub> (10 €<sub>2015</sub>/kg) voor transport in landelijk gebied (OECD, 2020). Transportemissies komen in het algemeen vrij op leefniveau (de uitlaat van wegvoertuigen is laag en er wordt veel nabij bewoonde gebieden gereden) en hebben daarom meer schadelijk effect dan emissies uit hoge schoorstenen die zich met lagere concentraties over een groter gebied verspreiden en relatief meer in dunbevolkte gebieden en boven zee op leefniveau terecht komen.

In het CE Delft rapport wordt op pagina 35 onder de tabel met milieuprijzen opgemerkt dat het hier om gemiddelde prijzen in Nederland gaat. De specifieke

schadekosten hangen ook af van de locatie. Op pag. 115 wordt opgemerkt: "Vooral bij elektriciteitscentrales en de industrie is de hoogte van de schoorsteen een belangrijke factor in een verder verspreiding en verdunning van emissies. Dit is belangrijk voor het dichtbevolkte Nederland: door een hoge schoorsteen is het waarschijnlijker dat een deel van de emissies terecht komt in dunbevolkte gebieden". Even verder, waar het gaat over de bijdrage van NO<sub>x</sub> aan de vorming van fijn stof: "Tabel 30 (over gemiddelde schadekosten fijn stof) geeft een overzicht van de schadekosten die gebruikt kunnen worden als de schoorsteenhoogte meer dan 100 meter bedraagt. Deze tabel laat zien dat de schadekosten met ongeveer de helft verminderen voor bronnen met een schoorsteen van meer dan 100 meter" (CE, 2017). Deze daling kan ook gekwantificeerd worden. Wordt gekeken naar de schade van NO<sub>x</sub>-emissie bij het thema fijnstofvorming en dan een vergelijking gemaakt tussen de bijdrage van NO<sub>x</sub>-emissie uit hoge schoorstenen met de gemiddelde waarde (tabel 29 en tabel 30 in het CE Delft rapport) dan levert dit een daling van 8 €/kg NO<sub>x</sub>-emissie op. Worden de gemiddelde schadekosten voor NO<sub>x</sub> alleen lineair gecorrigeerd, op basis van de lagere schade voor fijnstofvorming uit deze schoorstenen, dan dalen de schadekosten van 35 €/kg naar 27 €/kg met een range van 18-42 €/kg NO<sub>x</sub>-emissie<sup>2</sup> uit hoge schoorstenen (CE, 2017). Als de vermindering met ongeveer de helft voor alle effecten zou gelden wordt de milieuschade uit hoge schoorstenen nog lager, namelijk 17 €/kg NO<sub>x</sub>-emissie (range 12-27 €/kg NO<sub>x</sub>). Het CE Delft rapport doet hier verder geen uitspraak over. Overigens zijn niet alle industriële schoorstenen hoger dan 100 meter.

Uiteindelijk zal, als de emissiereductie doorgerekend wordt met een verspreidingsmodel, blijken dat reductie van een kg NO<sub>x</sub>-emissie uit een hoge schoorsteen minder milieuwinst oplevert dan een kg NO<sub>x</sub>-emissie reductie uit bijvoorbeeld een voertuig op leefniveau een reden hiervoor is bijvoorbeeld dat er bij een hoge schoorsteen meer emissie naar het buitenland en naar zee gaat.

### 2.2.2 Belasting en handelssystemen

Voor naar mogelijke effecten van een Pigou-belasting in Nederland gekeken wordt, is eerst naar het Nederlandse handelssysteem gekeken en naar voorbeelden uit ander landen gekeken.

#### Nederlands NO<sub>x</sub>-handelssysteem

In Nederland was er van 1 juni 2005 tot en met 1 januari 2013 een NO<sub>x</sub>-handelssysteem<sup>3</sup> voor installaties groter dan 20 MWth input. Was de emissie van de betreffende bedrijven in 2005 nog 81,4 kton, in 2013 was deze gedaald naar 53,4 kton (NEa, 2014). Dit is een daling van 35%. Het handelssysteem leverde uiteindelijk wel de gewenste emissiereductie op, maar had vanaf het begin een probleem met een overschot door teveel toegekende rechten. Om de reductie toch te versnellen werden bij alle kolencentrales NO<sub>x</sub>-reductietechnieken geplaatst (SCR). Dit leverde extra reductie op, maar ook een extra overschot aan rechten. Bij de introductie lag de handelsprijs tussen de 0,70 €/kg en 0,90 €/kg. Aan het eind van 2005 daalde de prijs volgens het CE Delft naar 0,50 €/kg (Blom, 2007), zie ook

<sup>2</sup> Dit is de gemiddelde waarde uit Tabel 4 van het CE Delft rapport vermindert met het verschil tussen Tabel 29 en Tabel 30 uit hetzelfde rapport.

<sup>3</sup> In het systeem werden bedrijven vanaf medio 2005 jaarlijks gratis emissierechten toegekend, maar werd elk jaar de toegekende hoeveelheid rechten verminderd. De toekenning gebeurde op basis van energiegebruik en bij procesemissies op basis van productie. Handelen in rechten en sparen waren mogelijk. Elk jaar moest een boekhouding overlegd worden en bijbehorende emissierechten ingeleverd. Bij een tekort aan rechten zou een boete volgen.

Tabel 1. Er is weinig openbare informatie over hoe de prijs daarna verlopen is, waarschijnlijk is hij verder gedaald en laag gebleven. Bij de opheffing van het systeem werd gesproken over 0,11 €/kg gedurende 2011 (IenW, 2012). Dit is beduidend lager dan de kosten van NO<sub>x</sub>-emissiereductie. Verkoop van een overschot aan emissierechten leverde de bedrijven dan ook maar een zeer beperkte bijdrage op in de gemaakte emissiereductiekosten.

Bij de invoering van het systeem is onderzocht of dit staatssteun was. In haar beschikking van 24 juni 2003 heeft de Europese Commissie het NO<sub>x</sub>-emissiehandelssysteem inderdaad aangemerkt als staatssteun, maar ook gemeld dat zij dit verenigbaar acht met de Europese interne markt (IenM, 2012, pag. 9). De reden is dat de rechten door de overheid ook verkocht hadden kunnen worden. Door dit niet te doen loopt de overheid inkomsten mis, wat ten laste komt van de staatskas. Uiteindelijk besliste het Europese hof van Justitie dat het geen staatssteun was, omdat de regeling niet selectief was (HVJ EU, 2011).

Dat er uiteindelijk toch een einde kwam aan het handelssysteem heeft te maken met de Industrial Emissions Directive, kortweg IED (EU, 2010) en BBT richtlijnen. De IED geeft aan dat bepaalde IPPC-installaties<sup>4</sup> aan de best beschikbare techniek (BBT) moeten voldoen. Wat BBT is, is vastgelegd in referentie documenten, zogenaamde BREFs (Best Available Techniques reference documents). Voor grote stookinstallaties (large combustion plants; LCP) zijn bijvoorbeeld in 2017 nieuwe BBT waarden vastgesteld (BREF-LCP, 2017).

Nederland had gehoopt dat installaties, die deelnamen aan het NO<sub>x</sub>-handels-systeem, vrijgesteld zouden worden van de BBT-eisen. Deze uitzondering is er niet gekomen. Hierdoor kregen bedrijven een dubbele verplichting: deelnemen aan het handelssysteem, maar toch niet vrij kiezen tussen de aankoop van rechten of zelf maatregelen nemen, omdat ze ook verplicht waren hun installaties binnen de gestelde termijn aan de BBT-eisen te laten voldoen. Een deel van de BBT-eisen, met name voor grote veelvuldig voorkomende installaties en standaard brandstoffen, zijn later middels een aanpassing van het Activiteitenbesluit in emissienormen vastgelegd (Ab, 2007) waarna het handelssysteem is opgeheven. Voor meer bijzondere -proces- installaties en verbrandingsinstallaties op bijvoorbeeld restgassen is na afschaffing de BBT-afweging en maatwerk gebleven.

### **Situatie in andere landen**

In Tabel 1 is een aantal handelsprijzen opgenomen en een aantal heffingen zoals deze in korte tijd op internet gevonden konden worden. Het overzicht is vooral bedoeld als prijsindicatie. Er is verder niet gekeken naar terugsluismechanisme, vormgeving en welke installaties of voertuigen er precies onder de heffing vallen.

Bij het overzicht in Tabel 1 nog een drietal opmerkingen.

- In de USA daalde de NO<sub>x</sub>-prijs tot het niveau van de variabele kosten van SCR-installaties. Werd NO<sub>x</sub> goedkoper dan zetten eigenaren de toevoer van reductiemiddel (ammoniak/NH<sub>3</sub> of een ureum oplossing) stil en compenseerden ze hun emissie met inkoop van emissierechten.

---

<sup>4</sup> IPPC staat voor Integrated Pollution Prevention and Control. Een IPPC-installatie is een installatie voor industriële activiteiten als bedoeld in bijlage 1 van richtlijn nr. 2010/75/EU van het Europees parlement en de Raad van 24 november 2010 inzake industriële emissies.



- In Denemarken is er in 2011 veel discussie geweest over het verhogen van de heffing van 0,7 €/kg naar 3,4 €/kg. Dit was al besloten, maar is uiteindelijk eind 2011 niet doorgegaan. Argumenten hierbij waren de effecten op de glastuinbouw en het onvermijdelijke gebruik van olie in afgelegen gebieden zonder aardgas. Per 1 juli 2012 is het wel verhoogd, maar in 2016 is de heffing weer verlaagd (zie ook Tabel 2). De heffing geldt onder andere voor installaties groter dan 10 MW<sub>input</sub> (Svenningsen, 2019).
- Zowel Ierland als Noorwegen hebben een heffing op de NO<sub>x</sub>-emissie bij de aankoop van een voertuig (Bragadóttir, 2014), (Wappelhorst, 2018).

Tabel 1 NO<sub>x</sub>-handelsprijzen en NO<sub>x</sub>-heffingen in een aantal landen

Land	Prijzen	Opmerking
Nederland 2005-2013	Handelsprijs 0,7-0,9 €/kg daalde naar 0,11 €/kg	Groot overschot aan rechten.
USA: NO <sub>x</sub> Budget Trading Program 2003-2008	Handelsprijs varieerde tussen 2,2 en 0,4 €/kg	De 0,4 €/kg zijn de variabele kosten voor het reductiemiddel ammoniak bij een SCR-installatie.
Noorwegen	2,2 € <sub>2020</sub> /kg	Er is een speciaal fonds en de meeste bedrijven betalen minder.
Frankrijk (1998-1999)	0,038 € <sub>1998</sub> /kg	In 2000 vervangen door de TGAP.
Frankrijk 2019	0,171 € <sub>2020</sub> /kg	La Taxe Générale sur les Activités Polluantes (TGAP) (Frankrijk 2019).
Zweden	5,3 € <sub>2008</sub> /kg	Voor ketels, st. motoren en gasturbines die 25 GWh nuttige energie produceren.
Denemarken	0,7 € <sub>2011</sub> /kg	Eind 2011 zou dit opgehoogd worden van 0,7 naar 3,4 €/kg, maar dit is toen uitgesteld tot juli 2012.
Denemarken	3,5 € <sub>2015</sub> /kg	Na 2012 jaarlijks beperkt verhoogd, zie tabel 2. Per 1 juli 2016 weer verlaagd.
Denemarken	0,7 € <sub>2020</sub> /kg	Met de basis van 5,0 DDK in 2015 is dit verhoogd naar 5.2 in 2019 en 2020 en 5.3 in 2021.
Noorwegen nieuwe auto's	~ 35 €/kg	
Ierland (nieuwe auto's in 2020)	~ 25 €/kg <sup>5</sup> olopend naar ~75 en ~125 €/kg	Aanschafbelasting op voertuigen, vergelijkbaar diesel toeslag NL; ook stimulering elektrische auto's.

Tabel 2 Verloop van de heffing op NO<sub>x</sub>-emissies in Denemarken in DKK en (€)

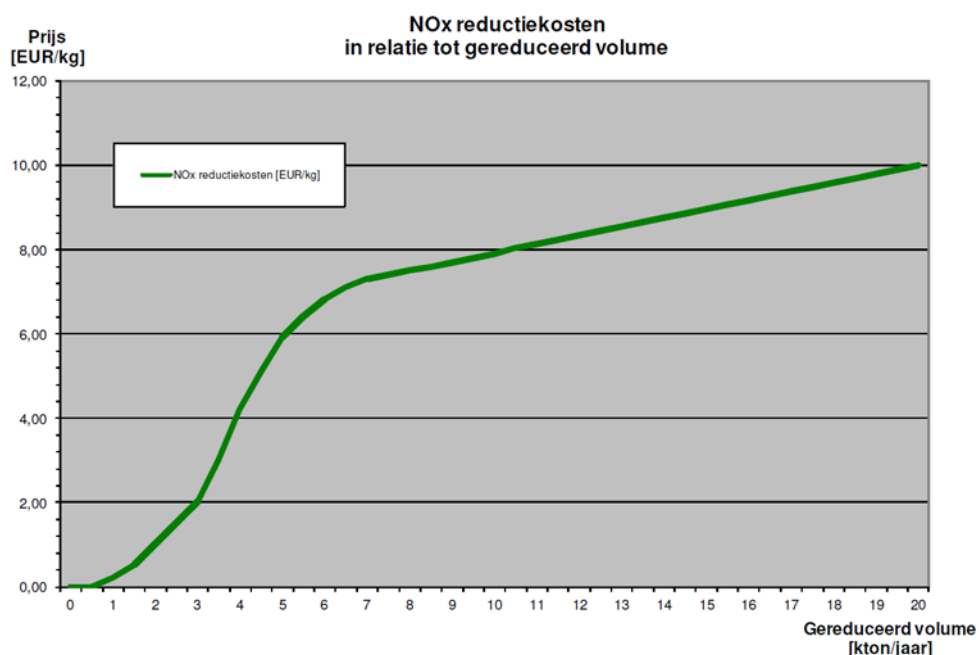
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Belasting	5	5	5,2	25,5	25,9	25,4	26,6	5,1
	(0,67)	(0,67)	(0,7)/25,0*	(3,43)	(3,48)	(3,55)	(3,58)/5,0*	(0,69)
			(3,36)				(0,67)	

\* Veranderd per 1 juli.

<sup>5</sup> Over de eerste 0-60 mg/km (bij personen- en bestelauto's) of mg/kWh (bij vrachtoertuigen) moet bij nieuwe voertuigen € 5 per mg/km of mg/kWh betaald worden. Kosten hiervan ~25 €/kg NO<sub>x</sub>-emissie berekend over een levensduurafstand van 200.000 km. Tussen 60 en 80 is de belasting 15 € per mg/km, daarboven 25 € per mg/km (equivalent met ~75 en ~125 €/kg).

### 2.2.3 Curve van “van der Velde” en DHV 2011

In 2011 is in het kader van het NO<sub>x</sub>-emissiehandel een reductiecurve opgesteld over emissiereductie richting 2020 zie Figuur 1 (Velde, 2011). Uitgangspunt is een emissie van ruim 61 kton van bedrijven in het handelssysteem in 2010 (51 kton verbranding en 10 kton procesemissies)<sup>6</sup>. In de figuur is de potentieel nog te behalen emissiereductie uitgezet tegen de gemiddelde kosten per kg NO<sub>x</sub>-reductie. Wordt de totale NO<sub>x</sub>-emissie in 2010 van de energiesector en de nijverheid van het CBS van 63,2 kton vergeleken met de NEa cijfers dan blijkt het handelssysteem hier circa 94% van de emissies te omvatten. De curve in Figuur 1 dekt dus redelijk de hele energie- en industriële sector.



Figuur 1 Het verband tussen de NO<sub>x</sub>-reductiekosten en het cumulatief haalbare jaarlijkse reductievolume (Velde, 2011)

De diverse reductiemogelijkheden zijn in het betreffende document toegelicht. Ook dit overzicht, in Tabel 3, is direct overgenomen uit het genoemde rapport (Velde, 2011). De kosteloze reductie heeft onder andere te maken met de sluiting van klinkerproductie<sup>7</sup> door ENCI. Ook blijkt er een beperkte emissiereductie in de land- en tuinbouw in de figuur te zitten.

<sup>6</sup> De NEa geeft voor 2010 270 bedrijven (zijn eigenlijk locaties van bedrijven; het handelssysteem is aan een milieuvergunning gekoppeld) met een emissie boven de 10 ton/jaar, samen totaal 60,4 kton, en 64 bedrijven die mee moeten doen maar lager zitten, samen 0,3 kton (NEA, 2011). Van de 60,6 kton zit er 1,45 niet bij de energiebedrijven of de nijverheid. Namelijk 0,9 in de glastuinbouw (29 bedrijven), 0,5 bij de academische ziekenhuizen (6) 0,05 overige dienstverlening (2; o.a. gebouwen Schiphol). Resteren 233 bedrijven met meer dan 10 ton NO<sub>x</sub>/jaar in energiesector en nijverheid.

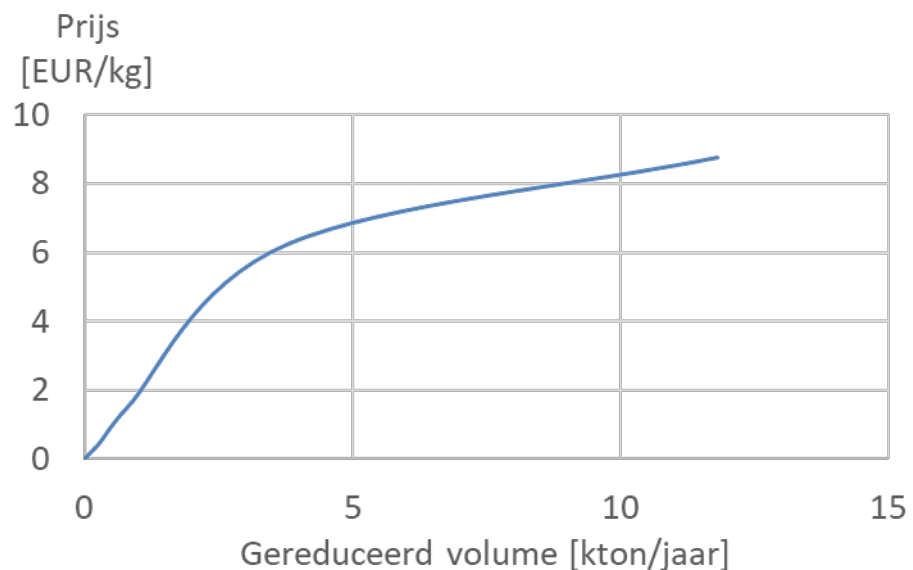
<sup>7</sup> Klinker is de belangrijkste grondstof van cement.

Tabel 3 Overzicht van de prijscategorieën van maatregelen in relatie tot het mogelijk haalbaar reductievolume

Relatieve kosten [€/ kg]	Emissie-reductie [kton/jaar]	Emissiereductie cumulatief [kton/jr]	Opmerkingen
Kosteloos	1	1	De extra reductie t.o.v. de reeds ingeplande autonome ontwikkelingen zal naar verwachting max. 1 kton bedragen.
0 – 1	0,3	1,3	Extra injectie van reductant is mogelijk in de afvalsector en bij enkele procesemissies.
1 – 2	2	3,3	Enkele grotere elektriciteitsinstallaties uit jaren 1970 - 1980 + tuinders / groenvoerdrogers.
2 – 5	-	3,3	In deze prijsklasse zijn geen significante reductiemogelijkheden ingeschat
5 - 7,5	5	8,3	Reducties bij procesemissies en reducties bij oudere energieopwekkingsinstallaties in de industrie.
7,5 – 10	5 – 10	13 – 20	Reducties bij raffinagesector en kleinere industriële installaties voor energie opwekking.

In 2013 blijkt de emissie met circa 7 kton gedaald te zijn ten opzichte van 2010. Bijna 4 kton bij de elektriciteitsproductie en 2,5 kton in de chemie. Vooral bij de vervaardiging van chemische producten is ook de gemiddelde emissiefactor gedaald (NEa, 2014).

Wordt de ontwikkeling van de NO<sub>x</sub>-emissie bij de bedrijven, die in het handels-systeem zitten verder gevolgd, dan loopt de daling door emissiereductie-maatregelen bij de industrie op tot ongeveer 6 kton. Er is ook circa 12 kton daling bij energiebedrijven door andere ontwikkelingen. Per saldo zou hieruit zeer globaal geconstateerd kunnen worden dat ruwweg 13 kton uit de curve van 2010 rond 2019 nog beschikbaar is, en een kleine 12 kton na correctie voor de gesloten klinkerproductie door ENCI. Dit levert dan ongeveer het beeld op in Figuur 2.

Figuur 2 Afgeleid reductiepotentieel in 2019 bij grote NO<sub>x</sub>-emittenten

Richting 2030 zal deze curve nog wel wat veranderen, maar het geeft in ieder geval een indicatie van de reductiemogelijkheden vanuit een andere studie.

## 2.3 Onderbouwing nieuwe kostencurve

### 2.3.1 Opbouw emissie 2018

Uit de bestanden van de emissieregistratie kunnen recente emissiegegevens per bedrijf gehaald worden. De glastuinbouw en gezondheidszorg vallen waarschijnlijk buiten de rapportage verplichting; omdat deze niet genoemd worden in bijlage 1 van de EU regeling (EU, 2006) waar de emissieregistratie naar verwijst. Een overzicht van de emissie van bedrijven die wel NO<sub>x</sub>-emissies rapporteren is opgenomen in Tabel 4. In de emissieregistratie wordt ook de emissie van vliegvelden opgenomen (incl. die van vliegtuigbewegingen), afvalverbrandingsinstallaties en waterzuiveringsinstallaties. Uiteindelijk blijken er ongeveer 187 bedrijven te zijn in de energiesector en de nijverheid die 10 ton NO<sub>x</sub>/jaar uitstoten of meer. De emissie die door individuele opgaven zo gedekt wordt, sommeert in totaal op 37,9 kton (exclusief 0,7 kton door bedrijven met een opgave in de emissieregistratie van minder dan 10 ton NO<sub>x</sub>-emissie per jaar). Met 2,8 kton van vooral afvalverbranding komt dit tot 40,7 kton.

De emissie in 2018 door deze sectoren in de statistiek is 44,5 kton zodat afgerond (40,7/44,5=) 90% van de emissie onder een Pigou-belasting (over hun hele emissie) voor bedrijven met 10 ton emissie ton/jaar of meer geraakt zou worden. Ongeveer 20 kton NO<sub>x</sub> aan verbrandingsemissies van stationaire installaties bevindt zich buiten deze sectoren: 6,7 kton bij de huishoudens, 5,7 kton bij diensten en bouw en 7,6 kton bij vuurhaarden in de landbouw (Smeets, 2020). Een deel van de emissies in de gebouwde omgeving, die van CV ketels tot 400 kW en kachels, valt inmiddels onder de Ecodesign richtlijn, en zijn lastig onder (aangescherpte) Nederlandse eisen te brengen.

Tabel 4 NO<sub>x</sub>-emissiegegevens per bedrijf in de emissieregistratie voor 2018

Emissieregistratie 2018	Totaal	Vlieg- velden	Afvalver- branding + RWZI	Energie- sector en nijverheid
<b>Groter dan 10 ton NO<sub>x</sub>/jaar</b>				
Aantal bedrijven	211	4	20	187
Emissie in kton NO <sub>x</sub> /jaar	44,7	3,9	2,8	37,9
Ton NO <sub>x</sub> /bedrijf	212	979	140	203
<b>Kleiner dan 10 ton NO<sub>x</sub> /jaar</b>				
Aantal bedrijven	500	11	242	247
Emissie in kton NO <sub>x</sub> /jaar	0,9	0,0	0,2	0,7
Ton NO <sub>x</sub> /bedrijf	2	1	1	3

### 2.3.2 Elektriciteitssector

De "centrale" elektriciteitssector bestaat, voor wat betreft verbranding, op dit moment uit een aantal kolencentrales, die in 2030 gesloten zullen zijn, gascentrales, die vooral gericht zijn op elektriciteitsproductie, vooral STEG (=stoom en gasturbine) centrales, gascentrales die naast elektriciteit ook warmte leveren aan bijvoorbeeld een stadverwarming (WKK of CHP) en een paar eenheden op restgas van de staalproductie. Er is ook een kerncentrale en veel import en export van elektriciteit. Door het toenemende aandeel van duurzame energie door wind- en zonne-energie is er veel minder vraag naar elektriciteit die geproduceerd wordt uit fossiele brandstoffen (zie onder andere de scenario's van de KEV 2020). Er

worden daarom nauwelijks nog nieuwe centrales gebouwd, en de centrales die er staan gaan steeds minder draaiuren maken. Doordat ze minder gebruikt worden, neemt ook de NO<sub>x</sub>-emissie af.

In de modelberekeningen van de KEV 2020 daalt de NO<sub>x</sub>-emissie van centrales van 9,7 kton in 2018 naar 9,2 in 2025 en 5,4 in 2030 (Smeets, 2020). Het is relevant dat niet alleen duurzame energie maar ook import en export van grote invloed is op deze resultaten.

### 2.3.3 Meegenomen maatregelen bij centrales

De kolencentrales hebben allemaal naast branders met een lage NO<sub>x</sub>-uitstoot ook rookgasreiniging middels selectieve katalytische reductie (SCR<sup>8</sup>). In de berekeningen is alleen een beperkte investering in optimalisatie ervan meegenomen.

De nieuwste gascentrales hebben, naast een gasturbine die al een lage NO<sub>x</sub> brander heeft, eigenlijk ook allemaal een SCR. Ook hier is een beperkte investering in optimalisatie meegenomen. Verder blijkt het emissieniveau van de Nederlandse eenheden, boven de scherpste Amerikaanse normen te liggen. Er is daarom ook een veronderstelling gemaakt dat door verdubbeling van het katalysatorvolume nog circa 50% van de restemissie verminderd kan worden.

Voor gascentrales die geen SCR hebben is de mogelijkheid van de plaatsing van een SCR meegenomen. Het gaat in de KEV 2020 in het jaar 2030 nog om meer dan de helft van de productie van elektriciteit met gascentrales.

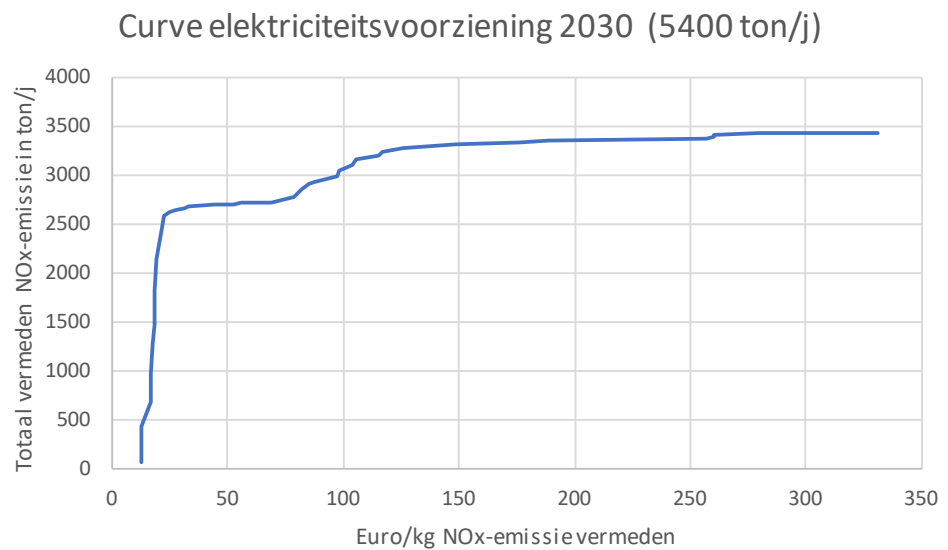
In alle gevallen gaat het om "retrofit": het aanpassen van een bestaande installatie. Dit leidt tot hogere investeringskosten dan een aanpassing die bij nieuwbouw al is meegenomen. Bovendien is de restlevensduur van de installatie korter. Wat ook meespeelt is dat de emissie van de centrales al laag is (veel lager dan 30 jaar terug). Verder verlaging levert weinig bijkomende reductie op tegen hoge kosten en daarmee ook een slechte kosteneffectiviteit<sup>9</sup>. Dit komt dan ook terug in de berekeningsresultaten. Hierbij moet opgemerkt worden dat de kosten een hoge onzekerheid hebben, omdat deze per locatie sterk kunnen verschillen. Ook internationale publicaties met kostencijfers geven behoorlijk uiteenlopende waarden.

In Figuur 2 en Figuur 3 zijn de vermeden NO<sub>x</sub>-emissie in 2030 uitgezet ten opzichte van de kosten per kg NO<sub>x</sub>-emissie vermeden. Hierbij is uitgegaan van een rente van 5% en een economische levensduur van 7 jaar. Is de NO<sub>x</sub>-belasting lager dan de specifieke reductiekosten, dan wordt de investering in emissiereductie niet in 7 jaar terugverdiend.

---

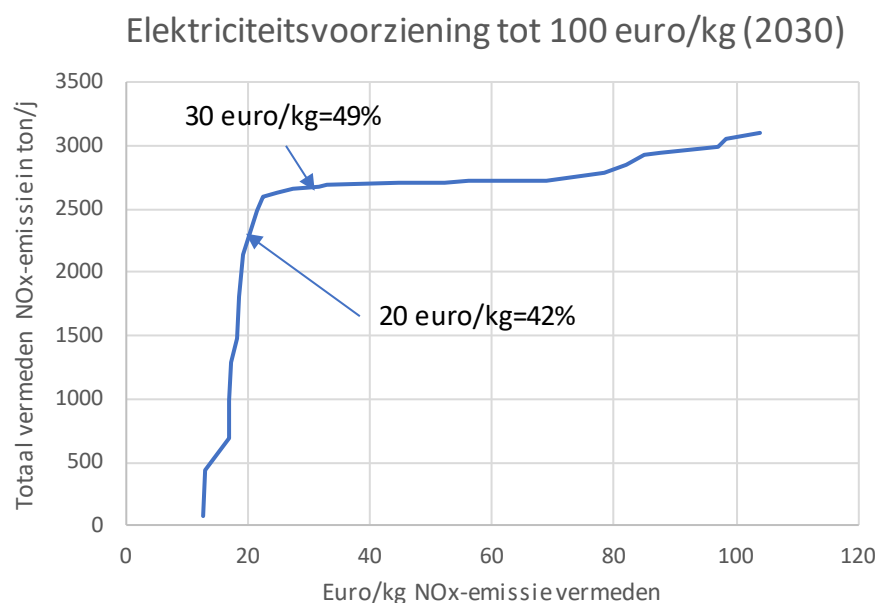
<sup>8</sup> SCR is een techniek waarbij een reductiemiddel als ammoniak (NH<sub>3</sub> meestal als een waterige oplossing) in het rookgas gespoten wordt en dan verderop een katalysator wordt gebruikt om circa 80 tot ruim boven de 90% van de NO<sub>x</sub> af te breken. De techniek wordt al jaren toegepast bij grote installaties als kolencentrales tot mobiele toepassing als vrachtwagens. Bij vrachtwagens en kleinere installaties wordt in plaats van ammoniak een ureum (een kunstmestcomponent) oplossing gebruikt, ook bekend als AdBlue. Ureum valt bij verhitting uiteen in NH<sub>3</sub>.

<sup>9</sup> Ondanks efficiency verbeteringen en kostendalingen, liggen, door het lagere emissieniveau, de kosten per kg NO<sub>x</sub>-emissie vermeden hoger dan oude literatuurwaarden.



Figuur 3 NO<sub>x</sub>-reductiecurve voor de elektriciteitsvoorziening (ten opzichte van een 5,4 kton emissie in 2030)

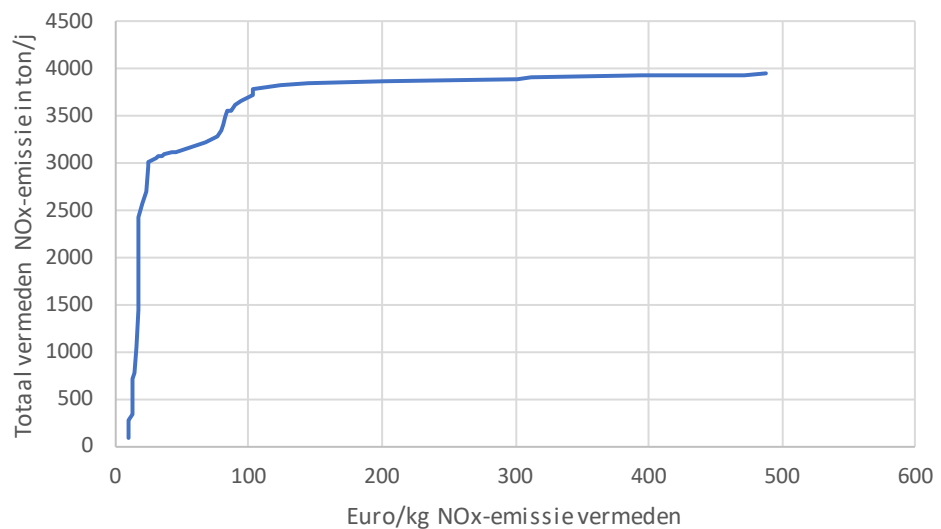
In Figuur 3 is de curve van het totaal aan doorgerekende maatregelen opgenomen in 2030. Ongeveer 64% van de emissie in 2030 kan zo, tegen oplopende kosten worden gereduceerd. In Figuur 4 zijn de maatregelen tot 100 euro/kg NO<sub>x</sub>-emissie vermeden opgenomen. Bij een afkapgrens van 20 euro/kg kan in deze sector ongeveer 42% worden gereduceerd, bij 30 euro/kg loopt dit op tot 49%. Het sterk verticale deel rond 20 euro/kg heeft vooral te maken met het plaatsten van SCR-installaties bij gasturbines en één conventionele gascentrale, die nog geen SCR-installatie hebben. Ook verdere optimalisatie van bestaande SCR-installaties zit in dit gebied, hoewel het NO<sub>x</sub>-reductie-effect hiervan veel lager is.



Figuur 4 NO<sub>x</sub>-reductiecurve tot 100 euro/kg voor de elektriciteitsvoorziening in 2030

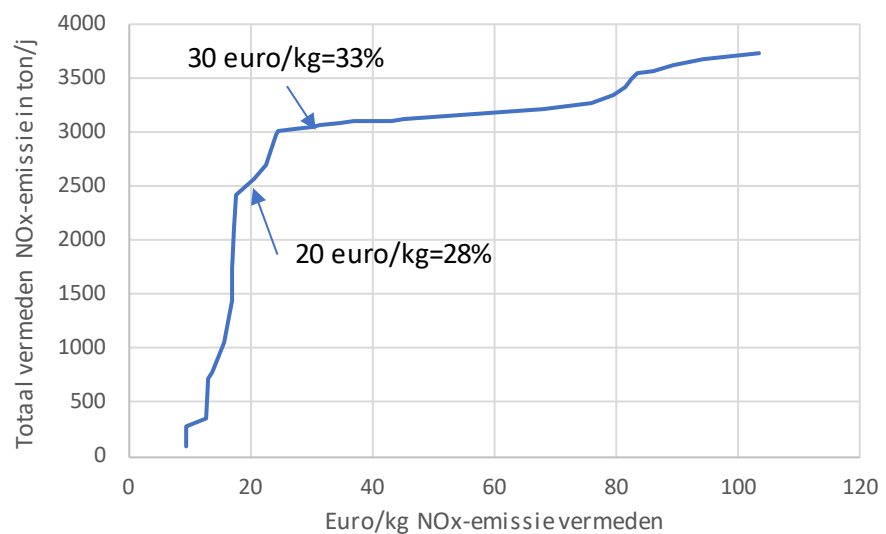
De cijfers voor 2025 staan in Figuur 5 en Figuur 6. Verondersteld is dat er geen reductiemaatregelen genomen worden bij installaties die voor 2029 uit bedrijf worden genomen. Ten opzichte van de maatregelen in de curve van 2030, zijn alleen de maatregelen bij kolencentrales toegevoegd. Doordat de gemiddelde bedrijfstijd van gascentrales in 2025 hoger is dan in 2030, liggen de specifieke kosten iets lager, ook de emissiereductie is hoger. Uiteindelijk blijkt het bereik procentueel gezien lager te liggen. Van de 9,2 kton totale NO<sub>x</sub>-emissie uit deze sector kan bij 20 euro/kg 27% worden gereduceerd en bij 30 euro/kg 34%, zie Figuur 6.

### Curve elektriciteitsvoorziening 2025 (9200 ton/j)



Figuur 5 NO<sub>x</sub>-reductiecurve voor de elektriciteitsvoorziening (ten opzichte van een 9,2 kton emissie in 2025)

### Elektriciteitsvoorziening tot 100 euro/kg (2025)



Figuur 6 NO<sub>x</sub>-reductiecurve tot 100 euro/kg voor de elektriciteitsvoorziening in 2025

#### 2.3.4 Verbrandingsemissies industrie en raffinaderijen

Er zijn een viertal pakketten gemaakt met maatregelen bij verbrandingsinstallaties in de industrie en de raffinaderijen. Het gaat hier om SCR of SNCR<sup>10</sup> bij stoomketels, fornuizen en grotere ovens en drogers bij bedrijven. Het maatregelenpakket is inhoudelijk gelijk gebleven als die in het reservepakket PAS staat (Kroon, 2017). Aannee is ook dat de maatregelen, na een zevenjarig aanpassings-traject<sup>11</sup>, in 2030 gerealiseerd kunnen zijn. Tussen de recente Klimaat- en Energieverkenning 2020 (KEV 2020) en de Nationale Energieverkenning 2015 (NEV 2015), waarop het reservepakket gebaseerd was, is er in de verwachting voor 2030 wel het nodige gebeurd. Allereerst is het verwachte brandstofverbruik van de industrie in 2030 nu 5% hoger, met name door groei bij de chemie. Bij de raffinaderijen is het juist lager geworden (-7%). De verwachte verbrandingsemissie is gedaald van 17,6 kton in 2030 in de NEV 2015 naar 13,6 in de KEV 2020. Dat is, na correctie voor de energie-effecten, mede als gevolg van emissiewetgeving, een daling van de gemiddelde emissiefactor met circa 25%. Dit betekent dat ook het emissiereductiepotentieel gedaald is. Dit is in twee delen verwerkt, de omvang van de maatregelen is verlaagd (lager energiegebruik) en het reductie-effect van elke maatregel is verlaagd (lagere emissiefactor).

Hier komen nog de procesemissies bij, geschat op 11,3 kton in 2030. Ook hier zijn reductiemaatregelen voor gedefinieerd. In dit rapport worden de maatregelen uit het reservepakket PAS nog als uitgangspunt gebruikt. Dit is aangevuld met een recent besluit van Tata Steel om bij een installatie met procesemissies, reductiemaatregelen te gaan nemen (Tata Steel, 2020).

---

<sup>10</sup> SNCR (Selectieve Niet Katalytische Reductie). Hierbij wordt een reductiemiddel, bijvoorbeeld een ammoniak ( $NH_3$ ) oplossing, direct in de vuurhaard gespoten. In het juiste temperatuurgebied kan de  $NH_3$  het gevormde  $NO_x$  afbreken. Hiervoor is wel voldoende ruimte nodig (voldoende reactietijd) en moet de temperatuur ook voldoende hoog zijn. Reductiepercentages van 50 tot 70% zijn haalbaar. In Nederland wordt dit onder andere toegepast in een enkele afvalverbrandingsinstallatie en in grote biomassa-gestookte ketels.

<sup>11</sup> Lang niet alle maatregelen kunnen op het moment dat de Pigou-belasting ingaat direct toegepast worden. Voorafgaand is er een traject van keuze, ontwerp, vergunningaanvraag, bestelling en dan plaatsing op een geschikt moment dat de installatie langere tijd buiten gebruik is. Hierna volgt nog testen, oplevering en opleiding. Verondersteld is dat in 2030 de reductiemaatregelen volledig in gebruik zijn.



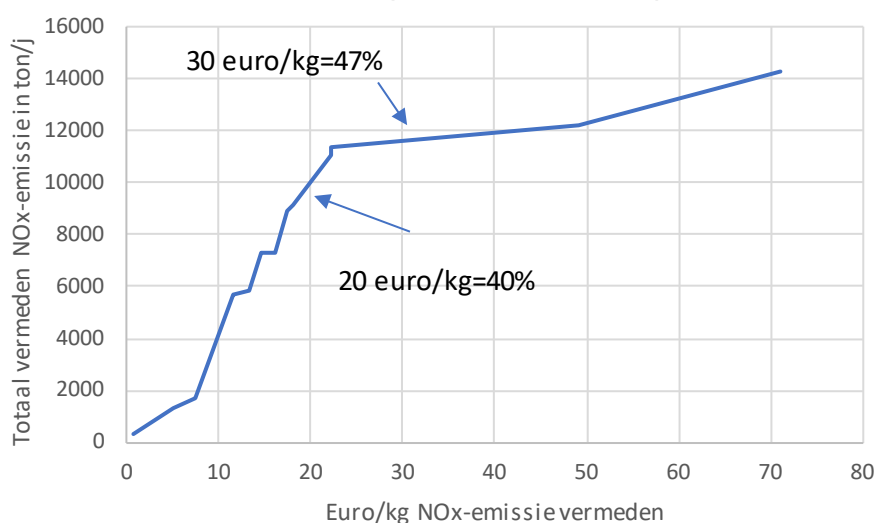
Tabel 5 Mogelijke maatregelen voor de industrie en raffinage sector

	Investering [mln €]	Variabele kosten [mln €/j]	NO <sub>x</sub> - reductie [ton/j]	NO <sub>x</sub> - reductie kosten [€/kg]
Industrie pakket 1	33	2	349	22
Industrie pakket 2	96	5	1466	15
Industrie pakket 3	192	10	1950	22
Industrie pakket 4	663	33	2069	71
Raffinaderij pakket 1	12	1	374	7
Raffinaderij pakket 2	9	1	176	13
Raffinaderij pakket 3	14	1	176	18
Raffinaderij pakket 4	168	11	804	49
Procesemissies pakket 1	20	2	1000	5
Procesemissies pakket 2	150	20	4000	11
Procesemissie al besloten	130	5	1500-2000	17
Optimalisatie (DHV studie)	1	0	300	1
Maatregel 1 kleine ketels (voorgemengd)	2	0	18	16
Maatregel 2 kleine ketels (o.a. schuim brander)	19	0	13	251

Volgens de hiervoor gemelde studie (Velde, 2011) is er ook een klein reductiepotentieel met lage kosten. Dit is in Tabel 5 toegevoegd. Ook zijn er nog twee maatregelen rond ruimteverwarming met kleine ketels toegevoegd.

Uit de cijfers van Tabel 5 is ook weer een curve te maken, zie Figuur 7. Van de 24,9 kton emissie in 2030 kan met de aanwezige maatregelen circa 57% gereduceerd worden. Op lange termijn, als bestaande installaties door schonere nieuwere vervangen kunnen worden, zou de emissie nog verder kunnen dalen. Als de Pigou-belasting in 2023 ingaat, zal in 2025 in de orde van 1/3 van de maatregelen genomen kunnen zijn.

### Industrie en raffinage tot 100 euro/kg (2030)



Figuur 7 NO<sub>x</sub>-reductiecurve tot 100 euro/kg voor de industrie en raffinaderijen in 2030

### 2.3.5 Niet opgenomen sectoren

De hier doorgerekende elektriciteitssector dekt niet de hele “energiesector” uit de KEV 2020. De emissie van de “energiesector” in 2030 bedraagt 7,4 kton (Smeets, 2020). Ten opzichte van de 5,4 kton hier zit er nog ruim 0,4 kton in van eenheden bij bedrijven die daar ook warmte produceren (de zogenaamde Joint Ventures), 0,4 kton bij de olie- en gaswinning, ruim 0,9 bij grote biomassaketels voor onder andere stadsverwarming en nog 0,2 kton in extra inzet van niet nader gespecificeerde centrales.

Belangrijke redenen die genoemd kunnen worden om voor deze “sectoren” geen reductiemaatregelen mee te nemen zijn het beperkte aandeel in de emissies en de onvoldoende beschikbaarheid van specifieke gegevens over reductiemogelijkheden en -kosten. Verder kan nog gemeld worden dat de emissie van olie- en gaswinning al een sterk dalende trend vertoont door een reeks van recente NO<sub>x</sub>-reductiemaatregelen en door de verwachte sterke afname van de gaswinning (ook offshore). De aanscherping van de emissie-eisen van biomassa ketels zit momenteel in het voorstadium van politieke besluitvorming.

De NO<sub>x</sub>-emissies van de nijverheid of “industrie” in 2030 is in de scenariobeelden 29,2 kton. Ten opzichte van de hier doorgerekende 24,9 kton ontbreken nog de afvalverbrandingsinstallaties (AVI's) met circa 3,3 kton NO<sub>x</sub>-emissie. Net als bij kolencentrales hebben deze allemaal al stikstofverwijdering, zodat hier relatief weinig reductiepotentieel is. Opgemerkt moet wel worden dat mogelijk enkele AVI's geen SCR maar het minder efficiëntere SNCR toepassen. Ook komt er nog 1 kton uit biomassa ketels bij de industrie.

In de KEV 2020 worden rioolwaterzuiveringsinstallaties niet tot de “industrie” gerekend. De RWZI's hebben in 2030 nog een kleine 0,2 kton aan NO<sub>x</sub>-emissie en nog wel een beperkt reductie-potentieel bij (bio)gas motoren. Een paar grote RWZI locaties komen boven de 10 ton NO<sub>x</sub>/jaar uit.

Verder is de glastuinbouw hier niet opgenomen omdat de verbrandingsinstallaties van deze sector, ook al ligt de uitstoot hiervan per bedrijf regelmatig boven de 10 ton NO<sub>x</sub>/jaar, nauwelijks in Emissieregistratie zijn opgenomen. Overigens zijn hier in 2017 en 2019 strengere normen voor de grotere gasmotoren (>2,5 MW<sub>th</sub>) van kracht geworden die ook voor bestaande installaties gelden. Als delen van de hier genoemde “sectoren” zouden moeten worden toegevoegd aan de reductiecurve dan moeten hiervoor bij TNO eerst reductiemaatregelen worden geïdentificeerd en bijbehorende kosten worden bepaald.

## 2.4 Conclusies voor de energiesector en de industrie

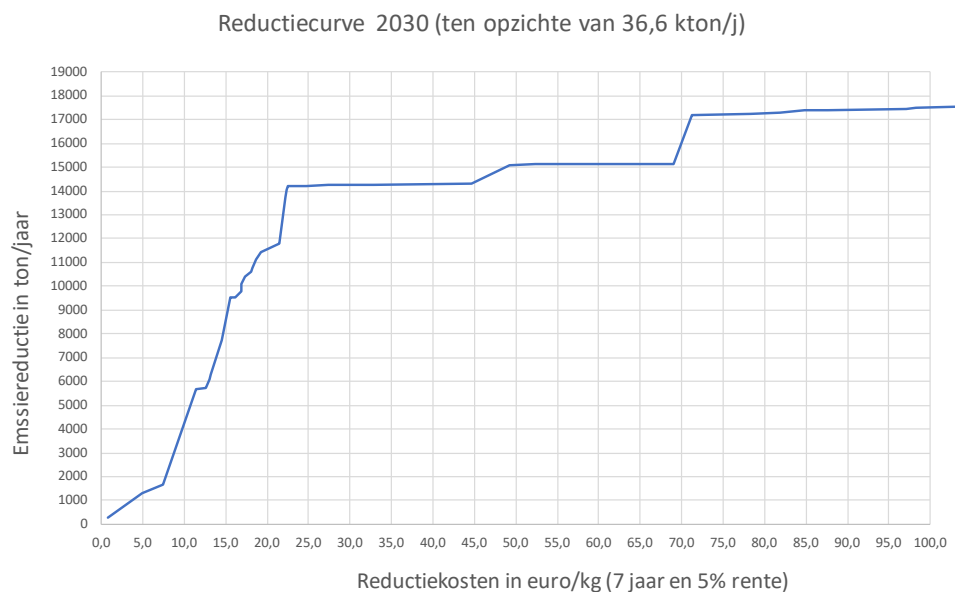
In Figuur 8 is een totaal van beide curves opgenomen. Hoewel reductiemaatregelen alleen bepaald zijn voor de elektriciteitsproductie, de industrie en raffinaderijen exclusief de biomassaketels (samen 30,3 kton), wordt hier toch vergeleken met de totale emissie van de energiesector en de industrie van 36,6 kton NO<sub>x</sub>-emissie in 2030 uit de Klimaat- en Energieverkenning 2020, zie ook de KEV 2020 cijfers in Appendix B. In de 36,6 zit ook olie-en gaswinning, afvalverbranding en biomassaketels, hoewel hiervoor geen maatregelen in de curve zijn opgenomen. De figuur is ook in Tabel 6 overgezet. Voor diverse reductiekosten of niveau van

Pigou-belasting is aangegeven wat het niveau van emissiereductie kan worden ten opzichte van de genoemde 36,6 kton in 2030.

Mogelijk kan de Pigou-belasting ook aan afvalverbrandingsinstallaties opgelegd worden. Zoals in 2.3.5 reeds aangegeven is hier door de reeds genomen maatregelen geen groot additioneel reductiepotentieel. Het uitbreiden naar afvalverbranding en grote biomassaketels zal echter wel tot een enige extra reductie leiden.

Voor de kostenberekening is hier uitgegaan van een rentepercentage van 5% en een economische afschrijvingstermijn (of terugverdientijd) van 7 jaar. Een berekening met andere termijnen en percentages is ook mogelijk, maar is hier niet gedaan. Het Activiteitenbesluit (Ab) hanteert een langere afschrijvingstermijn<sup>12</sup>, in het bedrijfsleven wordt voor uitbreidingsinvesteringen meestal met een kortere termijn gewerkt.

Voor de volledigheid moet vermeld worden dat, of deze reducties uiteindelijk bereikt worden, afhangt van de individuele beslissingen van de bedrijven. Ook bevatten de hier gehanteerde kostencijfers de nodige onzekerheidsmarges. Tenslotte zullen ook de toekomstige ontwikkelingen, waaronder het overheidsbeleid op het gebied van klimaatverandering, de curve in de toekomst wijzigen.



Figuur 8 NO<sub>x</sub>-reductiecurve tot 100 euro/kg voor industrie en de energiesector in 2030

Tata Steel heeft eind 2020 aangekondigd een grote de-NO<sub>x</sub> installatie te gaan bouwen. In Tabel 5 is deze opgenomen onder "Procesemissie al besloten". Deze wordt ook bij een lagere Pigou-belasting al gerealiseerd en geeft dus bij lagere heffingen (zoals 15 euro/kg in Appendix A) een beperkt hoger effect dan de grafiek

<sup>12</sup> Het Ab hanteert voor de kosteneffectiviteitsberekeningen een afschrijvingstermijn van 10 jaar voor het elektromechanische deel en 25 jaar voor het bouwkundige deel (Ab, 2020, Bijlage 2). De bijbehorende rentevoet is 10%. Door de lage marktrente is deze rentevoet echter al jaren verouderd en is er discussie om deze naar bijvoorbeeld 5% te verlagen.

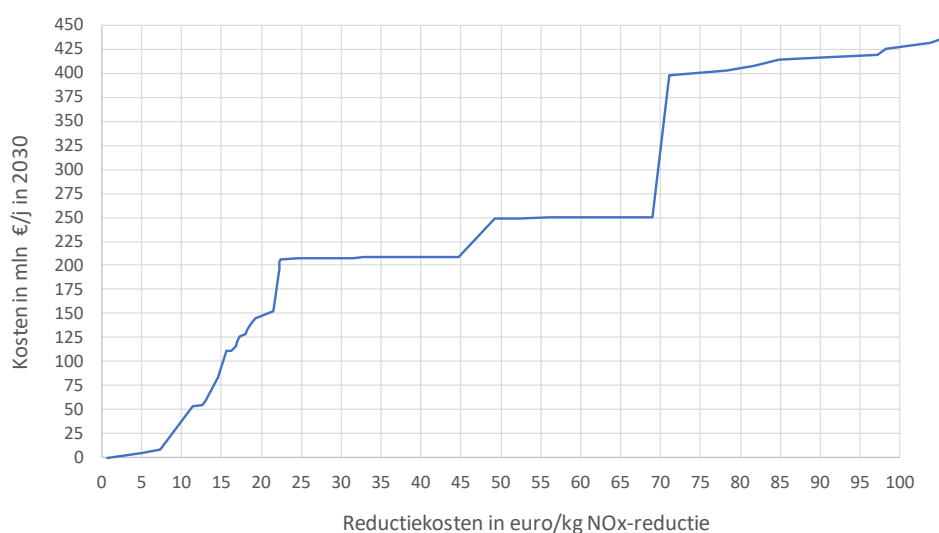
aangeeft. Hierbij is dan wel de ondergrens van de marge 1500-2000 ton/j uit Tabel 5 aangehouden<sup>13</sup>.

Tabel 6 NO<sub>x</sub> reductiekosten en bijbehorende emissiereductie in 2030

Euro/kg NO <sub>x</sub> -reductiekosten	ton NO <sub>x</sub> -reductie	reductie t.o.v. sector totaal (36,6 kton)
5	1300	4%
10	4200	11%
15	8500	23%
20	11500	31%
25	14200	39%
30	14300	39%
35	14300	39%
40	14300	39%
45	14400	39%
50	15100	41%

Bij de curve in Figuur 8 kunnen ook totale kosten berekend worden. Deze zijn zichtbaar in Figuur 9. Een belasting van bijvoorbeeld 25 €/kg zou bedrijven in 2030 circa 200 mln €/jaar kunnen kosten aan extra NO<sub>x</sub>-emissiereductie. De emissies zou door de belasting met circa 14,4 kton kunnen dalen. Als verondersteld wordt dat 10% van de emissie bij kleine emittenten is, en niet onder de belasting valt dan moet over de resterende emissie van  $(36,6 * 0,9 - 14,4 =)$  18,5 kton nog circa 460 mln euro aan Pigou-belasting betaald worden (of 380 mln als de AVI's worden vrijgesteld). De bedrijven die wel (kunnen) investeren in NO<sub>x</sub>-emissiereductie zouden zonder de maatregelen in 2030  $(14,4 * 25 =)$  360 mln €/jaar aan Pigou-belasting moeten betalen.

Reductiekosten mln €/j 2030 versus hoogte Pigou-belasting



Figuur 9 Reductiekosten per jaar versus de NO<sub>x</sub>-reductiekosten voor de industrie en de energiesector in 2030

<sup>13</sup> De exact verwachte reductie is niet bekend gemaakt, de range is ingeschat door TNO. De door Tata Steel genoemde kosten (150 mln €) zijn hier verlaagd omdat ook stof wordt afgevangen.

Opgemerkt moet worden dat het beeld beïnvloed zou worden als (een deel van) de opbrengsten van de belasting teruggesluisd zou worden naar bedrijven die maatregelen nemen. Dan kan bij een lagere belasting een vergelijkbaar effect behaald worden. Dit gaat dan meer richting een systeem van emissiehandel of kostenverevening en is hier niet verder onderzocht.

Ook zou gekozen kunnen worden voor een systeem vergelijkbaar met de CO<sub>2</sub>-heffing. Hierbij is een deel van de emissie van de heffing vrijgesteld. Ook zit hier een soort handelssysteem in verwerkt. Jaarlijks vermindert de hoeveelheid vrijgestelde emissie. In dit systeem drukken de marginale kosten van de Pigou-belasting volledig op de emissie, maar zijn bedrijven veel minder geld kwijt aan emissie die ze (nog) niet verminderd hebben.

## 3 Aanpassing maatwerk grenzen BBT regelingen

### 3.1 Voorstel fiche

In het Activiteitenbesluit (Ab, 2007) is in Tabel 2.7 een afwegingsgebied opgenomen, zie Tabel 7, ten behoeve van maatwerkvoorschriften. Het bevoegd gezag kan eisen stellen op basis van deze maatwerkvoorschriften, met uitzondering van emissie-eisen naar lucht die reeds zijn opgenomen onder hoofdstukken 3, 4 en 5 van het Activiteitenbesluit. De grondslag hierbij is een kosteneffectiviteitsberekening van een emissiereducerende, meestal technische, maatregel, die wordt getoetst aan het genoemde afwegingsgebied en vervolgens aanleiding kan geven tot een maatwerkvoorschrift.

In deze fiche wordt voorgesteld om de bovengrens bij emissie van NO<sub>x</sub> te verhogen. Hierbij zijn een tweetal mogelijke bovengrenzen aangegeven:

A: van 20 naar 35 euro/kg

B: van 20 naar 45 euro/kg

Tabel 7 Afwegingsgebied uit tabel 2.7 van het Activiteitenbesluit

	Afwegingsgebied (€/kg)
NO <sub>x</sub>	5 – 20
SO <sub>2</sub>	5 – 10
VOS	8 – 15
Stof	8 – 15

Voor de hoogte van de bovengrens versus de kosteneffectiviteit kan gebruik gemaakt worden van de informatie die verzameld is voor de fiche rond Pigou-belasting<sup>14</sup>, zie hoofdstuk 2. In de toelichting hier, wordt met name ingegaan op de toepassing van het afwegingskader in relatie met onder andere Europese wetgeving. Omdat de toets aan het afwegingskader meestal een zaak is van vergunningverlening bij individuele inrichtingen, is het eigenlijk niet mogelijk om een effectinschatting te maken, en zal hier met een bandbreedte worden volstaan. Ook dit zal in dit hoofdstuk worden toegelicht.

### 3.2 Mogelijk effect van wijziging maatwerk grenzen

#### 3.2.1 Werking van maatwerk grenzen in het afwegingsgebied

In beginsel zijn de emissie-eisen uit het Activiteitenbesluit en uit (recente) Beste beschikbare techniek (BBT)-conclusies leidend voor de emissiegrenswaarden bij vergunningverlening. De BBT-conclusies volgen uit de BREF-documenten, dit zijn referentiedocumenten die beschikbaar zijn op de website van het European IPPC-bureau (EIPPCB, 2021).

<sup>14</sup> Hoe de kosteneffectiviteit berekend moet worden is in bijlage 2 van het Ab vastgelegd (Ab, 2007). Hierbij wordt een investering gesplitst in elektromechanisch (met 10 jaar afschrijving) en bouwkundig (met 25 jaar afschrijving). De rente die hierbij gehanteerd wordt, is jaren geleden vastgesteld op 10%. Door de langere afschrijvingstermijnen komen de kosten per kg NO<sub>x</sub>-emissie vermeden zoals dan berekend worden circa 15% lager uit dan in de fiche over de Pigou-belasting zijn berekend.

Indien de BBT-conclusies echter verouderd zijn, indien een lokale afweging gerechtvaardigd is of bij afwijkingen van de emissiegrenswaarden of maatregelen uit overheidsbesluiten, kan door de vergunningverlener een beoordeling op basis van kosteneffectiviteit worden toegepast. Hierbij wordt de resulterende kosteneffectiviteit vergeleken met het afwegingsgebied. Het afwegingsgebied in het Activiteitenbesluit (Ab) is, zoals ook in Tabel 7 aangegeven, momenteel 5 tot 20 euro/kg NO<sub>x</sub> (Ab, 2007 Tabel 2.7). De (voorgeschreven) berekeningsmethode voor de kosteneffectiviteit van (nageschakelde) milieumaatregelen is hierin bepalend: een maatregel die minder kost dan het afwegingsgebied moet worden geïmplementeerd, terwijl maatregelen die meer kosten dan het afwegingsgebied niet genomen hoeven te worden. Als de kosteneffectiviteit binnen het afwegingsgebied ligt, zal het bevoegd gezag een afweging moeten maken of een maatregel kosteneffectief is voor een gegeven situatie.

Zoals beschreven, wordt er bij vergunningverlening wel gebruik gemaakt van deze methodiek om emissiegrenswaarden vast te stellen, maar dit is relatief sporadisch. Het verhogen van de bovengrens geeft vergunningverleners wel meer ruimte om eisen te stellen, maar vergroot ook het afwegingsgebied, wat niet noodzakelijk duidelijkheid schept bij vergunningverlening. Verhoging van de ondergrens verschuift de discussie naar de duurdere investeringen, maar heeft zonder verhoging van de bovengrens relatief weinig effect. Het effect van wijziging van het afwegingskader bij vergunningverlening zal naar verwachting beperkt zijn. Het effect zal vooral sterk zijn bij (beleidsmatige) wijziging/aanscherping van emissiegrenswaarden: het verruimt de onderbouwingsmogelijkheden om vanuit het beleidskader aanscherpingen op te leggen.

Zoals hiervoor beschreven zal voor veel NO<sub>x</sub>-reductiemaatregelen het afwegingsgebied niet van direct belang zijn. De internet site van Infomil (Infomil, 2021) geeft de volgende nadere toelichting uit het Ab:

*Toepassing van de kosteneffectiviteitsmethodiek is niet nodig bij:*

- *IPPC-installaties. Het uitgangspunt is dat de Beste beschikbare techniek (BBT) conclusies kosteneffectief zijn als de beschrijving van de BREF<sup>15</sup> en de hieraan gekoppelde BBT-conclusies nog actueel zijn. Het bevoegd gezag toets in die gevallen de maatregelen niet opnieuw aan criteria voor de kosteneffectiviteit<sup>16</sup>.*
- *Activiteiten waarvoor de voorschriften uit hoofdstuk 3, 4 en 5 van het Activiteitenbesluit gelden<sup>17</sup>. Voor de doelvoorschriften in het Activiteitenbesluit, en de bijbehorende erkende en verplichte maatregelen, geldt dat de kosteneffectiviteit al is gewogen bij het opstellen van het Besluit.*
- *Er zijn hier twee uitzonderingen op waaronder: Bij IPPC-installaties als de toepasselijke BBT-conclusies verouderd is of daar waar een lokale afweging gerechtvaardigd is;*

---

<sup>15</sup> BBT-referentiedocumenten (BREF), zie bijvoorbeeld de BREF voor grote stookinstallaties (BREF-LCP, 2017).

<sup>16</sup> Overigens kan bevoegd gezag binnen de ranges die een BREF document aangeeft ook zelf keuzes maken ten aanzien van de te stellen eis binnen de range. In (Kruisselbrink, 2020) wordt voorgesteld voor vergunningen in Nederland te kijken naar waar de 30% beste aangemelde installaties in Europa aan voldoen.

<sup>17</sup> Hier staan onder andere de NO<sub>x</sub>-emissie-eisen in van middelgrootte en grote verbrandingsinstallaties als stoomketels, fornuizen, gasturbines en stationaire gas- en dieselmotoren. Ook de eisen voor afvalverbrandingsinstallaties staan hier (artikel 5.15 en volgende).

Mede op basis van het voorgaande zou de verhoging van de maatwerkgrenzen wel direct effect kunnen hebben op:

- Procesemissies, indien de BREF documenten geen BBT-range voor NO<sub>x</sub>-emissies aangeven.
- Procesemissies met een BBT-range waarbij er discussie is over de eis, die binnen de ranges gesteld kan worden, of waarbij een bedrijf een uitzondering (of uitstel) wil, wegens te ongunstige kosteneffectiviteit of technische redenen.
- Emissie-eisen voor ovens en drogers en andere installaties met direct contact tussen verbrandingsgas en product. Vaak wordt voor het geëiste emissieniveau wel vergeleken met eisen voor bijvoorbeeld stoomketels.
- Overige verbrandingsinstallaties (niet genoemd in hoofdstuk 3, 4 en 5 van het Ab of hierboven). Het gaat in deze groep, die niet nader onderzocht is, om een beperkte hoeveelheid emissies.

Voor de volledigheid kan nog opgemerkt worden dat kleinere stookinstallaties zoals CV-ketels buiten het Activiteitenbesluit en de BREF's vallen. De Ecodesign richtlijn geeft voor deze installaties Europees brede eisen.

### 3.2.2 *Procesemissies en afwegingskader*

In de praktijk wordt bij vergunningverlening niet vaak gebruik gemaakt van het afwegingskader. Als dit al gebeurt is het rond grote investeringen waarvoor geen Nederlands vergelijkingsmateriaal beschikbaar is. Dit is typisch het geval bij procesemissies, ca 12 kton NO<sub>x</sub>-emissie in totaal. Dit is de categorie emissies waar een direct effect verwacht zou kunnen worden na aanpassing van het afwegingskader.

Het NO<sub>x</sub>-reductie-effect via deze toets bij vergunningverlening zal, naar verwachting, relatief beperkt en/of onzeker zijn. Een mogelijke ander effect van wijziging van het afwegingskader moet gezocht worden in de verruiming van de onderliggende onderbouwing bij beleidswijziging of voorgenomen aanscherpingen in de bestaande regelgeving. Hierbij is de verruiming van de grenzen dan de eerste stap en de wijziging van algemeen geldende eisen de tweede stap.

### 3.2.3 *Wat gaat een maatregel kosten volgens de vergunningaanvrager?*

In principe zal de onderbouwing voor een kosteneffectiviteitsberekening door de vergunningaanvrager moeten worden gemaakt en niet door de vergunningverlener: bewijslast ligt primair bij de vergunningaanvrager. Naast directe kosten, zoals investeringskosten en operationele kosten die samenhangen met de maatregel, zijn er ook indirecte kosten, overhead en risico voorzieningen. Ook kunnen er kosten zijn die samenhangen met het stilleggen van productie of het verplaatsen of aanpassen van delen van de installatie om ruimte te maken voor de reductie-maatregel; denk hierbij aan het inbouwen van een katalysator. De beoordeling van de onderbouwing van deze kosten is zeer lastig, met name als het vermoeden bestaat dat de kosten te hoog zijn ingeschat. Het is voor de vergunningverlener een lastige opgave om de specifieke bedrijfsgegevens te verkrijgen en over de technische kennis te beschikken voor deze beoordeling.

In de praktijk komt het er op neer, dat het zeer lastig is om een bedrijf een maatregel te laten nemen (die niet juridisch bindend en direct is voorgeschreven), als het bedrijf zelf consequent aantoont dat de kosten te hoog zijn. Dit zijn vaak lange onderhandelingstrajecten, met een onzekere uitkomst.



### 3.2.4 Hoe ver gaat de vergunningverlener?

In de discussie of een maatregel wel of niet genomen moet worden, kunnen ook andere zaken een rol spelen. Behalve de milieuwinst, zal ook de concurrentiepositie van het bedrijf in de overwegingen worden meegenomen, waarbij ook het belang van (lokale) werkgelegenheid een rol speelt.

Een rapport van VITO legt bijvoorbeeld ook een relatie tussen de kosten van de milieu-investering en de financiële positie van het betreffende bedrijf, zie bijvoorbeeld Tabel 8 (Smets, 2017). Dit VITO rapport meldt echter ook: "Het grootste aantal van de beschouwde milieu-investeringen in eerdere studies valt echter in de klasse 'verder te bespreken'. Dit geeft meteen de belangrijkste tekortkoming van deze methode aan: de klasse 'te bespreken' vormt als het ware een grote grijze zone waarbinnen geen conclusie kan getrokken worden over de haalbaarheid van de milieu-investering".

Tabel 8 Indicatieve referentiewaarden voor de haalbaarheid van milieu-investeringen (Smets, 2017)

Ratio	Aan-vaardbaar	Verder te bespreken	Onaan-vaardbaar
Jaarlijkse kosten /Omzet	< 0,5 %	0,5 – 5 %	> 5%
Jaarlijkse kosten /Bedrijfswinst	< 10 %	10 – 100 %	> 100%
Jaarlijkse kosten /Toegevoegde waarde	< 2 %	2 – 50 %	> 50%
Totale investering in aanschafjaar/Investeringen	< 10 %	10 – 100 %	> 100 %

Ook zullen bedrijven verwijzen naar het buitenland en de regelgeving die daar gehanteerd wordt. Het actieplan luchtkwaliteit in Vlaanderen noemt de in Tabel 9 opgenomen kosteneffectiviteitsdrempels voor de industrie (Vlaanderen 2019). Als Nederland hier sterk van af gaat wijken zal de concurrentiepositie ten opzichte van het buitenland ook als argument ingebracht worden.

Tabel 9 Afwegingsgebied Nederland vergeleken met afwegingsdrempels in Vlaanderen

	Afwegingsgebied (€/kg)	
	Nederland Ab	Afwegingsgebied (€/kg) Vlaanderen 2018-2030
NO <sub>x</sub>	5 – 20	8,6
SO <sub>2</sub>	5 – 10	3,3
VOS	8 – 15	6,6
Stof	8 – 15	8,0

Het verhogen van de bovengrens zal de positie van de handhaver in de discussie over maatregelen versterken. Maar een vergroot afwegingskader leidt niet noodzakelijk tot een groter aantal maatregelen dat dwingend kan worden voorgeschreven. Naar onze inschatting zal het verschil tussen 35 en 45 euro/kg NO<sub>x</sub> als bovenkant van het afwegingskader, niet groot zijn. Beide staan ver af van wat in andere sectoren en landen gebruikelijk is. Als het om substantiële bedragen<sup>18</sup> gaat, zullen bedrijven succesvol een beroep doen op hun concurrentiepositie ten opzichte van het buitenland.

<sup>18</sup> Hoge investeringen die tevens leiden tot veel hogere kosten per kg NO<sub>x</sub>-reductie dan in het buitenland gebruikelijk is.

Gelijktijdig verhogen van de ondergrens (of verlagen van het rentepercentage in de berekeningswijze) zal de effectiviteit waarschijnlijk wel wezenlijk verbeteren. Gezien het beperkte aantal casussen waarbij vergunningverlening is gebaseerd op deze methodiek, is het bijzonder moeilijk om een goede inschatting te geven van het mogelijke effect.

### *3.2.5 Maatwerk grenzen en wetgeving emissie-eisen*

Het accepteren van hogere NO<sub>x</sub>-reductie-kosten heeft zeer waarschijnlijk een effect op wettelijk vastgelegde emissie-eisen: onderbouwing van aanscherping van emissie-eisen zal eenvoudiger worden doordat hogere techniekkosten acceptabel zijn. Hierbij moet wel onderscheid gemaakt worden tussen Europese emissie-eisen en Nederlandse emissie-eisen.

#### *Europese BREF documenten*

In de praktijk wordt voor de emissiegrenswaarden gebruik gemaakt van de BBT-conclusies, die volgen uit de BREF-documenten; dit zijn referentiedocumenten die beschikbaar zijn op de website van het EIPPC-bureau. De BBT-conclusies zijn in het algemeen opgesteld als een emissierange en niet als één emissiegrenswaarde. Europese installaties moeten in principe voldoen aan deze emissierange. Bij revisie van een BREF document levert Nederland meestal een bijdrage aan deze documenten. Uiteindelijk is de Nederlandse invloed relatief beperkt en is het niet altijd mogelijk om significante aanscherping van emissiegrenswaarden te realiseren in deze documenten. Het NO<sub>x</sub>-probleem wat we in Nederland hebben, speelt in veel andere EU landen met een lagere bevolkingsdichtheid en minder industrie veel minder. Bedrijven zullen in het algemeen naar de BREF documenten verwijzen om onder (verdere) aanscherping van eisen uit te komen.

#### *Vertaling van BBT grenzen in Nederlandse emissie-eisen*

Bij het verhogen van het afwegingskader mag effect verwacht worden op aanscherping van emissie-eisen in de Nederlandse wetgeving, met name het (huidige) Activiteitenbesluit. Bij revisie van emissiegrenswaarden, kan het zo zijn dat bepaalde emissie-eisen, die eerst als te duur werden beschouwd, nu in het afwegingskader vallen en alsnog worden ingevoerd. Dit vereist wel twee beleidsmatige besluiten: verhoging van het afwegingskader en revisie van emissiegrenswaarden. Omdat veelal nieuwe emissie-eisen aan nieuwe installaties worden opgelegd, en bestaande installaties vaak tot einde levensduur of tot renovatie alleen aan de oude eisen hoeven te voldoen, wordt het maximale reductie-effect soms pas na decennia bereikt (als alle oude installatie vervangen of gerenoveerd zijn). Het aanscherpen van emissie-eisen is echter een andere maatregel dan in deze fiche voorgesteld wordt en valt derhalve buiten het hier te bepalen effect. Om ook eisen te formuleren die tot hogere reductiekosten kunnen leiden is verhoging van de bovengrens van het afwegingskader wel een belangrijke onderbouwende stap!

### **3.3 Conclusies aanscherping maatwerk grenzen**

Zoals hiervoor beschreven kan het zo zijn dat discussies omtrent emissiegrenswaarden bij vergunningverlening niet of nauwelijks worden geslecht en dat er vrijwel geen reductie-effect kan worden toegekend aan wijziging van het afwegingskader. De onderzijde van het emissie-effect is daarom ingeschat op 0

kton; ten opzichte van de KEV 2020 daalt de emissie naar verwachting wel met 1,5 tot 2 kton door recente besluitvorming rond de situatie bij Tata Steel, die waarschijnlijk in of voor 2025 zal zijn gerealiseerd.

Gesteld dat de extra ruimte inderdaad succesvol ingevuld wordt door de vergunningverlener dan is het aannemelijk dat dit vooral effect heeft op de huidige procesemissies, circa 12 kton in omvang. Indien de vergunningverleners er in slagen om deze procesemissies op basis van het ruimere afwegingskader te reduceren, dan zou het maximale reductie-effect ongeveer 6,5 kton NO<sub>x</sub>-reductie kunnen zijn (investering in de orde van 300 mln euro; jaarlijks kosten in 2030 ~80 mln; gemiddelde kosten 10-15 euro/kg NO<sub>x</sub>-reductie<sup>19</sup>). Het gaat om kosten die nu in of net boven het huidige afwegingskader liggen. Hiervan gaat mogelijk tussen de 1,5 en 2 kton ingevuld worden door de reeds genoemde recente aankondiging van Tata Steel (Tata Steel 2020). Per saldo ligt het additionele effect in 2030 dan tussen de 0 en 4,5-5 kton.

Een verschil tussen A en B is niet kwantitatief te onderbouwen maar zal niet groot zijn. Reden is dat afdwingen van maatregelen in de bovenzijde van het voorgestelde afwegingskader (35 tot 45 €/kg) moeizaam zal zijn en dat het effect vooral bij maatregelen die een lagere kosteneffectiviteit kennen, zal optreden.

---

<sup>19</sup> Zie ook de maatregelen rond procesemissies in tabel 5.

## 4 Tariefstructuur energiebelasting minder degressief maken

### 4.1 Voorstel fiche

In eerste instantie was het voorstel, in de bij aanvang beschikbare fiche, om de tarieven van de energiebelasting in de 3<sup>e</sup> en 4<sup>e</sup> schijf met 1 cent per kuub (ct/m<sup>3</sup>) en 1 cent per kilowattuur (ct/kWh) toe te laten nemen. Een voorstel afkomstig uit de "Fichebundel beleidsopties; Bouwstenen voor een beter belastingstelsel" van 1 mei 2020 (Financiën, 2020, fiche 58). De fiche gaf ook waarden aan van de energiebelastingen inclusief de opslag duurzame energie- en klimaattransitie (ODE). Over de ODE is ook een afspraak gemaakt in het Klimaatakkoord. Hierin is aangegeven dat de verdeling gaat veranderen en de ODE heffing in de 3<sup>e</sup> en 4<sup>e</sup> schijf omhoog gaat<sup>20</sup>. Een groot deel van deze stijging is al verwerkt in de energiebelastingen voor 2020. In het Klimaatakkoord wordt onder andere verwezen naar een tweetal onderzoeken van PwC omtrent de heffingen op broeikasgasemissies (PwC 2019a, 2019b). Ook het CE Delft heeft een rapport over het effect van de ODE wijziging gepubliceerd (CE, 2020b).

Een drietal varianten voor het minder degressief maken van tariefstructuur van de energiebelastingen, worden gevraagd door te rekenen:

- A) verhogen tarieven 3<sup>de</sup> en 4<sup>de</sup> schijf met 50%.
- B) verhogen tarieven 3<sup>de</sup> en 4<sup>de</sup> schijf met 100%
- C) vierde schijf gelijktrekken met derde schijf.

Uitgegaan wordt van de huidige schijfindeling inclusief ODE, zie Tabel 10.

Tabel 10 Energiebelasting inclusief ODE in 2020 in de diverse schijven

Huidige schijfindeling	Jaar	1 <sup>e</sup>	2 <sup>e</sup>	3 <sup>e</sup>	4 <sup>e</sup>	eenheid
Gas	2020	41,057	8,584	4,468	3,381	ct/m <sup>3</sup>
Elektriciteit	2020	12,5	8,833	3,403	0,095	ct/kWh

Worden de varianten vertaald naar deze heffingen dan ontstaat het volgende beeld (zie Tabel 11). Om het effect van een verhoging te bepalen, moet eerste bepaald worden hoeveel energie zich in een bepaalde schijf bevindt. Daarna kan met behulp van de energieprijzen en prijselasticiteiten uit de literatuur een inschatting van de effecten op het energiegebruik gemaakt worden. Door de wijziging van het verbruik te vermenigvuldigen met emissiefactoren kan dan tot slot het NO<sub>x</sub>-effect worden bepaald. De situatie voor elektriciteit is hierbij ingewikkelder dan voor gas

<sup>20</sup> "Het kabinet vindt dat iedereen een eerlijke bijdrage aan de transitie moet leveren. Daartoe verhoogt het kabinet het aandeel dat bedrijven bijdragen aan de opslag duurzame energie (ODE) per 2020 van 1/2 naar 2/3. Deze verhoging wordt volledig opgehaald in de hoogste schijven (3<sup>e</sup> en 4<sup>e</sup> schijf) waarmee dit wordt betaald door grootverbruikers, waaronder die in de industrie. Van deze verhoging profiteren de huishoudens en het mkb in de 1<sup>e</sup> en 2<sup>e</sup> schijf. In 2030 draagt de industrie hierdoor 550 mln. euro bij aan de ODE. De industrie draagt daarmee in totaal ruim 5 mld. euro bij aan ODE tot en met 2030. Met de verhoging van de ODE-tarieven wordt volgens PwC de belastingdruk op het energetisch gebruik, van vooral gas, in de industrie hoger dan in andere landen" (Kabinet, 2019). De eerste stap van de verhoging is in 2020 ingegaan.

omdat voor de bepaling van het NO<sub>x</sub> effect door vermindering van de elektriciteitsvraag ook effecten op import, export en duurzame elektriciteitsproductie moeten worden meegenomen. De diverse stappen zullen in dit hoofdstuk worden toegelicht.

Tabel 11 Verhoging energieheffingen in de varianten voor 3<sup>e</sup> en 4<sup>e</sup> schil

	toename	3 <sup>e</sup> toename	4 <sup>e</sup> toename	totaal 3 <sup>e</sup>	totaal 4 <sup>e</sup>	eenheid
Variant A						
Gas	50%	2,234	1,6905	6,702	5,0715	ct/m <sup>3</sup>
Elektriciteit	50%	1,7015	0,0475	5,1045	0,1425	ct/kWh
Variant B						
Gas	100%	4,468	3,381	8,936	6,762	ct/m <sup>3</sup>
Elektriciteit	100%	3,403	0,095	6,806	0,19	ct/kWh
Variant C	Alleen 4e					
Gas	16%	0	1,087	4,468	4,468	ct/m <sup>3</sup>
Elektriciteit	1741%	0	3,308	3,403	3,403	ct/kWh

## 4.2 Analyse energieverbruik en effecten

### 4.2.1 Methode

Allereerst moet bepaald worden hoeveel energie er in de betreffende schijven aanwezig is. Hiervoor gaf de fichebundel van mei 2020 al een bruikbare voorzet (Financiën, 2020, fiche 58). Daarna is van belang wat de relatieve stijging van de aardgas en elektriciteitsprijs in de varianten en schijven is. Met gebruik van andere studies of elasticiteiten kan daarna bepaald worden met hoeveel de aardgas en elektriciteitsvraag verandert. Vermenigvuldiging van de daling in de aardgasvraag met een gemiddelde verwachte emissiefactor in 2030 levert dan de daling in de NO<sub>x</sub>-emissie door minder aardgasverbruik. De daling in elektriciteitsvraag moet vertaald worden naar de elektriciteitsproductie. Hier speelt ook import en export en duurzame energie een rol. Als bepaald is welk deel van de daling, leidt tot een verminderde brandstofinzet in centrales in Nederland kan met een gemiddelde verwachte emissiefactor voor deze centrales ook hier een NO<sub>x</sub>-emissiereductie bepaald worden. Het effect van minder aardgas en het effect op de elektriciteitsproductie levert het NO<sub>x</sub>-effect op van een bepaalde variant. Het gaat hier om diverse stappen die hier ter verduidelijking en onderbouwing worden toegelicht.

### 4.2.2 Stijging opbrengst en omvang energieverbruik per schijf

In de fiche die TNO aangeleverd heeft gekregen is aangegeven wat het financiële effect is van de verhoging van de energiebelasting met 1 eurocent, zie Tabel 12 (Financiën, 2020, fiche 58).

Tabel 12 Effect van verhoging van de energiebelasting op de opbrengsten.

Aardgas	Mutatie	Opbrengst in mln €
3 <sup>e</sup> schijf	+1 cent	18
4 <sup>e</sup> schijf	+1 cent	26
Elektriciteit	Mutatie	Opbrengst in mln €
3 <sup>e</sup> schijf	+1 cent	363
4 <sup>e</sup> schijf	+1 cent	99

Door de opbrengst te delen door de verhoging kan bepaald worden hoeveel energie zich (op het moment van bepaling) in een bepaalde schijf bevindt, zie Tabel 13. Opgemerkt moet worden dat bepaalde volumes in deze schijf vrijgesteld zijn van de energiebelasting of in een lager tarief zitten en hier dus niet in opgenomen zijn.

Tabel 13 Energievolumes per schijf

Schijf	3 <sup>e</sup>	4 <sup>e</sup>	Eenheid	3 <sup>e</sup>	4 <sup>e</sup>	Eenheid
Aardgas	1800	2600	mln m <sup>3</sup>	57	83	PJ
Elektriciteit	36300	9900	mln kWh	131	36	PJ

Combinatie van de verhoging (tabel 11) met de energievolumina levert de extra opbrengst op in een eerste orde benadering, zie Tabel 14. Met eerste orde wordt bedoeld dat hier berekend wordt wat het effect zou zijn als alleen de heffing verhoogd wordt en er verder geen andere ontwikkelingen of effecten zouden zijn ten aanzien van het energieverbruik.

Tabel 14 Eerste orde extra opbrengsten bij verhoging van de energiebelasting

Toename in mln euro/j	3 <sup>e</sup> schil	4 <sup>e</sup> schil	Totaal
Variant A			
Gas	40,2	44,0	
Elektriciteit	617,6	4,7	706,5
Variant B			
Gas	80,4	87,9	
Elektriciteit	1235,3	9,4	1413,0
Variant C			
Gas	0,0	28,3	
Elektriciteit	0,0	327,5	355,8

Van belang is wel om te vermelden dat er naast de heffing natuurlijk ook de marktprijs voor energie betaald moet worden. **De relatieve verhoging voor de verbruiker is daarom kleiner dan alleen berekend op basis van de heffing.** Verwacht mag worden dat een hogere energieprijs leidt tot een verlaging van het verbruik. Een verandering van het verbruik heeft natuurlijk effect op de opbrengst van de hele heffing en niet alleen op de verhoging.

Wordt gekeken naar het prijsverhogende effect dan kan als referentie de energieprijzen uit de laatste Klimaat- en Energieverkenning (KEV 2020) gebruikt worden. Voor gas is dit 16 ct/m<sup>3</sup> oplopend naar 17 ct/m<sup>3</sup> in 2025 en 23 ct/m<sup>3</sup> in 2030 (PBL, 2020a, 2020b). Het PBL geeft één groothandelsprijs. Er is hier verder geen onderscheid gemaakt naar de omvang van de afname en de locatie en een eventueel daaruit voortvloeiende hogere of lagere handelsprijs.

In variant B gaat de gasprijs inclusief heffing in 2030 van 27 naar 32 ct/m<sup>3</sup> (+16,3%) voor de 3<sup>e</sup> schijf en van 26 naar 30 ct/m<sup>3</sup> (+12,8%) voor de 4<sup>e</sup> schijf. In de andere varianten is de verhoging lager. In Tabel 15 zijn de 2030 cijfers van het PBL opgenomen en is het relatieve effect aangegeven ten opzichte van de handelsprijs (ook in Tabel 15) met de huidige heffing (uit Tabel 10).

Tabel 15 Effect van de variant op de gas- en elektriciteitsprijs.

2030	Handels- prijs	Prijs inclusief heffing bij de diverse varianten		Stijging in variant t.o.v. handelsprijs met huidige heffing		
		3 <sup>e</sup> schijf	4 <sup>e</sup> schijf	3 <sup>e</sup> schijf	4 <sup>e</sup> schijf	
Variant A						
Gas	23	29,70	28,07	8,1%	6,4%	ct/m <sup>3</sup>
Elektriciteit	5	10,10	5,14	20,2%	0,9%	ct/kWh
Variant B						
Gas	23	31,94	29,76	16,3%	12,8%	ct/m <sup>3</sup>
Elektriciteit	5	11,81	5,19	40,5%	1,9%	ct/kWh
Variant C						
Gas	23	27,47	27,47	0,0%	4,1%	ct/m <sup>3</sup>
Elektriciteit	5	8,40	8,40	0,0%	64,9%	ct/kWh

Wordt nog gekeken naar de CO<sub>2</sub>-prijs die ook voor gasverbruik betaald moet worden (25 euro/ton CO<sub>2</sub> in 2019 = 1,4 ct/m<sup>3</sup> en 46 euro/ton CO<sub>2</sub> in 2030 = 2,6 ct/m<sup>3</sup>, conform KEV 2020) dan is de verhoging in 2030 van bijvoorbeeld de gasprijs in variant B ongeveer 1% lager (14,9 % respectievelijk 11,7% in plaats van 16,3% en 12,8%). Hier is in de berekeningen verder geen rekening meer mee gehouden.

#### 4.2.3 Daling van het gasverbruik door een heffing

Er is niet veel recent onderzoek gepubliceerd naar het effect van een verhoging van de energiebelasting op het Nederlandse energieverbruik. In een ECN/PBL rapport van 2016 is gerekend aan de verhoging van de energiebelasting voor aardgas in de 3<sup>e</sup> en 4<sup>e</sup> schijf (Daniëls, 2016, pag. 90). De doorgerekende maatregel verhoogt de energiebelasting op aardgas met 2 cent per m<sup>3</sup> voor de 3<sup>e</sup> en 4<sup>e</sup> schijf, per 01-01-2017. De maatregel treft grootverbruikers, vooral bij de industrie en bij de grotere glastuinbouwbedrijven. De verlaagde glastuinbouw tarieven in de 1<sup>e</sup> en 2<sup>e</sup> schijf blijven hetzelfde, en komen daarmee onder de tarieven voor de 3<sup>e</sup> en 4<sup>e</sup> schijf te liggen. Een belangrijk aspect dat uit de berekeningen komt is dat de hoeveelheid warmte kracht koppeling (WKK) toeneemt. Door een belastingvrijstelling bij WKK

wordt de warmte uit WKK gunstiger ten opzichte van warmte uit ketels<sup>21</sup>. Het WKK-effect wordt ook in een recent CE Delft rapport genoemd, die hiervoor wel aan het PBL refereert (CE, 2020a, pag 15). Hoewel er kleine verschillen zijn, is het effect van deze doorrekening een goede indicatie voor de verhoging van de gasheffing in variant A.

Het berekende effect in het rapport is 3 jaar na de verhoging een stijging van het gasverbruik met 0,3 PJ (door besparing en meer WKK) en een daling van de elektriciteitsvraag van de industrie en andere grootverbruikers met 1,6 PJ (door meer eigen productie). In 2030 (in de berekeningen 13 jaar na ingang) is het effect een stijging van het gasverbruik met 1,2 PJ en een daling van de elektriciteitsvraag met 4,5 PJ. Per saldo daalt de CO<sub>2</sub>-emissie met 0,2 respectievelijk 0,4 Mton, waarvan de helft in het buitenland. Als de industrie meer elektriciteit produceert, is er minder import nodig of wordt meer elektriciteit geëxporteerd, wat leidt tot een daling van de elektriciteitsproductie met fossiele brandstof in het buitenland. De afronding duidt er al op dat deze berekening een grote onzekerheidsmarge heeft!

Gesteld dat de daling van de elektriciteitsvraag volledig door WKK veroorzaakt wordt dan is daar in 2030 circa 6,4 PJ aardgas voor nodig (en 2,3 PJ in 2020). Wordt hiervoor gecorrigeerd dan daalt het gasverbruik met 5,2 PJ (en 2,0 PJ in 2020). Dit komt ongeveer overeen met 4,7 PJ warmtebesparing (1,8 PJ in 2020). Vergelijken met de warmtevraag van 421 PJ in de variant met vastgesteld en voorgenomen beleid uit de NEV 2015 (Schoots, 2015a), het referentiebeeld van de studie van (Daniëls, 2016), is dit een warmtebesparing van 1,1% (en 0,4% in 2020). Echter volgens Tabel 13 zit er maar 140 PJ in de 3<sup>e</sup> en 4<sup>e</sup> schijf, en de rest van het gasverbruik wordt dus niet beïnvloed. Na omrekening van de warmtevraag naar gasverbruik blijkt de daling in de 3<sup>e</sup> en 4<sup>e</sup> schijf circa 3,7% te zijn<sup>22</sup>. Een daling van het verbruik kan vertaald worden in een daling van de NO<sub>x</sub>-emissie.

#### 4.2.4 NO<sub>x</sub> reductie door elektriciteitsbesparing neemt steeds meer af.

In de KEV 2020 is ten opzichte van de NEV 2015 het fossiel aandeel van de binnenlandse elektriciteitsproductie (exclusief WKK; in de variant met vastgesteld en voorgenomen beleid) in 2030 met circa 60% afgenomen, van 54% naar 31%. Met andere woorden; in de toekomst komt steeds meer elektriciteitsproductie uit installaties zonder verbrandingstechnologie (en dus zonder NO<sub>x</sub>-emissies). Ofwel een elektriciteitsbesparing leidt tot veel minder CO<sub>2</sub>-reductie in de KEV 2020 dan in de NEV 2015. Import en export van elektriciteit heeft in beide studies in 2030 ongeveer dezelfde omvang.

#### 4.2.5 WKK ook minder aantrekkelijk in de toekomst

In de variant met vastgesteld en voorgenomen beleid, het referentiebeeld van de studie van (Daniëls, 2016) blijft WKK enigszins op peil (bij vastgesteld beleid is er een daling). In de meer recente KEV 2020 neemt de productie en de opgestelde

---

<sup>21</sup> Bij warmte-kranchkoppeling (WKK) wordt uit bijvoorbeeld aardgas gelijktijdig warmte en elektriciteit geproduceerd. Om te voorkomen dat twee keer een heffing betaald moet worden (zowel over het aardgas als over de elektriciteit) is aardgas van heffing vrijgesteld (als aan bepaalde rendementseisen is voldaan). De gelijktijdig geproduceerde warmte is dus eigenlijk heffingsvrij. De warmte kan ook met aardgas (met energieheffing) in een stoomketel gemaakt worden. Wordt de heffing hoger dan wordt warmte uit WKK (uit aardgas zonder heffing) gunstiger dan warmte uit een stoomketel (op aardgas met heffing).

<sup>22</sup> Doordat cijfers uit verschillende jaren en verschillende bronnen gecombineerd worden, heeft dit percentage een behoorlijke onzekerheid.



capaciteit van gasgestookte WKK-installaties in de periode tot 2030 naar verwachting aanzienlijk af, citaat: “De warmte-krachtkoppeling in de nijverheid heeft te maken met lagere elektriciteitsprijzen en vooral na 2025 ook met meer volatiele elektriciteitsprijzen” (Daniëls 2020). In fysiek opzicht speelt hier mee dat naarmate er meer windturbines en zonnecellen geplaatst worden er meer momenten komen dat er zoveel aanbod van elektriciteit op de markt komt dat WKK op die momenten onrendabel is en eventueel afgeschakeld moet worden.

Daarnaast komt er eind 2020 beleid aan dat juist het elektriciteitsverbruik in de industrie wil verhogen. Niet om WKK te stimuleren, maar om ook in het industriële verbruik meer duurzame energie op te nemen. Zie hiervoor de Stimulering Duurzame Energieproductie en Klimaattransitie SDE++ 2020 van november 2020 (RVO, 2020).

Verder moet opgemerkt worden dat inmiddels de nieuwe ODE is ingevoerd en meegenomen is in de KEV 2020. Er is hiermee al een, wat omvang betreft, vergelijkbare heffing ingevoerd. Deze heeft niet geleid tot een zichtbare toename van industriële WKK in de scenario's'.

### 4.3 Doorrekening van de varianten

#### 4.3.1 Variant A (zonder andere energieprijzen); effecten gas

Om een inschatting van variant A te maken zijn diverse overwegingen, voortkomend uit een eerdere studie (Daniëls, 2016), gebruikt en is er een vertaling gemaakt van de achtergrond van NEV 2015 naar KEV 2020. De verhoging zoals doorgerekend door Daniëls voor 2030 is hier vertaald naar de situatie in 2030, volgens de KEV 2020. Het korte termijn effect uit Daniëls voor 2020 is hier geprojecteerd op 2025. Gehanteerde emissiefactoren voor NO<sub>x</sub> zijn afgeleid uit berekeningen die ook voor de NO<sub>x</sub>-raming bij de KEV 2020 zijn gebruikt (Smeets, 2020). Voor de ongeveer 5% lagere warmtevraag in de KEV 2020 wordt ook gecorrigeerd.

Als er geen WKK-effect zou optreden dan zou de NO<sub>x</sub>-emissie in 2030 met circa 0,119 kton kunnen dalen. Van belang is dat Daniëls uitgaat van een situatie waarbij er een lagere heffing is dan nu al het geval is. Ook zijn de energieprijzen anders. Dit wordt verderop apart behandeld. Stel dat ook nu nog een vergelijkbare verschuiving naar WKK op zou treden dan is het effect ingewikkeld. Allereerst neemt de gasinzet bij de industrie (door WKK-installaties) toe. Daarnaast is er voor warmteopwekking een verschuiving van gasinzet van ketels naar de gasturbines in WKK-installaties. Doordat de gemiddelde NO<sub>x</sub>-emissiefactor in een ketel lager is, nemen de emissies toe, zie Tabel 16 voor alle details.

Er hoeft op andere plekken minder elektriciteit geproduceerd te worden. Een deel van deze daling komt in het buitenland terecht. Een ander deel zou met NO<sub>x</sub>-emissievrije technieken geproduceerd zijn (m.n. elektriciteit met behulp van zon, wind, water of nucleair). De daling van de elektriciteitsproductie op basis van gas- en kolencentrales en installaties op biomassa of afval, is dus veel minder dan de hoeveelheid die in de industrie extra met gas wordt geproduceerd. Er is wel een NO<sub>x</sub>-daling maar minder dan de stijging bij de industrie. Per saldo kan hierdoor de NO<sub>x</sub>-emissie in Nederland stijgen in plaats van dalen.

Omdat WKK in de toekomst, ten opzichte van een aantal jaren geleden, economisch minder aantrekkelijk wordt, zullen er geen WKK-effecten worden meegenomen in de resultaten.

Tabel 16 Saldo effect lager gasverbruik in variant A

	2025	2030	
<b>Variant A geen extra WKK</b>			
Daling aardgas inzet in industrie	1,9	4,9	PJ
Emissiefactor	26	24	ton/PJ
Daling NO <sub>x</sub> -emissie	50	119	ton NO <sub>x</sub> /j
<b>Variant A wel extra WKK</b>			
Netto toename aardgasinzet industrie	0,3	1,1	PJ
Emissiefactor	36	34	ton/PJ
Stijging NO <sub>x</sub> -emissie	10	39	ton NO <sub>x</sub> /j
<b>Omvang verschuiving gas van ketel naar WKK</b>			
Mutatie emissiefactor	10	10	ton/PJ
Stijging NO <sub>x</sub> -emissie	34	95	ton NO <sub>x</sub> /j
<b>Daling elektriciteitsvraag</b>			
Verschuiving import-export	0,5	1,3	PJe
Aandeel niet fossiel NL (ex bio)	0,4	1,4	PJe
Fossiele (+ bio) elektriciteitsproductie NL	0,7	1,5	PJe
Daling fossiel (+bio) verbruik	1,1	1,8	PJ
Emissiefactor	24,5	26,8	ton/PJ
Daling NO <sub>x</sub> -emissie	27	48	ton NO <sub>x</sub>
<b>Saldo: stijging NO<sub>x</sub>-emissie</b>	<b>17</b>	<b>85</b>	<b>ton NO<sub>x</sub>/j</b>

Opgemerkt moet worden dat de berekeningen met de nodige onzekerheden zijn omgeven. Zeker ook omdat bepaalde onderdelen uit het Klimaatakkoord nog niet in de KEV 2020 zijn opgenomen en ook extra beleid nodig is om de in 2020 vastgestelde EU klimaatdoelen in 2030 te halen. In principe is het mogelijk om nog meer in detail hieraan te rekenen. Gegeven de onzekerheden levert dit echter geen substantieel nauwkeuriger resultaat op.

#### 4.3.2 Andere varianten en correctie voor energieprijzen; effecten gas

In de NEV 2015 werd gerekend met een gasprijs in 2030 van 33 ct/m<sup>3</sup>. In de KEV 2020 is de prijs in 2030 23 ct/m<sup>3</sup>. Dit betekent dat de relatieve verhoging tegen de achtergrond van de KEV prijzen hoger is dan hiervoor is doorgerekend. In plaats van 4,9 PJ komt het berekende effect rond de 6 PJ uit. Ook de berekende NO<sub>x</sub>-reductie (onder aanname 'geen extra WKK') wordt hierdoor een kleine 20% hoger (zie Tabel 17). Als er een lineair verband verondersteld wordt tussen de toename van de heffing en de besparing (ofwel een constante prijselasticiteit, zie ook verderop) dan volgen hieruit ook de effecten van de andere varianten.

Tabel 17 Effect verhoging energieheffing op aardgas in de drie varianten (NB: de resultaten zijn afgerond).

2030	Gas- verbruik [PJ]	Gasprijs + energie- heffing [ct/m <sup>3</sup> ]	Verho- ging heffing [ct/m <sup>3</sup> ]	Daling verbruik [PJ]	NO <sub>x</sub> - emissie- factor [ton/PJ]	Effect op NO <sub>x</sub> - emissie [ton/j]
Variant A						
3 <sup>e</sup> schijf	57	27,47	2,23	2,8		
4 <sup>e</sup> schijf	83	26,38	1,69	3,2		
Totaal	140			6,0	28	-170
Variant B						
3 <sup>e</sup> schijf	57	27,47	4,47	5,6		
4 <sup>e</sup> schijf	83	26,38	3,38	6,4		
Totaal	140			12,0	28	-330
Variant C						
3 <sup>e</sup> schijf	57	27,47	0,00	0,0		
4 <sup>e</sup> schijf	83	26,38	1,09	2,1		
Totaal	140			2,1	28	-60

Bijbehorende CO<sub>2</sub>-emissiereducties zijn 0,34<sup>23</sup>, 0,68 en 0,12 Mton/j.

#### 4.3.3 Prijselasticiteit aardgas

In de NEV 2015 was de groothandelsprijs voor gas in 2030 33 ct/m<sup>3</sup>. De energiebelasting lag in 2015 op 1,18 ct/m<sup>3</sup>. De doorgerekende verhoging met 2 ct is ongeveer evenredig met een gasprijsverhoging van 6%. Dit leidt tot een daling van de aardgasvraag in de betreffende schijven van 3,7%.

Uit Daniëls berekeningen kan een prijselasticiteit ( $E_{pv}$ ) voor gas, berekend worden via de volgende formule:

$$E_{pv} = \frac{\% \text{ verandering vraag}}{\% \text{ verandering prijs}}$$

Ofwel voor het aardgas verbruik bij grootverbruikers in de industrie ligt de  $E_{pv}$  in de orde van  $(-3,7/6) = -0,6$ .

Voor andere veranderingen kan dan deze formule gebruikt worden:

$$\% \text{ verandering vraag} = E_{pv} * \% \text{ verandering prijs.}$$

Dit verband is hierboven ook gebruikt om de waarden uit Tabel 17 te bepalen. De vraag is nu wat de prijselasticiteit van elektriciteit is. Met deze prijselasticiteit zou het effect van de verhogingen bij de elektriciteitschijven berekend kunnen worden

#### 4.3.4 Prijselasticiteit elektriciteit

In een rapport van CE Delft uit 2012 worden diverse prijselasticiteiten genoemd (Leguijt, 2012), zie Tabel 18. In het rapport, dat zich vooral op de gebouwde omgeving richt, worden ter vergelijking ook nog cijfers van het ECN uit 2001 en het SEO uit 1998 opgenomen. Hoewel dit erg oude cijfers zijn, kan wel geconstateerd worden dat de verwachte prijselasticiteit in de energie-intensieve industrie hoger is

<sup>23</sup> Het verschil met de 0,2 Mton in Nederland uit (Daniëls, 2016) komt vooral omdat er geen reductie-effect via elektriciteitsproductie uit WKK de grens over gaat.

dan in andere sectoren en dat voor de prijselasticiteit voor gas en elektriciteit vaak cijfers in dezelfde orde van grootte gehanteerd worden. Bij glastuinbouw is er echter wel een significant verschil. Ook bij industrie algemeen is er verschil en liggen de elasticiteiten veel lager dan bij energie-intensieve industrie.

Tabel 18 Gemiddelde prijselasticiteit in twee sectoren; tussen haakjes de korte en lange termijn<sup>24</sup> elasticiteit.

	Elektriciteit	Gas
Huishoudens	-0,2 (-0,15 / -0,25)	-0,175 (-0,1 / -0,2)
Utiliteit	-0,15 (-0,13 / -0,22)	-0,175 (-0,12 / -0,23)
<b>Andere oudere studies</b>		
Industrie, algemeen	(-0,05 / -0,10)	(-0,05 / -0,15)
Industrie, energie-intensief	(-0,80 / -1,00)	(-0,80 / -1,00)
Tuinbouw	(-0,05 / -0,10)	(-0,15 / -0,23)
Glastuinbouw	(-0,05 / -0,10)	(-0,80 / -1,00)

Berekeningen met een prijselasticiteit in de orde van -0,6 of -0,8 resulteren in zeer grote effecten: meer dan 25% vraagreductie in variant B. Onderzocht is of deze hoge prijselasticiteiten ook zijn af te leiden uit Klimaat- en Energieverkenningen zoals de NEV 2015, NEV 2017 en de KEV 2020. Het blijkt erg lastig om dit te bepalen, ook omdat er terzelfdertijd meer verandert. Voor de nijverheid zijn voor de periode 2020-2030 uit diverse Verkenningen toch een viertal elasticiteiten berekend door, waar dit redelijk stabiel leek, verschillen in verbruiksonwikkeling en verschillen in prijsontwikkeling tussen diverse scenario's naast elkaar te leggen. Berekend werden: -0,18; -0,4; +0,1; -0,16. Hieruit kan in ieder geval worden geconcludeerd dat een elasticiteit van -0,6 of -0,8 veel te hoog is. Een waarde in de orde van -0,1 of -0,2 lijkt meer voor de hand te liggen.

In Tabel 19 is het effect van de drie varianten op de elektriciteitsconsumptie, productie en NO<sub>x</sub>-emissie berekend met een prijselasticiteit van -0,15. De als uitgangspunt gehanteerde elektriciteitsprijs is de groothandelsprijs basislast uit de KEV 2020 voor 2030, verhoogd met 1,6 ct/kWh voor netwerkkosten plus de huidige energieheffingen. Bij de berekening van de daling van het brandstofverbruik bij de elektriciteitsproductie is rekening gehouden met dezelfde veronderstellingen als in Tabel 16 zijn verwerkt. Ongeveer 30% van het effect komt in het buitenland terecht en circa 50% van het binnenlandse effect in 2030 komt terecht bij elektriciteitsproductie zonder NO<sub>x</sub>-emissies. Voor de resterende binnenlandse productie met o.a. centrales op gas en biomassa is een energetisch rendement van 50% verondersteld.

Zoals uit het voorgaande blijkt is het gebruik van prijselasticiteiten met grote onzekerheden omgeven. Dit geldt dan ook voor de hier gepresenteerde berekeningsresultaten.

<sup>24</sup> Het begrip korte en lange termijn wordt uitgelegd in paragraaf 4.3.5.

Tabel 19 Effect verhoging energieheffing op elektriciteit in de drie varianten.

	Elektrici- teitsver- bruik [PJ]	Elektr. prijs + e.heffing [ct/kWh]	Verhoging energie- heffing [ct/kWh]	Daling verbruik [PJe] of [PJ]	NO <sub>x</sub> - emissie- factor [ton/PJ]	Effect op NO <sub>x</sub> - emissie [ton/jaar]
Variant A						
3 <sup>e</sup> schijf	131	9,981	2,234	4,4		
4 <sup>e</sup> schijf	36	6,6475	1,6905	1,4		
Totaal				5,8		
Daling brandstof- verbruik in NL				4,2	26,8	-110
Variant B						
3 <sup>e</sup> schijf	131	9,981	4,468	8,8		
4 <sup>e</sup> schijf	36	6,6475	3,381	2,7		
Totaal				11,5		
Daling brandstof- verbruik in NL				8,4	26,8	-220
Variant C						
3 <sup>e</sup> schijf	131	9,981	0	0,0		
4 <sup>e</sup> schijf	36	6,6475	1,087	0,9		
Totaal				0,9		
Daling brandstof- verbruik in NL				0,6	26,8	-20

Bijbehorende CO<sub>2</sub>-emissiereducties in Nederland zijn 0,24, 0,48 en 0,04 Mton/jaar als het brandstofverbruik hoofdzakelijk aardgas zou betreffen.

#### 4.3.5 Vergelijking prijselasticiteiten met CE Delft rapport uit 2020

De berekende prijselasticiteiten zijn vergeleken met een recent rapport van CE Delft (CE, 2020a). Het CE Delft rapport verwijst naar een publicatie uit 2019 met 274 "industriële panel data" van 20 OECD landen in de periode 1987-2013. Het CE Delft noemt bij korte termijn "tot 2025" en bij de lange termijn "2030". De genoemde bandbreedtes voor elasticiteiten staan in Tabel 20. Aan deze tabel zijn de hier voor aardgas berekende en de voor elektriciteit gebruikte cijfers toegevoegd. Het CE Delft rapport geeft geen verdeling in elektriciteit en aardgas. Het hier gebruikte cijfer voor aardgas ligt aan de bovenkant van de CE Delft range; het cijfer voor elektriciteit aan de onderkant.

Tabel 20 Vergelijking prijselasticiteiten met (CE, 2020a)

	Korte termijn	Lange termijn
Prijselasticiteit CE Delft	-0,029 tot -0,200	-0,128 tot -0,529
Hier gebruikte waarden:		
Prijselasticiteit aardgas	-0,2	-0,6
Prijselasticiteit elektriciteit	-0,05	-0,15

#### 4.4 Conclusies tariefstructuur energiebelasting minder degressief maken

Het totale NO<sub>x</sub>-effect staat in Tabel 21. Het effect voor gas is een maximum schatting: er is geen extra WKK verondersteld, maar dit effect is wel mogelijk. Het effect bij elektriciteit kent door de gebruikte prijselasticiteit een onzekerheid van minstens 50%.

De NO<sub>x</sub>-emissiedaling bij gas zit vooral bij de (petro)chemie, raffinaderijen en een klein deel bij de voedingsmiddelenindustrie en glastuinbouw. De emissiedaling door de lagere elektriciteitsvraag zal vooral plaatsvinden bij de elektriciteitscentrales. In Appendix A is het effect over de diverse sectoren verdeeld.

Tabel 21 NO<sub>x</sub>-emissie-effecten voor gas en elektriciteit opgeteld in ton/jaar in 2030.

Variant	NO <sub>x</sub>		totaal
	NO <sub>x</sub> gas	elektriciteit	
A) verhogen tarieven 3 <sup>de</sup> en 4 <sup>de</sup> schijf met 50%.	-170	-110	-280
B) verhogen tarieven 3 <sup>de</sup> en 4 <sup>de</sup> schijf met 100%	-330	-220	-550
C) vierde schijf gelijktrekken met derde schijf.	-60	-20	-80

Voor 2025 zijn in Tabel 22 nog de resultaten van vergelijkbare berekeningen te zien. Hierbij is voor gas een korte termijn prijselasticiteit van -0,2 gebruikt en voor elektriciteit een korte termijn prijselasticiteit van -0,05. Daarnaast zijn de emissiefactoren aangepast aan 2025 en ook het aandeel van de elektriciteitsbesparing dat tot daling van de inzet van brandstof in Nederlandse centrales leidt. Om niet nog meer variabelen te introduceren zijn energieprijzen gelijk gehouden aan die van 2030. Het korte termijn effect (ongeveer 3 jaar naar invoering) is ongeveer 1/3 van het effect na ongeveer 8-10 jaar.

Tabel 22 NO<sub>x</sub>-emissie-effecten voor gas en elektriciteit opgeteld in ton/jaar in 2025.

Variant	NO <sub>x</sub>		totaal
	NO <sub>x</sub> gas	elektriciteit	
A) verhogen tarieven 3 <sup>de</sup> en 4 <sup>de</sup> schijf met 50%.	-60	-40	-100
B) verhogen tarieven 3 <sup>de</sup> en 4 <sup>de</sup> schijf met 100%	-120	-80	-200
C) vierde schijf gelijktrekken met derde schijf.	-20	-10	-30

Gegeven de hogere heffingen zijn de investeringen voor de bedrijven rendabel. Het rapport van (Daniëls, 2016) noemt een nationale kosteneffectiviteit van -8 euro/GJ vooral door lagere energiekosten. Omdat per GJ maar weinig NO<sub>x</sub> wordt gereduceerd, levert dit cijfer vertaald naar kg NO<sub>x</sub> reductie een sterk negatieve kosteneffectiviteit op van ongeveer -100 euro/kg NO<sub>x</sub> reductie.

Zoals eerder beschreven is er overlap van het effect van deze maatregel met maatregelen uit het Klimaatakkoord en toekomstige klimaatmaatregelen. Er is ook niet onderzocht wat de interactie met de SDE++ regeling zou kunnen zijn.

## 5 Aanpassing afschaffing vrijstelling energiebelasting

### 5.1 Voorstel fiche

In dit fiche wordt voorgesteld de vrijstelling in de Energiebelasting (EB) voor metallurgische en mineralogische procedés af te schaffen.

Gevraagd is om twee varianten door te rekenen:

- A. Afschaffen vrijstelling met huidige tariefstructuur;
- B. Afschaffen vrijstelling en tegelijkertijd vierde schijf gelijktrekken met derde schijf.

Verder wordt in de aangeleverde informatie vermeld:

Het afschaffen van de vrijstelling voor metallurgische en mineralogische procedés zorgt ervoor dat bedrijven voortaan over het aardgas dat wordt gebruikt voor mineralogische procedés (o.a. bouwmaterialenindustrie) en elektriciteit en aardgas dat wordt gebruikt voor metallurgische procedés (o.a. ijzer- en staalindustrie) EB en ODE (Opslag Duurzame Energie) moeten gaan betalen. De externe kosten van het gebruik van fossiele brandstoffen worden hierdoor beter bepaald.

Het afschaffen van de vrijstelling en teruggaafregeling zorgt voor een jaarlijkse budgettaire opbrengst van circa 60 mln. euro. Door grondslagerosie kan dit bedrag richting 2030 lager worden.

Om het effect te kunnen bepalen is eerst bestudeerd om welke vrijstelling het precies gaat. Daarna is onderzocht om welke energieomvang per tariefschil de vrijstelling gaat. Aangenomen is dat alleen het verbruik in de 3<sup>e</sup> en 4<sup>e</sup> schil is vrijgesteld. Tenslotte is met elasticiteiten bepaald welke energie-effecten verwacht kunnen worden (zie ook fiche "onderbouwing verhoging 3<sup>e</sup> en 4<sup>e</sup> schijf"). Vermenigvuldiging van de energie-effecten met emissiefactoren levert de mogelijk reductie in NO<sub>x</sub>-emissie op. De eindresultaten van de analyse zijn te vinden in Tabel 28.

### 5.2 Het energieverbruik dat onder de vrijstelling valt.

Om na te gaan welk energieverbruik er onder de vrijstelling valt is eerst de wettekst en de geschiedenis daarvan onderzocht.

Wet belastingen op milieugrondslag (Financiën, 1994a):

"Artikel 64

**Lid 3.** *Vrijstelling van belasting wordt verleend ter zake van de levering of het verbruik van:*

- *elektriciteit die wordt gebruikt voor chemische reductie en elektrolytische en metallurgische procedés; en*
- *aardgas dat wordt gebruikt voor metallurgische procedés.*

*Als metallurgische procedés worden aangemerkt:*

- a. *de vervaardiging van metalen in primaire vorm;*
- b. *smeden, persen, stampen en profielwalsen van metaal;*
- c. *oppervlaktebehandeling bestaande uit harden of warmtebehandeling van metalen.*

*De vrijstelling voor metallurgische procedés geldt alleen voor bedrijven die volgens de Standaard Bedrijfsindeling van 21 juli 2008 van het Centraal Bureau voor de*

*Statistiek behoren tot code 24 of 25.*

**Lid 4.** *Vrijstelling van de belasting wordt verleend ter zake van de levering of het verbruik van aardgas dat wordt gebruikt voor mineralogische procedés. Als mineralogische procedés worden aangemerkt de vervaardiging van glas en glaswerk, de vervaardiging van keramische producten, de vervaardiging van cement, kalk of gips, de vervaardiging van kalkzandsteen of cellenbeton en de vervaardiging van steenwol. De vrijstelling voor mineralogische procedés geldt alleen voor de bedrijven die volgens de Standaard Bedrijfsindeling van 21 juli 2008 van het Centraal Bureau voor de Statistiek behoren tot code 23.”*

Artikel 22 van het uitvoeringsbesluit van de wet legt vast dat de aanmelding bij de energieleverancier moet plaatsvinden (Financiën, 1994b). De vrijstelling is gekoppeld aan deze aanmelding. De uitvoeringsregeling van de wet bevat geen verwijzingen naar dit artikel (Financiën, 1994c).

Het gaat dus alleen om het aardgas dat bij het proces gebruikt wordt, en niet om aardgas dat bijvoorbeeld voor het verwarmen van gebouwen gebruikt wordt door hetzelfde bedrijf (belastingdienst, 2020)<sup>25</sup>. Bij een bedrijf dat aardgas of elektriciteit gebruikt, geldt de heffingsvrijstelling alleen voor het vrijgestelde gas en elektriciteit, dat bovenop het andere verbruik afgenomen wordt. De vrijstelling zit dus vooral in de hogere schijven van de energiebelasting.

De vrijstelling voor elektriciteit is per 1-1-2004 gewijzigd en concreet gemaakt in de wetgeving. De vrijstelling voor gas recent gewijzigd per 1-1-2017. In de toelichting op deze wijzigingen is niet concreet aangegeven om welke energiehoeveelheden het gaat.

#### *5.2.1 Aardgasverbruik bouwmaterialen industrie (SBI 23)*

In eerste instantie is gekeken of het energiegebruik achterhaald kon worden via de CO<sub>2</sub>-emissie. Helaas is dit niet mogelijk omdat er ook procesemissies in de cijfers zijn verwerkt. De omvang van de procesemissies kan in de Nationaal Inventory Report (NIR) gevonden worden (Ruysenaars, 2019). Het gaat hier bijvoorbeeld over de CO<sub>2</sub> die vrijkomt bij het gebruik (verhitten) van kalksteen (CaCO<sub>3</sub>). Een belangrijk deel van de emissie kwam vrij bij de klinker- en cementproducent ENCI. Deze is echter in 2018 gestopt met de productie van klinker. Daarnaast is er circa 80 kton CO<sub>2</sub> die vrij komt bij de glasproductie. Ook gebruiken kolencentrales bijvoorbeeld kalksteen voor het ontzwavelen, maar dit is buiten de bouwmaterialensector.

De emissieregistratie (Emissieregistratie, 2020) geeft een overzicht van de emissie van individuele bedrijven, die verplicht zijn een elektronisch milieujarverslag (eMJV) aan te leveren. Dit betreft, voor zover gerapporteerd, ook CO<sub>2</sub>- en NO<sub>x</sub>-emissies. De emissie van de individuele bedrijven wordt bij de Emissieregistratie ook via bepaalde methoden opgehoogd tot sectortotalen. In december 2020 waren de laatste gegevens die opgenomen waren, die van 2018. In 2018 rapporteren 38 bedrijven in de bouwmaterialenindustrie CO<sub>2</sub>-emissies. Als ENCI uit het overzicht gehaald wordt, en nog een drietal bedrijven die over 2017 rapporteren worden toegevoegd ontstaat een beeld van de verdeling van de CO<sub>2</sub>-emissies bij de

---

<sup>25</sup> Pag 88: “7.10.2 Vrijstelling voor chemische reductie, elektrolytische en metallurgische procedés” en pag 90: “7.10.3 Vrijstelling aardgas voor mineralogische procedés”.



bedrijven met een hoog brandstofverbruik in de bouwmaterialen industrie (totaal 940 kton CO<sub>2</sub>). Door de emissies te delen door de CO<sub>2</sub>-emissiefactor van aardgas van 56,8 kg CO<sub>2</sub>/MJ, kan een brandstofverbruik van circa 16,5 PJ bepaald worden. Onder de aanname dat dit inderdaad het gasverbruik van de grotere bedrijven is, kan dit over de diverse schijven verdeeld worden.

Het CBS rapporteert een aardgasverbruik van 16,8 PJ in 2018. In de hele sector zijn circa 21 000 mensen werkzaam (CBS, 2020b). Een achtergrond rapport over de gebouwde omgeving (utiliteit) geeft voor een aantal sectoren gegevens over energieverbruiken, vloeroppervlak en werknemers. Hieruit kan bepaald worden dat rond 2012 ongeveer 28 GJ (kantoren) tot 45 GJ (hele utiliteitssector) warmte en aardgas per werknemer per jaar verbruikt werd (Volkert, 2012, Tabel 2.8)<sup>26</sup>. Voor de sector bouwmaterialen zou dit overeenkomen met 0,6 tot 0,9 PJ verbruik voor werkplekken en werkruimtes. Dit zou dan het verbruik van de kleinere (ontbrekende) bedrijven zijn en het niet aan processen gebonden verbruik van de grotere bedrijven. Gegeven de onzekerheden, pas dit redelijk in het totaalbeeld.

Het kental voor elektriciteitsverbruik komt uit op 18 tot 19 GJe per werknemer (Volkert, 2012)<sup>27</sup>. Voor de hele sector zou dit rond de 0,4 PJe uitkomen. Het CBS rapporteert voor de sector 4,3 PJe. Volgens de literatuur zijn in de sector bouwmaterialen ook veel productieprocessen die niet alleen gas nodig hebben maar ook elektriciteit (Bank, 1997), (Nieuwlaar, 2011). Het elektriciteitsverbruik in deze sector valt echter niet in een vrijstelling.

### 5.2.2 Aardgasverbruik basismetaleen- en metaalproductenindustrie (SBI 24 & 25)

Voor deze beide sectoren is ook een brandstofverbruik afgeleid uit de CO<sub>2</sub>-emissies, zoals in de emissieregistratie gerapporteerd.

Voor de basismetaleenindustrie zijn er 17 bedrijven die CO<sub>2</sub>-emissies rapporteren. Het beeld wordt overheerst door Tata Steel in IJmuiden, waar de meeste emissies komen door het gebruik van kolen en cokes. Na aanname, op basis van oude gegevens, dat het aardgasverbruik van Tata Steel 12 PJ is (Corus, 2004)<sup>28</sup> komt het totale gasverbruik uit op 13,1 PJ. Het CBS rapporteert hier een verbruik van 14,3 PJ. Voor de sector basismetaleenindustrie zou, conform de hiervoor aangegeven methodiek, het verbruik voor werkplekken en werkruimtes overeenkomen met 0,6 tot 0,9 PJ. Blijkbaar wordt vooral in de non-ferrometaalindustrie meer aardgas verbruikt (in kleinere installaties zonder eMJV verplichting). Ook hier is voor de grootverbruikers van aardgas, die uit de emissieregistratie naar voren komen, het verbruik over de diverse schijven verdeeld.

Voor de metaalproductenindustrie zijn er 28 bedrijven die CO<sub>2</sub>-emissies rapporteren (inclusief bedrijven die wel over 2017 rapporteren, maar nog niet over 2018). Het totaal komt omgerekend uit op 0,9 PJ aardgas. Het CBS rapporteert hier een aardgasverbruik van 5,7 PJ in 2018. Voor deze sector zou, conform de hiervoor aangegeven methodiek, het verbruik voor werkplekken en werkruimtes overeenkomen met 2,5 tot 4,1 PJ. Dit is hoger omdat er hier veel meer werknemers

<sup>26</sup> De spreiding is echter nog groter van 21 GJ/werknemer voor winkels tot 139 GJ/werknemer voor overige diensten.

<sup>27</sup> Spreiding 6 GJe/werknemer voor onderwijs tot 46 GJe/werknemer voor overige diensten.

<sup>28</sup> Tabel 8 Energiebalans van Corus Staal (Corus, 2004); Het CBS rapporteert over 2019 voor ijzer en staalindustrie 11,5 PJ en voor de non-ferrometaalindustrie 2,9 PJ aardgas (CBS, 2020a).

zijn. Blijkbaar wordt vooral in de non-ferrometaalindustrie meer aardgas verbruikt (in kleinere installaties zonder eMJV verplichting). Gegeven de onzekerheden is dit voldoende basis voor de verdere analyse.

### 5.2.3 Vrijgesteld gasverbruik SBI 23, 24 en 24

Gebaseerd op voorgaande cijfers is in Tabel 23 een uitgangspunten overzicht gemaakt voor verdere berekeningen. Hierbij is aangenomen dat al het vrijgestelde verbruik zich in de 3e en 4e schijf bevindt. Ook is uitgerekend wat de heffing zou zijn over het verbruik in 2019 en de tarieven van 2020.

Tabel 23 Geconstrueerd van heffing vrijgesteld aardgasverbruik en mogelijke heffing als er geen vrijstelling zou zijn

2019	Schijf gas	Gasverbruik [PJ]	Mogelijke heffing [mln euro/j]
Bouwmaterialen	3	8,3	11,8
	4	5,9	6,4
Basismetaal	3	1,0	1,4
	4	11,7	12,6
Metaalproducten	3	0,3	0,5
	4	0,0	0,0

### 5.2.4 Elektriciteitsverbruik basismetaal- en metaalproductenindustrie (SBI 24 & 25)

Helaas ontbreken directe gegevens om het elektriciteitsverbruik in te delen. Over de afgelopen 5 jaar was het elektriciteitsverbruik van de basismetaal gemiddeld 16,8 PJe (18,1PJJe in 2019) (CBS, 2020a). Corrigeren we voor een gemiddeld verbruik voor werkplekken en werkruimtes van 0,4 PJJe dan blijft 16,4 PJJe over. Het verbruik is ongeveer 50-50% verdeeld over ijzer en staal en non-ferrometaal. De variatie bij non-ferrometaal is in de loop van de tijd echter veel sterker, wat waarschijnlijk samenhangt met de variatie in de aluminium productie.

In de energiebalans van 2004 heeft Corus een elektriciteitsvraag van 14 PJJe (Corus, 2004). Corus produceert echter een deel van de elektriciteit zelf. De totale aanvoer naar de ijzer- en staalindustrie in 2019 is 8,4 PJJe. Het overgrote deel hiervan zal voor Corus (tegenwoordig Tata Steel) bestemd zijn. Bij de non-ferrometaal industrie (0,7 PJJe in 2019) zijn de zink- en de aluminiumproductie de twee bedrijven met het grootste elektriciteitsverbruik (Alsema, 2000a), (Aldel, 2003). Circa 1,4 PJJe blijft over voor de rest van de sector. Een gemiddeld verbruik voor werkplekken en werkruimtes komt ook in de non-ferro sector op van 0,4 PJJe uit.

Het verbruik van de metaalproductenindustrie is 5 jaar gemiddeld 5,6 PJJe (5,9 PJJe in 2019) (CBS, 2020a). Wordt dezelfde correctie uitgevoerd voor werkplekken dan blijft er ongeveer 4 PJJe over voor de productieprocessen. Waarschijnlijk is niet al dit verbruik vrijgesteld van de energiebelasting. Geschat wordt dat dit circa 1,6 PJJe betreft (Alsema, 2000b).

Met reeds genoemde en andere aannames is uiteindelijk Tabel 24 samengesteld. Het beeld wordt overheerst door drie bedrijven die primair staal, -aluminium en -zink produceren.

Tabel 24 Geconstrueerd van heffing vrijgesteld elektriciteitsverbruik en mogelijke heffing als er geen vrijstelling zou zijn

2019	Schijf Elektriciteit	Elektriciteitsverbruik [PJ]	Mogelijke heffing [mln euro/j]
Bouwmaterialen		nvt	
		nvt	
Basismetaal	3 <sup>e</sup>	0,8	7,2
	4 <sup>e</sup>	16,7	4,4
Metaalproducten	3 <sup>e</sup>	1,3	11,9
	4 <sup>e</sup>	0,3	0,1

### 5.2.5 Totaal berekende heffing

Uiteindelijk komt de totale berekende heffing uit op 23,5 mln euro bij elektriciteit en 32,6 mln euro bij gas. Samen 56,1 mln euro en daarmee wat lager dan de 60 mln euro die in het concept voorstel van de fiche is genoemd. Er is voor gekozen om dit verschil, van minder dan 10%, niet te corrigeren. De onzekerheid in de andere factoren die nog bepaald moeten worden is zeker van vergelijkbare orde.

In mei 2020 heeft het ministerie van Financiën ook een aantal fiches gepubliceerd waaronder ook over energiebelastingen (Financiën, 2020, fiche 59, 60 en 61). Hierin wordt opgeteld ook 60 mln euro genoemd. Vergeleken met deze cijfers is de opbrengst bij elektriciteit en gasverbruik van mineralogische procedés hier hoger. Bij het gasverbruik van metallurgische procedés is sprake van een onderschatting. De opbrengst in fiche 60 van financiën is circa 10 mln (70% hoger) hoger. Dit zou er op kunnen wijzen dat er ook vrijgesteld aardgas in de lagere schijven zit. Hier is verder niet aan gerekend.

## 5.3 Effect op energieverbruik en emissies

Na bepaling van het energieverbruik in de schijven kan nu het mogelijke effect van het stoppen met de vrijstelling onderzocht worden.

In de onderbouwing van de fiche rond verhoging van de 3<sup>e</sup> en 4<sup>e</sup> schijf is onderbouwing opgenomen rond de elektriciteit- en gasprijzen en prijselasticiteiten, zie hoofdstuk 4. Er is geen reden om hier andere gegevens en aannames te gebruiken. In diverse rapportages wordt bijvoorbeeld aangegeven dat er ook bij primaire productie van metalen besparingsmogelijkheden zijn (Alsema, 2000a, 200b) (Aldel, 2003), maar dit kan wel sterk van het betreffende productieproces afhangen (Michels, 2000) (Menkveld 2017). In Tabel 25 zijn de energieprijzen opgenomen en de heffingsvarianten.

Tabel 25 Effect van de variant op de gas- en elektriciteitsprijs.

2030	Handels- prijs	Toegevoegde heffing		Prijs met heffing		
		3 <sup>e</sup> schijf	4 <sup>e</sup> schijf	3 <sup>e</sup> schijf	4 <sup>e</sup> schijf	
Variant A						
Gas	23,00	4,47	3,38	27,47	7,85	ct/m <sup>3</sup>
Elektriciteit	5,00	3,40	0,10	8,40	3,50	ct/kWh
Variant B						
Gas	23,00	4,47	4,47	27,47	8,94	ct/m <sup>3</sup>
Elektriciteit	5,00	3,40	3,40	8,40	6,81	ct/kWh

In Tabel 26 is met een elasticiteit van -0,6 het effect op het gasverbruik berekend. Met de gemiddelde emissiefactor voor deze sectoren uit de KEV 2020 (Smeets, 2020) kan dan direct het NO<sub>x</sub>-emissie-effect berekend worden. Bijbehorende CO<sub>2</sub>-emissiereducties zijn 0,15 en 0,18 Mton/jaar.

Tabel 26 Effect heffing op aardgas in de twee varianten

2030	Gas- verbruik [PJ]	Gas- prijs [ct/m <sup>3</sup> ]	Verhoging met heffing [ct/m <sup>3</sup> ]	Daling verbruik [PJ]	NO <sub>x</sub> - emissie- factor [ton/PJ]	Effect op NO <sub>x</sub> - emissie [ton/j]
Variant A						
3 <sup>e</sup> schil	10	23,00	4,47	1,1		
4 <sup>e</sup> schil	18	23,00	3,38	1,6		
Totaal	27			2,7	49	-130
Variant B						
3 <sup>e</sup> schil	10	23,00	4,47	1,1		
4 <sup>e</sup> schil	18	23,00	4,47	2,1		
Totaal	27			3,2	49	-160

In Tabel 27 is het theoretische effect op de elektriciteitsvraag berekend. De gebruikte prijselasticiteit is -0,15. Net als bij de fiche met een verhoging in de 3<sup>e</sup> en 4<sup>e</sup> schijf leidt veel van de elektriciteitsbesparing niet tot een directe daling van brandstofinzet in Nederlandse elektriciteitscentrales. De daling van het brandstofverbruik in Nederland is dan ook minder dan op grond van de daling van de elektriciteitsvraag in eerste instantie verwacht zou worden.

Tabel 27 Effect heffing op elektriciteit in de twee varianten.

2030	Elektriciteitsverbruik [PJ]	Elektr. prijs [ct/kWh]	Verhoging [ct/kWh]	Daling verbruik [PJe] of [PJ]	NO <sub>x</sub> -emissiefactor [ton/PJ]	Effect op NO <sub>x</sub> -emissie [ton/j]
<b>Variant A</b>						
3 <sup>e</sup> schil	2	5,00	3,40	0,2		
4 <sup>e</sup> schil	17	5,00	0,10	0,0		
Totaal	19			0,3		
Daling brandstofverbruik in NL				0,2	26,8	-5
<b>Variant B</b>						
3 <sup>e</sup> schil	2	5,00	3,40	0,2		
4 <sup>e</sup> schil	17	5,00	3,40	1,7		
Totaal	19			1,9		
Daling brandstofverbruik in NL				1,4	26,8	-40

Bijbehorende CO<sub>2</sub>-emissiereducties in Nederland zijn 0,01 en 0,08 Mton/jaar als het brandstofverbruik hoofdzakelijk aardgas zou betreffen.

#### 5.4 Conclusies afschaffing vrijstelling energiebelasting

Het totale NO<sub>x</sub>-effect staat in Tabel 28. De berekende effecten hebben echter grote onzekerheden. Het effect bij gas moet, bij de gekozen hoge prijselasticiteit, gezien worden als een maximumschatting. Het effect bij elektriciteit kent door de gebruikte prijselasticiteit een onzekerheid van minstens 50%.

De NO<sub>x</sub>-emissiedaling bij gas zit vooral bij de basismetaleen en de bouwmaterialen industrie. De NO<sub>x</sub>-emissiedaling bij elektriciteit zit bij de centrales. In Appendix A is het effect over de diverse sectoren verdeeld.

Tabel 28 NO<sub>x</sub>-emissie-effecten voor gas en elektriciteit opgeteld in ton/jaar in 2030.

Variant	NO <sub>x</sub> gas	NO <sub>x</sub> elektriciteit	totaal
A) Opheffen vrijstelling	-130	-5	-135
B) Opheffen vrijstelling en 4 <sup>e</sup> schijf gelijk aan 3 <sup>e</sup>	-160	-40	-200

Voor 2025 is een vergelijkbare berekening gedaan, zie Tabel 29. Hierbij is voor gas een korte termijn prijselasticiteit van -0,2 gebruikt en voor elektriciteit een korte termijn prijselasticiteit van -0,05. Daarnaast zijn ook emissiefactoren aangepast aan de 2025 situatie en het aandeel van de elektriciteitsbesparing dat tot daling van de inzet van brandstof in Nederlandse centrales leidt. Om niet nog meer variabelen te introduceren zijn energieprijzen gelijk gehouden aan die van 2030. Het korte termijn effect (ongeveer 3 jaar naar invoering) is ongeveer 1/3 van het effect na ongeveer 8-10 jaar.

Tabel 29 NO<sub>x</sub>-emissie-effecten voor gas en elektriciteit opgeteld in ton/jaar in 2025.

Variant	NO <sub>x</sub> gas	NO <sub>x</sub> elek- tricititeit	totaal
A) Opheffen vrijstelling	-40	-2	-42
B) Opheffen vrijstelling en 4 <sup>e</sup> schijf gelijk aan 3 <sup>e</sup>	-50	-10	-60

Omdat per GJ besparing maar weinig NO<sub>x</sub> wordt gereduceerd, levert een maatregel die voor bedrijven door de heffing rendabel is geworden, vertaald naar kg NO<sub>x</sub>-reductie al snel een sterk negatieve kosteneffectiviteit op. Per locatie en maatregel zal hierin een sterke spreiding optreden.

Het kan zijn dat het effect overlapt met maatregelen die in het Klimaatakkoord zijn afgesproken en met nog te nemen maatregelen om recent geformuleerde CO<sub>2</sub>-doelen te halen. Ook is er niet verder onderzochte interactie met de SDE++ regeling.

Aangezien energie een belangrijk onderdeel van de kosten vormt en de vrijstelling betrekking heeft op energie die direct bij het productieproces betrokken is, vergen maatregelen vaak aanpassingen van de productie-installaties of omstandigheden. Dit kan meer ingrijpend zijn en meer voorbereidingstijd vragen dan andere vormen van energiebesparing. Dit maakt in de inschatting voor 2025 meer onzeker.

In 2019 heeft PwC een analyse gemaakt over de effecten van een Nederlandse CO<sub>2</sub> hogere heffing voor de kunstmestindustrie (PwC, 2019a), hieruit: "Het marktaandeel van Nederlandse producenten is lager dan 20%. Het is daarom aannemelijk dat kunstmestbedrijven maar beperkt in staat zijn een nationale heffing door te geven". Voor een aantal grote bedrijven, met een hoog aandeel energiekosten, zal dit betekenen dat de energiebelasting grotendeels ten koste gaat van de winstgevendheid. Dit kan leiden tot vermindering van de investeringen in Nederland of zelfs tot sluiting van (delen) van een bedrijf. De productie van primair aluminium is een sector waar de afgelopen decennia de elektriciteitsprijs een cruciale rol heeft gespeeld.

Ook kan nog opgemerkt worden dat grote elektriciteitsafnemers, zoals in de basismetaleindustrie aanwezig zijn, door de mogelijkheid van het tijdelijk reduceren van de vraag, een rol kunnen spelen bij het stabiliseren van het Nederlandse elektriciteitsnet.

## 6 Literatuur

Ab (2007): *Activiteitenbesluit milieubeheer*. Tekst geldend per 01-01-2021, Ministerie van Volkshuisvesting, Ruimtelijke Ordening en Milieubeheer, 's Gravenhage, 19 oktober 2007.

<https://wetten.overheid.nl/BWBR0022762/2021-01-01>

Aldel (2003): *Publieksmilieuverslag 2002, Met het gezicht naar de markt, Aluminium Delfzijl, Delfzijl, juni 2003.*

Alsema, E.A. (2000a): *ICARUS-4 Sector Study for The Non-Ferro Metals Industry, Revision 1. Report no. NWS-E-2000-08. Department of Science, Technology and Society, Utrecht University, Utrecht, October 2010.*

Alsema, E.A. (2000b): *ICARUS-4 Sector Study for The Metals Products and Electrotechnical Industry, Revision 1. Report no. NWS-E-2000-09. Department of Science, Technology and Society, Utrecht University, Utrecht, October 2000.*

Bank, M.P., H.M. Venderbosch (1997): *Sectorstudie bouwmaterialen. NEEDIS, Petten, april 1997.*

Belastingdienst (2020): *Handboek Milieubelastingen 2020. 1 januari 2020.*

Blom, M.J., A. Schroten (2006): *Advies prijsplafond NO<sub>x</sub>-emissiehandel. Publicatienummer: 06.7155.27, CE, Delft, mei 2016.*

CE (2017): *Handboek Milieuprijzen 2017. Methodische onderbouwing van kengetallen gebruikt voor waardering van emissies en milieu-impacts. Publicatienummer: 17.7A76.64. CE Delft, Delft, juli 2017.*

BREF-LCP (2017): *Uitvoeringsbesluit (EU) 2017/1442 van de Commissie van 31 juli 2017 tot vaststelling van BBT-conclusies (beste beschikbare technieken) op grond van Richtlijn 2010/75/EU van het Europees Parlement en de Raad, voor grote stookinstallaties. Publicatieblad van de Europese Unie, L212, pag 1 -82, 17-8-2017.*

CBS (2020a): *Energiebalans; aanbod en verbruik, sector. Geraadpleegd in december 2020.*

<https://www.cbs.nl/nl-nl/cijfers/detail/83989NED>

CBS (2020b): *Bedrijfsleven; arbeids- en financiële gegevens, per branche, SBI 2008. Geraadpleegd in december 2020.*

<https://opendata.cbs.nl/statline/#/CBS/nl/dataset/81156ned/table?ts=1609251261933>

CE (2020a): *ODE-impact op industrie Effecten op kosten en verduurzaming. CE Delft, Delft, 17 april 2020.*

<https://www.ce.nl/publicaties/2536/ode-impact-op-industrie-effecten-op-kosten-en-verduurzaming>

CE (2020b): Synthese rapport ODE-impact Effecten op kosten en CO<sub>2</sub> reductie. CE Delft, Delft, mei 2020.

<https://www.ce.nl/publicaties/2536/ode-impact-op-industrie-effecten-op-kosten-en-verduurzaming>

Corus (2004): Aanvraag van de Revisievergunning Corus Staal BV. Deel 0, tekstbijlage 2004- versie 1, Corus, IJmuiden, 2004.

Daniëls, B., R. Koelemeijer (2020): Kostenefficiëntie van beleidsmaatregelen ter vermindering van broeikasgasemissies. Bijlage bij het IBO kostenefficiëntie CO<sub>2</sub>-reductiemaatregelen, ECN-E—15-060, PBL publicatienummer 1748, ECN, Petten / PBL Den Haag, februari 2020.

EIPPCB (2021): Reference Documents. Website European IPPC bureau, laatst bekeken 21 januari 2021.

<https://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference>

Emissieregistratie (2020): <http://www.emissieregistratie.nl/>; website met gegevens over emissies van sectoren en bedrijven. Geraadpleegd december 2020.

EU (2006): Verordening (EG) Nr. 166/2005 van het Europees Parlement en de Raad van 18 januari 2006 betreffende de instelling van een Europees register inzake de uitstoot en overbrenging van verontreinigende stoffen en tot wijziging van de Richtlijnen 91/689/EEG en 96/61/EG van de Raad. Publicatieblad van de Europese Unie, L33/8, 4 februari 2006.

EU (2012): Richtlijn 2010/75/EU van het Europees Parlement en de Raad van 24 november 2010 inzake industriële emissies (geïntegreerde preventie en bestrijding van verontreiniging). Publicatieblad van de Europese Unie L 334/17, 17 december 2010.

Financiën (1994a): Wet belastingen op milieugrondslag (versie 2020), Ministerie van Financiën, Den Haag, 23 december 1994.

<https://wetten.overheid.nl/BWBR0007168/2020-01-01>

Financiën (1994b): Uitvoeringsbesluit belastingen op milieugrondslag (versie 2020), Ministerie van Financiën, Den Haag, 29 december 1994.

<https://wetten.overheid.nl/BWBR0007178/2020-01-01>

Financiën (1994c): Uitvoeringsregeling belastingen op milieugrondslag (versie 2020), Ministerie van Financiën, Den Haag, december 1994.

<https://wetten.overheid.nl/BWBR0007159/2020-07-01>

Financiën (2020): Fiscale vergroening en grondslagerosie. Bouwstenen voor een beter belastingstelsel. Ministerie van Financiën, Den Haag, 1 mei 2020.

Folkert, R. R. van den Wijngaard (20): Vesta ruimtelijk energiemodel voor de gebouwde omgeving data en methoden. Achtergrondstudies, PBL-publicatienummer: 500264001. Planbureau voor de leefomgeving, Den Haag, april 2012.



<https://www.pbl.nl/sites/default/files/downloads/PBL-2012-vesta-ruimtelijk-energiemodel-voor-de-gebouwde-omgeving-data-en-methoden-500264001.pdf>

Frankrijk (2019): Taxe Generale sur les Activites Polluantes Taux 2019.  
<https://www.douane.gouv.fr/sites/default/files/2019-01/tableau-des-taux-de-tgap-2019.pdf>, zie ook <https://www.service-public.fr/professionnels-entreprises/vosdroits/F23497>

HVJ EU (2011): Emissiehandel Europese commissie tegen Nederland. Zaak C-279/08. Europese Hof van Justitie, 8 september 2011.  
<https://europadecentraal.nl/jurisprudentie/emissiehandel-jurisprudentie/>

IenW (2012): 33 428 Wijziging van de Wet milieubeheer en de Wet op de economische delicten ten behoeve van de intrekking van het stelsel van handel in NO<sub>x</sub>-emissierechten (intrekking handel in NO<sub>x</sub>-emissierechten). Tweede Kamer der Staten Generaal, Vergaderjaar 2012-2013, 33428 nr. 3, 8 oktober 2012.  
<https://zoek.officielebekendmakingen.nl/kst-33428-3>

Infomil (2021): Kosteneffectiviteit. Internetpagina van Infomil, Laatst geraadpleegd, 18 januari 2021.  
<https://www.infomil.nl/onderwerpen/lucht-water/lucht/digitale-ner/kosteneffectiviteit/>

Kabinet (2019): Klimaatakkoord. Den Haag, 28 juni 2019.

Kroon, P., K.E.L. Smekens (2017): Reservepakket PAS: NO<sub>x</sub>-maatregelen in energie en industrie. ECN-E—17-030, ECN, Petten, juni 2017.

Kruisselbrink, P. (2020): Oplegnotitie BREF LCP, Rijkswaterstaat, departement Water, Verkeer en Leefomgeving, 28 oktober 2020.  
<https://www.infomil.nl/onderwerpen/lucht-water/stookinstallaties/oplegnotitie-bref-lcp/>

Leguijt, C., M.B.J. Blom, B.L. Schepers, G.E.A. Warringa. (2012): Niet-fiscale prijsprikkels Onderzoek naar het energiebesparingseffect van gedifferentieerde energieprijzen, CE Delft, februari 2012.

Menkveld M., J. Sipma (2017): Nulmeting energiebesparing industrie. Energiebesparingspotentieel bij industrie waarvoor de provincie Noord-Holland het bevoegd gezag is. ECN-E--17-006, ECN, Petten, februari 2017.

Michels, K. (2000): ICARUS-4 Sector study for the Iron and Steel Industry Revision 3. Report no. NWS-E-2000-10. Department of Science, Technology and Society, Utrecht University, Utrecht, October 2000.

NEa (2014): NO<sub>x</sub>-emissiegegevens 2005-2013: feiten en cijfers. Nederlandse emissieautoriteit, Den Haag, 2014.

NEa (2011): NO<sub>x</sub>-emissiegegevens-per-bedrijfslocatie-2005-2010(16-05-2011).xls. Nederlandse emissieautoriteit, Den Haag, 16 mei 2011.

Nieuwlaar, E. (2001): ICARUS-4 Sector Study for the Building Materials Industry Update 2. Report no. NWS-E-2000-07. Department of Science, Technology and Society, Utrecht University, Utrecht, January 2001.

OECD (2020): Policies, Regulatory Framework and Enforcement for Air Quality Management: The Case of Japan – Environment Working Paper No 156. ENV/WKP(2020)3, OECD Environment Directorate, Paris, France, 9 March 2020.

PBL (2020a): Klimaat- en Energieverkenning 2020. Planbureau voor de Leefomgeving (PBL), Den Haag, 2020.

PBL (2020b): Tabellenbijlage Klimaat- en Energieverkenning 2020. Planbureau voor de Leefomgeving (PBL), Den Haag, 2020.

PwC (2019a): De effecten van een nationale heffing op broeikasgas in de industrie (rapport in opdracht van het ministerie van EZK) 2 april 2019.

PwC (2019b): De effecten van de overwogen vormgeving van de nationale heffing op broeikasgas emissies in de industrie (In opdracht van het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat, aanvullend op het PwC rapport van maart 2019), 14 juni 2019.

RVO (2020): SDE++ 2020; Stimulering Duurzame Energieproductie en Klimaat transitie; Openstelling van 24 november tot 17 december 2020. Rijksdienst voor Ondernemend Nederland, Zwolle, 6 november 2020.

<https://www.rvo.nl/sites/default/files/2020/11/Brochure%20SDE%20plus%20plus%202020%20WCAG.pdf>

Ruysenaars, P.G., et. al. (2020): Greenhouse gas emissions in the Netherlands 1990-2018: National Inventory Report 2020 (NIR, 2019), RIVM report 2020-0031, Bilthoven, 15 April 2020.

Schoots, K, P. Hammingh (2015a): Nationale Energieverkenning 2015. Energieonderzoek Centrum Nederland, Petten, 2015.

Schoots, K, P. Hammingh (2015b): Tabellenbijlage Nationale Energieverkenning 2015. Energieonderzoek Centrum Nederland, Petten, 2015.

Smeets, W. (2020): Emissieramingen luchtverontreinigende stoffen. Rapportage bij de Klimaat- en Energieverkenning 2020; PBL, in samenwerking met RIVM en TNO. PBL-publicatienummer: 4211, Planbureau voor de Leefomgeving, Den Haag, 30 november 2020.

Smets, T., V. Stella, H. Diane (2017): Eindrapport Leidraad voor het bepalen van de Beste Beschikbare Technieken op bedrijfsniveau Studie uitgevoerd in het kader van de referentietask BBT/EMIS/EP, VITO, Mol, 20 september 2017.

[https://emis.vito.be/sites/emis/files/pages/1125/2017/Leidraad\\_BBT\\_op\\_bedrijfsniveau\\_definitief\\_september.pdf](https://emis.vito.be/sites/emis/files/pages/1125/2017/Leidraad_BBT_op_bedrijfsniveau_definitief_september.pdf)

Svenningsen, L.S., et.al. (2019): The Use of Economic Instruments In Nordic Environmental Policy 2014-2017. TemaNord 2019:541, Nordic Council of Ministers 2019.

<https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:1364822/FULLTEXT01.pdf>

Tata Steel (2020): 'Roadmap+' plan to enhance the environment at IJmuiden plant in the Netherlands. Persbericht, Tata Steel, IJmuiden, 8 december 2020.

Velde, R. van der, et. al. (2011): Marktstudie NO<sub>x</sub> emissiehandel. Raming markt- en prijsontwikkeling. Van der Kolk advies en DHV B.V., 28 oktober 2011.

Vlaanderen (2019): Luchtbeleidsplan 2030. Maatregelen voor verbetering van de luchtkwaliteit in Vlaanderen. VR 2019 2510 MED.0359/2, Departement Omgeving, Brussel, België, oktober 2019.

<https://omgeving.vlaanderen.be/sites/default/files/atoms/files/1%20VR%202019%202510%20MED.0359-2%20Luchtbeleidsplan.pdf>

VROM (2009): Regeling van de Minister van Volkshuisvesting, Ruimtelijke Ordening en Milieubeheer van 28 mei 2009, nr. BJZ2009037173, tot wijziging van de Uitvoeringsregeling EG-verordening PRTR en PRTR-protocol en de Regeling advisering Inspectoraat-Generaal VROM in verband met de integratie van verplichtingen op het terrein van milieuverslaglegging. Staatscourant, nr 105, 11 juni 2009.

Wappelhorst S., P. Mock, Z. Yang (2018): Using Vehicle Taxation Policy to Lower Transport Emissions. An Overview for Passenger Cars in Europe. International Council on Clean Transportation (ICCT), 2018.

[https://theicct.org/sites/default/files/publications/EU\\_vehicle\\_taxation\\_Report\\_20181214\\_0.pdf](https://theicct.org/sites/default/files/publications/EU_vehicle_taxation_Report_20181214_0.pdf)

## 7 Ondertekening

M.H.F. Overwijk  
Research Manager

P. Kroon, A. Plomp  
Auteurs

## A Verdeling effect fiches over sectoren

Tabel A1 Mogelijk effect van de fiches op de emissies van stikstofoxiden in 2030 voor industriële sectoren en elektriciteitsopwekking [kton/j]

Sector	Voedings- en genot- middelen	Olie- raffina- derijen	Chemische industrie	Bouw- materialen e.d.	Basisme- taal- industrie	Metaal- bewerkings- industrie	Overig	Energie- opwek- king	Totaal
Emissie KEV 2020 voor 2030	1,51	3,28	8,46	3,51	7,13	0,66	1,00	6,96	32,5
<b>Pigou-belasting voor NO<sub>x</sub></b>									
Niveau 15 €/kg	0,1	0,9	3,0	1,3	3,4	0,1	0,1	0,7	9,6
Niveau 25 €/kg	0,6	1,2	4,6	1,3	3,5	0,1	0,2	2,8	14,3
<b>Aanpassing maatwerk grenzen BBT (bovengrenzen)</b>									
A) Bovengrens van 20 naar 35 €/kg	0	0,2	1,7	1,2	3,2	0,1	0,1	0	6,5
B) Bovengrens van 20 naar 45 €/kg	0	0,2	1,7	1,2	3,2	0,1	0,1	0	6,5
<b>Tariefstructuur energiebelasting minder degressief maken</b>									
A) verhogen 3 <sup>e</sup> en 4 <sup>e</sup> schijf met 50%.	0,03	0,03	0,11	0	0	0	0,01	0,11	0,29
B) verhogen 3 <sup>e</sup> en 4 <sup>e</sup> schijf met 100%	0,05	0,05	0,21	0	0	0	0,01	0,22	0,54
C) 4 <sup>e</sup> schijf gelijktrekken 3 <sup>e</sup>	0,01	0,01	0,04	0	0	0	0	0,02	0,08
<b>Aanpassing afschaffing vrijstelling energiebelasting</b>									
A) Afschaffen vrijstelling met huidige tariefstructuur	0	0	0	0,07	0,06	0	0	0	0,13
B) Afschaffen vrijstelling en 4 <sup>e</sup> schijf gelijktrekken aan 3 <sup>e</sup> schijf.	0	0	0	0,08	0,07	0	0	0,04	0,19

Note: Door afronding kunnen totalen hier iets afwijken van de beschrijvingen in dit rapport. De emissie van de KEV 2020 is ter vergelijking opgenomen. Wordt bij de industrie nog 3,6 opgeteld voor afvalverwerking en bij de energiesector nog 0,4 voor olie- en gaswinning dan komt het totaal van industrie en energiesector uit op 36,6 kton.

Tabel A2 Inschatting mogelijk effect van de fiches op de emissies van stikstofoxiden in 2025 voor industriesectoren en elektriciteitsopwekking [kton/j]

Sector	Voedings- en genot- middelen	Olie- raffina- derijen	Chemische industrie	Bouw- materialen e.d.	Basisme- taal- industrie	Metaal- bewerkings- industrie	Overig	Energie- opwek- king	Totaal
Emissie KEV 2020 voor 2025	1,81	3,46	8,67	3,49	7,14	0,69	0,96	12,20	38,4
<b>Pigou-belasting voor NO<sub>x</sub></b>									
Niveau 15 €/kg	0,0	0,4	1,1	0,4	1,8	0,0	0,0	1,1	4,8
Niveau 25 €/kg	0,2	0,5	1,6	0,4	1,8	0	0,1	3,1	7,7
<b>Aanpassing maatwerk grenzen BBT (bovengrenzen)</b>									
A) Bovengrens van 20 naar 35 €/kg	0	0	0	0	1,7	0	0	0	1,7
B) Bovengrens van 20 naar 45 €/kg	0	0	0	0	1,7	0	0	0	1,7
<b>Tariefstructuur energiebelasting minder degressief maken</b>									
A) verhogen 3 <sup>e</sup> en 4 <sup>e</sup> schijf met 50%.	0,01	0,01	0,04	0	0	0	0	0,04	0,10
B) verhogen 3 <sup>e</sup> en 4 <sup>e</sup> schijf met 100%	0,02	0,02	0,08	0	0	0	0	0,08	0,20
C) 4 <sup>e</sup> schijf gelijktrekken 3 <sup>e</sup>	0	0	0,01	0	0	0	0	0,01	0,02
<b>Aanpassing afschaffing vrijstelling energiebelasting</b>									
A) Afschaffen vrijstelling met huidige tariefstructuur	0	0	0	0,02	0,02	0	0	0	0,04
B) Afschaffen vrijstelling en 4 <sup>e</sup> schijf gelijktrekken aan 3 <sup>e</sup> schijf.	0	0	0	0,03	0,02	0	0	0,01	0,06

Note: Door afronding kunnen totalen hier iets afwijken van de beschrijvingen in dit rapport. Om tot het totaal van de industrie en energiesector van de KEV 2020 uit te komen (42,7 kton) moet bij de industrie nog 3,6 opgeteld worden voor afvalverwerking en bij de energiesector nog 0,6 voor olie- en gaswinning.

## B NO<sub>x</sub>-emissies in de Klimaat- en Energieverkenning 2020

In tabel B1 zijn de NO<sub>x</sub>-emissies opgenomen zoals deze in de Klimaat- en Energieverkenning 2020 zijn bepaald (Smeets, 2020). De berekeningen in deze notitie zijn gekoppeld aan de NO<sub>x</sub>-emissies van KEV 2020 en dan met name van de energie- en industriector.

Tabel B1 Emissies van stikstofoxiden per sector volgens de nationale definitie op Nederlands grondgebied volgens de raming met vastgesteld en voorgenoemen beleid (VV), 2005-2030.

	Statistiek [kton NO <sub>x</sub> -emissie/j]				Raming KEV 2020 [kton NO <sub>x</sub> /j]	
	2005	2010	2015	2018	2025	2030
Energiesector <sup>1</sup>	46,1	38,6	22,3	15,8	12,9	7,4
Industrie <sup>2</sup>	46,2	27,3	33,3	31,7	29,8	29,2
Mobiliteit <sup>8</sup>	327,3	271,3	248,3	233,1	184,3	156,9
waarvan zee- scheepvaart <sup>3</sup>	123,8	102,6	103	102,9	91,4	79,1
Huishoudens	18	15,7	9,8	8,4	7	6
waarvan dierlijke mest- afzet op natuurgrond en bij particulieren <sup>7</sup>	1,9	1,6	1,8	1,7	1,7	1,7
Diensten en bouw <sup>6</sup>	9,6	9,5	6,6	5,7	3,1	2,4
Landbouw <sup>4</sup>	45,3	45,4	43,7	41	39,9	34,6
waarvan dierlijke mest, kunstmestgebruik en gewasresten <sup>4</sup>	33,9	31,4	32,9	33,3	32,3	31,8
Totaal op Nederlands grondgebied <sup>5</sup>	492	408	364	340	335	272

Notes:

<sup>1</sup> De centrale en decentrale opwekking van elektriciteit en warmte door energiebedrijven. Deze broncategorie is inclusief de winning en distributie van olie en gas en inclusief WKK-installaties opgesteld bij de industrie en in beheer als joint venture tussen de industrie en een energiebedrijf.

<sup>2</sup> Inclusief raffinaderijen en afvalverwerking.

<sup>3</sup> Emissies door de zeescheepvaart vallen buiten de EU-emissiereductiedoelen. Gegeven zijn de emissies door zeeschepen varende op het Nederlands Continentaal Plat, zeeschepen varende van en naar havens en zeeschepen die voor anker liggen in havens.

<sup>4</sup> Emissies van stikstofoxiden door dierlijke mest in de veehouderij (stallen, buitenopslag van mest, aanwending dierlijke mest, beweiding), kunstmestgebruik en gewasresten. De emissies van stikstofoxiden door deze bronnen vallen buiten de EU-emissiereductiedoelen.

<sup>5</sup> Het totaal aan emissies op Nederlands grondgebied dat de input vormt voor de modellering door het RIVM van de concentraties van luchtverontreinigende stoffen en stikstofdepositie.

<sup>6</sup> Inclusief paarden en pony's bij particulieren (0,13 kiloton in 2017 en 0,13 kiloton in 2030).

<sup>7</sup> Voor stikstofoxiden vallen de emissies door deze bronnen buiten de EU-emissiereductiedoelen.

<sup>8</sup> De emissies door wegverkeer en visserij zijn berekend op basis van de hoeveelheid verbruikte brandstof op Nederlands grondgebied ('fuel used').