

RAPPORT

Nationale CO₂-opslagbehoefte tot 2035

Een inventarisatie van de CO₂-afvang en opslag (CCS) in Nederland

Klant: Ministerie van Economische Zaken en Klimaat

Referentie: BH9570IBRP001F01

Status: Definitief/01

Datum: 30 september 2021

HASKONINGDHV NEDERLAND B.V.

Laan 1914 no.35
3818 EX Amersfoort
Industry & Buildings
Trade register number: 56515154

+31 88 348 20 00 **T**
+31 33 463 36 52 **F**
reception.ame-la@nl.rhdhv.com **E**
royalhaskoningdhv.com **W**

Titel document: Nationale CO2-opslagbehoefte tot 2035

Ondertitel: Een inventarisatie van de CO2-afvang en opslag (CCS) in Nederland
Referentie: BH9570IBRP001F01
Status: 01/Definitief
Datum: 30 september 2021
Projectnaam: BH9570
Projectnummer: BH9570
Auteur(s): Klaas Koop, Nienke Jorna, Harry Croezen

Opgesteld door: Klaas Koop

Gecontroleerd door: Harry Croezen

Datum: 30 september 2021

Goedgekeurd door: Klaas Koop

Datum: 30 september 2021

Classificatie

Projectgerelateerd

Behoudens andersluidende afspraken met de Opdrachtgever, mag niets uit dit document worden verveelvoudigd of openbaar gemaakt of worden gebruikt voor een ander doel dan waarvoor het document is vervaardigd. HaskoningDHV Nederland B.V. aanvaardt geen enkele verantwoordelijkheid of aansprakelijkheid voor dit document, anders dan jegens de Opdrachtgever.

Let op: dit document bevat persoonsgegevens van medewerkers van HaskoningDHV Nederland B.V. en dient voor publicatie of anderszins openbaar maken te worden geanonimiseerd.

Samenvatting

De Nederlandse jaarlijkse CO₂-uitstoot is circa 180 Mton CO_{2,eq}. De Nederlandse industrie is verantwoordelijk voor circa 30%; de elektriciteitssector voor bijna 25%. In het Klimaatakkoord is een aanvullende reductie (ten opzichte van bestaand beleid) opgenomen voor deze sectoren van respectievelijk 20,2 Mton en 14,3 Mton in 2030. In beide sectoren **wordt de afvang van CO₂ overwogen**, naast verschillende andere maatregelen zoals de inzet van waterstof en elektrificatie van processen.

Omdat CO₂ als grondstof (CCU, Carbon Capture and Utilization) slechts kleine volumes zal vragen, zal **afgevangen CO₂ vooral worden opgeslagen (CCS, Carbon Capture and Storage)**. De Nederlandse overheid heeft geen plannen voor opslag onder land, alleen in lege aardgasvelden onder de Noordzee. Om de CO₂ te transporteren van de afvanglocaties naar deze gasvelden is infrastructuur nodig.

Het Klimaatakkoord stelt dat infrastructuur geen belemmering mag vormen voor de energietransitie in de industrie. Voor CCS kan de infrastructuur op verschillende wijzen worden vormgegeven:

- Afvoer met buisleidingen over land en vanaf de kust naar offshore lege gasvelden;
- Afvoer in drukvaten per schip, trein of vrachtwagen naar offshore lege gasvelden, eventueel met tussentijdse overslag van kleinere (binnenvaart)schepen op grotere (zee)schepen;
- Een combinatie van voorgaande opties.

De ruimtelijke inpassing van de *huidige* CCS-plannen¹ (technisch, omgevingsmanagement) wordt in opdracht van het Ministerie van EZK onderzocht. Om inzicht te krijgen in de **toekomstige behoefte aan CCS infrastructuur** onderzoeken we in deze studie hoeveel CO₂-afvang we kunnen verwachten.

In een aantal scenario's hebben we **de te verwachten CO₂-afvang in kaart gebracht** voor de jaren 2025, 2030 en 2035. Dit deden we voor de zes industriële clusters (zoals in het Klimaatakkoord genoemd) en twee buitenlandse clusters: het Ruhrgebied en de regio Antwerpen. Deze scenario's en de uitwerking ervan zijn gebaseerd op eigen technische en marktkennis, literatuur en ruim twintig interviews met verschillende stakeholders: industrie, elektriciteitsopwekking, afvalverbranding, maar ook clusterpartijen, CCS-initiatieven en veldoperators².

Belangrijke **bevindingen uit de interviews** zijn:

- De druk om CO₂-emissies te reduceren, is recent sterk toegenomen. De stijgende CO₂-prijs (Europese Emissiehandelssysteem ETS en Nederlandse CO₂-heffing) is hierin een serieuze driver.
- De Nederlandse exploitatiesubsidie (SDE++) is een sterke stimulans. Door het ontbreken van vergelijkbare stimulering in Duitsland en België wordt op korte termijn daar veel minder afvang verwacht.
- Vooral financiële business cases leiden tot de keuze voor CCS, maar ook zorgen over benodigde infrastructuur maken alternatieven voor CCS lastig (bijvoorbeeld: geen waterstof beschikbaar, geen verzwaren elektrische aansluiting voor elektrificatie mogelijk).
- Voor het CO₂-transport bieden schepen zekerheid en flexibiliteit waardoor de afhankelijkheid van de ontwikkeling van pijpleidinginfrastructuur voor afvangprojecten afneemt.

¹ Medio september heeft Tata Steel bekend gemaakt versneld te willen overstappen op de productie van staal met waterstof en de CCS-plannen zoals deze ontwikkeld werden te stoppen. Hiermee lijkt er aanzienlijk minder CO₂ te worden afgevangen tot 2030 dan in deze studie is aangenomen. Omdat deze studie inhoudelijke al was afgerond, de hardheid van deze keuze van Tata Steel voor ons nog onduidelijk is en de precieze consequenties (mogelijk is er nog wel een deel CCS door blauwe waterstofproductie) nog niet bekend zijn, hebben we in overleg met het Ministerie van EZK besloten de studie niet aan te passen op dit nieuws.

² Veldoperators zijn exploitanten van reservoirs van aardgas en/of aardolie. In de praktijk betreft het zowel reservoirs onder land als onder zee. Vanwege het moratorium op CO₂-opslag onder land heeft 'veldoperators' in deze studie alleen betrekking op reservoirs onder zee (offshore).

- De noodzaak van negatieve emissies wordt onderkend en operators van kolencentrales overwegen de overstap op biomassa. Echter, zolang er geen financiële prikkels zijn en bio-energie weinig maatschappelijk draagvlak heeft, zal er weinig BECCS³ ontwikkeld worden.
- De beste afvangkansen zijn in de industrie, in het bijzonder bij de productie van grijze waterstof en enkele andere specifieke processen. Ook bij veelvoorkomende stoomopwekking in de industrie zijn goede kansen.
- Afvang bij elektriciteitsopwekking is minder kansrijk: kolencentrales die moeten sluiten zullen niet gaan afvangen en post-combustion afvang bij gascentrales is door verminderende bedrijfsuren (meer deellastbedrijf) en (in mindere mate) de lage CO₂-concentratie in rookgassen niet snel kosteneffectief. Verder is er ook weinig maatschappelijk draagvlak voor CCS in de elektriciteitssector.

Om een beeld te schetsen van afvanghoeveelheden in de periode 2025 - 2035 stelden we **vier scenario's** (voorstellingen, geen voorspellingen) op.

In het **BAU-scenario** ('Business As Usual': bestaand beleid, gematigde CO₂-prijs volgens de CO₂-heffing Industrie) komen we tot ruim 10 Mton per jaar vanaf circa 2027. Hiervan is circa 5 in het cluster Noordzeekanaalgebied, circa 3 in Rotterdam - Moerdijk, ruim 2 in Smart Delta Resources (SDR, Zeeland) en een half in Chemelot (Zuid-Limburg). In de andere clusters is geen afvang.

Deze hoeveelheid wordt volledig bepaald door het subsidieplafond in het Klimaatakkoord⁴. De gematigde CO₂-prijs is onvoldoende voor ongesubsidieerde afvang. Het gaat vooral om afvang bij waterstofproductie uit aardgas. Deze capaciteit zal grotendeels tussen 2025 en 2030 worden gerealiseerd.

In het Ruhrgebied en de regio Antwerpen vindt geen afvang plaats omdat er geen stimulering (subsidie) is. Hierdoor is er geen import van CO₂ uit het buitenland. Daarnaast is er met bestaand beleid (de aanname in dit scenario) geen import mogelijk.

In het **Hoge ETS-prijs scenario** (ETS-prijs 100 - 200 €/ton in 2025 - 2035) komen we op ruim 30 Mton per jaar, oplopend van 10 in 2025 tot iets meer dan 32 in 2031. Ten opzichte van het BAU-scenario is in 2031 meer afvang in de clusters Rotterdam - Moerdijk (+14), SDR (Zeeland) (+6), Chemelot (+2,5) en Noord-Nederland (+0,4).

Ten opzichte van het BAU-scenario is de CO₂-prijs hoog genoeg voor afvang zonder subsidie. Bij raffinaderijen, stoomkrakers, ammoniakproductie, waterstofproductie en staalproductie wordt het economisch rendabel om CO₂-afvang toe te passen voor zowel geconcentreerde gasstromen als voor rookgassen van grotere fornuizen en ketels met lagere CO₂-concentraties. Ook bij grotere en geconcentreerdere CO₂-bronnen in de overige chemie zal CO₂-afvang worden toegepast.

In het Ruhrgebied en de regio Antwerpen vindt mogelijk afvang plaats omdat de ETS-prijs daar dezelfde financiële prikkel geeft als in Nederland. Er vindt echter geen import plaats omdat met bestaand beleid (de aanname in dit scenario) import niet mogelijk is.

In het **Stimulering CCS buitenland scenario** (gelijk aan BAU, maar subsidiëring in Duitsland en België) komen we op bijna 5 Mton in 2025, oplopend tot ruim 20 Mton in 2030 en ruim 30 in 2035. Ten opzichte van het BAU scenario komt de import uit de regio Antwerpen (bijna 10) en het Ruhrgebied (ruim 10).

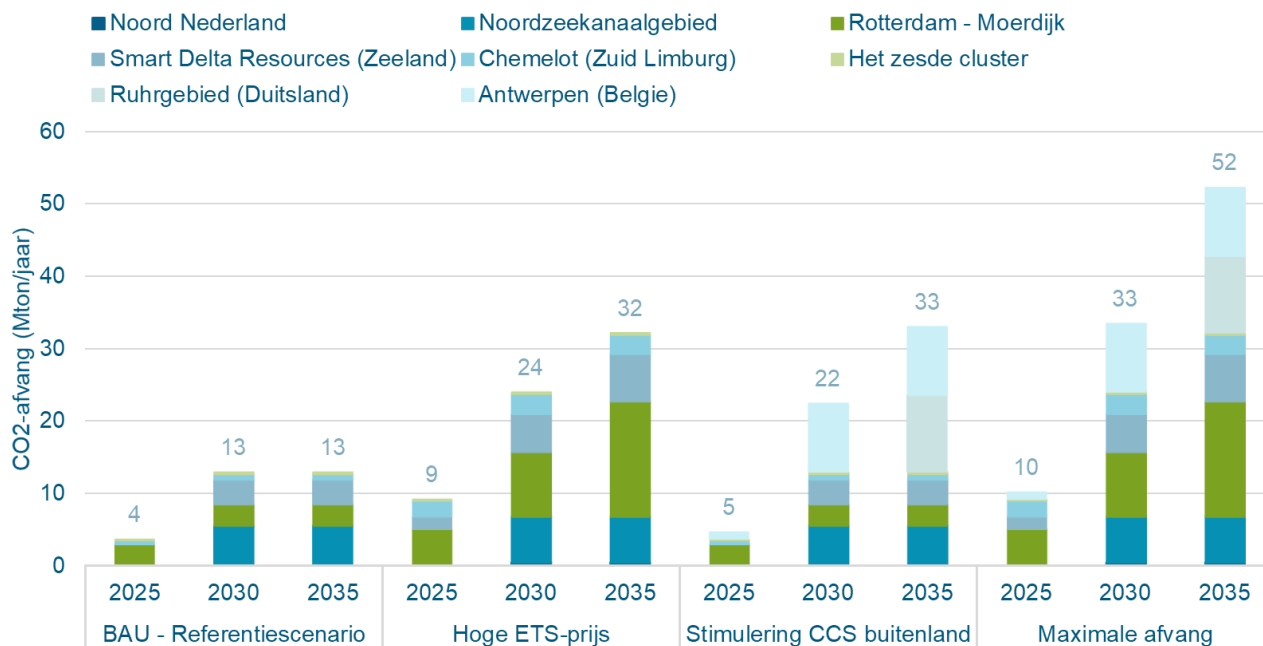
³ BECCS: Bio-Energy with CCS

⁴ Op Prinsjesdag 2021 is bekendgemaakt dat het kabinet dit plafond wil ophogen met maximaal 2,5 Mton CO₂. Omdat deze studie inhoudelijke al was afgerond, hebben we besloten de studie niet aan te passen op dit nieuws.

De import is (in tegenstelling tot de Nederlandse hoeveelheden) niet vastgesteld op basis van specifieke processen en afdankkosten, maar op basis van bestaande inventarisaties en bevindingen uit interviews. In de regio Antwerpen gaat het om afdank bij waterstofproductie, raffinage van aardolie en chemie, in het Ruhrgebied om een aantal specifiek processen (ijzer/staal, chemie, kalk) in het Rhein-cluster.

In het **Maximale afdank scenario** (combinatie Hoge ETS-prijs en Stimulering CCS buitenland scenario's) komen we op ruim 10 Mton in 2025, olopend tot ruim 22 Mton in 2030 en ruim 52 in 2035.

De scenario's laten een start van significante hoeveelheden afdank zien vanaf 2025, wat oloopt tot een bandbreedte van ruim 10 - 50 Mton/jaar in de jaren daarna. Dit vindt plaats in de **chemie- en raffinagesector**. In de **elektriciteitssector** zijn de kansen voor afdank klein: Kolencentrales gaan de komende jaren sluiten en investeren daarom niet in CCS. Aardgasgestookte elektriciteitscentrales worden in toenemende mate ingezet als flexibele piekcentrales, wat niet past bij afdankinstallaties omdat deze continue processen vragen (technisch en economisch). De grafiek hieronder vat de te verwachten hoeveelheden CO₂ per scenario voor de jaren 2025, 2030 en 2035 samen.



Er zijn geen concrete plannen voor **negatieve emissies** in de vorm van BECCS (Bio-energie CCS; afdank van CO₂ uit biomassa). Hiervoor ontbreken financiële prikkels: er zijn geen vermeden CO₂-kosten (want niet fossiel) en weinig inkomsten (enkel gratis ETS rechten en dispensatierechten). Wel zijn er een aantal kansen in specifieke sectoren zoals de afval- en slibverbrandingsinstallaties (5,8 Mton/jaar) en ethanolproductie (0,5 Mton/jaar). **Direct Air Capture (DAC)** heeft duidelijk voordelen (kan overal), maar is op dit moment nog heel erg duur en wordt daarom nauwelijks ontwikkeld.

Op basis van de verwachte hoeveelheden afgevangen CO₂ **concluderen** we dat buisleiding infrastructuur een knelpunt zal zijn wanneer dit de enige transportmogelijkheid is. Dit betreft de tijd (niet snel genoeg te realiseren), de capaciteit (meer tonnen CO₂ dan capaciteit van eenmaal aangelegde buisleiding) en de locatie (ook afdank buiten regio's met geplande infrastructuur). De marktpartijen lijken echter met **transport per schip** een alternatief gevonden te hebben dat er voor zorgt dat hun afdankplannen onafhankelijk van buisleiding infrastructuur kunnen worden gerealiseerd. Hiervoor ziet de markt geen technische, economische of operationele belemmeringen.

Inhoud

1	Introductie	1
1.1	CO ₂ emissiereductie industrie: doelen & beleid	1
1.2	Infrastructuur voor transport en opslag van CO ₂	2
1.3	Methode van deze inventarisatie	4
2	De huidige CO₂-emissies van de industrie en afvalsector	5
2.1	Nederlandse industrie en elektriciteitsopwekking	5
2.2	Industriële sectoren	8
2.3	Overzicht industriële clusterplannen CCS	13
2.4	Bestaande productie en mogelijke toekomstige alternatieve productie	14
3	CCS-kansen in Nederland (literatuur & analyse)	17
3.1	CCS en kosten	17
3.2	Overwegingen voor wel of niet toepassen van CCS	18
3.3	Productie blauwe waterstof	21
3.4	Afvang uit biomassa (BECCS) en buitenlucht (DAC)	21
3.5	Theoretisch afvangpotentieel	22
4	Plannen & ambities CO₂-afvang (interviewresultaten)	23
4.1	Van theoretisch naar economisch potentieel	23
4.2	CCS-plannen en -ambities industrie	23
4.3	CCS-plannen en -ambities elektriciteit- en afvalsector	30
5	De CO₂-transport en -opslagbehoefte (scenario's)	32
5.1	Afvangscenario's	32
5.2	Buisleiding infrastructuur	49
6	Conclusies	51
7	Literatuur	53

Bijlage A: Mogelijkheden CCS per sector

Bijlage B: Omschrijving industriële clusters

Bijlage C: CO₂-emissies van ETS-inrichtingen met > 100 ton/jaar

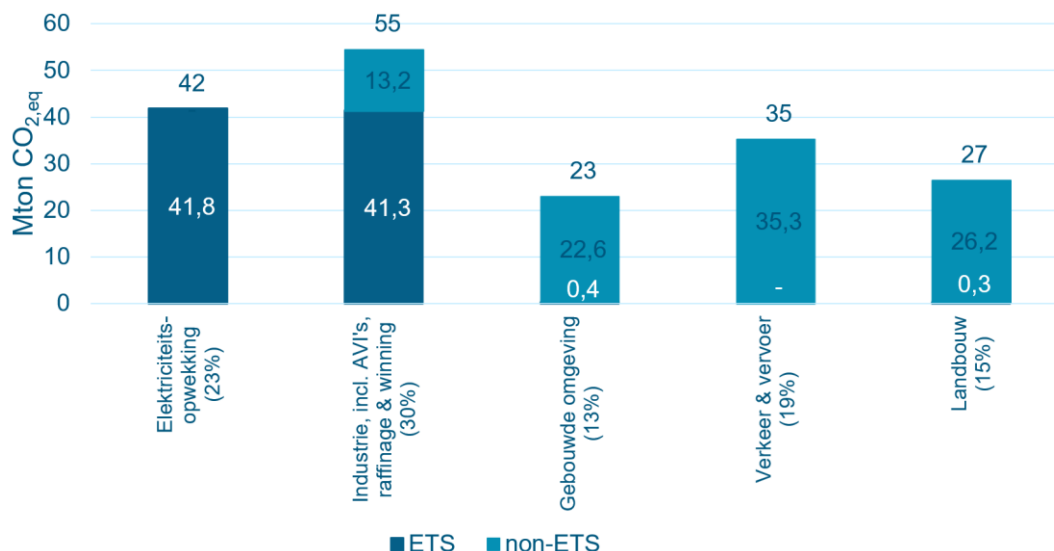
Bijlage D: CO₂ afvangkosten

1 Introductie

In dit inleidende hoofdstuk schetsen we de context van de studie naar de CO₂-opslagbehoefte in Nederland. De eerste paragraaf gaat over de emissies van de industrie en de doelen om dit te verminderen. De tweede paragraaf gaan in op de infrastructuur voor het transport en opslag van CO₂. De laatste paragraaf gaan in op de methoden die we gebruikt hebben.

1.1 CO₂ emissiereductie industrie: doelen & beleid

De Nederlandse industrie is verantwoordelijk voor circa 30% van de Nederlandse broeikasgasemissies. De elektriciteitssector voor circa 23%: zie in Figuur 1. In het Klimaatakkoord is voor de industrie en energiesector een belangrijke rol weggelegd voor CCS⁵ op de weg naar volledige decarbonisatie.



Figuur 1: Broeikasgasemissies in Nederland in 2019 (totaal 181 Mton)

Het Klimaatakkoord

Het klimaatakkoord gaat uit van 49% minder emissie van broeikasgassen in 2030 ten opzichte van 1990. Voor de industrie betekent dit een vermindering van 14,3 Mton door aanvullend beleid, bovenop bestaand beleid (5,1 Mton)⁶. Voor de industrie is een aantal technologieën beschikbaar om deze vermindering te realiseren, waaronder de inzet van waterstof, elektrificatie, procesefficiëntie en de afvang en opslag van CO₂ (CCS). Daarnaast werd in het Klimaatakkoord een nationale CO₂-heffing aangekondigd die per 1 januari 2021 van kracht is.

Om te zorgen dat CCS niet ten koste gaat van de ontwikkeling van koolstofarme technologie in de industrie is in het Klimaatakkoord afgesproken met betrekking tot subsidies hiervoor:

- Zeef: alleen subsidie voor CCS als er aantoonbaar geen kosteneffectievere alternatieven zijn.

⁵ CCS: Carbon Capture and Storage

⁶ In 1990 was de emissie 228 Mton; 49% minder is 116 Mton. Zonder klimaatakkoord (bestaand beleid, basispad PBL) zou dit in 2030 uitkomen op 165 Mton. Er moet daarom 165 - 116 = 49 Mton verminderd worden. Dit is verdeeld over de sectoren elektriciteit (20,2 Mton), Industrie (14,3 Mton), gebouwde omgeving (3,4 Mton), mobiliteit (7,3 Mton) en landbouw en landgebruik (3,5 Mton). De emissie uit de industrie was in 2015 55,1 Mton. Dit moet met bestaand beleid (5,1 Mton) en aanvullende beleid uit het Klimaatakkoord (14,3 Mton) terug naar 55,1 - 5,1 - 14,3 = 35,7 Mton).

- Plafond: Subsidie voor maximaal 10,2 Mton CCS (van de 14,4 Mton totaal).
- Horizon: Na 2035 geen nieuwe beschikkingen afgeven voor CCS.

Over de zeef wordt jaarlijks in opdracht van het ministerie van EZK gerapporteerd [3].

Van 40% naar 55%

In het Klimaatakkoord (medio 2019) werd al genoemd dat Nederland in Europa pleit voor aanscherping van het Europese reductiedoel van 40% naar 55%. Omdat hierover nog weinig duidelijkheid was, gaat het Klimaatakkoord uit van 49%. Medio 2020 heeft de Europese Unie besloten dat de 40% omhoog gaat naar 55%. De Commissie van Geest heeft begin 2021 inzichtelijk gemaakt wat deze aanscherping betekent voor Nederland [2]. Zij concludeerde dat Nederland hierdoor een aanzienlijke aanvullende opgave heeft.

Hoe de 55% van de EU naar individuele lidstaten wordt vertaald is nog niet duidelijk. Omdat de aanscherping plaatsvindt binnen het Europese emissiehandelssysteem (ETS), de 'Effort Sharing Regulation' (ESR) en de verordening voor emissies van landgebruik, landgebruiksverandering en bosbouw (LULUCF), kan de Europese 55% niet direct vertaald worden naar een percentage per lidstaat.

Over deze verdeling binnen ESR en LULUCF zal in de tweede helft van 2021 onderhandeld worden. Er zal geen nationaal ETS-doel per lidstaat komen. Dit wordt geborgd binnen het ETS. Omdat CCS (vrijwel) volledig zal plaatsvinden bij ETS-bedrijven, is de aanscherping van het ETS het meest relevant voor deze inventarisatie.

Daarnaast is CCS relevant voor afvalverbrandingsinstallaties (AVI's), ook wel afvalenergiecentrales (AEC's) genoemd. AVI's in Nederland emitteren bij het verbranden van huishoudelijk afval en ander afval jaarlijks 9 Mton CO₂, waarvan circa 3,3 Mton/jaar uit koolstof van fossiele oorsprong (met name plastics). De CO₂-emissies van fossiele oorsprong vallen ook onder de Nederlandse CO₂-heffing Industrie.

1.2 Infrastructuur voor transport en opslag van CO₂

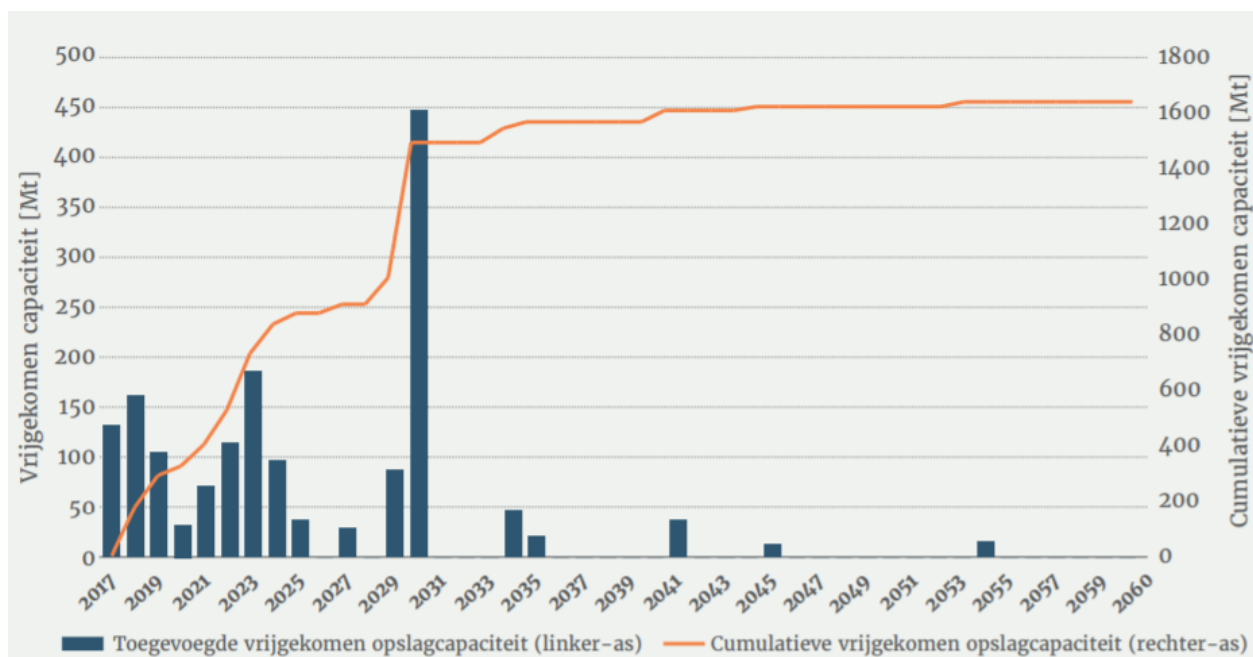
EBN en Gasunie concludeerden [1] in 2017 al dat er – in principe – in het Nederlandse deel van de Noordzee meer dan voldoende offshore opslagcapaciteit beschikbaar is (1.700 Mton off-shore) om een significant deel van de onder ETS en CO₂-heffing vallende CO₂-emissies te kunnen opslaan.

Wel is het zo dat de in potentie aanwezige opslagcapaciteit gaandeweg in de tijd en niet in één keer beschikbaar komt omdat de (waarschijnlijk) voor opslag beschikbare gasvelden en oliereservoirs nu vaak nog in productie zijn (zie bijvoorbeeld Figuur 2). Ook is er geen 100% garantie dat de uitgeproduceerde gas- en olievelden in de praktijk altijd geschikt zullen blijken voor CO₂-opslag vanwege onvoldoende 'injectiviteit'.

Om de afgevangen CO₂ naar de gasvelden te brengen is naast opslagcapaciteit ook transport nodig van afvanglocaties naar de offshore velden. Hiervoor is infrastructuur nodig. Het Klimaatakkoord stelt dat infrastructuur geen belemmering mag vormen voor de energietransitie in de industrie. Hiervoor is de Taskforce Infrastructuur Klimaatakkoord Industrie (TIKI) in 2019 ingesteld.

Infrastructuur en de rol van de rijksoverheid

In 2020 heeft DHV GL in opdracht van TIKI een Meerjarenprogramma infrastructuur Energie en Klimaat (MIEK) opgesteld [4]. Dit betreft alle infrastructuur voor energie en klimaat, inclusief die voor CCS. Er worden concrete aanbevelingen in gedaan voor het realiseren van CO₂ infrastructuur. Ook bevat het per industrieel cluster (zie hoofdstuk 2) een beschrijving van de behoefte aan CO₂ infrastructuur.



Figuur 2 Vrijkomen van praktische opslagcapaciteit en cumulatieve vrijgekomen opslagcapaciteit, offshore [1]

Inmiddels krijgt het eerste project voor het aanleggen van CO₂-transportinfrastructuur in combinatie met opslag onder de Noordzee vorm: Porthos 1 in het Rotterdamse havengebied. De ruimtelijke inpassing en het vergunningstraject is inmiddels in procedure.

De CCS-ambities van de industrie lijken de capaciteit en locatie van Porthos 1 te overstijgen. Er wordt daarom door private en publieke partijen gesproken over de ontwikkeling van meer infrastructuur voor transport en opslag van CO₂ in lege olie- en gasvelden onder de Noordzee. Voor het transport vanaf de afvanglocatie wordt uitgegaan van buisleidingen en/of transport met vrachtwagens of schepen naar de lege velden.

De rijksoverheid heeft een centrale rol in de ruimtelijke implementatie van de infrastructuur van buisleidingen en bijbehorende zaken.

Het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK) laat daarom momenteel een ruimtelijke verkenning uitvoeren naar transport en opslag van CO₂. Deze wordt uitgevoerd door een consortium van Pondera Consult / CE Delft / Arcadis. Hiermee verkrijgt het ministerie inzicht in de (on)mogelijkheden voor één of meer locatie(s) voor een CO₂-hub, transportroutes op land en op zee en opslaglocaties.

Om een goed beeld te kunnen vormen van de benodigde transport- en opslaginfrastructuur is een goed inzicht in de toekomstige opslagbehoefte van belang. De omvang en locatie van infrastructuur wordt immers bepaald door de locaties en capaciteiten van toekomstige afvanginstallaties.

1.3 Methode van deze inventarisatie

Er zijn al diverse rapportages met daarin schattingen van de verwachte CCS opslagbehoefte. Voorbeelden zijn het eerder genoemde TIKI rapport [4] (2020), de nu uitgevoerde ruimtelijke verkenning (2021) en de CES'en (Cluster Energie Strategie) (2021) van de industriële clusters. Ook is al veel geschreven over sectorspecifieke kansen voor CCS in Nederland, bijvoorbeeld in de Routekaart CCS [5] (2018). Wat voegt deze inventarisatie van de opslagbehoefte hieraan toe?

Deze inventarisatie van de CO₂ opslagbehoefte bundelt de bestaande kennis en voegt hier het actuele perspectief van de emittenten (de bedrijven die CO₂ gaan afvangen) aan toe. Door met hen te spreken kregen we een goed beeld van hun afwegingen om wel of niet CCS te gaan toepassen. Met deze kennis duiden we het afvangpotentieel nader en specificeren we deze in verschillende scenario's.

De inventarisatie is gebaseerd op:

1. Literatuuronderzoek → zie hoofdstuk 2 en 3
2. Interviews. We spraken met circa 20 partijen, vooral emittenten. → zie hoofdstuk 4
3. Scenario's → zie hoofdstuk 5

2 De huidige CO₂-emissies van de industrie en afvalsector

In dit hoofdstuk presenteren we de CO₂-emissies van de industrie en elektriciteitsopwekking. We gaan in op de hoeveelheden emissies (Megatonnen; §2.1), de emissies per sector en type proces (§2.2) en de emissies per industrieel cluster (§ 2.3). We sluiten in §2.4 af met een paar specifieke onderwerpen.

2.1 Nederlandse industrie en elektriciteitsopwekking

De Nederlandse industrie en elektriciteitsopwekking is verantwoordelijk voor ruim de helft van de totale Nederlandse CO₂-emissie. Ruim 85% hiervan valt binnen het ETS.

In Tabel 1 is een overzicht gegeven van de jaaremmissies van grote industriële bronnen en energiecentrales in Nederland, verdeeld naar regio en sector.

Tabel 1: CO₂-emissies volgens de Nederlandse Emisatie Autoriteit (NEa) bij bedrijven en energiecentrales met een CO₂-emissie groter dan 50.000 ton/jaar (alle cijfers in Mton/jaar; gemiddelden 2016 - 2020) ⁷

	Rotterdam t/m Maasvlakte 2	Moerdijk - Dordrecht	Zeeland - Sloe en Kanaalzone	Chemelot	Delfzijl + Eemshaven	Noordzeekanaal	Ov. locaties, niet geclusterd	Totaal
Industrie								
Raffinaderijen	8,9		1,5					10
Stoomkrakers		2,6	2,7	1,8				7
Productie H ₂	1,6		0,1					2
Productie NH ₃			2,0	1,4				3
Overige chemie	2,0	0,1	0,3		0,5	0,1	0,5	3
Basismetalaalindustrie						12,0		12
Bouwmaterialen & glasindustrie		0,1					0,5	0,5
Papierindustrie						0,1	0,7	0,8
Voedingsmiddelenindustrie	0,2	0,1	0,3			0,2	0,7	1,5
Energie								
WKK-industrieel	1,6		1,4	0,7	0,4		0,2	4,3
STEG centrales	3,5	0,8	1,5		3,9	2,8	2,1	15
WKC-stadverwarming	0,3					1,2	1,1	2,7
Conventioneel	6,7	2,2			5,9			15
Afvalverwerking	1,6	1,8			0,5	1,3	3,7	9,0
Overige grote bronnen							0,2	0,2
Totaal	26	7,7	9,8	3,9	11	18	9,7	86

⁷ *Emisiecijfers 2013 - 2020 | Publicatie | Nederlandse Emisatieautoriteit*

De indeling van Tabel 1 komt niet volledig overeen met de indeling van de industriële clusters zoals deze in het Klimaatakkoord worden aangehouden en verderop in dit rapport gehanteerd wordt. De verschillen zijn:

- De ongeveer 25 kilometer uit elkaar liggende en aan verschillende waterwegen liggende industriële clusters 'Rotterdam - Maasvlakte' en 'Moerdijk - Dordrecht' zijn in de tabel apart gegeven terwijl in het beleid wordt gesproken over het integrale industriële cluster 'Rotterdam - Moerdijk'. We maken het onderscheid door de aanzienlijke afstand tussen de 2^e Maasvlakte en Moerdijk.
- Het cluster 'Noord -Nederland' omvat de provincies Groningen en Drenthe. Hierin zijn de emissies van de Eemshaven en Delfzijl veruit de grootste, maar ook het gebied bij Emmen behoort hierbij. Omdat de emissies buiten Eemshaven / Delfzijl relatief klein zijn en de afstand tot andere grote emittenten relatief groot is, is dit laatste gebied buiten beschouwing gelaten.

De achterliggende emissiecijfers zijn overgenomen uit het emissieoverzicht van de Nederlandse Emissieautoriteit (NEa)⁸ voor 2016 – 2020 en hebben betrekking op bedrijven en energiecentrales waar gemiddeld meer dan 50.000 ton/jaar aan CO₂ wordt geëmitteerd. Dit zijn 107 inrichtingen. Uit dezelfde bron zijn de top-20 emittenten (dit zijn inrichtingen met emissies vanaf circa 1.500 kton/jaar)

overgenomen: zie Tabel 2. Bij deze tabel merken we op:

- Enkele inrichtingen waren in de 3^e fase (2013-2020) van het ETS opgesplitst in verschillende zogenaamde 'broeikasgasinstallaties' (BKG's). Deze zijn in de 4^e fase (2021-2030) samengevoegd. In de tabel zijn deze ook samen genomen. Dit geldt bijvoorbeeld voor Chemelot, Tata Steel en Shell Chemie Moerdijk.
- De Hemwegcentrale in Amsterdam (nr. 9 in de tabel) heeft nog emissies gehad in 2020 (<1 Mton ten opzichte van 3 - 4 Mton in de jaren ervoor), maar is inmiddels gesloten. Een lijst met alle inrichtingen met een gemiddelde jaaremissie van > 100 kton/jaar is opgenomen als Bijlage C. Dit betreft 69 inrichtingen die 93% van de ETS-emissies vertegenwoordigen.
- Chemelot bestaat uit verschillende fabrieken met verschillende eigenaren. Omdat er één milieuvergunning is, is er ook één ETS emissievergunning.

Tabel 2: Top-20 ETS-emissiebronnen in Nederland (samen 63 Mton = 74% van totale ETS-emissies)

	Gem. emissies 2016 - 2020 (kton/jaar)	Inrichting	Plaats
1	6.400	Tata Steel IJmuiden bv	VELSEN-NOORD (GEM. VELSEN)
2	6.357	RWE Eemshaven Centrale	EEMSHAVEN
3	4.809	Uniper Centrale Maasvlakte	MAASVLAKTE-ROTTERDAM
4	4.698	Chemelot	SITTARD-GELEEN
5	4.156	Shell Nederland Raffinaderij B.V.	HOOGVLIET-ROTTERDAM
6	4.047	Dow Benelux B.V.	HOEK
7	3.734	Vattenfall Power Velsen	VELSEN-NOORD
8	3.582	Yara Sluiskil B.V.	SLUISKIL
9	3.007	Vattenfall Centrale Hemweg	AMSTERDAM
10	2.572	Shell Nederland Chemie B.V., vest. Moerdijk	MOERDIJK
11	2.425	Amercentrale	GEERTRUIDENBERG
12	2.413	Power Plant Rotterdam B.V.	MAASVLAKTE-ROTTERDAM

⁸ www.emissieautoriteit.nl

	Gem. emissies 2016 - 2020 (kton/jaar)	Inrichting	Plaats
13	2.160	BP Raffinaderij Rotterdam B.V.	EUROPOORT-ROTTERDAM
14	2.156	ESSO Raffinaderij Rotterdam	BOTLEK-ROTTERDAM
15	1.962	ENGIE Eemscentrale	EEMSHAVEN
16	1.875	Vattenfall Power IJmond	VELSEN
17	1.845	Vattenfall Magnum Centrale Eemsmond	EEMSHAVEN
18	1.689	Enecogen	ROTTERDAM EUROPOORT
19	1.508	Zeeland Refinery N.V.	NIEUWDORP
20	1.501	Sloe Centrale B.V.	RITTHEM

Voor de voedingsmiddelenindustrie, bouwmaterialenindustrie en papierindustrie vertegenwoordigen de getoonde emissies een deel van de totale door de sector gegenereerde emissies. Een ander deel van de emissies binnen de sector komt vrij bij bedrijven met een jaarlijkse gemiddelde uitstoot < 50.000 ton. Deze emissies en bronnen zijn verder buiten beschouwing gelaten.

Van de getoonde emissiecijfers zijn in totaal bijna 30 Mton CO₂/jaar gerelateerd aan het verstoken van (bij de verschillende processen vrijkomende) restgassen en het gebruik van cokes als reductiemiddel of grondstof (zie Tabel 3). Deze CO₂-emissies zijn bij de huidige productieprocessen onontkoombaar en op geen andere manier te reduceren dan door CO₂-afvang of door terugschroeven c.q. afbouwen van de betreffende industriële activiteit.

Als brandstof gebruikt productgas betreft met name:

- raffinaderijgas;
- Chemisch restgas van stoomkraken, waterstofproductie en restgas van andere chemische processen (bijvoorbeeld SiC-productie, TiO₂-productie);
- restgassen van kooksproductie⁹ en het hoogovenproces.

Voor deze bijproducten bestaat op dit moment in Nederland geen andere rendabele toepassing¹⁰ dan gebruik als brandstof.

⁹ Kooks is de term die wordt gebruikt in het jargon bij Tata Steel IJmuiden voor ontgast steenkool. De internationaal meer gangbare term is cokes.

¹⁰ Er zijn wel ontwikkelingen om met name waterstofrijk kooksovgas (weer) te gebruiken als grondstof voor productie van methanol of ammoniak, twee toepassingen die al bestonden in de jaren twintig van de 20^e eeuw. Productie van methanol uit kooksovgas wordt nu nog commercieel toegepast in met name China en commerciële technologie wordt aangeboden door o.a. Linde. Nieuw is gebruik van hoogovengas voor ethanolproductie (Lanzatech technologie), te implementeren bij ArcelorMittal in Gent.

Tabel 3 CO₂-emissies onderverdeeld naar toegepaste brandstof en type proces of vuurhaard bij grotere industriële bedrijven (≥ 50 kton CO₂/jaar)

	Proces -emissies	CO ₂ uit Aardgas		CO ₂ uit raffinaderijgas, chemisch restgas		CO ₂ uit steenkool en afgeleid ¹¹		Totaal	Totaal NEa bron
		Ketels, fornuizen	WKC	Ketels, fornuizen	WKC	Ketels, fornuizen	WKC		
Raffinaderijen	1,0 ¹²	2,2	0,7	6,3	0,6			10	11
Stoomkrakers		1,6	0,4	4,8	0,2			7	7
Productie H ₂ en NH ₃	3,3	1,7	0,1	1,5 ¹³	0,0			5	5
Overige chemie	0,2 ¹⁴	2,6	0,6	0,5	0,1			4	4
Basismetalaalindustrie		0,7	0,0			8,3	2,1	11	12
Bouwmaterialen- en glasindustrie		0,9	0,0	0,0		0,1		1,0	0,5
Papierindustrie		0,4	0,4			0,1		0,9	0,9
Voedingsmiddelen -industrie		2,0	0,7					2,7	1,4
	4,5	12,1	2,9	11,6	0,9	8,5	2,1	43	42

2.2 Industriële sectoren

In onderstaande deelparagrafen is voor de verschillende sectoren steeds een korte schets gegeven van verschillende aspecten zoals:

- De omvang van de emissies per bedrijf;
- Het soort emissie (procesemissie, energiegebruik gerelateerde emissie);
- De toegepaste typen brandstoffen;
- Het aantal emissiepunten per locatie.

Er wordt ook een indicatie van procestemperaturen gegeven vanwege de relatie tussen procestemperatuur en verduurzamingsopties.

Achtergrondinformatie over de verschillende sectoren is opgenomen in Bijlage A.

2.2.1 Raffinaderijen

In een raffinaderij wordt ruwe aardolie en aardgascondensaat verwerkt tot brandstoffen, grondstoffen voor de chemische industrie, smeermiddelen en andere producten.

De 6 raffinaderijen in Nederland emitteren samen circa 11 Mton CO₂/jaar. De hoeveelheden per raffinaderij variëren van 100 – 115 kton/jaar voor de kleinste raffinaderij tot circa 4 Mton/jaar bij Shell Pernis en circa 2 Mton/jaar bij BP en ExxonMobil (zie Bijlage A).

¹¹ Betreft hoogovengas, kookovengas (in "Hoogovens-jargon") en oxystaalgas

¹² Feitelijk PER+, vergassing van zwaar destillatieresidu en productie van H₂ en CO₂ uit synthesesgas

¹³ Betreft emissies uit fornuizen van waterstoffabrieken.

¹⁴ Betreft geconcentreerde CO₂ uit etheenoxide productie, emissies bij Alco Rotterdam (0,3 Mton/jaar) en Cargill Sas van Gent (0,1 Mton/jaar) zijn buiten beschouwing gelaten

Tabel 4 Indicatieve uitsplitsing van emissies bij raffinaderijen (op basis van 9 en [8])

	BP	Exxon-Mobil	Gunvor	Shell	Vitol	Zeeland Refinery	
Fornuizen	1,23	1,30	0,22	1,53	0,11	0,57	4,97
Ketels	0,10	0,31	0,13			0,11	0,65
WKK	0,25	0,33		0,71			1,28
FCC eenheden	0,55			0,45			1,00
H ₂ productie (SMR)		0,23		0,44		0,83	1,50
CO ₂ uit zware residu vergassing				1,00			1,00
	2,13	2,17	0,35	4,13	0,11	1,51	10,40

De broeikasgasemissies omvatten zowel procesemissies (H₂-productie, fakkels, katalytische krakers (cat-crackers)) als energiegerelateerde emissies van ketels, fornuizen en warmte-kracht-installaties (WKK's).

Elke raffinaderij bestaat uit een veelheid aan processen en emissiepuntenbronnen in de vorm van ketels, fornuizen, fakkels en reactoren met een jaaremisse per puntbron van enkele duizenden tonnen CO₂ tot bijna 1 Mton CO₂ (PER+ vergasser).

De meeste CO₂ wordt in lage concentraties (3 – 12 vol%) geëmitteerd in rookgassen van ketels, fornuizen en gasturbines. Alleen de CO₂ uit de PER+ vergasser is zeer geconcentreerd, terwijl bij waterstoffabrieken en zogenaamde cat-crackers rookgassen met hogere CO₂-concentraties worden geëmitteerd.

De meeste raffinageprocessen vinden plaats bij temperaturen boven de 250°C. De energievraag van de verschillende processen wordt voornamelijk gedekt met raffinaderijgas – brandbaar gas, dat vrijkomt bij destillatie van ruwe olie en als bijproduct wordt gevormd in chemische conversieprocessen. De verschillende gasstromen worden na conditionering via een raffinaderijbreed leidingsysteem naar de verschillende brandstofvragende processen gevoerd. Raffinaderijgas wordt aangevuld met aardgas.

2.2.2 Stoomkrakers

Bij stoomkraken worden grondstoffen als LPG, nafta/aardgascondensaat en/of gasolie door kortstondige verhitting tot zo'n 1.000°C in een zuurstofloze atmosfeer (stoompyrolyse) in de aanwezigheid van hogedruk stoom gekraakt tot grondstoffen voor de petrochemie (etheen, propeen, butadien, aromaten), tot stookgas (waterstof, methaan) en tot pyrolyse-olie.

Stoomkraken zelf is een hoge temperatuur proces, maar ook de meeste navolgende processen vinden plaats bij temperaturen boven 250°C.

De drie stoomkraak complexen in Nederland emitteren samen circa 7 Mton CO₂/jaar met emissies per complex van 1,8 tot 2,8 Mton/jaar.

Elk complex bestaat uit enkele tientallen zogenaamde kraakfornuizen en omvat daarnaast stoomketels, WKK-installaties en fornuizen voor verwerkingsprocessen van grondstoffen uit stoomkraken. Deze installaties worden in het algemeen ondervuurd met een mengsel van stookgas uit het stoomkraakproces en aardgas of uitsluitend met stookgas. CO₂ wordt in lage concentraties (3 – 12 vol%) geëmitteerd in rookgassen van deze installaties.

2.2.3 Ammoniakproductie

Ammoniak wordt geproduceerd door vergassing van aardgas in twee deelstappen bij temperaturen boven 700°C. De in aardgas aanwezige koolstof wordt tijdens deze vergassing omgezet in CO₂ en als zeer geconcentreerde gasstroom afgescheiden. Procesenergie wordt geproduceerd door ondervuring met aardgas.

Tabel 5 CO₂-emissies bij ammoniakproductie, onderverdeeld naar bron en afzet / emissie (op basis van [7,8,10])

	Yara	OCI
Totaal	3,5	2,2
- waarvan verbrandingsemissies	1,1	0,5
- waarvan 'hoogzuiver'	2,4	1,8
a) hiervan voor ureum	0,9	0,4
b) afgeblazen of levering aan derden	1,5	1,4

De vijf in Nederland operationele ammoniakfabrieken – twee bij OCI in Geleen en drie bij Yara in Sluiskil - produceren samen circa 5,6 Mton CO₂, waarvan ongeveer 0,8 Mton/jaar aan afnemers in glastuinbouw en industrie wordt geleverd en zo'n 1,4 Mton/jaar wordt gebruikt in de productie van ureum. Van de resterende circa 3,4 Mton/jaar geëmitteerde CO₂ is circa 1,1 Mton/jaar afkomstig van ondervuring van het chemische proces. CO₂ uit ondervuring wordt in lage concentraties (8 – 12 vol%) geëmitteerd.

2.2.4 Waterstofproductie

Waterstof wordt commercieel geproduceerd voor externe afnemers door onder andere Air Products en Air Liquide op locaties in de Rotterdamse haven en in Bergen op Zoom. Behalve deze commerciële productie voor derden is er ook waterstofproductie in eigen beheer bij raffinaderijen (Shell Pernis, ExxonMobil, Total) en chemische bedrijven (bijvoorbeeld Eastman Chemical Middelburg).

Waterstof voor derden wordt voornamelijk¹⁵ geproduceerd middels vergassing van aardgas of raffinaderijgassen (Air Products / ExxonMobil Botlek) met stoom (Steam Methane Reforming of SMR) in twee stappen¹⁶:

- Omzetting (vergassing) van koolwaterstoffen via een eerste reactie met stoom in H₂, CO en CO₂ bij 800 – 900 °C.
- Omzetting van CO met stoom in H₂ en CO₂ bij 350 – 450 °C.

De voor het proces benodigde warmte wordt geproduceerd door ondervuring in een fornuis met aardgas en met restgassen uit H₂-productie. De totale CO₂-emissie bestaat voor circa 40% uit schoorsteenemissies uit ondervuring en voor circa 60% uit de CO₂, die bij vergassing en bij omzetting van CO wordt gevormd.

¹⁵ Bij Air Liquide in Rozenburg wordt ook H₂ – en CO - geproduceerd met een zogenaamde ATR-installatie (autothermal reforming) waarin aardgas wordt vergast met industriële zuurstof.

¹⁶ Bij Air Liquide wordt ook een zogenaamde ATR-installatie (Autothermal Reforming) toegepast voor de gecombineerde productie van CO en H₂. In het ATR-proces wordt aardgas vergast met industriële zuurstof.

De totale CO₂-emissie bij commerciële producenten bedraagt circa 1,7 Mton/jaar. De emissies per productie-eenheid bedraagt 100 – 150 kton/jaar voor de kleinere fabrieken tot gemiddeld 600 – 700 kton/jaar voor de twee grootste en nieuwste waterstoffabrieken. De grootste twee fabrieken zijn 'capture ready' – gereed voor implementatie van CO₂-afvang – gebouwd¹⁷ [11].

Er is per installatie één emissiepunt: de schoorsteen van het fornuis. Het CO₂ wordt – bij inzet van aardgas en van restgassen uit H₂-productie - in de rookgassen van het fornuis geëmitteerd met een concentratie van circa 20 vol%¹⁸.

2.2.5 Overige chemie

De overige chemie omvat deelsectoren als:

- Verwerkers van olefinen en aromaten die vrijgekomen zijn in de raffinaderijen zoals Exxon Mobil Chemie en Shell Pernis.
- Overige verwerkers van olefinen en aromaten zoals Cindu en LyondellBasell.
- Verwerkers van aardgas zoals bijvoorbeeld BioMCN uit Delfzijl dat grootschalig aardgas omzet in methanol.

Het betreft een zeer gevarieerde groep bedrijven met unieke productieprocessen.

De grotere bedrijven in deze deelsector emitteren in totaal circa 3,4 Mton CO₂/jaar. Emissies per bedrijf variëren van 50 – 60 kiloton/jaar tot 340 – 360 kiloton voor bedrijven als Bio-MCN, Alco en ExxonMobil Chemical Holland (RAP-fabriek).

De emissies betreffen zowel procesemissies als energiegerelateerde emissies. Voorbeelden van procesemissies zijn de emissies van de waterstoffabriek bij Eastman in Middelburg of de CO₂-emissie gerelateerd aan de omzetting van ortho-xyleen met zuurstof tot ftaalzuuranhydride bij de RPP-fabriek van ExxonMobil Chemical Holland B.V.

Gebruikte brandstoffen betreffen naast aardgas ook restgassen van conversieprocessen bij bijvoorbeeld:

- Aluchemie (ondervuring bakovens met pyrolysegassen);
- Cabot B.V. Rotterdam (verbranding van 'tail gas' uit verkoling van zware olie tot carbon black);
- Tronox (verbranding CO-rijk restgas uit chlorering van TiO₂).

Het aantal emissiepunten per bedrijf is sterk verschillend en varieert van één punt bij ESD-SiC in Delfzijl (verbranding van procesgassen) tot ongeveer tien voor een bedrijf als LyondellBasell Botlek. De emissietemperatuur bedraagt bij een aantal fornuizen van bijvoorbeeld Bio-MCN, Shin-Etsu en LyondellBasell Botlek circa 300 °C.

2.2.6 Basismetaalindustrie

De CO₂-emissies in de Nederlandse basismetaalindustrie worden gedomineerd door de emissies die vrijkomen bij staalproductie bij Tata Steel IJmuiden (12 Mton CO₂/jaar). Hier wordt primair staal geproduceerd uit ijzererts via de hoogovenroute. Tata Steel IJmuiden is een zogenaamde geïntegreerde staalfabriek, waarin kooksproductie, staalproductie en staalverwerking – allemaal hoge temperatuurprocessen - zijn geïntegreerd op één locatie.

¹⁷ Capture ready "wil zeggen dat een unit voor het afvangen van CO₂ relatief eenvoudig kan worden toegevoegd aan de fabriek" (zie <https://www.vraagenaanbod.nl/havenbedrijf-rotterdam-blij-met-nieuwe-waterstoffabriek-air-products/>).

¹⁸ De CO₂-concentratie in de rookgassen uit de schoorsteen is lager wanneer de in hoge concentratie aanwezige CO₂ uit de restgassen voorafgaande aan gebruik als van de restgassen als brandstof worden afgevangen.

De CO₂-emissies zijn voornamelijk gerelateerd aan het gebruik van restgassen (hoogovengas, kooksovengas, oxystaalgas) in fornuizen en ketels, zowel binnen als buiten het Tata Steel terrein. Er zijn op het terrein zelf tenminste 12 puntbronnen met een totale CO₂-emissie van circa 6 Mton/jaar. Bij de aanpalende energiecentrales Velsen 24/25 en IJmond 1 wordt nog eens 6 Mton CO₂/jaar geëmitteerd, voornamelijk uit het verbranden van hoogovengas.

2.2.7 Bouwmaterialenindustrie

Deze sector omvat de productie van de verschillende soorten bouwmaterialen zoals glas, bakstenen en dakpannen, cement, beton, glaswol en steenwol. In een aantal deelsectoren (glas, keramische industrie, minerale wol) wordt de grondstoffen bij zeer hoge temperaturen (1.000-1.300°C of hoger) gebakken of gesmolten in één of een beperkt aantal ovens per locatie.

De bouwmaterialenindustrie emitteert jaarlijks circa 1,3 - 1,7 Mton CO₂. De emissies zijn hoofdzakelijk gerelateerd aan ondervuring met aardgas. Bij de glasindustrie treden ook procesemissies op door ontleding van de als grondstoffen gebruikte carbonaten.

Emissies per bedrijf zijn alleen groter dan 50 kton/jaar bij Rockwool (circa 150 kton CO₂/jaar), bij Saint Gobain in Etten-Leur (circa 55 kton CO₂/jaar) en bij de vier productielocaties voor verpakkingsglas van Ardagh Glass en O-I Manufacturing Netherlands (60 – 100 kton CO₂/jaar per locatie). Op deze locaties zijn twee of meerdere ovens en emissiepunten aanwezig.

De jaarlijkse CO₂-emissie bij productielocaties in de grofkeramische industrie varieert van 25 – 35 kton/jaar voor de (paar) grotere steenfabrieken tot 5 – 10 kton/jaar voor de kleinere.

CO₂ wordt geëmitteerd in rookgassen. De rookgasconcentratie is over het algemeen laag (8 – 12 vol%), maar is bij de glasindustrie en Rockwool hoger door respectievelijk verrijking van de verbrandingslucht met zuurstof en door gebruik van cokes.

2.2.8 Papierindustrie

De 21 in de Nederlandse papiersector operationele bedrijven produceren jaarlijks circa 1,0 Mton CO₂, per bedrijf variërend van 50 kton/jaar bij kleinere bedrijven tot 150 kton/jaar bij de grotere producenten van grafisch papier.

De CO₂-emissies zijn gerelateerd aan energiegebruik en niet aan procesemissies. Het energiegebruik wordt vrijwel volledig gedekt door extern ingekocht aardgas.

Het energiegebruik betreft voornamelijk warmte, geconsumeerd in de vorm van lage- of middendruk stoom van circa 150 – 200 °C. Stoom wordt bij de meeste bedrijven geproduceerd in aardgasgestookte WKK-installaties, die in productievermogen variëren van kleinschalige gasturbines van enkele MW's mechanisch vermogen met nastook op de afgassenketel tot STEG-installaties met gasturbines met een mechanisch vermogen van tientallen MW's.

CO₂ wordt geëmitteerd in rookgassen. De rookgasconcentratie is circa 8 – 12 vol% voor ketels en circa 3 – 4 vol% voor gasturbines.

2.2.9 Voedingsmiddelenindustrie

De voedingsmiddelenindustrie is een diverse sector met zo'n 4.500 ambachtelijke en industriële bedrijven, zoals (nummers zijn de SBI-indeling):

- 10.1 Slachterijen en vleesverwerking
- 10.3 Verwerking van aardappels, groente en fruit
- 10.4 Vervaardiging van plantaardige en dierlijke oliën en vetten
- 10.5 Vervaardiging van zuivelproducten
- 10.6 Vervaardiging van meel (inclusief zetmeel).
- 10.8 Vervaardiging van overige voedingsmiddelen (suiker, cacao, specerijen, bereide maaltijden, voedingspreparaten, etc.)

De sector emitteert circa 3,6 – 3,9 Mton/jaar aan CO₂. CO₂-emissies zijn gerelateerd aan energiegebruik en niet aan procesemissies. Belangrijke toepassingen van warmte zijn:

- Lage temperatuur verwarmingsprocessen (< 120 °C) voor koken, pasteuriseren en schoonmaken.
- Hoge(re) temperatuur verwarmingsprocessen (200 – 300 °C) voor bakken en sproeidrogen (bijvoorbeeld melkpoeder).

Het energiegebruik wordt vrijwel volledig gedekt door extern ingekochte aardgas, afgezien van een paar bedrijven waar vaste organische reststromen uit eigen productieproces (bijvoorbeeld bij Douwe Egberts, Joure) of extern ingekochte houtsnippers (Royal FrieslandCampina, Balkbrug) en pyrolyse-olie (Royal FrieslandCampina, Borculo) als brandstof wordt gebruikt.

CO₂ wordt geëmitteerd in rookgassen. De rookgasconcentratie is circa 8 – 12 vol% voor ketels en circa 3 – 4 vol% voor gasturbines.

2.3 Overzicht industriële clusterplannen CCS

In totaal zijn er zes industriële clusters in Nederland, namelijk:

- Noord-Nederland
- Noordzeekanaalgebied
- Rotterdam – Moerdijk
- Smart delta resources (Zeeland)
- Chemelot (Zuid Limburg)
- Het zesde cluster (alle industrie buiten bovengenoemde vijf clusters)

Een overzicht van de bedrijven, emissies en decarbonisatie plannen per cluster is als bijlage B opgenomen.

Rotterdam-Moerdijk kenmerkt zich door het grote aantal raffinaderijen en chemiebedrijven, waarbij de Shell raffinaderij de grootste emittent is. Noord-Nederland kenmerkt zich door emissies uit elektriciteitsproductie van onder andere RWE en Vattenfall. In het Noordzeekanaalgebied verzorgt de metaalindustrie het grootste deel van de emissies. In Chemelot vindt ammoniakproductie plaats. Smart Delta Resources kenmerkt zich door ammoniakproductie, aardolieraffinage en chemie- en staalbedrijven. In het zesde cluster verzorgen de AVI's een deel van de emissies.

De emissies en CC(U)S plannen per cluster, zoals volgt uit de regioplannen en cluster energie strategieën, zijn te vinden in Tabel 6. De jaartallen waarop de emissies gebaseerd zijn variëren per studie.

Tabel 6: CC(U)S plannen per cluster als volgt uit de clusterplannen in Mt CO₂

	Rotterdam -Moerdijk	Noord- Nederland	NZKG	Chemelot	SDR	Het 6 ^e cluster	Ruhrgebied	Antwerpen
Totale emissies	36	11*	18,3	6,8	22**	16,5	40	18
CC(U)S plannen +/- 2025		0,1		0,5				n.b.
CC(U)S plannen +/- 2030	3,6	0,1	5,5**	0,8	5,7 CCS + 2,0 H ₂ & CCU			9

* Op basis van de cijfers uit tabel 1

** Nederlands en Vlaamse emissies

*** Op basis van de emissies van Tata Steel

In de 'Regionale Energie Strategieën' (RES) worden soms niet alle bestaande plannen meegenomen. In de RES voor Rotterdam en Moerdijk is bijvoorbeeld het H-Vision initiatief niet meegenomen.

2.4 Bestaande productie en mogelijke toekomstige alternatieve productie

In de huidige situatie wordt al bij een aantal bedrijven CO₂ afgevangen voor levering aan derden of zijn er vergevorderde plannen daartoe [27]. Tabel 7 geeft hiervan een overzicht.

 Tabel 7 Overzicht bestaande CO₂-afvang projecten in Nederland

Type bron	Schaalgroote per puntbron (ton/uur)	Potentieel (kton CO ₂ /jaar)	Huidige productie voor derden (kton CO ₂ /jaar)	Productiekosten (€/ton CO ₂)
Hoog geconcentreerd (± 99 vol% CO ₂)	30 tot > 200	<ul style="list-style-type: none"> 4.400 waarvan circa 600 biogeen 	± 1.000	20 - 25
AVI's (± 10 vol% CO ₂)	10 tot 15	<ul style="list-style-type: none"> Totaal ± 9.000 waarvan ± 5.800 biogeen ± 7.000 uit Nederland waarvan ± 4.600 biogeen 	60 - 70	60 - 80
Groen gasproductie uit fermentatie	0,5 tot 2,0		< 30	30 - 45

Toelichting: Vol% is het volumepercentage CO₂, met andere woorden, de zuiverheid van de bron [27].

In onderstaande sub paragrafen wordt per type bron nadere informatie gegeven.

2.4.1 Producenten van geconcentreerde CO₂

Er zijn in Nederland vier grote producenten van hoog geconcentreerde CO₂-reststromen, die deze CO₂ na conditionering vermarkten aan afnemers in Nederland, maar ook buiten Nederland. Dit zijn Shell (Pernis en Moerdijk), Alco, Yara en OCI Nitrogen.

De CO₂-levering van deze bedrijven is gebaseerd op zeer geconcentreerde CO₂-stromen die sowieso vrijkomen binnen het productieproces:

- Yara en OCI produceren ammoniak uit aardgas, stoom en lucht. Aardgas wordt in het productieproces omgezet in H₂ en CO₂. Voor ammoniakproductie is alleen N₂ (uit lucht) en H₂ nodig. CO₂ wordt daarom tijdens het productieproces afgevangen met een absorbens en komt sowieso als een geconcentreerde CO₂-stroom vrij.
- Bij Alco komt biogene CO₂ vrij tijdens fermentatie.
- Bij Shell Pernis wordt een zware restfractie uit olieraffinage en hydrocracking vergast in de residuvergasser, waarna het synthesesgas wordt gescheiden in CO₂, H₂ en CO.

Voor levering aan CO₂-consumerende bedrijven wordt de afgevangen CO₂ geconditioneerd, gecomprimeerd en eventueel vloeibaar gemaakt. De kosten voor productie van vloeibare CO₂ bij dit soort bronnen bedragen circa €20 - €25 per ton CO₂. Deze waarde is van toepassing voor kleinere productie-eenheden¹⁹, maar is ook representatief voor grotere productie-eenheden als opwerkingsinstallaties bij ammoniakfabrieken. In deze productiekosten worden de komende jaren geen grote ontwikkelingen verwacht.

Voor deze producenten geldt dat CO₂ een restproduct is. De bedrijfsvoering processen worden niet aangepast op de vermarkting van de CO₂. Dat betekent dat de handelaren in CO₂ zich hierop aan dienen te passen.

2.4.2 Afvalverbrandingsinstallaties

Een potentiële bron van levering van CO₂ is de afvalsector. Afvalverbrandingsinstallaties bieden een grote hoeveelheid potentieel af te vangen biogene CO₂. Van de uitstoot van de AVI's geldt 62% als biogeen.

Momenteel is er één grotere afvalverbrandingsinstallatie die CO₂ levert. Dit is de installatie van AVR in Duiven, die jaarlijks 50-60 kton CO₂ afvangt en in vloeibare vorm levert aan de glastuinbouw. Twence heeft een kleinschalige installatie. De afgevangen CO₂ wordt gebruikt voor productie van NaHCO₃, dat in eigen rookgasreiniging wordt toegepast. Mede om ervaring op te doen is recent een vervloeiingsinstallatie toegevoegd met een capaciteit van 75 ton/week. De vloeibare CO₂ wordt aan de glastuinbouw geleverd. HVC heeft eveneens een pilotplant, bij de bio energiecentrale, van 4 kton per jaar.

De overige plannen voor afvang bij afvalverbrandingsinstallaties betreffen:

- AVR Rozenburg: 500 kton per jaar;
- Twence: 100 kton per jaar (opschaling huidige installatie);
- HVC: 75 kton per jaar;
- AEB: 226 kton (levering tuinders) – 460 kton per jaar (combinatie CCS en CCU);
- ReEnergy Roosendaal (voorheen SUEZ): uitstoot van 320 kton per jaar. Afvang op 1 van de 2 lijnen gepland: 175 kton CO₂ per jaar [25]. De behoefte van nabije tuinders is 42 kton per jaar.

Productiekosten voor CO₂ uit rookgassen bij AVI's zijn aanzienlijk hoger dan voor CO₂ uit hoog geconcentreerde bronnen (zie Tabel 8).

¹⁹ Zie investeringen voor productie bij Alco Gent: M€ 25 voor een installatie voor productie van 160 kton/jaar aan vloeibare CO₂, inclusief opslagfaciliteiten. Zie o.a. <https://www.groentennieuws.nl/article/9254016/nieuwe-miljoeneninvestering-in-co2-afvang-haven-gent/>

Tabel 8 Overzicht kosten voor afvang bij AVI's (kosten per ton afgevangen CO₂) [27]

	Gemiddeld	Laag	Hoog
Kapitaal gerelateerde kosten	€ 37	€ 31	€ 42
Operationele kosten (stoom, elektriciteit, onderhoud, personeel, overig ¹²)	€ 33	€ 29	€ 38
Totaal kosten	€ 70	€ 60	€ 80

2.4.3 CO₂ uit vergisting

Bij anaerobe vergisting van organisch materiaal als mest, GFT of RWZI-slib wordt biogas geproduceerd, een mengsel dat hoofdzakelijk bestaat uit methaan (CH₄) en CO₂. Bij een aantal vergistingsinstallaties wordt het biogas gescheiden in de componenten methaan en CO₂ om het methaan als 'groen gas' te verkopen aan derden.

Productiekosten voor opwerking zouden volgens geraadpleegde literatuur²⁰ €30 - €45 per ton geproduceerde CO₂ bedragen. De ambitie in het Klimaatakkoord is om in 2030 in totaal 2 miljard Nm³ groen gas te produceren middels vergisting, maar ook middels vergassing in superkritisch water en middels thermochemische conversie. In potentie kan hierbij circa 1.800 (1.600-2.000) CO₂/jaar als bijproduct worden geproduceerd.

2.4.4 Transport

Transport van CO₂ naar afnemers vindt in de huidige markt plaats per pijpleiding, vrachtwagen, trein (niet in de Benelux) en per schip. De kosten per type transport verschillen, zoals aangegeven in Tabel 9.

Tabel 9 Kosten per transporttype [27]

Transporttype	Prijs per ton in euro
Wegtransport (vloeibaar)	15 – 20 korte afstand (50 km) 20 – 30 bij afstand van 100 km 30 – 40 bij afstand van 200 km
Binnenvaart (vloeibaar)	15 – 20 korte afstand (50 km) Kostprijs voor langere afstanden nog niet bekend
Buisleiding (OCAP) ²¹	Maximaal €25 - €30 per ton geleverd (bij huidige benuttingsgraad)

De kosten van de buisleiding zijn inclusief investeringen, met een afschrijving over 50 jaar.

²⁰ Zie bijvoorbeeld [12]

²¹ Voor levering van CO₂ via de OCAP-leiding worden in literatuur en in vraaggesprekken waarden genoemd van € 50-65/ton CO₂, waarbij de prijs deels een functie is van de aardgasprijs (vanwege de concurrentie met CO₂-productie bij glastuinders met eigen WKK). De productiekosten voor de geleverde CO₂ bedragen als in voorgaande subparagrafen aangegeven €20 - €25 per ton CO₂.

3 CCS-kansen in Nederland (literatuur & analyse)

In dit hoofdstuk gaan we in op specifieke kansen voor CCS en geven een schatting van de afvangkosten (§3.1). We schetsen een beeld van hoe de afweging gemaakt wordt om wel of niet af te gaan vangen (§3.2) en bespreken specifieke kansen van negatieve emissies en blauwe waterstofproductie (§0 en verder). Dit is gebaseerd op eigen kennis en literatuur. In hoofdstuk 4 vullen aan met wat we uit de interviews geleerd hebben.

3.1 CCS en kosten

De technologie voor de afvang van CO₂ wordt al zo'n honderd jaar toegepast als commerciële activiteit, onder andere in verband met gebruik van CO₂ als grondstof en het zuiveren van grondstoffen door de CO₂ te verwijderen (ammoniakproductie, waterstofproductie). Voorbeelden van bestaande gangbare CO₂-afvang zijn:

- Afvang uit synthesesgas de bij productie van ammoniak, methanol en etheenoxideproductie.
- Opwerken van ruw aardgas en opwaarderen van biogas tot aardgaskwaliteit.
- Afvang van CO₂ uit rookgassen en procesgassen van bijvoorbeeld waterstoffabrieken voor gebruik in oliewinning, ureumproductie, frisdrankproductie of kalksteenproductie.

Een indicatief overzicht van het huidige niveau van afvangkosten per type bron is gegeven in Tabel 10.

Tabel 10: Kostenindicaties voor afvang van CO₂ [29,31,32]

	Mton CO ₂ -fossiel/jaar	CO ₂ -concentratie	Afvangkosten ²² , €/ton CO ₂	Kosten uit SDE++ concept 2022 - voor vollastbedrijf ²³	
				Afvang	Transport
PER+ en NH ₃ -productie	3,9 (+ 0,6 bio)	± 99%	20 - 25	15- 21	47 - 77
H ₂ - industriële gasproducenten en raffinaderijen					
- uit procesgas (45 vol% CO ₂)	1,7 - 1,8	40-70%	45 - 55	50	
- uit rookgas bij ondervuring met aardgas en restgas (20 vol% CO ₂)	3,0 - 3,5	± 20%	50 ²⁴ - 70	83	
Hoogovengas pre-combustion	± 4	± 25%	50 - 60		
AVI's - geen correctie voor importhoefting ²⁵	3,6 (+ 5,6 bio)	± 10%	60 - 80	75 - 85	50 (gas, buis) - 20 (vloeibaar)
FCC raffinaderij	1	± 15%	80 - 100	x	x
Ketels, fornuizen	26	8% - 12%	60 tot > 150	x	x

²² In de kosten is geen rekening gehouden met additionele indirecte CO₂-emissies gerelateerd aan energiegebruik voor afvang en conditionering van afgevangen CO₂.

²³ Kosten in de onrendabele top analyse hebben deels betrekking op een bedrijfstijd van 4.000 uur/jaar.

²⁴ De genoemde ondergrens in afvangkosten betreft het Cryocap concept van Air Liquide, de hoogte van de specifieke kosten zijn overgenomen uit [28]. De hogere waarde betreft een kostenschatting voor een op MEA gebaseerd afvangconcept uit een redelijk recente studie IEA GHG studie [32].

²⁵ De emissiecijfers voor AVI's hebben betrekking op 2018. In 2018 werd circa 2 Mton afval geïmporteerd uit met name Groot-Brittannië. In de tussenliggende jaren is een belasting ingevoerd op afvalimport met oog op de bij verbranding optredende emissies van fossiele CO₂. De importbelasting heeft geleid tot een afname in afvalimport en gerelateerde emissies van fossiele CO₂.

De getoonde afvangkosten betreffen het huidige prijsniveau. Volgens diverse publicaties van het International Energy Agency (IEA) en RTI²⁶ kunnen kosten voor afvang uit rookgassen met 25% á 30% dalen in de periode tot 2025 – 2030 door het beschikbaar komen van technische verbeteringen en innovaties²⁷. Een voorbeeld hiervan is het toepassen van enzymen om afvang te katalyseren.

De specifieke kosten in Tabel 10 zijn gegeven per eenheid afgevangen CO₂. Vanwege energiegebruik bij afvang en de aan energiegebruik gerelateerde broeikasgasemissies is de afgevangen hoeveelheid niet hetzelfde als de vermeden hoeveelheid CO₂. De relatieve verhouding tussen afgevangen en vermeden emissie blijkt bijvoorbeeld (alleen ter illustratie) uit de in de SDE++ subsidieregeling aangehouden 'emissiefactoren': zie Tabel 11.

Tabel 11: Vermeden hoeveelheden CO₂ per eenheid afgevangen CO₂ volgens de SDE++ regeling

SDE++ categorie	Vermeden hoeveelheid CO ₂ per eenheid afgevangen CO ₂ (kg/ton)
Gedeeltelijke CO ₂ -opslag bij bestaande installaties, gasvormig transport	973
Volledige CO ₂ -opslag bij bestaande installaties, gasvormig transport	973
Gedeeltelijke CO ₂ -opslag bij bestaande installaties, vloeibaar transport	965
Volledige CO ₂ -opslag bij bestaande installaties, vloeibaar transport	965
Nieuwe pre-combustion CO ₂ -afvang, bestaande installatie, gasvormig transport	891
Nieuwe pre-combustion CO ₂ -afvang, bestaande installatie, vloeibaar transport	883
Nieuwe post-combustion CO ₂ -afvang, bestaande installatie, gasvormig transport	811
Nieuwe post-combustion CO ₂ -afvang, bestaande installatie, vloeibaar transport	803
Nieuwe pre-combustion CO ₂ -afvang, nieuwe installatie, gasvormig transport	898
Nieuwe pre-combustion CO ₂ -afvang, nieuwe installatie, vloeibaar transport	890
Nieuwe post-combustion CO ₂ -afvang, nieuwe installatie, gasvormig transport	827
Nieuwe post-combustion CO ₂ -afvang, nieuwe installatie, vloeibaar transport	819

Emissies van WKK-installaties en energiecentrales zijn buiten beschouwing gelaten. Verwacht wordt dat afvang bij WKK-installaties en aardgasgestookte energiecentrales onrendabel is, terwijl CO₂-afvang bij conventionele centrales²⁸ vanwege het sluiten van de centrale of het al toegekend zijn van subsidie voor biomassa inzet niet subsidiabel is.

3.2 Overwegingen voor wel of niet toepassen van CCS

Vanwege het kapitaalintensieve karakter en vanwege de voor afvoer van CO₂ benodigde logistiek (schip, pijpleiding) is CO₂-afvang vooral kosteneffectief voor puntbronnen van meerdere honderden

²⁶ <https://www.rti.org/>

²⁷ Of schaalgrootte nog voordelen kan bieden bij afvang is niet zeker. De schaalgrootte wordt begrensd door de maximale diameter van het absorptievat. In de literatuur genoemde maximaal toepasbare diameter is 20 meter. Bij deze diameter is de verwerkingscapaciteit voor het op MEA gebaseerde EconaminePlus concept voor post-combustion afvang middels chemische absorptie bij een kolengestookte conventionele energiecentrale 4.000 ton CO₂/dag (zie bijvoorbeeld [33]). Ter vergelijking, de afvanginstallatie bij W.A. Parish Generating Station Unit 8 in Petra Nova is / was in staat 1,6 Mton CO₂ per jaar af te vangen en beschikt(e) over 1 absorptiekolom.

²⁸ Een conventionele centrale is een elektriciteitscentrale met stoomketel en -turbine. In Nederland operationele conventionele centrales betreffen de kolen en biomassa gestookte energiecentrales als Amer 9, Eemshaven 1 en 2 en E.On's MPP3 centrale, maar ook de met (voornamelijk) hoogovengas gestookte Velsen 24 en Velsen 25 energiecentrales.

kilotonnen/jaar. Voor kleinere bronnen die veraf liggen van logische tracés voor CO₂-transportpijpleidingen of scheepvaartroutes is CCS een relatief dure optie.

Voor de andere industriële sectoren is CO₂-afvang in principe één van de mogelijke opties om emissies van CO₂ uit koolstof van fossiele oorsprong te reduceren. Afhankelijk van de beschouwde industriële sector zijn daarnaast op hoofdlijnen de volgende emissiereductiemogelijkheden al dan niet implementeerbaar:

- Alternatief product (bijvoorbeeld elektrisch rijden).
- Hernieuwbare brandstof (bijvoorbeeld ammoniak uit hernieuwbare bronnen als transportbrandstof in plaats van stookolie of diesel/benzine)²⁹.
- Hernieuwbare of gerecycleerde grondstoffen (bijvoorbeeld grondstoffen uit biomassa, oud glas, oud papier, schroot, plastic afval).
- hernieuwbare energie voor productie van proceswarmte³⁰.
- energiebesparing, restwarmtebenutting en procesinnovatie.

Tabel 12 presenteert alternatieven voor de verschillende industriële sectoren. Procesinnovatie en energiebesparing zijn in dit overzicht niet opgenomen omdat ze vanuit de 'trias energetica' geredeneerd sowieso zouden moeten worden geïmplementeerd (mits kosteneffectief). Of CCS een logische optie is, hangt daarnaast mede af van de verwachte ontwikkelingen in emissies bij een industriële sector. Een investering bij een bedrijf of sector die op korte termijn mogelijk verdwijnt vanwege bijvoorbeeld markt- of beleidsontwikkelingen (conventionele energiecentrale of kolencentrale) is mogelijk weinig zinvol. Een inschatting van deze ontwikkelingen is per sector gegeven in Tabel 13.

Tabel 12 Mogelijke alternatieven voor CO₂-afvang

Sector / proces	Huidige emissies (Mton / jaar)	Alternatieven				
		Alternatief product/ proces	Alternatieve grondstof (recycleat, biomassa)	Alternatieve brandstof (biomassa, H ₂ , NH ₃)	Alternatieve warmtebron	
					Geothermie	warmte uit elektriciteit
Raffinaderijen	10	✓	✓	✓	✓	✓
Stoomkrakers	7	✓	✓			✓
H ₂ -productie	2	✓	✓	✓		
NH ₃ -productie	3		✓	✓		✓
Overige chemie	3	✓	✓	✓	✓	✓
Basismetalaalindustrie	12	(✓) ³¹	✓ ³²			
Bouwmaterialen- & glas	0,5			✓		✓

²⁹ Zie bijvoorbeeld initiatief van Yara in Porsgrunn, Noorwegen (<https://inhabitat.com/yara-invests-in-green-ammonia-for-renewable-energy/>) en het NEOM initiatief in Saoedi Arabië <https://energypost.eu/will-saudi-arabia-build-the-worlds-largest-green-hydrogen-and-ammonia-plant/>.

³⁰ Hernieuwbare energie kan hierbij in de principe de vorm hebben van:

- biomassa en afgeleide brandstoffen (groen gas, biogas, pyrolyseolie);
- Elektriciteit uit hernieuwbare bronnen en op basis van hernieuwbare elektriciteit geproduceerde warmte (stoom, hete lucht) of brandstoffen (H₂, NH₃);
- Warmte uit geothermie.

³¹ Directe reductie met synthesesgas als reductiemiddel en submerged arc smelting fornuis is

³² Zowel H₂ als biochar / houtskool worden gebruikt als alternatief voor injectiekolen

Sector / proces	Huidige emissies (Mton / jaar)	Alternatieven				
		Alternatief product/ proces	Alternatieve grondstof (recycleat, biomassa)	Alternatieve brandstof (biomassa, H ₂ , NH ₃)	Alternatieve warmtebron	
					Geothermie	warmte uit elektriciteit
Papierindustrie	1			✓	✓	✓
Voedingsmiddelenindustrie	1 - 2			✓	✓	✓
Industrie totaal	40					
STEG	21	✓				
Conventionele centrales	15	✓				
Elektriciteit totaal	36					
AVI's	9	✓				

Tabel 13: Inschatting van de ontwikkelingen in productievolumes per sector [14]

	Huidige emissies (Mton CO ₂ / jaar)	Ontwikkeling in productievolumes	
		Korte termijn (tot 2025 - 2030), zie bijvoorbeeld PBL referentieramingen	Lange termijn (2030 – 2050): Perspectief bij ontwikkeling circulaire en koolstofneutrale economie
Raffinaderijen	10	Stabiel tot lichte afname	Mogelijk sterke reductie door overschakelen op e-vervoer / H ₂
Stoomkrakers	7	Stabiel tot lichte afname	Mogelijk sterke reductie bij maximale inzet op mechanische recycling, depolymerisatie middels oplosttechnologie
H ₂ -productie o.b.v. aardgas	1,7	Mogelijk toename	Mogelijk sterke afname, gerelateerd aan afname aardolieraffinage
NH ₃ -productie	3,4	Stabiel tot lichte afname	Mogelijk sterke reductie indien verplaatsing plaatsvindt naar regio's met lage productiekosten voor elektriciteit uit zon-PV en nageschakelde H ₂ uit zon-PV, zie NEOM project in Saoedi Arabië, initiatief van Yara in Australië.
Overige chemie	3,4	Geen inschatting	Geen inschatting
Basismetalaalindustrie	12	Stabiel	Gelijk tot 20% - 30% reductie
Bouwmat. + glasindustrie	0,5	Stabiel tot lichte afname	Stabilisering
Papierindustrie	0,8	Stabiel tot lichte afname	Stabilisering
Voedingsmiddelen-industrie	1,5	Mogelijk toename	Stabilisering
Industrie totaal	41		
STEG	21		
Conventionele centrales	15	Afname	Mogelijk naar 0 door wettelijk verplichte uitfasering?
Elektriciteit totaal	36		
AVI's	8	Stabiel tot afname	Sterke afname door circulaire economie

3.3 Productie blauwe waterstof

In de vorige paragraaf wordt in belangrijke mate uitgegaan van de inzet van CCS bij bestaande grote CO₂-bronnen. Voor de afvang bij deze bronnen kan gebruik gemaakt worden van verschillende afvangtechnologieën. In de toekomst is het ook mogelijk om CCS in te zetten bij de productie van “blauwe” waterstof³³. Dat is waterstof die is geproduceerd uit aardgas waarbij de resulterende CO₂ meteen wordt afgevangen en opgeslagen zodat CO₂-arm of klimaatneutraal gas ontstaat. Wat betreft de technologie is dit niet anders dan pre-combustion CCS maar dan niet verbonden aan een specifiek productieproces. De resulterende H₂ kan via een transportnetwerk naar diverse gebruikers getransporteerd worden die dit als grondstof of als brandstof kunnen inzetten.

Over deze opzet wordt door verschillende partijen nagedacht. Equinor in Noorwegen overweegt bijvoorbeeld om op grote schaal blauwe waterstof te gaan produceren in Noorwegen en dit als klimaatneutraal product te gaan verkopen.

In Rotterdam overweegt men implementatie van een grootschalig initiatief (H-Vision) waarbij een combinatie van aardgas en raffinaderijgas wordt omgezet in blauwe waterstof en wordt gebruikt als brandstof in raffinaderijen (met name BP en Shell) en bij industriële WK-STEG's (PerGen centrale) en gasturbines voorgeschakeld bij conventionele energiecentrales. Het initiatief zou in 2026 al gedeeltelijk kunnen zijn gerealiseerd en zou in 2030 volledig operationeel kunnen zijn. In de beoogde opzet zou het een bruto en netto CO₂-reductie van respectievelijk 5,5 en 4,4 Mton/jaar moeten geven. De specifieke netto reductiekosten bedragen bij een WACC van 3% van 86 €/t CO₂ tot 146 €/t CO₂, afhankelijk van met name de aardgas- en de ETS-prijs. Het initiatief zou economisch rendabel kunnen zijn bij een ETS-prijs van €149/ton CO₂ en bij een gasprijs van ongeveer €28/MWh.

3.4 Afvang uit biomassa (BECCS) en buitenlucht (DAC)

Naast genoemde ontwikkelingen kunnen nog CO₂-emissies op basis van biomassa ontstaan bij conversie van die biomassa. Gangbare conversietechnieken waarbij biomassa (onder andere) in CO₂ wordt geconverteerd zijn bijvoorbeeld:

- verbranding van biomassa voor opwekking van warmte en/of kracht;
- vergisting van natte biomassa als mest en GFT;
- fermentatie van suikers en zetmeel tot bijvoorbeeld ethanol.

Afvang van deze emissies en eeuwigdurende geologische opslag van deze emissies zouden een 'negatieve emissie' van CO₂ opleveren, waarbij koolstof uit de biosfeer wordt afgevoerd.

De totale hoeveelheid CO₂ die in Nederland jaarlijks bij deze bronnen wordt geproduceerd bedraagt circa 11 Mton:

- In Nederland wordt circa 500 kiloton CO₂ geproduceerd bij fermentatie van granen tot ethanol voor industriële toepassingen en voor de transportbrandstoffenmarkt³⁴. Zoals aangegeven in paragraaf 2.4 bedragen de kosten voor afvang en conditionering voor opslag bij fermentatie circa €20/ton CO₂.
- Bij vergisting van natte biomassa en bij vertering van organisch materiaal in stortplaatsen wordt jaarlijks volgens CBS circa 17 PJ biogas geproduceerd. Bij een verondersteld methaangehalte van 55% zou in dat biogas circa 770 kiloton/jaar aan CO₂ aanwezig zijn. De ambitie in het Klimaatakkoord is om in 2030 in totaal 2 miljard Nm³ groen gas te produceren middels vergisting, maar ook middels vergassing in superkritisch water en middels thermochemische

³³ <https://www.berenschot.nl/actueel/2017/november/co2-vrije-blauwe-waterstof/>

³⁴ Bij Alco Rotterdam circa 400 kiloton, zie: <https://www.alcoenergy.com/over-ons/>, bij Cargill in Sas van Gent circa 100 kiloton (

conversie. In potentie kan hierbij circa 1.800 (1.600-2.000) kiloton CO₂/jaar als bijproduct worden geproduceerd.

Zoals aangegeven in paragraaf 2.4 bedragen de kosten voor afvang en conditionering voor opslag bij fermentatie €30 - €45 per ton CO₂.

- Bij afvalverbrandingsinstallaties en slibverbrandingsinstallaties wordt jaarlijks circa 9 Mton CO₂ geproduceerd, waarvan circa 5,8 Mton uit biomassa.
Zoals aangegeven in paragraaf 2.4 bedragen de kosten voor afvang en conditionering voor opslag bij fermentatie circa €60 - €80 per ton CO₂.
- Daarnaast wordt er volgens CBS Statline circa 37 PJ/jaar aan houtig materiaal en bijproducten uit de voedingsmiddelenindustrie verbrand voor warmte en/of elektriciteit. De overeenkomstige CO₂-emissie is bij een standaard emissiefactor voor houtige biomassa van 109,6 kg CO₂/GJ³⁵ circa 4,1 Mton/jaar. Afvang bij verbrandingsinstallaties voor houtige biomassa kost volgens de SDE++ onrendabele top analyse van PBL [30] circa €60 - €105 per ton afgevangen CO₂.

Gebruik van CO₂ in minerale producten wordt onder ETS vooralsnog niet gewaardeerd als permanente vastlegging, waardoor nog steeds emissierechten en CO₂-heffing zouden moeten worden betaald. Er is daardoor voor CO₂-producenten geen financiële prikkel om CO₂ voor deze toepassingen te produceren, aangezien de productiekosten en transportkosten niet worden gecompenseerd door vermeden heffingen.

Een nog heel dure manier om negatieve emissies te realiseren is Direct Air Capture (DAC): de CO₂ wordt dan direct uit de lucht verwijderd om opgeslagen te worden. Dit heeft twee grote voordelen: DAC is op elke locatie uit te voeren (hoeft niet op al drukke industrieterreinen) en het is mogelijk een standaard ontwerp toe te passen en deze steeds beter en goedkoper te maken (door massaproductie). Het grote nadeel is dat het op dit moment nog heel erg duur is. Er worden daarom nog weinig projecten ontwikkeld. Een voorbeeld van een recent project is een DAC-installatie van maximaal 4.000 ton CO₂ per jaar in IJsland.

3.5 Theoretisch afvangpotentieel

Omdat er geen technische beperkingen zijn bij het afvangen van CO₂ uit rook- en procesgassen, kan uit alle gekanaliseerde gassen CO₂ worden afgevangen. Hiermee komt het theoretisch (ook wel: technisch) potentieel overeen met de totale CO₂-emissies uit de energie- en elektriciteitsopwekking. Dit is volgens Figuur 1 op pagina 1 circa 97 Mton. Binnen dit theoretische potentieel valt circa 56 Mton binnen het ETS.

Wanneer we een ondergrens van circa 100 kton aanhouden per inrichting, betreft het circa 70 inrichtingen in Nederland. Bij een ondergrens van 500 kton zijn dat er circa 30 (zie komende hoofdstukken voor deze ondergrenzen). Hieruit blijkt dat het aantal potentiële locaties voor afvang in Nederland te overzien is. Hierdoor kunnen we in de komende hoofdstukken ingaan op sectoren, maar ook op specifieke kansen in regio's en bij specifieke inrichtingen.

³⁵ Zie: Nederlandse lijst van energiedragers en standaard CO₂ emissiefactoren, versie januari 2020, P.J. Zijlema, januari 2020 [12]

4 Plannen & ambities CO₂-afvang (interviewresultaten)

De voorgaande hoofdstukken zijn gebaseerd op literatuur en kennis en analyses van Royal HaskoningDHV. Om dit aan te vullen hebben we ruim 20 interviews afgenomen, vooral met (potentiële) emittenten. De bevindingen hieruit presenteren we in dit hoofdstuk. Na een inleidende paragraaf (§4.1) gaan we in op de bevindingen voor de industrie (§4.2), de elektriciteitsopwekking en AVI's (§4.3)

4.1 Van theoretisch naar economisch potentieel

Het voorgaande hoofdstuk beschreef CCS-kansen op basis van bevindingen uit de literatuur. Het schetst een beeld van specifieke kansen bij bepaalde sectoren en productieprocessen. Om dit beeld te toetsen, te actualiseren en op onderdelen te detailleren hebben we ruim 20 interviews afgenomen bij verschillende marktpartijen (zie Tabel 14).

Tabel 14: Geïnterviewde type marktpartijen

Groep	Voorbeelden (niet perse de geïnterviewden)	Aantal interviews
Emittenten industrie en raffinage	Shell, BASF, SABIC	8
Emittenten elektriciteitsopwekking en afvalverbranding	Vattenfall, Eneco, Uniper, AVR, AEB	4
Industriële cluster vertegenwoordigers	Deltalinqs, havenbedrijven	6
CCS-initiatieven, transport, opslag	Porthos, Neptune Energy, TotalEnergies	4

Deze interviews hebben veel opgeleverd:

- Feitelijke informatie over initiatieven (wie, wat, waar);
- Cijfermatige data over plannen voor afvang (tonnen CO₂);
- Inzicht in afwegingen om wel of niet af te gaan vangen (CCS of toch ...);
- Inzicht in transport, opslag en gebruik CO₂ (leiding, schip, CCU, ...);
- Planningen in de tijd.

Deze inzichten uit de interviews zijn deels regiospecifiek en deels voor heel Nederland geldend.

4.2 CCS-plannen en -ambities industrie

In deze paragraaf presenteren we de bevindingen uit de interviews met betrekking tot de industrie. Veel hiervan betreft bevindingen die voor alle clusters gelden. Deze staan in §4.2.1. De cluster-specifieke bevindingen staan in §4.2.2. De bevindingen met betrekking tot de afvalverbrandingsinstallaties (AVI's) en de elektriciteitssector staan in de volgende paragraaf §4.3.

4.2.1 Landelijke en algemene trends

De druk om nú in actie te komen is groter dan ooit.

We horen in verschillende interviews een recent sterk toegenomen druk om grote stappen te maken in het terugdringen van de CO₂-emissies. Drijfveren zijn bedrijfsinterne reductiedoelen, gesterkt door sterker wordende financiële prikkels: een stijgende ETS-prijs en de CO₂-heffing industrie.

De 'hardheid' van eigen doelen lijkt wisselend: er zijn partijen die uiteindelijk kiezen voor 'wat moet', maar er zijn ook bedrijven die ultieme consequenties, zoals het afstoten van assets, overwegen om interne doelen te realiseren.

De CO₂-prijs is een serieuze driver geworden.

Vaak wordt het scenario van een hoge ETS-prijs ('boven de 100 €/ton') als reëel genoemd. Scenario's die bedrijven hanteren worden momenteel bijgesteld naar hogere prijzen. Dit vereenvoudigt de decarbonisatie investeringsbeslissing. Een hoge CO₂-prijs leidt tot een rendabeler CCS business case binnen de Europese markt. Hierdoor wordt de onzekerheid van het wel of niet verkrijgen van een Nederlandse exploitatiesubsidie (SDE++) weggenomen.

Vaak wordt een hoge ETS-prijs 'gewenst' en 'nodig' genoemd. Het levert binnen een gelijk speelveld de basis voor investeringsbeslissingen. De Nederlandse CO₂-heffing leidt tot een ongelijk internationaal speelveld, waardoor Nederlands emittenten nóg sterker een hoge ETS-prijs wensen (waardoor de Nederlandse CO₂-heffing reduceert of zelfs nul wordt).

Vooral de financiële business cases leiden tot de keuze voor CCS...

Geïnterviewde emittenten geven aan verschillende opties voor decarbonisatie vooral met financiële business cases tegen elkaar af te wegen. Dit is de gebruikelijke gang van zaken bij investeringsbeslissingen in de industrie en dit werkt met decarboniseren niet anders. Deze business cases kennen naast financiële parameters, zoals verwachte brandstofprijzen, CO₂-prijzen en investeringsbedragen, ook niet-financiële invoer zoals verwachte productie en de planning in de tijd van onderhoudstops.

We horen dat op dit moment de business case van de afvang en opslag van CO₂ voor de korte termijn (komende 5 jaren) vaak als meest kosteneffectief uit de bus komt.

... maar ook infrastructurele aspecten zijn van belang , vooral voor de korte termijn.

Bij de afweging van verschillend opties is niet alléén de financiële business case van belang. Er worden door de geïnterviewden ook harde niet-financiële struikelblokken genoemd.

Veel genoemd zijn de onzekerheden over de (tijds) beschikbaarheid van externe infrastructuur. Specifiek genoemd zijn de beschikbaarheid van (groene) waterstof en elektrische aansluitcapaciteiten (bij elektrificatie). Dit zijn onzekerheden waar emittenten maar weinig invloed op hebben. Dit blokkeert investeringsbeslissingen. Hoe kun je de investering in een elektrische stoomboiler rechtvaardigen als je geen zekerheid hebt dat Tennet je elektrische aansluiting tijdig kan verzwaren?

Exploitatiesubsidie is een serieuze driver

Naast bovengenoemde drivers is subsidie een belangrijke driver. De zekerheid die een exploitatiesubsidie (SDE++) geeft is vaak doorslaggevend. Hiermee heeft de overheid een belangrijk instrument in handen om te sturen. In de interviews met buitenlandse partijen blijkt dat Duitsland en België geen vergelijkbare subsidies voor CCS kennen. Dit wordt gezien als een belangrijke reden dat CCS-projecten in die landen later dan in Nederland ontwikkeld zullen worden.

CCS wordt als een volwassen techniek gezien.

Geen van de geïnterviewden heeft twijfels over de technische volwassenheid van de afvangtechnieken. Het is daarom nauwelijks een factor in de investeringsbeslissingen.

CCS is voor de korte termijn, maar is lang genoeg nodig om investeringen te rechtvaardigen

Vrijwel alle partijen die CCS overwegen noemen dat het een tijdelijke oplossing is. Ze kopen er tijd mee om koolstofarme oplossingen te ontwikkelen. Deze oplossingen worden nu nog niet voldoende technisch volwassen of marktrijp bevonden. De CO₂-afvang is daarmee de noodzakelijke eerste grote stap in CO₂-reductie om 2030 doelen te halen, waarna verwacht wordt dat nieuwe technologie de volgende stap naar 2050 doelen zal realiseren. Bij succesvolle implementatie van koolstofvrije technieken wordt CCS dan overbodig. Er wordt daarom vaak ingezet op het afvangen van een deel van de emissies van een locatie en niet op de afvang van álle emissies.

De afhankelijkheid van derden remt de ontwikkeling

Vaak wordt de afhankelijkheid van derden genoemd als onzekerheid in business cases. Dit gaat om de afhankelijkheid van de overheid (beleid, subsidies), de externe infrastructuur (CO₂-leiding, waterstof, elektriciteitsnet), maar ook van andere bedrijven in de regio. Bij dit laatste geven bedrijven aan dat soms het delen van gevoelige bedrijfsinformatie (bijvoorbeeld toekomstige energiebehoefte en/of CO₂-emissie waaruit productieverwachtingen afgeleid kunnen worden) remmend werkt in het organiseren van gezamenlijke infrastructuur. Een 'data safehouse' (idee uit TIKI) lijkt hiervoor deels een oplossing te zijn.

Tot slot is er afhankelijkheid in de vorm van technische verbindingen met buurbedrijven (zoals levering stoom, verwerken condensaat, levering technische gassen, stookgassen) waarbij beide bedrijven gebonden zijn leveringscontracten, in een verschillend tempo stappen willen maken in decarbonisatie of sprake is van sterk verschillende afschrijvingsperioden van assets.

Van grijze naar blauwe waterstof levert een goed business case

De afvang van CO₂ bij bestaande waterstofproductie uit aardgas wordt algemeen erkend als een aantrekkelijke business case. Ten opzichte van post-combustion (uit rookgassen) is dit vaak kosteneffectiever. De initiatieven waarvoor SDE+ subsidie wordt aangevraagd betreffen vooral deze vorm van waterstofproductie.

In de Rotterdamse Haven wordt gewerkt aan een initiatief, H-Vision, dat gebaseerd is op productie van waterstof uit aardgas en raffinaderijgas in combinatie met CO₂ afvang en opslag. Met het initiatief zal in de referentie-opzet een netto CO₂-reductie van 5,5 Mton/jaar worden gerealiseerd. De geproduceerde waterstof wordt in dit initiatief gebruikt als brandstof bij raffinaderijen (BP, Shell Pernis), bij industriële STEG's (PerGen van Air Liquide) en in gasturbines die worden voorgeschakeld bij conventionele centrales van Uniper (MPP 3) en Engie (Maasvlakte Power Station)³⁶.

Transport van CO₂: schepen bieden meer zekerheid dan (wachten op) leidingen

De algemene vooronderstelling dat buisleidingtransport altijd goedkoper is dan transport met andere modaliteiten, met name schepen, wordt niet door alle geïnterviewden onderschreven. Er zijn partijen die verwachten dat transport met schepen op de langere termijn ook kan concurreren met transport via buisleidingen. Andere partijen beweren dat dit niet zo zal zijn. Er is wel consensus over de termijn waarop het beschikbaar is: transport met schepen lijkt op de veel kortere termijn beschikbaar te zijn dan buisleidingen. Uitgezonderd is de kleine groep bedrijven die dichtbij de nu al geplande buisleidingen zijn gevestigd.

Hier komt bij dat investeringen in buisleidingen een voorinvestering vergen: Je wil maar één keer een leiding aanleggen en moet daarom voldoende capaciteit hebben, óók voor toekomstige volumes. Dit is een knelpunt: hoe rechtvaardig je de investering in een grote en dure leiding wanneer de zekerheid over het toekomstige volume er nog niet is? Er wordt algemeen erkend dat de schaalbaarheid van andere transportmodaliteiten zoals schepen hierin kansen biedt.

Transport via schepen vermindert de afhankelijkheid van derde partijen en versterkt daarmee business cases. Het is ook flexibeler: je kunt naar velden waarnaar de aanleg van een off-shore leiding niet rendabel is (afstand, kleine capaciteit) en je kunt de CO₂ laden waar geen on-shore leidingen zijn (kleine emittenten, buiten industrieterreinen).

Bij scheepstransport wordt bij voorkeur gekozen voor superkritische opslag (bij hoge druk, in het Engels ook wel 'dense phase') in plaats van het in wegtransport gebruikelijke cryogene opslag (bij lage temperatuur). De superkritische toestand combineert de voordelen van gassen (lagere viscositeit dan

³⁶ De sluiting van de Maasvlakte Power Station is recent aangekondigd.

vloeistoffen, dus beter te verpompen) en vloeistoffen (hogere dichtheid dan gassen, dus minder transportvolume nodig). Als het cryogeen getransporteerd zou worden moet het voor injectie eerst worden opgewarmd, vergast en gecompriëerd. Overigens wordt superkritisch transport per buisleiding ook onderzocht omdat hier dezelfde voordelen gelden. Binnen Porthos bijvoorbeeld wordt eerst vanaf het compressorstation naar het platform getransporteerd in de gasfase en later in de superkritische fase.

CO₂ injecteren in leeg geproduceerde aardgasvelden: nog praktische hobbels te nemen

Het injecteren van CO₂ in lege aardgasvelden is nieuw. In de interviews wordt aangegeven dat hier nu onderzoek naar gedaan wordt. Hierbij is speciaal aandacht voor scheepstransport omdat hierbij veel startstops zijn en daarmee een discontinue flow. Dit onderzoek wordt uitgevoerd door rederijen en veldoperators. Hier gaat het over het fysische gedrag van het CO₂, maar ook praktische zaken zoals de putten (bestaande oude putten gebruiken of toch nieuwe putten nodig?) en het opstartproces. De min of meer 'steady state' situatie bij transport via buisleidingen wordt gezien als een voordeel ten opzichte van scheepstransport.

Negatieve emissies: onzekerheid bio-energie en financiële waardering remmen ontwikkeling

Onder de geïnterviewden is betrekkelijk weinig interesse in negatieve emissies. Partijen die niet al actief zijn met biomassa lijken niet geneigd naar biomassa over te stappen en daarmee ook niet bezig te zijn met BECCS.

Tegelijkertijd zijn de geïnterviewden bekend met de noodzaak van negatieve emissies die uit IEA scenario's blijkt. Ook wordt onderkend dat een deel van de emissies lastig te vermijden is waardoor compensatie met negatieve emissies op termijn nodig zal zijn. Dit zal echter vooral in de volgende stap naar volledige koolstofneutraliteit (vaak 2050 doel) aan de orde zijn en niet in de komende stap (vaak 2030 doel) van gedeeltelijke decarbonisatie.

Geïnterviewden die al biomassa inzetten geven aan dat de Nederlandse maatschappelijke en politieke discussie over de inzet van biomassa verdere investeringen in BECCS remt. Daarnaast is vaak genoemd dat er geen financiële waardering is voor BECCS.

De enige sector waar BECCS serieus ontwikkeld wordt is de afvalverbranding (AVI's).

CCU 'kan altijd nog'

Uit de interviews blijkt de verwachting dat CCU op de korte termijn (tot 2030) nog niet zal leiden tot aanzienlijke volumes CO₂. Sommige partijen geven aan hier onderzoek naar te doen, anderen noemen in contact te zijn met potentiële afnemers. Vrijwel allemaal geven ze aan dat dit in de komende jaren om kleine volumes zal gaan. Omdat deze volumes kleiner zijn dan de minimum schaalgrootte voor afvang, is CCU op het moment geen aanjager van afvang. Alle partijen geven aan natuurlijk open te staan op termijn (een deel) van de CO₂ te gaan leveren voor benutting in plaats van op te slaan.

CO₂ over de grens: kansen voor opschaling, maar hindernissen bij de landsgrenzen

Er wordt verwacht dat de afvanginitiatieven in het Ruhrgebied en de regio Antwerpen minder snel zullen ontwikkelen dan in Nederland, vooral door het ontbreken van stimuleringsbeleid (een regeling die lijkt op de Nederlandse SDE++). Toch zegt een aantal partijen dat actief zoekt naar CO₂ om te transporteren en/of op te slaan dat er vergaande gesprekken zijn met partijen in Duitsland en België. Hierbij lijkt aanbod uit de regio Antwerpen eerder verwacht (vanaf circa 2026) dan Duitsland (vanaf circa 2030). In Duitsland krijgt CCS pas recent (vorig jaar) serieuze aandacht.

Consolidatie van CCS-initiatieven

De CCS-initiatieven lijken elkaar op te zoeken en toe te werken naar samenwerking. Dit wordt gedreven door de hoge kosten voor infrastructuur, synergievoordelen en de ruimtelijke inpasbaarheid van infrastructuur en op- en overslagfaciliteiten. Dit kan het realiseren van 'een landelijk netwerk' voor CO₂ versnellen.

4.2.2 Industriële clusters

Veel bevindingen uit de interviews zijn algemeen en landelijk. Zie de voorgaande sub-paragraaf. Een aantal zijn echter specifiek voor een industrieel cluster. Deze geven we in deze paragraaf. Het vult de feitelijke data uit §2.3 en Bijlage B aan.

Rotterdam - Moerdijk

In deze regio speelt het meest vergevorderde CCS initiatief Porthos een belangrijke rol. Er zijn echter veel meer partijen die willen afvangen dan de capaciteit van Porthos kan bieden. De regio wordt gezien als een centraal punt voor CCS omdat hier de grootste concentratie CO₂-emissie van Nederland is, het een gunstige ligging heeft voor aanlevering per schip en er ook ruimte is voor een op- en overslag terminal. Andere regio's kijken bij buisleidingstransport al gauw naar een leiding die in Rotterdam aansluit en bij scheepstransport naar overslag in Rotterdam.

Omdat Porthos I nu al 'volgeboekt' is met CO₂ van de Porthos aandeelhouders en meer partijen afvang zien zitten, is er ook in deze regio belangstelling voor transport per schip. Wanneer dit direct op een zeeschip kan worden geladen, heeft dit voordelen ten opzichte van locaties aan rivieren waarbij een extra overslag van binnenvaart- naar zeeschip nodig is (via terminal of boord-boord overslag).

De Porthos leiding gaat naar de velden P18-2 en P18-4 met een totale opslagcapaciteit van circa 37 Mton. Met de beoogde 2,5 Mton per jaar is dit voldoende voor de komende 15 jaar, maar het beperkt wel de uitbreiding. De transportinfrastructuur laat circa 5 Mton per jaar toe. Met dit volume zal wel snel uitgebreid moeten worden naar andere velden.

In de regio zijn specifieke afvangkansen in de productie van waterstof (bij gasproducenten en raffinaderijen).

Noord-Nederland

In Noord-Nederland is meer dan 90% van de emissies van elektriciteitsopwekking door grote energiecentrales. Dit zijn gascentrales van verschillende leeftijden en een grote kolencentrale.

Omdat er nu geen financiële ondersteuning is voor de afvang van CO₂ bij elektriciteitsopwekking, zijn de korte-termijn kansen voor afvang van CO₂ gering.

Een specifieke kans is de grootste emittent (0,4 Mton) van de Industrie in Noord-Nederland: BioMCN in Farmsum (Delfzijl).

Noordzeekanaalgebied

In het Noordzeekanaalgebied (inclusief Amsterdamse Westelijke havengebied) is één dominante emittent: Tata Steel en de bijbehorende Vattenfall centrales (Velzen en IJmond) met een gezamenlijke emissie van circa 12 Mton per jaar (zie ook Tabel 2 op pagina 6)³⁷. De plannen voor de buisleidinginfrastructuur worden gevormd binnen het Athos initiatief. Naast Tata Steel zijn er weinig andere grote emittenten. De grootste in het Amsterdamse Westelijke havengebied is de Hemwegcentrale van Vattenfall, maar deze is recent gesloten (emissies in 2020 circa nog 840 kton, na jaren van 3 - 4 Mton per jaar). Verder lijkt AEB (een AVI; zie ook de algemene opmerkingen daarover) een mogelijke kandidaat voor aansluiten. Dit gaan om bijna 1,5 Mton totaal waarvan 0,5 Mton fossiel.

³⁷ Medio september heeft Tata Steel bekend gemaakt versneld te willen overstappen op de productie van staal met waterstof en de CCS-plannen zoals deze ontwikkeld werden te stoppen. Hiernee lijkt er aanzienlijk minder CO₂ te worden afgevangen tot 2030 dan in deze studie is aangenomen. Omdat deze studie inhoudelijke al was afgerond, de hardheid van deze keuze van Tata Steel voor ons nog onduidelijk is en de precieze consequenties (mogelijk is er nog wel een deel CCS door blauwe waterstofproductie) nog niet bekend zijn, hebben we in overleg met het Ministerie van EZK besloten de studie niet aan te passen op dit nieuws.

In deze regio speelt ook de bestaande OCAP leiding (zie Figuur 3) een rol waarmee nieuwe infrastructuur concurreert. Zeker in het Westelijke Havengebied speelt dit als alternatief (onder andere voor AEB).

Tot slot lijkt deze regio te dichtbevolkt voor grootschalige op- en overslag infrastructuur. De huidige druk op de omgeving van Tata Steel lijkt een dergelijke ontwikkeling ook lastig te maken. De realisatie van een 'CO₂-hub' met opslag van CO₂ en kadefaciliteiten lijkt hier daarom niet gerealiseerd te worden.



Figuur 3: Het OCAP tracé (de groene lijn (bron: www.ocap.nl))

Chemelot

Chemelot heeft aanzienlijke emissies (gezaamenlijk bijna 5 Mton per jaar). De site ligt ver van de kust ten opzichte van de bovengenoemde industriële clusters.

Uit interviews en openbare bronnen blijkt er op Chemelot en omliggende gemeenten slechts één bedrijf – OCI - dat CO₂ wil laten opslaan. De voor opslag bestemde hoeveelheid zal 0,5 Mton/jaar bedragen tussen 2025 en 2028 en zal daarna 0,8 Mton CO₂/jaar bedragen. Voor andere bronnen op Chemelot, van o.a. Sabc, wordt CCS niet gezien als een aantrekkelijke optie.

Er wordt zowel gewerkt aan transport van CO₂ per schip als ook een buisleidingtransport. Algemeen wordt aangenomen dat het laatste niet tijdig gerealiseerd zal worden voor de huidige afvangplannen (circa 2025) waardoor eerst wordt ingezet op transport per schip.

Smart Delta Resources

Vanuit de North Sea Port organisatie is een studie uitgezet voor het opstellen van een plan om tegen 2030 jaarlijks bijna een derde van de totale CO₂-uitstoot uit het gebied van Smart Delta Resources en het aanpalende Vlaamse gebied langs het Kanaal Gent – Terneuzen (6,5 miljoen ton) op te slaan in lege gasvelden. Er zou ten laatste tegen 2026 een infrastructuur moeten zijn om vloeibare CO₂ te kunnen vershippen. Daarbij is onder andere gekeken naar één grote terminal of twee kleinere terminals.

Er lijkt niet te worden gekozen voor afvoer van CO₂ naar Rotterdam, maar voor afvoer per schip vanuit Zeebrugge naar gasvelden op het Noorse en Britse deel van de Noordzee.

Het 6e cluster

Uit de emissiecijfers per inrichting (zie Tabel 2 en bijlage) en de sectoren met goede CCS-kansen blijkt dat veruit de meeste inrichtingen waarbij CO₂-afvang kansrijk is binnen één van de vijf Nederlandse industriële clusters liggen. De interviews en andere gesprekken (ook met bedrijven in het 6^e cluster) bevestigen dat CCS nauwelijks overwogen wordt door bedrijven buiten deze vijf clusters, met uitzondering van AVI's. We verwachten daarom geen CCS bij industriële bedrijven die niet in één van de vijf industriële clusters, elders aan de kust of aan een grote waterweg liggen.

Ruhrgebied

In het Ruhrgebied is veel industrie met aanzienlijke emissies (circa 40 Mton; dit is iets meer dan het Rotterdam - Moerdijk cluster van 36 Mton) en goede kansen voor CO₂-afvang, waaronder staal- en cementproductie. Toch zijn de plannen voor afvang minder concreet dan in Nederland. In de interviews wordt ontbrekend stimuleringsbeleid en 'minder aandacht' voor CCS in Duitsland genoemd als belangrijkste reden. Duitsland zet wel sterk in op waterstof.

Geïnterviewden verwachten wel dat als er CCS gaat plaatsvinden in Duitsland, dat dit dan in het Ruhrgebied zal zijn. Omdat de plannen nog niet ver gevorderd zijn, worden er weinig jaartallen genoemd, behalve een voorzichtige verwachting dat er voor 2035 wel afvang zal plaatsvinden.

Antwerpen

Het Antwerpse Havenbedrijf ontwikkelt in het project 'Antwerp@C' samen met 7 bedrijven³⁸ uit de chemie- en energiesector plannen voor de implementatie van CO₂-afvang en –afvoer in de Antwerpse haven. Het consortium heeft de ambitie om per 2030 de CO₂-emissies in de haven met ongeveer 50% te reduceren van ruim 18 Mton/jaar naar circa 9 Mton/jaar door toepassing van CO₂-afvang.

Het plan omvat op hoofdlijnen de volgende onderdelen:

- Het ontwikkelen van een centrale CO₂-buisleiding op zowel de linker- als rechteroever van de Schelde, waarop individuele bedrijven afgevangen CO₂ kunnen afzetten.
- Het ontwikkelen van verschillende gemeenschappelijke behandelingsinstallaties voor het opwerken van afgevangen CO₂.
- Ontwikkelen van zowel procesinstallaties als infrastructuur voor afvoer van afgevangen CO₂ met oog op eeuwigdurende opslag:
 - a) ontwikkelen van een pilotinstallatie voor de productie van methanol;
 - b) ontwikkelen van een gemeenschappelijke infrastructuur voor de afvoer van CO₂ ten behoeve van eeuwigdurende opslag:
 - ontwikkelen van een gemeenschappelijke installatie voor het vloeibaar maken van CO₂;
 - tussentijdse opslag van CO₂ in vloeibare vorm;
 - grensoverschrijdend vervoer van CO₂ via pijpleidingen naar Rotterdam of vervoer per schip naar het Verenigd Koninkrijk of naar Noorwegen;
 - CO₂ opslaan: CO₂ permanent opslaan in lege gasvelden onder de zee of een watervoerende laag in de ondergrond.

Een lopende studie naar de meest optimale configuratie van afvang en infrastructuur in de haven zelf wordt voor de helft bekostigd door de Europese Unie. Een indicatie voor additionele Europese steun en steun vanuit Vlaamse en Federale Belgische overheden voor de investeringskosten wordt naar verwachting in het tweede kwartaal van 2021 verwacht.

³⁸ Het consortium bestaat uit behalve uit het Havenbedrijf uit Air Liquide, BASF, Borealis, ExxonMobil, INEOS, Fluxys en Total.

Onderzoek naar grensoverschrijdend transport wordt uitgevoerd binnen twee verschillende initiatieven uit:

- Het CO2TransPorts-project voor een pijpleiding naar Rotterdam;
- Het Northern Lights-project voor transport naar Noorwegen per schip.

Onderzoek voor de Antwerpse haven naar regionale infrastructuur en grensoverschrijdend transport van CO₂ lijkt te worden gecombineerd met onderzoek naar deze onderwerpen in het North Sea Port gebied. In een artikel in De Standaard van maart 2021 worden beide projecten gezamenlijk besproken. In een 'infographic' in dit artikel is overigens de optie van transport van CO₂ naar Rotterdam niet aangegeven. Er lijkt te worden ingezet op afvoer per schip vanuit Zeebrugge.

4.3 CCS-plannen en -ambities elektriciteit- en afvalsector

We verwachten dat een aantal afvalverbrandingsinstallaties (AVI's) CCS zullen gaan toepassen. De AVI's die nu al afvangen³⁹ doen dit deels op vrij kleine schaal en leveren de CO₂ binnen de bestaande vloeibare CO₂-markt. Een duidelijk voordeel van afvang bij AVI's is dat een deel van het CO₂ (voor 2021 vastgesteld op 61,7%) uit biogeen koolstof voorkomt. Dit komt vrij bij een activiteit die sowieso plaatsvindt (verwerken afval), zonder dat er sprake is van de inzet van 'schone biomassa'. Wanneer deze CO₂ ondergronds wordt opgeslagen (CCS) of voor langere tijd wordt vastgelegd in producten (CCU) is er sprake van negatieve emissies.

Afvang bij afvalverbranding: de eerste realisaties van afvang

De afvalverbrandingsinstallaties (AVI's; ook wel AEC's: afvalenergiecentrales) verbranden afvalstromen uit voornamelijk Nederland. Binnen deze sector vinden de eerste afvangprojecten plaats, hoewel het relatief kleine volumes betreft. Daarnaast ontwikkelt een groot deel van de AVI's CCS / CCU plannen. De huidige installaties leveren aan de glastuinbouw waar het andere CO₂-bronnen voor bemesting van kassen vervangt. In deze sector is behoefte aan 1,5 - 2 Mton per jaar (nu tot 2030; zie ook het Klimaatakkoord). Er zijn ook tegengeluiden: Geen CO₂ naar de glastuinbouw omdat het dan alsnog de atmosfeer in gaat.

Van de totale CO₂-emissies van de AVI's bevat circa 1/3 biogene koolstof waardoor er deels sprake is van negatieve emissies. Dit is een aantrekkelijke vorm van negatieve emissies omdat het buiten de discussie over de duurzaamheid van de inzet van biomassa voor energie valt.

Ook deze sector noemt het ontbreken van financiële waardering voor negatieve emissies als een knelpunt. Tot slot wordt genoemd dat de toepassing van het 2/3 fossiele CO₂ binnen de glastuinbouw niet leidt tot minder CO₂-heffing.

Afvang bij elektriciteitsproductie: lastige combinatie met 'van het gas af' en sluiten kolencentrales

De elektriciteitssector lijkt verdeeld over CCS. Bij gascentrales lijkt er weinig animo voor CCS om wisselende redenen, waaronder de lage CO₂-concentratie in rookgassen (dus kostbare afvang) in combinatie met het betrekkelijk eenvoudig overstappen op waterstof, het nog steeds gebruiken van een fossiele brandstof (end-of-pipe oplossing), de noodzaak 'van het gas af' te gaan en het ontbreken van financiële ondersteuning. Ook de verwachting dat gascentrales steeds minder in vollast ingezet zullen worden vermindert de kansen voor CO₂-afvang. CO₂-afvang en start-stop-bedrijf of wisselende belasting zijn lastig te combineren omdat de regelsnelheid van het afvangproces aanzienlijk lager is dan de regelbaarheid van de elektriciteitsproductie.

Hierbij wordt opgemerkt dat de waardering voor flexibel regelbaar vermogen (te) gering is.

³⁹ Het betreft afvang op commerciële schaal bij AVR Duiven, bij Twence en HVC Alkmaar afvang op bescheiden schaal van enkele kilotonnen per jaar.

De exploitanten van kolencentrales zullen niet in CCS investeren wanneer zij de komende jaren verplicht worden te stoppen met het stoken van kolen (het verbod is stoppen met kolen; dus ook niet kolen met afvang). De investeringen zijn dan niet meer terug te verdienen. Voor kolencentrales lijkt omschakelen naar een andere brandstof, wat dan biomassa zal zijn, de enige weg.

RWE heeft plannen om haar beide centrales open te houden en volledig over te schakelen op biomassa. Voor de Amer 9 centrale is bijvoorbeeld een contract met de gemeente Breda afgesloten voor warmtelevering tot en met 2040. Voor de Eemshavencentrale is vergunning verleend voor verdubbeling van de mee te stoken hoeveelheid biomassa (van de huidige 15% naar 30% op energie-inhoud). Vanwege de afschaffing van de subsidie op mee- en bijstoken van houtige biomassa zal de als brandstof in te zetten biomassa uit reststromen (moeten) bestaan, waarmee tegen concurrerende kosten elektriciteit en warmte kan worden geproduceerd. RWE werkt vanuit dat perspectief (bijvoorbeeld) aan een brandstofketen gebaseerd op reststromen van suikerrietteelt in Brazilië. RWE wil gebruik van biomassa als brandstof op termijn gaan combineren met cascadering en CO₂-afvang⁴⁰.

Het afvangen van CO₂ uit biomassa (BECCS) kan maatschappelijk gezien een aantrekkelijke maatregel zijn, maar de haalbaarheid hangt sterk af van de maatschappelijke en politieke acceptatie van geïmporteerde secundaire biomassa uit regio's met duurzaamheidsuitdagingen als brandstof.

In het Verenigd Koninkrijk zijn verder gevorderde plannen voor CCS bij elektriciteitsproductie dan in Nederland waar vooral op de industrie wordt ingezet.

⁴⁰ Zie bijvoorbeeld: <https://petrochem.nl/geen-sprake-van-sluiting-eemshavencentrale/>

5 De CO₂-transport en -opslagbehoefte (scenario's)

In dit hoofdstuk brengen we de schetsen van de emissies (hoofdstuk 2), de theoretisch beste CCS-kansen (hoofdstuk 3) en de actuele en praktische realiteit uit de interviews (hoofdstuk 4) samen in een aantal scenario's.

5.1 Afvangscenario's

Uit de literatuurstudie (hoofdstuk 3) en de bevindingen van de interviews (hoofdstuk 4) leiden we een viertal scenario's af. Deze scenario's geven de invloed van toekomstige ontwikkelingen die van invloed zijn op de afvang van CO₂ én een onzekerheid kennen. De scenario's zijn voorstellingen van de toekomst; geen voorspellingen.

We beschrijven de scenario's hieronder in Tabel 15 kort. Een nadere beschrijving en de uitkomsten van de scenario's volgen in de volgende subparagrafen. Hierbij beschrijven we telkens:

- **Uitgangspunten:** Wat zijn de externe factoren en omstandigheden die van invloed zijn op CO₂-afvang. Voorbeelden zijn beleid en marktprijzen. Deze factoren volgen vooral uit de hoofdstukken 2 en 3.
- **Uitwerking:** Hoe verwachten we dat 'de industrie' zal reageren op deze externe factoren en omstandigheden. Waar zal afvang volgens ons gerealiseerd worden en waar niet? Dit volgt vooral uit hoofdstuk 3 en hoofdstuk 4 (interviews).
- **Resultaten:** De gevolgen vertalen we naar tonnen CO₂-afvang en afvanglocaties. Deze vertaling volgt uit de gegevens van vooral hoofdstuk 2, aangevuld met inzichten uit de interviews (hoofdstuk 4).

Tabel 15: Drie afvangscenario's

Scenario	Beknopte beschrijving	Uitwerking
Business As Usual (BAU)	Bestaand beleid, voortzetting huidige trends en gematigde CO ₂ -prijs. Dit is het referentiescenario.	§ 0
Hoge ETS-prijs	BAU, maar dan met sterk stijgende CO ₂ -prijs binnen het ETS tot € 200 / ton in 2035.	§ 5.1.2
Import uit buitenland	BAU, maar dan met import van CO ₂ vanuit het buitenland.	§ 5.1.3
Maximale afvang	Een hoge ETS-prijs én import vanuit het buitenland	§ 5.1.4

Sterk vereenvoudigd is afvang economisch rendabel wanneer: CO₂-prijs > afvang- en transportkosten. We kunnen niet stellen dat er in dat geval altijd gekozen wordt voor CCS omdat dit afhangt van de decarbonisatie alternatieven voor afvang. Hoe alternatieve technieken (elektrificatie, waterstof, etc.) zich ontwikkelen ten opzichte van CCS valt buitende de scope van deze studie. De jaarlijks gepubliceerde 'zeef' [3] geeft inzicht in deze afweging. De afgelopen jaren bleken de alternatieven niet kosteneffectiever dan CCS. In onze scenario's gaan we er daarom vanuit dat dit binnen de zichtperiode (tot 2035) zo blijft.

5.1.1 BAU of referentiescenario

Uitgangspunten

In dit basisscenario gaan we uit van de industriële productie, voortzetting van trends en bestaand beleid. Dit betekent de 2021 SDE++ subsidieregeling, de huidige CO₂-heffing industrie, een ETS-prijs van € 50 - € 75 €/ton in de periode 2025 - 2035 en het Klimaatakkoord. Er is het CCS-subsidieplafond uit het Klimaatakkoord van 10,2 Mton CO₂ bestaande uit⁴¹:

- 7,2 Mton voor de industrie (exclusief afvang bij Tata Steel in IJmuiden)⁴²
- 3,0 Mton/jaar voor de energiesector, inclusief hoogovengas gestookte energiecentrales⁴³

Wanneer de kosten per afgevangen ton CO₂ afnemen (dat kan tot nul) door een hogere ETS-prijs, kan voor hetzelfde bedrag meer tonnen afvang gesubsidieerd worden. Omdat het subsidieplafond betrekking heeft op tonnen CO₂ en niet op budget, zal dit niet gebeuren.

Uitwerking

De economisch meest rendabele CCS-kansen, het laaghangend fruit, zoals we in hoofdstuk 3 schetsen worden in dit scenario gerealiseerd. De huidige SDE++ subsidieaanvragen bevestigen dit. Er zijn vooral aanvragen voor:

- Het afvangen van CO₂ bij bestaande waterstofproductie binnen en buiten de raffinagesector;
- Het afvangen en opslaan van CO₂ bij ammoniakproducenten;
- Het afvangen van CO₂ bij staalproductie.

Deze afvangprojecten lijken in de komende jaren gerealiseerd te worden en rond 2025 in bedrijf te komen.

Omdat er niet meer gesubsidieerd wordt dan 10,2 Mton, de afvangkosten in de periode 2025 - 2035 niet sterk zullen dalen en de ETS-prijs onder het niveau blijft waarbij zonder subsidie afgevangen zal worden, blijft alleen de CO₂-heffing industrie over als prikkel voor ongesubsidieerde afvang. Omdat algemeen wordt aangegeven dat een CO₂-prijs 'ruim boven 100 €/ton' nodig is voor rendabele ongesubsidieerde afvang, verwachten we geen ongesubsidieerde afvang. De CO₂-heffing industrie loopt op tot € 125/ton in 2030, maar er is geen bestaand beleid binnen het laatste deel van onze zichtperiode (2030 - 2035).

Er wordt geen CO₂ vanuit Duitsland of België naar Nederland getransporteerd. Dit komt omdat met bestaand beleid en wet- en regelgeving (ontbreken bilaterale overeenkomsten) dit niet mogelijk is. Daarnaast zijn er in deze landen geen exploitatiesubsidies die afvang stimuleren.

Een overzicht van afvanginitiatieven is elders in dit rapport opgenomen. De initiatieven zijn in het algemeen al door de initiatiefnemers in de pers aangekondigd.

In het overzicht opgenomen initiatieven betreffen:

- Het vanaf circa 2025 operationeel wordende Porthos 1 project met een totale hoeveelheid van 2,5 Mton CO₂/jaar. Hiervan zal circa 1 Mton afkomstig zijn van Shell Pernis en circa 1 Mton van waterstofproductie bij producenten van industriële gassen. Daarnaast is er een initiatief bij ExxonMobil en bij andere – niet altijd bij Royal HaskoningDHV bekende – partijen uit de chemische industrie in het

⁴¹ Op Prinsjesdag 2021 is bekendgemaakt dat het kabinet dit plafond wil ophogen met maximaal 2,5 Mton CO₂. Omdat deze studie inhoudelijke al was afgerond, hebben we besloten de studie niet aan te passen op dit nieuws.

⁴² Zie: https://www.klimaatakkoord.nl/documenten/publicaties/2019/06/28/klimaatakkoord_bijlage_C3.3.10_Inzet_van_afvang_en_opslag_CO2, tekstvak op bladzijde 107 (BOX: Inperkingen CCS).

⁴³ <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/kamerstukken/2021/07/05/kamerbrief-over-rol-staatsdeelnemingen-in-ccs> en voetnoot 52 in bijlage C3.3.10 - Inzet van afvang en opslag CO₂ - van het Klimaatakkoord: "Het plafond betreft hier de industriële CCS (red., de 7,2 Mton CO₂/jaar), CCS voor de elektriciteitssector (zoals het geval bij NUON hoogovengascentrales) kent een apart plafond van 3 Mton.

cluster. De afgevangen CO₂ zal per buisleidingen op land en offshore naar opslaglocaties op de Noordzee worden getransporteerd.

- De initiatieven binnen het cluster Smart Delta Resources (Zeeland). Deze initiatieven bij Zeeland Refinery (0,8 Mton/jaar), DOW (1,7 Mton/jaar) en Yara zullen circa 3,5 Mton CO₂/jaar gaan leveren voor opslag:
 - Bij Zeeland Refinery zal CO₂ bij de waterstoffabrieken worden afgevangen met het Cryocap FG (flue gas) proces van Air Liquide. De afvanginstallaties moeten uiterlijk 2030 operationeel zijn, maar waarschijnlijk al eerder, rond 2027.
 - DOW wil vanaf 2026 1,4 Mton CO₂/jaar afvangen middels pre-combustion bij conversie van stookgas uit de stoomkrakers naar waterstof. Vanaf 2030 zal daar volgens het door DOW gepresenteerde stappenplan 0,3 Mton/jaar bijkomen uit etheenoxide productie.
 - Yara zal voor 2030 circa 0,9 Mton/jaar aan CO₂ voor eindberging gaan aanbieden. Mogelijk dat de vanuit Yara voor opslag aangeboden hoeveelheid CO₂ na afloop van het contract voor levering van CO₂ voor afzet bij derden met 0,4 – 0,5 Mton/jaar toeneemt. Dit laatste nemen we niet mee in de verdere analyse in verband met de onzekerheid hierin.
Het is nog niet openbaar bekend hoe de CO₂ vanaf de bron naar eindberging op de Noordzee zal worden getransporteerd.
- Het Everest initiatief bij Tata Steel IJmuiden, waarin circa 5 Mton CO₂/jaar voor eindberging zal worden afgevangen⁴⁴. De ambitie van Tata Steel is om dit initiatief vanaf 2027 commercieel operationeel te hebben. De afgevangen CO₂ zal per buisleiding afgevoerd worden.
- Afgang bij OCI in Geleen is in eerste instantie 0,5 Mton/jaar. Na afloop van het contract voor levering van CO₂ voor afzet bij derden zal dit 0,8 Mton/jaar bedragen. OCI wil vanaf 2025 CO₂ per binnenvaartschip laten afvoeren richting opslaglocaties onder de zee.
Er is nog niet besloten of naar Rotterdam of naar Antwerpen zal worden gevaren en of de CO₂ daar in een buisleiding voor offshore transport zal worden geïnjecteerd of dat de CO₂ in grotere, zeewaardige schepen zal worden overgeslagen.
- De AVI's zullen kleinere hoeveelheden gaan afvangen. Op basis van gegevens uit hoofdstuk 2.4.2 en interviews schatten we dit in als volgt:

○ AVR Duiven (6e cluster):	60 kton vanaf heden
○ AVR Rozenburg (Rotterdam - Moerdijk):	500 kton, 2025 (aannames startjaar)
○ HVC Alkmaar (6e cluster)	75 kton, 2030 (aannames startjaar)
○ AEB (Noordzeekanaalgebied)	450 kton, 2030 (aannames startjaar)
○ SUEZ Roosendaal (6e cluster)	175 kton, 2024 (bron: MER)

Doordat in de beoogde opzet van het Everest-initiatief (afvang bij Tata Steel) niet 3, maar minimaal⁴⁵ 5 Mton CO₂ uit hoogovengas zal worden afgescheiden is de totale hoeveelheid CO₂ in dit scenario circa 2 Mton/jaar groter dan de onder SDE++ subsidiabele hoeveelheid CO₂.

Voor de in de tabel voor ammoniakproductie genoemde cijfers is nog geen rekening gehouden met de 0,7 – 0,8 Mton/jaar aan CO₂ die in de huidige situatie door de ammoniakproducenten wordt geleverd aan omliggende tuinbouwbedrijven en aan handelaren voor levering aan derden. Mogelijk zal deze in de toekomst ook worden aangeboden voor eindberging.

Een combinatie van afgevangen hoeveelheden en kostenindicaties per type CO₂-bron is opgenomen in Tabel 16 (zie ook Bijlage D over afvangkosten).

⁴⁴ In het meest recente ontwerp van het Everest concept wordt 6 Mton CO₂/jaar afgevangen

⁴⁵ In het meest recente ontwerp wordt uitgegaan van 6 Mton/jaar aan afgevangen CO₂.

Naast de in de tabel verdisconteerde initiatieven is er in Rotterdam nog het H-Vision initiatief, dat onder andere door BP, Shell en Air Liquide wordt ontwikkeld. Het initiatief betreft conversie van raffinaderijgas naar H₂ en voor eindberging bestemd CO₂. In de beoogde 'reference scope' zal 5,5 Mton CO₂/jaar worden afgevangen. Dit initiatief komt echter niet in aanmerking voor subsidie en het is onduidelijk of het doorgaat.

Tabel 16: Afgevangen hoeveelheden en aangenomen afvangkosten in het BAU scenario

	Hoeveelheid (Mton CO ₂ /jaar)			specifieke afvangkosten (€/ton CO ₂)
		tot		
PER+ en NH ₃ -productie	2,4		3,4	20
H ₂ -productie (SMR) -gasproducenten + raffinaderijen				
uit procesgas		1,0		50
uit rookgas		0,8		60
Hoogovengas pre-combustion		5,0		55
AVI's - geen correctie voor importheffing		1,0		70
Rookgassen ketels, fornuizen		0,2		80
Pre-combustion stookgassen		1,4		
	11,8	tot	12,8	

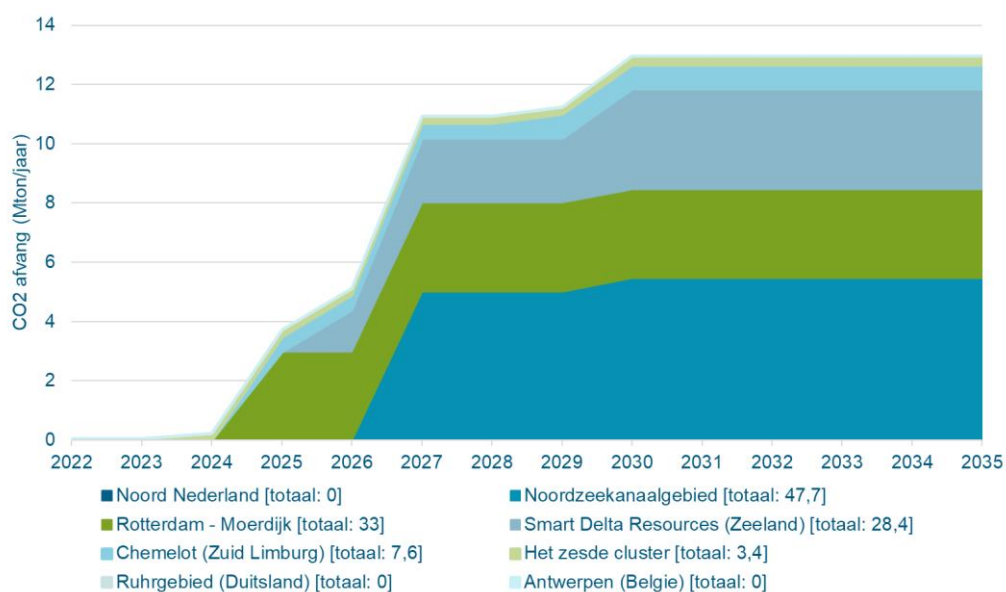
Resultaten

De resultaten van het BAU referentiescenario, zoals hierboven uitgewerkt, zijn in onderstaande Tabel 17, Figuur 4 en Figuur 5 samengevat.

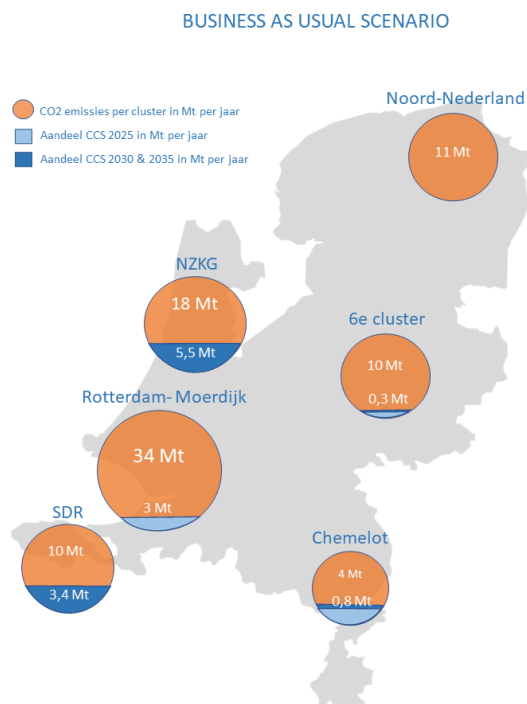
Tabel 17: Resultaten van het BAU referentiescenario (totalen clusters in vet; daaronder verdeling naar procestype)

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	Som 2022 - 2035
Noord Nederland	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Noordzeekanaal- gebied	0	0	0	0	0	5	5	5	5,45	5,45	5,45	5,45	5,45	5,45	47,7
- Basismetalaalindustrie						5	5	5	5	5	5	5	5	5	45
- AVI's									0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	2,7
Rotterdam - Moerdijk	0	0	0	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	33
- H2 productie (incl. bij raffinaderijen)				2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	22
- Chemie overig				0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	5,5
- AVI's				0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	5,5
Smart Delta Resources (Zeeland)	0	0	0	0	1,4	2,2	2,2	2,2	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	28,4
- H2 productie						0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	7,2
- Stoomkrakers					1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	14

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	Som 2022 - 2035
- Ethyleenoxide productie									0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	1,8
- NH3 productie									0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	5,4
Chemelot (Zuid Limburg)	0	0	0	0,5	0,5	0,5	0,5	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	7,6
- NH3 productie				0,5	0,5	0,5	0,5	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	7,6
Het zesde cluster	0,06	0,06	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	3,4
- AVI's	0,06	0,06	0,24	0,24	0,4	0,24	0,24	0,24	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	3,4
Ruhrgebied (Duitsland)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Antwerpen (België)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Totaal:	0,06	0,06	0,24	3,74	5,14	10,9	10,9	11,2	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	120,1



Figuur 4: Resultaten van het BAU referentiescenario



Figuur 5: Het aandeel CCS per industrieel cluster in het BAU scenario

5.1.2 Hoge ETS-prijs

Uitgangspunten

Dit scenario is gelijk aan het BAU scenario, met uitzondering van de CO₂-prijs. Binnen dit scenario loopt de ETS-prijs sterk op tot 100 Euro per 2025, 150 in 2030 en 200 in 2035. De prijs ligt hoger dan de CO₂-heffing industrie die daarom niet meer van belang is.

Bij deze prijs verwachten we enerzijds versnelde ontwikkeling van koolstofarme technologie, maar ook vaker de keuze voor CO₂-afvang.

Omdat afvang bij grotere installaties (> 120 kton CO₂/jaar) ook zonder subsidie kan vanaf een CO₂-prijs van circa € 120 – 130 per ton CO₂, zal het plafond van 7,2 Mton ook geen rol meer spelen. Deze grens volgt uit de interviews en ligt in lijn met waar de SDE++ regeling vanuit gaat.

We nemen aan dat er geen CO₂ vanuit België en Duitsland per buisleiding naar Nederland wordt getransporteerd. Dit komt omdat met bestaand beleid en wet- en regelgeving (ontbreken bilaterale overeenkomsten) dit niet mogelijk is.

Uitwerking

In de bouwmaterialensector, voedingsmiddelenindustrie en papierindustrie (zie Tabel 3 op pagina 8 voor de emissies) wordt de voorkeur gegeven aan andere typen maatregelen om CO₂-emissies te reduceren, zoals warmtepompen en elektrificatie.

Bij raffinaderijen, stoomkrakers, ammoniakproductie, waterstofproductie en staalproductie wordt het bij genoemde ETS-prijzen echter economisch rendabel om CO₂-afvang toe te passen voor zowel geconcentreerdere gasstromen als voor rookgassen van grotere fornuizen en ketels. Ook bij grotere en geconcentreerdere CO₂-bronnen in de overige chemie zal CO₂-afvang worden toegepast.

De totale afgevangen hoeveelheid CO₂ voor opslag zal naar verwachting zo'n 32 Mton/jaar bedragen.

Hieronder is in hoofdlijnen weergegeven hoe CCS naar onze inschatting in de verschillende sectoren zal worden geïmplementeerd in dit scenario:

Raffinaderijen

In dit scenario is aangenomen dat vanaf 2025 volledige afvoer naar opslag van geconcentreerde CO₂ (1 Mton/jaar) plaatsvindt. Vanaf circa 2029 - 2030 is de ETS-prijs zodanig hoog, dat afvang van procesemissies bij FCC-installaties (1 Mton/jaar) rendabel is.

Implementatie van pre-combustion op basis van raffinaderijgas en aardgas wordt, uitgaande van afvangkosten van €90 – €95 per ton CO₂ (zie H-Vision, 'as usual' scenario), kort na 2030 relevant en levert circa 8 Mton/jaar aan CO₂ voor eindberging, inclusief CO₂ uit aardgas).

Er is geen rekening gehouden met eventuele sluiting van de minder complexe raffinaderijen en de raffinaderijen die niet zijn geïntegreerd met petrochemische activiteiten (zie ook studie Clingendael uit 2016 [34]). Er is daarnaast aangenomen dat energiebesparingsmaatregelen worden genivelleerd door extra emissies uit additionele procesinstallaties, die nodig zijn om brandstoffen te kunnen opwerken tot de specificatie-eisen uit aangescherpte Europese wetgeving op dit terrein (zie VNCI-routekaart). Ook de 450 MW door Shell en BP geplande elektrolysecapaciteit heeft weinig invloed op de beschikbaarheid van waterstof en de CO₂-emissies van de raffinaderijsector. De geproduceerde waterstof zal ook nodig zijn voor verder verbeteren van de kwaliteit van brandstoffen.

De resterende energievraag is vergelijkbaar met het huidige niveau, maar door energieverlies bij pre-combustion afvang en H₂-productie (rendement 78%, zie H-vision rapport [35]) is additionele inzet van aardgas nodig. Hierdoor neemt de totale af te voeren hoeveelheid CO₂ toe tot circa 11 Mton.

Stoomkrakers

Omdat ook bij elektrisch stoomkraken nog steeds stookgas wordt geproduceerd, de technologie van elektrisch kraken anno 2030 nog steeds in ontwikkeling is, bestaande kraakfornuizen pas bij turn arounds zullen worden vervangen en omdat het voor elektrificatie benodigde elektrisch vermogen en gerelateerde transportcapaciteit (meerdere duizenden MW per locatie) niet snel beschikbaar zal zijn, wordt toch geïnvesteerd in CO₂-afvang.

Er is aangenomen dat analoog aan het aangekondigde initiatief bij DOW ook bij de beide andere krakercomplexen gedeeltelijke afvang van CO₂ middels pre-combustion op stookgas zal plaatsvinden.

Ammoniakproductie

Er is afvang uit het proces, maar vanaf 2027 ook bij de fornuizen. Dit levert circa 4,4 Mton/jaar aan CO₂ voor eindberging op.

Er is bij ammoniakproducenten in de voor opslag beschikbaar gestelde hoeveelheid CO₂ rekening gehouden met inzet van waterstof uit andere bronnen:

- De hoeveelheid van het 'Haddockproject' bij Yara Sluiskil bespaart maximaal 115 kton/jaar aan CO₂-emissie. Er is nog geen zicht op opschaling.
- Het FUREC (Fuse Reuse Recycle) initiatief van RWE en OCI in Geleen voor productie van waterstof op basis van afval geeft een directe reductie van CO₂-emissies bij OCI van circa 380 kton/jaar.

H₂-productie bij industriële gassenproducenten

Maximale CO₂-afvang van procesemissies en emissies uit ondervuring (circa 1,5 Mton/jaar) lijkt al vanaf circa 2025 aantrekkelijk, gezien de kostenindicatie voor het Cryocap FG concept van €50/ton CO₂.

Staalproductie

Implementatie van het Everest project bij Tata Steel IJmuiden levert vanaf 2027 6 Mton/jaar aan CO₂ voor eindberging.

Staalproductie via het hoogovenproces wordt deels vervangen door directe reductie met H₂ geproduceerd uit het Everest project en aardgas. De daarbij vrijkomende circa 0,9 – 1,0 Mton/jaar⁴⁶ aan CO₂ kan in principe met een amineproces voor 90% worden afgevangen.

Overige chemie

Bij diverse bedrijven met grotere fornuizen wordt circa 2 Mton/jaar aan CO₂ afgevangen. Dit is op basis van onze inschatting van de kansen bij individuele bedrijven waarvan 80% van de emissies in het cluster Rotterdam - Moerdijk (9 bedrijven) vallen en 20% in Noord-Nederland (2 bedrijven). We schatten dat dit start vanaf 2030 (CO₂-prijs > 150 €/ton). Dit gaat om 1,4 Mton in 2027 en nog eens 0,6 Mton in 2030.

Afvalverwerking

Omdat de AVI's niet onder het ETS vallen is de afvang gelijk aan het BAU scenario.

Resultaten

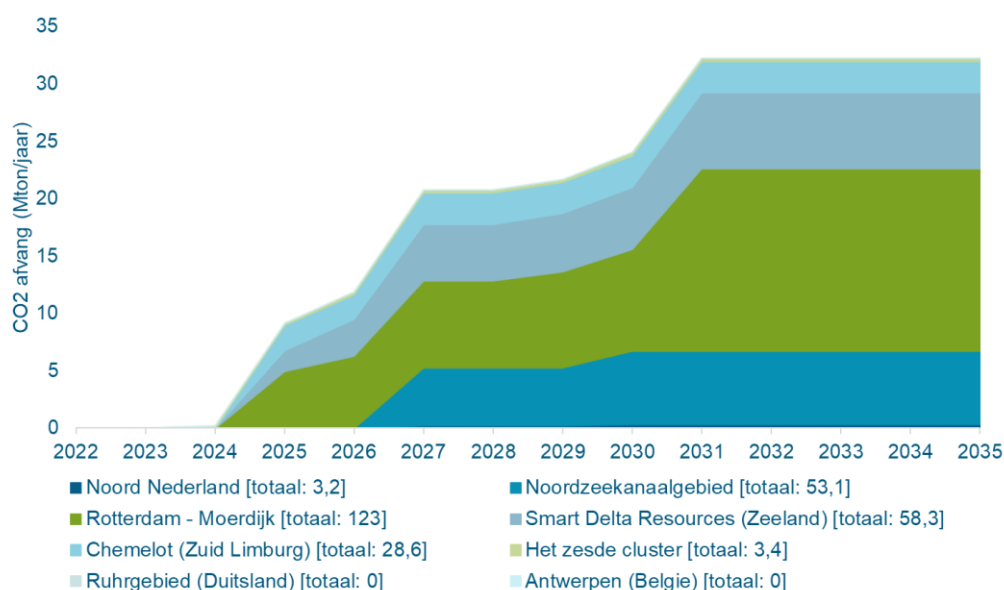
De resultaten van het Hoge ETS-prijs scenario, zoals hierboven uitgewerkt, zijn in onderstaande Tabel 18, Figuur 6 en Figuur 7 samengevat.

Tabel 18: Resultaten van het Hoge ETS-prijs scenario (totalenclusters in vet; daaronder verdeling naar procestype)

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	Som 2022 - 2035
Noord Nederland	0	0	0	0	0	0,28	0,28	0,28	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	3,2
- Chemie overig						0,28	0,28	0,28	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	3,2
Noordzeekanaal-gebied	0	0	0	0	0	5	5	5	6,35	6,35	6,35	6,35	6,35	6,35	53,1
- Basismetalaalindustrie						5	5	5	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	50,4
- AVI's									0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	2,7
Rotterdam - Moerdijk	0	0	0	5,01	6,31	7,56	7,56	8,36	8,84	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9	123
- H ₂ productie (incl. bij raffinaderijen)				2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	22
- Chemie overig				1,62	1,62	1,62	1,62	1,62	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	20,7
- AVI's				0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	5,5
- Stoomkrakers					1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	13
- Raffinaderijen (excl. H ₂ productie)				0,89	0,89	2,14	2,14	2,94	2,94	9,97	9,97	9,96 8	9,97	9,97	61,8

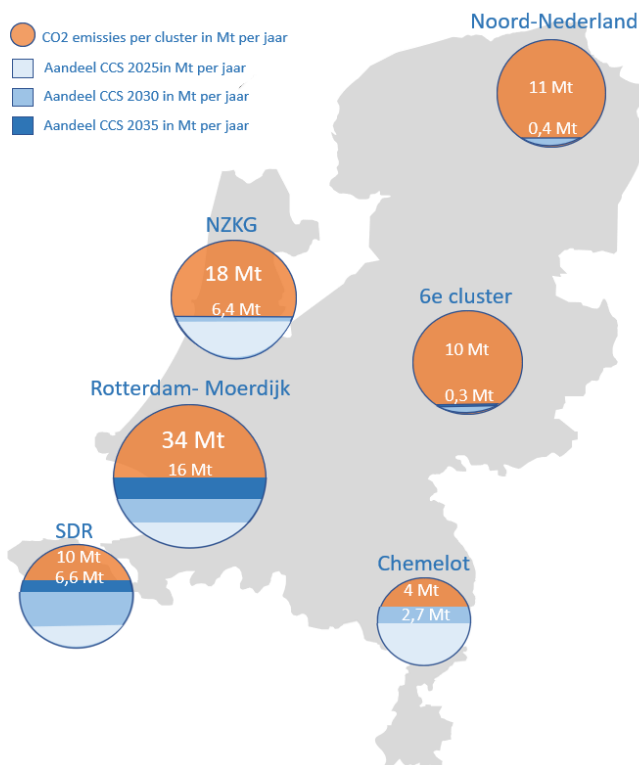
⁴⁶ Zie ook voetnoot 37 op pagina 27 over het recente nieuws van Tata Steel. Mogelijk zal de hier genoemde 0,9 - 1,0 MtonCO₂ wel afgevangen worden.

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	Som 2022 - 2035
Smart Delta Resources (Zeeland)	0	0	0	1,81	3,21	4,96	4,96	5,10	5,40	6,58	6,58	6,58	6,58	6,58	58,3
- H2 productie						0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	7,2
- Stoomkrakers					1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	14
- Ethyleenoxide productie									0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	1,8
- NH3 productie				1,66	1,66	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	24,9
- Raffinaderijen (excl. H2 productie)				0,15	0,15	0,36	0,36	0,495	0,495	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	10,4
Chemelot (Zuid Limburg)	0	0	0	2,14	2,14	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	28,6
- NH3 productie				1,24	1,24	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	18,7
- Stoomkrakers				0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	9,9
Het zesde cluster	0,06	0,06	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	3,4
- AVI's	0,06	0,06	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	3,4
Ruhrgebied (Duitsland)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Antwerpen (Belgie)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Totaal:	0,06	0,06	0,24	9,20	11,9	20,7	20,7	21,7	24,0	32,2	32,2	32,2	32,2	32,2	270



Figuur 6: Resultaten van het hoge ETS-prijs scenario

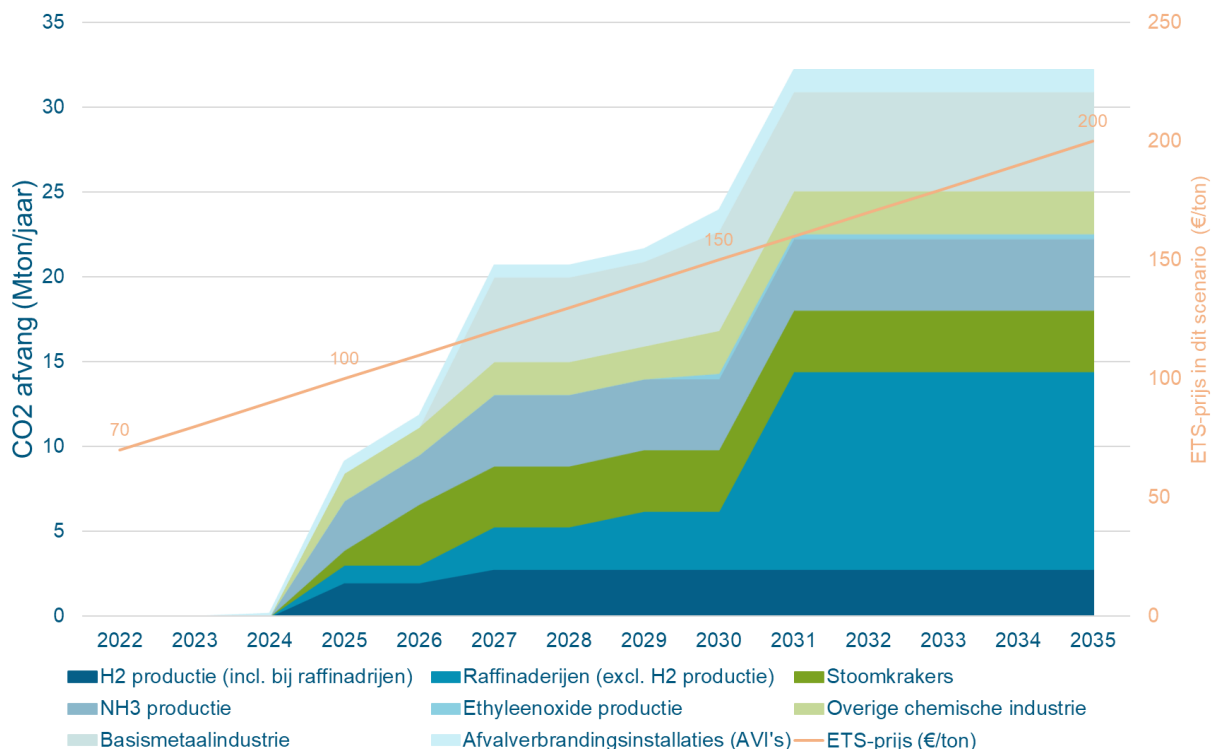
HOGE ETS-PRIJS SCENARIO



Figuur 7: Het aandeel CCS per industrieel cluster in het hoge ETS-prijs scenario

Differentiatie naar type productieproces

De resultaten van de scenario's presenteren we telkens gedifferentieerd naar de industriële clusters. In de tabellen (voorgaande Tabel 17 en Tabel 18 en de nog volgende Tabel 19 en Tabel 20) staat per cluster ook in welk type productieproces (H₂-, NH₃, staalproductie, etc.) we de afvang verwachten. In Figuur 8 presenteren we voor het Hoge ETS-prijs scenario de over de clusters geaggregeerde CO₂-hoeveelheden, gedifferentieerd naar het type productieproces waar we de afvang verwachten. Op de rechter verticale as staat de in dit scenario aangenomen ETS-prijs van 70 - 200 €/ton in de periode 2022 - 2035.



Figuur 8: Resultaten van het Hoge ETS-prijs scenario gedifferentieerd naar type productieproces

5.1.3 Stimulering CCS buitenland

Uitgangspunten

Uitgangspunt in dit scenario is dat de ETS-prijs in de periode tot 2035 beneden de hoogste waarde van de CO₂-heffing blijft. In een recente evaluatie door de EU zelf wordt bijvoorbeeld een prijsniveau voor 2030 van €85/ton CO₂ genoemd⁴⁷.

We nemen aan dat binnen deze context het aanbod van CO₂ voor eindberging uit emissiebronnen in Nederland gelijk is met het aanbod dat is aangenomen in het BAU-scenario.

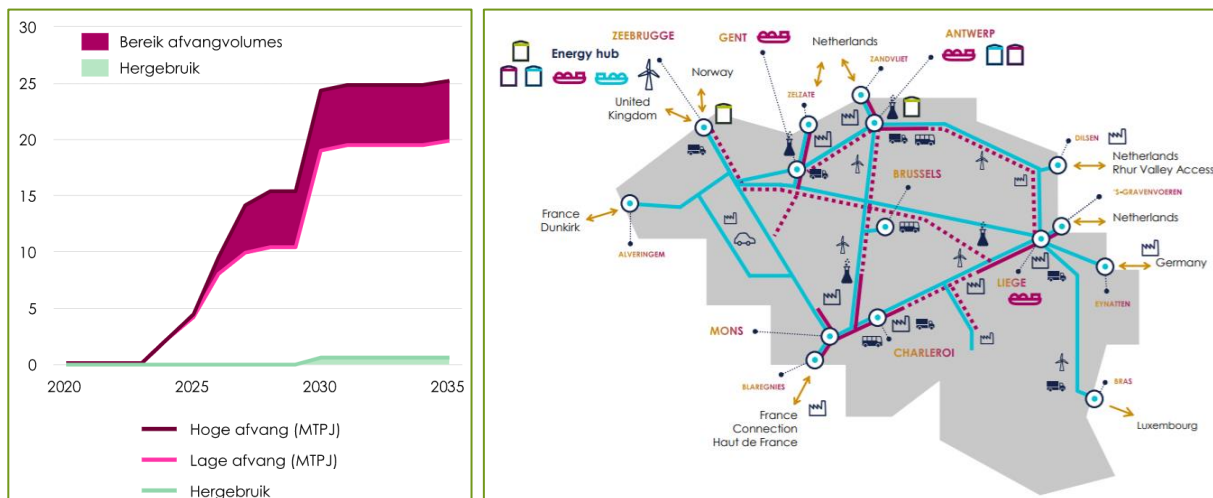
Uitwerking

Aanvoer vanuit België

Gasinfrastructuurbedrijf Fluxys heeft de ambitie om in België tussen 2025 en 2050 een landelijke infrastructuur te ontwikkelen voor CO₂, maar ook voor H₂.

De CO₂-infrastructuur zal worden ontwikkeld vanaf 2025 vanuit lokale netwerken voor afgevangen CO₂, die na 2030 steeds meer onderling verbonden zullen worden. Met dit netwerk zal naar verwachting vanaf 2030 zo'n 20 – 25 Mton CO₂/jaar worden getransporteerd naar overslaglocaties of transmissie buisleidingen (zie Figuur 9). Omdat de lokale netten samenhangen, gaan we hier kort in op de plannen voor heel België, hoewel de scope van deze studie beperkt is tot de regio Antwerpen.

⁴⁷ Zie: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2021-06-29/europe-co2-prices-may-rise-more-than-50-by-2030-eu-draft-shows>



Figuur 9 Illustratie van Belgische plannen (op basis van bronnen [36,37])

De genoemde 20 - 25 Mton/jaar bestaat uit:

- Circa 9,5 Mton uit het Antwerpse havengebied. Betrokken partijen zijn, zoals aangegeven op de website van het regionale consortium Antwerp@C, onder andere Air Liquide (H₂-productie), BASF, Borealis, ExxonMobil (raffinage), INEOS en Total (raffinage). De afvang zal volgens de huidige planning starten in 2025 en in 5 jaar worden opgebouwd. We gaan in dit scenario uit van een opbouw in de periode 2025 - 2030.
- Circa 6,5 Mton/jaar uit de Kanaalzone (waarvan mogelijk een deel uit Nederlandse vestigingen). Het betreft bij CO₂ voor opslag vanuit het Vlaamse deel van de Kanaalzone met name CO₂ van ArcelorMittal Gent.
- Een hoeveelheid van 4 – 9,5 Mton uit de industrie in bijvoorbeeld de Waalse industriële centra, waar CO₂-afvang logisch is bij gebrek aan alternatieve opties voor CO₂-reductie. Dit betreffen bijvoorbeeld de cementindustrie, metaalverwerkende industrie en chemische industrie.

Eén van de opties voor afvoer van dit volume is afvoer naar Rotterdam met een buisleiding vanaf Antwerpen. Het nationale netwerk wordt mogelijk al direct vanaf 2025 / 2030 aangesloten op Rotterdam middels een vanaf Antwerpen, via de bestaande buisleidingen corridor van Leidingenstraat Nederland, lopende buisleiding.

Er is echter geen zekerheid dat deze leiding ook daadwerkelijk zal worden gerealiseerd. Het Antwerp@C consortium verwacht dat aanleg van een eventuele buisleiding tussen Antwerpen en Rotterdam meer tijd zal vergen dan realisatie van infrastructuur voor afvoer per schip. Vooral niet-technische aspecten (organisatie Fluxsys, Gasunie, overheid, etc.) zullen tijd kosten. Voor beide modaliteiten is het nodig dat bilaterale overeenkomsten tussen België en ontvangende landen worden gesloten. Maar bij aanleg van een buisleiding is ook afstemming tussen Fluxys en Gasunie Transportservices nodig.

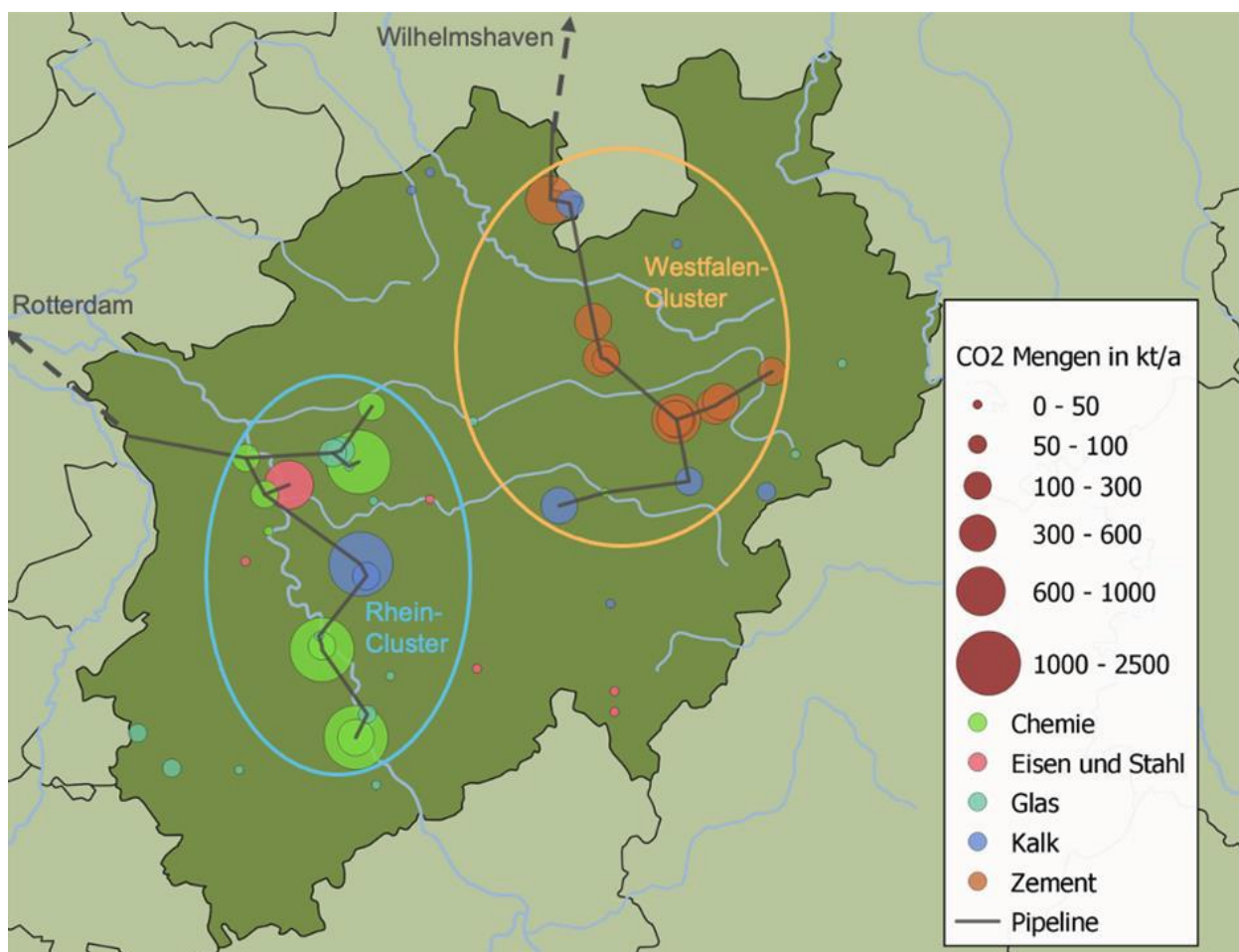
Daar komt bij dat een aantal bij Antwerp@C betrokken industriële partijen ook betrokken zijn bij eindbergingsinitiatieven op de Noordzee, die per schip zullen worden beleverd en dat men vanuit België ook nadrukkelijk kijkt naar eindberging onder Noorse en/of Britse wateren.

Hoeveel uiteindelijk vanuit België naar Nederland wordt getransporteerd zal mede afhangen van beleid in beide landen, de wil tot samenwerking en van commerciële aspecten. In dit scenario is uitgegaan van het maximum volume van 9,5 Mton per jaar vanuit de regio Antwerpen.

Import en doorvoer vanuit Duitsland

Import van CO₂ uit Duitsland lijkt beperkt te zullen blijven en ook pas later in de tijd plaats te gaan vinden.

In Duitsland wordt door overheid en industrie voornamelijk ingezet op de toepassing van waterstof als energiedrager en reductiemiddel. De rol van CO₂-afvang lijkt beperkt te zullen worden en vooral een maatregel te worden voor processen waarbij CO₂-productie onvermijdelijk is, zoals glasproductie, kalkproductie, cementproductie en een beperkt aantal chemische processen.



Figuur 10 CO₂-Pipelineinfrastructuurentwurf für das Rhein- und Westfalen-Cluster im Jahr 2045 im Zielbild SYS [26]

Voor CO₂-transport via Rotterdam (of een andere kustlocatie in Nederland) is volgens het Wuppertal Instituut met name het industriecluster langs de Rijn in Nordrhein Westfalen relevant⁴⁸. Het voor CO₂-opslag via Rotterdam naar eindopslag te transporteren volume aan CO₂ lijkt beperkt te blijven tot circa 10,6 Mton/jaar in 2045. Het Wuppertal Instituut gaat uit van transport per buisleiding richting Rotterdam.

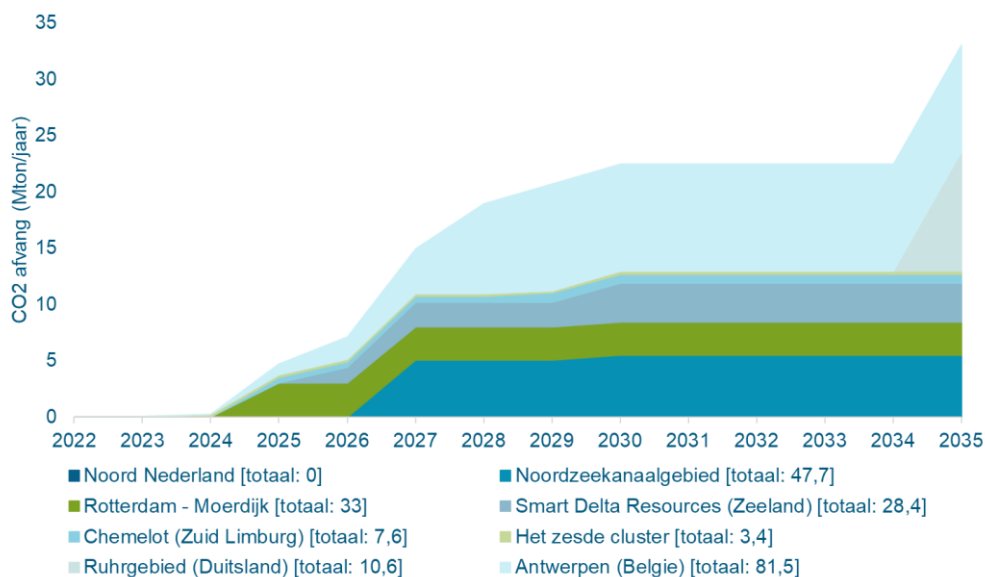
Resultaten

De resultaten van het Stimulering CCS buitenland scenario, zoals hierboven uitgewerkt, zijn in onderstaande Tabel 19, Figuur 11 en Figuur 12 samengevat.

⁴⁸ Voor CO₂ van industriële bedrijven in andere regio's rond Nederland, zoals Westfalen zou afvoer via Wilhelmshafen optimaler zijn.

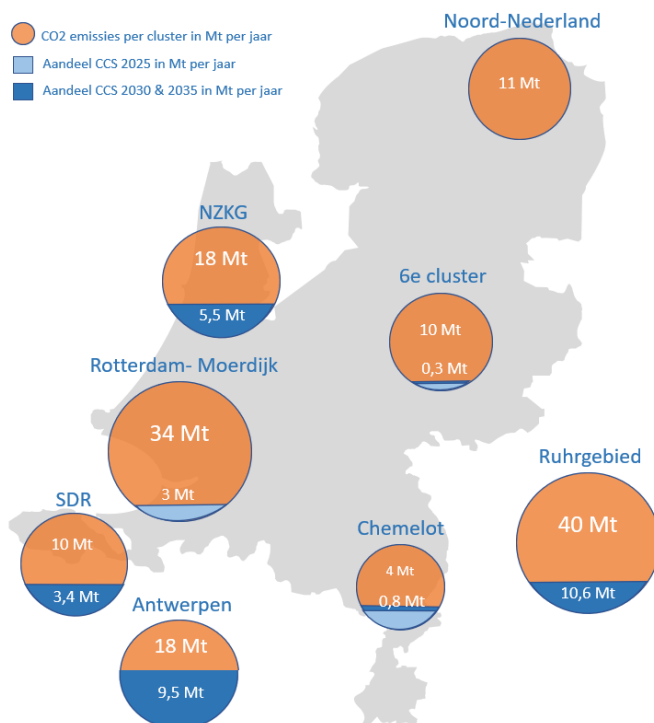
Tabel 19: Resultaten van het Stimulering CCS buitenland scenario (zie Tabel 17 voor uitsplitsing naar processen in Nederland)

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	Som 2022 - 2035
Noord Nederland	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Noordzeekanaal-gebied	0	0	0	0	0	5	5	5	5,45	5,45	5,45	5,45	5,45	5,45	47,7
Rotterdam - Moerdijk	0	0	0	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	33
Smart Delta Resources (Zeeland)	0	0	0	0	1,4	2,2	2,2	2,2	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	28,4
Chemelot (Zuid Limburg)	0	0	0	0,5	0,5	0,5	0,5	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	7,6
Het zesde cluster	0,06	0,06	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	3,4
Ruhrgebied (Duitsland)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10,6	10,6
Antwerpen (België)	0	0	0	1	2	4	8	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	81,5
Totaal:	0,06	0,06	0,24	4,74	7,14	14,9	18,9	20,7	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	33,1	212



Figuur 11: Resultaten van het Stimulering CCS buitenland scenario

STIMULERING BUITENLAND SCENARIO



Figuur 12: Het aandeel CCS per industrieel cluster in het stimulering CCS buitenland scenario

5.1.4 Maximale afvang

Uitgangspunten

Dit scenario is een combinatie van de vorige twee scenario's: Hoge ETS-prijs + Stimulering CCS buitenland. Een hoge ETS-prijs zal immers in het Ruhrgebied en de regio Antwerpen een vergelijkbaar effect op het realiseren van afvang hebben als in Nederland. Een hoge ETS-prijs heeft in het buitenland ook een vergelijkbaar effect als stimulerend CCS-beleid in de vorm van subsidies. Het Hoge ETS-prijs scenario gaat echter uit van bestaand beleid en daarom is import uit het buitenland in dat scenario niet meegenomen.

Met het aannemen van een amendement in het London Protocol⁴⁹ in 2019 zijn belemmeringen voor grensoverschrijdend CO₂-transport weliswaar weggenomen, maar zijn nog wel aanvullend beleid en bilaterale afspraken nodig tussen landen voordat dit gerealiseerd kan worden. In dit Maximale afvang scenario gaan we er vanuit dat dit beleid en bilaterale afspraken tijdig tot stand komen.

Uitwerking

De afvang in Nederland is identiek aan het Hoge ETS-prijs scenario. Dit is uitgewerkt in §5.1.2. De afvang in het Ruhrgebied en de regio Antwerpen is gelijk aan het Stimulering CCS buitenland scenario. Dit is uitgewerkt in §5.1.3.

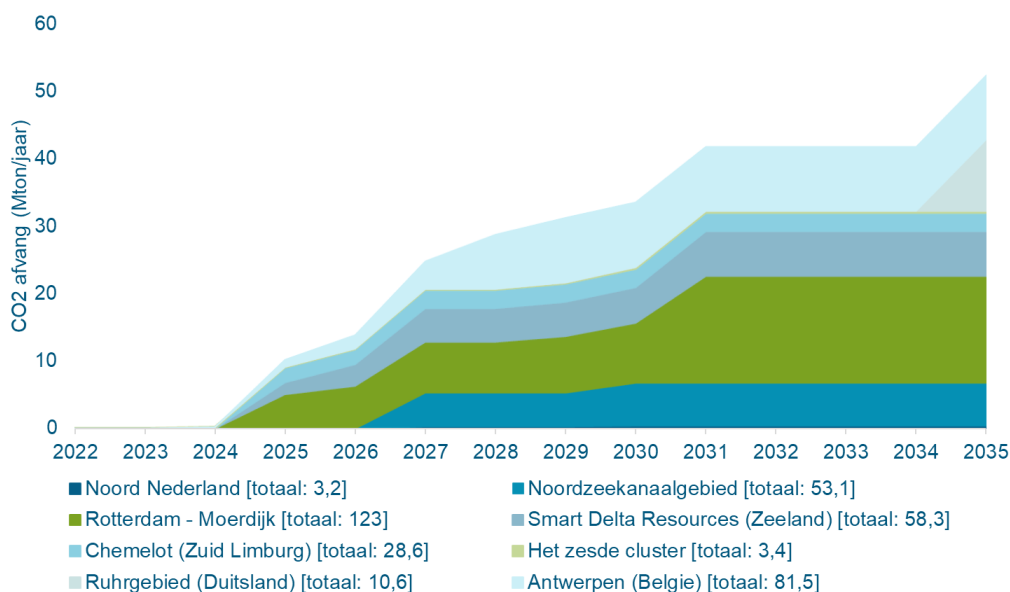
⁴⁹ Ondanks dat het tegengaan van CCS niet het doel van het London Protocol is, was dit wel een gevolg van een bijlage van het protocol waarin een lijst met afvalstoffen is opgenomen, waarvan bij vergunning dumping in zee of in de zeebodem is toegestaan. Op het moment dat het protocol overeengekomen werd, bevatte deze bijlage geen CO₂ en creëerde daardoor een juridische barrière voor CCS.

Resultaten

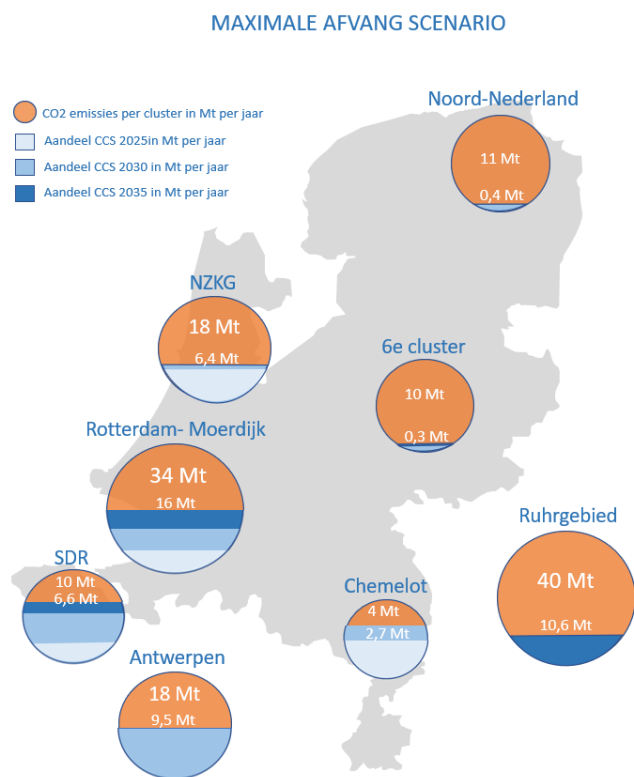
De resultaten van het Maximale afvang scenario, zoals hierboven uitgewerkt, zijn in onderstaande Tabel 20, Figuur 13 en Figuur 14 samengevat.

Tabel 20: Resultaten van het Maximale afvang scenario (zie Tabel 17 voor uitsplitsing naar processen in Nederland)

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	Som 2022 - 2035
Noord Nederland	0	0	0	0	0	0,28	0,28	0,28	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	3,2
- Chemie overig						0,28	0,28	0,28	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	3,2
Noordzeekanaal-gebied	0	0	0	0	0	5	5	5	6,35	6,35	6,35	6,35	6,35	6,35	53,1
- Basismetaalindustrie						5	5	5	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	50,4
- AVI's									0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	2,7
Rotterdam - Moerdijk	0	0	0	5,01	6,31	7,56	7,56	8,36	8,84	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9	123
- H2 productie (incl. bij raffinaderijen)				2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	22
- Chemie overig				1,62	1,62	1,62	1,62	1,62	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	20,7
- AVI's				0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	5,5
- Stoomkrakers					1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	13
- Raffinaderijen (excl. H2 productie)				0,89	0,89	2,14	2,14	2,94	2,94	9,97	9,97	9,968	9,97	9,97	61,8
Smart Delta Resources (Zeeland)	0	0	0	1,81	3,21	4,96	4,96	5,10	5,40	6,58	6,58	6,58	6,58	6,58	58,3
- H2 productie						0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	7,2
- Stoomkrakers					1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	14
- Ethyleenoxide productie									0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	1,8
- NH3 productie				1,66	1,66	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	24,9
- Raffinaderijen (excl. H2 productie)				0,15	0,15	0,36	0,36	0,495	0,495	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	10,4
Chemelot (Zuid Limburg)	0	0	0	2,14	2,14	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	28,6
- NH3 productie				1,24	1,24	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	18,7
- Stoomkrakers				0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	9,9
Het zesde cluster	0,06	0,06	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	3,4
- AVI's	0,06	0,06	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	3,4
Ruhrgebied (Duitsland)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10,6	10,6
Antwerpen (Belgie)	0	0	0	1	2	4	8	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	81,5
Totaal:	0,06	0,06	0,24	10,2	13,9	24,7	28,7	31,2	33,5	41,7	41,7	41,7	41,7	52,3	362



Figuur 13: Resultaten van het Maximale afvang scenario



Figuur 14: Het aandeel CCS per industrieel cluster in het Maximale afvang scenario

5.2 Buisleiding infrastructuur

In de scenario's van paragraaf 5.1 beschouwden we de te verwachten afvang vanuit het perspectief van de emittenten en zonder rekening te houden met eventuele beperkingen in het transport en opslag. Dit is immers de scope van deze studie.

Hoewel niet binnen de scope van deze studie, verbinden we in deze paragraaf (beschouwend en kwalitatief, niet concluderend en zonder in details te gaan) de CO₂-hoeveelheden van de scenario's met de keuzemogelijkheden in transport en opslag. We doen dit omdat de interviews waardevolle inzichten geven die we niet verloren willen laten gaan.

5.2.1 Injectiecapaciteit in velden

De praktische opslagcapaciteit onder het Nederlandse deel van de Noordzee is volgens EBN en Gasunie circa 1.010 - 1.680 Mton CO₂, circa 45% - 75% van de theoretische opslagcapaciteit. Het betreft opslag in gedepleteerde gasvelden en een door oliewinning gedepleteerd aquifer in blok Q1 met 100 Mton opslagcapaciteit [1].

De hoeveelheid CO₂ die jaarlijks voor opslag kan worden aangeboden zou volgens hetzelfde onderzoek maximaal 30 Mton bedragen. Uit lopend nader onderzoek lijkt naar voren te komen dat dit maximum mogelijk fors naar beneden moet worden bijgesteld. Dit heeft te maken met de snelheid waarmee de CO₂-opslaglocaties kunnen worden ontwikkeld en de nodige vergunningen verleend kunnen worden.

Wanneer genoemd maximum van 30 Mton per jaar inderdaad fors naar beneden zal worden bijgesteld, lijkt er weinig ruimte voor geïmporteerde CO₂ in Nederlandse gasvelden. Geïmporteerde CO₂ kan dan hooguit per buisleiding of binnenvaartschip naar Rotterdam worden getransporteerd om daar te worden overgeslagen in zeeschepen voor injectie onder andere delen van de Noordzee, bijvoorbeeld delen van Noorwegen of het Verenigd Koninkrijk, mits daar wel injectiecapaciteit is.

Binnen het scenario's 'Maximale afvang' komt de hoeveelheid afgevangen CO₂ na 2028 al boven het huidige maximum van 30 Mton.

5.2.2 Transport

In §1.2 schreven we dat het Klimaatakkoord stelt dat infrastructuur geen belemmering mag zijn voor de energietransitie in de industrie. Uit de scenario's blijkt dat de industrie méér CO₂ wenst af te vangen dan de capaciteit van de nu geplande CO₂ buisleidingen. Daarnaast lijkt de industrie éérder te willen starten met afvangen van CO₂ dan dat nieuwe buisleidingen gereed kunnen zijn. Tot slot wil de industrie op locaties ver van de kust gaan afvangen. Hiermee lijkt er een ongewenste infrastructurele belemmering te zijn.

De partijen die nu plannen voor afvang uitwerken en niet dichtbij een geplande buisleiding zijn gevestigd, ontwikkelen plannen voor CO₂ transport per schip. Uit de interviews blijkt dat deze emittenten niet gaan 'wachten' op buisleiding infrastructuur. Dit is te onzeker voor het ontwikkelen van de business case en de afhankelijkheid van derden (inclusief de overheid) is voor hen ongewenst.

De ontwikkeling van transport per schip heeft twee kanten. Enerzijds is het goed dat ontbrekende buisleidinginfrastructuur niet direct leidt tot een vertraging in de decarbonisatie van de Nederlandse industrie. Ook past een scheepsverbinding wellicht beter bij het tijdelijke karakter van de end-of-pipe oplossing CCS dan infrastructuur die voor gebruik gedurende vele decennia wordt aangelegd.

De keerzijde is echter dat investeringen in buisleiding infrastructuur onzekerder worden. Wanneer afvoer per schip eenmaal goed functioneert, neemt de noodzaak voor buisleidingen af. Het zal dan lastiger zijn om de financiering van de benodigde forse investering voor buisleiding infrastructuur rond te krijgen. Het is goed denkbaar dat kleinere emittenten minder snel CCS overwegen wanneer er geen netwerk aanwezig is waar eenvoudig op kan worden aangesloten. Hiermee kan transport per schip ook een belemmering zijn voor de verdere ontwikkeling van CCS.

6 Conclusies

De ruimtelijke inpassing van de *huidige* CCS-plannen (technisch, omgevingsmanagement) werd in opdracht van het Ministerie van EZK onderzocht. Om inzicht te krijgen in de *toekomstige* behoefte aan CCS infrastructuur onderzochten we in deze studie hoeveel CO₂-afvang we kunnen verwachten in de periode 2025 - 2035.

Belangrijke **bevindingen uit de interviews** met verschillende stakeholders (o.a. grote emittenten in de industrie, elektriciteitsopwekking, afvalverbranding, maar ook clusterpartijen, CCS-initiatieven en veldoperators) zijn:

- De druk om CO₂-emissies te reduceren, is recent sterk toegenomen in de industrie. De stijgende CO₂-prijs (ETS en CO₂-heffing) is hierin een serieuze driver.
- De Nederlandse exploitatiesubsidie (SDE++) is een sterke stimulans. Door het ontbreken van vergelijkbare stimulering in Duitsland en België wordt op de korte termijn daar veel minder afvang verwacht.
- Vooral financiële business cases leiden tot de keuze voor CCS, maar ook zorgen over benodigde infrastructuur maken alternatieven voor CCS lastig (geen waterstof beschikbaar, geen verzuring elektrische aansluiting mogelijk).
- Voor het CO₂-transport bieden schepen zekerheid en flexibiliteit waardoor de afhankelijkheid van de ontwikkeling van pijpleidinginfrastructuur voor afvangprojecten afneemt.
- De noodzaak van negatieve emissies wordt onderkend, maar zolang er geen financiële prikkels zijn en bio-energie weinig maatschappelijk draagvlak heeft, zal er weinig BECCS ontwikkeld worden.
- De beste afvangkansen zijn in de industrie (niet bij elektriciteitsopwekking), in het bijzonder bij de productie van grijze waterstof en enkele andere specifieke processen. Maar ook bij veelvoorkomende stoomopwekking zijn kansen.
- Afvang bij elektriciteitsopwekking is minder kansrijk: kolencentrales die moeten sluiten zullen niet gaan afvangen en post-combustion afvang bij gascentrales is door verminderende bedrijfsuren (meer deellastbedrijf) en (in mindere mate) de lage CO₂-concentratie in rookgassen niet snel kosteneffectief. Verder is er ook weinig maatschappelijk draagvlak voor CCS in de elektriciteitssector.

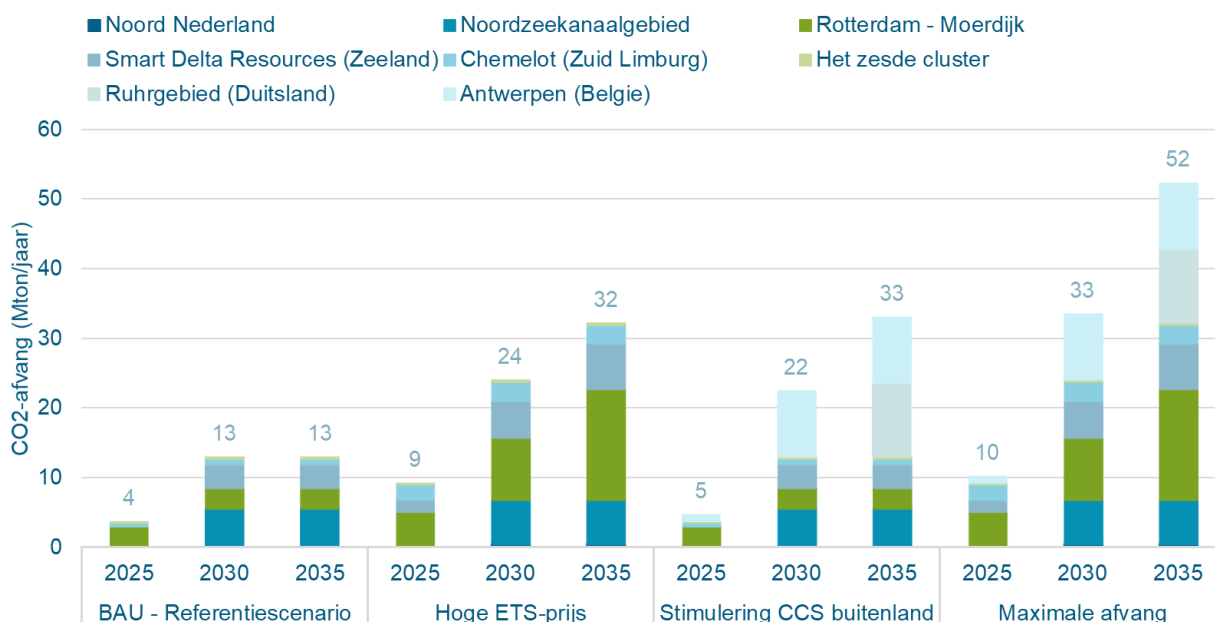
Om een beeld te schetsen van afvanghoeveelheden in de periode 2025 - 2030 stelden we **vier scenario's** (voorstellingen, geen voorspellingen) op. Uit de scenario's volgen de volgende afvanghoeveelheden:

- In het **BAU-scenario** ('Business As Usual': bestaand beleid, gematigde CO₂-prijs volgens de CO₂-heffing Industrie) komen we tot ruim 10 Mton per jaar vanaf circa 2027. Hiervan is circa 5 in het cluster Noordzeekanaalgebied, circa 3 in Rotterdam - Moerdijk, ruim 2 in Smart Delta Resources (SDR, Zeeland) en een half in Chemelot (Zuid-Limburg). In de andere clusters en het buitenland is geen afvang. Deze hoeveelheid wordt volledig bepaald door het subsidieplafond dat in het Klimaatakkoord is opgenomen. De gematigde CO₂-prijs is onvoldoende voor ongesubsidieerde afvang. Het gaat vooral om afvang bij waterstofproductie. Deze capaciteit zal grotendeels tussen 2025 en 2030 worden gerealiseerd.
- In het **Hoge ETS-prijs scenario** (ETS-prijs 100 - 200 €/ton in 2025 - 2035) komen we op ruim 30 Mton per jaar, oplopend van 10 in 2025 tot iets meer dan 32 in 2031. Ten opzichte van het BAU scenario is in 2031 meer afvang in de clusters Rotterdam - Moerdijk (+14), SDR (Zeeland) (+6), Chemelot (+2,5) en Noord-Nederland (+0,4) doordat in meer processen afvang kosteneffectief is (o.a. chemie). In de andere clusters en buitenland is geen afvang.
- In het **Stimulering CCS buitenland scenario** (gelijk aan BAU, maar subsidiëring in Duitsland en België) komen we op bijna 5 Mton in 2025, oplopend tot ruim 20 Mton in 2030 en ruim 30 in 2035.

Ten opzichte van het BAU scenario komt de import uit de regio Antwerpen (bijna 10) en het Duitse Ruhrgebied (ruim 10).

- In het **Maximale afvang scenario** (combinatie Hoge ETS-prijs en Stimulering CCS buitenland scenario's) komen we op ruim 10 Mton in 2025, oplopend tot ruim 22 Mton in 2030 en ruim 52 in 2035.

De scenario's laten een start van significante hoeveelheden afvang zien vanaf 2025 wat oploopt tot een bandbreedte van ruim 10 - 50 Mton/jaar in de jaren daarna. Dit vindt plaats in de **chemie- en raffinagesector**. In de **elektriciteitssector** zijn de kansen voor afvang klein: Kolencentrales gaan de komende jaren sluiten en investeren daarom niet in CCS. Aardgasgestookte elektriciteitscentrales worden in toenemende mate ingezet als flexibele piekcentrales was niet past bij afvanginstallaties omdat deze continue processen vragen (technische en economisch).



Figuur 15: Samenvatting van de resultaten van de vier scenario's

Er zijn geen concrete plannen voor **negatieve emissies** in de vorm van BECCS (afvang van CO₂ uit biomassa). Hiervoor ontbreken financiële prikkels. Wel zijn er een aantal kansen in specifieke sectoren. **Direct Air Capture (DAC)** heeft duidelijk voordelen (kan overal), maar is op dit moment nog heel erg duur en wordt daarom nauwelijks ontwikkeld.

Op basis van de verwachte hoeveelheden afgevangen CO₂ **concluderen** we dat buisleiding infrastructuur een knelpunt zal zijn wanneer dit de enige transportmogelijkheid is. Dit betreft de tijd (niet snel genoeg te realiseren), de capaciteit (meer tonnen CO₂ dan capaciteit van eenmaal aangelegde buisleiding) en de locatie (ook afvang buiten regio's met geplande infrastructuur). De marktpartijen lijken echter met **transport per schip** een alternatief gevonden te hebben dat er voor zorgt dat hun afvangplannen onafhankelijk van buisleiding infrastructuur kunnen worden gerealiseerd. Hiervoor ziet de markt geen technische, economische of operationele belemmeringen.

7 Literatuur

1. EBN en Gasunie, *Verkennde studie naar transport en opslag van CO₂ in Nederland*, in opdracht van het Ministerie van Economische Zaken, november 2017
2. Commissie van Geest, *Bestemming Parijs - Wegwijzer voor klimaatkeuzes 2030, 2050*, Eindrapportage studiegroep Invulling klimaatopgave Green Deal, januari 2021
3. Guidehouse, *Vervolgonderzoek technische alternatieven voor CCS in Nederland*, in opdracht van Ministerie van Economische Zaken en Klimaat, december 2020
4. DNV GL, *Taskforce Infrastructuur Klimaatakkoord Industrie (TIKI) - Meerjarenprogramma Infrastructuur Energie en Klimaat 0.1*, 2020
5. CE Delft & De Gemeyn, *Routekaart CCS - CO₂-afvang en -opslag, een ongemakkelijk maar onmisbaar onderdeel van de energietransitie*, 5 maart 2018
6. PBL, *Verkenning energietransitie industriecluster Rotterdam*, 29-03-2021
7. Nederlandse Emissieautoriteit (NEa), *Emissiecijfers 2013 - 2020*, <https://www.emissieautoriteit.nl/onderwerpen/rapportages-en-cijfers-ets/documenten/publicatie/2021/05/05/ets-uitstoot-2020>
8. PBL, *MIDDEN project*, <https://www.pbl.nl/en/middenweb>
9. Niels Berghout, *Deployment pathways for decarbonising industry and electricity generation*, Utrecht University, Faculty of Geosciences, Department of Innovation, Environmental and Energy Sciences, Copernicus Institute of Sustainable Development, Group Energy & Resources, 2015
10. Chemelot, *Chemelot milieujaarverslag*, <https://www.chemelot.nl/duurzaamheid/milieujaarverslag>
11. M. Hellebrekers, E. Menten, M. van Dongen, *CO₂ capture and storage in Rotterdam capture - A Network Approach*, Rotterdam Climate Initiative, Rotterdam, May 2011, 2nd, updated edition
12. J. Zijlema, *Nederlandse lijst van energiedragers en standaard CO₂-emissiefactoren*, versie januari 2020, RVO, Utrecht, 2020
13. Klimaattafel Haven en Industrie Rotterdam - Moerdijk, *Clusterplan industriecluster Rotterdam - Moerdijk*, 22-10-2020
14. R. Vergeer et al, *Groeiprojecties energie-intensieve industrie*, Delft, CE Delft, maart 2021
15. Werkgroep industriecluster Rotterdam-Moerdijk, *In drie stappen naar een duurzaam energiecluster*, 13-06-2018
16. WaterEnergySolutions, *Voortgang regioplannen 2017 - 2019 - 2030*, Industrietafel Noord-Nederland, mei 2020
17. Noordzeekanaalgebied, *Regioplan Noordzeekanaalgebied*, juni 2020
18. Chemelottafel, *Duurzaam verbonden Cluster Energie Strategie Chemelot 2030-2050*, 08-03-2021
19. Chemelottafel, *Regioplan cluster Chemelot 2030*, 29-05-2020
20. Smart Delta Resources, *Regioplan 2030 2050*, September 2020
21. Het zesde cluster, *Klimaattransitie door de Nederlands industrie – de plannen van 9 sectoren*, 2020
22. TNO, Decision making on regional energy transition in industrial clusters - Deliverable 3.1 van werkpakket 3 (Living lab II: Industry and environment), concept 14-12-2020, rapport P1990

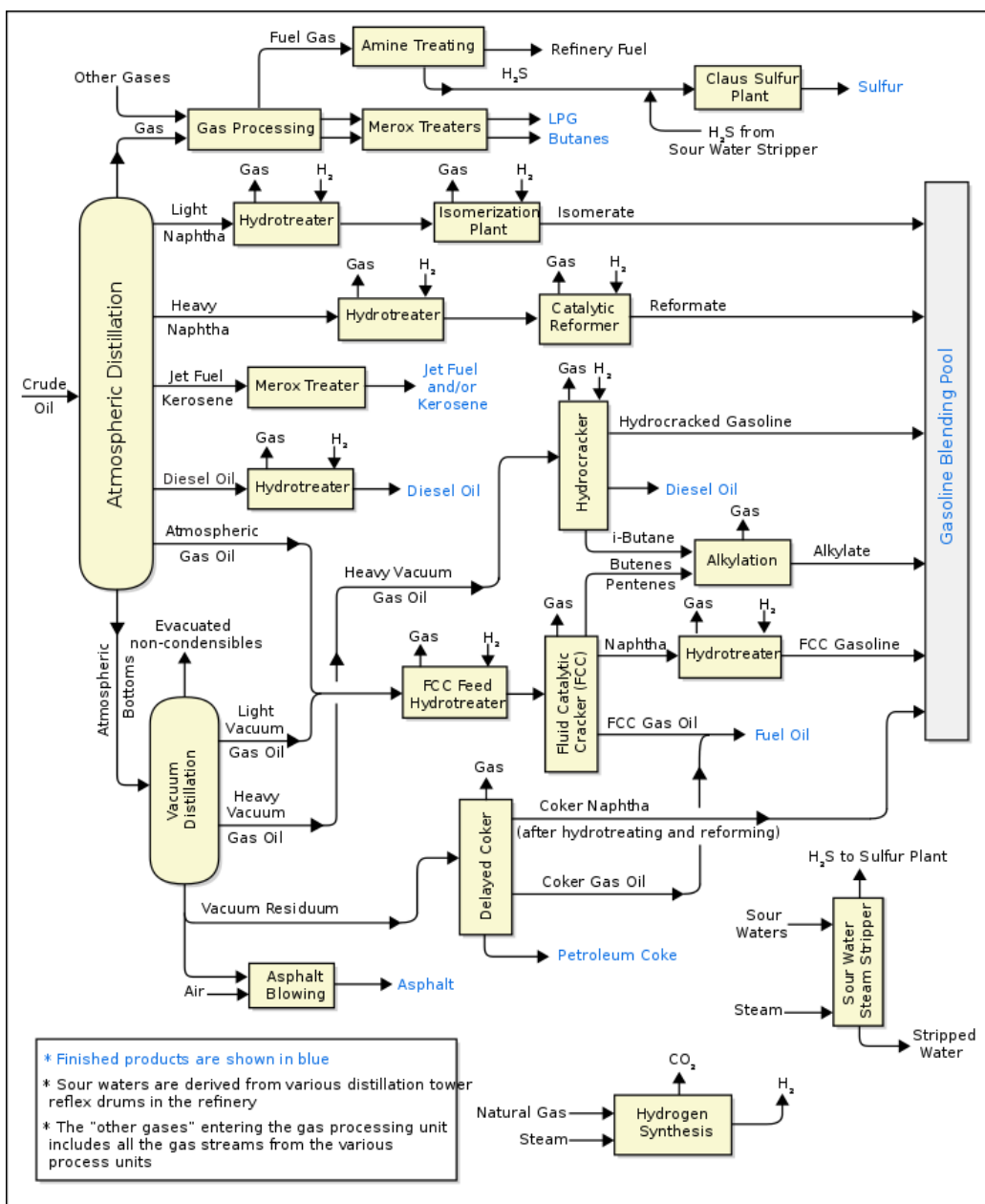
23. Regional Verband Ruhr, *Energie- und Treibhausgas-Bilanz für die Metropole Ruhr - Fortschreibung der Zeitreihe für die Jahre 2012 – 2017*, November 2020
24. Umwelt Bundesamt / DEHSt, *Greenhouse Gas Emissions in 2019*, May 2020
25. Royal HaskoningDHV, *MER CO2-afvang SUEZ ReEnergy*, 17 mei 2021
26. C. Zeiss, G. Holtz, A. Taubitz, D. Zander, Wuppental Institut, *CO2-Entstehung der Industrie in einem klimaneutralen NRW*, juni 2021
27. A. Ramaker, H. Croezen, *De markt voor CO2*, Rapport in opdracht van RVO, Royal HaskoningDHV, Amersfoort, 24 december 2020
28. G. Rodrigues, M. Raventos, R. Dubettier, S. Ruban, *Adsorption assisted cryogenic carbon capture: an alternate path to steam driven technologies to decrease cost and carbon footprint*, 15th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, GHGT-15, 15 - 18 March 2021 Abu Dhabi, UAE
29. Harry Croezen, *Kansrijk beleid voor CCS - Bijdrage aan het programma Kansrijk Energie- en Klimaatbeleid*, CE Delft, juli 2016
30. S. Lamboo, K. Smekens, M. Muller, *Conceptadvies basisbedragen SDE++ 2022 – CCU*, PBL Planbureau voor de Leefomgeving, Den Haag, 2021
31. Karin Graham, *Texas power plant only facility in US with carbon capture/storage*, Published November 1, 2017, <https://www.digitaljournal.com/tech-science/texas-power-plant-only-facility-in-us-with-carbon-capture-storage/article/506540>
32. G. Coolodi, G. Azzaro, N. Ferrari, *Techno-Economic Evaluation of SMR Based Standalone (Merchant) Plant with CCS*, 2017/02, IEAGHG, Cheltenham (UK), February 2017, https://ieaghg.org/exco_docs/2017-02.pdf
33. FLUOR, *Ecoamine FG PlusSM Technology for Post-Combustion CO2 Capture*, Presented at the 11th Meeting of the International Post-Combustion CO2 Capture Network, May 20th - 21th, 2008, Vienna, Austria, [https://ieaghg.org/docs/capture/11th%20Mtg/06-02%20-%20S.%20Reddy%20\(Fluor\).pdf](https://ieaghg.org/docs/capture/11th%20Mtg/06-02%20-%20S.%20Reddy%20(Fluor).pdf)
34. Robbert van den Bergh et al., *Long-term prospects for Northwest European refining*, CIEP paper, Clingendael, 2016
35. Steven Lak et al, *Blue hydrogen as accelerator and pioneer for energy transition in the industry*, Feasibility study report en bijlagen, H-Vision consortium, Rotterdam, July 2019,
36. Webpagina Fluxys: <https://www.fluxys.com/nl/energy-transition/hydrogen-carbon-infrastructure/feedback-to-market>
37. Anonymus, *Shaping the hydrogen and carbon infrastructure for Belgium - Info Session*, January 26th, 2021, zie: <https://www.fluxys.com/en/energy-transition/hydrogen-carbon-infrastructure>
38. B. Römgens en M. Dams, *CO2 Reductie Roadmap van de Nederlandse raffinaderijen*, DNV GL, Arnhem, 14 november 2018
39. BlueTerra, *WKK barometer - Marktpositie WKK voorjaar 2021*, 26 april 2021
40. Jobien Laurijssen, *Energy use in the paper industry - An assessment of improvement potentials at different levels*, PhD thesis, Kenniscentrum Papier en Karton, Utrecht University, 8 juli 2013
41. PBL, *Klimaat- en energieverkenning 2020*, 2020
42. Guido Collodi, *Hydrogen Production via Steam Reforming with CO₂ Capture*, Foster Wheeler, 2009

Bijlage A: Mogelijkheden CCS per sector

A.1 Raffinaderijen voor minerale olie en vergelijkbare fossiele energiedragers

A.1.1 Processen

In Nederland zijn in totaal 6 raffinaderijen – 5 in de Rotterdamse haven, 1 in Sloegebied (Zeeland) - operationeel waarin minerale olie, aardgascondensaat en pyrolyse-olie van stoomkrakers worden gescheiden en opgewerkt tot brandstoffen en grondstoffen (zie Figuur 1).



Figuur 16: Grafische weergave van de processen die in een raffinaderij uitgevoerd worden en hun functie

Bron: <https://en.wikipedia.org/wiki/File:RefineryFlow.svg>

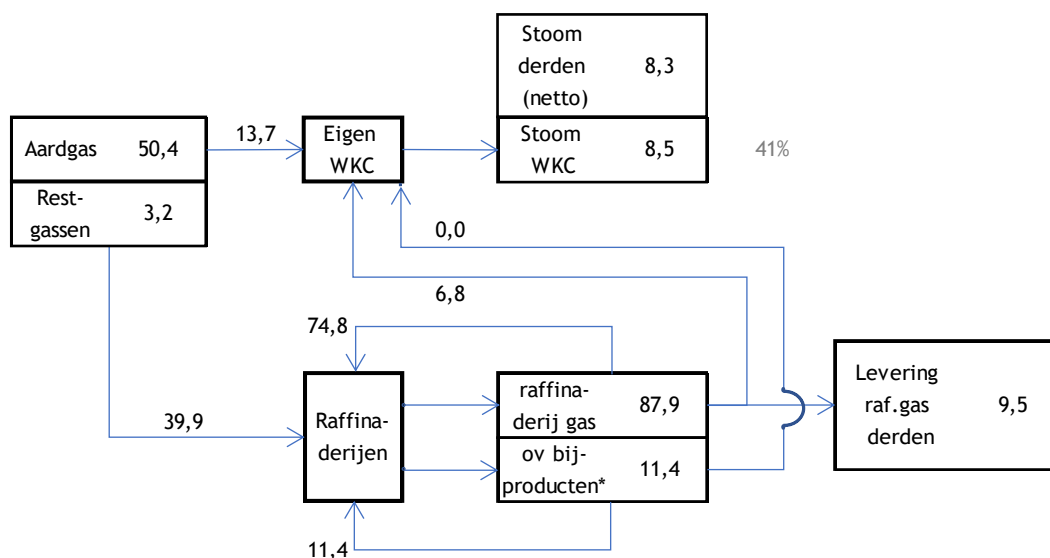
De eerste stap in het raffinageproces is atmosferische destillatie – feitelijk koken en weer laten condenseren van deelfracties bij specifieke temperaturen (cut points) - om olie en condensaat te fractioneren in halfproducten: raffinaderijgas, LPG, middelzware en zware nafta, kerosine, diesel en atmosferisch residu.

Het atmosferisch residu wordt bij de meeste Nederlandse raffinaderijen middels vacuümdistillatie verder opgedeeld in: lichte en zware vacuüm gasolie en vacuüm residu. Deze deelfracties worden bij de complexere raffinaderijen middels conversieprocessen als thermisch kraken (visbreaking), fluidized catalytic cracking en hydrocracking opgewerkt tot waardevolle fracties als benzine en diesel en tot een residu dat in de bunkermarkt wordt afgezet.

Productfracties worden door reactie met waterstof ontzwaveld. Eigenschappen van benzine worden via reformatie en alkylatie geoptimaliseerd.

De energiebehoefte voor fornuizen, ketels en WKK-installaties wordt voornamelijk met raffinaderijgas gedekt, voor zover nodig aangevuld met aardgas. Raffinaderijgas wordt bij een aantal raffinaderijen ook gebruikt als grondstof voor waterstof.

Een indicatieve energiebalans (cijfers voor 2018) is gegeven in Figuur 17.



Figuur 17: Energiestromen in de Nederlandse raffinage-industrie, 2018 (alle waarden in PJ)

A.1.2 Huidige CO₂-emissies

De 6 raffinaderijen in Nederland emitteren samen circa 11 Mton CO₂/jaar. De hoeveelheden per raffinaderij variëren van 100 – 115 kton/jaar voor de kleinste raffinaderij tot circa 4 Mton/jaar bij Shell Pernis en circa 2 Mton/jaar BP en ExxonMobil (zie Tabel 21).

De broeikasgasemissies omvatten zowel procesemissies (H₂-productie, fakkels, cat crackers) als energiegebruik gerelateerde emissies van ketels en fornuizen.

De CO₂-emissies zijn exclusief emissies bij WKK-installaties van bedrijven buiten de raffinagesector die stoom aan raffinaderijen leveren, zoals de PerGen centrale van Air Liquide bij Shell Pernis.

Tabel 21 Jaaremissies bij aardolie raffinaderijen in Nederland (zie NEA emissie-overzichten [7])

Raffinaderijen	Emissies 2017	Emissies 2018	Emissies 2019	Emissies 2020	gemiddeld
BP Raffinaderij Rotterdam B.V.	2.073.778	2.254.344	2.151.299	2.027.330	2.126.688
ESSO Raffinaderij Rotterdam	2.068.339	1.583.219	2.376.261	2.646.659	2.168.620
Gunvor Petroleum Rotterdam B.V.	447.981	396.988	421.176	135.001	350.287
Koch HC Partnership B.V. / VPR Energy B.V.	115.333	102.231	108.805	129.491	113.965
Shell Nederland Raffinaderij B.V.	3.831.099	4.210.638	4.357.580	4.128.285	4.131.901
Zeeland Refinery N.V.	1.600.644	1.326.768	1.543.182	1.552.162	1.505.689
	10.137.174	9.874.188	10.958.303	10.618.928	10.397.148

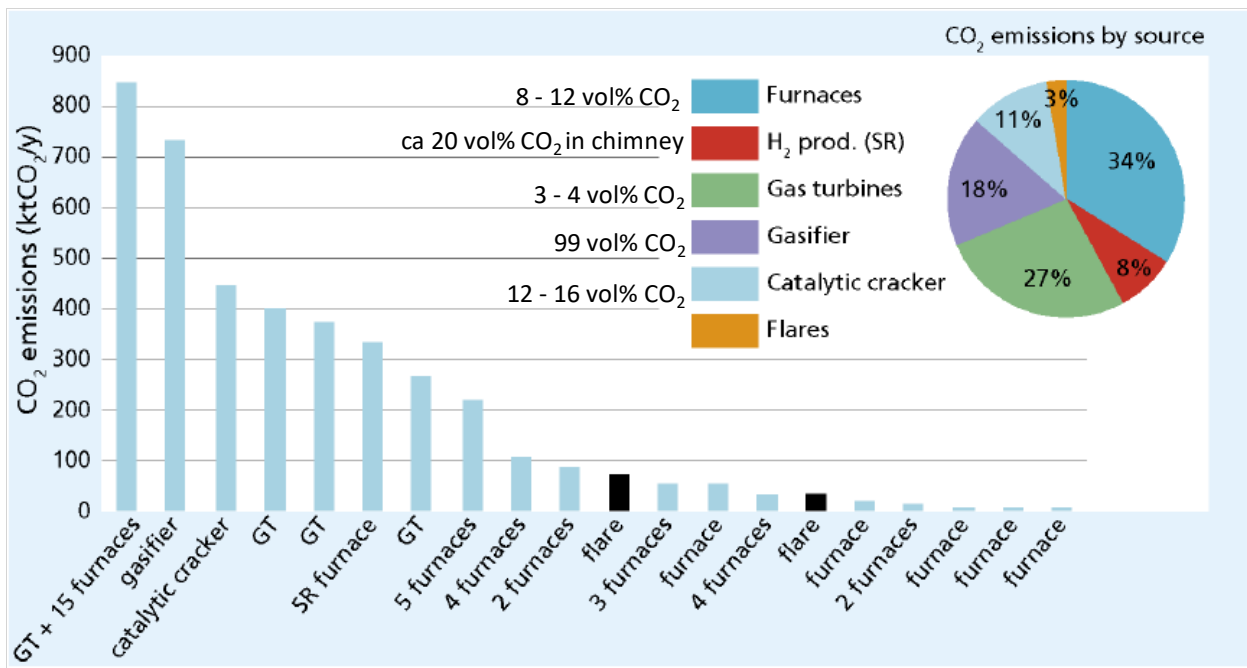
De emissies in de sector zijn goed reproduceerbaar op basis van de in CBS Statline gegeven energiebalans (zie Tabel 22), wanneer wordt verdisconteerd dat de bij de PER+ vergasser uit synthesesgas niet in de balans zichtbaar is.

 Tabel 22 Energiegebruik en CO₂-emissies in raffinagesector

	PJ/jaar		Mton CO ₂ /jaar		
	ondervuring, grondstof-gebruik	WKC	ondervuring, grondstof-gebruik	WKC	totaal
Raffinaderijgas	74,8	6,8	5,0	0,5	5,4
Restgassen	3,2		0,2	0,0	0,2
Ov. bijproducten	11,4	0,0	1,1	0,0	1,1
Aardgas	39,9	13,7	2,3	0,8	3,0
Stoom WKC		8,5			0,0
Stoom derden		8,3	0,0	0,2	0,2
	129,3	37,3	8,6	1,5	10,1

Elke raffinaderij bestaat zoals hierboven geschetst echter uit een verzameling van tientallen processen en (daarmee) emissie puntbronnen in de vorm van ketels, fornuizen, fakkels en reactoren met een jaaremissie per puntbron van enkele duizenden tonnen CO₂ tot bijna 1 Mton CO₂ (Per+ vergasser).

Als voorbeeld in Figuur 18 is de opbouw van de CO₂-emissies van de Shell raffinaderij in Pernis in 2012. Op basis van deze bron en andere bronnen is ook aangegeven wat de CO₂-concentratie in de afgassen is. Bij waterstofproductie via stoommethaan reforming (SMR) heeft de concentratie betrekking op de schoorsteen van het fornuis van de installatie. In het productieproces zelf komen deelstromen (PSA restgas) voor met een aanzienlijk hogere CO₂-concentratie (30% - 60%, zie bijlage A.4). De post 'vergasser' betreft de bij vergassing van zware olie uit synthesesgas afgescheiden CO₂. In de figuur is ook aangegeven dat in de praktijk meerdere emissiebronnen op dezelfde schoorsteen en in principe ook op dezelfde CO₂-afvang installatie kunnen worden aangesloten.



Figuur 18 Voorbeeld opbouw van de emissies bij Shell Pernis (totaal 4,1 Mton CO₂) in 2012 – ex PerGen emissies [8,9]

Een analoge globale verdeling naar verschillende typen bronnen binnen de sector is gegeven in Tabel 23. De verdeling naar schaalgrootte van ketels en fornuizen is gebaseerd op de LCP database. Per type bron is een indicatie van de kosten voor afvang per individueel emissiepunt gegeven.

Tabel 23: Indicatieve verdeling van emissies per raffinaderij en per proces

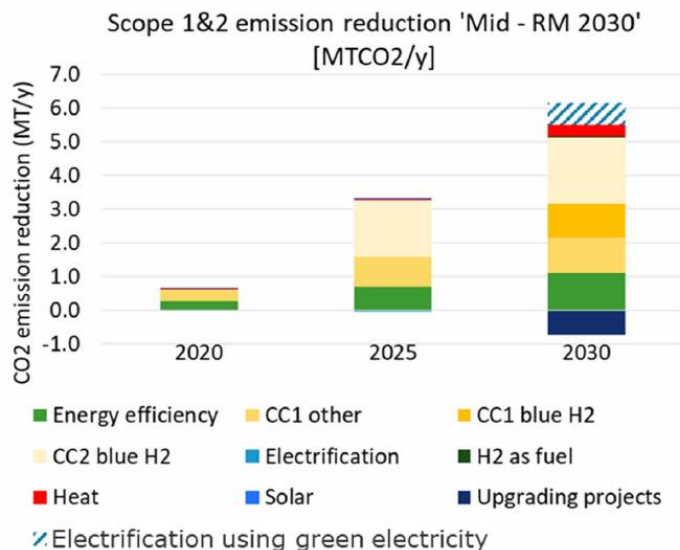
	BP	Exxon-Mobil	Gunvor	Shell	Vitol	Zeeland	Totaal	kosten (€/ton CO ₂)
Fornuizen	1,23	1,30	0,22	1,53	0,11	0,57	4,97	80 - 150
Ketels	0,10	0,31	0,13			0,11	0,65	80 - 150
WKK	0,25	0,33		0,71			1,28	80 - 150
FCC eenheden	0,55			0,45			1,00	80 - 100
H ₂ productie (SMR) -		0,23		0,44		0,83	1,50	50 - 70
CO ₂ uit zware residu vergassing				1,00			1,00	20 - 25
	2,13	2,17	0,35	4,13	0,11	1,51	10,40	

Als alternatieve afvangstrategie voor CO₂ zou pre-combustion afvang bij raffinaderijgas kunnen worden toegepast, waarbij het raffinaderijgas wordt omgezet in H₂ en CO₂. Deze configuratie wordt feitelijk toegepast bij de waterstoffabriek van ExxonMobil / Air Products, alleen wordt de geproduceerde H₂ in dit geval gebruikt in de hydrocracker en niet als brandstof gebruikt.

Vanuit economisch perspectief zijn met name de onderste drie categorieën relevant voor het schatten van de benodigde opslagcapaciteit. De totale hoeveelheid CO₂ die door dit soort bronnen wordt geëmitteerd bedraagt circa 3,5 Mton/jaar.

A.1.3 Plannen binnen de sector zelf

In de in opdracht van VNPI opgestelde routekaart (2018) voor CO₂-reductie binnen de sector tot en met 2030 wordt voor CCS een toepassingspotentieel aangegeven van maximaal 4 Mton/jaar.



Figuur 19: CO₂ emissiereductiepotentieel op basis van [38]

Door bedrijven zelf zijn tot nu toe de volgende projecten aangekondigd

- Total⁵⁰: afvang van 0,8 Mton/jaar aan CO₂. Het betreft CO₂, die bij waterstofproductie op basis van aardgas zal worden afgevangen.
- Shell Pernis: afzet van 1,1 Mton/jaar aan CO₂. Dit betreft in ieder geval deels CO₂ afgescheiden uit synthesesgas van de PER+ vergasser⁵¹.
- ExxonMobil: onbekende bijdrage aan Porthos⁵².

A.2 Stoomkrakers

A.2.1 Processen

Bij stoomkraken worden grondstoffen als LPG, nafta/aardgascondensaat en/of gasolie door kortstondige verhitting tot zo'n 1.000°C in een zuurstofloze atmosfeer (stoompyrolyse) in de aanwezigheid van hogedruk stoom gekraakt tot grondstoffen voor de petrochemie, tot stookgas (waterstof, methaan) en tot lichte en zware pyrolyse-olie.

Gewenste kraakproducten en grondstoffen zijn etheen, propeen, buteen, butadien en benzeen. De gewenste kraakproducten worden gescheiden van pyrolyse-olie en weer verder verwerkt, hoofdzakelijk tot kunststoffen, maar ook tot andere basischemicaliën zoals glycol en propeenoxide.

⁵⁰ Zie: https://www.totalenergies.com/system/files/documents/2021-02/climate_roadmap_in_action.pdf

⁵¹ Zie bijvoorbeeld: <https://energeia.nl/fd-artikel/40076607/raffinaderij-shell-pernis-als-eerste-klaar-voor-afvang-van-co2>, <https://nos.nl/collectie/13871/artikel/2380052-miljardensubsidie-voor-co2-opslag-onder-noordzee-is-rond>

⁵² Zie: <https://petrochem.nl/exxonmobil-investeert-miljarden-in-co2-afvang-en-opslag/>

Nederland heeft drie 'kraakcomplexen': Shell in Moerdijk, Dow in Terneuzen en SABIC in Geleen. Bij alle kraakcomplexen wordt een deel van de geproduceerde grondstoffen ter plaatse verwerkt tot kunststoffen en andere producten.

Bij alle kraakcomplexen wordt stookgas uit het kraakproces (een mengsel van methaan en waterstof) gebruikt voor stoomproductie in stoomketels of WKK-installaties. De geproduceerde stoom wordt onder andere gebruikt voor de aandrijving van compressoren en koelinstallaties.

A.2.3 CO₂-emissies

De drie complexen emitteren samen circa 7 Mton CO₂/jaar, inclusief emissies bij stoomproductie.

De CO₂-emissies komen vrij bij een groot aantal installaties en dito puntbronnen, met name kraakfornuizen, maar ook bij stoomketels, WKK-installaties en fornuizen voor verwerkingsprocessen van grondstoffen uit stoomkraken. Deze installaties worden in het algemeen ondervuurd met een mengsel van stookgas en aardgas of uitsluitend met stookgas.

Ter indicatie, conform de Large Combustion Plant database zijn er bij DOW circa 25 fornuizen, 1 stoomketel en 9 andere puntbronnen aanwezig, terwijl de WKC Elsta (3 gasturbines) stoom levert aan DOW

A.2.4 CO₂-afvang als reductie-optie, indicatieve kosten en bekende ambities

Voor CO₂-afvang is technisch gezien afvang aan de schoorsteen mogelijk, maar dit is gezien het grote aantal emissiepunten per kraakcomplex mogelijk relatief duur en ongunstig (tenzij afvang wordt 'geclusterd' over meerdere puntbronnen).

Een alternatief voor afvang aan de schoorsteen is pre-combustion: het vooraf omzetten van het stookgas (d.i.: de daarin aanwezige methaan) in waterstof en het afvangen van de bij conversie gevormde CO₂. Deze technische invulling lijkt op afvang bij waterstofproductie (zie Bijlage A4). DOW heeft aangekondigd⁵³ een dergelijk pre-combustion project te willen realiseren, waarbij 1,4 Mton CO₂/jaar zal worden afgevangen. Daarnaast geeft DOW aan ook 300 kton/jaar aan CO₂ uit zeer CO₂-rijke afgassen van de etheenoxide fabriek te willen afvangen. Welke investeringen met dit plan gemoeid zijn is niet bekend.

A.3 Productie NH₃

A.3.1 Sector en CO₂-emissies

De productie van alle kunstmest begint met de productie van ammoniak (NH₃), zie Figuur 11. Allereerst wordt aardgas (CH₄) met stoom (H₂O) omgezet naar waterstof (H₂) en koolmonoxide (CO) in de primaire reformer.

Daarna wordt lucht toegevoegd. De zuurstof uit de lucht reageert met het overschot aan aardgas, zo wordt extra waterstof en koolmonoxide gemaakt. De koolmonoxide wordt omgezet naar CO₂, die vervolgens afgescheiden wordt. De overgebleven waterstof en stikstof reageert tot ammoniak. Er wordt maar een gedeelte van de waterstof en de stikstof omgezet, de rest wordt gecompriemd aan stroomt terug de reactor in.

⁵³ Zie bijvoorbeeld: <https://nl.dow.com/nl-nl/news/dow-benelux-presents-step-by-step-plan-to-support-the-dutch-climate-agreement-achieve-co2-emission-neutrality>

De ammoniak wordt vervolgens verwerkt tot salpeterzuur, ureum en ammoniumnitraat. De meeste kunstmestsoorten worden uit deze drie producten gemaakt, waarbij voor sommige varianten fosfor, kalium of calcium wordt toegevoegd.

CO₂ afgevangen bij ammoniakproductie wordt deels geleverd aan CO₂-gebruikende bedrijven in met name glastuinbouw en voedingsmiddelenindustrie (zie bijvoorbeeld [27]) in Nederland, maar ook in omliggende landen. Voor levering aan Groot-Brittannië worden tankschepen gebruikt.

A.3.2 Ontwikkeling in energiegebruik en CO₂-emissies

De verwachting is dat de vraag naar kunstmest met het wereldwijde BBP zal meegroeien, maar dat de groei niet lineair met de groei in bbp zal zijn als gevolg van het steeds efficiënter gebruik van kunstmest.

A.3.3 Alternatieven voor CO₂-afvang en potentie voor energiebesparing

Er zijn weinig mogelijkheden meer voor energiebesparing binnen het huidige proces.

A.4 Productie van H₂

A.4.1 Sector en CO₂-emissies

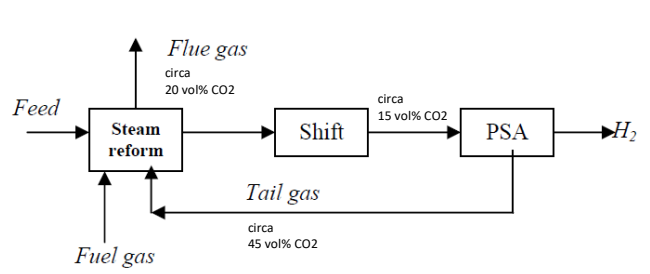
Waterstof wordt commercieel geproduceerd voor externe afnemers door Air Products en Air Liquide op locaties in de Rotterdamse haven en in Bergen op Zoom. Commerciële productie van waterstof is grotendeels 'captive', bedoeld voor één of een beperkt aantal specifieke consumenten, bijvoorbeeld Neste op de Maasvlakte 2 of ExxonMobil in de Botlek. Daarnaast wordt H₂ via buisleidingen verhandeld aan afnemers in Nederland, maar ook in België.

Behalve commerciële productie voor derden is er ook waterstofproductie in eigen beheer bij raffinaderijen (Shell Pernis, ExxonMobil, Total) en chemische bedrijven (bijvoorbeeld Eastman Chemical Middelburg).

Waterstof voor derden wordt voornamelijk geproduceerd vergassing van aardgas of restgassen uit raffinage (Air Products / ExxonMobil Botlek) met stoom (steam methane reforming of SMR) in twee stappen:

- Omzetting van koolwaterstoffen via een eerste reactie met stoom in H₂, CO en CO₂
- Omzetting van CO met stoom in H₂ en CO₂

Geproduceerde waterstof wordt afgescheiden met een moleculaire zeef (PSA). Restgas met restanten koolwaterstoffen, niet afgescheiden H₂ en niet omgezette CO worden samen met additionele aardgas of restgas verbrand in het fornuis van de SMR om de benodigde proceswarmte te leveren.



Figuur 20: Principe waterstofproductie [42]

De totale CO₂-emissie bestaat voor circa 40% uit schoorsteenemissies uit ondervuring en voor circa 60% uit de CO₂, die bij vergassing van de feed en bij omzetting van CO wordt gevormd.

De totale CO₂-emissie bij commerciële producenten bedraagt circa 1,7 Mton/jaar, inclusief productie in Bergen op Zoom.

Er zijn drie commerciële productie-installaties met een CO₂-emissie van 100 – 150 kton/jaar en twee installaties met een CO₂-emissie van gemiddeld 600 – 700 kton/jaar. De twee grootste en nieuwste waterstoffabrieken zijn 'capture ready' – gereed voor implementatie van CO₂-afvang – gebouwd. Er is per installatie één emissiepunt, de schoorsteen van het fornuis.

A.4.2 Ontwikkeling in energiegebruik en CO₂-emissies

Commercieel geproduceerde waterstof wordt voornamelijk afgezet bij raffinaderijen en andere producenten van transportbrandstoffen (met name Neste).

Productievolumes van Europese raffinaderijen – en mogelijk ook de Nederlandse raffinaderijen - zullen in de periode tot 2035 naar verwachting met 15% afnemen ten opzichte van het huidige productieniveau [14]. Mogelijk leidt dit tot een afname in de consumptie van waterstof en aan waterstofproductie gerelateerde CO₂-emissies.

Daartegenover staan plannen bij BP voor realisatie van een hydrocracker. De voor de hydrocracker benodigde waterstoffabriek zou circa 1 Mton CO₂/jaar uitstoten.

A.6 Basismetaalindustrie

A.6.1 Sector en CO₂-emissies

De CO₂-emissies in de Nederlandse basismetaalindustrie worden gedomineerd door de emissies die vrijkomen bij staalproductie bij Tata Steel IJmuiden (11 – 12 Mton CO₂/jaar)⁵⁴.

Andere grotere bedrijven in de basismetaalindustrie zijn Damco Delfzijl (circa 0,15 Mton CO₂/jaar) en Nyrstar in Budel (0,025 – 0,045 Mton CO₂/jaar), maar de emissies bij deze bedrijven zijn relatief bescheiden in vergelijking met de emissies bij Tata IJmuiden.

Bij Tata IJmuiden wordt primair staal geproduceerd uit ijzererts via de hoogovenroute. Tata IJmuiden is een zogenaamde geïntegreerde staalfabriek, waarin cokesproductie, staalproductie en staalverwerking zijn geïntegreerd op één locatie.

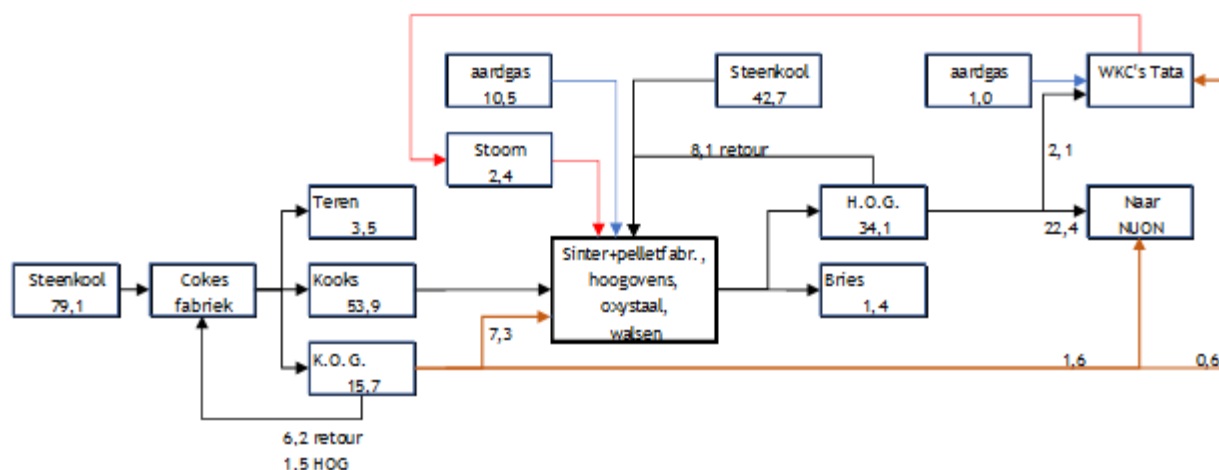
Hierin wordt ijzererts na voorbereiding (sintering, pelletisering) door reactie met cokes en injectiekolen en met lucht verrijkt met zuurstof in een zogenaamde hoogoven (Blast furnace) gereduceerd tot ruw ijzer. Cokes worden geproduceerd door steenkool (van een bepaalde kwaliteit) te verwarmen tot 1.100 – 1.200 °C waardoor vluchtige componenten verdampen. Deze worden deels als teer afgezet en deels als brandbaar gas (cokesovengas) gebruikt.

Gesmolten ruw ijzer wordt in het oxystaalproces (Converter) door doorblazen met zuurstof en stikstof en toevoeging van fluxmiddel geraffineerd; gezuiverd van verontreinigingen. De bij reiniging vrijkomende energie maakt het mogelijk in deze processtap een beperkte hoeveelheid schroot te smelten en mee te verwerken. Het gezuiverde ijzer krijgt vervolgens door toevoeging van legeringselementen de gewenste technische eigenschappen. Gelegeerd staal wordt vervolgens gegoten tot plak (Slab), waarna de plak tot plaat wordt gewalst.

⁵⁴ dit is inclusief gebruik van hoogovengas en kooksofengas bij en bij Vattenfall's IJmond 1 en Velsen 24/25 energiecentrales

Bij hoogoven en oxystaalproces komen brandbare gassen vrij (hoogovengas, oxystaalovengas) dat samen met cokesovengas wordt gebruikt voor productie van stoom en elektriciteit, sintering van ijzererts, coking van steenkool en voorverwarmen van de aan de hoogoven toegevoerde lucht.

De energiebalans voor 2019 voor Tata IJmuiden is gegeven in onderstaande stroomschema (alle cijfers in PJ)



Figuur 21: Stroomschema met energiebalans Tata Steel IJmuiden. Op basis van CBS Statline Energiebalans; aanbod en verbruik, sector (Gewijzigd op: 16 december 2020), Toelichting: H.O.G = hoogovengas, K.O.G. = kooksovgas.

De CO₂-emissie is goed reproduceerbaar op basis van het gebruik van kooks, injectiekolen en aardgas.

Tabel 24: Emissies staalproductie

	Energie (PJ)	Emissie (kg CO ₂ /GJ)	Emissie (Mton/jaar)
steenkool voor kooksproductie	79,1	0,095	7,5
steenkool voor injectie in hoogoven	42,7	0,09	3,8
aardgas	11,5	0,057	0,6
			12,0

De CO₂-emissies zijn voornamelijk gerelateerd aan het gebruik van restgassen (hoogovengas, kooksovgas, oxystaalgas) in fornuizen en ketels, zoel binnen als buiten – bij Velsen 24/25 - het Tata terrein. Er zijn op het terrein zelf tenminste 12 puntbronnen met een totale CO₂-emissie van circa 6 Mton/jaar. Bij de energiecentrales Velsen24/25 en IJmond 1 wordt 5 – 6 Mton CO₂/jaar geëmitteerd, voornamelijk gerelateerd aan verbranden van hoogovengas. Het hoogovengas zelf bestaat voor circa 25 vol% uit CO₂ (en circa 30 vol% CO) en zou middels verwijdering van de CO₂ kunnen worden verrijkt tot een beter brandbaar gas.

A.6.2 Ontwikkeling in productievolumes

De omvang van de productievolumes van staal bij Tata IJmuiden blijven volgens [14] vrijwel gelijk in de periode tot 2035.

A.6.3 Alternatieven voor CO₂-afvang en potentie energiebesparing

Alternatieven voor bestaande staalproductie technologie

In principe zijn een aantal technische opties beschikbaar voor reductie van de CO₂-emissie bij Tata IJmuiden zonder dat het hoogovenproces significant hoeft te worden aangepast :

- Inzet van verkoolde biomassa (bijvoorbeeld getorreficeerd hout) als substitutie van injectiekolen, eventueel gekoppeld aan productie van biobased ethanol (zie Steelanol initiatief in Gent en ethanolproductie initiatief bij Tata in Talbot);
- Inzet van waterstof als substituut voor injectiekolen;
- Toepassing van gasturbines of elektromotoren voor aandrijving van windverzorgers⁵⁵.

Met deze maatregelen is echter geen 90 - 95% reductie haalbaar⁵⁶. Daarnaast lijken deze opties niet op de agenda te staan voor Tata IJmuiden.

Alternatieven op basis van alternatieve staalproductie technologie

Een ander mogelijk alternatief voor CCS voor significante CO₂-reductie op locatie bij de huidige hoogovens en oxystaal-installaties is door deze te vervangen door directe reductie technologie.

Directe reductie zoals het Midrex-proces wordt bijvoorbeeld toegepast bij ArcelorMittal in Hamburg (0,6 Mton/jaar staal). In Hamburg wordt aardgas gebruikt om CO en H₂ te produceren voor de reductie van ijzererts tot ruw ijzer / sponsijzer in een schachtoven bij een temperatuur van circa 950 -1050 °C. Het geproduceerde sponsijzer moet in een vlamboogoven of oxystaaloven (of eventueel in een hoogoven) worden omgesmolten om te kunnen worden geraffineerd.

Bij het vlamboogproces ontstaan CO₂-emissies door consumptie van de elektroden. Daarnaast moet extra koolstof worden toegevoegd aan het proces, bijvoorbeeld in de vorm van verpoederde steenkool of houtskool. Bij gebruik van Er kunnen indirecte significante CO₂-emissies zijn wanneer in het vlamboogproces grijze stroom wordt gebruikt.

Technologie voor reductie op basis van enkel waterstof is nog niet uitontwikkeld op commerciële schaal. Bij ArcelorMittal in Hamburg wordt een eerste installatie (0,1 Mton staal/jaar) gebouwd die met industriële H₂ als reducerend gas kan werken.

Omdat ¹ijzer en aanhangend gesteente tijdens het reductieproces niet smelten en ²vlamboogoven en oxystaaloven minder geschikt zijn voor afscheiden van slak uit smelten van aanhangend gesteente is voor directe reductie in principe een andere erts kwaliteit met bijvoorbeeld minimaal 65 gew% Fe, minder dan 5 gew% ganggesteente en minimale gehalten aan fosfor en zwavel.

Verwerken van sponsijzer in oxystaalproces of hoogovenproces is ook mogelijk. In feite wordt in dat geval directe reductie gecombineerd met de traditionele hoogovenroute. Deze combinatie wordt bijvoorbeeld bestudeerd, ontwikkeld of gebouwd bij:

- Voestalpine (Donawitz in Oostenrijk)
- Salzgitter AG (Salzgitter en Wilhelmshafen in Duitsland).
- Thyssenkrupp (Bochum in Ruhrgebied, Duitsland).

⁵⁵ In de huidige bedrijfsvoering wordt 45 bar stoom uit de met hoogovengas en kooksofengas gestookte 'centrale 2' van Tata Steel gebruikt voor aandrijving van de ventilatoren voor de hete wind die in de hoogovens wordt gebruikt voor vergassing van kooks en injectiekolen.

⁵⁶ Bij gebruik van groene H₂ als substituut kan volgens Bellona tot 20% reductie worden gerealiseerd, zie: <https://bellona.org/news/industrial-pollution/2021-05-hydrogen-in-steel-production-what-is-happening-in-europe-part-two>

De voor directe reductie benodigde waterstof zou kunnen worden geproduceerd via elektrolyse, op basis van aardgas, maar ook op basis van restgassen van conventionele staalproductie.

Positie van Tata

Tata richtte zich tot medio juni op CO₂-afvang uit hoogovengas en oxystaalgas als voornaamste maatregel om CO₂-emissies significant te reduceren. Maar onder druk van de uitspraak van de rechtbank in de zaak tussen Shell en Milieudefensie lijkt het bedrijf nu toch te willen inzetten op directe reductie. Of daarbij wordt gedacht aan een combinatie van directe reductie en traditioneel hoogovenproces zoals bij een aantal Duitse staalproducenten is nog niet duidelijk.

A.7 Bouwmaterialenindustrie

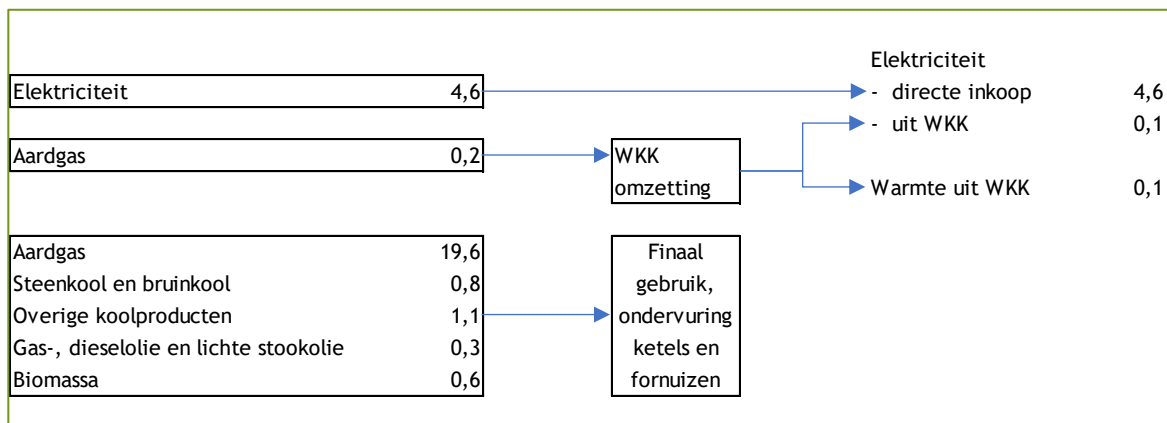
A.7.1 Sector en CO₂-emissies

De bouwmaterialenindustrie emitteert jaarlijks circa 1,3 - 1,7 Mton CO₂.

Deze sector omvat de productie van de verschillende soorten bouwmaterialen zoals glas, bakstenen en dakpannen, cement en beton en glaswol en steenwol.

De sector bestaat uit een aantal verschillende deelsectoren, waarbij in een aantal deelsectoren (glas, keramische industrie, minerale wol) een oven wordt toegepast waarin zeer hoge temperaturen (1.000-1.300°C of hoger) toegepast worden.

Een energiebalans voor de totale sector is weergegeven in . Er wordt geen energie gebruikt voor chemische reacties ('Niet-energetisch gebruik') en er wordt alleen in de beton-, gips-, cementwarenindustrie op zeer beperkte schaal toegepast.



Figuur 22: energiegebruik in de bouwmaterialenindustrie (cijfers voor 2018). Bron: CBS Statline⁵⁷

Het brandstofgebruik is het grootste in de keramische bouwproducten industrie (bijna 9 PJ/jaar, alleen aardgas) en in de glasindustrie (ruim 6 PJ/jaar, alleen aardgas).

In de overige sectoren wordt per sector enkele PJ/jaar (Beton-, gips-, cementwarenindustrie, ov mineral producten) tot vrijwel geen energie (bijvoorbeeld 'Vuurvaste, overige keramische industrie') gebruikt. Gebruik van overige koolproducten is gerelateerd aan het gebruik van cokes bij Rockwool in Roermond.

⁵⁷ <https://opendata.cbs.nl/statline/#/CBS/nl/dataset/83989NED/table?ts=1624198736611>

Gebruik van steenkool en bruinkool is wel gegeven voor de totale sector, maar niet voor een specifieke deelsector. Waarschijnlijk worden deze brandstoffen eveneens bij Rockwool geconsumeerd, gezien de beschrijving in het door TNO binnen het MIDDEN project opgestelde rapport met betrekking tot Rockwool.

Het energiegebruik is equivalent met een CO₂-emissie van circa 1,3 Mton/jaar. Additionele CO₂-emissies in de sector betreffen procesemissies en zijn bijvoorbeeld gerelateerd aan decarbonisering van grondstoffen in glasproductie.

Emissies per bedrijf zijn alleen groter dan 50 kton/jaar bij Rockwool (circa 150 kton CO₂/jaar), bij Saint Gobain in Etten-Leur (circa 55 kton CO₂/jaar) en bij de vier productielocaties voor verpakkingsglas van Ardagh Glass en O-I Manufacturing Netherlands (60 – 100 kton CO₂/jaar per locatie). Op deze locaties zijn 2 of meerdere ovens operationeel en emissiepunten aanwezig.

De jaarlijkse CO₂-emissie bij productielocaties in de grofkeramische industrie variëren van 25 – 35 kton/jaar voor de (paar) grotere steenfabrieken tot 5 – 10 kton/jaar voor de kleinere fabrieken.

Productielocaties in andere deelsectoren, zoals ENCI in Velsen, emitteren vergelijkbare jaarvrachten of zijn niet opgenomen in het overzicht van NEa. Vanwege de relatief beperkte omvang van de jaarlijkse CO₂-emissie op deze locaties zijn deze locaties buiten beschouwing gelaten.

A.7.2 Ontwikkeling in energiegebruik en CO₂-emissies

De ontwikkeling in de CO₂-emissie van de sector is zowel op korte als middellange termijn onzeker.

In de grofkeramische industrie wordt de omvang van productie, energiegebruik en CO₂-emissies bijvoorbeeld beïnvloed door restricties op stikstofemissies, demografische ontwikkelingen en bouw trends, bijvoorbeeld:

- Bouw van relatief kleinere woningen, met relatief 'weinig' keramiek per woning.
- Bouw van woningen met zonnepanelen in plaats van dakpannen.
- Een grotere nadruk op opknappen van huizen in plaats van nieuwbouw

Ook ontwikkelingen in de vraag naar verpakkingsglas en daaraan gerelateerde omvang van energiegebruik en CO₂-emissies zijn onzeker. Een factor met invloed hierop is bijvoorbeeld de ontwikkeling van statiegeld op alternatieve verpakkingen, met name van kunststof flesjes en vergelijkbare kunststof verpakkingen. De statiegeldregeling op concurrerende verpakkingen zal toepassing van glas waarschijnlijk aantrekkelijker maken.

A.7.3 Alternatieven voor CO₂-afvang en potentie voor energiebesparing

CO₂-emissies gerelateerd aan productie van verpakkingsglas zullen waarschijnlijk afnemen door een hoger percentage recycelaat in het grondstoffenpalet. Daarnaast zijn investeringen voorzien in gedeeltelijke elektrificatie van het productieproces.

Additioneel hieraan wordt onderzoek gedaan naar energierugwinning uit rookgassen.

Emissies door ontleding van carbonaten uit primaire grondstoffen kunnen – behalve door een hoger inzet scherven - mogelijk worden geminimaliseerd door aanpassing van de grondstoffenmix.

Ook in de grofkeramische industrie wordt geïnvesteerd in energiebesparingsmaatregelen, zoals

- Verlenging van de droogtunnel voor het drogen van de voorgevormde grondstoffen (tot 30% energiebesparing)
- Toepassing van infraroodstraling of radiografische microgolven (50% energiebesparing) bij het drogen van de grondstoffen.

- Toepassing van warmtepompen bij drogen van de grondstoffen;
- Toepassing van rookgascondensators voor terugwinning van proceswarmte.

Bij beide bedrijfstakken kan anders gezegd in potentie het energiegebruik en de daaraan gekoppelde CO₂ met tientallen procenten worden gereduceerd.

De CO₂-emissie van de bestaande fornuizen en ovens kan daarnaast worden gereduceerd door gebruik van groen gas en mogelijk ook door gebruik van waterstof als brandstof. Gebruik van waterstof vergt bij hogere percentages of bij volledig overschakelen op waterstof de toepassing van aangepaste branders. Branders waarmee zuivere waterstof kan worden verbrand zijn nog in ontwikkeling. Daarnaast dient te worden onderzocht in hoeverre omschakelen op 100% waterstof past bij het ontwerp van de bestaande ovens, bijvoorbeeld wat betreft de energiebalans over de ovens.

Een ander alternatief voor CO₂-afvang is vervanging van gasgestookte ovens door volledig geëlektrificeerde ovens.

A.8 Papierindustrie

A.8.1 Sector en CO₂-emissies

De 21 in de Nederlandse papiersector operationele bedrijven produceren jaarlijks circa 1,0 Mton CO₂.

De CO₂-emissies zijn gerelateerd aan energiegebruik en niet aan procesemissies. Het energiegebruik wordt vrijwel volledig gedekt door extern ingekochte energiedragers, afgezien van kleine hoeveelheden biogas uit eigen waterzuivering en – bij twee bedrijven – slib en reststoffen (rejects) uit oud papier recycling⁵⁸.

Het energiegebruik betreft voornamelijk warmte, geconsumeerd in de vorm van lage druk/ middendruk stoom van circa 150 – 200 °C. De warmte wordt voornamelijk gebruikt voor:

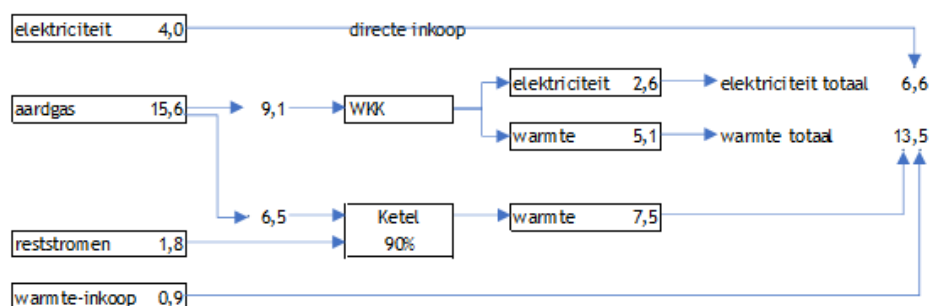
- Drogen van papier (circa 80% van de warmtevraag) in de droogpartij van de papiermachine(s);
- Het voorbereiden van de grondstoffen voor papierproductie: oud papier en geïmporteerde balen droge primaire pulp. In beide gevallen worden de vezels in de grondstof losgemaakt en gedispergeerd in heet water.

Warmte wordt over het algemeen gecascadeerd, waarbij 'restwarmte' c.q. condensaat van de droogpartij van de papiermachine wordt benut voor bijvoorbeeld voorbereiden van grondstoffen.

Stoom wordt bij de meeste bedrijven geproduceerd in aardgasgestookte WKK-installaties, die in productievermogen variëren van kleinschalige gasturbines van enkele MW's mechanisch vermogen met nastook op de afgassenketel tot STEG-installaties met gasturbines met een mechanisch vermogen van tientallen MW.

Een globale energiebalans op basis van CBS Statline is opgenomen in Figuur 23. Het gegeven aardgasgebruik verklaart de voor de sector bekende CO₂-emissie grotendeels ($15,6 \times 0,0565 = 0,88$ Mton CO₂).

⁵⁸ Een wervelbedverbrandingsinstallatie voor slib en rejects bij Smurfit Kappa Parengo in Renkum en een rejects vergasser bij Eska Hoogezand.



Figuur 23: Globale energiebalans papierproductie in 2019 (alle waarden in PJ/jaar)

A.8.2 Ontwikkeling in energiegebruik en CO₂-emissies

De omvang van het energiegebruik in de papierindustrie wordt behalve door de ontwikkelingen in de afzetmarkten voor de papier en grafische industrie mede beïnvloed door de rentabiliteit van WKK-installaties.

Qua productievolumes van papier en karton wordt de komende jaren een beperkte krimp verwacht [14], vooral door krimp in productie van grafisch papier (kranten, tijdschriften). De CO₂-emissie van de papiersector daalt waarschijnlijk min of meer evenredig.

De rentabiliteit van aan het openbare elektriciteitsnet leverende WKK-installaties zal naar verwachting [39] in de periode tot aan 2030 significant verslechteren door⁵⁹:

- Enerzijds toenemende ETS en CO₂-heffing op de door WKK-installaties geïmitteerde CO₂;
- Anderzijds een toenemend aanbod elektriciteit uit zon-PV en windvermogen, waardoor het aantal draaiuren van aardgasgestookte WKK-installaties in de periode 2022 – 2030 naar verwachting zal dalen.

De rendabiliteit van WK-installaties die aan eigen bedrijf leveren neemt ook af ten opzichte van inkoop vanaf het net, maar wordt minder sterk beïnvloed door genoemde aspecten.

Samenvattend zal de CO₂-emissie van de papiersector ook zonder inspanningen op gebied van energiebesparing, procesinnovatie en verduurzaming van de energievoorziening afnemen.

A.8.3 Alternatieven voor CO₂-afvang en potentie voor energiebesparing

In onderzoek zijnde of in praktijk toegepaste alternatieven voor warmteproductie op basis van aardgas zijn onder andere:

- Stoomproductie met een elektrische ketel (praktijk in Scandinavië), al dan niet gebalanceerd met de eventueel aanwezige bestaande WKK-installatie;

⁵⁹ De studie van Blueterra heeft met name betrekking op installaties in de glastuinbouw. De algemene teneur wordt echter representatief verondersteld voor alle sectoren met WKK-vermogen.

- Gebruik van alternatieve, hernieuwbare brandstoffen (houtsnippers/pellets, biogas, waterstof) in stoomproductie (praktijk).

Bij diverse papierfabrieken wordt overwogen of zal men (bijvoorbeeld bij Crown van Gelder⁶⁰) een elektrische stoomketel aan het stoomstelsel toevoegen voor stoomproductie in perioden met lage elektriciteitsprijzen.

Ook zijn er initiatieven voor stoomproductie op basis van houtpellets, een optie, die ook in de 'zeef' [3] voor CCS als gelijkwaardig alternatief voor CCS wordt beschouwd.

Daarnaast zijn er significante inspanningen om met name energiegebruik in de droogpartij te reduceren. Door optimalisatie van de droogsectie kan met bewezen technologie tot 15% van het energieverbruik in een papierfabriek bespaard worden [40].

Er zijn diverse demonstratieprojecten voor integratie van een warmtepomp om de voor de droogpartij benodigde warmte te produceren op basis van restwarmte en elektriciteit. De economisch rendabele netto CO₂-reductiepotentie die per 2025 zou kunnen worden gehaald met maatregelen als warmtepompen / mechanische damp recompressie, elektrodenketels, optimalisatie in processturing en sturing van elektromotoren is in Project 6-25 geschat op 0,3 Mton CO₂/jaar.

Met toepassing van deels nog in ontwikkeling zijnde technologie als superkritische stoom, infrarood droogtechnologie en drogen met microgolven kan additioneel energie worden bespaard.

De verwachting is dat door implementatie van dergelijke opties de CO₂-emissie van de sector de komende 10 – 15 jaar significant zal afnemen zonder dat CCS wordt toegepast.

A.9 Voedingsmiddelenindustrie

De sector is divers en omvat zo'n 4.500 ambachtelijke en industriële bedrijven die te maken hebben met de productie van voedsel. Een groot deel van de productie in de voedings- en genotmiddelenindustrie is bestemd voor de export.

De sector emitteert circa 3,6 – 3,9 Mton/jaar aan CO₂. CO₂-emissies zijn gerelateerd aan energiegebruik en niet aan procesemissies. De sub sectoren die een significant deel van het energieverbruik uitmaken zijn (nummers zijn de SBI-indeling):

- 10.1 Slachterijen en vleesverwerking
- 10.3 Verwerking van aardappels, groente en fruit
- 10.4 Vervaardiging van plantaardige en dierlijke oliën en vetten
- 10.5 Vervaardiging van zuivelproducten
- 10.6 Vervaardiging van meel (incl. zetmeel).
- 10.8 Vervaardiging van overige voedingsmiddelen (suiker, cacao, specerijen, bereide maaltijden, voedingspreparaten, etc.)

Belangrijke toepassingen van warmte zijn:

- Lage temperatuur verwarmingsprocessen (< 120 °C) voor koken, pasteuriseren en schoonmaken
- Hoge(re) temperatuurverwarmingsprocessen (200 – 300 °C) voor bakken en sproeidrogen (bijvoorbeeld melkpoeder).

Belangrijke toepassingen van elektriciteit zijn:

- Invriezen van versproducten;

⁶⁰ Zie bijvoorbeeld: <https://vnp.nl/innovatie/voorbeelden-innovatie-en-verduurzaming/crown-gelder-eneco-elektrische-boiler-op-windenergie/>

- Aandrijven van motoren o.a. voor malen van graan, snijden van vlees, transport van voedingsmiddelen door de industrie;
- Verlichting.

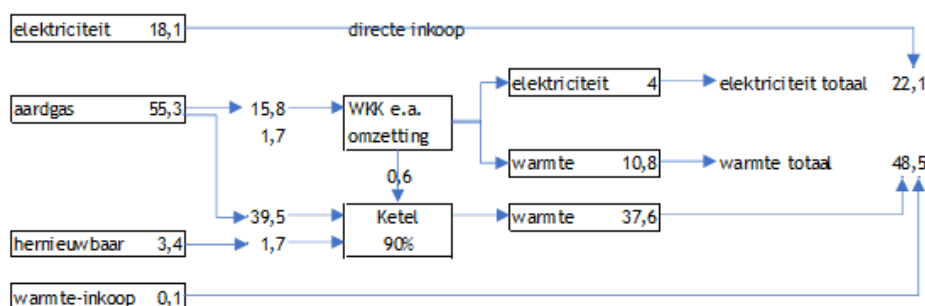
Het energiegebruik wordt vrijwel volledig gedekt door extern ingekochte energiedragers, afgezien van:

- kleine hoeveelheden biogas uit eigen waterzuivering
- Vaste organische reststromen uit eigen productieproces (bijvoorbeeld bij Douwe Egberts, Joure) of extern ingekochte houtsnippers (Royal FrieslandCampina, Balkbrug) en pyrolyseolie (Royal FrieslandCampina, Borculo).

Een globale energiebalans op basis van CBS Statline is opgenomen in Figuur 24

Het gegeven aardgasgebruik verklaart de voor de sector bekende CO₂-emissie grotendeels ($55,3 \times 0,0565 = 3,12$ Mton CO₂).

Er is daarnaast een CO₂-emissie gerelateerd aan de productie van geactiveerde kalk in met voor het zuiveren van ruw suiker bij suikerproductie (0,2 PJ/jaar, circa 0,02 Mton CO₂/jaar) en gebruik van bruinkool (1,3 PJ/jaar, circa 0,13 Mton CO₂/jaar) bij grasdrogerijen.



Figuur 24: Globale energiebalans voedingsmiddelenindustrie in 2019 (alle waarden in PJ/jaar)

Aardgas wordt voornamelijk verstoekt in ketels enkele MW tot enkele tientallen MW. Bij grotere bedrijven (bijvoorbeeld op locaties van AVEBE, Cosun, Royal FrieslandCampina, diverse brouwerijen) worden WKK-installaties toegepast, gebaseerd op gasturbines met een mechanisch vermogen van enkele MW tot enkele tientallen MW. De CO₂-vracht per puntbron bedraagt tussen circa 1 kiloton/jaar tot mogelijk 100 kiloton/jaar.

A.9.1 Ontwikkeling in energiegebruik en CO₂-emissies

Net als in de papierindustrie wordt de CO₂-emissie in de voedingsmiddelenindustrie beïnvloed door afzetvolumes en door de rentabiliteit van WKK-installaties.

Qua productievolumes wordt de komende jaren een toename in productie van – afhankelijk van de deelsector – 10% - 20% verwacht. Voor de rentabiliteit van aan het openbare elektriciteitsnet leverende WKK-installaties en aan eigen bedrijf leverende WKK-installaties geldt hetzelfde als bij de papierindustrie:

Een significant slechtere rentabiliteit voor aan het net leverende WKK-installaties;

Een beperkte verslechtering van de rentabiliteit van aan eigen bedrijf leverende installaties.

Een eenduidige conclusie met betrekking tot de autonome ontwikkeling van de CO₂-emissie van de sector als gevolg van marktontwikkelingen is niet goed te trekken op basis van deze globale literatuurverkenning.

A.9.2 Alternatieven voor CO₂-afvang en potentie voor energiebesparing

In onderzoek zijnde of in praktijk toegepaste alternatieven voor warmteproductie op basis van aardgas zijn onder andere:

- a. Stoomproductie met een elektrische ketel (praktijk in Scandinavië), al dan niet gebalanceerd met de eventueel aanwezige bestaande WKK-installatie;
- b. Gebruik van alternatieve, hernieuwbare brandstoffen (houtsnipper/pellets, biogas, waterstof) in stoomproductie (praktijk).

Bij diverse fabrieken wordt overwogen of zal men (bijvoorbeeld een 30 MW_e ketel bij AVEBE in Ter Apelkanaal⁶¹) een elektrische stoomketel aan het stoomsysteem toevoegen voor stoomproductie in perioden met lage elektriciteitsprijzen.

Ook zijn er zoals in voorgaande sub-sub paragraaf genoemd bestaande installaties stoomproductie op basis van houtsnipper, biogas en pyrolyse-olie - opties, die ook in de 'zeef' [3] voor CCS als gelijkwaardig alternatief voor CCS wordt beschouwd.

Daarnaast zijn er significante inspanningen om met name warmtegebruik te reduceren. De economisch rendabele netto CO₂-reductiepotentie die per 2025 zou kunnen worden gehaald met maatregelen als warmtepompen/mechanische damp recompressie, elektrodenketels, optimalisatie in processturing en sturing van elektromotoren is in Project 6-25 geschat op 0,8 Mton CO₂/jaar⁶².

Daarnaast zijn energiezuinige technologieën in ontwikkeling of staan technologieën op het punt van marktintroductie gebaseerd op toepassing van infraroodstraling en microgolven voor bijvoorbeeld pasteuriseren en drogen.

De verwachting is dat door implementatie van dergelijke opties de CO₂-emissie van de sector de komende 10 – 15 jaar significant zal afnemen zonder dat CCS wordt toegepast.

⁶¹ Zie bijvoorbeeld:

https://www.provinciegroningen.nl/fileadmin/user_upload/Documenten/Vergunningen_en_Ontheffingen/Ontheffingen_en_vergunning_en_2018/456030_-_DEFINITIEF-BESLUIT-het-milieuneutraal-veranderen-van-een-inrichting-Correctie-D2020-071825.pdf

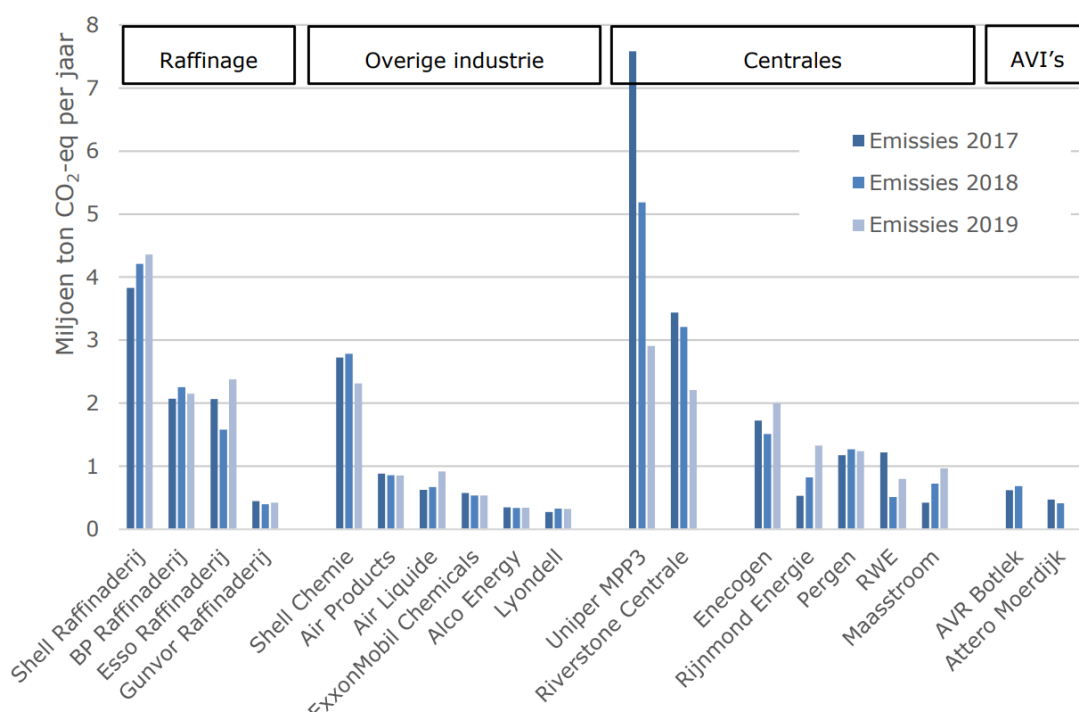
⁶² <https://www.6-25.nl/>

Bijlage B: Omschrijving industriële clusters

B.1 Rotterdam - Moerdijk

Het cluster **Rotterdam-Moerdijk** bestaat uit circa 60 bedrijven, waarvan 5 olieraffinaderijen, 5 energiecentrales (kolen en gas), 36 chemiebedrijven, 4 afvalverwerkingsbedrijven en 14 overige industriebedrijven [3] in de omgeving rond de Rotterdamse haven en Moerdijk.

Het Rotterdam - Moerdijk cluster heeft van alle clusters de hoogste CO₂-emissies: in 2016 bijna 19 Mton CO_{2,eq} per jaar door de industrie en bijna 16 ton door elektriciteitscentrales.



Figuur 25: Alle bedrijven uit het Rotterdam-Moerdijk cluster met een jaarlijkse uitstoot groter dan 0,25 Mton CO₂-eq. [1]

CCS- en decarbonisatieplannen Rotterdam-Moerdijk

Shell Pernis en Alco zijn bedrijven die op dit moment al een afvanginstallatie hebben en CO₂ leveren aan OCAP. Een belangrijk project in dit cluster is het Porthos project, waarin eind 2024 2,5 Mton CO₂ afvang op jaarbasis van Exxonmobil, Shell, Air Liquide, Air products en opslag onder de Noordzee gerealiseerd wordt.

In de clusterplannen voor Rotterdam Moerdijk (april 2020) wordt naast CO₂ afvang ook ingezet op waterstof (1,4 Mt CO₂-emissiereductie in 2030), elektrificatie (2,5 Mt CO₂-emissiereductie in 2030), gebruik van restwarmte (2,6 Mt CO₂-emissiereductie in 2030) en CC(U)S (3,6 Mt CO₂-emissiereductie in 2030).

Specifiek op het gebied van waterstof loopt het H-vision project, waarbij uit ten minste 90% raffinaderijgas door een 740 MW ATR installatie blauwe waterstof wordt geproduceerd. Het is een pre-combustion CCS-project van Deltalinqs, Air Liquide, BP, Gasunie, Havenbedrijf Rotterdam, Power Plant Rotterdam, Shell, Uniper, Koninklijke Vopak, ExxonMobil, EBN en Equinor.

PBL-verkenning energietransitie cluster Rotterdam (maart 2021):

B.2 Noord-Nederland

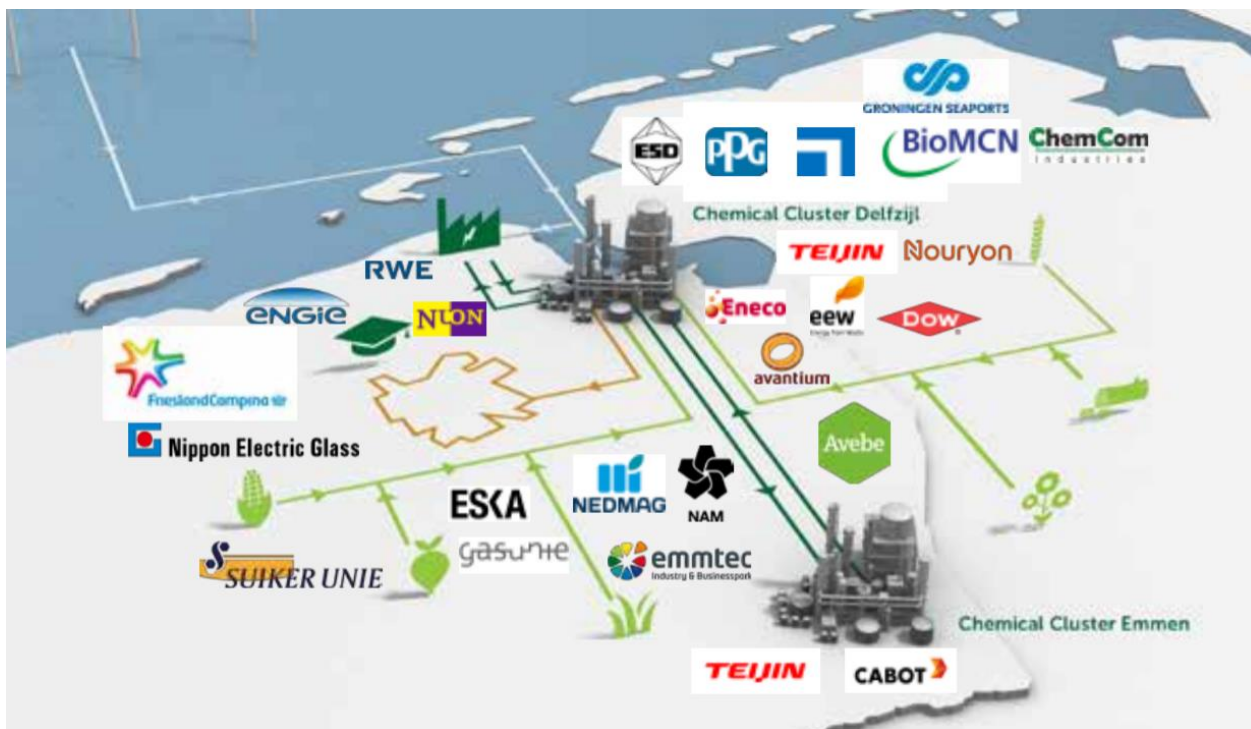
Het industrie cluster Noord-Nederland bestaat uit energie-intensieve bedrijven uit de provincies Groningen en Drenthe. Het omvat onder andere de industrieclusters in de Eemshaven, Delfzijl en Emmen. De industrie is veelzijdig met de aanwezigheid van twee zeehavens, basis(chemie), kunststofvezelindustrie, agro-food, datacenters, recycling, metaal, bioraffinage. Verder vindt 30% van de Nederlandse elektriciteitsproductie in dit cluster plaats.

Een overzicht van de meest energie-intensieve bedrijven in het cluster is te zien in [16].

De focus in de verduurzamingsopgave van chemiecluster Emmen ligt op de biobased productie en de recycling van polymeervezels. Grote bedrijven in dit cluster zijn onder meer Teijin Aramid en DSM. EMMtec services is verantwoordelijk voor de energievoorziening en CO₂-emissie van de bedrijfsprocessen.

Het Chemische Cluster Delfzijl is een samenwerking tussen bedrijven die grondstoffen uitwisselen en voorraden delen. Dit cluster telt momenteel 18 bedrijven, waaronder Akzo Nobel, Nouryon, OCI, Teijin Aramid, DOW Benelux, en NAM.

Buiten de industrieclusters zijn onder meer een aantal grote voedselproducenten (FrieslandCampina, Suiker Unie en Avebe) gevestigd. Door hun veelal coöperatieve opzet hebben zij een belangrijke binding met de agrarische sector in de regio. Ook is er een groot kas- en tuinbouwgebied. Daardoor heeft het cluster ook toegang tot een grote hoeveelheid biomassa die via bioraffinage kan worden omgezet naar zowel materialen als energie. Het direct verbranden van biomassa wordt gezien als tussenoplossing.



Figuur 26: Industrietafel Noord Nederland [16]

In de voortgang regioplannen 2017-2019-2030 opgezet door Industrietafel Noord-Nederland wordt gesproken van 2,0 Mton CO₂ emissies in 2019 [16]. Dit betreft de industrie zonder elektriciteitsopwekking.

Bedrijven met grootste bijdrage aan uitstoot	Mt CO ₂ -eq in 2019
RWE Eemshaven	5,4 (2,5 in 2020)
Vattenfall Magnum centrale Eemshaven	2,5

CCS- en decarbonisatieplannen Noord-Nederland

In de voortgang regioplannen van de industrietafel Noord-Nederland wordt het afvangen van CO₂ met aansluitend opslag in lege gasvelden of aquifers onder de Noordzee en inzet van afgevangen CO₂ als grondstof gezien als kosteneffectieve mogelijkheden voor CO₂-emissiereductie. Elektriciteitscentrales en afvalenergiebedrijven kunnen kartrekker zijn, waarna de industrie kan aanhaken.

Naast de CCS-optie bestaat er in Delfzijl op relatief korte termijn de mogelijkheid om CO₂ vanuit verschillende bronnen in te zetten als grondstof voor de productie van methanol uit groene waterstof. Randvoorwaarde hiervoor is wel dat deze combinatie binnen de RED II4 aangemerkt wordt als biogeen. Verder ontwikkelen het Noorse Equinor, Gasunie en Vattenfall het H2M project in de Eemshaven. Als onderdeel daarvan heeft Vattenfall de intentie om haar Magnum gascentrale in de Eemshaven om te bouwen naar een waterstofgestookte eenheid. In de huidige planning moet de eerste van drie eenheden (440 MW) van de centrale volledig op waterstof draaien in 2026-2027. De CO₂ zal worden afgevangen en per schip getransporteerd naar Noorwegen waar het onder de Noordzee in de ondergrond zal worden opgeslagen.

In totaal wordt er gesproken over CCU en CCS-volumes van 22,800 ton/jaar 2020-2025, 106,979 ton/jaar 2025-2030 en 100,000 ton/jaar na 2030.

B.3 Staal Noordzeekanaalgebied

De industrie in het Noordzeekanaalgebied kan economisch en ruimtelijk in drie clusters worden ingedeeld: staal in de IJmond (Tata Steel), food langs de Zaan, in Amsterdam en in de IJmond, en energie in Amsterdam en de IJmond.

De directe uitstoot van de industrie en energiecentrales in het cluster bedraagt in 2018 jaarlijks 18,3 Mton CO₂, waarin Tata Steel de grootste emitter is met ongeveer 6,3 miljoen ton CO₂ uitstoot per jaar, gevolgd door de Vattenfall elektriciteitscentrales en AEB. (De Hemwegcentrale van Vattenfall is inmiddels gesloten, waarmee de uitstoot met 2,5 Mton is gereduceerd.)

Bedrijven met grootste bijdrage aan uitstoot	Mt CO ₂ -eq in 2019
Tata Steel	6,3
Vattenfall power Velsen	3,8

Bedrijven met grootste bijdrage aan uitstoot	Mt CO ₂ -eq in 2019
Vattenfall Hemweg centrale	3,2
Vattenfall power IJmond	1,7

CCS- en decarbonisatieplannen Noordzeekanaalgebied

De plannen voor CCS uit het regioplan Noordzeekanaalgebied stellen dat Tatasteel 6 miljoen ton CO₂ per jaar gaat afvangen die vervolgens met behulp van het Athos project onder de Noordzee opgeslagen zal worden. Verder heeft volgens het regioplan heeft AEB vooralsnog geen andere mogelijkheid om klimaatneutraal te worden dan door CO₂ af te vangen en deze ondergronds op te slaan.

Verder bevat het regioplan 45 projecten die in potentie kunnen zorgen voor een reductie van 15 Mton, waaronder het H₂ermes project. In dit project zijn er plannen voor 100 MW groene waterstof productie door Nouryon, Tata Steel en Port of Amsterdam.

B.4 Chemelot (Zuid-Limburg)

Het cluster Chemelot bestaat uit de chemiesite Chemelot in Geleen en de (ETS-)bedrijven die aangesloten zijn bij het Limburgs Energie Akkoord (LEA) en valt geografisch samen met de Provincie Limburg. De chemiesite Chemelot huisvest 150 organisaties, 60 fabrieken en meer dan 8000 medewerkers van 60 verschillende nationaliteiten.

De bedrijven op de Chemelotsite hebben een gezamenlijke uitstoot van in totaal circa 6 Mton CO₂ (-equivalenten). De bedrijven buiten de chemiesite Chemelot hebben totaal 0,83 CO₂-eq Mton emissie.

Bedrijven met grootste bijdrage aan uitstoot	Mt CO ₂ -eq in 2019
OCI nitrogen	1,9
Sabic	1,6

CCS- en decarbonisatieplannen Chemelot

In de Cluster Energie Strategie (CES) van chemelot omschreven dat bij verduurzaming de focus ligt op elektrificeren, waterstof, methaan/biogas, restwarmte en het transport van CO₂. Daarnaast zijn er plannen om 0,5 Mton vanaf 2025 en 0,8 Mton vanaf 2028 CO₂ af te vangen, met name vanuit de ammoniakproducent OCI Nitrogen, die op dit moment al een afvang installatie heeft.

B.5 Smart Delta Resources (Zeeland)

Dit cluster strekt zich uit over de provincies West-Brabant, Zeeland en Oost-Vlaanderen, specifiek van Bergen op Zoom richting Vlissingen, Terneuzen en langs de Kanaalzone naar Gent.



Figuur 27: Smart Delta Resources cluster [8]

De schaal van de SDR-regio is groot. De CO₂-uitstoot is ruim 22 Mton/jr waarvan 9,5 Mton/ jr voor het Nederlandse deel [8] Verder wordt 1,3 Mton gebruikt voor de productie van kunstmest en in de tuinbouw voor CCU. Als laatste, is de waterstofconsumptie is 520 kton H₂/jr, meer dan een derde van de totale Nederlandse industriële consumptie.

SDR is een samenwerkingsverband tussen o.a. elf energie-en grondstof-intensieve bedrijven: ArcelorMittal, Cargill, Dow, Engie, Fluxys, Gasunie New Energy, Lamb Weston Meijer, Ørsted, PZEM, Suiker Unie, Trinseo, Yara, Zeeland Refinery.

Bedrijven met grootste bijdrage aan uitstoot in Nederland:

Bedrijven met grootste bijdrage aan uitstoot	Mt CO ₂ -eq in 2019
DOW Benelux (Hoek)	4,0
Yara Sluiskil	3,4
Zeeland Refinery	1,5

CCS- en decarbonisatie plannen Smart Delta Resources

Fundamenteel in het regioplan [8] is de ontwikkeling van een regionale waterstofinfrastructuur, een integrale CO₂-infrastructuur ten behoeve van CCUS en de realisatie van 380 kV in Zeeuws-Vlaanderen alsmede voldoende beschikbaarheid van duurzame energie.

Op dit moment heeft YARA al een afvanginstallatie en levert aan OCAP. In de plannen gaat CCS toenemen tot volumes van 5,7 mt CO₂ in 2030 en 7 mt CO₂ in 2050.

Tevens wordt in deze regio reeds 520 kT waterstof toegepast voor industriële productie en export van grondstoffen. Dit maakt ca. 33% uit van de huidige industriële consumptie in Nederland. Door deze schaal zijn de kansen voor verduurzaming via blauwe waterstof met CCS naar groene waterstof middels elektrolyse zeer gunstig te noemen (in combinatie met 1,5 GW Borsele 1-4 in 2021).

Als laatste, bevordert SDR industriële symbiose. DOW gaat in het Steel2Chemicals initiatief gebruik maken van de afvalgassen van Arcelor Mittal. Een ander voorbeeld is de levering van waterstof uit de naftakrakers van DOW aan Yara (feedstock voor ammoniakproductie) en ICL-IP (verwerking van broom).

Tabel 25: Transitiepad plannen voor emissiereductie volgens het regioplan 2030 - 2050

Transitiepad	CO ₂ -reductie 2030 (t.o.v. 2019)		CO ₂ -reductie 2050 (t.o.v. 2019)	
	%	kT	%	kT
CCS	27	5.700	33	7.000
Elektrificatie	2	403	13	2.800
Waterstof & CCU	9	2.000	15	3.200
Overig	14	3.000	25	5.200
Totaal	52	11.000	87	18.400

B.6 Het 6e cluster

Binnen het 6^e cluster vallen alle bedrijven die niet binnen de 5 industriële clusters vallen. Samen stoten deze bedrijven ca 16,5 Mton CO₂ uit, gelijk aan ongeveer 30% van de uitstoot

Indien we de industriële bedrijven in de regionale clusters niet meenemen (+/- 70% van de uitstoot) blijft er een uitstoot over van ca 16,5 Mton en een reductieopgave van 4,3 Mton CO₂. De sectoren betrokken bij dit plan geven gezamenlijk goed te zijn voor circa 14Mton CO₂ en, indien aan de randvoorwaarden wordt voldaan, ongeveer 4,9 Mton CO₂ te kunnen besparen.

CCS- en decarbonisatieplannen van het 6^e cluster

Op dit moment hebben verscheidene afvalverbranding (en energie) installaties in het 6^e cluster een afvanginstallatie, namelijk Twence,, AVR Duiven en HVC Alkmaar. CCU/CCS wordt in de klimaattransitieplannen van het 6^e cluster (koplopersprogramma, 2021) gezien als de enige optie voor AEC's, de geografische locatie is hier een factor.

Verder wordt er vooral ingezet op elektrificatie en waterstof. Bedrijven in het zesde cluster hebben beperkte investeringsruimte.

B.7 Ruhrgebied

Het Ruhrgebied is een sterk geïndustrialiseerde regio in de Duitse deelstaat Noordrijn-Westfalen.



Figuur 28: Ruhrgebied (rood) in Noordrijn-Westfalen (rood-grijs) in Duitsland (grijs)⁶³

Voor dit gebied zijn geen bronnen voor emissiecijfers bekend die vergelijkbaar zijn met die van de Nederlandse industriële clusters. Een recent rapport (2020) [23] onderscheidt de 'Großindustrie', wat ongeveer overeenkomt met de ETS-bedrijven. Het rapport noemt met name de ijzer en staalproductie en de chemische industrie. Dit is voor CCS de relevante subsector.

Vergeleken met Nederland valt het grote aandeel steenkool in het energieverbruik op. Jaarlijks wordt circa 80 TWh (288 PJ) geleverd door steenkool en circa 18 TWh (65 PJ) door aardgas. Andere bijdragen (hernieuwbaar, stookolie, stadswarmte) hebben geringe bijdragen. Met emissiefactoren van 438 en 247 gCO₂/kWh is deze fossiele uitstoot circa 40 Mton per jaar. Het betreft hiermee alleen de energiegebonden broeikasgasemissies. Deze 40 Mton is vergelijkbaar met de emissies van het cluster Rotterdam - Moerdijk (36 Mton).

De grootste emittenten zijn onder andere ThyssenKrupp (staalproductie; 7,8 Mton in 2019 [24]) in Duisburg en Heidelberg Cement.

B.8 Antwerpen⁶⁴

Het Antwerpse Havenbedrijf ontwikkelt in het project Antwerp@C samen met 7 spelers uit de chemie- en energiesector plannen voor de implementatie van CO₂-afvang en –afvoer in de Antwerpse haven. Het consortium bestaat uit behalve uit het Havenbedrijf uit Air Liquide, BASF, Borealis, ExxonMobil, INEOS, Fluxys en Total.

Het consortium heeft de ambitie om per 2030 de CO₂-emissies in de haven met ongeveer 50% te reduceren van ruim 18 Mton/jaar naar circa 9 Mton/jaar door toepassing van CO₂-afvang. Naast CO₂-afvang en –opslag lijkt met name hergebruik van restwarmte van de industrie de meest haalbare kaart om de CO₂-uitstoot tot 2030 te reduceren.

Het plan omvat op hoofdlijnen de volgende onderdelen:

- Het ontwikkelen van een centrale CO₂-buisleiding op zowel linker- als rechteroever van de Schelde, waarop individuele bedrijven afgevangen CO₂ kunnen afzetten

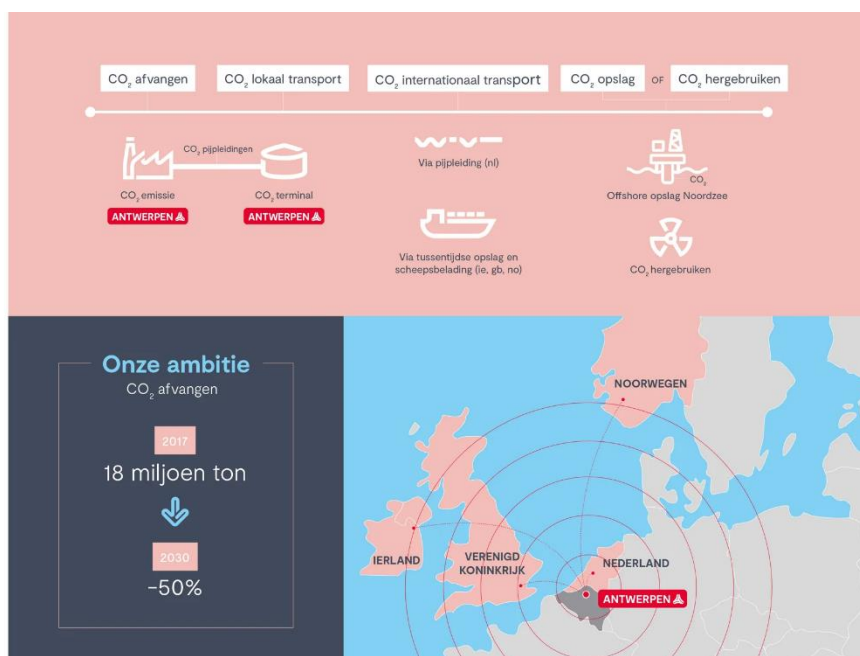
⁶³ Bron: CC BY-SA 3.0, <https://commons.wikimedia.org/w/index.php?curid=49939>

⁶⁴ zie o.a.: <https://www.chemengonline.com/port-of-antwerp-consortium-outlines-ambitious-co2-capture-framework/>, <https://newsroom.portofantwerp.com/antwerpc-onderzoekt-potentieel-om-de-co2-uitstoot-in-de-haven-van-antwerpen-tegen-2030-te-halveren>, [Standaard,

- Het ontwikkelen van verschillende gemeenschappelijke behandelingsinstallaties voor het opwerken van afgevangen CO₂,
- Ontwikkelen van zowel procesinstallaties als infrastructuur voor afvoer van afgevangen CO₂ met oog op eeuwigdurende opslag:
 - Ontwikkelen van een pilotinstallatie voor de productie van methanol op basis van methanol.
 - Ontwikkelen van een gemeenschappelijke infrastructuur voor de afvoer van CO₂ ten behoeve van eeuwigdurende opslag.
 - Ontwikkelen van een gemeenschappelijke installatie voor het vloeibaar maken van CO₂, tussentijdse opslag van CO₂ in vloeibare vorm.
 - CO₂ internationaal exporteren: grensoverschrijdend vervoer van CO₂ via pijpleidingen naar Rotterdam of vervoer per schip naar VK of naar Noorwegen.
 - CO₂ opslaan: CO₂ permanent opslaan in lege gasvelden onder de zee of een watervoerende laag in de ondergrond.

Antwerp@C

8 spelers uit chemie- en energiesector onderzoeken haalbaarheid om CO₂ af te vangen, op te slaan en te hergebruiken in Port of Antwerp



Figuur 29: Antwerp@C overzicht

De benodigde investering voor de CO₂-infrastructuur (exclusief methanolproductie faciliteiten) zou volgens consortiumvoorzitter Wouter De Geest van 'Antwerp@C' circa 3 miljard euro bedragen, voor pijpleidingen vanuit de haven naar de CO₂-terminal, maar ook voor het bouwen van afvanginstallaties bij de bedrijven zelf.

Een lopende studie naar de meest optimale configuratie van afvang en infrastructuur in de haven zelf wordt voor de helft bekostigd door de Europese Unie. Een indicatie voor additionele Europese steun en steun vanuit Vlaamse en Federale Belgische overheden voor de aan investeringen gerelateerde kosten wordt naar verwachting in het tweede kwartaal van 2021 verwacht.

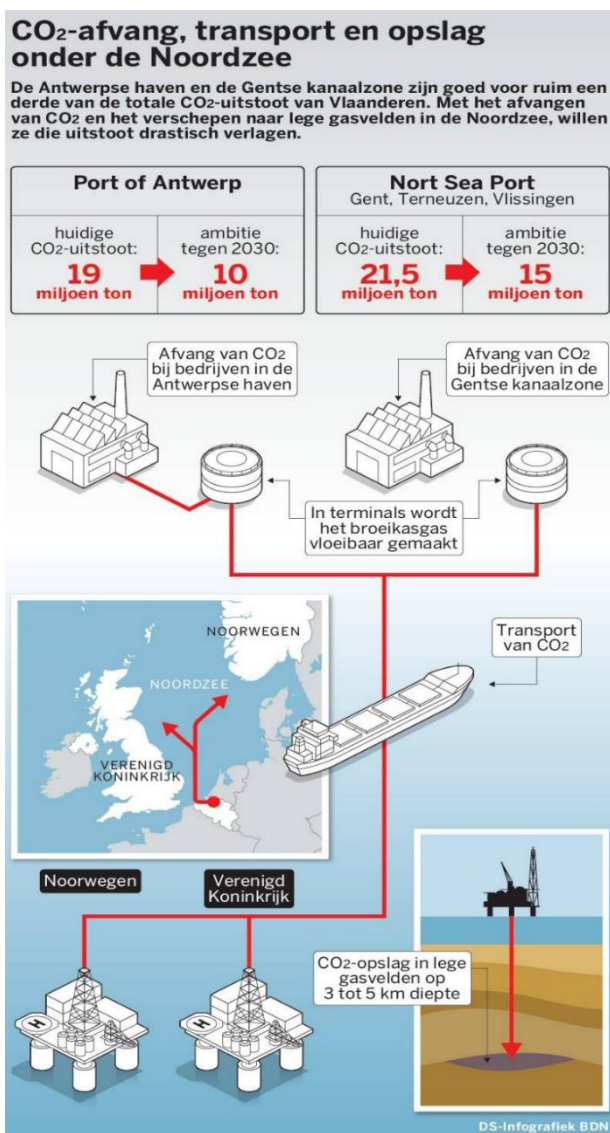
Onderzoek naar grensoverschrijdend transport wordt uitgevoerd binnen twee verschillende initiatieven uit:

- Het CO₂TransPorts-project voor een pijpleiding naar Rotterdam
- Het Northern Lights-project voor transport naar Noorwegen per schip.

Aangezien CCS door de EU wordt gezien als een belangrijke hefboom om klimaatverandering tegen te gaan, zijn deze initiatieven erkend als Projects of Common Interest (PCI).

Onderzoek voor de Antwerpse haven naar regionale infrastructuur en grensoverschrijdend transport van CO₂ lijkt te worden / zijn gecombineerd met onderzoek naar deze onderwerpen in het North Sea Port gebied. In een artikel in De Standaard van maart 2021 worden beide projecten gezamenlijk besproken. Vanuit de North Sea Port organisatie is een – in juni af te ronden - studie uitgezet voor het opstellen van een plan om jaarlijks om tegen 2030 bijna een derde van de totale CO₂-uitstoot uit het gebied (6,5 miljoen ton) op te slaan in lege gasvelden. Er zou ten laatste tegen 2026 een infrastructuur moeten zijn om vloeibare CO₂ te kunnen verscheppen. Daarbij is onder andere gekeken naar of één grote terminal of twee kleinere terminals.

In een 'infographic' in het artikel in De Standaard is overigens de optie van transport van CO₂ naar Rotterdam niet aangegeven. Er lijkt te worden ingezet op afvoer per schip vanuit Zeebrugge.



Figuur 30: Infographic CO₂ transport België

Bijlage C: CO₂-emissies van ETS-inrichtingen met > 100 ton/jaar

	Gem. emissies 2016 - 2020 (kton/jaar)	Inrichting	Plaats
1	6.400	Tata Steel IJmuiden bv	VELSEN-NOORD (GEM. VELSEN)
2	6.357	RWE Eemshaven Centrale	EEMSHAVEN
3	4.809	Uniper Centrale Maasvlakte	MAASVLAKTE-ROTTERDAM
4	4.698	Chemelot	SITTARD-GELEEN
5	4.156	Shell Nederland Raffinaderij B.V.	HOOGVLIET-ROTTERDAM
6	4.047	Dow Benelux B.V.	HOEK
7	3.734	Vattenfall Power Velsen	VELSEN-NOORD
8	3.582	Yara Sluiskil B.V.	SLUISKIL
9	3.007	Vattenfall Centrale Hemweg	AMSTERDAM
10	2.572	Shell Nederland Chemie B.V., vest. Moerdijk	MOERDIJK
11	2.425	Amercentrale	GEERTRUIDENBERG
12	2.413	Power Plant Rotterdam B.V.	MAASVLAKTE-ROTTERDAM
13	2.160	BP Raffinaderij Rotterdam B.V.	EUROPOORT-ROTTERDAM
14	2.156	ESSO Raffinaderij Rotterdam	BOTLEK-ROTTERDAM
15	1.962	ENGIE Eemscentrale	EEMSHAVEN
16	1.875	Vattenfall Power IJmond	VELSEN
17	1.845	Vattenfall Magnum Centrale Eemsmoond	Eemshaven
18	1.689	Enecogen	ROTTERDAM EUROPOORT
19	1.508	Zeeland Refinery N.V.	NIEUWDORP
20	1.501	Sloe Centrale B.V.	RITTHEM
21	1.487	ENGIE Maximacentrale	LELYSTAD
22	1.229	Pergen VOF	VONDELINGENPLAAT
23	1.175	Vattenfall Centrale Diemen	DIEMEN
24	946	Rijnmond Energie C.V.	VONDELINGENPLAAT-ROTTERDAM
25	762	WKC Moerdijk	MOERDIJK
26	680	Air Products Nederland B.V., Locatie Botlek	BOTLEK-ROTTERDAM
27	615	Air Liquide Nederland BV - SMR2	BOTLEK-ROTTERDAM
28	602	MaasStroom Energie C.V.	VONDELINGENPLAAT-ROTTERDAM
29	521	Eneco Centrale Lage Weide	UTRECHT
30	456	Energie Productie Clauscentrale	MAASBRACHT
31	433	Delesto B.V.	FARMSUM
32	367	ExxonMobil Chemical Holland B.V. (RAP)	BOTLEK-ROTTERDAM
33	364	Gunvor Petroleum Rotterdam B.V.	EUROPOORT-ROTTERDAM

	Gem. emissies 2016 - 2020 (kton/jaar)	Inrichting	Plaats
34	334	BioMethanol Chemie Nederland B.V.	FARMSUM
35	318	Uniper Centrale RoCa	ROTTERDAM
36	308	Alco Energy Rotterdam BV	EUROPOORT ROTTERDAM
37	296	Lyondell Chemie Nederland B.V. - Botlek locatie	BOTLEK-ROTTERDAM
38	272	Nouryon Industrial Chemicals B.V. (Hengelo)	HENGELO
39	270	Eneco Centrale Merwedekanaal	UTRECHT
40	234	Cabot B.V.	BOTLEK-ROTTERDAM
41	234	Eurogen C.V.	BOTLEK-ROTTERDAM
42	201	SABIC Innovative Plastics B.V.	BERGEN OP ZOOM
43	190	Cargill B.V. Sas van Gent	SAS VAN GENT
44	169	DS Smith Paper De Hoop Mill	EERBEEK
45	165	Air Products Nederland B.V., Locatie Botlek (Merseyweg)	BOTLEK-ROTTERDAM
46	163	Emmtec Services B.V.	EMMEN
47	160	Uniper Centrale De Constant Rebecqueplein	DEN HAAG
48	156	Sappi Maastricht BV	MAASTRICHT
49	153	ADM Europoort B.V.	Europoort Rotterdam
50	152	Smurfit Kappa Roermond Papier B.V.	ROERMOND
51	152	Enecal Energy V.O.F.	BOTLEK ROTTERDAM
52	145	Rockwool B.V.	ROERMOND
53	145	Indorama Ventures Europe B.V.	EUROPOORT ROTTERDAM
54	141	Uniper Centrale Leiden	LEIDEN
55	140	Aluminium & Chemie Rotterdam B.V.	BOTLEK-ROTTERDAM
56	140	NAM B.V. Warmtekrachtcentrale en Oliebehandelingsinstallatie Schoonebeek (WKC/OBI)	SCHOONEBEEK
57	133	NAM B.V. locatie K14-FA-1C/P	ASSEN
58	130	Crown Van Gelder N.V.	VELSEN-NOORD
59	125	ESD-SIC bv	FARMSUM
60	122	Suiker Unie, productielocatie Vierverlaten	GRONINGEN
61	121	Suiker Unie fabriek Dinteloord	BREDA
62	116	DAMCO Aluminium Delfzijl Coöperatie U.A.	FARMSUM
63	114	Nouryon Industrial Chemicals B.V. (Rotterdam)	ROTTERDAM
64	106	AVEBE U.A. locatie Ter Apelkanaal	TER APELKANAAL
65	106	VPR Energy B.V.	EUROPOORT-ROTTERDAM

	Gem. emissies 2016 - 2020 (kton/jaar)	Inrichting	Plaats
66	104	Total offshore platform K5 Central Complex	DEN HAAG
67	103	O-I Manufacturing Netherlands B.V., vestiging Leerdam	LEERDAM
68	100	Shin-Etsu PVC B.V., locatie Botlek	ROTTERDAM
69	100	FrieslandCampina DMV B.V., locatie Veghel	VEGHEL

Bijlage D: CO₂ afvangkosten

Hoewel deze studie vooral betrekking heeft op benodigde opslagcapaciteit en grensportcapaciteit en afvang een zijspoor is, is in deze studie een globale reflectie opgenomen op afvangkosten en kostenbepalende factoren.

Om de invloed te illustreren van procesparameters, investeringen, afschrijfmethodeken en marktprijzen voor bedrijfsmiddelen als aardgas/warmte en elektriciteit zijn indicatieve berekeningen uitgevoerd voor de afvangkosten bij post-combustion afvang uit rookgassen bij een aardgas gestookte ketel en een AVI.

Daarbij is gevarieerd voor

- Hoge WACC (10%) versus lage WACC (3%);
- Hoge prijzen versus lage prijzen voor aardgas en elektriciteit;
- Hoge warmtevraag (zoals bij MEA) versus lage warmtevraag (nieuwere sorbens);
- Hoge prijzen en consumptie voor sorbens versus lage prijzen en lage consumptie voor sorbens;
- Hoge versus lage personele behoefte.

Er is anders dan in de SDE++ regeling geen rekening gehouden met inflatie. De aardgasprijs is gebruikt voor het bepalen van de specifieke kosten voor stoom, uitgaande van een ketelrendement van 90%. Er is aangenomen dat er nog capaciteit voor productie van additionele stoom is⁶⁵. De warmtevraag is De afschrijftermijn is gelijk verondersteld aan die in de SDE++.

Zoals geïllustreerd worden de afvangkosten bij post-combustion afvang gedomineerd door aan de ene kant de kapitaallasten, aan de andere kant de kosten voor stoom. Elektriciteit en andere operationele kosten vormen samen eveneens een significante kostenpost.

De specifieke warmtevraag en de aard van de geleverde warmte – verse stoom, restwarmte, aftapstoom – hebben een significante invloed op de totale operationele kosten.

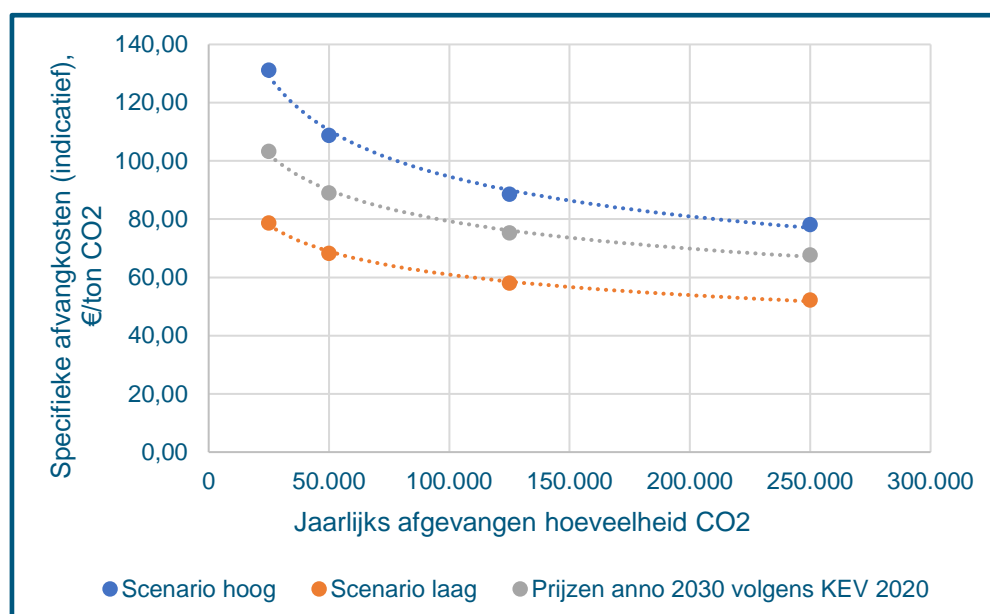
Tabel 26 Indicatie van spreiding in afvangkosten voor industriële aardgasgestookte stoomketel

		Scenario 'hoog'	Scenario 'laag'	Scenario 'KEV2020, anno 2030'
Capaciteit	ton/uur	14,6	14,6	14,6
	ton/jaar	125.000	125.000	125.000
Investering	M€	36,5	36,5	36,5
Afschrijving	jaar	15	15	15
WACC	%	10%	3%	6%
Vollasturen	uur/jaar	8.550	8.550	8.550
<i>Prijzen</i>				
Elektriciteit	€/MWh	55	40	51
Stoom	€/GJ	8,6	5,6	8,1
Solvent prijs	€/kg	2	1	1,5
Personeelskosten	€/FTE	68.000	68.000	68.000

⁶⁵ Met andere woorden: dat er geen investeringen in een nieuwe ketel hoeven plaats te vinden.

		Scenario 'hoog'	Scenario 'laag'	Scenario 'KEV2020, anno 2030'
E-verbruik	MWh/ton	0,175	0,175	0,175
Stoomverbruik	GJ/ton	3,5	2,412	3,5
Solvent verbruik	kg/ton CO ₂	2	1	1,5
Onderhoud	% investering	2%	2%	2%
Personeelsbehoefte	FTE	3	1	1
<i>Kostprijs opbouw</i>				
Elektriciteit	€/ton	9,63	7,00	8,93
Stoom	€/ton	30,25	13,40	28,26
Solvent	€/ton	4,00	1,00	2,25
Onderhoud	€/ton	5,84	5,84	5,84
Bedrijfsvoering	€/ton	1,63	0,54	0,54
Operationele kosten	€/ton	51,34	27,78	45,82
Kapitaal lasten	€/ton	34,07	23,85	28,23
Totale kosten	€/ton	85,41	51,63	74,05

In zijn indicatieve waarden voor de afvangkosten bij post-combustion afvang gegeven als functie van de schaalgrootte. Ter vergelijking zijn ook de geschatte afvangkosten voor afvang bij AVI's gegeven. De in dagbladen genoemde investeringen voor afvang bij AVI's zijn overigens ongeveer de helft van de waarde die bij PBL wordt aangehouden.



Figuur 31 indicatie van afvangkosten bij post-combustion afvang als functie van de schaalgrootte

De hoogte van de ETS-prijs waarbij CO₂-afvang en geologische opslag financieel aantrekkelijk wordt volgt uit de geschatte prijs en een indicatieve waarde voor transport en opslag van €47 - €57 per ton CO₂ (volgens PBL) voor locaties in de buurt van geplande buisleidingen of grotere waterwegen.

CO₂-afvang is anders gesteld bij een maximale CO₂-heffing van €124/ton CO₂ alleen aantrekkelijk voor (al dan niet gecombineerde) emissiepunten van > 250 kton CO₂/jaar bij hoge prijzen voor aardgas en elektriciteit en commerciële parameters voor afschrijvingen. De huidige marktprijzen voor aardgas en elektriciteit liggen rond de in de berekeningen aangehouden bovenwaarden.

Bij lage prijzen voor elektriciteit en aardgas – of bij gebruik van restwarmte met een lage temperatuur en lage economische waarde – en bij nutsfaciliteiten passende parameters voor afschrijvingen zou de minimale brongrootte misschien ‘slechts’ 50 kton CO₂/jaar hoeven zijn.

Ter vergelijking: in KEV 2020 [41] wordt voor 2030 een aardgasprijs van €7,3/GJ en een elektriciteitsprijs van €51/MWh_e geprognoseerd. Bij deze prijsniveaus is post-combustion CO₂-afvang uit rookgassen naar schatting vanaf 120 kton/jaar economisch rendabel bij een maximale CO₂-heffing van €124/ton CO₂.