



1 **CONCEPTADVIES SDE++ CO₂-**
2 **REDUCERENDE OPTIES**

3
4 CO₂-afvang en -opslag (CCS)

5

6 **Notitie**

7 **Paul Noothout (Navigant)**

8 **Sander Lensink (PBL)**

9 **26 juli 2019**

10 **Colofon**

11 **Conceptadvies SDE++ CO₂-reducerende opties: CO₂ afvang en opslag (CCS)**

12 © PBL Planbureau voor de Leefomgeving

13 Den Haag, 2019

14 PBL-publicatienummer: 3743

15 **Contact**

16 sde@pbl.nl

17 **Auteurs**

18 Paul Noothout (Navigant), Sander Lensink (PBL)

19 **Eindredactie en productie**

20 Delen uit deze publicatie mogen worden overgenomen op voorwaarde van bronvermelding:
21 Paul Noothout en Sander Lensink (2019), Conceptadvies SDE++ CO₂-reducerende opties:
22 CO₂ afvang en opslag (CCS), Den Haag: PBL.

23 Het Planbureau voor de Leefomgeving (PBL) is het nationale instituut voor strategische be-
24 leidsanalyses op het gebied van milieu, natuur en ruimte. Het PBL draagt bij aan de kwaliteit
25 van de politiek-bestuurlijke afweging door het verrichten van verkenningen, analyses en eva-
26 luaties waarbij een integrale benadering vooropstaat. Het PBL is voor alles beleidsgericht.
27 Het verricht zijn onderzoek gevraagd en ongevraagd, onafhankelijk en wetenschappelijk ge-
28 fundeerd.

29 Inhoud

30	1	Introductie	4
31	2	Beschrijving technologie	5
32	3	Aannames kosten	7
33	3.1	Investeringskosten	7
34	3.2	Operationele kosten	8
35	3.3	Aanname restwaarde	8
36	3.4	Correctiebedrag	9
37	3.5	Afgevangen en vermeden CO ₂	9
38	4	Basisbedragen	10
39	4.1	Extra CO ₂ -opslag bij bestaande installaties	11
40	4.2	Geconcentreerde CO ₂ -bronnen	12
41	4.3	CCS bij afvalverbrandingsinstallaties	13
42	4.4	CCS bij raffinaderijen	14
43	4.5	CCS bij andere processen	15
44	5	Overzicht basisbedragen	16
45	6	Uitvraag	17
46		Literatuur	19
47		Bijlage A	21

1 Introductie

49 **Introductie**

50 Het ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK) heeft PBL gevraagd advies uit bren-
51 gen over de openstelling van de SDE++ (Subsidieregeling voor Duurzame Energie) in 2020.
52 Het PBL heeft voor de zogenoemde verbredingsopties ondersteuning gevraagd van ECN part
53 of TNO en Navigant.

54

55 De SDE+ is sinds 2011 het belangrijkste instrument voor de stimulering van de opwekking
56 van hernieuwbare energie in Nederland. Binnen deze regeling wordt jaarlijks de kostprijs van
57 hernieuwbare energie van diverse technologieën bepaald, binnen de SDE+-regeling aange-
58 duid als het basisbedrag. Daarnaast zijn ook het correctiebedrag en de basisprijs belangrijke
59 componenten van de SDE+-regeling.

60

61 In 2020 wordt de bestaande SDE+-regeling verbreed naar de SDE++. Nieuw hierbij is dat
62 naast categorieën voor de productie van hernieuwbare energie ook CO₂-reducerende opties
63 anders dan hernieuwbare energie in aanmerking komen voor subsidie. Dit zorgt ervoor dat
64 de regelgeving en de methodiek en dus ook de uitgangspunten voor de SDE+ zodanig wor-
65 den uitgebreid dat deze ook toepasbaar zijn voor een breder palet aan CO₂-reducerende ca-
66 tegorieën.

67

68 Deze notitie bevat het conceptadvies met betrekking tot CCS.

69

70 **Marktconsultatie**

71 Belanghebbenden kunnen schriftelijk een reactie geven op dit conceptadvies en de onderlig-
72 gende kostenbevindingen. Deze schriftelijke reactie dient uiterlijk 27 augustus bij het PBL
73 binnen te zijn. Mocht een aanvullend gesprek door het PBL gewenst worden, dan zal dit tus-
74 sen 2 en 13 september worden gehouden.

75

76 Op basis van schriftelijke reacties uit de markt en marktconsultatiegesprekken stelt het PBL
77 vervolgens het uiteindelijke eindadvies op voor EZK. De minister van EZK besluit uiteindelijk
78 aan het eind van het jaar over de openstelling van de nieuwe SDE++-regeling, de open te
79 stellen categorieën en de bijbehorende basisbedragen.

80

81 Nadere informatie is te vinden via de website: www.pbl.nl/sde

2 Beschrijving technologie

82

83

84 CO₂-afvang en -opslag (CCS) kan in de industrie worden toegepast door CO₂ af te vangen bij
85 industriële processen, deze te comprimeren, te transporteren en onder de grond op te slaan.

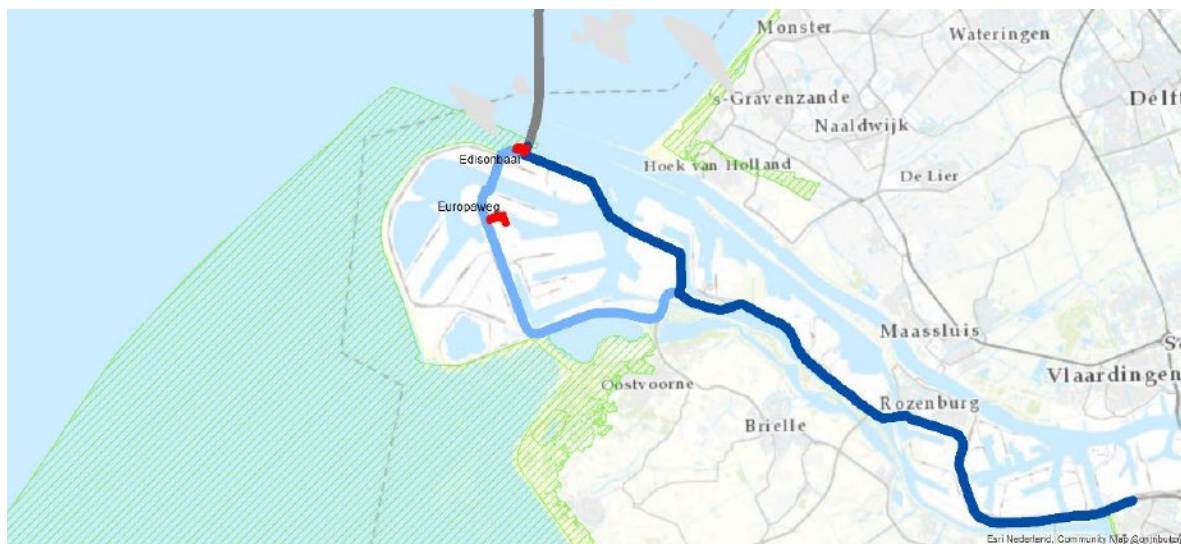
86

87 Afvangen van CO₂ kan bij verschillende industriële processen. De kosten voor het afvangen
88 van CO₂ worden mede bepaald door puurheid van de bron, afvangtechnologie¹ en of de CO₂-
89 afvanginstallatie op een nieuwe of bestaande fabriek wordt geïnstalleerd. De kosten kunnen
90 mede daardoor zeer case-specifiek zijn.

91

92 Voor het transport en opslag van CO₂ wordt aangenomen dat er in Nederland CO₂-
93 transportnetwerken zullen worden gecreëerd waaraan de industrie afgevangen CO₂ kan leve-
94 ren. Op dit moment liggen er gevorderde plannen voor CO₂-netwerken in Rotterdam
95 (Porthos) en Amsterdam (Athos). Deze transportnetwerken zullen een verwerkingstoelag
96 vragen voor het transporteren en opslaan van de CO₂. Om CO₂ te kunnen leveren aan deze
97 netwerken, zullen geïnteresseerde bedrijven naast een CO₂-afvanginstallatie een aansluiting
98 op het CO₂-transportnetwerk moeten realiseren. De beoogde opslaglocatie voor het CO₂-
99 transportnetwerk dat Porthos wil ontwikkelen bevindt zich op zee, in het P18-veld. Voor
100 Athos is nog geen opslaglocatie bekendgemaakt. Voor bedrijven die niet aan deze transport-
101 netwerken liggen zullen alternatieve CO₂-transportopties moeten worden ontwikkeld.

102



103

104

105

Figuur 2-1: Beoogde CO₂-leidingtracé Porthos in de Rotterdamse haven (Royal Haskoning DHV, 2019)

¹ De meest gangbare technieken voor CO₂-afvang zijn bekend als *pre-combustion*, *post-combustion* en *oxyfuel-combustion*. Echter, in industriële toepassingen is niet altijd sprake van verbranding. Daarom zijn er industriële alternatieve namen ontwikkeld die qua proces op hetzelfde neerkomen: *pre-process removal* (pre-combustion), *removal from diluted streams* (post-combustion) en *removal from oxy-fired streams* (oxyfuel-combustion) (IEA & UNIDO, 2011). Omdat deze terminologie niet door iedereen wordt gebruikt is ervoor gekozen in dit conceptadvies pre-combustion, post-combustion en oxyfuel-combustion te gebruiken.

106 De aanwezigheid van een transportnetwerk is een belangrijke voorwaarde voor de realisatie
107 van CO₂-afvang. Het is daarom de verwachting dat SDE++ voor CCS vooral zal worden aan-
108 gevraagd door bedrijven die betrokken zijn bij Porthos en Athos. Aansluiting op Porthos of
109 Athos is echter geen uitgangspunt voor dit advies, noch kan dit advies gelezen worden als
110 pleidooi om SDE++-subsidie te beperken tot projecten die op Porthos of Athos aangesloten
111 zullen gaan worden.

112
113 CCS kan bij verschillende processen worden toegepast. Hieronder is een overzicht gegeven
114 (in oplopend CO₂-reductiepotentieel) van de processen waarbij de hoogste geschatte CO₂-
115 reductiepotentie wordt verkregen (CE Delft, 2018):

- 116 • Ethyleenoxide-productie [0,3 Mt CO₂]
- 117 • Waterstofproductie [2 Mt CO₂]
- 118 • Staalproductie [4 Mt CO₂]
- 119 • Ammonia-productie [5 Mt CO₂]
- 120 • Afvalverbrandingsinstallaties [8 Mt CO₂]
- 121 • CO₂-afvang bij olieraffinaderijen (kraker, WKK en procesverwarming) [11 Mton CO₂]

122 Naast nieuwe CO₂-afvanglocaties zijn er ook locaties waar al CO₂ wordt afgevangen, namelijk
123 bij Shell Pernis en Alco. Zij leveren dit aan tuinders en de frisdrankenindustrie. Aangezien
124 deze vraag deels afhankelijk is van seizoensinvloeden, wordt een deel van de afgevangen
125 CO₂ afgeblazen. Deze CO₂ zou ook kunnen worden geleverd aan het CO₂-transportnetwerk.
126 Hiervoor zijn investeringen vereist in compressie en een aansluiting op het CO₂-
127 transportnetwerk.

128
129 In de volgende sectie wordt een overzicht gegeven van de verschillende kostenposten. In
130 sectie 4 worden voor de referentie-installaties de basisbedragen gegeven.

3 Aannames kosten

131

132 Voor de bovengenoemde toepassing zijn investeringskosten en operationele kosten in kaart
133 gebracht op basis van literatuur, casestudies en de resultaten van de studie Verkenning uit-
134 breiding SDE+ met industriële opties (Navigant, 2019). In deze sectie worden de verschil-
135 lende kostenposten beschreven en eventuele aannames toegelicht.

136

137 3.1 Investeringskosten

138 Voor CO₂-afvang zijn investeringen nodig in een afvanginstallatie. De kosten van deze instal-
139 latie hangen af van het proces waarvan wordt afgevangen, de gekozen technologie en of het
140 een nieuwe of bestaande fabriek betreft. De investeringskosten zijn vaak inclusief de kosten
141 voor installatie en inpassing, omdat het ontwerp van de installatie vaak moet worden aange-
142 past aan het proces waarin het wordt toegepast.

143

144 Er zijn een aantal bestaande CO₂-afvanglocaties waarvan de afgevangen CO₂ wordt gebruikt
145 in bijvoorbeeld de glastuinbouw of frisdrankindustrie. Een deel van de afgevangen CO₂ wordt
146 daarbij afgeblazen. Deze CO₂ kan worden opgeslagen. Hiervoor is een aanvullende investe-
147 ringen in compressie en een aansluiting op het CO₂-transportnetwerk nodig.

148

149 Voor het transport van CO₂ is een investering vereist in compressie, een aansluiting van op
150 het CO₂-transportnetwerk, de het CO₂-transportnetwerk zelf en CO₂-opslagfaciliteiten. De re-
151 alisatiekosten voor de het CO₂-transportnetwerk en de kosten voor opslag worden niet als
152 investeringskosten meegenomen, maar als een verwerkingstoelag die de kosten represente-
153 ren. Deze komen terug bij de operationele kosten (sectie 3.2). Als referentie voor het CO₂-
154 transportnetwerk is Porthos gekozen. Dit project bevindt zich in een gevorderd stadium
155 waardoor er informatie beschikbaar is omtrent technische specificaties en kosten. Voor af-
156 vanglocaties die niet op het Porthos-netwerk kunnen worden aangesloten is het mogelijk om
157 CO₂ te transporteren per schip of per as (over de weg). De kosten voor deze opties liggen
158 afhankelijk van het volume en de afstand mogelijk hoger dan transport per pijpleiding
159 (Topsector Energie, 2018).

160

161 Aangenomen wordt dat bij het bepalen van het ontwerp en de route van het CO₂-
162 transportnetwerk rekening wordt gehouden met de partijen die een SDE++-beschikking voor
163 CCS zullen aanvragen. De te overbruggen afstand naar het CO₂-transportnetwerk zal daarom
164 relatief kort zijn: deze wordt voor de referentiesituatie geschat op 1 km. De kosten voor het
165 aansluiten van de afvanginstallatie op een CO₂-transportnetwerk wordt geschat op 1 €/t
166 CO₂/km (Navigant, 2019). Voor invoeding in het CO₂-transportnetwerk moet de CO₂ eerst
167 gereinigd worden en op een druk van 30 tot 35 bar worden gebracht (Porthos, 2019).
168 Daarna wordt op een centrale plaats in het CO₂-transportnetwerk de druk van de CO₂ verder
169 verhoogd tot 100 bar (Porthos, 2019). Investeringskosten in CO₂-compressie worden be-
170 paald door onder andere CO₂-concentratie, ingaande druk, uitgaande druk en volume. In de
171 verschillende literatuurbronnen wordt vaak uitgegaan van een uitgaande druk van 74 bar of
172 hoger. Hierdoor zijn de compressorkosten uit deze bronnen niet bruikbaar voor de referentie-
173 cases. Daarom worden de compressiekosten nu geschat op basis van de resultaten van het
174 GeoCapacity-onderzoek dat onder andere door TNO is uitgevoerd (GeoCapacity, 2010). In
175 deze studie is een tool ontwikkeld die op basis van ingaande druk, uitgaande druk en volume
176 een inschatting geeft van de investeringskosten.

177 3.2 Operationele kosten

178 Voor het afvangen van CO₂ worden drie typen operationele kosten onderscheiden: vaste
179 O&M-kosten, variabele O&M-kosten en de energiekosten. Ook hier geldt dat operationele
180 kosten worden beïnvloed door het proces waarvan CO₂ wordt afgevangen, de gekozen tech-
181 nologie en of het een nieuwe of bestaande installatie betreft.

182
183 De vaste O&M-kosten bestaan uit salariskosten, administratieve en overheadkosten, jaar-
184 lijke O&M, verzekeringen en lokale belastingen (IEAGHG, 2017a). Aangenomen wordt dat
185 deze kosten ongeveer 2% van de investeringskosten bedragen (Navigant, 2019). De varia-
186 bele O&M-kosten worden vooral bepaald door energiekosten, bestaande uit warmte of stoom
187 voor CO₂-afvang en elektriciteit voor compressie. Energiekosten voor afvang worden veelal
188 gegeven in de beschikbare literatuur en rapporten. Als deze niet beschikbaar zijn worden
189 energiekosten geschat op basis van een vuistregel: 0,05 MWh/t CO₂ (ADB, 2014). Voor com-
190 pressie waren er geen representatieve energiekosten beschikbaar, omdat de uitgaande druk
191 aangenomen in de referentiecases (35 bar) lager ligt dan de uitgaande druk in de beschik-
192 bare cases (74 bar of hoger). Daarom zijn de energiekosten ingeschat op basis van kosten-
193 ranges uit de literatuur: afhankelijk van druk en puurheid kunnen compressiekosten variëren
194 tussen 0,025 tot 0,120 MWh/t CO₂ (Aspelund & Jordal, 2007; Jackson & Brodal, 2018). Naar-
195 mate het drukverschil tussen ingaande en uitgaande CO₂ kleiner is, kunnen deze kosten da-
196 len naar 0,025 MWh/ton CO₂ (Aspelund & Jordal, 2007). Per referentie-case zal aan de hand
197 van de ingaande druk en de ranges worden bepaald welke energiekosten worden aangenomen.
198 Voor de elektriciteitsprijs wordt de groothandelsprijs gebruikt van 46 €₂₀₂₀/MWh. Dit is
199 een voorlopig groothandelsprijs voor elektriciteit die is berekend op basis van de ongewogen
200 gemiddelde elektriciteitsprijzen van 2020 tot en met 2034 op basis van de NEV2017
201 (Schoots, Hekkenberg, & Hammingh, 2017). Voor de kosten van warmte wordt een voorlo-
202 pige prijs van 5 €₂₀₂₀/GJ aangenomen (ECN, 2016). Voor beide bedragen geldt dat zij worden
203 vervangen door een groothandelsprijs berekend op basis van de ongewogen gemiddelde prij-
204 zen van 2020 tot en met 2034 zoals volgens de Klimaat- en Energieverkenning (KEV) van
205 PBL die later dit jaar uitkomt. Naast energie zijn er beperkte kosten voor het gebruik van
206 chemicaliën en water voor het afvangproces.

207
208 De afgevangen CO₂ wordt ingevoed in het CO₂-transportnetwerk en vervolgens getranspor-
209 teerd naar opslaglocaties onder de Noordzee. De kosten voor de investering in het CO₂-
210 transportnetwerk, het transport in het CO₂-transportnetwerk, injectie, opslag en monitoring
211 zitten verwerkt in de verwerkingstoelage. Voor alle referentie-cases worden dezelfde CO₂-
212 specificaties aangenomen (onder andere met betrekking tot druk en zuiverheid), waardoor
213 de verwerkingstoelage voor alle cases gelijk is. In de literatuur zijn verschillende kostenschat-
214 tingen bekend voor CO₂-transport per pijplijn. TNO schat de transportkosten in op 15 tot 20
215 €/t CO₂ (TNO, 2018). Dit is echter zonder kosten voor risicopremies en aansprakelijkheid in
216 het geval van bijvoorbeeld lekkages. In de marktconsultatie van Navigant (2019) wordt de
217 verwerkingstoelagen inclusief deze aansprakelijkheidskosten ingeschat tussen 20-40 €/t CO₂.
218 Voor de basisbedragen wordt deze range als benchmark gekozen en wordt een verwerkings-
219 toeslag van 30 €/t CO₂ aangenomen.

220

221 3.3 Aanname restwaarde

222 Voor CCS wordt een subsidietermijn van 15 jaar aangenomen, gelijk aan de meeste andere
223 technologieën binnen de SDE++. Er wordt aangenomen dat er geen restwaarde over is na de
224 15 jaar subsidieperiode.

225 3.4 Correctiebedrag

226 De onrendabele top wordt bepaald door het basisbedrag te verminderen met de inkomsten
227 die worden gegenereerd door de technologie. Voor CCS is dit niet van toepassing, omdat dit
228 een *end-of-pipe*-oplossing betreft.

229

230 **CO₂-prijs**

231 Bedrijven binnen het EU ETS zijn verplicht jaarlijks voldoende emissierechten af te dragen
232 om hun CO₂-uitstoot te vereffenen (Nederlandse Emissieautoriteit, 2019). Dat betekent dat
233 de CO₂-reductie gerealiseerd met een SDE++-subsidie voor die installaties zal worden gecor-
234 rigeerde met de geldende CO₂-prijs. De CO₂-prijs zoals gegeven in de NEV2017 wijkt duidelijk
235 af van de huidige CO₂-prijs. Voor de voorlopige CO₂-prijs wordt daarom 15,6 €/t CO₂ geno-
236 men, gebaseerd op het ongewogen gemiddelde van de veilingprijs van 2018. De definitieve
237 CO₂-prijs zal later bepaald worden op basis van de gemiddelde CO₂-prijzen van 2020 tot en
238 met 2034 zoals volgens de KEV die later dit jaar uitkomt.

239

240 3.5 Afgevangen en vermeden CO₂

241 Toepassing van CCS vraagt energie voor het afvangen, op kwaliteit brengen en op druk
242 brengen van de CO₂. Dit interne energiegebruik (ook wel *energy penalty* genoemd) kan ook
243 CO₂-uitstoot tot gevolg hebben. Voor elektriciteit wordt gerekend met de verwachte CO₂-
244 emissiefactor voor elektriciteit uit het net in 2030 (0,18 kg CO₂/kWh)². Voor warmte wordt
245 uitgegaan van verbranding van aardgas: 56,6 kg CO₂/GJ aardgas (LHV) (RVO, 2018). Bij een
246 conversie-efficiëntie van 90% (LHV) van een gasgestookte ketel, is de CO₂-emissie 62,9 kg
247 CO₂/GJ_{th}. Door de hoeveelheid afgevangen CO₂ te corrigeren met de CO₂-uitstoot van het in-
248 terne energiegebruik wordt de hoeveelheid vermeden CO₂ berekend: de netto CO₂-reductie.
249 Om het effect en de kosteneffectiviteit van de SDE++ te beoordelen wordt de hoeveelheid
250 vermeden CO₂ gebruikt in het bepalen van het basisbedrag en de subsidie-intensiteit.

251

252 Voor het afrekenen van de subsidie zal de hoeveelheid afgevangen CO₂ worden gebruikt,
253 omdat dit door een onafhankelijke partij kan worden vastgesteld. Dat is niet het geval voor
254 vermeden CO₂. Dat betekent dat in de uitvoering van de regeling ook een bedrag wordt vast-
255 gesteld in €/t CO₂ afgevangen.

² Het betreft de emissiefactor van de gemiddelde marginale optie in 2030. Dat is een andere grootte dan de emissiefactor van de gemiddelde mix in 2030. Deze waarde zal geüpdatet worden met KEV2019-cijfers.

4 Basisbedragen

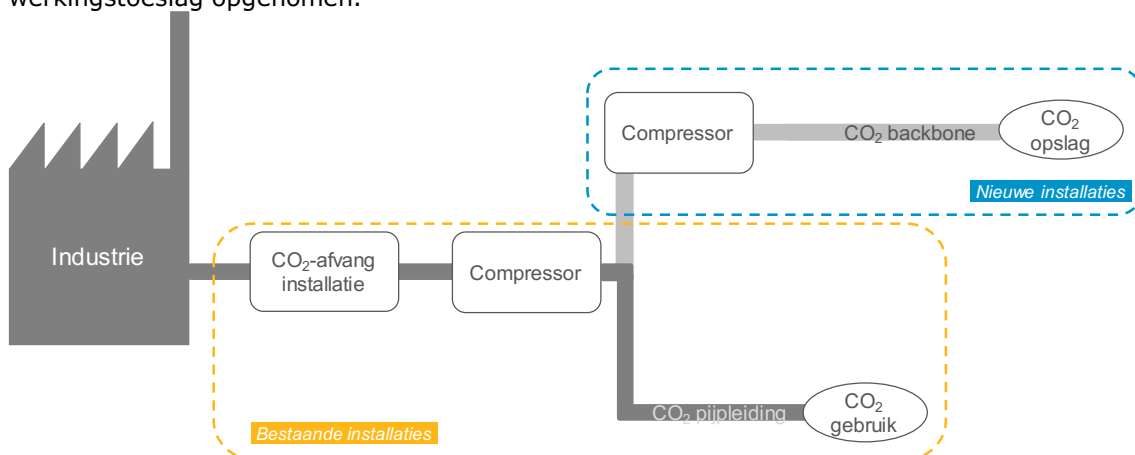
256

257 Voor verschillende processen is op basis van literatuur inzicht verkregen in de kosten van
258 toepassing van CCS. Op basis van karakteristieken van de afvangprocessen, de puurheid van
259 de bronnen en de aanwezigheid van afvanginstallaties wordt advies uitgebracht over de vol-
260 gende SDE++-subcategorieën:

261

262 **Extra CO₂-opslag bij bestaande installaties**

263 In deze installaties wordt al CO₂ afgevangen en getransporteerd voor gebruik in onder an-
264 dere kassen en frisdrankindustrie. Er is dus al een afvanginstallatie, een compressor en een
265 CO₂-pijpleiding aanwezig. In de referentie wordt aangenomen dat de afvanginstallatie het
266 hele jaar door CO₂ afvangt en op de momenten dat het deel dat niet wordt gebruikt weer
267 wordt uitgestoten. Dit deel kan met behulp van een tweede pijpleiding en een extra com-
268 pressor naar het CO₂-transportnetwerk worden getransporteerd (zie Figuur 4-1). Voor de
269 aansluiting en de compressor worden zowel investeringskosten als O&M-kosten in het basis-
270 bedrag opgenomen. Voor het transport naar de opslaglocatie en het opslaan wordt een ver-
271 werkingstoeslag opgenomen.



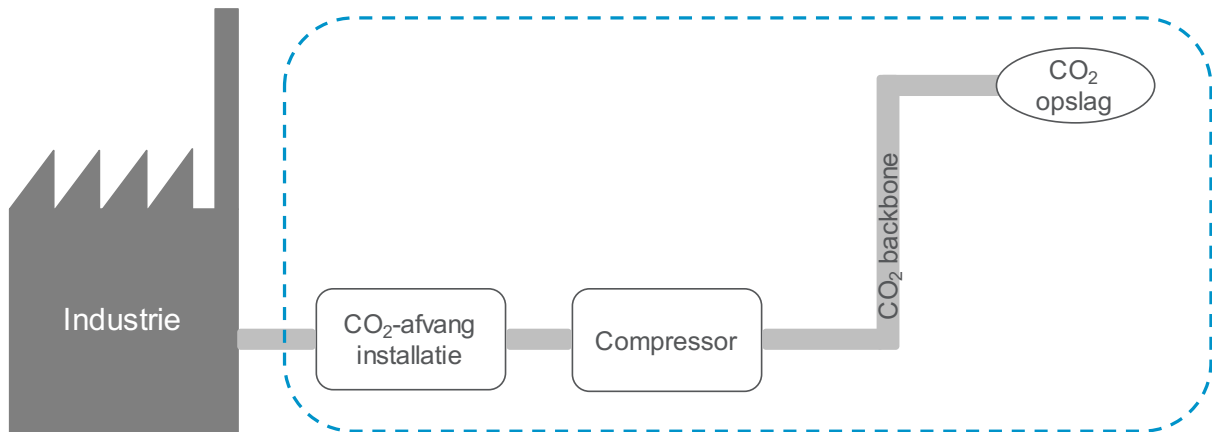
272

273 **Figuur 4-1: Schematische weergave subcategorie "bestaande CO₂-afvang"**

274

275 **Geconcentreerde CO₂-bronnen**

276 Bij productie van onder andere waterstof en ammoniak komt een geconcentreerde CO₂-
277 stroom vrij (>95% CO₂) (Leeson, Mac Dowell, Shah, Petit, & Fennell, 2017). Bij deze subca-
278 tegorie zijn investeringen vereist in een CO₂-afvanginstallatie, compressor en de aansluiting
279 op het CO₂-transportnetwerk (zie Figuur 4-2). In de berekening van het basisbedrag zijn
280 hiervoor zowel investeringskosten als operationele kosten opgenomen. Voor het transport
281 naar de opslaglocatie en het opslaan wordt een verwerkingstoeslag opgenomen. Door de
282 proceskarakteristieken zijn de kosten voor CO₂-afvang relatief laag.



283
284
285

Figuur 4-2: Schematische weergave subcategorie "geconcentreerde CO₂-bronnen" en "overige CO₂-bronnen"

286
287

Overige CO₂-bronnen

288 Bij staal, afvalverbrandingsinstallaties en raffinaderijen (uitgezonderd waterstofproductie))
289 komen minder pure CO₂-stromen (<50%) vrij. Voor het afvangen en transporteren zijn ho-
290 ghere investeringen nodig in vergelijking met de geconcentreerde bronnen vanwege de lagere
291 CO₂-concentraties en lagere zuiverheid. De kostenparameters voor deze opties zijn gelijk aan
292 de geconcentreerde bronnen (zie Figuur 4-2). Door de proceskarakteristieken zijn de kosten
293 voor CO₂-afvang relatief hoog.

294
295
296

Voor iedere subcategorie is een referentie-installatie bepaald waarvoor de kosten zijn uitge-
rekend. Op basis hiervan wordt het basisbedrag geadviseerd.

297

4.1 Extra CO₂-opslag bij bestaande installaties

298 Voor deze subcategorie wordt uitgegaan van bestaande afvanglocaties van Shell en Alco. De
299 CO₂-afvangcapaciteit van deze locaties wordt geschat op respectievelijk 1,0 en 0,3 Mt CO₂
300 per jaar (CE Delft, 2016). Jaarlijks wordt er door Shell naar schatting 400-500 kt CO₂ aan
301 het transportnetwerk OCAP geleverd. De afgevangen CO₂ die niet aan OCAP of aan de fris-
302 drankindustrie wordt geleverd, kan worden geleverd aan een CO₂-transportnetwerk. Norma-
303 liter wordt deze CO₂ afgeblazen.

304

305 Voor de referentie-installatie is aangenomen dat alle CO₂-afvangkosten worden gedekt door
306 de huidige activiteiten en dat investeringen beperkt zijn tot aansluiting naar het CO₂-
307 transportnetwerk en additionele compressie. Dit laatste is nodig, omdat de OCAP-pijpleiding
308 op een druk tot 22 bar opereert en de Porthos-pijpleiding op 35 bar. De capaciteit van de
309 aansluiting is gedimensioneerd op de maximale CO₂-afvangcapaciteit, zodat de afvangen CO₂
310 kan worden geleverd aan de CO₂-infrastructuur voor transport en opslag, wanneer er geen
311 levering plaatsvindt aan de kassen of frisdrankindustrie.

312

313 Operationele kosten bestaan uit energiekosten, vaste O&M-kosten en variabele O&M-kosten
314 voor compressie en de aansluiting naar het CO₂-transportnetwerk.

315

316 Voor de referentie-installatie zijn de volgende kostenparameters gebruikt:

317 **Tabel 4-1: Referentie-installatie voor extra CO₂-afvang bij bestaande installatie**

Parameter	Eenheid	Conceptadvies SDE++ 2020
Aantal draaiuren	[uren/jaar]	8000
Capaciteit CO ₂ -aansluiting	[Mt CO ₂ /jaar]	1,0
Vermeden CO ₂	[Mt CO ₂ /jaar]	0,55
Investeringskosten: afvang en compressie	[miljoen €]	2,7
Investeringskosten: aansluiting transport-netwerk	[miljoen €]	1,0
Investeringskosten – TOTAAL	[miljoen €]	3,7
Vaste O&M-kosten	[miljoen €/jaar]	0,1
Variabele O&M-kosten en energiekosten	[€/t CO ₂]	1,2
Verwerkingstoelag	[€/t CO ₂]	30
SDE++-basisbedrag	[€/t CO₂]	35

318

319 De benodigde energie voor CO₂-compressie wordt geschat op:

- 320 • Elektriciteit: 0,03 MWh_e/t CO₂ vermeden
- 321 • Warmte: 0 GJ_{th}/t CO₂ vermeden

322

323

324 4.2 Geconcentreerde CO₂-bronnen

325 Onder deze subcategorie worden processen verstaan waarbij de CO₂-output geconcentreerde
 326 CO₂ bevat, zoals bij de productie van waterstof, ammoniak en ethanol (Leeson, Mac Dowell,
 327 Shah, Petit, & Fennell, 2017). Voor deze processen kan CO₂ zowel met pre-combustion- als
 328 post-combustion-technieken worden afgevangen³. Pre-combustion-technieken zijn de meest
 329 gangbare en economisch meest interessante optie.

330

331 Voor deze subcategorie wordt waterstofproductie op basis van aardgas als referentie-techno-
 332 logie gebruikt. Daarbinnen worden verschillende productiemethoden onderscheiden waarbij
 333 vergassing en *steam methane reforming* (SMR) in Nederland de meest voorkomende zijn. Op
 334 basis van het volume aan syngas-output wordt in Nederland 60% van de waterstofproductie
 335 met vergassing geproduceerd en 40% met SMR (GSTC Global Syngas, 2019). Onder de wa-
 336 terstofvergassingsinstallaties vallen onder andere de Pernis Shell IGCC/Hydrogen Plant en de
 337 Botlek Flexicoker. Bij de Shell-installatie wordt al CO₂ afgevangen en is daarom niet beoogd
 338 in de doorrekening van deze subcategorie. Bij de tweede plant zijn geen CCS-activiteiten be-
 339 kend. Met het wegvallen van de Shell-installatie is SMR de dominantste productiemethode en
 340 wordt daarom SMR als referentie-technologie genomen.

341

342 Als referentie-installatie is gekozen voor een nieuwe SMR-waterstoffabriek met een produc-
 343 tiecapaciteit van 80 kt per jaar. Dit is een gemiddelde omvang (CertifHy, 2015). Met behulp
 344 van pre-combustion-technieken wordt CO₂ uit het syngas verwijderd, gecomprimeerd en ge-
 345 transporteerd. Bij de referentie-installatie wordt uitgegaan van 330 kt vermeden CO₂ per
 346 jaar (IEAGHG, 2017b).

347

348 Bij de productie van waterstof met SMR wordt elektriciteit als bijproduct geproduceerd. Door
 349 de elektriciteitsvraag van CO₂-afvang en -compressie wordt er minder elektriciteit geleverd.
 350 Deze kosten zijn verrekend in de post *variabele O&M-kosten en energiekosten*.

³ Hoewel bij deze processen geen sprake is van verbranding, worden *pre-combustion* en *post-combustion* ook in deze context vaak gebruikt. Industriële alternatieven zijn: *pre-process removal* (pre-combustion), *removal from diluted streams* (post-combustion) en *removal from oxy-fired streams* (oxyfuel-combustion) (IEA & UNIDO, 2011).

351 Investeringskosten voor de referentie-installatie bestaan uit een CO₂-afvanginstallatie, reinigings-
 352 installatie, compressie en een aansluiting naar het CO₂-transportnetwerk. Voor de referentie-
 353 installatie zijn de volgende kostenparameters gebruikt:

354
 355 **Tabel 4-2: Referentie-installatie voor geconcentreerd CO₂-bronnen (op basis van**
 356 **CO₂-afvang bij SMR-waterstof-productie)**

Parameter	Eenheid	Conceptadvies SDE++ 2020
Aantal draaiuren	[uren/jaar]	8000
Capaciteit waterstofproductie	[kt H ₂ /jaar]	80
Capaciteit CO ₂ -afvanginstallatie	[Mt CO ₂ /jaar]	0,36
Vermeden CO ₂	[Mt CO ₂ /jaar]	0,33
Investeringskosten: afvang en compressie	[miljoen €]	54,3
Investeringskosten: aansluiting transportnetwerk	[miljoen €]	0,4
Investeringskosten – TOTAAL	[miljoen €]	54,7
Vaste O&M-kosten	[miljoen €/jaar]	0,9
Variabele O&M-kosten en energiekosten	[€/t CO ₂]	10,9
Verwerkingstoeslag	[€/t CO ₂]	30
SDE++-basisbedrag	[€/t CO₂]	67

357
 358 De benodigde energie voor CO₂-afvang en -compressie wordt geschat op:

- 359 • Elektriciteit: 0,1 MWh_e/t CO₂ vermeden
- 360 • Warmte: 1,1 GJ_{th}/ t CO₂ vermeden

361
 362 Zoals hierboven genoemd is er in Nederland één vergassingsinstallatie waarbij nog geen CO₂
 363 wordt afgevangen. In de literatuur worden voor deze installaties kostenranges voor CO₂-
 364 afvang genoemd die tot 30% lager kunnen liggen dan de CO₂-afvangkosten van de SMR-
 365 referentie-installatie (Dinca, Slavu, Cormos, & Badea, 2018).

367 368 4.3 CCS bij afvalverbrandingsinstallaties

369 Er zijn in Nederland verschillende afvalverbrandingsinstallaties waarbij CCS wordt onder-
 370 zocht. Bij deze installaties wordt CO₂ afgevangen uit de rookgassen met behulp van post-
 371 combustion-technologie. De CO₂-afvangkosten voor deze installaties zijn typisch hoger dan
 372 de afvangkosten voor geconcentreerde bronnen doordat de rookgassen een relatief lage CO₂-
 373 concentratie bevatten (CATO2, 2014).

374
 375 Er worden momenteel haalbaarheidsstudies uitgevoerd voor toepassing van CO₂-afvang bij
 376 afvalverbrandingsinstallaties in Nederland. De resultaten van deze studies zijn nog niet be-
 377 schikbaar. Een eerdere engineeringstudie⁴ heeft laten zien dat in Nederland CO₂-afvang mo-
 378 gelijk is voor 43 €/t CO₂ (Mikunda, Neele, Wilschut, & Hanegraaf, 2015).

379
 380 De referentie-installatie voor deze subcategorie is een afvalverbrandingsinstallatie die zowel
 381 warmte (70 MW_{th}) als elektriciteit (16 MWe) opwekt. De CO₂ wordt afgevangen uit de rook-
 382 gassen met behulp van post-combustion-technologie met een afvangcapaciteit van 0,3 Mt
 383 CO₂ per jaar (IEAGHG, 2016; Veneman, Kamphuis, & Brilman, 2013; Chandel, Kwok,
 384 Jackson, & Pratson, 2012).

⁴ Deze studie is niet openbaar

385 De energie nodig voor de CO₂-afvang en -compressie betekent een vermindering van de
 386 elektriciteit en warmte die geleverd wordt aan de netten. De kosten hiervan zijn verrekend in
 387 de post *variabele O&M-kosten en energiekosten*.

388

389 Investeringskosten voor de referentie-installatie bestaan uit een CO₂-afvanginstallatie, reinigings-
 390 installatie, compressie en een aansluiting naar het CO₂-transportnetwerk. Voor de referentie-
 391 installatie zijn de volgende kostenparameters gebruikt:

392

393 **Tabel 4-3: Referentie-installatie voor CO₂-afvang afvalverbrandingsinstallatie**

Parameter	Eenheid	Conceptadvies SDE++ 2020
Aantal draaiuren	[uren/jaar]	8000
Capaciteit CO ₂ -afvanginstallatie	[Mt CO ₂ /jaar]	0,31
Vermeden CO ₂	[Mt CO ₂ /jaar]	0,31
Investeringskosten: afvang en compressie	[miljoen €]	70,8
Investeringskosten: aansluiting transport- netwerk	[miljoen €]	0,3
Investeringskosten – TOTAAL	[miljoen €]	71.1
Vaste O&M-kosten	[miljoen €/jaar]	3,2
Variabele O&M-kosten en energiekosten	[€/t CO ₂]	17,8
Verwerkingstoelage	[€/t CO ₂]	30
SDE++-basisbedrag	[€/t CO₂]	91

394

395 De benodigde energie voor CO₂-afvang en -compressie wordt geschat op:

- 396 • Elektriciteit: 0,1 MWh_e/ton CO₂ vermeden
- 397 • Warmte: 2,6 GJ_{th}/ton CO₂ vermeden

398 4.4 CCS bij raffinaderijen

399 Toepassen van CCS bij raffinaderijen kan op verschillende punten in het proces: bij proces-
 400 verwarming, kraakproces (*fluid catalytic cracking* of FCC), WKK en waterstofproductie. Deze
 401 laatste is opgenomen in subcategorie voor geconcentreerde bronnen (sectie 4.2) en zal
 402 daarom geen onderdeel uitmaken van deze subcategorie.

403

404 De kosten voor CCS verschillen per punt waar de CO₂ in het proces wordt afgevangen. In de
 405 literatuur zijn verschillende inschattingen bekend voor CO₂-afvangkosten. CONCAWE (2011)
 406 en Van Straelen, Geuzebroek, Goodchild, Protopapas, & Mahony (2010) beschreven een
 407 range van 100 tot 135 €/t CO₂ voor de CO₂-emissies die tegen de laagste kosten kunnen
 408 worden afgevangen. De afvangkosten voor de overige CO₂-emissies liggen aanmerkelijk ho-
 409 ger. Een studie van IEAGHG schat de CO₂-afvangkosten bij raffinage op 120 tot 160 €/t CO₂
 410 (IEAGHG, 2017c).

411

412 In de studie van Navigant is beperkt kostendata opgehaald voor CO₂-afvang bij raffinade-
 413 rijen, waarbij een range wordt beschreven van 100 tot 220 €/t CO₂. De range voor de pun-
 414 ten waar tegen de laagste kosten kan worden afgevangen ligt tussen 100 en 135 €/t CO₂.

415

416 Als referentie-installatie voor deze subcategorie is gekozen voor post-combustion-CO₂-
 417 afvang bij een raffinaderij-WKK (ADB, 2014; BP Corporation, 2015). De CO₂-afvangcapaciteit
 418 is vastgesteld op 0,16 Mt CO₂ per jaar.

419

420 Investeringskosten voor de referentie-installatie bestaan uit een CO₂-afvanginstallatie, reinigings-
 421 installatie, compressie en een aansluiting naar het CO₂-transportnetwerk. Voor de referentie-
 422 installatie zijn de volgende kostenparameters gebruikt:

423

424 **Tabel 4-4: Referentie-installatie voor CO₂-afvang raffinaderijen (op basis van CCS**
 425 **bij WKK raffinaderijen)**

Parameter	Eenheid	Conceptadvies SDE++ 2020
Aantal draaiuren	[uren/jaar]	8000
Capaciteit CO ₂ -afvanginstallatie	[Mt CO ₂ /jaar]	0,16
Vermeden CO ₂	[Mt CO ₂ /jaar]	0,13
Investeringskosten: afvang + compressie	[miljoen €]	75,1
Investeringskosten: aansluiting transport- netwerk	[miljoen €]	0,2
Investeringskosten – TOTAAL	[miljoen €]	75,3
Vaste O&M-kosten	[miljoen €/jaar]	1,5
Variabele O&M-kosten en energiekosten	[€/t CO ₂]	23,3
Verwerkingstoeslag	[€/t CO ₂]	30
SDE++-basisbedrag	[€/t CO₂]	139

426

427 De benodigde energie voor CO₂-afvang en -compressie wordt geschat op:

428

- Elektriciteit: 0,1 MWh_e/ton CO₂ vermeden

429

- Warmte: 3,3 GJ_{th}/ton CO₂ vermeden

430 4.5 CCS bij andere processen

431 Naast de toepassing van CCS bij de hierboven beschreven processen, worden ook CCS bij de
 432 productie van ethyleenoxide en staal als mogelijke toepassingen beschouwd. Voor deze toe-
 433 passingen zijn eerste kosteninschattingen gemaakt en op basis daarvan wordt het volgende
 434 advies afgegeven:

435

- Het SDE++-basisbedrag voor CO₂-afvang bij ethyleenoxide valt tussen *extra CO₂-opslag van bestaande installaties* en *geconcentreerde CO₂-bronnen*. Gezien de relatief kleine CO₂-uitstoot en het beperkte aantal locaties van ethyleenoxide, wordt geadviseerd om voor CCS bij ethyleenoxide geen aparte subcategorie te creëren, maar deze op te nemen in de subcategorie *extra CO₂-opslag van bestaande installaties*.
- De kosten voor CCS bij staal vallen tussen *geconcentreerde CO₂-bronnen* en *CCS bij afvalbrandingsinstallaties*. Er is in Nederland slechts één locatie is voor staalproductie. PBL en Navigant brengen generiek advies uit en geen subsidieadvies op maat van een individuele installatie. Het advies is daarom om CCS bij staal op te nemen in de generieke subcategorie *geconcentreerde CO₂-bronnen*.

436

437

438

439

440

441

442

443

444

5 Overzicht basisbedragen

445

446

447 In de onderstaande tabel worden de basisbedragen voor de voorgestelde subcategorieën
448 weergegeven:

449

450 **Tabel 5-1: Overzicht SDE++-basisbedragen subcategorieën CO₂-afvang en -opslag**
451 **(CCS)**

Subcategorie	Mogelijke toepassingen	SDE++-basisbedrag [€/ton CO ₂ vermeden)
Extra CO ₂ -opslag bij bestaande installaties	Bestaande installaties Ethyleenoxide	35
Geconcentreerde CO ₂ -bronnen	Waterstof, ammonia en staal	67
CCS bij afvalverbrandingsinstallaties	Afvalverbrandingsinstallaties	91
CCS bij raffinaderijen	Raffinaderijen	139

6 Uitvraag

453 Tijdens het opstellen van dit conceptadvies zijn een aantal zaken overwogen. Deze worden
454 hieronder toegelicht. Gevraagd wordt of marktpartijen enkele van deze overwegingen kun-
455 nen reflecteren.

456

457 **Vaststellen basisbedragen van referentie-installaties**

458 Het doel van dit conceptadvies is om per subcategorie een basisbedrag vast te stellen dat re-
459 presentatief is voor de bestaande en nieuwe installaties waarvoor toepassing van CCS wordt
460 overwogen. Het is bekend dat er in de praktijk verschillen kunnen bestaan tussen installaties
461 die in dezelfde subcategorie vallen, wat het vaststellen van een representatief basisbedrag
462 bemoeilijkt. Factoren die hierbij een rol kunnen spelen zijn onder andere:

- 463 • Omvang van de installatie.
- 464 • Volume van CO₂-afvang.
- 465 • Energiekosten, in hoeverre processen gebruik kunnen maken van energie die elders
466 in het proces wordt opgewekt of dat energie moet worden ingekocht.
- 467 • In hoeverre installaties al voorbereid zijn op CO₂-afvang.
- 468 • Verschillen in productieprocessen

469

470 Engineeringstudies kunnen de exacte kosten voor CCS inzichtelijk maken. Deze zijn echter
471 nog niet uitgevoerd of zijn niet inzichtelijk. Daarom hebben wij de kosten ingeschat op basis
472 van literatuur. Dat levert de volgende onzekerheden en gevoeligheden op:

- 473 • Compressiekosten zijn geschat met behulp van een tool ontwikkeld in het GeoCapa-
474 city-project (GeoCapacity, 2010). Deze tool maakt op basis van het drukverschil tus-
475 sen ingaande en uitgaande CO₂ en CO₂-volume een inschatting van de
476 investeringskosten. Validatie van de compressorkosten met werkelijke kosten was
477 niet mogelijk, omdat dit specifieke kennis en inzichten vereisen van de processen en
478 referentie-cases. Het is daarom niet goed vast te stellen in hoeverre de ingeschatte
479 kosten representatief zijn.
- 480 • De CO₂-verwerkingstoelage is vastgesteld op 30 €/t CO₂, inclusief de kosten voor
481 aansprakelijkheid. Doordat er op dit moment nog geen duidelijkheid is over de capa-
482 citeit van het netwerk, het volume en de tijdslijnen zijn deze kosten vooralsnog indi-
483 catief. Indien er in de loop van het jaar betere kostendata beschikbaar komen, zullen
484 PBL en Navigant deze kostendata toepassen voor het eindadvies.
- 485 • Voor het vaststellen van de kosten voor CCS bij afvalverbrandingsinstallaties is geen
486 inzicht verkregen in de bestaande engineerings- en haalbaarheidsstudies. De engi-
487 neeringsstudie laat afvangkosten zien die aanmerkelijk lager liggen dan de referen-
488 tie-installatie, echter kan niet worden vastgesteld in hoeverre de onderzochte
489 installatie verschilt van de gekozen referentie-installatie.
- 490 • Het basisbedrag voor CCS bij raffinage is zeer gevoelig voor wijzigingen in de kosten,
491 als gevolg van de relatief hoge kosten en relatief lage hoeveelheid vermeden CO₂. Dit
492 betekent dat een kleine wijziging in de kostenschattingen een groot effect kan heb-
493 ben op het SDE++-basisbedrag.

494 **Marktindices en correctiebedragen**

- 495 • De CO₂-heffing is nog niet meegenomen in het berekenen van de SDE++-
496 basisbedragen. Voor nu wordt aangenomen dat er voor deze heffing op een verge-
497 lijkbare manier wordt gecorrigeerd als voor ETS.

498 **Vershil tussen generieke subsidiehoogte en specifieke subsidiebehoefte**

- 499
- 500
- 501
- 502
- 503
- 504
- 505
- 506
- 507
- 508
- 509
- 510
- 511
- 512
- 513
- Door de onzekerheden in het vaststellen van de basisbedragen bestaat er een risico op over- of ondersubsidiëring. Bij projecten met een groot CO₂-reductie potentieel zoals afvalverbrandingsinstallaties (in totaal 8 Mt CO₂ per jaar), kan het te hoog vaststellen van het basisbedrag met 1 €/t CO₂ tot een over-subsidiëring van €8 miljoen per jaar leiden (of €120 miljoen voor de gehele looptijd).
 - Voor waterstofproductie is SMR als referentie-installatie gekozen. Zoals aangegeven kunnen de kosten voor CO₂-afvang bij vergassing-installaties 30% lager liggen. Er is een waterstofinstallatie bekend waarbij nog geen CCS wordt toegepast, maar hiervoor mogelijk wel SDE++-subsidie zou kunnen aanvragen. SDE++-subsidie van deze installatie leidt dan mogelijk tot over-subsidiëring.
 - Daarnaast is het ook mogelijk dat de basisbedragen te laag zijn ingeschat, waardoor ze te weinig motivatie opleveren voor het starten van CCS-projecten. Dit laatste heeft als effect dat de beoogde CO₂-besparing mogelijk vertraging oplevert.
 - De marktconsultatie biedt de mogelijkheid de huidige SDE++-basisbedragen te bespreken met de marktpartijen en deze verder te verfijnen.

Literatuur

514

- 515 ADB. (2014). *People's Republic of China: Study on Carbon Capture and Storage in Natural Gas-*
516 *Based Power Plants*. Asian Development Bank.
- 517 Aspelund, A., & Jordal, K. (2007). Gas conditioning—The interface between CO₂ capture and
518 transport. *International journal of Greenhouse Gas Control*, 343-354.
- 519 BP Corporation. (2015). *Carbon Dioxide Capture for Storage in Deep Geological Formations -*
520 *Results fom CO₂ capture project*. Thatcham: BP Corporation North America Inc.
- 521 CATO2. (2014). *CO₂ capture and use at MSWC plants*. Utrecht: CATO2.
- 522 CE Delft. (2016). *Kansrijk beleid voor CCS*. Delft: CE Delft.
- 523 CE Delft. (2018). *CO₂-afvang en -opslag, een ongemakkelijk maar onmisbaar onderdeel van de*
524 *energietransitie*. Delft: CE Delft.
- 525 CertifHy. (2015). *Overview of the market segmentation for hydrogen across potential customer*
526 *groups, based on key application areas*.
- 527 Chandel, M. K., Kwok, G., Jackson, R. B., & Pratson, L. F. (2012). The potential of waste-to-
528 energy in reducing GHG emissions. *Carbon Management*, pp. 133-144.
- 529 Collodi, G., Azzaro, G., Ferrari, N., & Santos, S. (2016). Techno-Economic Evaluation of
530 Deploying CCS in SMR Based Merchant H₂Production with NG as Feedstock and Fuel.
531 *13th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies*, 2690-2712.
- 532 CONCAWE. (2011). *The potential for application of CO₂ capture and storage in EU oil refineries*.
533 Brussel: CONCAWE.
- 534 d'Arnoud Gerskens, A., & Bakker, D. (2019, June 24). Interview Porthos. (P. Noothout, & S.
535 Lensink, Interviewers)
- 536 Dinca, C., Slavu, N., Cormos, C., & Badea, A. (2018). CO₂ capture from syngas generated by a
537 biomass gasification power plant with chemical absorption process. *Energy*, 925-936.
- 538 ECN. (2016). *Basisprijzen SDE+ 2017*. Petten: Energiecentrum Nederland.
- 539 ECN. (2017). *Basisprijzen en basisprijspremies SDE+ 2018*. Petten: Energiecentrum Nederland.
- 540 GeoCapacity. (2010). *EU GeoCapacity*. Retrieved from Assessing European Capacity for
541 Geological Storage of Carbon Dioxide: <http://www.geology.cz/geocapacity>
- 542 GSTC Global Syngas. (2019, July 09). *Map of Gasification Facilities*. Retrieved from GSTC Global
543 Syngas: <https://www.globalsyngas.org/resources/map-of-gasification-facilities/>
- 544 IEA & UNIDO. (2011). *Technology Roadmap: Carbon capture and storage in industrial*
545 *applications*. Parijs: International Energy Agency (IEA).
- 546 IEAGHG. (2013). *Iron and Steel CCS study*. Cheltenham: IEA Greenhouse Gas R&D Programme.

- 547 IEAGHG. (2013). *UK FEED-studies 2011 - A Summary*. Cheltenham: IEAGHG.
- 548 IEAGHG. (2016). *Status of biomass with carbon capture and storage*. Cheltenham: IEAGHG.
- 549 IEAGHG. (2017a). *Techno-economic evaluation of HYCO Plant Integrated to Ammonia/Urea or*
550 *Methanol production with CCS*. Cheltenham: IEA Greenhouse Gas R&D Programme.
- 551 IEAGHG. (2017b). *Techno-economic evaluation of SMR based standalone (merchant) hydrogen*
552 *plant with CCS*. Cheltenham: IEA Greenhouse Gas R&D Programme.
- 553 IEAGHG. (2017c). *Understanding the cost of retrofitting CO₂ capture in an integrated oil*
554 *refinery*. Cheltenham: IEAGHG.
- 555 Jackson, S., & Brodal, E. (2018). A comparison of the energy consumption for CO₂ compression
556 process alternatives. *Earth and Environmental Science*.
- 557 Leeson, D., Mac Dowell, N., Shah, N., Petit, C., & Fennell, P. S. (2017). A Techno-economic
558 analysis and systematic review of carbon capture and storage (CCS) applied to the iron
559 and steel, cement, oil refining and pulp and paper industries, as well as other high
560 purity sources. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 71-84.
- 561 Mikunda, T., Neele, F., Wilschut, F., & Hanegraaf, M. (2015). *A secure and affordable CO₂*
562 *supply for the Dutch greenhouse sector*. Utrecht: TNO.
- 563 Navigant. (2019). *Verkenning uitbreiding SDE+ met industriële opties*.
- 564 OCAP. (2019, May 28). OCAP. Retrieved from Onze leveranciers: [https://www.ocap.nl/nl/onze-](https://www.ocap.nl/nl/onze-leveranciers/index.html)
565 [leveranciers/index.html](https://www.ocap.nl/nl/onze-leveranciers/index.html)
- 566 PBL. (2019). *Effect kabinetsvoorstel CO₂-heffing industrie*. Den Haag: Planbureau voor de
567 Leefomgeving.
- 568 Port of Rotterdam, EBN, & Gasunie. (2019). *Project Porthos - CO₂-reductie door opslag onder*
569 *de Noordzee*. Rotterdam: Port of Rotterdam.
- 570 Porthos. (2019, June 24). Interview Porthos. (P. Noothout, & S. Lensink, Interviewers)
- 571 Royal Haskoning DHV. (2019). *Concept - Notitie Reikwijdte en Detailniveau - Rotterdam CCUS*
572 *Project (Porthos)*. Rotterdam: HaskoningDHV Nederland.
- 573 Schoots, K., Hekkenberg, M., & Hammingh, P. (2017). *Nationale Energieverkenning 2017*.
574 Petten: Energieonderzoek Centrum Nederland.
- 575 TNO. (2018). *Enabling a Low-Carbon Economy via Hydrogen and CCS*. TNO.
- 576 Topsector Energie. (2018). *Eindrapportage: Joint Fact Finding: CO₂-afvang en –opslag*. Den
577 Haag: Topsector Energie.
- 578 Van Straelen, J., Geuzebroek, F., Goodchild, N., Protopapas, G., & Mahony, L. (2010). CO₂
579 capture for refineries, a practical approach. *International Journal of Greenhouse Gas*
580 *Control*, 316-320.
- 581 Veneman, R., Kamphuis, H., & Brilman, D. (2013). Post-Combustion CO₂ capture using
582 supported amine. *Energy Procedia*, 2100-2108.

583

Bijlage A

584 Voor de berekening van de basisbedragen wordt gebruikgemaakt van het OT-model dat voor
 585 de SDE+ is ontwikkeld door ECN/PBL. Op basis van de cashflows van de relevante kosten en
 586 baten van de technologie wordt de onrendabele top van de technologie berekend. Hiervoor
 587 worden de volgende financiële parameters gebruikt:

588 **Tabel 6-1: Financiële parameters gebruikt voor berekening SDE++-basisbedragen**
 589 **met OT-model**

Parameter	Eenheid	Conceptadvies SDE++ 2020
Inflatie	[%]	2,0
Rente op vreemd vermogen	[%]	3,0
Vereiste rendement op eigen vermogen	[%]	15,0
Aandeel vreemd vermogen	[%]	70
Aandeel eigen vermogen	[%]	30
Vennootschapsbelasting	[%]	25
Economische levensduur	[jaar]	15
Afschrijftermijn	[jaar]	15
Looptijd ondersteuning SDE++	[jaar]	15

590