



1 **CONCEPTADVIES SDE++ 2021**
2 **ELEKTRIFICATIE VAN OFFSHORE**
3 **PRODUCTIEPLATFORMEN**
4
5
6
7

8 **Lennard Sijtsma, Paul Noothout (Guidehouse), Sander Lensink**
9 **(PBL)**

10

11 **28 augustus 2020**



PBL

12 **Colofon**

13 **Conceptadvies SDE++ 2021 Elektrificatie van offshore productieplatformen**

14

15 © PBL Planbureau voor de Leefomgeving

16 Den Haag, 2020

17 PBL-publicatienummer: 4123

18 **Contact**

19 sde@pbl.nl

20 **Auteurs**

21 Lennard Sijtsma, Paul Noothout (Guidehouse) en Sander Lensink (PBL)

22 **Eindredactie en productie**

23 Delen uit deze publicatie mogen worden overgenomen op voorwaarde van bronvermelding:
24 Lennard Sijtsma, Paul Noothout, Sander Lensink (2020), Conceptadvies SDE++ 2021 Elektri-
25 ficatie van offshore productieplatformen, Den Haag: PBL.

26

27 Het Planbureau voor de Leefomgeving (PBL) is het nationale instituut voor strategische be-
28 leidsanalyses op het gebied van milieu, natuur en ruimte. Het PBL draagt bij aan de kwaliteit
29 van de politiek-bestuurlijke afweging door het verrichten van verkenningen, analyses en eva-
30 luaties waarbij een integrale benadering vooropstaat. Het PBL is voor alles beleidsgericht.

31 Het verricht zijn onderzoek gevraagd en ongevraagd, onafhankelijk en wetenschappelijk ge-
32 fundeerd.

Inhoud

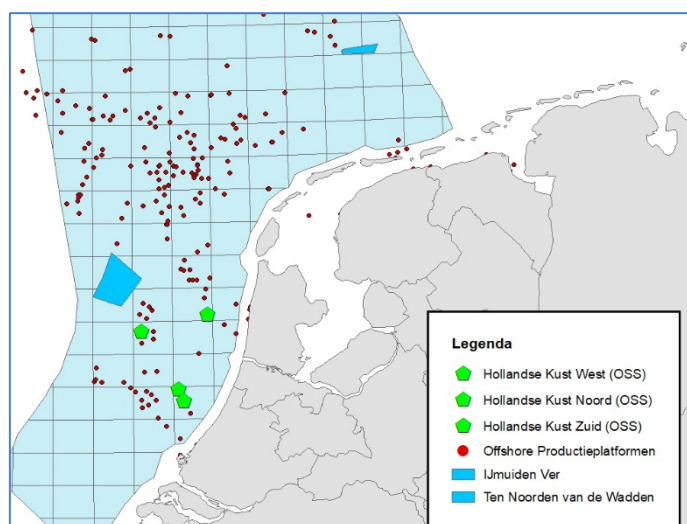
34	1	Elektrificatie van offshore productieplatformen	4
35	1.1	Inleiding	4
36	1.2	Situatieschets	5
37	1.3	CO ₂ -reductie	6
38	1.4	Kostenfactoren	6
39	1.5	Subcategorieën	7
40		1.5.1 Beschrijving technologie	7
41		1.5.2 Kostenbevindingen referentie-installatie	7
42	1.6	Correctiebedragen	9
43	1.7	Emissiefactoren voor elektrificatie van offshore productieplatformen	10
44	2	Aandachtspunten	11
45	3	Referenties	12
46			
47			

1 Elektrificatie van offshore productieplatformen

1.1 Inleiding

In de Noordzee wordt door een tiental bedrijven gas gewonnen vanaf productieplatformen op het Nederlands Continentaal Plat. De benodigde elektriciteit om deze platformen operationeel te houden wordt op het platform onder andere geproduceerd met het gewonnen gas (fuel gas). Door de ontwikkeling van offshore wind zal er in het komende decennium een sterk elektriciteitsnetwerk op zee ontstaan. Figuur 1-1 toont de offshore substations (OSS) van geplande windparken en windparken in ontwikkeling, de locatie van toekomstige windparken en de offshore olie- en gasplatformen in de Nederlandse Noordzee. Een directe aansluiting op het offshore elektriciteitsnetwerk zou de noodzaak tot elektriciteitsopwekking met gas reduceren en daarbij mogelijk tot een CO₂-reductie leiden.

Figuur 1-1: Offshore productieplatformen in de nabijheid van (geplande) offshore windparken in de Nederlandse Noordzee (bron: Guidehouse, op basis van data van RVO en NLOG)



64
65

Binnen deze categorie wordt uitgegaan van de volgende uitgangssituatie:

- Het betreft elektrificatie van productieplatformen die offshore staan en worden gebruikt voor gaswinning.
- De uitgangssituatie op de platformen is dat elektriciteit wordt opgewekt middels een single-cycle gasturbine.
- Er wordt in de huidige situatie gebruik gemaakt van gasgedreven, direct-drive compressoren.
- De CO₂-emissie van extra inzet van elektriciteit wordt berekend op basis van elektriciteitsproductie in Nederland. Hiervoor wordt de emissiefactor van de marginale optie in 2031 gebruikt.

76

Belangrijke aannames voor deze categorie zijn:

- Aansluiting op het offshore elektriciteitsnetwerk wettelijk mogelijk is. Hiervoor is een aanpassing nodig van de wet Windenergie op Zee. Met het selecteren van deze optie

79

- 80 als kandidaat voor SDE++2021 wordt aangenomen dat de benodigde aanpassingen
81 op tijd gemaakt zullen worden.
- 82 • Eén offshore kabel het platform voorziet van elektriciteit opgewekt op zee en op land.
 - 83 • Er één tariefstructuur wordt vastgesteld voor elektriciteit opgewekt op zee en land die
84 de vaste en variabele kosten dekt.
 - 85 • Het bespaarde fuel gas heeft dezelfde verbrandingswaarde als het gas dat op de gas-
86 markt wordt verhandeld, waardoor het volledige bespaarde volume zal worden ver-
87 kocht. De hieruit verworven gasbaten worden opgenomen in het correctiebedrag.
 - 88 • De vraag naar aardgas blijft gelijk, dus de additionele gasverkopen gaan ten koste van
89 import uit het buitenland of productie in Nederland.

90

91 De techno-economische analyse is inclusief:

- 92 • Investerings die nodig zijn om de productieplatformen aan te sluiten op het offshore
93 elektriciteitsnetwerk.
- 94 • Operationele kosten, zoals elektriciteitsgebruik en onderhoud.
- 95 • Andere kosten zoals het operationeel houden van de huidige opwekkingstechnologie
96 (als back-up) vallen niet onder SDE++.

97

98 **Marktconsultatie**

99 Belanghebbenden kunnen schriftelijk een reactie geven op dit conceptadvies en de onderlig-
100 gende kostenbevindingen. Deze schriftelijke reactie dient uiterlijk 16 september bij het PBL
101 binnen te zijn. Mocht een aanvullend gesprek door het PBL gewenst worden, dan zal dit tus-
102 sen 17 en 30 september worden gehouden.

103

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

108

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

110 **1.2 Situatieschets**

111 De Nederlandse Noordzee bevat meer dan 150 platformen voor de productie van olie en gas.
112 Deze platformen zijn afhankelijk van elektriciteit voor het boren naar velden, en voor het op-
113 pompen en zuiveren van het product (olie of gas). Ook is de elektriciteitsvoorziening nodig
114 om bemande platformen draaiende te houden, onder andere voor waterzuivering, verlichting
115 en verwarming.

116

117 Elektriciteit op productieplatformen wordt opgewekt door gasturbines of dieselgeneratoren.
118 Wereldwijd wordt 5% van de productie uit onderzeese putten gebruikt als brandstof voor de
119 offshore productieplatformen. Dit resulteert wereldwijd in 200 Mt aan CO₂-emissies per jaar.
120 Alternatieve methoden voor de elektriciteitsvoorziening op productieplatformen zijn elektrifi-
121 catie middels een aansluiting op het onshore elektriciteitsnet, elektrificatie middels een aan-
122 sluiting op het elektriciteitsnet op zee, of het plaatsen van hernieuwbare opwekcapaciteit op
123 of nabij het platform (Wood Mackenzie, 2019). Gezien de relatief grote capaciteitsvraag van
124 10 – 50 MW voor een gemiddeld productieplatform ligt het aansluiten op het onshore of off-
125 shore elektriciteitsnet het meest voor de hand.

126

127 De Nederlandse olie- en gasindustrie heeft zich middels een convenant met EZK gecommit-
128 teerd aan het onderzoeken van de mogelijkheden tot elektrificatie (NOGEPA, 2019). Aanslui-
129 ten van offshore productieplatformen op het net op zee kan leiden tot een CO₂-besparing van

130 0,5 – 1 Mt per jaar (NOGEPA, 2019). Door het committeren aan het convenant door de Ne-
131 derlandse olie- en gasindustrie valt te concluderen dat er voldoende interesse is vanuit de
132 markt om elektrificatie van offshore productieplatformen te overwegen.

133

134 De uitgangspositie van dit conceptadvies is een offshore productieplatform met een elek-
135 trisch vermogen van 25 MW voor productie, zuivering en compressie van het product en faci-
136 litaire processen op het platform. De elektriciteit op het platform wordt in de huidige situatie
137 opgewekt door een gasturbine, gevoed door gas geproduceerd door het platform of een na-
138 bijgelegen platform. Eventueel dieselgebruik voor elektriciteitsproductie uit noodaggregaten
139 is verwaarloosbaar.

140 1.3 CO₂-reductie

141 De uitgangspunten van de SDE++ schrijven voor dat de netto emissiereductie van een
142 SDE++-technologie wordt bepaald op basis van de directe CO₂-reductie (scope 1) op de site,
143 gecorrigeerd voor emissies gerelateerd aan elektriciteitsproductie (scope 2) en emissies op
144 Nederlands grondgebied (scope 3).

145

146 Door het aansluiten van offshore platformen op het net op zee (de feitelijke elektrificatie van
147 het platform) worden gasturbines overbodig en zal de CO₂-uitstoot op het platform naar nul
148 gaan (scope 1).

149

150 Voor het bepalen van de scope 2 emissies wordt voor het elektriciteitsgebruik op de platfor-
151 men de emissiefactor van de gemiddelde elektriciteitsmix gebruikt. Door offshore platformen
152 aan te sluiten op het offshore elektriciteitsnet worden de platformen onderdeel van het lan-
153 delijke elektriciteitsnet. Direct gebruik van offshore windenergie (dat onderdeel is van de na-
154 tionale elektriciteitsmix) door offshore platformen heeft hierdoor een effect op de
155 emissiefactor van onshore elektriciteitsgebruik. Het zijn communicerende vaten: direct ge-
156 bruik van offshore wind op platformen betekent dat er additionele (fossiele) elektriciteitsop-
157 wekking nodig is op land. Hoewel de specifieke emissiefactor van de elektriciteit gebruikt op
158 offshore platformen kan verschillen van onshore locaties, bepalen ze gezamenlijk de elektri-
159 citeitsmix en de bijbehorende emissiefactor. Daarom wordt voor de scope 2 emissies van
160 elektriciteitsgebruik op platformen de landelijke gemiddelde marginale emissiefactor ge-
161 bruikt.

162

163 Scope 3 emissies worden alleen meegenomen als de primair vermeden CO₂ leidt tot ketenef-
164 fecten op Nederlands grondgebied. Aangenomen wordt dat het vermeden gasverbruik op het
165 platform leidt tot een toename in de gasverkopen van de operator, maar niet tot een toename
166 het gasverbruik op Nederlands grondgebied. Daarom wordt er voor deze categorie niet voor
167 scope 3 emissies gecorrigeerd.

168 1.4 Kostenfactoren

169 De totstandkoming van het basisbedrag is gebaseerd op de oorspronkelijke configuratie van
170 een offshore productieplatform. Met dit als uitgangssituatie zijn de volgende elementen ge-
171 identificeerd die de totale vaste en variabele kosten beïnvloeden:

- 172 - Benodigd elektrisch vermogen van het productieplatform
- 173 - Vollasturen van het productieplatform
- 174 - Afstand tot het dichtstbijzijnde offshore substation voor wind-op-zee
- 175 - Kabelkosten en aanleg van kabel
- 176 - Eenmalige aansluitkosten

- 177 - Vastrecht
- 178 - Transporttarief (dekkend voor gebruik elektriciteit wind op zee en land)
- 179 - Differentiatie tussen een elektriciteitstarief wind-op-zee en onshore elektriciteitsmix.

180
 181 De veronderstelde baten uit extra gasverkoop worden niet meegenomen in de totstandkoming
 182 van het basisbedrag, maar zullen worden verrekend in het correctiebedrag.

183 1.5 Subcategorieën

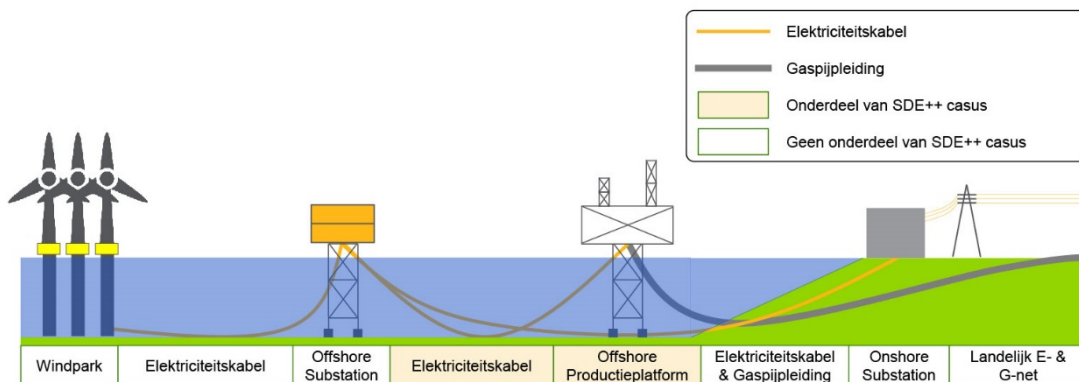
184 Zoals aangegeven in sectie 1.2 is er voor deze technologie sprake van een enkele categorie
 185 waarbij een offshore productieplatform aansluit op het elektriciteitsnet op zee.

186 1.5.1 Beschrijving technologie

187 Het offshore productieplatform zal worden voorzien van een aansluiting op het net op zee. Dit
 188 wordt momenteel uitgelegd voor de ontwikkeling van offshore windparken. Voor de windpar-
 189 ken die momenteel in ontwikkeling zijn en tot 2022 worden getenderd, zal TenneT de aanslui-
 190 ting realiseren voor een vermogen van 700 MW per kavel. Voor IJmuiden Ver (2023 – 2026)
 191 zal TenneT twee platformen realiseren van 2 GW per stuk. Het vermogen van een aanslui-
 192 ting/platform is dus ruim voldoende om minimaal 20 productieplatformen van een 35 MW
 193 aansluiting te voorzien. Op het platform zal de elektrische infrastructuur behouden worden.
 194 Wel is er de noodzaak om een omvormer en nieuwe regelsystemen aan te leggen.

195

196 **Figuur 1-2 Vereenvoudigd schematisch overzicht (bron: Guidehouse)**



197

198 1.5.2 Kostenbevindingen referentie-installatie

199 Tabel 1-1 geeft een overzicht van de relevante kosten voor de totstandkoming van het basis-
 200 bedrag. Er is in deze berekening uitgegaan van een offshore productieplatform met een elek-
 201 trisch vermogen van 25 MW in nabijheid van een offshore substation. De afstand tot het
 202 offshore substation wordt aangenomen op 20 km, hoewel een groot aantal de productieplat-
 203 formen in de Noordzee zich op grotere afstand bevinden. De kabelkosten zullen een groot
 204 aandeel van de totale kosten bedragen, daarom is er aangenomen dat de eerste projecten
 205 ontsloten worden door een gunstige ligging ten opzichte van een offshore substation.

206

207 **Investeringskosten**

208 Onder de investeringskosten worden verstaan de kosten voor de aansluiting op een offshore
 209 substation, elektrisch gedreven compressoren en verdere platformmodificaties. De investe-
 210 ringskosten voor compressie die in aanmerking komen voor SDE++ zijn enkel de additionele

211 kosten ten opzichte van een gasgedreven compressor. Deze platformmodificaties omvatten
 212 onder andere vernieuwde elektrische infrastructuur (transformatoren, omvormers en beka-
 213 beling). De kosten voor de netaansluiting zijn afhankelijk van de afstand tot het aansluitpunt
 214 en de capaciteit van de aansluiting.

215 O&M-kosten

216 Onder variabele O&M-kosten vallen de kosten voor het elektriciteitsgebruik van wind op zee
 217 en van het onshore net. Vaste O&M-kosten zijn de kosten voor vastrecht, transport, onder-
 218 houd en verzekeringen gerelateerd aan elektrificatie. Voor het onderhoud en de verzekering
 219 worden ook enkel de additionele kosten ten opzichte van de uitgangssituatie gerekend. In dit
 220 conceptadvies wordt de tariefstructuur voor het net op land gebruikt.

221 Niet meegenomen kosten

222 Kosten voor verwijdering van de bestaande installaties, projectontwikkelingskosten en on-
 223 voorziene kosten blijven buiten beschouwing.

224

225 Tabel 1-1 Overzicht wel- en niet meegenomen kosten

Categorieën	Groep	Kosten
Meegenomen kosten	Investeringskosten	Kabelkosten Eenmalige aansluitkosten Elektrisch gedreven compressoren Platformmodificatie
	Variabele O&M-kosten	Elektriciteitsgebruik
	Vaste O&M-kosten	Vastrecht Transporttarief ($kW_{contract}$) Transporttarief (kW_{max}) Onderhoud Verzekering
Niet meege- nomen	Directe kosten	Verwijderen van bestaande installaties Projectontwikkelkosten
	Onvoorzien	Onvoorziene kosten
	Variabele O&M-kosten	-

226

227 Tabel 1-2 geeft de voorgestelde techno-economische parameters voor deze categorie.

228 Tabel 1-3 presenteert de subsidieparameters en het bijbehorende basisbedrag.

229

230 Tabel 1-2 Technisch-economische parameters

Parameter	Eenheid	Conceptadvies SDE++ 2021
Inputvermogen	[MW output]	25
Draaiuren	[uur/jaar]	8500
Investeringskosten (totaal)	[€/kW output]	1850
<i>Kabelkosten(materiaal en aanleg)</i>	<i>[1000 €/km]</i>	<i>750</i>
<i>Aansluitkosten</i>	<i>[1000 €]</i>	<i>3000</i>
<i>Compressor (additionele kosten elektri- sche drivers)</i>	<i>[€/kW]</i>	<i>750</i>
<i>Platformmodificatie</i>	<i>[€/kW]</i>	<i>375</i>
Vaste O&M-kosten (totaal)	[€/kW output]	73,56
<i>Transporttarief ($kW_{contract}$)</i>	<i>[€/kW_{contract}/jaar]</i>	<i>17</i>
<i>Transporttarief (kW_{max})</i>	<i>[€/kW_{max}/maand]</i>	<i>1,63</i>
<i>Overige O&M kosten (inclusief onderhoud en verzekeringen)</i>	<i>% van investering</i>	<i>2</i>
Variabele O&M-kosten	[€/kWh output]	0,053

231
 232 De kosten voor de netaansluiting zijn gebaseerd op een indicatie van TenneT (TenneT, 2020)
 233 en de transporttarieven uit het tarievenblad van TenneT (ACM, 2019). Er wordt een vast per-
 234 centage aangenomen voor overige O&M kosten (waaronder onderhoud en verzekeringen),
 235 samen goed voor 2% van de investering.

236
 237 **Tabel 1-3 Overzicht subsidieparameters**

Categorie	Basisbedrag SDE++ 2021 [€/kWh]	Vollasturen SDE++2021 [uur/jaar]	Economi- sche levens- duur [jaar]	Looptijd subsidie [jaar]
Basisbedrag SDE++2021	0,091	8500	15	15

238 1.6 Correctiebedragen

239 Het correctiebedrag voor deze technologie bestaat uit de baten voor vermeden gasverbruik.
 240 De correctiebedragen zijn vastgesteld aan de hand van het bespaarde fuel gas door elektrifi-
 241 catie en de langetermijnprijs voor aardgas.

242
 243 De langetermijnprijzen van elektriciteit en aardgas zijn afgeleid van het Eindadvies Basisbe-
 244 dragen SDE++ 2020 (PBL, 2020). Deze prijzen worden jaarlijks berekend en gepubliceerd met
 245 het eindadvies. Tabel 1-4 toont de veronderstelde marktprijzen.

246
 247 Om te bepalen hoeveel gas er wordt vermeden, wordt het energiegebruik van de benodigde
 248 compressie in de huidige situatie (gas) vergeleken met de nieuwe situatie (elektrisch):

- 249 • Huidige situatie: thermische energie (gas) wordt omgezet naar mechanische energie
 250 (compressie) met een efficiëntie van 29% (Interstate Natural Gas Association of
 251 America, 2010). Dat betekent dat per kWh nuttige output (compressie) er 3,44 kWh
 252 thermische energie (gas) nodig is.
- 253 • Nieuwe situatie: elektriciteit wordt met een elektrische compressor omgezet in mecha-
 254 nische energie met een efficiëntie van 80% (Interstate Natural Gas Association of
 255 America, 2010). In deze situatie is per kWh nuttige output (compressie) 1,25 kWh
 256 elektrische energie nodig.

257
 258 Voor elke kWh_e die op een geëlektrificeerd platform wordt gebruikt wordt er dan $3,44 / 1,25$
 259 $= 2,75$ kWh_{th} aan gas bespaard. Daarmee komt het voorlopige correctiebedrag voor elektrifi-
 260 catie van offshore productieplatformen op $0,024 * 2,75 = 0,066$ €/kWh_e, ten opzichte van een
 261 basisbedrag van 0,091 €/kWh_e.

262
 263 **Tabel 1-4 Langetermijnmarktprijzen van verschillende producten volgens KEV2019**
 264 **(PBL, 2019)**

Energiedrager	Eenheid	Marktprijs
Elektriciteit	€/kWh	0,053
Gas	€/kWh _{th}	0,024
Gas	€/kWh _e	0,066

265 1.7 Emissiefactoren voor elektrificatie van offshore pro- 266 ductieplatformen

267 De netto emissiefactor is het verschil in CO₂-emissies per kWh tussen de conventionele situatie
268 en een geëlektrificeerde situatie. Een conventioneel productieplatform maakt gebruik van fuel
269 gas met een emissiefactor van 56,8 kg CO_{2,eq}/GJ_{th}, ofwel 204,5 kgCO_{2, eq}/MWh_{th} (RVO, 2006).
270 Met behulp van de in sectie 1.6 vastgestelde factor voor het berekenen van de gas besparing
271 (2,75 kWh_{th}/kWh_e) komt de emissiefactor van de huidige situatie op 0,562 kgCO_{2, eq}/kWh_e. De
272 emissiefactor in de nieuwe situatie wordt gelijkgesteld aan die van de marginale optie in 2031:
273 0,183 kgCO_{2, eq}/kWh_e. Door een productieplatform te elektrificeren wordt er dus 0,562 – 0,183
274 = 0,379 kg CO_{2, eq} bespaard per kWh_e geconsumeerd. Dit geldt als de netto emissiefactor voor
275 elektrificatie van offshore productieplatformen.

276
277 Tabel 1-5 toont de emissiefactoren die worden gebruikt om de emissie-intensiteit van elektri-
278 ficatie van productieplatformen te berekenen. De subsidie intensiteit wordt berekend aan de
279 hand van de volgende formule: $(Basisbedrag - Correctiebedrag) / Netto Emissiefactor$. Tabel 1-6
280 presenteert de subsidie-intensiteit van elektrificatie van offshore productieplatformen.

281

282 **Tabel 1-5 Emissiefactoren voor de energievoorziening van offshore productieplat- 283 vormen**

Energiedrager	Emissiefactoren (kg CO _{2,eq} /kWh _e)
Elektriciteit opgewekt op productieplatform	0,562
Elektriciteit uit landelijke elektriciteitsproductie	0,183
Netto emissiefactor	0,379

284

285 **Tabel 1-6 CO₂-subsidie-intensiteit van elektrificatie van productieplatformen**

Categorie	(€/t CO ₂ -eq)
Elektrificatie van offshore productieplatformen	66

2 Aandachtspunten

286

287 Hier volgt een overzicht van twee aandachtspunten die wij voorleggen:

- 288 • Er wordt verondersteld dat het vrijgekomen gasvolume door elektrificatie zal worden
289 verhandeld op de gasmarkt. Het is echter niet op voorhand vast te stellen of het vrij-
290 gekomen volume direct verhandeld zal worden, of dat het leidt tot een verlenging
291 van de levensduur van het gasveld. In beide gevallen is de verwachting dat er additi-
292 onele gasbaten zullen zijn, maar ze komen op een ander moment in de tijd. In het
293 tweede geval kan dit betekenen dat de in het SDE++-basisbedrag verrekenende in-
294 komsten pas later worden gerealiseerd.
- 295 • Voor dit advies is overwogen of het bespaarde gasverbruik op het platform zal leiden
296 een hoger gasverbruik en CO₂-uitstoot elders, waardoor deze technologie naar ver-
297 wachting netto niet zou leiden tot CO₂-reductie. Omdat we ervan uitgaan dat het
298 gasgebruik in Nederland constant is, dat prijs en consumptie niet beïnvloed wordt
299 door extra aanbod van het uitgespaarde gas, kan niet worden vastgesteld dat het
300 leidt tot additioneel gasgebruik in Nederland. Er wordt in dit advies dan ook niet voor
301 deze CO₂-uitstoot gecorrigeerd.

302

303 Voor de totstandkoming van het correctiebedrag zijn de volgende waardes aangenomen
304 (Interstate Natural Gas Association of America, 2010):

	Gasturbine (a)	Compressor (b)	Omzetting van thermi- sche energie (gas) naar compressie (a x b)
Efficiëntie [%]	35	84	29

305

	Omzetting van elektri- sche energie naar me- chanische energie (c)	Compressor (b)	Omzetting van thermi- sche energie (gas) naar compressie (c x b)
Efficiëntie [%]	95	84	80

306

307 Voor elke kWh nuttige output (compressie) wordt in de huidige situatie $1/29\% = 3,44$ kWh
308 thermische energie gebruikt (gas). Op een geëlektrificeerd platform wordt er voor elke kWh
309 nuttige output (compressie) $1/80\% = 1,25$ kWh elektrische energie gebruikt.

310

311 Voor elke kWh_e wordt er op een geëlektrificeerd platform $3,44/1,25 = 2,75$ kWh_{th} gas be-
312 spaard.

3 Referenties

313

314 ACM. (2019, 12 13). *Tarievenbesluit TenneT 2020*. Opgehaald van Autoriteit Consument en
315 Markt: <https://www.acm.nl/nl/publicaties/tarievenbesluit-tennet-2020>

316 NOGEPA. (2019, August 27). *Olie en gasindustrie halveert methaanuitstoot op zee*. Opgehaald
317 van NOGEPA: [https://www.nogepa.nl/olie-en-gasindustrie-halveert-methaanuitstoot-](https://www.nogepa.nl/olie-en-gasindustrie-halveert-methaanuitstoot-op-zee/)
318 [op-zee/](https://www.nogepa.nl/olie-en-gasindustrie-halveert-methaanuitstoot-op-zee/)

319 NOGEPA. (2019, August 27). *Olie en gasindustrie halveert methaanuitstoot op zee*. Opgehaald
320 van NOGEPA: [https://www.nogepa.nl/olie-en-gasindustrie-halveert-methaanuitstoot-](https://www.nogepa.nl/olie-en-gasindustrie-halveert-methaanuitstoot-op-zee/)
321 [op-zee/](https://www.nogepa.nl/olie-en-gasindustrie-halveert-methaanuitstoot-op-zee/)

322 PBL. (2019). *Klimaat- en Energieverkenning 2019*. Den Haag: Planbureau voor de
323 Leefomgeving.

324 PBL. (2020). *Eindadvies basisbedragen SDE++ 2020*. Den Haag: Planbureau voor de
325 Leefomgeving. Opgehaald van [https://www.pbl.nl/sites/default/files/downloads/pbl-](https://www.pbl.nl/sites/default/files/downloads/pbl-2020-eindadvies-basisbedragen-sde-plus-plus-2020_3526_27-02-2020.pdf)
326 [2020-eindadvies-basisbedragen-sde-plus-plus-2020_3526_27-02-2020.pdf](https://www.pbl.nl/sites/default/files/downloads/pbl-2020-eindadvies-basisbedragen-sde-plus-plus-2020_3526_27-02-2020.pdf)

327 RVO. (2006). *Nederlandse lijst van energiedragers en standaard CO2-emissiefactoren*.
328 Rijksdienst voor Ondernemend Nederland.

329 TenneT. (2020, 8 14). *Kosten van een netaansluiting*. Opgehaald van TenneT:
330 [https://www.tennet.eu/nl/elektriciteitsmarkt/aansluiten-op-het-nederlandse-](https://www.tennet.eu/nl/elektriciteitsmarkt/aansluiten-op-het-nederlandse-hoogspanningsnet/kosten-van-een-netaansluiting/)
331 [hoogspanningsnet/kosten-van-een-netaansluiting/](https://www.tennet.eu/nl/elektriciteitsmarkt/aansluiten-op-het-nederlandse-hoogspanningsnet/kosten-van-een-netaansluiting/)

332 Wood Mackenzie. (2019). *Why powering oil and gas platforms with renewables makes sense*.

333

334