



1 **CONCEPTADVIES SDE++ 2022**
2 **WATERSTOFPRODUCTIE VIA**
3 **ELEKTROLYSE**

4
5
6
7

8 **Hans Elzenga, Iulia Pisca en Sander Lensink**

9

10 **22 april 2021**

PBL

11 **Colofon**

12 **Conceptadvies SDE++ 2022 Waterstofproductie via elektrolyse**

13

14 © PBL Planbureau voor de Leefomgeving

15 Den Haag, 2021

16 PBL-publicatienummer: 4392

17 **Contact**

18 sde@pbl.nl

19 **Auteurs**

20 Hans Elzenga, Iulia Pisca en Sander Lensink

21 **Redactie figuren**

22 Beeldredactie PBL

23 **Eindredactie en productie**

24 Delen uit deze publicatie mogen worden overgenomen op voorwaarde van bronvermelding:
25 Hans Elzenga, Iulia Pisca en Sander Lensink (2021), Conceptadvies SDE++ 2022 waterstof-
26 productie via elektrolyse, Den Haag: PBL.

27

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

Inhoud

35	1	Introductie	4
36	2	Referentie-installaties	4
37	2.1	Netgekoppeld	5
38	2.2	Directe lijn	6
39	2.3	Specifiek elektriciteitsverbruik	6
40	3	Kosten	7
41	3.1	Investeringskosten	7
42	3.2	Vaste O&M-kosten	7
43		3.2.1 Onderhoud	7
44		3.2.2 Netwerkkosten en vaste kosten elektriciteitsaansluiting	7
45	3.3	Variabele O&M-kosten	7
46		3.3.1 Elektriciteitskosten	7
47		3.3.2 Kosten gedemineraliseerd water (demiwater)	8
48		3.3.3 Potentiële waarde van zuurstof en restwarmte (bijproducten van elektrolyse)	8
49	4	Vermeden CO₂	9
50	4.1	Netgekoppeld	9
51	4.2	Directe lijn	9
52	5	Overzicht technisch-economische en subsidieparameters	10
53	5.1	Netgekoppeld	10
54	5.2	Directe lijn	10
55		Uitvraag	12
56		Literatuur	12
57			

1 Introductie

59 Het ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK) heeft PBL gevraagd advies uit bren-
60 gen over de openstelling van de SDE++ in 2022. Daartoe brengt PBL advies uit over basis-
61 bedragen, correctiebedragen, basisenergieprijzen en financieel-economische parameters die
62 hiermee samenhangen. PBL heeft hiervoor ondersteuning gekregen van TNO en DNV.

63

64 Deze notitie bevat het conceptadvies met betrekking tot grootschalige waterstofproductie via
65 elektrolyse.

66

67 **Marktconsultatie**

68 Belanghebbenden kunnen schriftelijk een reactie geven op dit conceptadvies en de onderlig-
69 gende kostenbevindingen. Deze schriftelijke reactie dient uiterlijk 21 mei bij het PBL binnen
70 te zijn. Mocht een aanvullend gesprek door het PBL gewenst worden, dan zal dit tussen 7
71 juni en 2 juli worden gehouden.

72

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

77

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

79

2 Referentie- installaties

80

81 In dit conceptadvies gaan we in op waterstofproductie via elektrolyse. Op verzoek van het
82 ministerie van EZK gebruiken we de eenheid kilowattuur waterstof (HHV¹) als grondslag, en
83 niet kilogram waterstof; 1 kWh_{HHV} waterstof komt overeen met 0,0254 kg, en 1 kg waterstof
84 komt overeen met 39,32 kWh_{HHV} (Gasunie 1980).

85

86 In het advies is onderscheid gemaakt tussen *electrolysers* die hun elektriciteit van het net
87 halen en *electrolysers* die hun elektriciteit via een directe lijn van een wind- en/of zonnepark
88 betrekken, aangezien het aantal CO₂-vrije vollasturen, de aansluitkosten op het elektriciteits-
89 net en de elektriciteitsprijzen in beide gevallen verschillend zijn. Er zijn daarnaast aanwijzin-
90 gen dat bij grote, netgekoppelde electrolysers meestal voor AEL-electrolysers wordt gekozen,
91 en bij de doorgaans wat kleinere directelijnprojecten meestal voor PEM-electrolysers. Vol-
92 gens marktinformatie kunnen PEM-electrolysers zonder probleem worden uit- en aangezet,
93 anders dan AEL-electrolysers.

94 2.1 Netgekoppeld

95 Voor de referentie-installatie wordt uitgegaan van een installatie met een vermogen van 20
96 MW_e en een aansluiting op het elektriciteitsnet. In beginsel is uitgegaan van een bedrijfstijd
97 van 3000 vollasturen, waarbij gebruik wordt gemaakt van de uren met de laagste groothan-
98 delsprijs van elektriciteit. Bij 3000 vollasturen worden volgens de KEV 2020 in 2030 alleen
99 windturbines en zon-PV ingezet als marginale elektriciteitsproductie-installaties², waardoor
100 de CO₂-emissiefactor van de gebruikte elektriciteit gedurende die uren 0 kg/kWh is. Een mo-
101 derne elektrolyse-installatie kan echter niet eenvoudig telkens worden aan- en uitgezet, om-
102 dat er dan versnelde slijtage van de katalysatorcoating van de kathode plaatsvindt.³ Daarom
103 is verondersteld dat de installatie naast de genoemde 3000 uur op vollast gedurende 5000
104 uur op 10% deellast wordt bedreven^{4,5}: gedurende deze 5000 vollasturen (5000 x 10%) wordt
105 elektriciteit met een gemiddelde CO₂-emissiefactor van 0,328 kg/kWh_e gebruikt⁶.

¹ *Higher heating value.*

² Marginale elektriciteitsproductie-installaties zijn de installaties die worden bijgeschakeld als de elektriciteitsvraag stijgt.

³ Na bepaalde tijd stilstand van de vloeistof- en gasstromen kan bovendien gevaarlijke vermenging van waterstof en zuurstof plaatsvinden. Na het uitschakelen van de elektriciteit worden waterstof en zuurstof aanvaankelijk in de gas-vloeistofscheiders op druk gehouden, zodat opnieuw opstarten zeer snel kan gaan. Deze toestand – *hot standby* – kan echter niet te lang worden gehandhaafd omdat waterstof bij stilstand van de vloeistof- en gasstromen langzaam door het membraan naar het zuurstofcompartiment diffundeert. Om explosiegevaar te voorkomen worden de gas-/vloeistofscheiders met stikstof gespoeld als de waterstofconcentratie rond 2% is. Het duurt dan enige tijd – mogelijk een uur – voordat de installatie weer op vol vermogen kan produceren. Het is nog niet goed bekend hoeveel uren of dagen hot standby kan worden gehandhaafd.

⁴ Samen is dat 8000 uur per jaar, terwijl een jaar 8760 uur heeft. Er is verondersteld dat de installatie gedurende 760 uur stilligt in verband met onderhoud.

⁵ Binnen de huidige staatssteungoedkeuring lijkt subsidiëring van deze deellast niet mogelijk te zijn. Daar wordt in dit conceptadvies geen rekening mee gehouden.

⁶ Dit is de gemiddelde emissiefactor van de uren 3001 tot en met 8000 (waarbij de uren gerangschikt zijn naar oplopende groothandelsprijs van elektriciteit).

106 2.2 Directe lijn

107 Voor electrolyzers die via een directe lijn zijn gekoppeld worden twee referentie-configuraties
108 onderscheiden:

- 109 • Een elektrolyser van 10 MW, gekoppeld aan een modern windpark van 50 MWp, ge-
110 legen aan de kust. Het PBL raamt op basis van *powercurves* van windturbines dat
111 een elektrolyser bij deze vermogensverhouding jaarlijks circa 4000 vollasturen kan
112 produceren.
- 113 • Een elektrolyser van 1 MW, gekoppeld aan een zonnepark van 5 MWp. Volgens
114 marktinformatie kan een elektrolyser bij deze vermogensverhouding jaarlijks 3000
115 vollasturen produceren.

116
117 Projecten waarbij de elektriciteit wordt geleverd door een park waarin wind- en zonne-ener-
118 gie worden gecombineerd zijn buiten beschouwing gelaten. De mix van wind- en zonne-
119 stroom zal van geval tot geval verschillen waardoor het erg lastig is om een referentieprijs
120 voor de geleverde elektriciteit vast te stellen.

121
122 Meerdere initiatiefnemers voor directelijnprojecten hebben aangegeven dat het geen pro-
123 bleem is om de elektrolyser in windstille of zonloze periodes stil te zetten. Enkele initiatiefne-
124 mers gaven daarvoor als reden dat ze van plan zijn om PEM-electrolyzers toe te passen,
125 welke volgens hen zonder bezwaar kunnen worden uit- en aangezet. In dit conceptadvies
126 wordt daarom verondersteld dat bij directelijnprojecten - anders dan bij netgekoppelde elec-
127 trolyzers - geen elektriciteit van het net wordt gebruikt om op deellast door te draaien; al-
128 leen voor de veiligheids- en hulpsystemen (ventilatie, pompen, verlichting en dergelijke) is
129 gedurende windstille of zonloze periodes een geringe hoeveelheid - naar schatting 1 à 2 pro-
130 cent van de nominale capaciteit - elektriciteit nodig. Deze kan geleverd worden door een
131 accu of door het elektriciteitsnet. Aangenomen is dat ook bij gebruik van netelektriciteit de
132 indirecte CO₂-emissie die daarmee samenhangt te verwaarlozen is.

133 2.3 Specifiek elektriciteitsverbruik

134 Voor de berekening van het basisbedrag is bij zowel netgekoppelde als via een directe lijn
135 gekoppelde electrolyzers uitgegaan van een gemiddeld elektriciteitsgebruik per kilowattuur
136 (kWh_{HHV}) waterstof van 1,47 kWh/kWh_{HHV} H₂ over de gehele subsidieduur (jaar 1 tot en met
137 15). Dit komt overeen met 57,88 kWh/kg H₂ en een energetisch omzettingsrendement (η)
138 van 68,1%. Deze waarde is berekend op basis van een initieel elektriciteitsgebruik van 1,42
139 kWh/kWh_{HHV} H₂ ($\eta = 70,2\%$) voor de gehele fabriek (dus inclusief elektriciteitsverbruik door
140 pompen en dergelijke), een degradatie van de elektroden van 1% per jaar en vervanging
141 van de stacks na 8 jaar.

142

3 Kosten

144 3.1 Investeringskosten

145 In dit advies wordt bij zowel netgekoppelde als via een directe lijn gekoppelde electrolyzers
 146 uitgegaan van investeringskosten van 1800 €/kW_e. Deze kosten omvatten enkele kilometers
 147 elektriciteitskabel (voor aansluiting op het net of op het wind- of zonnepark) dan wel enkele
 148 kilometers waterstofleiding en andere *Balance of Plant*-voorzieningen⁷, de vervanging van de
 149 stacks na 8 jaar en tevens de projectkosten. Voorbereidingskosten (zoals vergunningen en
 150 leges) zijn niet-subsidiabel en zijn daarom niet meegenomen in de investeringskosten. Ook
 151 kosten voor eventuele *tube trailers* met bijbehorende compressoren voor transport van wa-
 152 terstof zijn niet meegenomen.

153 3.2 Vaste O&M-kosten

154 3.2.1 Onderhoud

155 Op basis van marktinformatie wordt bij zowel netgekoppelde als via een directe lijn gekop-
 156 pelde electrolyzers voor O&M-kosten uitgegaan van 38 €/kW_e/jaar. Dat is jaarlijks ongeveer
 157 2% van de investeringskosten en komt goed overeen met waarden die in recente bronnen
 158 worden genoemd (NOW 2018; IEA 2019).
 159

160 3.2.2 Netwerkkosten en vaste kosten elektriciteitsaansluiting

161 De netwerkkosten en vaste kosten voor de elektriciteitsaansluiting van netgekoppelde elec-
 162 trolyzers bedragen 50,4 euro/kW_e/jaar. De netwerkkosten (kW-gecontracteerd en kW-max)
 163 en vaste kosten voor de referentie-installatie zijn gebaseerd op het gewogen gemiddelde van
 164 de tarieven uit de tarievenbesluiten van de regionale netbeheerders en TenneT voor 2020 die
 165 horen bij een TS-aansluiting. Deze tarieven zijn in dit advies met 8% verhoogd teneinde de
 166 verwachte verhoging van de transporttarieven tussen 2021 en 2030 mee te nemen.
 167

168 Voor electrolyzers die via een directe lijn zijn gekoppeld met een wind- of zonnepark gelden
 169 geen netwerkkosten en vaste kosten voor de elektriciteitsaansluiting.

170 3.3 Variabele O&M-kosten

171 3.3.1 Elektriciteitskosten

172 Bij netgekoppelde elektrolyzers bedraagt de groothandelsprijs van elektriciteit voor de 3000
 173 uur op vollast 0,0222 euro/kWh_e.⁸ Dit bedrag is het ongewogen gemiddelde van alle 3000
 174 laagste uurlijkse groothandelsprijzen in alle jaren in de periode 2021-2030 uit de KEV 2020⁹.
 175 De groothandelsprijs voor de 5000 uur op 10% deellast bedraagt 0,0577 euro/kWh_e. De

⁷ Waaronder een accu bij directelijnprojecten met een zonnepark om 's nachts op 10% deellast te kunnen pro-
 duceren.

⁸ Daarbij is verondersteld dat 90% van het elektriciteitsverbruik wordt gebruikt voor de electrolyser; over dat
 deel hoeft geen energiebelasting en ODE (opslag duurzame energie) te worden betaald. Deze 'kale' groothan-
 delsprijs bedraagt bij 3000 uur 0,0215 euro/kWh. De overige 10% wordt gebruikt voor randapparatuur zoals
 pompen en verlichting; voor dat deel moet wel energiebelasting en ODE worden betaald. De prijs van deze
 elektriciteit bedraagt 0,0286 euro/kWh.

⁹ Dit zal in het eindadvies worden aangepast op basis van de KEV 2021.

176 gemiddelde groothandelsprijs voor de 3500 vollasturen waarin de electrolyser jaarlijks pro-
177 duceert bedraagt daarmee 0,0272 euro/kWh_e. De elektriciteitskosten bedragen daarmee
178 0,400 euro/kWh_{HHV} H₂ (zie paragraaf 2.3).

179

180 Voor de directelijnprojecten is uitgegaan van de prijs van wind- en zonne-elektriciteit *zonder*
181 *subsidie*. In dit advies is gerekend met de basisbedragen zoals die met het OT-model zijn be-
182 rekend voor respectievelijk een windpark met 3850 vollastuur (windsnelheid ≥ 8 en $< 8,5$
183 m/s) en een zonnepark met 950 vollastuur. Deze basisbedragen zijn respectievelijk 0,0382
184 en 0,0587 euro/kWh_e, overeenkomend met elektriciteitskosten van respectievelijk 0,0562 en
185 0,0863 euro/kWh_{HHV} H₂. Over elektriciteit die via een directe lijn wordt geleverd hoeft geen
186 energiebelasting en ODE (opslag duurzame energie) te worden betaald.

187 3.3.2 Kosten gedemineraliseerd water (demiwater)

188 Verondersteld wordt dat de jaarlijkse kosten voor water en periodieke vervanging van de io-
189 nenwisselaar of het membraan van de demiwaterinstallatie bij zowel netgekoppelde als via
190 een directe lijn gekoppelde electrolyzers verwaarloosbaar zijn.

191 3.3.3 Potentiële waarde van zuurstof en restwarmte (bijproducten van 192 elektrolyse)

193 **Zuurstof**

194 Per kg H₂ wordt 8 kg O₂ geproduceerd (overeenkomend met 0,203 kg O₂/kWh H₂). Een elec-
195 trolyser van 20 MW_e en 3500 vollastuur produceert jaarlijks bijna 9600 ton zuurstof. In Ne-
196 derland heeft een beperkt aantal bedrijven een zuurstofvraag die groot genoeg is om een
197 dergelijke hoeveelheid te absorberen. Alleen waterstoffabrieken die dicht in de buurt van
198 dergelijke bedrijven liggen zouden de zuurstof tegen een substantiële prijs kunnen verkopen,
199 mits het aanbod ingepast kan worden in de huidige zuurstofproductie via cryogene destillatie
200 van lucht. Volgens marktinformatie is de waarde van zuurstof die cryogene zuurstof vervangt
201 0,01 euro/kg zuurstof. Per kWh waterstof wordt dus een hoeveelheid zuurstof met een po-
202 tentiële waarde van 0,002 euro geproduceerd. Dit is verwaarloosbaar ten opzichte van de
203 productiekosten van groene waterstof. Omdat het bovendien onzeker is dat de zuurstof
204 daadwerkelijk kan worden verkocht wordt de waarde op 0 euro gezet.

205

206 **Restwarmte**

207 Zoals vermeld in paragraaf 2.3 is het omzettingsrendement van elektriciteit in waterstof
208 68,1%. Als daarnaast 10% van de elektriciteit wordt gebruikt voor zaken zoals verlichting en
209 pompen resteert ruim 20% energieverlies in de vorm van restwarmte met een temperatuur
210 van maximaal 80 °C. Bij een elektrisch vermogen van 20 MW en 3500 vollastuur wordt dus
211 jaarlijks ruim 14 GWh oftewel 50.000 GJ restwarmte geproduceerd. Uitgaande van een prijs
212 van 10 euro/GJ is de potentiële waarde van deze restwarmte 640.000 euro. Uitkoppeling van
213 deze warmte zal in de meeste gevallen echter problematisch zijn: bij netgekoppelde electro-
214 lysers vooral vanwege het intermitterende karakter van het electrolyseproces, en bij directe-
215 lijnprojecten ook vanwege de afgelegen ligging. Geen van de benaderde initiatiefnemers
216 houdt er dan ook rekening mee dat de restwarmte kan worden verkocht. Daarom is de
217 waarde op 0 euro gezet.

218

219

4 Vermeden CO₂

220 De vermeden CO₂ ten opzichte van de te vervangen grijze waterstof bepaalt de subsidie-in-
221 tensiteit. In dit advies wordt SMR (*steam methane reforming*) als referentie gebruikt. SMR
222 heeft volgens IEAGHG (2017) een emissiefactor van 9 kg CO₂ per kg H₂, oftewel 0,229 kg
223 CO₂ per kWh_{HHV} H₂.

224 4.1 Netgekoppeld

225 Bij een bedrijfstijd van 3000 vollasturen – waarbij wordt geoptimaliseerd op de uren met de
226 laagste groothandelsprijs van elektriciteit – is de gemiddelde emissiefactor van elektriciteit 0
227 kg/kWh. Per kWh_{HHV} H₂ is de vermeden CO₂-emissie van groene waterstof ten opzichte van
228 SMR dus 0,229 kg. Naast deze 3000 vollasturen produceert de installatie nog 5000 uur op
229 10% deellast. Voor deze 500 vollasturen bedraagt de emissiefactor 0,482 kg/kWh_{HHV} H₂¹⁰.
230 Per saldo bedraagt de gemiddelde CO₂-emissie van de electrolyser gedurende 3500 vollast-
231 uren 0,069 kg/kWh_{HHV} H₂; de gemiddelde *vermeden* emissie ten opzichte van SMR bedraagt
232 daarmee 0,160 kg/kWh_{HHV} H₂.

233 4.2 Directe lijn

234 Aangezien bij directelijnprojecten nagenoeg alleen hernieuwbare elektriciteit wordt gebruikt
235 bedraagt de vermeden CO₂-emissie van groene waterstof ten opzichte van SMR 0,229 kg per
236 kWh_{HHV} H₂.

¹⁰ Gebaseerd op een emissiefactor van elektriciteit van 0,328 kg/kWh_e (paragraaf 2.1) en een elektriciteitsver-
bruik van 1,47 kWh_e/kWh_{HHV} H₂.

5 Overzicht technisch-economische en subsidieparameters

5.1 Netgekoppeld

Tabel 5-1 geeft een overzicht van de aannames die gebruikt zijn bij de berekening van het basisbedrag en de subsidie-intensiteit voor netgekoppelde waterstofproductie via elektrolyse. Tabel 5-2 geeft het basisbedrag.

Tabel 5-1. Technisch-economische parameters waterstofproductie via netgekoppelde elektrolyse

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2022
Inputvermogen	MW _e	20
Gemiddelde elektriciteitsgebruik per kWh _{HHV} H ₂ *	kWh/kWh _{HHV} H ₂	1,47
Outputvermogen	MW H ₂	13,605
Vollasturen	Uren/jaar	3500
Investeringskosten	€/kW _e	1800
Vaste O&M-kosten (inclusief netwerkkosten)	€/kW _e /jaar	88,4 (waarvan 50,4 netwerkkosten)
Variabele O&M-kosten (= kosten elektriciteit)	€/kWh _{HHV} H ₂	0,040

* Berekend op basis van het gemiddelde omzettingsrendement gedurende gehele subsidieperiode.

Tabel 5-2. Overzicht subsidieparameters waterstofproductie via netgekoppelde elektrolyse

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2022
Basisbedrag SDE++	€/kWh _{HHV} H ₂	0,1715
Looptijd subsidie	Jaar	15

5.2 Directe lijn

Tabel 5-3 geeft een overzicht van de aannames die gebruikt zijn bij de berekening van het basisbedrag en de subsidie-intensiteit voor waterstofproductie via elektrolyse met een directelijnverbinding met een windpark. Tabel 5-4 geeft het basisbedrag.

256 **Tabel 5-3. Technisch-economische parameters waterstofproductie via elektrolyse**
 257 **met een directlijnverbinding met een windpark**

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2022
Inputvermogen	MW _e	10
Gemiddelde elektriciteitsgebruik per kWh _{HHV} H ₂ *	kWh/kWh _{HHV} H ₂	1,47
Outputvermogen	MW H ₂	6,803
Vollasturen	Uren/jaar	4000
Investeringskosten	€/kW _e	1800
Vaste O&M-kosten	€/kW _e /jaar	38
Variabele O&M-kosten (= kosten elektriciteit)	€/kWh _{HHV} H ₂	0,0562

258 * Berekend op basis van het gemiddelde omzettingsrendement gedurende gehele subsidieperiode.

259
 260 **Tabel 5-4. Overzicht subsidieparameters waterstofproductie via elektrolyse met**
 261 **een directlijnverbinding met een windpark**

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2022
Basisbedrag SDE++	€/kWh _{HHV} H ₂	0,1528
Looptijd subsidie	Jaar	15

262
 263 Tabel 5-5 geeft een overzicht van de aannames die gebruikt zijn bij de berekening van het
 264 basisbedrag en de subsidie-intensiteit voor waterstofproductie via elektrolyse met een di-
 265 rectelijnverbinding met een zonnepark. Tabel 5-6 geeft het basisbedrag.

266
 267 **Tabel 5-5. Technisch-economische parameters waterstofproductie via elektrolyse**
 268 **met een directlijnverbinding met een zonnepark**

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2022
Inputvermogen	MW _e	1
Gemiddelde elektriciteitsgebruik per kWh _{HHV} H ₂ *	kWh/kWh _{HHV} H ₂	1,47
Outputvermogen	MW H ₂	0,680
Vollasturen	Uren/jaar	3000
Investeringskosten	€/kW _e	1800
Vaste O&M-kosten	€/kW _e /jaar	38
Variabele O&M-kosten (= kosten elektriciteit)	€/kWh _{HHV} H ₂	0,0863

269 * Berekend op basis van het gemiddelde omzettingsrendement gedurende gehele subsidieperiode.

270
 271
 272 **Tabel 5-6. Overzicht subsidieparameters waterstofproductie via elektrolyse met**
 273 **een directlijnverbinding met een zonnepark**

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2022
Basisbedrag SDE++	€/kWh _{HHV} H ₂	0,2160
Looptijd subsidie	Jaar	15

274

6 Uitvraag

275

276

277

278

279

280

281

282

283

284

285

286

287

- In het conceptadvies is verondersteld dat een electrolyser die via een directe lijn verbonden is met een qua vermogen 5 keer zo groot windpark aan de kust 4000 vollasturen kan draaien. Er zijn ook claims dat het aantal vollasturen hoger is. Kunnen deze claims worden onderbouwd met meetgegevens?
- In het conceptadvies is verondersteld dat AEL-electrolyzers niet eenvoudig veelvuldig kunnen worden uit- en aangezet omdat dit leidt tot versnelde slijtage van de coating van de kathode. Op basis van marktinformatie over directelijnprojecten is verondersteld dat PEM-electrolyzers wél kunnen worden uit- en aangezet tijdens windstille of zonloze periodes, zonder dat dit leidt tot versnelde slijtage van de kathode. Kloppen deze veronderstellingen?

288

Literatuur

289

Gasunie (1980) Physical properties of natural gases.

290

IEA (2019). The Future of Hydrogen, Report prepared by the IEA for the G20, Japan.

291

292

IEAGHG (2017). Techno-Economic Evaluation of SMR Based Standalone (Merchant) Hydrogen Plant with CCS.

293

KEV (2020) Klimaat- en Energieverkenning, PBL

294

NOW (2018). Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland.

295