



# SUBSIDIEREGELING COÖPERATIEVE ENERGIEOPWEKKING

Conceptadvies 2022

**Adriaan van der Welle (TNO), Luuk Beurskens (TNO),  
Iulia Pișcă (PBL), Jasper Lemmens (DNV), Bart in 't Groen (DNV)**

**22 april 2021**

**TNO**



PBL

22 **Colofon**

23 **Subsidiereregeling Coöperatieve Energieopwekking – Conceptadvies 2022**

24 © PBL Planbureau voor de Leefomgeving

25 Den Haag, 2021

26 PBL-publicatienummer: 4576

27 **Contact**

28 sde@pbl.nl

29 **Auteurs**

30 Adriaan van der Welle (TNO), Luuk Beurskens (TNO), Iulia Pișcă (PBL),  
31 Jasper Lemmens (DNV), Bart in 't Groen (DNV)

32 **Redactie figuren**

33 Beeldredactie PBL

34 **Eindredactie en productie**

35 Delen uit deze publicatie mogen worden overgenomen op voorwaarde van bronvermelding:  
36 Adriaan van der Welle, Luuk Beurskens, Iulia Pișcă, Jasper Lemmens, Bart in 't Groen, Con-  
37 ceptadvies Subsidiereregeling Coöperatieve Energieopwekking 2022, Den Haag: PBL.

38 Het Planbureau voor de Leefomgeving (PBL) is het nationale instituut voor strategische be-  
39 leidsanalyses op het gebied van milieu, natuur en ruimte. Het PBL draagt bij aan de kwaliteit  
40 van de politiek-bestuurlijke afweging door het verrichten van verkenningen, analyses en  
41 evaluaties waarbij een integrale benadering vooropstaat. Het PBL is voor alles beleidsgericht.  
42 Het verricht zijn onderzoek gevraagd en ongevraagd, onafhankelijk en wetenschappelijk ge-  
43 fundeerd.

44	<b>Inhoud</b>	
45	<b>1 Beschrijving adviesvraag</b>	<b>5</b>
46	1.1 Introductie	5
47	1.2 Advies en schaalgrootte van projecten	5
48	<b>2 Werkwijze</b>	<b>6</b>
49	2.1 Rekenmethode	6
50	2.2 Meegenomen kosten	6
51	<b>3 Financiering</b>	<b>8</b>
52	3.1 Inleiding	8
53	3.2 Rendement op vreemd vermogen	8
54	3.3 Rendement op eigen vermogen	10
55	3.4 Verhouding tussen vreemd en eigen vermogen	11
56	3.5 Inflatie	12
57	3.6 Afschrijvingstermijn	12
58	3.7 Economische restwaarde	12
59	3.8 Vermogenskostenvergoeding	13
60	<b>4 Zonne-energie</b>	<b>14</b>
61	4.1 Beschrijving referentie-installaties en wijzigingen	14
62	4.2 Kostenbevindingen	15
63	4.2.1 Investeringskosten	15
64	4.2.2 O&M-kosten: variabele en vaste operationele kosten	15
65	4.2.3 Technisch-economische parameters	17
66	4.3 Voorbereidingskosten	17
67	<b>5 Windenergie</b>	<b>19</b>
68	5.1 Beschrijving referentie-installatie	19
69	5.2 Kostenbevindingen	20
70	5.2.1 Investeringskosten	20
71	5.2.2 O&M-kosten: variabele en vaste operationele kosten	21
72	5.2.3 Technisch-economische parameters	21
73	5.3 Voorbereidingskosten	23
74	<b>6 Waterkracht</b>	<b>24</b>
75	6.1 Beschrijving referentie-installatie	24
76	6.2 Kostenbevindingen	24
77	6.3 Voorbereidingskosten	24
78	<b>7 Conclusie</b>	<b>25</b>
79	<b>Bijlage A Uitgangspunten</b>	<b>26</b>



# 1 Beschrijving adviesvraag

## 1.1 Introductie

Het ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK) heeft aan het Planbureau voor de Leefomgeving (PBL) gevraagd advies uit brengen over de te verwachten elektriciteitsproductiekosten voor waterkracht, windenergie en zon-PV in de Subsidieregeling Coöperatieve Energieopwekking (SCE), voor toepassing vanaf het jaar 2022.

De in deze analyse gebruikte terminologie is analoog aan de regeling SDE++ en de adviesvraag omvat de benodigde subsidiehoogte zoals bepaald door basisbedragen en correctiebedragen.

In het onderzoeksproces dat onderliggend is aan het advies, heeft het PBL ondersteuning gekregen van TNO en DNV.

### **Marktconsultatie**

Belanghebbenden kunnen schriftelijk een reactie geven op dit conceptadvies en de onderliggende kostenbevindingen. Deze schriftelijke reactie dient uiterlijk 21 mei 2021 bij het PBL binnen te zijn. Mocht een schriftelijke reactie aanleiding geven voor een aanvullend gesprek, dan zal het PBL met de betreffende belanghebbende contact hierover opnemen.

Op basis van schriftelijke reacties uit de markt stelt het PBL vervolgens het uiteindelijke eindadvies op voor het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK). Het PBL zal de reacties uit de marktconsultatie geaggregeerd en geanonimiseerd in een bijlage van het eindadvies opnemen en voorzien van een antwoord. In de bijlage B van het eindadvies over de Postcoderoossubsidiereregeling van september 2020 zijn de commentaren en de beantwoording van vorig jaar na te lezen. De Minister van EZK besluit aan het eind van het jaar over de openstelling van de nieuwe SCE-regeling, de open te stellen categorieën en de bijbehorende basisbedragen.

Nadere informatie is te vinden via de website: [www.pbl.nl/sde](http://www.pbl.nl/sde).

## 1.2 Advies en schaalgrootte van projecten

Deze notitie bevat het conceptadvies voor drie bronnen van hernieuwbare elektriciteit, waarbij de typische schaalgroottes gericht zijn op SCE-projecten en daarmee kunnen afwijken van schaalgroottes in SDE++-categorieën voor waterkracht, wind- en zonne-energie:

- Zon-PV (twee referentievermogens 60 kWp en 250 kWp)
- Windenergie (twee referentievermogens 15 kW en 1000 kW)
- Waterkracht (referentievermogen 50 kW)

Het advies wordt gegeven binnen door EZK bepaalde uitgangspunten voor de SCE. De adviesvraag en uitgangspunten staan integraal weergegeven in Bijlage A.

123

# 2 Werkwijze

124

## 2.1 Rekenmethode

125

126

127

128

129

130

De berekeningswijze van de basisbedragen is gebaseerd op de onrendabele-topmodellen die voor SDE++ gebruikt worden, maar waarbij specifieke aannames zijn gemaakt voor referentiesystemen in de SCE met bijbehorende technische en economische karakteristieken. In dit advies worden eerst de financieringsparameters besproken en vervolgens komen de kostenparameters van de voor de SCE relevante technieken zon-PV, windenergie en waterkracht aan de orde. De hieruit resulterende basisbedragen worden getoond in de conclusies.

131

## 2.2 Meegenomen kosten

132

133

134

135

136

137

138

Ter verduidelijking van de wel en niet meegenomen kosten binnen de SCE staan in tabel 2-1 welke kosten er wel en niet meegenomen worden in de bepaling van de basisbedragen. Hierbij volgen we de uitgangspunten bij de SCE zoals meegegeven door het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK). Voorbereidingskosten en afsluitprovisies op leningen worden – gegeven de uitgangspunten – niet meegenomen als kostenposten, maar uit een opslag op het rendement op eigen vermogen vergoed.

139  
140

**Tabel 2-1. Overzicht van de kostencomponenten die wel en niet meegenomen zijn in de berekening**

Kosten	Groep	Component	Zonne-energie	Wind-energie	Waterkracht
Meegenomen kosten, analoog aan SDE++	Investeringskosten	Techniekkosten	X	X	X
		Netwerkaansluiting	X	X	X
		Notariskosten	X	X	X
		Bouwconstructierapporten	X	X	X
	Variabele operationele kosten	<i>Operation and Maintenance (O&amp;M)</i>	- <sup>1</sup>	X	- <sup>1</sup>
		Grondkosten	-	X	-
	Vaste operationele kosten	<i>Operation and Maintenance (O&amp;M)</i>	X	-	X
		Brutoproductiemeter	X	X	X
		Verzekering	X	X	X
		Netwerkaansluiting	X	X	X
		Onroerendezaakbelasting (OZB)	X	X	X
	Omvormervanging	X	- <sup>2</sup>	- <sup>2</sup>	
	Restwaarde	X <sup>3</sup>	X	X <sup>3</sup>	
Meegenomen kosten, additioneel t.o.v. SDE++	Vaste operationele kosten	Recht van opstal (administratieve kosten en dakhuur)	X	-	-
		Administratiekosten gedurende de looptijd van het project	X	X	X
Meegenomen in de analyse via het rendement op eigen vermogen	Investeringskosten	Afsluitprovisies	X	X	X
		Vorbereidingskosten	X	X	X

141  
142  
143  
144  
145  
146  
147  
148  
149

X: kosten zijn meegenomen.

-: kosten zijn niet meegenomen.

<sup>1</sup> Totale O&M-kosten zijn als vaste O&M-kosten gemodelleerd. Er is hier geen onderscheid gemaakt tussen vaste en variabele operationele kosten.

<sup>2</sup> Omvormervanging is bij waterkracht en windenergie niet van toepassing.

<sup>3</sup> De restwaarde voor zonne-energie na een economische levensduur van 20 jaar is nul verondersteld, voor waterkracht na een economische levensduur van 15 jaar. Voor windenergie is de restwaarde na een economische levensduur van 20 jaar positief.

# 3 Financiering

150

## 3.1 Inleiding

151

152 Het uitgangspunt voor financiering van de Subsidierегeling Coöperatieve Energieopwekking  
153 (SCE) projecten is projectfinanciering. We houden hierbij rekening met de bijzondere ken-  
154 merken van SCE-projecten en proberen de diversiteit van SCE-projecten zo goed mogelijk  
155 mee te nemen in de analyse. Specifiek is gekeken naar de vergoeding van voorbereidings-  
156 kosten (zoals per technologie geïdentificeerd in de hoofdstukken 4-6 hierna) via een opslag  
157 op het rendement voor eigen vermogen.

158

159 De financiële parameters die gebruikt zijn voor het berekenen van de basisbedragen zijn  
160 weergegeven in Tabel 3-1 en worden in de onderstaande tekst achtereenvolgens nader toe-  
161 gelicht. Ook andere relevante financieringsparameters zoals afschrijvingstermijnen en econo-  
162 mische restwaarde worden besproken. Het hoofdstuk sluit af met de resulterende ver-  
163 mogenskostenvergoedingen voor zonne-energie-, windenergie- en waterkrachtprojecten.  
164 Hierbij wordt uitgegaan van de gemiddelde situatie voor groepen van SCE-projecten. Dat  
165 laat onverlet dat in de praktijk SCE-projecten anders gefinancierd kunnen worden.

## 3.2 Rendement op vreemd vermogen

166

167 Het gevraagde rendement op vreemd vermogen varieert aanzienlijk tussen coöperatieve pro-  
168 jecten. Dit hangt samen met de beschikbare financieringsmogelijkheden zoals ledeninleg,  
169 subsidies, bancaire financiering, *crowdfunding* en lokale energiefondsen in de vorm van le-  
170 ningen, garantstellingen en participaties.<sup>1</sup>

171 Gegeven de diversiteit aan SCE-projecten en financieringsvormen varieert het rendement op  
172 vreemd vermogen van onder de 1% voor projecten met lage operationele risico's en toegang  
173 tot goedkope provinciale of gemeentelijke fondsen of subsidies, tot 5% voor projecten met  
174 weinig zekerheden, een lage betalingscapaciteit (DSCR)<sup>2</sup> en hogere operationele risico's. De  
175 bovenkant van deze bandbreedte is niet representatief voor standaard leningen, aangezien  
176 een rentepercentage van 5% met name wordt gehanteerd voor achtergestelde leningen aan  
177 coöperaties. Achtergestelde leningen moeten vanwege het hogere risico echter als onderdeel  
178 worden gezien van het risicodragend vermogen, waartoe ook eigen vermogen behoort. Er is  
179 wel rekening gehouden met achtergestelde leningen in de bepaling van het rendement op ei-  
180 gen vermogen (zie paragraaf 3.3 ) en de verhouding tussen vreemd en eigen vermogen (zie  
181 paragraaf 3.4 ).

182 Verder geldt dat het merendeel van projecten op enigerlei wijze wordt ondersteund door pro-  
183 vincies of gemeenten. Daarom volstaat een rente van 3,0% voor de categorie zon-PV 150  
184 kWp op een grootverbruikersaansluiting en een rente van 3,5% voor de overige categorieën  
185 die, vanwege kleinere projectgrootte (zon-PV 60 kWp met een kleinverbruikersaansluiting) of  
186 minder ver ontwikkelde technologie (kleinschalige wind en waterkracht), te maken hebben  
187 met hogere projectrisico's. Hogere projectrisico's vertalen zich in een hoger gevraagd rende-  
188 ment op de lening.

<sup>1</sup> Zie <https://www.hieropgewekt.nl/kennisdossiers/financiering-van-je-zonproject>

<sup>2</sup> Debt Service Coverage Ratio. De DSCR geeft inzicht in de betalingscapaciteit ten opzichte van de betalingsverplichtingen ("debt service"). De betalingscapaciteit is het resultaat na belastingen gecorrigeerd voor afschrijvingen en rentelasten. De betalingsverplichtingen zijn gelijk aan het totaal van rente en aflossingen.



189 Genoemde percentages liggen boven de rente voor SDE++-projecten met een hoger risico  
 190 (2,5%). De (operationele) risico's van SCE-projecten zijn namelijk relatief hoog vanwege hun  
 191 kleinere schaal en de beperkte staat van dienst van een gemiddelde coöperatie met in de re-  
 192 gel een grote rol voor vrijwilligers. Tabel 3-1 geeft de voor de SCE gehanteerde financiële  
 193 parameters weer.

194  
 195

**Tabel 3-1. Samenvatting van gehanteerde financiële parameters voor de SCE**

Financiële parameter	Gehanteerde waarde	Toelichting
Rendement op vreemd vermogen		
Rendement op vreemd vermogen	3,0 %	Zonne-energie (grootverbruikersaansluiting, gva)
	3,5 %	Zonne-energie (kleinverbruikersaansluiting, kva), windenergie, waterkracht
Rendement op eigen vermogen		
Rendement op eigen vermogen inclusief rendementsopslag ter dekking van voorbereidings- kosten en afsluitprovisie lening	13,3 %	Zonne-energie (kva)
	9,9 %	Zonne-energie (gva)
	8,5 %	Windenergie (kva)
	10,0 - 10,4 %	Windenergie (gva)
	11,0 %	Waterkracht
Verhouding tussen vreemd en eigen vermogen		
Verhouding vreemd vermogen (VV) / eigen vermogen (EV)	80% VV / 20% EV	Zonne-energie, windenergie
	70% VV / 30% EV	Waterkracht
Venootschapsbelasting		
Verondersteld percentage gedurende de economische levensduur van het project	15,0 %	Voor projecten met een winst van maximaal € 395.000 per jaar geldt een jaarlijks tarief van 15,0% per 2022
Inflatie		
Inflatie van alle kostenposten	1,5 % / jaar	

### 196 3.3 Rendement op eigen vermogen

197 Net als het rendement op vreemd vermogen varieert ook het gevraagde rendement op eigen  
198 vermogen aanzienlijk tussen coöperatieve projecten. Dit hangt samen met de beschikbare  
199 mogelijkheden voor het aantrekken van eigen vermogen zoals ledeninleg, eigen middelen uit  
200 eerdere coöperatieve projecten, crowdfunding en lokale energiefondsen in de vorm van par-  
201 ticipaties. Al deze financieringsvormen kunnen ingezet worden in het kader van projectfinan-  
202 cierung van SCE-projecten.

203 In de praktijk worden (kleinere) SCE-projecten vaak grotendeels gefinancierd met crowdfun-  
204 ding (in de regel leningen, geen aandelen) waarop een netto-rendement van circa 5,0%, in-  
205 clusief vergoeding van de transactiekosten van het crowdfunding-platform, gebruikelijk is.  
206 Dit blijkt uit percentages die genoemd worden op crowdfunding-platforms voor duurzame  
207 energie voor projecten die representatief zijn voor SCE-projecten.<sup>3</sup> Dit betreft achtergestelde  
208 leningen van leden of derden aan de coöperaties, voor de coöperaties kwalificeert dit inge-  
209 brachte kapitaal als eigen vermogen. Een rendement van deze omvang sluit ook aan bij uit-  
210 spraken over het netto-rendement van coöperatieve projecten in het publieke domein. Ook  
211 past dit bij het vereiste rendement op achtergestelde leningen van banken aan andere pro-  
212 jecten. Met dit rendement moet het merendeel van de projecten gerealiseerd kunnen wor-  
213 den. Het is van toepassing op SCE-projecten met zon-PV, wind en waterkracht.

214 Bovenop dit zogenaamde netto-rendement wordt een vergoeding geboden voor kostenpos-  
215 ten die op basis van een EZK-uitgangspunt niet als kasstroom worden meegenomen (zie ta-  
216 bel 2-1), maar betaald worden uit het rendement op eigen vermogen. Dit zijn de kostenpos-  
217 ten voorbereidingskosten en afsluitprovisies. Specifiek voor coöperaties geldt dat vanwege  
218 de kleine schaal van projecten er een substantiële hoeveelheid tijd en kosten gemoeid zijn  
219 met onder meer de noodzakelijke professionele ondersteuning en promotie en communicatie  
220 van het project ten behoeve van ledenwerving (vooral voorbereidingskosten). Daarom is ge-  
221 analyseerd welk rendement op eigen vermogen adequaat is om binnen het kader van de van  
222 EZK meegekregen uitgangspunten de hogere voorbereidingskosten van coöperatieve pro-  
223 jecten te compenseren. Hierbij gaan we ervan uit dat de ontwikkel- of voorbereidingskosten  
224 van coöperatieve zon-PV en windprojecten 5% tot maximaal 10% van de investeringskosten  
225 bedragen (Rebel, 2016).<sup>4 5</sup> De hoogte van de voorbereidingskosten is afhankelijk van de  
226 complexiteit (vaak groter bij windprojecten vanwege MER-studies en juridische ondersteu-  
227 ning en waterkrachtprojecten vanwege benodigde vergunningen en maatwerk) en de pro-  
228 jectgrootte (aflopend bij grotere projecten en gebundelde kleinere projecten). Voor water-  
229 krachtprojecten wordt gezien de substantiëlere voorbereidingskosten en de kleinere schaal  
230 uitgegaan van ontwikkelkosten van 15% van de investeringskosten. Net als bij de faciliteit  
231 ontwikkeling energievoöperaties (Rebel, 2016) wordt met deze percentages een balans na-  
232 gestreefd in het effectief ondersteunen van de coöperaties en het waarborgen van de betrok-  
233 kenheid van vrijwilligers die nodig is voor onderlinge binding en het eigenaarschap van pro-  
234 jecten. Voor deze analyse zijn de bedragen voor de voorbereidingskosten uit hoofdstukken  
235 4-6 over respectievelijk zonne-energie, windenergie en waterkracht genomen. Tabel 3-2 vat  
236 de veronderstellingen samen en laat het resulterende rendement op eigen vermogen inclu-  
237 sief opslag ter dekking van de SCE-voorbereidingskosten zien. Merk op dat de opslag bo-  
238 venop het netto-rendement elk jaar wijzigt door de vereiste omrekening van voorbereidings-  
239 kosten naar opslag op het rendement op eigen vermogen per subcategorie.

<sup>3</sup> Zie duurzaaminvesteren.nl, greencrowd.nl, zonnepanelendelen.nl en oneplanetcrowd.com.

<sup>4</sup> Rebel (2016), Faciliteit Ontwikkeling Energiecoöperaties.

<sup>5</sup> Voor een voorbeeldproject van 70 kWp zon-PV op een kleinverbruikersaansluiting worden projectontwikkeling en communicatiekosten genoemd van in totaal 10% van de systeemkosten, zie <https://www.hieropgevekt.nl/kennisdossiers/voorbeeld-businesscase-postcoderoos>.

240 **Tabel 3-2. Verrekening van voorbereidingskosten**

Technologie	Zonne-energie		Windenergie		Waterkracht
	op kva	op gva	op kva	op gva	
Referentie-grootte installatie [kW]	60	250	100	1000	50
Voorbereidings-kosten [euro]	4.000	11.000	1.500	90.000	36.000
Rendement op eigen vermogen inclusief opslag voor SCE-voorbereidings-kosten [%]	13,3	9,9	8,5	10,0-10,4 <sup>1</sup>	11,0

241 <sup>1</sup> afhankelijk van aantal vollasturen, zie het OT-model.  
 242 kva = kleinverbruikersaansluiting, gva = grootverbruikersaansluiting.

### 243 3.4 Verhouding tussen vreemd en eigen vermogen

244 Op basis van informatie verkregen uit gesprekken en andere bronnen is er een grote diversi-  
 245 teit zichtbaar in de vermogensstructuur van historische coöperatieve projecten. Een afne-  
 246 mend deel van de projecten wordt met 100% eigen vermogen of een verhouding VV/EV van  
 247 circa 50/50 gefinancierd en een stijgend deel met een verhouding VV/EV van 80/20 waarvan  
 248 nog geen 20% van het vreemd vermogen achtergestelde leningen betreft en maar een paar  
 249 procent eigen vermogen wordt ingebracht (het 'Op Rozen'-concept en vergelijkbare financie-  
 250 ringsconcepten). Het aantal projecten waarbij de ontwikkelaars 100% eigen vermogen in-  
 251 brengen neemt snel af. Bij grotere projecten brengen zij zoals gebruikelijk bij projectfinan-  
 252 cierung van duurzame energieproductie 10-30% risicodragend vermogen in de vorm van ei-  
 253 gen vermogen of achtergestelde leningen in, het restant wordt geleend. Ook kleinere pro-  
 254 jecten worden steeds vaker met vreemd vermogen gefinancierd vanwege de wens om zoveel  
 255 mogelijk mensen mee te laten doen, met een laag of zelfs helemaal geen instapbedrag (Hier  
 256 & RVO, 2021).<sup>6</sup>

257 Voor windenergie, waterkracht en grotere zonne-energieprojecten zijn dezelfde VV/EV ver-  
 258 houdingen aangenomen als vorig jaar: een verhouding van 70/30 voor waterkracht en een  
 259 verhouding van 80/20 voor zonne-energieprojecten met een grootverbruikersaansluiting en  
 260 windenergieprojecten. Voor de zonne-energieprojecten met een kleinverbruikersaansluiting  
 261 wordt een verhouding VV/EV van 80/20 in het merendeel van de projecten in 2022 haalbaar  
 262 geacht. Indien kleine projecten met een omvang van minder dan 50.000 euro niet zelfstan-  
 263 dig met vreemd vermogen gefinancierd kunnen worden, dan veronderstellen we dat ze ge-  
 264 bundeld worden zodat ze daarvoor toch in aanmerking komen. Vanwege het feit dat er een  
 265 vreemd-vermogenfonds wordt opgezet voor coöperaties die geen gebruik kunnen maken van  
 266 gemeentelijke of provinciale leenfaciliteiten en de toename van financieringsconcepten geba-  
 267 seerd op leningen is de verwachting dat het merendeel van de coöperaties in 2022 zonne-  
 268 energieprojecten met een kleinverbruikersaansluiting zal financieren met tenminste 80%  
 269 vreemd vermogen. Dit is ook in lijn met het eindadvies van afgelopen jaar waarin is aange-  
 270 geven dat in principe financiering van het 60 kWp referentiesysteem met een groter aandeel  
 271 vreemd vermogen dan 50% mogelijk is.

<sup>6</sup> Lokale Energie Monitor 2020.

## 272 3.5 Inflatie

273 Voor de inflatie wordt gekeken naar de inflatieverwachting voor de middellange termijn. Het  
274 is inherent moeilijk om te werken met inflatieprognoses voor de jaren 2022-2037. Voor de  
275 basisbedragen wordt primair gekeken naar de inflatieverwachting bij *financial close* van SCE-  
276 projecten, dat wil zeggen in de jaren kort na 2022. Hier wordt dezelfde inflatie-indicator en  
277 bron gebruikt als in de Klimaat- en Energieverkenning (KEV). De KEV 2020 (PBL 2020) geeft  
278 indexcijfers voor de geharmoniseerde consumentenprijsindex (*harmonised index of consu-*  
279 *mer prices; hicp*), hieruit kan een gemiddeld inflatiepercentage worden berekend van krap  
280 1,5% over de periode 2019-2030. De KEV 2021 is nog niet gepubliceerd, maar zal zich base-  
281 ren op de recentste inflatieprognose van het CPB. Volgens de meest recente prognose be-  
282 draagt de hicp voor de periode 2022-2025 1,5%.<sup>7</sup> De onzekerheidsbandbreedte rondom deze  
283 puntschatting is onder normale omstandigheden al groot, daar komt de onzekerheid van-  
284 wege de coronacrisis nog bij. Dit is echter geen reden om af te wijken van de CPB-progno-  
285 ses. In dit advies wordt daarom net als afgelopen jaar gerekend met een langetermijinflatie  
286 van 1,5% per jaar.

## 287 3.6 Afschrijvingstermijn

288 Er wordt uitgegaan van een subsidieduur van 15 jaar. De duur van de lening en de afschrij-  
289 vingstermijnen zijn gelijk verondersteld aan de subsidieduur. Uitbetalingen van de SCE-ver-  
290 goeding na 15 jaar ten gevolge van eventuele banking<sup>8</sup> in de SCE, zijn niet meegenomen in  
291 de berekening van de basisbedragen. Bij projectfinanciering kan een geldverstrekker in de  
292 praktijk wensen dat de lening in een kortere periode, bijvoorbeeld 14 jaar, wordt afgelost.  
293 Hierdoor verkrijgt de geldverstrekker meer zekerheid dat de lening ook geheel kan worden  
294 afgelost. Hiervoor wordt niet gecompenseerd in de basisbedragen.

## 295 3.7 Economische restwaarde

296 Economische restwaarde kan ontstaan als de levensduur van een project langer is dan de  
297 duur van de SCE-subsidie. Voor de levensduur is het belangrijk om onderscheid te maken  
298 tussen technische levensduur en economische levensduur.

299  
300 De technische levensduur van projecten is bij sommige technologieën beduidend langer dan  
301 de subsidieduur. Dit kan zich dan ook uiten in een langere economische levensduur. Bij  
302 windenergie kan gedacht worden aan een economische levensduur van 20 jaar of meer, bij  
303 zonne-energie van 25 jaar of meer.

304  
305 De economische levensduur na afloop van de subsidieperiode is sterk afhankelijk van het  
306 dan inkomen genererend vermogen. Deze hangt nauw samen met de elektriciteitsprijs tus-  
307 sen 2035 en 2045. Tegenover de voordelen staan ook nog kosten. Niet alleen lopen de O&M-  
308 kosten door bij een langere levensduur, maar deze zullen ook oplopen. Tevens zal de pro-  
309 ductie (door meer onderhoud dan wel lagere betrouwbaarheid) langzaam afnemen.

310  
311 Voor windenergie en zonne-energie is analoog aan de SDE++ gerekend met een economi-  
312 sche levensduur van 20 jaar, dat wil zeggen dat er na beëindiging van de SCE-subsidieperi-  
313 ode, nog 5 jaar kosten en inkomsten te verwachten zijn. Meerkosten (en opbrengsten) ten

<sup>7</sup> CPB (2020b), Kerngegevensstabel actualisatie MLT 2022-2025 (november 2020).

<sup>8</sup> Het is mogelijk om subsidiabele productie die niet is benut mee te nemen naar een volgend jaar. Dit wordt *banking* genoemd. Na de reguliere subsidieperiode kan de producent van hernieuwbare energie nog één jaar de tijd krijgen om eventueel niet benutte productie in te halen.

314 gevolge van een langere levensduur zijn voor deze categorieën verrekend in de kosten (en  
 315 baten). Voor waterkracht zien we een onvoldoende onderscheidend voordeel door economi-  
 316 sche restwaarde om de basisbedragen hiervoor te corrigeren.

### 317 3.8 Vermogenskostenvergoeding

318 Het financiële totaalrendement wordt beschouwd als billijke vergoeding voor het totale risico  
 319 van het project. Hoe risico's en rendementen in specifieke projecten worden verdeeld tussen  
 320 geldverstrekker en SCE-projectontwikkelaar is bij de gegeven onderzoeksuitgangspunten  
 321 niet van invloed op de geadviseerde generieke basisbedragen per categorie. Tabel 3-3 toont  
 322 per thema (geclusterde categorieën) de resulterende gewogen gemiddelde vermogenskos-  
 323 tenvergoeding (WACC).

324 **Tabel 3-3. Vermogenskostenvergoeding (WACC<sup>1</sup>) per thema voor de SCE 2022**

Thema	Vollasturen	WACC – voorbereidingskosten via rendement op eigen vermogen [nominaal / reëel] <sup>2</sup>
Zonne-energie - kleinverbruikersaansluiting	900	5,0% / 3,5%
Zonne-energie - grootverbruikersaansluiting	900	4,0% / 2,5%
Windenergie - kleinverbruikersaansluiting	2100	4,1% / 2,5%
Windenergie - grootverbruikersaansluiting	1500-2370	4,4-4,5% / 2,8-2,9%
Waterkracht	5000	5,4% / 3,8%

325 <sup>1</sup> Getoond wordt de WACC na belasting, berekend als  $WACC = [aandeel\ eigen\ vermogen] * [rendement\ op\ eigen\ vermogen] + [aandeel\ vreemd\ vermogen] * [rendement\ op\ vreemd\ vermogen] * [1 - vennootschaps-]$   
 326  $belasting]$ .

327 <sup>2</sup> Er geldt dat reële WACC =  $[1 + nominale\ WACC] / [1 + inflatie] - 1$ .  
 328

329

# 4 Zonne-energie

330

## 331 4.1 Beschrijving referentie-installaties en wijzigingen

332 Een belangrijke wijziging in de SCE ten opzichte van 2021 betreft de vermogensrange waar-  
333 voor zon-PV in aanmerking kan komen voor SCE. Het eindadvies uit 2020 ging uit van een  
334 bovengrens van 300 kWp. Het maximaal toegestane piekvermogen is nu in de berekeningen  
335 voor de SCE 2022 verhoogd van 300 kWp naar 500 kWp (zie Bijlage A voor de uitgangspun-  
336 ten voor SCE).

337

338 Deze wijziging maakt dat het referentiesysteem van 150 kWp, zoals gedefinieerd in het eind-  
339 advies 2021, niet meer representatief is: nu de bovengrens opgehoogd is, zal ook de refe-  
340 rentie moeten schuiven en wordt het referentiesysteem groter gekozen. Het ligt voor de  
341 hand om het identiek te kiezen aan het referentiesysteem in SDE++ uit de categorie zon-PV  
342 van 15 kWp tot 1 MWp: daarin is het referentiesysteem 250 kWp en dat is naar verwachting  
343 ook representatief voor de SCE-systemen. Gezien de grote spreiding in waargenomen kosten  
344 is niet wenselijk om een nieuwe SCE-referentie te definiëren net naast de SDE++-referentie.  
345 Zie voor meer informatie het Conceptadvies basisbedragen zonne-energie SDE++ 2022, be-  
346 schikbaar via [www.pbl.nl/sde](http://www.pbl.nl/sde).

347

348 Voor zon-PV worden in SCE 2022 daarom deze twee referentiesystemen gehanteerd:

349

- Een 60 kWp-systeem op een bestaande kleinverbruikersaansluiting (kva)
- Een 250 kWp-systeem op een bestaande grootverbruikersaansluiting (gva)

350

351

352 In dit advies worden zodoende twee categorieën voor zon-PV gedefinieerd met elk een eigen  
353 basisbedrag. Voor het systeem op een grootverbruikersaansluiting geldt bovendien dat er  
354 een apart correctiebedrag is voor eigen verbruik.

355

356 Dit hoofdstuk beschrijft de technisch-economische parameters voor zon-PV; de resulterende  
357 basisbedragen worden weergegeven in hoofdstuk 7 .

358

359 Een opsomming van de wijzigingen in SCE 2022 ten opzichte van 2021 die in de volgende  
360 paragraaf beschreven worden:

361

362

- Wijziging van referentiesysteem op een grootverbruikersaansluiting van 150 kWp naar 250 kWp zorgt voor een verlaging van de investeringskosten (zie paragraaf 4.2.1 ) en de operationele kosten (4.2.2 ).
- De omvormercapaciteit wordt in lijn met het convenant van Holland Solar en Netbeheer Nederland verlaagd van 80% naar 70% van het piekvermogen<sup>9</sup>.
- De jaarlijkse kosten zijn verlaagd door verdergaande kostendaling voor O&M, een vermindering van de onroerendezaakbelasting (OZB) en het aanschaffen van een brutoproduktiemeter in plaats van het huren ervan (zie paragraaf 4.2.2 ).
- Voor een referentiesysteem op een kleinverbruikersaansluiting zijn de voorbereidingskosten verlaagd (zie paragraaf 4.3 ).

363

364

365

366

367

368

369

370

371

372

---

<sup>9</sup> Holland Solar en Netbeheer Nederland, Convenant 'Zon Betaalbaar op het Net' (19 november 2020), [https://www.netbeheernederland.nl/upload/Files/Convenant\\_Zon\\_Betaalbaar\\_op\\_het\\_Net\\_186.pdf](https://www.netbeheernederland.nl/upload/Files/Convenant_Zon_Betaalbaar_op_het_Net_186.pdf)

373 Een andere wijziging betreft de financieringsparameters: het aandeel eigen vermogen voor  
374 een kva-systeem wordt in SCE 2022 kleiner verondersteld dan in 2021, wat een verlaging  
375 van het basisbedrag betekent. Zie paragraaf 3.4 .

## 376 4.2 Kostenbevindingen

377 In de basis wordt de kostenmethodiek van de SDE++-basisbedragen gehanteerd. Een  
378 marktverkenning bracht naar voren dat PV-projecten van (lokale) energiecorporaties een af-  
379 wijkende kostenstructuur kennen, waarmee voor het bepalen van de basisbedragen rekening  
380 gehouden wordt.

### 381 4.2.1 Investeringskosten

382 In SCE 2021 was aangenomen dat de *turn-key* investeringskosten 5% hoger uitvallen dan de  
383 kosten van een 250 kWp-systeem, de referentie grootte in de SDE++-regeling. Omdat in SCE  
384 2022 voor de referentie op een grootverbruikersaansluiting de systeemgrootte gelijk is aan  
385 de referentie in SDE++ vervalt hiervoor het kostenschaalvoordeel. Eenmalige kosten van 20  
386 €/kWp voor de netaansluiting zijn verwerkt in de investeringskosten. De omvormercapaciteit  
387 wordt in lijn met het convenant van Holland Solar en Netbeheer Nederland verlaagd van  
388 80% naar 70% van het piekvermogen, wat een reducerend effect op de systeemkosten  
389 heeft. Omdat energiecoöperaties wijdverbreid zijn worden in SCE 2022 geen kosten meer  
390 voor het oprichten ervan meegenomen. Dit is in lijn met de gewenste professionaliserings-  
391 slag richting dynamische en effectieve coöperaties met meer eigen projecten, leden en deel-  
392 nemers<sup>10</sup>.

393  
394 Voor het peiljaar 2023 worden de *turn-key*-kosten voor een SCE-systeem op een grootver-  
395 bruikersaansluiting vastgesteld op 575 €/kWp, gelijk aan de SDE++-referentie van 250 kWp.  
396 Voor een SCE-systeem op een kleinverbruikersaansluiting wordt gerekend met een kosten-  
397 verhogend schaafeffect van 5%, waarmee de investeringskosten uitkomen op 605 €/kWp.

398  
399 De volgende extra kosten worden ook toegerekend aan de investeringskosten en worden bij  
400 bovenstaande bedragen opgeteld:

- 401 • notariskosten (€ 1000);
- 402 • uitgaven voor bouwconstructierapporten (€ 750)
- 403 • Voor de referentie-installatie van 60 kWp op een kleinverbruikersaansluiting: 4% ex-  
404 tra kosten voor de PV-installatie vanwege het lokale karakter van de dit type kleine  
405 SCE-projecten.

406  
407 De totale investeringskosten in 2023 bedragen daarmee 658 €/kWp voor het referentiesys-  
408 teem van 60 kWp en 582 €/kWp voor het referentiesysteem van 250 kWp.

### 409 4.2.2 O&M-kosten: variabele en vaste operationele kosten

410 Een (lokale) energiecoöperatie kent relatief hoge operationele kosten ten opzichte van groot-  
411 schalige PV-projecten. Dit betreft voornamelijk organisatie- en administratiekosten. Voor het  
412 eindadvies zijn de waardes gekozen zoals vermeld in Tabel 4-1.

413  
414 De omvormervervanging is, conform de aannames in SDE++ 2022, in bedrijfsjaar dertien  
415 ingeboekt tegen een bedrag van € 780 voor het systeem van 60 kWp en tegen € 3250 voor  
416 het systeem van 250 kWp. Dit bedrag representeert het gedeelte van vervangingskosten  
417 voor de resterende subsidieperiode ten opzichte van de verwachte levensduur en komt over-  
418 een met het in SDE++ gebruikte bedrag.

---

<sup>10</sup> Lokale Energie Monitor 2020, zie <https://www.hieropgewekt.nl/lokale-energie-monitor>

419 In overeenstemming met de SDE++ worden opslagen voor transactiekosten en de basisprijs-  
420 premie als variabele O&M-kosten meegenomen in de analyse, in totaal 0,0029 €/kWh.

421

422 Energiecoöperaties gaven in 2020 aan dat ze onderhoud niet altijd elk jaar laten uitvoeren,  
423 maar bijvoorbeeld eens in de twee of vijf jaar. De aangeleverde kostenbandbreedte voor  
424 O&M-kosten was 4 tot 13 €/kWp/jaar. Er is een waarde van 7 €/kWp/jaar gekozen voor een  
425 systeem van 60 kWp (een verlaging van 1 €/kWp/jaar ten opzichte van het bedrag in SCE  
426 2021) en 5 €/kWp/jaar voor een systeem van 250 kWp (identiek aan de aanname voor het  
427 vergelijkbare systeem in SDE++).

428

429 In tegenstelling tot de aanpak onder SDE++ wordt dakhuur in de SCE-regeling wel meege-  
430 nomen, conform de uitgangspunten van EZK voor SCE. In 2020 aangeleverde kosten vari-  
431 eren van 0 €/kWp/jaar tot 12 €/kWp/jaar. Voor SCE kiezen we een vergoeding van  
432 4 €/kWp/jaar.

433

434 Van kosten gerelateerd aan verzekering en administratie is aangenomen dat deze per ener-  
435 giecoöperatie over meerdere SCE-systemen verdeeld kunnen worden.

436

437 Kostencomponenten die niet meegenomen worden zijn: schoonmaakkosten voor de PV-pa-  
438 nelen (ca. 6 €/kWp/jaar) en financiële voorzieningen voor dakreparaties (ca.  
439 2,50 €/kWp/jaar). Deze posten beschouwen we als niet essentieel (schoonmaakkosten) en  
440 niet binnen de systeemgrenzen vallend (voorzieningen).

441

442 In dit conceptadvies worden bankkosten en kosten voor het boekhoudsysteem niet meege-  
443 nomen omdat aangenomen wordt dat er vanuit een bestaande coöperatie gewerkt wordt.

444

445

**Tabel 4-1. Overzicht van vaste operationele kosten (€/kWp/jaar)**

Component	60kWp-systeem op kva	250kWp-systeem op gva
O&M-kosten (uit consultatie 2020: tussen 7 en 13)	7	5
Dakhuur	4	4
Brutoproduktiemeter	4,4	1,1
Netwerkaansluiting	0	3
OZB	2,0	1,9
Herkeuring € 700 per 4 jaar	2,9	0,7
PV-verzekering	4,3	1,0
Aansprakelijkheidsverzekering	3,1	1,5
Bestuurdersaansprakelijkheid	1,3	0,6
Administratiesysteem	1,3	0,6
Boekhouder	2,5	1,2
Totaal jaarlijkse kosten €/kWp	32,8	20,6

446



### 4.2.3 Technisch-economische parameters

448

449 De technisch-economische parameters zijn samengevat in Tabel 4-2 en Tabel 4-3 voor de  
450 twee genoemde referentiesystemen.

451

452 **Tabel 4-2. Technisch-economische parameters voor zon-PV op een kleinverbruikersaansluiting (kva) in de SCE-regeling met peiljaar 2023**

453

Parameter	Eenheid	Advies SCE 2021 60 kWp op kva	Advies SCE 2022 60 kWp op kva
Inputvermogen	[kWp output]	60	60
Vollasturen jaar 1-15 (jaar 16-20)	[uur/jaar]	900 (845)	900 (845)
Vorbereidingskosten	[€/kWp output]	183	67
Vaste O&M-kosten	[€/kWp output]	35,7	32,8
Eenmalige onderhoudskosten in jaar 13	[€]	1020	780
Opslag voor transactiekosten en de basisprijspremie	[€/kWh]	0,0029	0,0029

454

455

456

457 **Tabel 4-3. Technisch-economische parameters voor zon-PV op een grootverbruikersaansluiting (gva) in de SCE-regeling met peiljaar 2023**

458

Parameter	Eenheid	Advies SCE 2021 150 kWp op gva	Advies SCE 2022 250 kWp op gva
Inputvermogen	[kWp output]	150	250
Vollasturen	[uur/jaar]	900	900
Vorbereidingskosten	[€/kWp output]	73	44
Vaste O&M-kosten	[€/kWp output]	31,5	20,6
Eenmalige onderhoudskosten in jaar 13	[€]	2.550	3.250
Opslag voor transactiekosten en de basisprijspremie	[€/kWh]	0,0029	0,0029

## 4.3 Voorbereidingskosten

459

460 Het totale bedrag aan voorbereidingskosten bedraagt naar schatting € 4000 voor een 60  
461 kWp installatie op een kleinverbruikersaansluiting en € 11000 voor een 250 kWp installatie  
462 op een grootverbruikersaansluiting. Dit komt voor het referentieproject van 60 kWp neer op  
463 67 €/kWp en voor het systeem van 250 kWp op 44 €/kWp. Voor het systeem van 60 kWp  
464 betekent dat een verlaging ten opzichte van SCE 2021, waarmee SCE 2022 meer in lijn is  
465 met de systeemgrootte en het beperkter aantal benodigde deelnemers. Er worden minder  
466 kosten aangenomen voor professionele ondersteuning, due diligence en promotie en commu-  
467 nicatie. Daarmee komen de voorbereidingskosten ook meer in lijn met het rapport van Rebel  
468 (2016), zie hierover in meer detail paragraaf 3.3.<sup>11</sup> Daarbovenop komt nog, in het geval er  
469 met vreemd vermogen gefinancierd wordt, een afsluitprovisie (1% van lening). PV op daken

<sup>11</sup> Rebel (2016), Faciliteit Ontwikkeling Energiecoöperaties

470 mag onder voorwaarden vergunningsvrij geplaatst worden<sup>12</sup>, derhalve worden daar geen  
471 kosten voor aangenomen. Notariskosten zijn al verwerkt in de investeringskosten. Tabel 4-4  
472 geeft de totale voorbereidingskosten. Voorbereidingskosten worden niet meegenomen in de  
473 kasstromen van de berekening, maar zijn in paragraaf 3.3 vertaald naar een opslag op het  
474 rendement op eigen vermogen.

475

476

477 **Tabel 4-4. Voorbereidingskosten voor beide referentiesystemen**

Kostenpost	Waarde [€]	Waarde voor referentiesysteem [€/kWp]
Totaal voorbereidingskosten SCE 2022 60 kWp	4.000	67
Totaal voorbereidingskosten SCE 2022 250 kWp	11.000	44

478

479

---

<sup>12</sup> 'Zonnecollectoren en zonnepanelen – wanneer vergunningvrij, wanneer omgevingsvergunning nodig?' (2012) <https://www.rijksoverheid.nl/onderwerpen/duurzame-energie/documenten/brochures/2010/07/20/zonnecollectoren-en-zonnepanelen>

# 5 Windenergie

480

## 481 5.1 Beschrijving referentie-installatie

482 In dit hoofdstuk wordt advies gegeven over de basisbedragen voor windenergie in SCE 2022.  
483 Het bevat een beschrijving van de investering- en operationele kosten voor de referentie-  
484 installaties in de analyse. De resulterende basisbedragen worden samengevat in hoofdstuk 7.  
485 De referentie-installaties voor wind op land in het kader van dit advies zijn:

- 486 • Kleinschalige wind, 15 kW, aangesloten op een kleinverbruikersaansluiting
- 487 • Kleinschalige wind, 1000 kW, aangesloten op een grootverbruikersaansluiting

488

489 In dit advies worden zodoende twee categorieën voor wind op land gedefinieerd. Voor het  
490 systeem op een grootverbruikersaansluiting geldt bovendien dat er een apart correctiebe-  
491 drag is voor eigen verbruik.

492

493 In vergelijking met het Eindadvies SCE 2021 is het huidige conceptadvies gebaseerd op een  
494 bredere turbineportfolio (voortkomend uit de gewijzigde uitgangspunten van het ministerie  
495 van EZK) en is het gericht op de kosteneffectiviteit van windenergie opwekking. Dit heeft ge-  
496 volgen voor de investeringskosten, maar ook voor onderhoudskosten en vollasturen.

497

498 Windkaart-differentiatie is alleen van toepassing op de 1000kW-referentie-installatie en niet  
499 op de 15kW-referentie. Waar van toepassing volgt dezelfde differentiatie op basis van wind-  
500 klassen als gebruikt in SDE++. De windkaart is afgebeeld in figuur 5-1. We gebruiken de on-  
501 dergrens van de windsnelheidsklasse als maatgevend en voor de berekening van het basis-  
502 bedrag vertalen we die windsnelheid naar een windsnelheid op ashoogte (hubhoogte).

503

504 In de SDE++ is tot nu toe gebruikgemaakt van de gemeentegrenzen om windparken te ver-  
505 delen in windcategorieën. Dit blijkt niet altijd representatief voor de gemiddelde windsnelheid  
506 in een windpark, zeker bij grote gemeentes. Aanvankelijk was het de bedoeling om hiervoor  
507 de Windviewer<sup>13</sup> te gaan gebruiken. De Windviewer geeft voor elke locatie in Nederland de  
508 gemiddelde windsnelheid weer. Het bleek echter juridisch niet mogelijk om deze te gebrui-  
509 ken voor het bepalen van een subsidie. De Windviewer kan wel worden gebruikt voor het op-  
510 stellen van het windopbrengstrapport bij de subsidieaanvraag.

511

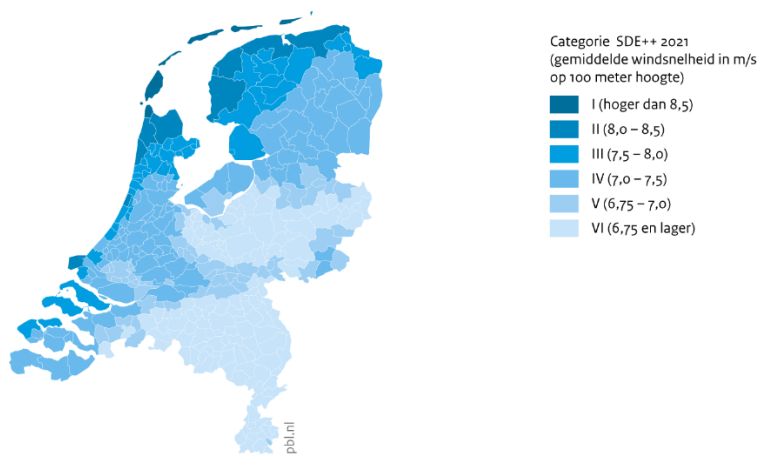
512

---

<sup>13</sup> RVO, Windviewer ([www.geocontent.rvo.nl/windviewer](http://www.geocontent.rvo.nl/windviewer))

513 **Figuur 5-1. Windkaart, gemiddelde windsnelheid**

Gemiddelde windsnelheid per gemeente, 2004 – 2013



Bron: KNMI, CBS, RVO.nl

514  
515  
516

517 **5.2 Kostenbevindingen**

518 In de berekening wordt de kostenmethodiek van de SDE++-basisbedragen gehanteerd. Op  
519 basis van de informatie van windenergiecoöperaties in Nederland en marktrapporten<sup>14</sup> is het  
520 duidelijk dat er een grote spreiding ligt in het vermogen van bestaande en geplande wind-  
521 energieprojecten.

522 **5.2.1 Investeringskosten**

523 In vergelijking met het advies van vorig jaar is de turbineportfolio aanzienlijk uitgebreid en  
524 biedt nu plaats aan turbines van 15 kW tot en met 1000 kW. Het advies is gebaseerd op de  
525 aanname dat SCE-projecten greenfield projecten zijn die hun turbines op basis van *turnkey*-  
526 contracten met turbinefabrikanten betrekken. Dit betekent dat kostenposten zoals civiele in-  
527 frastructuur, bouwmanagement, elektra in het park, verzekeringskosten tijdens de bouw en  
528 verwijderingskosten in het contract zijn opgenomen. Kosten voor fundering (inclusief heipa-  
529 len), netaansluitingskosten en notariskosten liggen vaak buiten deze contracten.

530  
531 Uit onze analyse blijkt dat kleine windturbines de meest economische businesscase opleve-  
532 ren in de range van 15-100 kW, voornamelijk vanwege lagere installatiekosten en netaan-  
533 sluitingskosten van kleinere turbines. In het volledige bereik van 15-1000 kW bevinden de  
534 meest concurrerende turbines zich aan de bovengrens. Dit komt voornamelijk door een ho-  
535 gere elektriciteitsproductie in relatie tot de investeringskosten. Door de differentiatie van de  
536 referentie-installaties en de vergroting van de turbineportfolio is de analyse voor wind op  
537 land verder verfijnd, waarmee de investeringskosten in deze categorie als volgt gedefinieerd  
538 zijn:

- 539 • De investeringskosten voor een 15 kW wind-op-landinstallatie (kleinverbruikersaanslui-  
540 ting) komen uit op 3200 €/kW.
- 541 • De investeringskosten voor een 1000 kW wind-op-landinstallatie (grootverbruikersaanslui-  
542 ting) komen uit op 1250 €/kW.

<sup>14</sup> Lokale Energie Monitor 2020.

543 **5.2.2 O&M-kosten: variabele en vaste operationele kosten**

544 De variabele kosten bestaan uit de grondkosten en de kosten voor de garantie- en onder-  
545 houdscontracten voor de turbines, zoals samengevat in Tabel 5-2 hieronder. In lijn met het  
546 uitgangspunt van het ministerie van EZK worden de garantie- en onderhoudskosten bere-  
547 kend over een operationele periode van 20 jaar. De garantie- en onderhoudskosten zijn  
548 vastgesteld op 0,0390 €/kWh voor het 15 kW referentieproject, en 0,0090 €/kWh voor het  
549 1000kW-referentieproject. Arbeidskosten zijn een belangrijk component in deze kostenpost.  
550 Relevant om te vermelden is dat in het Eindadvies SCE 2021 de onderhoudskosten waren  
551 opgesplitst in een vast en een variabel deel, vanaf dit conceptadvies worden ze alleen uitge-  
552 drukt als variabele operationele kosten.

553 Bovenop de genoemde turbineonderhoudskosten komen de grondkosten en een opslag voor  
554 de basisprijspremie. In lijn met de EZK-uitgangspunten is in de SDE++ 2022 gerekend met  
555 grondkosten van 0,0021 €/kWh. De basisprijspremie bedraagt 0,0029 €/kWh.

556 Hiermee komen de totale variabele O&M-kosten voor het 15kW-referentieproject uit op  
557 0,0440 €/kWh en voor 1000 kW op 0,0140 €/kWh.

558

559 **Tabel 5-2. Variabele operationele kosten wind op land (referentie 15 kW en 1000**  
560 **kW)**

Component	Eenheid	Referentie-installatie 15 kW, kva	Referentie-installatie 1000 kW, gva
Garantie en onderhoudskosten	[€/kWh]	0,0390	0,0090
Grondkosten	[€/kWh]	0,0021	0,0021
Transactiekosten en de basisprijspremie	[€/kWh]	0,0029	0,0029
Totaal variabele operationele kosten	[€/kWh]	0,0440	0,0140

561

562 De vaste jaarlijkse kosten betreffen kosten voor WA-verzekering, machinebreukverzekering,  
563 stilstandverzekering, netinstandhoudingskosten, eigenverbruik, OZB, beheer en land- en we-  
564 genonderhoud. Een belangrijke toevoeging aan de vaste operationele kosten, ten opzichte  
565 van de SDE++, is de opname van 'administratieve kosten van leden'. In lijn met de uit-  
566 gangspunten van het ministerie van EZK wordt voor deze kostenpost uitgegaan van 2 kW  
567 geïnstalleerd vermogen per lid, rekening houdend met de grootte van de referentie-installatie.  
568 Administratiekosten van energiecoöperaties zijn vastgesteld op 30 euro/lid. Het aandeel  
569 van deze kostenpost is dominant in de vaste operationele kosten.

570

571 De vaste kosten zijn voor deze analyse geschat op 24,5 €/kW/jaar voor de 15kW-referentie-  
572 installatie en 26 €/kW/jaar voor de 1000kW-referentie-installatie.

573 **5.2.3 Technisch-economische parameters**

574 De technisch-economische parameters voor wind op land Referentie-installatie 15 kW, klein-  
575 verbruikersaansluiting zijn samengevat in Tabel 5-3.

576

577 **Tabel 5-3. Technisch-economische parameters wind op land, referentie-installatie**  
 578 **15 kW, kleinverbruikersaansluiting**

Parameter	Eenheid	Advies SCE 2021	Advies SCE 2022
Inputvermogen	[kW]	-	15
Vollasturen	[uur/jaar]	-	2100
Investeringskosten	[€/kW]	-	3200
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	-	24,5
Variabele O&M-kosten, opslag voor transactiekosten, basisprijspremie	[€/kWh]	-	0,0440

579

580 De technisch-economische parameters voor wind op land *Referentie installatie 1000 kW,*  
 581 *grootverbruikersaansluiting* zijn samengevat in Tabel 5-4.

582

583 **Tabel 5-4. Technisch-economische parameters wind op land, referentie installatie**  
 584 **1000 kW, grootverbruikersaansluiting**

Parameter	Eenheid	Advies SCE 2021	Advies SCE 2022
Inputvermogen	[kW]	1000	1000
Vollasturen	[uur/jaar]	1730-2530	1500-2370
Investeringskosten	[€/kW]	1250	1250
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	36,2	26,0
Variabele O&M-kosten, opslag voor transactiekosten, basisprijspremie	[€/kWh]	0,0140	0,0140

585

586 **Opbrengsten windenergie**

587 De berekeningen van de basisbedragen worden gemaakt in het OT-model (onrendabele-top-  
 588 model). Het basisbedrag is tot stand gekomen door bovengenoemde kosten te combineren  
 589 met de energieopbrengst van windturbines. Deze opbrengsten worden in hoge mate bepaald  
 590 door het windaanbod en de vermogenskromme van de windturbines. Ter ondersteuning  
 591 wordt daarom gebruik gemaakt van een turbinemodel. In dit turbinemodel wordt de energie-  
 592 opbrengst voor een portfolio van turbines berekend met behulp van de specifieke vermo-  
 593 genskromme per windturbine en de jaargemiddelde windsnelheden. In het turbinemodel  
 594 wordt de windsnelheid (op een hoogte van 100 meter) gecorrigeerd voor de windsnelheid op  
 595 ashoogte van de betreffende turbine. Daarnaast wordt in het model alleen gerekend met de  
 596 turbines die volgens de IEC-classificering ook daadwerkelijk bij de betreffende windsnelheid  
 597 geplaatst mogen worden. Aan de hand van de uitkomsten van het turbinemodel wordt een  
 598 algemene inschatting gemaakt van de basisbedragen en energieopbrengsten per windcate-  
 599 gorie.

600

601 De differentiatie per windklasse is van toepassing op de 1000 kW referentie-installatie en  
 602 niet op de 15 kW referentie. De reden hiervoor is dat er onvoldoende robuuste en publiek  
 603 beschikbare informatie is over de turbines in de laatstgenoemde categorie.

604

605 In de schatting van de energieopbrengst wordt er gerekend met 13% opbrengstverliezen  
 606 voor zowel de 15 kW als de 1000 kW referentie-installatie. Deze ontstaan onder andere door  
 607 zogverliezen, niet-beschikbaarheid, elektrische verliezen, turbine performance, *environmen-*  
 608 *tal losses en curtailment*. De resulterende vollasturen staan genoemd in Tabellen 5-3 en 5-4.

## 609 5.3 Voorbereidingskosten

610 Voorbereidingskosten worden niet direct meegenomen in de berekening van het basisbedrag,  
611 maar via de veronderstelde financieringsparameters meegenomen (zie hoofdstuk Financiering).  
612 Voorbereidingskosten voor een windenergieproject zijn onder meer kosten gerelateerd  
613 aan het aantrekken van leden, kosten voor professionele ondersteuning in de voorberei-  
614 dingsfase door een extern bureau, due diligence, vergunningen, promotie en communicatie  
615 ten behoeve van ledenwerving. Tabel 5-5 laat voor beide referentie-installatie zien wat de  
616 geschatte cumulatieve waarde van de voorbereidingskosten is. In paragraaf 3.3 wordt de  
617 vertaling van de voorbereidingskosten naar een opslag op het rendement op eigen vermogen  
618 toegelicht.

619

620

621 **Tabel 5-5. Voorbereidingskosten wind op land voor beide referentie-installaties**

Referentie-installatie	Waarde [€]	Waarde voor referentiesysteem [€/kWe]
15 kW, kleinverbruikersaansluiting	1.500	100
1000 kW, grootverbruikersaansluiting	90.000	90

622

# 6 Waterkracht

623

## 6.1. Beschrijving referentie-installatie

624

625 We gaan uit van elektriciteitsopwekking uit waterlopen met een laag verval of vrije stroming,  
626 waarbij de categorieparameters zodanig zijn gedefinieerd dat de beoogde installaties voor  
627 waterkracht in één categorie zijn opgenomen. De referentie-installatie voor waterkracht  
628 heeft een vermogen van 50 kW; de resulterende basisbedragen worden weergegeven in  
629 hoofdstuk 7 .

## 6.2. Kostenbevindingen

630

631 Er zijn geen aanpassingen doorgevoerd ten opzichte van het vorige advies. Conform de uit-  
632 gangspunten in Bijlage A zijn de administratieve kosten gedurende de looptijd van het pro-  
633 ject meegenomen. De technisch-economische parameters voor waterkracht zijn samengevat  
634 in tabel 6-1 en niet gewijzigd ten opzichte van het advies voor 2021. In overeenstemming  
635 met de SDE++ worden opslagen voor transactiekosten en de basisprijspremie als variabele  
636 O&M-kosten meegenomen in de analyse, in totaal 0,0029 €/kWh.  
637

638 **Tabel 6-1. Technisch-economische parameters Waterkracht**

Parameter	Eenheid	Advies SCE 2021	Advies SCE 2022
Installatiegrootte	[kW]	50	50
Vollasturen	[uur/jaar]	5000	5000
Investeringskosten	[€/kW]	4800	4800
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	100	100
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0029	0,0029

## 6.3. Voorbereidingskosten

639

640 Het totale bedrag aan voorbereidingskosten bedraagt naar schatting € 36.000, wat voor het  
641 referentieproject van 50 kWp neerkomt op 720 €/kWp. Hierin is meegenomen: kosten voor  
642 professionele ondersteuning in de voorbereidingsfase door een extern bureau, due diligence  
643 en opleveringscontrole, plus kosten voor promotie en communicatie ten behoeve van leden-  
644 werving en ecologisch vooronderzoek (en visvriendelijkheid). In tabel 6-2 staat de schatting  
645 van de totale voorbereidingskosten. Er is onvoldoende inzicht in de kosten van vergunningen  
646 (omgevingsvergunning (Wabo), een waterwetvergunning of een vergunning in het kader van  
647 de Wet beheer rijkswaterstaatswerken (Wbr)) om deze hierin expliciet mee te nemen. Voor-  
648 bereidingskosten worden niet meegenomen in de kasstromen van de onrendabele top bere-  
649 kening, maar zijn in paragraaf 3.3 vertaald naar een opslag op het rendement op eigen ver-  
650 mogen.

651

652 **Tabel 6-2. Voorbereidingskosten waterkracht voor een referentie van 50 kW**

Kostenpost	Waarde [€]	Waarde voor referentiesysteem [€/kW]
Totaal voorbereidingskosten SCE 2022	36.000	720

653



# 7 Conclusie

654

655 Tabel 7-1 laat de basisbedragen en bijbehorende vollasturen zien voor de SCE in 2022. Ter  
656 vergelijking worden ook de basisbedragen van afgelopen jaar getoond.

657

658 De basisbedragen voor zon-PV zijn gedaald door aanpassingen van kostenparameters (inves-  
659 terings- en voorbereidingskosten en O&M-kosten), bijstelling van het aandeel vreemd ver-  
660 mogen (leningen) bij het referentiesysteem op een kleinverbruikersaansluiting (kva) en een  
661 groter referentiesysteem op een grootverbruikersaansluiting (gva).

662

663 In vergelijking met het advies van vorig jaar zijn de basisbedragen voor windenergie  
664 (1000kW-referentie-installatie op een grootverbruikersaansluiting, gva) weinig veranderd.  
665 Het aantal vollasturen is verlaagd vanwege een grote spreiding in het windturbineportfolio.  
666 Voor de nieuw toegevoegde referentie-installatie (15 kW op een kleinverbruikersaansluiting,  
667 kva) is het basisbedrag hoger dan de maximaal te subsidiëren waarde, waardoor deze afge-  
668 topt wordt op 0,15 €/kWh (zie Bijlage A met de uitgangspunten voor SCE 2022 van het mi-  
669 nisterie van EZK).

670

671 Voor waterkracht is het basisbedrag gelijk gebleven (wel is er een extra decimaal toege-  
672 voegd).

673

674 **Tabel 7-1. Overzicht subsidieparameters SCE 2022**

Categorie	Basis- bedrag SCE 2022 [€/kWh]	Vollasturen SCE 2022 [uur/jaar]	Basis- bedrag SCE 2021 [€/kWh]
Fotovoltaïsche zonnepanelen, 60 kWp op kva	0,1197	900	0,146
Fotovoltaïsche zonnepanelen, 250 kWp op gva	0,0897	900	0,121
Windenergie, 15 kW op kva	0,1500 (0,2110)	2100	-
Windenergie, 1 MW – windsnelheid > 8,50 m/s op gva	0,0786	2370	0,079
Windenergie, 1 MW – windsnelheid 8,00 - 8,50 m/s op gva	0,0844	2180	0,089
Windenergie, 1 MW – windsnelheid 7,50 - 8,00 m/s op gva	0,0954	1890	0,096
Windenergie, 1 MW – windsnelheid 7,00 - 7,50 m/s op gva	0,1020	1750	0,101
Windenergie, 1 MW – windsnelheid 6,75 - 7,00 m/s op gva	0,1091	1620	0,107
Windenergie, 1 MW – windsnelheid < 6,75 m/s op gva	0,1168	1500	0,112
Waterkracht, 50 kW	0,1263	5000	0,126

675

# Bijlage A

## Uitgangspunten

676

677

678

679 Deze bijlage bevat de uitgangspunten voor de berekeningen te behoeve van het conceptad-  
680 vies subsidieregeling coöperatieve energieopwekking.

681

682 *Algemeen*

- 683 • In lijn met de SDE++-systematiek wordt een advies gevraagd voor de basisbedra-  
684 gen, de correctiebedragen en de basisenergieprijzen van onderstaande categorieën.
- 685 • De basisbedragen worden uitgedrukt in €/kWh.
- 686 • In de SCE wordt het maximaal te subsidiëren basisbedrag afgetopt op 0,15 €/kWh.
- 687 • PBL wordt gevraagd basisbedragen te adviseren voor:
  - 688 ○ Zon-PV aangesloten op een kleinverbruikersaansluiting (15 kWp - 100 kWp)
  - 689 ○ Zon-PV aangesloten op een grootverbruikersaansluiting (15 kWp - 500 kWp)
  - 690 ○ Kleinschalige wind aangesloten op een kleinverbruikersaansluiting (15 kW - 100
  - 691 kW)
  - 692 ○ Kleinschalige wind aangesloten op een grootverbruikersaansluiting (15 kW - 1
  - 693 MW)
  - 694 ○ Waterkracht (15 kW - 150 kW)
- 695 • EZK staat open voor suggesties van het PBL om af te wijken van bovenstaande gren-  
696 zen in opgesteld vermogen.
- 697 • Een referentieproject is een energiecoöperatie (geen VVE) die volledig bestaat uit  
698 burgers (1 deelnemer per 5 kWp voor zon en 1 deelnemer per 2 kWp voor wind) die  
699 zelf het benodigde financieel vermogen inleggen.
- 700 • De realisatietermijn is 2 jaar voor zon-PV, 3 jaar voor de overige technieken.
- 701 • Onder de kostprijs van de geproduceerde hoeveelheid hernieuwbare energie wordt  
702 verstaan: De gemiddelde som van investerings- en exploitatiekosten die kunnen  
703 worden toegerekend aan de geproduceerde hoeveelheid hernieuwbare energie, plus  
704 een redelijke winstmarge, gedeeld door de te verwachten geproduceerde hoeveel-  
705 heid hernieuwbare energie.
- 706 • De subsidieperiode is 15 jaar.
- 707 • Binnen een categorie moet het merendeel van de projecten gerealiseerd kunnen  
708 worden met het berekende basisbedrag.
- 709 • Een categorie moet dusdanig kunnen worden vormgegeven en wordt zo doorgere-  
710 kend dat meerdere technologieaanbieders hiervoor in aanmerking kunnen komen.
- 711 • De basisbedragen worden berekend met inachtneming van de op 1 januari 2021 be-  
712 kende wet- en regelgeving die op 1 juli 2021 van kracht zal worden. Indien bekende  
713 beleidsvoornemens van de overheid naar verwachting een grote impact hebben op  
714 de basisbedragen, zal nader overleg met EZK plaatsvinden.
- 715 • Er wordt uitgegaan van generiek voor Nederland geldende regels.
- 716 • De volgende kosten worden geacht betaald te worden uit het rendement op het inge-  
717 brachte eigen vermogen: afsluitprovisies en voorbereidingskosten (bijvoorbeeld haal-  
718 baarheidsstudies of vergunningen).
- 719 • Specifieke kosten voor SCE-projecten die wél meegenomen worden:
  - 720 ○ Recht van opstal (administratieve kosten én dakhuur)
  - 721 ○ Administratiekosten gedurende de looptijd van het project
  - 722 ○ Graag overleg over andere aspecten die nu of bij de consultatie worden ge-  
723 identificeerd.
- 724 • Bij het bepalen van de kostenparameters wordt rekening gehouden met de uiterste  
725 termijn voor het in gebruik nemen van de installatie: twee jaar voor de productie van  
726 hernieuwbare elektriciteit uit zonne-energie, en drie jaar voor de productie van her-  
727 nieuwbare elektriciteit uit waterkracht en wind.

- 728 *Financiële uitgangspunten*
- 729
- Uitgangspunt is projectfinanciering.
- 730
- Er wordt rekening gehouden met bijzondere kenmerken en de diversiteit van SCE-
- 731 projecten bij het bepalen van de verhouding tussen eigen vermogen en vreemd ver-
- 732 mogen en rentepercentage.
- 733
- Het PBL wordt gevraagd overwegingen te geven bij bovenstaande aannames.
- 734
- Er wordt geen rekening houden met effecten van bevoorschotting of banking.
- 735
- Er wordt rekening gehouden met de restwaarde van een installatie na afloop van de
- 736 subsidieperiode.
- 737
- Voor de verwachte inflatiecijfers wordt aangesloten bij de Klimaat- en Energiever-
- 738 kenning (KEV).
- 739
- Het correctiebedrag is de som van de EPEX-*day-ahead*-prijs voor Nederland vermen-
- 740 nigvuldigd met de profiel- en onbalanskostenfactor (verschillend voor wind op land
- 741 en zon) en de waarde van garanties van oorsprong.
- 742
- Voor installaties op een kleinverbruikersaansluiting wordt uitgegaan van 100% netle-
- 743 vering.
- 744
- Correcties op de marktprijs in verband met onbalans- en profielkosten worden in de
- 745 basisenergieprijs opgenomen.
- 746
- De basisprijspremie is een vergoeding voor het risico dat de prijs onder de basis-
- 747 energieprijs zakt. Deze basisprijspremie wordt bepaald op basis van een risicopremie
- 748 afhankelijk van de prijsvolatiliteit en lange-termijn-projectie van de relevante markt-
- 749 index.
- 750 *Zonne-energie*
- 751
- De berekening van het basisbedrag van zon-PV is gebaseerd op een productie-instal-
- 752 latie voor de productie van hernieuwbare elektriciteit uit zonlicht uitsluitend door
- 753 middel van fotovoltaïsche zonnepanelen.
- 754
- De referentie-installatie maakt gebruik van de goedkoopste en kwalitatief toerei-
- 755 kende PV-panelen die op de wereldmarkt verkrijgbaar zijn. Verwachte kostendaling
- 756 wordt meegenomen, gebaseerd op een combinatie van historische informatie en
- 757 marktprojecties.
- 758
- Eventuele kosten voor gebouwintegratie bij zon-PV worden niet in de kosteninschat-
- 759 ting meegenomen.
- 760
- Er wordt een apart correctiebedrag gehanteerd voor netlevering en niet-netlevering
- 761 bij zon-PV installaties die aangesloten zijn op een grootverbruikersaansluiting.
- 762 *Windenergie*
- 763
- Bij de berekening van de grondkosten wordt uitgegaan van een prijs die die gelijk is
- 764 aan de grondprijs die is gehanteerd voor de basisbedragen van de SDE++ in het-
- 765 zelfde openstellingsjaar.
- 766
- Uitgegaan wordt van de windviewer en een door de aanvrager aan te leveren wind-
- 767 rapport, conform SDE++-systematiek.