



Planbureau voor de Leefomgeving

SUBSIDIEREGELING COÖPERATIEVE ENERGIEOPWEKKING

Eindadvies 2022

**Luuk Beurskens (TNO), Adriaan van der Welle (TNO), Iulia Pișcă (PBL),
Jasper Lemmens (DNV), Bart in 't Groen (DNV)**
8 december 2021

TNO



PBL

Colofon

Subsidieregeling coöperatieve energieopwekking – Eindadvies 2022

© PBL Planbureau voor de Leefomgeving
Den Haag, 2021
PBL-publicatienummer: 4577

Contact

sde@pbl.nl

Auteurs

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

Delen uit deze publicatie mogen worden overgenomen op voorwaarde van bronvermelding: Beurskens, L., A. van der Welle, I. Pișcă, J. Lemmens & B. in 't Groen, *Subsidieregeling Coöperatieve Energieopwekking – Eindadvies 2022*, Den Haag: Planbureau voor de Leefomgeving.

Het Planbureau voor de Leefomgeving (PBL) is het nationale instituut voor strategische beleidsanalyses op het gebied van milieu, natuur en ruimte. Het PBL draagt bij aan de kwaliteit van de politiek-bestuurlijke afweging door het verrichten van verkenningen, analyses en evaluaties waarbij een integrale benadering vooropstaat. Het PBL is vóór alles beleidsgericht. Het verricht zijn onderzoek gevraagd en ongevraagd, onafhankelijk en wetenschappelijk gefundeerd.

Over dit rapport

Het PBL geeft op verzoek aan het ministerie van EZK advies met betrekking tot de Subsidieregeling Coöperatieve Energieopwekking 2022 (SCE). Vanwege de beschikbare expertise en databestanden verkeert het PBL in de positie om deze adviesrol te vervullen. Het ministerie kan het PBL geen aanwijzingen geven over de te hanteren onderzoeksmethoden of de inhoud van de rapportages.

De advisering in het kader van de SCE betreft specifiek, functioneel advies. Voorwaarde om het advies te kunnen uitbrengen is dat het ministerie de uitgangspunten omschrijft. Zo blijft de onafhankelijkheid van de advisering gewaarborgd. De uitgangspunten moeten ondersteunend zijn aan het doel van SCE, intern consistent, volledig en werkbaar zijn.

Buiten de context van deze specifieke advisering over de subsidiebedragen van de SCE heeft het PBL als planbureau te allen tijde de volledige vrijheid om te reflecteren op de beleidsmatige keuzes die ten grondslag liggen aan instrumenten van de overheid voor de uitvoering van het energie- en klimaatbeleid. Dit geldt ook voor de SCE.

Inhoud

1	Beschrijving adviesvraag	5
1.1	Introductie	5
1.2	SCE versus SDE++	5
1.3	SCE 2022 versus SCE 2021	6
2	Werkwijze	7
2.1	Rekenmethode	7
2.2	Meegenomen kosten	7
3	Financiering	9
3.1	Inleiding	9
3.2	Rendement op vreemd vermogen	10
3.3	Rendement op eigen vermogen	11
3.4	Verhouding tussen vreemd en eigen vermogen	12
3.5	Vennootschapsbelasting	13
3.6	Inflatie	13
3.7	Afschrijvingstermijn	13
3.8	Economische restwaarde	13
3.9	Vermogenskostenvergoeding	14
4	Zonne-energie	15
4.1	Beschrijving referentie-installaties en wijzigingen	15
4.2	Kostenbevindingen	15
4.2.1	Investeringskosten	15
4.2.2	Vorbereidingskosten	16
4.2.3	O&M-kosten: variabele en vaste operationele kosten	17
4.2.4	Technisch-economische parameters	18
5	Windenergie	19
5.1	Beschrijving referentie-installaties en wijzigingen	19
5.2	Kostenbevindingen	20
5.2.1	Investeringskosten	20
5.2.2	Vorbereidingskosten	21
5.2.3	O&M-kosten: variabele en vaste operationele kosten	21
5.2.4	Technisch-economische parameters	23
6	Waterkracht	25
6.1	Beschrijving referentie-installatie en wijzigingen	25
6.2	Kostenbevindingen	25
6.2.1	Investeringskosten	25
6.2.2	O&M-kosten	25
6.2.3	Vorbereidingskosten	25

6.2.4 Technisch-economische parameters	26
7 Conclusie	27
Bijlagen	29
Bijlage A Uitgangspunten SCE 2022	29
Bijlage B Marktconsultatie	31

1 Beschrijving adviesvraag

1.1 Introductie

Het ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK) heeft aan het Planbureau voor de Leefomgeving (PBL) gevraagd advies uitbrengen over de te verwachten elektriciteitsproductiekosten voor waterkracht, windenergie en zon-pv in de Subsidieregeling Coöperatieve Energieopwekking (SCE) voor toepassing vanaf het jaar 2022. In het onderzoeksproces dat onderliggend is aan het advies, heeft het PBL ondersteuning gekregen van TNO en DNV.

De terminologie in dit rapport is analoog aan die in de regeling SDE++. Doel is om voor elke SCE-categorie de benodigde subsidiehoogte (basisbedrag minus correctiebedrag) te bepalen. Het advies wordt gegeven binnen door EZK bepaalde uitgangspunten voor de SCE. De adviesvraag en uitgangspunten zijn integraal weergegeven in bijlage A.

Voor het opstellen van dit eindadvies is dankbaar gebruik gemaakt van marktinformatie. Het PBL heeft de reacties uit de marktconsultatie geaggregeerd en geanonimiseerd opgenomen in bijlage B van dit rapport. In het voorgaande eindadvies over de Postcoderoossubsidieregeling van september 2020 zijn de eerdere reacties ook nog terug 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 over de SDE++ en de SCE is te vinden via de [website van PBL](#). Meer informatie over het aanvragen onder de SCE-regeling is te vinden op de [website van RVO](#).

1.2 SCE versus SDE++

De SCE is evenals SDE++ een regeling die een subsidie toekent aan geproduceerde hernieuwbare energiedragers en CO₂-emissiereducerende technieken. De subsidie is gelijk aan de onrendabele top van technologieën na aftrek van de inkomsten die partijen ontvangen uit de opbrengsten van verkoop van elektriciteit, gas of warmte op de markt. In het geval van de SCE betreft dit enkel hernieuwbare elektriciteit, bij de SDE++ zijn er ook technieken waarbij op basis van de bespaarde CO₂ een premie wordt uitgekeerd. De SCE is gericht op lokale initiatieven en energiecoöperaties, en het aantal gestimuleerde technieken is beperkter dan in de SDE++. Alleen zon-pv, windenergie en waterkracht maken onderdeel uit van de SCE-regeling. Van de SCE 2021 is bekend dat de belangstelling voor zon-pv verreweg het grootste is.

De SDE++ en SCE zijn beide generieke regelingen. Dit betekent dat er geen maatwerk toegepast kan worden, maar wordt gekeken naar referentiesystemen en de kosten van het merendeel van de projecten. In hoofdstuk 2 is in detail weergegeven welke kostencomponenten in de SCE voor de drie technieken beschouwd zijn. Daarbij is ook weergegeven hoe deze zich verhouden tot SDE++.

1.3 SCE 2022 versus SCE 2021

De basisbedragen in dit eindadvies SCE 2022 verschillen van de basisbedragen uit het eindadvies SCE 2021. In dit rapport lichten we de verschillen toe, daarbij refererend aan het eindadvies SCE 2021 en het conceptadvies SCE 2022. De verschillen worden door meerdere factoren veroorzaakt, onder meer door wijzigingen in kosten, veranderende situaties of referenties, actualisering van aannames en voortschrijdend inzicht vanwege de marktconsultatie en SCE-aanvragen in 2021.

Merk op dat de SCE 2021 een nieuwe regeling was en er daardoor moeilijker gerefereerd kon worden aan de bestaande praktijk. Om die reden is bij de SCE-ronde 2021 bepaalde informatie uit de marktconsultatie zwaar meegewogen, wat een verhogend effect heeft gehad op de basisbedragen.

2 Werkwijze

2.1 Rekenmethode

De berekeningswijze van de basisbedragen is gebaseerd op de onrendabele-topmodellen die voor de SDE++ gebruikt worden, maar er zijn specifieke aannames 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 resulterende basisbedragen worden getoond in de conclusies.

2.2 Meegenomen kosten

Ter verduidelijking van de wel en niet meegenomen kosten binnen de SCE staan in tabel 2.1 tot en met tabel 2.3, welke kosten er wel en niet meegenomen worden in de bepaling van de basisbedragen. Hierbij volgen we de uitgangspunten voor de SCE van het ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK) zoals weergegeven in bijlage A.

Tabel 2.1
Overzicht van meegenomen kosten, analoog aan SDE++

Groep	Component	Zonne-energie	Wind-energie	Waterkracht
Investeringskosten	Techniekkosten	X	X	X
Investeringskosten	Netwerkaansluiting	X	X	X
Investeringskosten	Notariskosten	X	X	X
Investeringskosten	Bouwconstructierapporten	X	X	X
Variabele operationele kosten	Operation and Maintenance (O&M)	- ^{a)}	X	- ^{a)}
Variabele operationele kosten	Grondkosten	-	X	-
Vaste operationele kosten	Operation and Maintenance (O&M)	X	-	X
Vaste operationele kosten	Brutoproductiemeter	X	X	X
Vaste operationele kosten	Verzekering	X	X	X
Vaste operationele kosten	Netwerkaansluiting	X	X	X
Vaste operationele kosten	Onroerendezaakbelasting (OZB)	X	X	X
Vaste operationele kosten	Omvormervanging	X	- ^{b)}	- ^{b)}
Vaste operationele kosten	Afsluitprovisies	X	X	X
Restwaarde		X ^{c)}	X ^{c)}	X ^{c)}

X: kosten zijn meegenomen.

-: kosten zijn niet meegenomen.

a) Totale O&M-kosten zijn als vaste O&M-kosten gemodelleerd. Er is hier geen onderscheid gemaakt tussen vaste en variabele operationele kosten.

b) Omvormervanging is bij waterkracht en windenergie niet van toepassing.

c) De restwaarde voor zonne-energie en windenergie na een economische levensduur van 20 jaar is nul verondersteld, voor waterkracht na een economische levensduur van 15 jaar.

Tabel 2.2

Overzicht van meegenomen kosten, additioneel t.o.v. SDE++

Groep	Component	Zonne-energie	Wind-energie	Waterkracht
Vaste operationele kosten	Recht van opstal (administratieve kosten en dakhuur)	X	-	-
Vaste operationele kosten	Administratiekosten gedurende de looptijd van het project	X	X	X

X: kosten zijn meegenomen.

-: kosten zijn niet meegenomen.

Tabel 2.3

Overzicht van meegenomen kosten in investeringskosten, waarbij methode verschilt t.o.v. SDE++

Groep	Component	Zonne-energie	Wind-energie	Waterkracht
Investeringskosten	Vorbereidingskosten	X	X	X

X: kosten zijn meegenomen.

-: kosten zijn niet meegenomen.

3 Financiering

3.1 Inleiding

Het uitgangspunt voor financiering van de Subsidieregeling Coöperatieve Energieopwekking (SCE) - projecten is projectfinanciering. We houden hierbij rekening met de bijzondere kenmerken van SCE-projecten en proberen de diversiteit van SCE-projecten zo goed mogelijk mee te nemen in de analyse.

De financiële parameters die gebruikt zijn voor het berekenen van de basisbedragen, zijn weergegeven in tabel 3.1 en worden in de onderstaande tekst achtereenvolgens nader toegelicht. Het hoofdstuk sluit af met de resulterende vermogenskostenvergoedingen voor zonne-energie-, wind-energie- en waterkrachtprojecten. Hierbij wordt uitgegaan van de gemiddelde situatie voor groepen van SCE-projecten. Dat laat onverlet dat in de praktijk SCE-projecten anders gefinancierd kunnen worden.

Tabel 3.1
Samenvatting van gehanteerde financiële parameters voor de SCE

Financiële parameter	Gehanteerde waarde
Rendement op vreemd vermogen – Zonne-energie en windenergie op grootverbruikersaansluiting (gva)	2,5%
Rendement op vreemd vermogen – Zonne-energie op kleinverbruikersaansluiting (kva)	2,75%
Rendement op vreemd vermogen – Windenergie op kleinverbruikersaansluiting (kva) en waterkracht	3,0%
Rendement op eigen vermogen	5,0%
Verhouding vreemd vermogen (VV) / eigen vermogen (EV) – Zonne-energie en windenergie	75% VV / 25% EV
Verhouding vreemd vermogen (VV) / eigen vermogen (EV) – Waterkracht	70% VV / 30% EV
Vennootschapsbelasting	15,0%
Inflatie	1,5%

3.2 Rendement op vreemd vermogen

Het gevraagde rendement op vreemd vermogen varieert aanzienlijk tussen coöperatieve projecten. Dit hangt samen met de beschikbare mogelijkheden voor coöperatieve projecten om vreemd vermogen aan te trekken zoals bancaire financiering, *crowdfunding* en lokale energiefondsen in de vorm van leningen en garantstellingen.¹

Gegeven de diversiteit aan SCE-projecten en financieringsvormen varieert het rendement op niet-achtergesteld vreemd vermogen van onder de 1 procent voor projecten met lage operationele risico's en toegang tot goedkope provinciale of gemeentelijke fondsen of subsidies, tot circa 3 procent voor projecten met hogere operationele risico's, een lagere betalingscapaciteit (DSCR)² en minder zekerheden.

Aangezien alle zon-pv-projecten inmiddels toegang hebben tot goedkope financiering door het realisatiefonds, is aangesloten bij de financiële parameters van dit fonds, waaronder de rentes.³ Gegeven de omvang van de investering en bijbehorende lening, bedraagt de rente voor de categorie zon-pv op grootverbruikersaansluiting (gva) 2,5 procent en voor de categorie zon-pv op kleinverbruikersaansluiting (kva) 2,75 procent. In lijn met het realisatiefonds wordt ervan uitgegaan dat deze leningen standaard worden voorzien van een groenverklaring. Ook windprojecten op gva en waterkrachtprojecten komen op basis van de Regeling Groenprojecten 2016 generiek in aanmerking voor een groenverklaring en daarmee voor groenfinanciering. Windprojecten op gva kennen vergelijkbare risico's als zonne-energieprojecten; daarmee bedraagt ook de rente voor wind op gva 2,5 procent.

De risico's voor waterkrachtprojecten liggen op een hoger niveau dan voor zon-pv vanwege de kleinschaligheid van de projecten. Hogere projectrisico's vertalen zich in beginsel in een hoger gevraagd rendement op de lening. Net als bij de SDE++ wordt daarom voor waterkracht uitgegaan van een opslag van 0,5 procent ten opzichte van wind en zon-pv op gva. Dit resulteert in een rentetarief van 3,0 procent. Ook voor windprojecten op kva wordt gerekend met 3,0 procent (afgerond) vanwege de kleinere projectgrootte dan windprojecten op gva (plus 0,25 procent) en omdat ze niet generiek in aanmerking komen voor een groenverklaring (plus 0,2 procent).⁴

Naar aanleiding van de introductie van het realisatiefonds en inzichten uit de marktconsultatie is het rendement op vreemd vermogen voor alle categorieën met 0,5 tot 1 procent verlaagd ten opzichte van het conceptadvies.

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

² *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.

³ Zie: <https://energiesamen.nu/pagina/106/realisatiefonds-voor-energiecooperaties>.

⁴ Volgens artikel 7 van de Regeling Groenprojecten 2016 moeten windturbines gecertificeerd zijn volgens de Europese veiligheidsnormen IEC 61400-1, Ed. 3 of IEC 61400-22 om in aanmerking te komen voor een groenverklaring. Windturbines van 15 kWp voldoen vaak niet aan IEC 61400-1. Norm IEC 61400-22 is ingetrokken. De groenkorting van 0,2 procent wordt onderbouwd in het nog te publiceren SDE++-eindadvies 2022.

Genoemde percentages liggen nog steeds relatief hoog ten opzichte van de rentetarieven van SDE++-projecten voor zonne-energie en windenergie (1,5 procent inclusief en 1,7 procent exclusief groenkorting) en waterkracht (2,0 procent inclusief groenkorting). De (operationele) risico's van SCE-projecten zijn namelijk hoger vanwege hun kleinere schaal en de beperkte financiële staat van dienst van een gemiddelde coöperatie met in de regel een grote rol voor vrijwilligers.

3.3 Rendement op eigen vermogen

Er bestaan diverse mogelijkheden voor het aantrekken van eigen vermogen voor SCE-projecten, zoals ledeninleg in de vorm van participaties of achtergestelde obligatieleningen, eigen middelen uit eerdere coöperatieve projecten, crowdfunding en lokale energiefondsen in de vorm van participaties. Er is geen informatie beschikbaar over de eigen middelen van coöperaties uit eerdere coöperatieve projecten, terwijl informatie over lokale of regionale energiefondsen niet representatief is voor de generieke situatie voor geheel Nederland. Ook bestaan er geen publieke statistieken voor het rendement op eigen vermogen van SCE-projecten. Het rendement op eigen vermogen is daarom vastgesteld op basis van beschikbare informatie over rendementen op crowdfunding-projecten en ledeninleg.

Voor het eigen vermogen van SCE-projecten dat afkomstig is van crowdfunding (in de regel leningen, geen aandelen) geldt dat een rendement van maximaal 5,0 procent, inclusief vergoeding van de transactiekosten van het crowdfunding-platform, gebruikelijk is. Dit blijkt uit percentages die genoemd worden op crowdfunding-platforms voor duurzame energie voor projecten die representatief zijn voor SCE-projecten⁵. Merk op dat achtergestelde leningen van leden of derden voor de coöperaties tellen als ingebracht risicodragend kapitaal en daarmee als eigen vermogen. Een rendement van deze omvang sluit ook aan bij uitspraken in het publieke domein over het rendement op ledeninleg voor coöperatieve projecten.⁶ Dit benodigde rendement op ledeninleg wordt beïnvloed door de opbrengsten van alternatieve bestedingen van het beschikbare kapitaal in bijvoorbeeld obligaties en aandelen, waarbij rekening moet worden gehouden met de verschillen in risicoprofiel. Met het rendement moet het merendeel van de projecten gerealiseerd kunnen worden. Dit rendement is ongewijzigd ten opzichte van het nettorendement van het SCE-eindadvies 2021 en van toepassing op SCE-projecten met zon-pv, wind en waterkracht.

In afwijking van het conceptadvies worden de voorbereidingskosten en de afsluitprovisie op de lening niet langer vergoed uit een opslag op het nettorendement op eigen vermogen, maar zoals gebruikelijk in financiële analyses meegenomen als onderdeel van de kasstromen zoals in de hoofdstukken 4, 5 en 6 beschreven. Deze verschuiving van kostenposten heeft geen effect op de hoogte van de basisbedragen. De wijziging is doorgevoerd om de onrendabele-topberekeningen te vereenvoudigen en de transparantie over voorbereidingskosten en afsluitprovisie te vergroten.

⁵ Zie duurzaaminvesteren.nl, greencrowd.nl, zonnepanelendelen.nl en oneplanetcrowd.com. Ook bij het Op Rozen-concept (zie paragraaf 3.4) wordt uitgegaan van een rente op een achtergestelde lening van 5 procent.

⁶ Zie bijvoorbeeld <https://www.hieropgewekt.nl/kennisdossiers/projectfinanciering-van-zon-en-wind-hoe-kijkt-bank-ernaar>: 'Bovendien zullen de leden, als je ze vraagt voor vijftien jaar in te stappen, een vergoeding verwachten van zeker 3 tot 5 procent'.

3.4 Verhouding tussen vreemd en eigen vermogen

Kapitaalverstrekkers lenen afhankelijk van de betalingscapaciteit van het project kapitaal uit (de kasstroom vergeleken met betalingen van rente en aflossing, oftewel de DSCR) en stellen eisen aan het minimale aandeel eigen vermogen, zodat het project als eerste opdraait voor het verlies als het tegenzit. De betalingscapaciteit en het minimale aandeel eigen vermogen hangen nauw samen met de rendementen op vreemd vermogen en eigen vermogen die in de vorige secties zijn beschreven. Verder streven coöperaties naar een zo hoog mogelijke verhouding tussen vreemd en eigen vermogen, zodat een project met meer en goedkoper vreemd vermogen kan worden gefinancierd en de benodigde inbreng door leden wordt beperkt. Ook maakt dit het mogelijk om met het beschikbare eigen vermogen meer projecten te financieren ('hefboomwerking').

Op basis van informatie verkregen uit gesprekken en andere bronnen is er een grote diversiteit zichtbaar in de vermogensstructuur van coöperatieve projecten die gerealiseerd zijn of een subsidieaanvraag hebben gedaan. Echter, het merendeel van de projecten wordt met een verhouding VV/EV van 80/20 of met nog meer vreemd vermogen gefinancierd waarbij het grootste deel van het eigen vermogen een achtergestelde lening betreft (in de vorm van crowdfunding) en een paar procent eigen vermogen wordt ingebracht door de coöperatielieden (zoals bij het 'Op Rozen'-concept⁷ en vergelijkbare financieringsconcepten). Het aantal projecten waarbij de ontwikkelaars 100 procent eigen vermogen inbrengen neemt snel af. Bij grotere projecten brengen zij, zoals gebruikelijk bij projectfinanciering van duurzame energieproductie, 10 tot 30 procent risicodragend vermogen in de vorm van eigen vermogen of achtergestelde leningen in, het restant wordt geleend. Ook kleinere projecten worden steeds vaker met vreemd vermogen gefinancierd vanwege de wens om zoveel mogelijk mensen mee te laten doen, ongeacht hun inkomen of vermogen, met een laag of zelfs helemaal geen instapbedrag (Hier & RVO 2021).⁸ Bovendien is er door banken en de brancheorganisatie Energie Samen een realisatiefonds opgezet voor coöperaties die geen gebruik kunnen maken van gemeentelijke of provinciale leenfaciliteiten, waarbij er een standaard financieringsoplossing wordt aangeboden met een verhouding VV/EV van 75/25. Daarom is de verwachting dat het merendeel van de coöperaties in 2022 zowel grotere als kleinere zonne-energieprojecten zal financieren met ten minste 75 procent vreemd vermogen.⁹

Voor waterkracht is dezelfde VV/EV-verhouding aangenomen als vorig jaar: een verhouding van 70/30. Voor de overige categorieën is de verhouding VV/EV gewijzigd. Voor zon-pv-projecten met een kleinverbruikersaansluiting wordt een verhouding VV/EV van 75/25 in het merendeel van de projecten in 2022 haalbaar geacht. Voor zon-pv- en windprojecten op gva is de verhouding VV/EV licht verlaagd van 80/20 naar 75/25. Voor zon-pv-projecten op gva is dit in lijn met het

⁷ Zie <https://www.oprozenfacilitair.nl/over-op-rozen> en <https://docplayer.nl/113879205-Cooperatie-rijssen-op-rozen.html> (laatst bezocht op 20 oktober 2021).

⁸ Lokale Energie Monitor 2020.

⁹ Indien kleine projecten met een omvang van minder dan 40.000 euro (dus significant kleiner dan de referentiecasse van 60 kWp op kva) niet zelfstandig met vreemd vermogen gefinancierd kunnen worden, dan veronderstellen we – net als het realisatiefonds – dat ze gebundeld worden zodat ze daarvoor toch in aanmerking komen.

realisatiefonds, terwijl windprojecten op gva vergelijkbare financieringscondities kennen als zon-pv projecten.

3.5 Vennootschapsbelasting

Op basis van het meest recente Belastingplan (Belastingplan 2022, ministerie van Financiën (2021)) blijven de tarieven voor de eerste en tweede schijf van de vennootschapsbelasting respectievelijk 15 en 25 procent. De lengte van de eerste schijf is verlengd ten opzichte van vorig jaar; het lage tarief geldt nu voor winsten tot 395.000 euro per jaar. Dit lage tarief is van toepassing op SCE-projecten en wordt verondersteld voor de gehele economische levensduur van het project.

3.6 Inflatie

Voor de inflatie wordt gekeken naar de inflatieverwachting voor de middellange termijn. Het is inherent moeilijk om te werken met inflatieprognoses voor de jaren 2022-2037. Voor de basisbedragen wordt primair gekeken naar de inflatieverwachting bij *financial close*¹⁰ van SCE-projecten, dat wil zeggen in de jaren kort na 2022. Hiervoor wordt de geharmoniseerde consumentenprijsindex (*harmonised index of consumer prices; hicp*) van de Klimaat- en Energieverkenning (KEV) 2021 gebruikt. Daarmee bedraagt het inflatiepercentage voor de middellange termijn 1,5 procent per jaar. Dit percentage is niet gewijzigd ten opzichte van het eindadvies SCE 2021.

3.7 Afschrijvingstermijn

Er wordt uitgegaan van een subsidieduur van 15 jaar. De duur van de lening en de afschrijvingstermijnen zijn gelijk verondersteld aan de subsidieduur. Uitbetalingen van de SCE-vergoeding na 15 jaar ten gevolge van eventuele banking¹¹ in de SCE zijn niet meegenomen in de berekening van de basisbedragen. Bij projectfinanciering kan een geldverstrekker in de praktijk wensen dat de lening in een kortere periode, bijvoorbeeld 14 jaar, wordt afgelost. Hierdoor verkrijgt de geldverstrekker meer zekerheid dat de lening ook geheel kan worden afgelost. Hiervoor wordt niet gecompenseerd in de basisbedragen.

3.8 Economische restwaarde

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

¹⁰ De datum waarop alle project- en financieringsovereenkomsten tussen projectontwikkelaars en betrokken financiers zijn getekend en aan alle hierin opgenomen voorwaarden (zoals afgegeven vergunningen en subsidiebeschikking) is voldaan. De rente wordt hierbij ook vastgelegd. Financiers kunnen vervolgens fondsen (zoals bijvoorbeeld leningen, eigen vermogen en subsidies) vrijgeven zodat de projectrealisatie kan beginnen.

¹¹ 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.

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

De economische levensduur na afloop van de subsidieperiode is sterk afhankelijk van het dan inkomen genererend vermogen. Deze hangt nauw samen met de elektriciteitsprijs tussen 2035 en 2045. Tegenover de voordelen staan ook nog kosten. Niet alleen lopen de O&M-kosten door bij een langere levensduur, maar deze zullen ook oplopen doordat er meer onderhoud nodig is om de installatie in bedrijf te houden. Door de lagere betrouwbaarheid zal de productie ook langzaam afnemen.

Voor windenergie en zonne-energie is analoog aan de SDE++ gerekend met een economische levensduur van 20 jaar, dat wil zeggen dat er na beëindiging van de SCE-subsidieperiode, nog 5 jaar kosten en inkomsten te verwachten zijn. Meerkosten (en opbrengsten) ten gevolge van een langere levensduur zijn voor deze categorieën verrekend in de kosten (en baten). Voor waterkracht zien we een onvoldoende onderscheidend voordeel door economische restwaarde na de economische levensduur om de basisbedragen hiervoor te corrigeren.

3.9 Vermogenskostenvergoeding

Het financiële totaalrendement wordt beschouwd als billijke vergoeding voor het totale risico van het project. Hoe risico's en rendementen in specifieke projecten worden verdeeld tussen geldverstrekker en SCE-projectontwikkelaar is bij de gegeven onderzoeksuitgangspunten niet van invloed op de geadviseerde generieke basisbedragen per categorie. Tabel 3.3 toont per thema (geclusterde categorieën) de resulterende gewogen gemiddelde vermogenskostenvergoeding (WACC).

Tabel 3.3
Vermogenskostenvergoeding (WACC^a) per thema voor de SCE 2022

Thema	WACC [nominaal / reëel] ^b
Zonne-energie – kleinverbruikersaansluiting	3,0% / 1,5%
Zonne-energie – grootverbruikersaansluiting	2,8% / 1,3%
Windenergie – kleinverbruikersaansluiting	3,2% / 1,6%
Windenergie – grootverbruikersaansluiting	2,8% / 1,3%
Waterkracht	3,3% / 1,8%

^{a)} Getoond wordt de WACC na belasting, berekend als $WACC = [\text{aandeel eigen vermogen}] * [\text{rendement op eigen vermogen}] + [\text{aandeel vreemd vermogen}] * [\text{rendement op vreemd vermogen}] * [1 - \text{vennootschapsbelasting}]$.

^{b)} Op basis van de Fisher-vergelijking geldt dat $[1 + \text{reële WACC}] = [1 + \text{nominale WACC}] / [1 + \text{inflatie}]$.

4 Zonne-energie

4.1 Beschrijving referentie-installaties en wijzigingen

Voor zon-pv worden in de SCE 2022 twee referentiesystemen gehanteerd:

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

In de achtereenvolgende SCE-adviezen is de referentie grootte steeds verfijnd. In het conceptadvies SCE 2021 was er één referentie (100 kWp) en die is in het eindadvies SCE 2021 gesplitst om recht te doen aan de realiteit van verschillende netwerkaansluitingen: 60 kWp (kva) en 150 kWp (gva). In het conceptadvies SCE 2022 is de gva-variant vervolgens verhoogd naar 250 kWp, omdat ook het bereik van onder SCE gestimuleerde systemen vergroot werd (opgehoogd van maximaal 300 kWp naar 500 kWp). Uit de aanvragen voor SCE 2021 bleek dat dit een goede keuze is: het gemiddelde vermogen van een systeem onder SCE 2021 was licht hoger dan 250 kWp. Bundeling van SCE-projecten op een grootverbruikersaansluiting leidt naar een situatie waarin het vermogen per aanvraag toeneemt en er zodoende schaalvoordelen zijn. Dit is een ontwikkeling waar in de bepaling van de basisbedragen rekening gehouden moeten worden, omdat er anders overstimulering dreigt. Het feit dat nu de gva-referentie in SCE gelijk is aan de referentie-daksystemen onder 1 MWp in SDE++, is ook qua onzekerheden een voordeel: een kleine afwijking tussen de referentiesystemen zou tot uitdrukking gebracht moeten worden in een kostenverschil, maar gezien de grote bandbreedte in waargenomen kosten is dat moeilijk te verdedigen.

In dit hoofdstuk beschrijven we wijzigingen ten opzichte van het conceptadvies van de technisch-economische parameters voor zon-pv.

De volgende wijzigingen zijn in dit eindadvies SCE 2022 aangebracht ten opzichte van het conceptadvies SCE 2022:

- De investeringskosten zijn gewijzigd, zie paragraaf 4.2.1.
- Afsluitprovisies en voorbereidingskosten zijn opgenomen in de investeringskosten in plaats van verdisconteerd in het rendement op eigen vermogen. Zie paragraaf 4.2.2.
- De jaarlijkse kosten zijn verhoogd door aanpassing van de kosten voor een periodieke herkeuring en de vergoeding voor dakhuur. Meer daarover in paragraaf 4.2.3.

4.2 Kostenbevindingen

In de analyse wordt de kostenmethodiek van de SDE++-basisbedragen gehanteerd, waarbij er voor de basisbedragen van de SCE rekening gehouden wordt met de afwijkende schaalgrootte en kostenstructuur van projecten ten opzichte van de SDE++. De aannames worden hieronder toegelicht.

4.2.1 Investeringskosten

Voor het peiljaar 2023 worden de *turnkey*-kosten voor een SCE-systeem op een grootverbruikersaansluiting vastgesteld op 603 euro/kWp. Voor een SCE-systeem op een

kleinverbruikersaansluiting wordt gerekend met een kostenverhogend schaaffect van 5 procent, waarmee de investeringskosten uitkomen op 633 euro/kWp.

De volgende kostenposten worden meegenomen in de investeringskosten en bij bovenstaande bedragen opgeteld:

- Notariskosten: voor een SCE-systeem op een grootverbruikersaansluiting moeten notaris-kosten gemaakt worden voor het recht van opstal (1000 euro). Voor SCE-systeem op een kleinverbruikersaansluiting gelden deze kosten niet, aangezien voor het realisatiefonds voor projecten met een hoofdsom kleiner dan 100.000 euro standaard geen recht van opstal nodig is.
- Uitgaven voor bouwconstructierapporten (750 euro).
- Opslag lokale karakter: voor de referentie-installatie van 60 kWp op een kleinverbruikersaansluiting: 4 procent extra kosten voor de pv-installatie vanwege het lokale karakter van de dit type kleine SCE-projecten.
- Ontwikkelkosten: 11.000 euro voor een SCE-systeem op een grootverbruikersaansluiting en 4.000 euro voor een SCE-systeem op een kleinverbruikersaansluiting (zie ook paragraaf 4.2.2).

De totale investeringskosten in 2023 bedragen daarmee 737 euro/kWp voor het SCE-referentiesysteem van 60 kWp en 654 euro/kWp voor het SCE-referentiesysteem van 250 kWp.

4.2.2 Voorbereidingskosten

Vorbereidingskosten worden met ingang van de SCE 2022 beschouwd als onderdeel van de investeringskosten. Voor coöperaties geldt dat vanwege de kleine schaal van projecten er een substantiële hoeveelheid tijd en kosten gemoeid zijn met onder meer de noodzakelijke professionele ondersteuning en promotie en communicatie van het project ten behoeve van ledenwerving. Hierbij gaan we ervan uit dat de voorbereidingskosten van coöperatieve zon-pv- en windprojecten 5 procent tot maximaal 10 procent van de investeringskosten bedragen (Rebel 2016).^{12, 13} De hoogte van de voorbereidingskosten is afhankelijk van de complexiteit en de grootte van het project (aflopend bij grotere projecten en gebundelde kleinere projecten). Net als bij de faciliteit 'ontwikkeling energiecoöperaties' (Rebel 2016) wordt met deze percentages een balans nagestreefd in het effectief ondersteunen van de coöperaties en het waarborgen van de betrokkenheid van vrijwilligers die nodig is voor onderlinge binding en het eigenaarschap van projecten.

Het totale bedrag aan voorbereidingskosten bedraagt naar schatting 4.000 euro voor een 60kWp-installatie op een kleinverbruikersaansluiting en 11.000 euro voor een 250kWp-installatie op een grootverbruikersaansluiting. Dit komt voor het referentieproject van 60 kWp neer op 67 euro/kWp en voor het systeem van 250 kWp op 44 euro/kWp. Daarbovenop komt nog, in het geval er met vreemd vermogen gefinancierd wordt, een afsluitprovisie (1000 euro voor beide zon-PV referentiesystemen, in lijn met het realisatiefonds). Pv op daken mag onder voorwaarden vergunningsvrij geplaatst worden¹⁴, derhalve worden daar geen kosten voor aangenomen. Notariskosten zijn voor het gva-systeem al verwerkt in de investeringskosten.

4.2.3 O&M-kosten: variabele en vaste operationele kosten

Een (lokale) energiecoöperatie kent relatief hoge operationele kosten ten opzichte van grootschalige pv-projecten. Dit betreft voornamelijk organisatie- en administratiekosten. Voor het eindadvies zijn de waardes gekozen zoals vermeld in tabel 4.1.

In overeenstemming met de SDE++ worden opslagen voor transactiekosten en de basisprijspremie als variabele O&M-kosten meegenomen in de analyse, in totaal 0,0029 euro/kWh. De afsluitprovisie voor de lening (1 procent van het geleende bedrag) wordt in de cashflow ingeboekt in jaar 1.

In tegenstelling tot de aanpak onder de SDE++ wordt dakhuur in de SCE-regeling wel meegenomen, conform de uitgangspunten van EZK voor de SCE. De in SCE-marktconsultaties aangeleverde kosten variëren van 0 euro/kWp/jaar tot 12 euro/kWp/jaar. Voor de SCE 2022 kiezen we een vergoeding van 6 euro/kWp/jaar (was 4 euro/kWp/jaar in SCE 2021).

Tabel 4.1
Overzicht van vaste operationele kosten (€/kWp/jaar)

Component	60kWp-systeem op kva	250kWp-systeem op gva
O&M-kosten	7	5
Dakhuur	6	6
Brutoproductiemeter	4,4	1,1
Netwerkaansluiting	0	3
OZB	2,1	1,9
Herkeuring	4,2	1,5
Pv-verzekering	4,3	2,0
Aansprakelijkheidsverzekering	3,1	1,5
Bestuurdersaansprakelijkheid	1,3	0,6
Administratiesysteem	1,3	0,6
Boekhouding	2,5	1,2
Totaal jaarlijkse kosten €/kWp	36,1	24,3

4.2.4 Technisch-economische parameters

De technisch-economische parameters zijn samengevat in tabel 4.2 en tabel 4.3 voor de twee genoemde referentiesystemen.

Tabel 4.2

Technisch-economische parameters voor zon-pv op een kleinverbruikersaansluiting (kva) in de SCE 2022 met 2023 als peiljaar voor de investeringskosten

Parameter	Eenheid	Advies SCE 2021 60 kWp op kva	Advies SCE 2022 60 kWp op kva
Inputvermogen	[kWp]	60	60
Investeringskosten	[€/kWp]	733	737
Vorbereidingskosten	[€/kWp]	183	In investeringskosten (67)
Vollasturen jaar 1-15 (jaar 16-20)	[uur/jaar]	900 (845)	900 (845)
Vaste O&M-kosten	[€/kWp]	35,7	36,1
Enmalige onderhoudskosten in jaar 13	[€]	1020	780
Afsluitprovisie 1% van lening (in jaar 1)	€	- ^{a)}	1.000
Opslag voor transactiekosten en basis-prijspremie	[€/kWh]	0,0029	0,0029

^{a)} Deze post werd niet als losstaande post gerapporteerd, maar vormde onderdeel van de opslag op het rendement op eigen vermogen.

Tabel 4.3

Technisch-economische parameters voor zon-pv op een grootverbruikersaansluiting (gva) in de SCE 2022 met 2023 als peiljaar voor de investeringskosten

Parameter	Eenheid	Advies SCE 2021 150 kWp op gva	Advies SCE 2022 250 kWp op gva
Inputvermogen	[kWp]	150	250
Investeringskosten	[€/kWp]	714	654
Vorbereidingskosten	[€/kWp]	73	In investeringskosten (44)
Vollasturen (jaar 16-20)	[uur/jaar]	900 (845)	900 (845)
Vaste O&M-kosten	[€/kWp]	31,5	24,3
Enmalige onderhoudskosten in jaar 13	[€]	2.550	3.250
Afsluitprovisie 1% van lening (in jaar 1)	€	- ^{a)}	1.000
Opslag voor transactiekosten en basis-prijspremie	[€/kWh]	0,0029	0,0029

^{a)} Deze post werd niet als losstaande post gerapporteerd, maar vormde onderdeel van de opslag op het rendement op eigen vermogen.

5 Windenergie

5.1 Beschrijving referentie-installaties en wijzigingen

De referentie-installaties voor windenergie op land in het kader van dit advies zijn:

- Kleinschalige windenergie-installaties, 15 kW, aangesloten op een kleinverbruikersaansluiting (kva)
- Kleinschalige windenergie-installaties, 1000 kW, aangesloten op een grootverbruikersaansluiting (gva)

De volgende wijzigingen zijn in dit eindadvies SCE 2022 aangebracht ten opzichte van het conceptadvies SCE 2022:

- De investeringskosten zijn gewijzigd, voor een toelichting zie paragraaf 5.2.1.
- Afsluitprovisies en voorbereidingskosten zijn opgenomen in de investeringskosten in plaats van verdisconteerd in het rendement op eigen vermogen. Zie ook paragraaf 5.2.2.
- De jaarlijkse operationele kosten zijn verlaagd door aanpassing van de administratieve kosten. Dit wordt toegelicht in paragraaf 5.2.3.

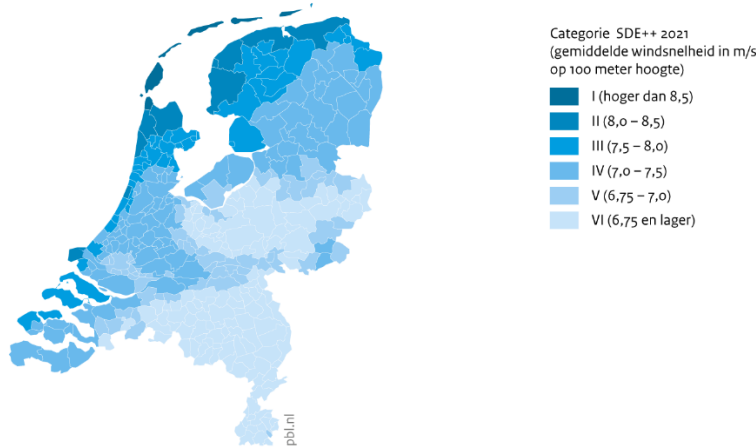
In vergelijking met het eindadvies SCE 2021 is het huidige eindadvies gebaseerd op een bredere turbineportfolio (voortkomend uit de gewijzigde uitgangspunten van het ministerie van EZK met betrekking tot de grootte van de referentie). Hierdoor veranderen de eerdere veronderstellingen over investeringskosten, operationele kosten en de vollasturen.

Net als de SDE++ maakt de SCE bij de berekening van de vollasturen gebruik van windklasse-differentiatie. Figuur 5.1 toont de windkaart met op gemeentelijk niveau gedifferentieerde windklassen. Windkaart-differentiatie is van toepassing op de 1000 kW-referentie-installatie waarbij we de ondergrens van de windklasse vertalen naar een windsnelheid op ashoogte. Voor de 15 kW-referentie hanteren we een gemiddeld aantal vollasturen en maken we dus geen onderscheid naar windklassen.

Er is een verschil tussen het windsnelheidsregime op de kaart en de werkelijke windsnelheid op ashoogte. Dat heeft te maken met het terugschalen van de 100m-referentiehoogte naar de ashoogte van de turbine. Een typische 900kW-turbine heeft een ashoogte van 50 meter, terwijl een 15 kW-turbine op 15 meter zit. De 7,0 m/s op de windkaart vertaalt zich naar ongeveer 6 m/s op de ashoogte van een 900 kW-turbine en naar ongeveer 5 m/s op de ashoogte van een 15 kW-turbine. Samen met de keuze van de rotordiameter heeft dit weer gevolgen voor het aantal vollasturen dat een turbine draait in een jaar en daarmee op de totale jaarlijkse elektriciteitsproductie.

Figuur 5.1
Windkaart, gemiddelde windsnelheid

Gemiddelde windsnelheid per gemeente, 2004 – 2013



Bron: KNMI, CBS, RVO.nl

5.2 Kostenbevindingen

In de berekening wordt de kostenmethodiek van de SDE++-basisbedragen gehanteerd. Uit markt- en brancherapporten kwam naar voren dat het aantal windprojecten, ontwikkeld door windcoöperaties in Nederland, beperkt is¹⁵, zowel qua omvang als qua vermogen. In dit rapport is er meer differentiatie in de turbinekeuzes, met het oog op de kosteneffectiviteit van windenergieprojecten.

5.2.1 Investeringskosten

Investeringskosten houden rekening met *turnkey*-contracten voor beide referentie-installaties. Deze contracten omvatten, afgezien van de turbine, de volledige kosten van de installatie (inclusief verzekeringscontracten). Voor de referentie van 15 kW wordt uitgegaan van geen aansluitingskosten voor het netwerk, terwijl voor de referentie-installatie 1000 kW wordt uitgegaan van 30 euro/kW.

Voor een wind-op-land-SCE-systeem op een kleinverbruikersaansluiting worden de investeringskosten vastgesteld op 1900 euro/kW, voor een wind-op-land-systeem op een grootverbruikersaansluiting wordt gerekend met 1350 euro/kW. De investeringskosten voor het kleinverbruikersaansluiting-systeem zijn naar beneden bijgesteld ten opzichte van het conceptadvies op basis van marktinformatie over *turnkey*-turbinecontracten in deze categorie.

Rekening houdend met de voorbereidingskosten die nu in de investeringskosten zijn opgenomen, berekenen we de totale investeringskosten op 1997 euro/kW voor het referentiesysteem van 15 kW en op 1421 euro/kW voor het referentiesysteem van 1000 kW.

¹⁵ Lokale Energie Monitor 2020

5.2.2 Voorbereidingskosten

Vorbereidingskosten worden met ingang van de SCE 2022 beschouwd als onderdeel van de investeringskosten. Specifiek voor coöperaties geldt dat vanwege de kleine schaal van projecten er een substantiële hoeveelheid tijd en kosten gemoeid zijn met onder meer de noodzakelijke professionele ondersteuning en promotie en communicatie van het project ten behoeve van ledenwerving (vooral voorbereidingskosten). Hierbij gaan we ervan uit dat de ontwikkel- of voorbereidingskosten van coöperatieve zon-pv- en windprojecten 5 tot maximaal 10 procent van de investeringskosten bedragen (Rebel 2016).¹⁶ De hoogte van de voorbereidingskosten is afhankelijk van de complexiteit en de grootte van projecten (aflopend bij grotere projecten en gebundelde kleinere projecten). Net als bij de faciliteit 'ontwikkeling energiecoöperaties' (Rebel 2016) wordt met deze percentages een balans nagestreefd in het effectief ondersteunen van de coöperaties en het waarborgen van de betrokkenheid van vrijwilligers die nodig is voor onderlinge binding en het eigenaarschap van projecten.

Vorbereidingskosten voor een windenergieproject zijn onder meer kosten gerelateerd aan het aantrekken van leden, kosten voor professionele ondersteuning in de voorbereidingsfase door een extern bureau, vergunningen, promotie en communicatie ten behoeve van ledenwerving. Het totaal bedraagt naar schatting 1.450 euro voor de 15 kW-referentie-installatie op een kleinverbruikersaansluiting en 71.000 euro voor de 1.000 kW-referentie. Dit komt voor het referentieproject van 15 kW neer op 97 euro/kW en voor het systeem van 1000 kW op 71 euro/kW. Tabel 5.1 laat voor beide referentie-installaties zien wat de geschatte cumulatieve waarde van de voorbereidingskosten is.

Tabel 5.1

Vorbereidingskosten windenergie op land voor beide referentie-installaties

Referentie-installatie	Waarde [€]	Waarde voor referentiesysteem [€/kW]
15 kW, kleinverbruikersaansluiting	1.450	97
1000 kW, grootverbruikersaansluiting	71.000	71

5.2.3 O&M-kosten: variabele en vaste operationele kosten

Operationele kosten zijn jaarlijkse kosten die in het SCE-advies worden uitgedrukt als het gemiddelde over de exploitatieperiode (20 jaar). Vanwege onvoldoende relevante kostengegevens over windenergieprojecten in de categorie 15-100 kW zijn de kostenaanname van deze categorie in het vorige advies overschat. Ze zijn nu herzien, verlaagd en samengevat in tabel 5.2 en tabel 5.3.

Variabele operationele kosten (exploitatiekosten) omvatten garantie- en onderhoudskosten, grondkosten en de transactiekosten. De garantie- en onderhoudskosten zijn vastgesteld op 0,0150 euro/kWh voor het 15 kW-referentieproject, en 0,0090 euro/kWh voor het 1000 kW-referentieproject. Ten opzichte van het advies vorig jaar en in lijn met de SDE++-systematiek worden

¹⁶ Rebel (2016), Faciliteit Ontwikkeling Energiecoöperaties.

onderhoudskosten als exploitatiekosten uitgedrukt. Boven op de genoemde turbineonderhoudskosten komen de grondkosten en een opslag voor de basisprijspremie. In lijn met de EZK-uitgangspunten zijn de grondkosten vastgesteld op 0,0021 euro/kWh. De basisprijspremie bedraagt 0,0029 euro/kWh.

Hiermee komen de totale variabele O&M-kosten voor het 15 kW-referentieproject uit op 0,0200 euro/kWh en voor 1000 kW op 0,0140 euro/kWh.

Tabel 5.2
Variabele operationele kosten windenergie op land (referentie 15 kW en 1000 kW)

Component	Eenheid	Referentie-installatie 15 kW, kva	Referentie-installatie 1000 kW, gva
Garantie en onderhoudskosten	[€/kWh]	0,0150	0,0090
Grondkosten	[€/kWh]	0,0021	0,0021
Opslag voor transactiekosten en basisprijspremie	[€/kWh]	0,0029	0,0029
Totaal variabele operationele kosten	[€/kWh]	0,0200	0,0140

De vaste jaarlijkse kosten betreffen kosten voor onder andere: administratie, verzekering (WA-verzekering, machinebreukverzekering, stilstandverzekering), netinstandhoudingskosten en OZB. Deze kosten zijn samengevat in tabel 5.3. Een structurele toevoeging ten opzichte van de SDE++ zijn de administratiekosten, waarvan wordt aangenomen dat deze representatief zijn voor het functioneren van de energiecoöperaties.

Tabel 5.3
Overzicht van vaste operationele kosten (€/kW/jaar)

Component	Eenheid	Referentie-installatie 15 kW, kva	Referentie-installatie 1000 kW, gva
Netinstandhoudingskosten	[€/kW]	0,0	0,3
OZB	[€/kW]	0,6	1,6
Verzekeringen (stilstand verzekering, WA-verzekering, machinebreukverzekering)	[€/kW]	4,8	3,0
Eigenverbruik	[€/kW]	0,3	0,2
Administratiekosten (incl. boekhouding)	[€/kW]	9,5	4,2
Land- en wegenonderhoud	[€/kW]	1,0	0,2
Bestuurdersaansprakelijkheid	[€/kW]	2,8	1,5
Totaal	[€/kW]	19	11

Administratiekosten van energiecoöperaties vallen op als de hoogste van de vaste kosten voor windenergieprojecten, die 50 procent vertegenwoordigen voor de kleine referentie-installatie en ongeveer 40 procent voor de 1000 kW-installatie. In het vorige advies waren deze kosten overschat

maar ze zijn in dit eindadvies gecorrigeerd.

De vaste kosten zijn voor deze analyse geschat op 19,0 euro/kW/jaar voor de 15 kW-referentie-installatie en 11,0 euro/kW/jaar voor de 1000 kW-referentie-installatie.

5.2.4 Technisch-economische parameters

De technisch-economische parameters voor de windenergie-op-land-referentie-installatie van 15 kW, kleinverbruikersaansluiting zijn samengevat in tabel 5.4.

Tabel 5.4

Technisch-economische parameters windenergie op land, referentie-installatie 15 kW, kleinverbruikersaansluiting

Parameter	Eenheid	Advies SCE 2021	Advies SCE 2022
Vermogen	[kW]	-	15
Investeringskosten	[€/kW]	-	1997 ^{a)}
Vorbereidingskosten	[€/kW]	-	In investeringskosten (97)
Vollasturen	[uur/jaar]	-	2140
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	-	19,0
Variabele O&M-kosten inclusief opslag voor transactiekosten, basisprijspremie	[€/kWh]	-	0,0200
Afsluitprovisie 1% van lening (in jaar 1)	[€]	- ^{b)}	225

^{a)} Investeringskosten zijn inclusief de voorbereidingskosten.

^{b)} Deze post werd niet als losstaande post gerapporteerd, maar vormde onderdeel van de opslag op het rendement op eigen vermogen.

De technisch-economische parameters voor de windenergie-op-land-referentie-installatie van 1000 kW, grootverbruikersaansluiting zijn samengevat in tabel 5.5. Het huidige eindadvies is gebaseerd op een bredere turbineportfolio. De daling van het aantal vollasturen is hier het gevolg van, deze daling wordt niet veroorzaakt door enige technologische ontwikkeling.

Tabel 5.5

Technisch-economische parameters windenergie op land, referentie-installatie 1000 kW, grootverbruikersaansluiting

	Eenheid	Advies SCE 2021	Advies SCE 2022
Vermogen	[kW]	1000	1000
Investeringskosten	[€/kW]	1250	1421 ^{a)}
Vorbereidingskosten	[€/kW]	121	In investeringskosten (71)
Vollasturen	[uur/jaar]	1730-2530	1530-2400
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	36,2	11,0
Variabele O&M-kosten inclusief opslag voor transactiekosten, basisprijspremie	[€/kWh]	0,0140	0,0140
Afsluitprovisie 1% lening (in jaar 1)	[€]	- ^{b)}	10658

^{a)} Investeringskosten zijn inclusief de 'voorbereidingskosten'

^{b)} Deze post werd niet als losstaande post gerapporteerd, maar vormde onderdeel van de opslag op het rendement op eigen vermogen

Opbrengsten windenergie

De berekeningen van de basisbedragen worden gemaakt in het OT-model (onrendabele-topmodel). Het basisbedrag is tot stand gekomen door bovengenoemde kosten te combineren met de energieopbrengst van windturbines. Deze opbrengsten worden in hoge mate bepaald door het windaanbod en de vermogenskromme van de windturbines. Ter ondersteuning wordt daarom gebruik gemaakt van een turbinemodel.

In dit turbinemodel wordt de energieopbrengst voor een portfolio van turbines berekend met behulp van de specifieke vermogenskromme per windturbine en de jaargemiddelde windsnelheden. In het turbinemodel wordt de windsnelheid (op een hoogte van 100 meter) gecorrigeerd voor de windsnelheid op ashoogte van de betreffende turbine. Daarnaast wordt in het model alleen gerekend met de turbines die volgens de IEC-classificering ook daadwerkelijk bij de betreffende windsnelheid geplaatst mogen worden. Aan de hand van de uitkomsten van het turbinemodel wordt een algemene inschatting gemaakt van de basisbedragen en energieopbrengsten per windcategorie.

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

In de schatting van de energieopbrengst wordt gerekend met 10 procent opbrengstverliezen voor zowel de 15 kW- als de 1000 kW-referentie-installatie. Deze ontstaan onder andere door zogverliezen, niet-beschikbaarheid, elektrische verliezen, turbine-performance, environmental losses en curtailment. De resulterende vollasturen staan genoemd in tabellen 5.4 en 5.5.

6 Waterkracht

6.1 Beschrijving referentie-installatie en wijzigingen

Deze SCE-categorie betreft elektriciteitsopwekking uit waterlopen met een laag verval of vrije stroming. De referentie-installatie voor waterkracht heeft een vermogen van 50 kW. De voorbereidingskosten van waterkracht zijn verhoogd op basis van nieuwe inzichten uit de marktconsultatie.

6.2 Kostenbevindingen

Voor de kostenparameters anders dan de voorbereidingskosten zijn geen aanpassingen doorgevoerd ten opzichte van het vorige advies. Onderstaande paragrafen geven een toelichting op de kosten en in tabel 6.1 zijn alle parameters samengevat.

6.2.1 Investeringskosten

In de investeringskosten zijn behalve de techniekkosten ook de kosten voor de netwerkaansluiting, notariskosten en bouwconstructierapporten meegenomen. Het bedrag is ongewijzigd ten opzichte van het eindadvies SCE 2021.

6.2.2 O&M-kosten

De vaste O&M-kosten zijn ongewijzigd ten opzichte van het eindadvies SCE 2021. In overeenstemming met de SDE++ worden opslagen voor transactiekosten en de basisprijspremie als variabele O&M-kosten meegenomen in de analyse.

6.2.3 Voorbereidingskosten

Vorbereidingskosten worden met ingang van de SCE 2022 beschouwd als onderdeel van de investeringskosten. Specifiek voor coöperaties geldt dat vanwege de kleine schaal van projecten er een substantiële hoeveelheid tijd en kosten gemoeid zijn met onder meer de noodzakelijke professionele ondersteuning en promotie en communicatie van het project ten behoeve van ledenwerving (vooral voorbereidingskosten). Hierbij gaan we ervan uit dat de ontwikkel- of voorbereidingskosten van coöperatieve zon-pv- en windenergieprojecten 5 tot maximaal 10 procent van de investeringskosten bedragen (Rebel 2016). De voorbereidingskosten voor waterkracht zijn echter relatief hoog en tonen een grote afwijking met het rapport (Rebel 2016). Dit komt vooral omdat waterkrachtprojecten complexer zijn en minder standaard dan zon-pv- en windenergieprojecten en de vergunningskosten voor projecten met een relatief klein vermogen (referentie is 50 kWp) hoog zijn.

Voor het totale bedrag aan voorbereidingskosten komen we op basis van marktinformatie uit op 65.000 euro, wat voor het referentieproject van 50 kWp neerkomt op 1300 euro/kWp. Hierbij zijn meegenomen: kosten voor professionele ondersteuning in de voorbereidingsfase door een extern bureau, kosten voor promotie en communicatie ten behoeve van ledenwerving, ecologisch vooronderzoek (en visvriendelijkheid) en tevens de kosten van vergunningen (nieuw ten opzichte van de SCE 2021).

6.2.4 Technisch-economische parameters

De technisch-economische parameters zijn samengevat in tabel 6.1 voor het referentiesysteem.

Tabel 6.1

Technisch-economische parameters waterkracht, 50 kW

Parameter	Eenheid	Advies SCE 2021	Advies SCE 2022
Vermogen	[kWp]	50	50
Investeringskosten	[€/kW]	4800	6100 ^{a)}
Vorbereidingskosten	[€/kW]	720	In investeringskosten (1300)
Vollasturen	[uur/jaar]	5000	5000
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	100	100
Opslag voor transactiekosten en basisprijspremie	[€/kWh]	0.0029	0.0029
Afsluitprovisie 1% van lening (in jaar 1)	[€]	- ^{b)}	2135

a) Investeringskosten zijn inclusief de voorbereidingskosten

b) Deze post werd niet als losstaande post gerapporteerd, maar vormde onderdeel van de opslag op het rendement op eigen vermogen.

7 Conclusie

Tabel 7.1 laat de basisbedragen en bijbehorende vollasturen zien voor de SCE in 2022. Ter vergelijking worden ook de basisbedragen van het afgelopen jaar getoond. De tabel toont ook de correcties voor de bevoorschotting in 2022 (correctiebedragen voor zon-pv en windenergie inclusief de waarde van Garanties van Oorsprong) en de basisprijzen. Voor toelichting op deze parameterwaardes verwijzen we naar het eindadvies SDE++ 2022.

Tabel 7.1
Overzicht subsidieparameters SCE 2022

Categorie	Basis- bedrag SCE 2021 [€/kWh]	Vollast- uren SCE 2022 [uur/jr]	Basis- bedrag SCE 2022 [€/kWh]	Correc- tie 2022 (incl. GvO) [€/kWh]	Basis- prijs [€/kWh]
Fotovoltaïsche zonnepanelen, 60 kWp op kva (netlevering)	0,146	900	0,1239	0,037	0,024
Fotovoltaïsche zonnepanelen, 250 kWp op gva (netlevering)	0,121	900	0,0960	0,037	0,024
Fotovoltaïsche zonnepanelen, 250 kWp op gva (niet-netlevering)	0,121	900	0,0960	0,072	0,060
Windenergie, 15 kW op kva	-	2140	0,1132	0,046	0,021
Windenergie, 1 MW – windsnelheid > 8,50 m/s op gva	0,079	2400	0,0677	0,046	0,021
Windenergie, 1 MW – windsnelheid 8,00 - 8,50 m/s op gva	0,089	2220	0,0724	0,046	0,021
Windenergie, 1 MW – windsnelheid 7,50 - 8,00 m/s op gva	0,096	1910	0,0825	0,046	0,021
Windenergie, 1 MW – windsnelheid 7,00 - 7,50 m/s op gva	0,101	1780	0,0877	0,046	0,021
Windenergie, 1 MW – windsnelheid 6,75 - 7,00 m/s op gva	0,107	1650	0,0938	0,046	0,021
Windenergie, 1 MW – windsnelheid < 6,75 m/s op gva	0,112	1530	0,1004	0,046	0,021
Waterkracht, 50 kW	0,126	5000	0,1344	0,057	0,031

De basisbedragen voor zon-pv zijn ten opzichte van het eindadvies SCE 2021 gedaald, maar ten opzichte van het conceptadvies SCE 2022 gestegen. Voor het referentiesysteem van 60 kWp op een kleinverbruikersaansluiting (kva) zijn de belangrijkste veranderingen die met een neerwaarts effect op het basisbedrag: de verlagingen van voorbereidingskosten en investeringskosten, de hogere verhouding vreemd/eigen vermogen en de lagere rente. De verhoging van de O&M-kosten heeft een licht verhogend effect op het basisbedrag. Voor het referentiesysteem van 250 kWp op een grootverbruikersaansluiting (gva) wordt de daling vooral veroorzaakt door de lagere O&M-kosten, de verlaging van de investeringskosten en de voorbereidingskosten. In mindere mate heeft de

lagere rente ook een drukkend effect op het basisbedrag, terwijl de lagere verhouding vreemd/eigen vermogen juist een licht verhogend effect heeft.

Voor windenergie op land zijn de basisbedragen gedaald ten opzichte van beide voorgaande adviezen. In vergelijking met het advies van vorig jaar zijn de basisbedragen voor de 1 MW-referentie-installatie op gva gedaald. Voor de nieuw toegevoegde referentie-installatie van 15 kW op kva is het basisbedrag in hetzelfde bereik als dat voor zon-pv, kva. Er zijn verschillende redenen voor de verlaging van de basisbedragen voor windenergie. Ten eerste zijn de turbinekosten inclusief de bijbehorende kosten van onderhoudscontracten geüpdatet, vooral voor de 15kW-referentie. Ten tweede is een verlaging doorgevoerd van de administratiekosten die onderdeel zijn van de jaarlijkse operationele kosten. De derde factor achter de basisbedragverlaging is de aanpassing van de financiële parameters voor deze categorieën. Deze dragen gedeeltelijk bij aan de verlaging van de basisbedragen, maar minder dan de herziene kostenveronderstellingen.

Voor waterkracht is het basisbedrag gestegen ten opzichte van zowel het eindadvies SCE 2021 als het conceptadvies SCE 2022. Dit is het gevolg van het meenemen van vergunningskosten in de voorbereidingskosten.

Bijlagen

Bijlage A Uitgangspunten SCE 2022

Uitgangspunten van het ministerie van EZK bij berekeningen PBL ten behoeve van subsidieregeling coöperatieve energieopwekking 2022.

Algemeen

- In lijn met de SDE++-systematiek wordt een advies gevraagd voor de basisbedragen, de correctiebedragen en de basisenergieprijzen van onderstaande categorieën.
- De basisbedragen worden uitgedrukt in €/kWh.
- In de SCE wordt het maximaal te subsidiëren basisbedrag afgetopt op 0,15 €/kWh.
- Het PBL wordt gevraagd basisbedragen te berekenen voor:
 - Zon-pv aangesloten op een kleinverbruikersaansluiting (15 kWp - 100 kWp)
 - Zon-pv aangesloten op een grootverbruikersaansluiting (15 kWp - 500 kWp)
 - Kleinschalige windenergie-installaties aangesloten op een kleinverbruikersaansluiting (15 kW - 100 kW)
 - Kleinschalige windenergie-installaties aangesloten op een grootverbruikersaansluiting (15 kW - 1 MW)
 - Waterkracht (15 kW - 150 kW)
- EZK staat open voor suggesties van het PBL om af te wijken van bovenstaande grenzen in opgesteld vermogen.
- Een referentieproject is een energiecoöperatie (geen VVE) die volledig bestaat uit burgers (1 deelnemer per 5 kWp voor zon en 1 deelnemer per 2 kWp voor wind) die zelf het benodigde financieel vermogen inleggen.
- De realisatietermijn is 2 jaar voor zon-pv, 3 jaar voor de overige technieken.
- Onder de kostprijs van de geproduceerde hoeveelheid hernieuwbare energie wordt verstaan: de gemiddelde som van investerings- en exploitatiekosten die kunnen worden toegerekend aan de geproduceerde hoeveelheid hernieuwbare energie, plus een redelijke winstmarge, gedeeld door de te verwachten geproduceerde hoeveelheid hernieuwbare energie.
- De subsidieperiode is 15 jaar.
- Binnen een categorie moet het merendeel van de projecten gerealiseerd kunnen worden met het berekende basisbedrag.
- Een categorie moet dusdanig kunnen worden vormgegeven en doorgerekend dat meerdere technologieaanbieders hiervoor in aanmerking kunnen komen.
- De basisbedragen worden berekend met inachtneming van de op 1 januari 2021 bekende wet- en regelgeving die op 1 juli 2021 van kracht zal worden. Indien bekende beleidsvoornemens van de overheid naar verwachting een grote impact hebben op de basisbedragen, zal nader overleg met EZK plaatsvinden.
- Er wordt uitgegaan van generiek in Nederland geldende regels.
- Specifieke kosten voor SCE-projecten die meegenomen worden:
 - Afsluitprovisies en voorbereidingskosten (bijvoorbeeld haalbaarheidsstudies of vergunningen).
 - Recht van opstal (administratieve kosten én dakhuur).
 - Administratiekosten gedurende de looptijd van het project.
 - Graag overleg over andere aspecten die nu of bij de consultatie worden geïdentificeerd.

- Bij het bepalen van de kostenparameters dient rekening gehouden te worden met de uiterste termijn voor het in gebruik nemen van de installatie: twee jaar voor de productie van hernieuwbare elektriciteit uit zonne-energie en drie jaar voor de productie van hernieuwbare elektriciteit uit waterkracht en windenergie.

Financiële uitgangspunten

- Uitgangspunt is projectfinanciering.
- Er wordt rekening gehouden met bijzondere kenmerken en diversiteit van SCE-projecten bij het bepalen van de verhouding eigen vermogen / vreemd vermogen en rentepercentage.
- Het PBL wordt gevraagd overwegingen te geven bij bovenstaande aannames.
- Er wordt geen rekening gehouden met effecten van bevoorschotting of banking.
- Er wordt rekening gehouden met de restwaarde van een installatie na afloop van de subsidieperiode.
- Voor de verwachte inflatiecijfers wordt aangesloten bij de Klimaat- en Energieverkenning (KEV 2021).
- Het correctiebedrag is de som van de EPEX *day-ahead*-prijs voor Nederland vermenigvuldigd met de profiel- en onbalanskostenfactor (verschillend voor windenergie op land en zon-pv) en de waarde van garanties van oorsprong.
- Ga voor installaties op een kleinverbruikersaansluiting uit van 100 procent netlevering.
- Correcties op de marktprijs in verband met onbalans- en profielkosten worden in de basisenergieprijs opgenomen.
- De basisprijspremie is een vergoeding voor het risico dat de prijs onder de basisenergieprijs zakt. Deze basisprijspremie wordt bepaald op basis van een risicopremie afhankelijk van de prijsvolatiliteit en langetermijnprojectie van de relevante marktindex.

Zonne-energie

- De berekening van het basisbedrag van zon-pv is gebaseerd op een productie-installatie voor de productie van hernieuwbare elektriciteit uit zonlicht uitsluitend door middel van fotovoltaïsche zonnepanelen.
- De referentie-installatie maakt gebruik van de goedkoopste en kwalitatief toereikende pv-panelen die op de wereldmarkt verkrijgbaar zijn. Verwachte kostendaling wordt meegenomen, gebaseerd op een combinatie van historische informatie en marktprojecties.
- Eventuele kosten voor gebouwintegratie bij zon-pv worden niet in de kosteninschatting meegenomen.
- Een apart correctiebedrag wordt gehanteerd voor netlevering en niet-netlevering bij zon-pv-installaties die aangesloten zijn op een grootverbruikersaansluiting.

Windenergie

- Bij de berekening van de grondkosten wordt uitgegaan van een prijs die gelijk is aan de grondprijs die is gehanteerd voor de basisbedragen van de SDE++ in hetzelfde openstellingsjaar.
- Er wordt uitgegaan van de windviewer en een door de aanvrager aan te leveren windrapport, conform SDE+++-systematiek.

Bijlage B Marktconsultatie

De reacties van het PBL op de ingebrachte punten uit de marktconsultatie zijn te vinden in onderstaande tabel.

Tabel B.1

Inbreng uit de marktconsultatie per categorie en de reactie van PBL daarop

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng marktpartijen	Reactie PBL
Algemeen	<p>Een Postcoderoossubsidieregeling met het geadviseerde tarief is in financieel opzicht een aanzienlijke verslechtering ten opzichte van het huidige tarief. Basisbedragen onder de huidige regeling zijn €0,146/kWh voor een kleinverbruikersaansluiting en €0,106/kWh voor projecten met een grootverbruikersaansluiting (gva). In het advies voor 2022 wordt dit respectievelijk €0,1197/kWh en €0,0897/kWh. Dit is een verlaging van bijna 30% van de opbrengsten zonder dat er een kostenverlaging heeft plaatsgevonden die dit rechtvaardigt. In onze ervaring zijn de kosten met name voor arbeid, verzekeringspremies, extra eisen van verzekeraars en zonnepanelen alleen maar gestegen.</p> <p>Het conceptadvies 2022 van het PBL over het voor de Postcoderoossubsidieregeling (PCRS) te hanteren tarief (basisbedrag) betekent dat het rendement voor de coöperaties te laag wordt om postcoderoosprojecten aan hun leden aan te kunnen bieden. Zonder een verhoging zullen er weinig projecten worden gerealiseerd. De consultatie en aanpassingen op de tarieven komen te vroeg. De meeste beschikkingen zijn nog niet afgegeven en het is nog onduidelijk hoeveel er echt wordt gerealiseerd.</p> <p>Advies: hou het tarief hetzelfde om te zien wat er daadwerkelijk wordt gerealiseerd. Doe op basis van de praktijk een goede analyse op de uitkomsten voordat er zo rigoureuus wordt ingegrepen in de tarieven.</p>	<p>Op basis van de consultatie-inbrengen, aanvullende documentatie en verdere analyse zijn de basisbedragen verhoogd ten opzichte van het conceptadvies.</p>
Zon-pv, kosten	<p>Bijzondere kosten per categorie.</p> <p>Voor dakgebonden projecten, vaak op een kva: In het advies worden in de investeringskosten de dakconstructierapporten geraamd op €750. In realiteit is het €1500 per dakdeel voor de verzekering verplichte daksterkteberekening.</p> <p>Voor grondgebonden projecten is er een extra bijkomstigheid voor de aansluiting. Daar waar een netbeheerder de grond in moet, is een schoongrondverklaring nodig. Deze is niet meegenomen in de investeringskosten voor een</p>	<p>De keuze van 750 euro is naar ons idee gerechtvaardigd omdat niet alle projecten de kosten hebben. Ook een schoongrondverklaring is niet altijd van toepassing. De keuringskosten zijn opgehoogd ten opzichte van het conceptadvies SCE 2022.</p>

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng marktpartijen	Reactie PBL
	<p>netaansluiting. Dit zijn eenmalige kosten tussen de €500 en €1500.</p> <p>Extra eisen verzekeringen: er worden extra kosten gemaakt vanwege extra eisen van verzekeraars. Dit zijn extra keuringskosten, kosten voor aanpassen van de bliksembeveiliging en vlamboogdetectie. De getallen lopen hier ver uiteen, afhankelijk van welke bedrijfsactiviteiten er plaats vinden onder het dak en de verzekeraar van de dakeigenaar.</p> <p>Voorstel: om één post van €1500 op te nemen voor beide categorieën om deze extra kosten te ondervangen.</p>	
Zon-pv, kosten	<p>Kosten van vervanging omvormer: doorgaans wordt aangenomen dat omvormers na ongeveer 12 jaar vervangen moeten worden. Coöperaties reserveren daarvoor vanaf het eerste jaar.</p> <p>Voorstel: in plaats van een deel van de vervangingskosten mee te nemen, vragen wij de gehele kosten van vervanging mee te nemen.</p>	<p>De economische projectlooptijd bedraagt 20 jaar. Bij de voorgestelde aanpak zou ook de analyse naar 24 jaar moeten. Dit strookt niet met de huidige keuze voor projectduur.</p>
Zon-pv, kosten	<p>Verzekeringen werden de afgelopen jaren steeds duurder: verzekeringen die nodig zijn omdat ze allemaal relatief kleine, individuele organisaties zijn met elk hun bedrijfs- en bestuurdersaansprakelijkheidsverzekering naast de pv-verzekering (€260). Het PBL gaat ervan uit dat kosten van verzekeringen en administratie over meerdere SCE-projecten verdeeld kunnen worden. Dat is soms het geval, maar in heel veel gevallen niet, volgens ons niet bij de kleine buurtcoöperaties waarvoor deze regeling bedoeld is. De huidige kosten bevatten ook Aansprakelijkheidsverzekering (€750), Bestuurdersaansprakelijkheid (€300). De huidige kosten van verschillende energiecoöperaties voor hun verzekeringen komen op zo'n €13,1/kWp/jaar.</p>	<p>De gemaakte keuze representeert naar ons idee een middenweg tussen het wel of niet verdelen tussen meerdere projecten.</p>
Zon-pv, kosten	<p>Administratieve kosten: de administratieve kosten zijn in werkelijkheid veel hoger dan ingeschat door het PBL. Het PBL schat deze dit jaar in op 1,3 euro/kWp. Vorig jaar gaven we al een kosteninschatting. Deze kosten per systeem zijn niet substantieel verlaagd dit jaar.</p> <p>Aangezien energiecoöperaties het investeringskapitaal van hun leden beheren, doen de meesten dit met een professioneel administratiesysteem (€310) en boekhoudsysteem (€120), daarnaast zijn er bankkosten (€130) en kosten voor de boekhouder (€600). Zoals eerder aangegeven variëren deze kosten tussen €7,50/kWp/jaar en €15/kWp/jaar. Het PBL gaat ervan uit dat kosten gerelateerd aan verzekeringen en administratie per energiecoöperatie over meerdere SCE-systemen verdeeld kunnen worden. Grotere coöperaties met meerdere projecten zijn een uitzondering. De regeling is bedacht zodat een groep bewoners op kleine</p>	<p>Het veronderstellen dat er meerdere projecten per coöperatie zijn, sluit wel aan bij de werkelijkheid en de langetermijnvisie.</p>

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng marktpartijen	Reactie PBL
	<p>schaal hun eigen projecten kunnen realiseren. Er moet dus altijd vanuit worden gegaan dat een coöperatie maar één project doet in haar buurt. Onze ervaring tijdens bijvoorbeeld de webinar ter voorbereiding op de regeling gehouden door Energie Samen en Hieropgevekt is ook dat er veel nieuwe coöperaties waren die voor het eerst een project deden. Dit ligt in de lijn van de doelstelling.</p>	
Zon-pv, kosten	<p>Reservering voor verwijdering: in de vaste operationele kosten is geen reservering meegenomen voor verwijdering of verplaatsing bij eventuele dakreparaties. Bij dakreparaties moet de installatie verplaatst worden. Aangezien dit (bijna per definitie) altijd een systeem van een derde op andermans dak is, is het realistisch dat hier voorzieningen voor (moeten) worden getroffen.</p>	<p>Hiervoor worden ook in SDE++ geen kosten meegenomen. Voor kosten die niet per definitie voorkomen, kunnen we geen bedrag opnemen. Ook niet voor de financiële voorziening.</p>
Zon-pv, kosten	<p>Dakhuur: voor de dakhuur wordt weer uitgegaan van €4/kWp/jaar. Dit is in veel opzichten te laag. Het kost coöperaties al veel moeite om locaties te vinden die voor dat bedrag gehuurd kunnen worden. In tegenstelling tot SDE++-projecten hebben SCE-projecten een zeer beperkt gebied (het postcoderoosgebied) waarbinnen zij een locatie kunnen zoeken. Verder is die vergoeding, zeker op het platteland bij melkveehouders, een minimum, aangezien Campina dat bedrag ook ongeveer biedt aan melkveehouders, waarbij ook nog geldt dat de locatie(dak)eigenaar de mogelijkheid heeft om de installatie na afloop van de periode van 15 jaar kosteloos over te nemen, te laten verwijderen of de huur door te zetten.</p> <p>Veel coöperaties hebben tot nu toe voor niets of tegen symbolische bedragen daken beschikbaar gekregen van overheden. Maar om echt meters te maken moet er in de businesscase ruimte zijn voor een marktconforme dakvergoeding. In de markt biedt bijvoorbeeld de Campina €4 per paneel. Dat rekent om naar 12€/kWp/j (bij panelen met 330 Wp).</p>	<p>Om niet het minimum van de geobserveerde bandbreedte te kiezen, is de dakhuur verhoogd.</p>
Zon-pv, kosten	<p>Bij de bedragen van de herkeuring wordt uitgegaan van één tarief gedeeld door de grootte van het systeem. In werkelijkheid zijn deze kosten voor een herkeuring Scope 12: voor kva 200 panelen (circa 60 kW) €800 en voor een installatie van 300 panelen €1350 bij een circa 250kWp-installatie.</p>	<p>Deze kosten hebben we overgenomen (uitvoering elke vier jaar).</p>
Windenergie, algemeen	<p>We zijn blij met de toevoeging vorig jaar van de kleinschalige windturbines. Deze kleinschalige windturbines zijn een mooie manier om heel laagdrempelig burgers te betrekken bij windenergie op land.</p> <p>Echter het tarief als voorgesteld zal deze toevoeging overbodig maken. Met een tarief 0,15 €/kWh is het niet mogelijk om deze kleinschalige windturbines te realiseren. We hebben gekeken naar de werkelijke kosten en het benodigde tarief en verwachten een basistarief nodig te hebben van 0,28 euro/kWh.</p>	<p>Het is waar dat voor een deel van de turbines in de SCE-analyse de investeringskosten en O&M-kosten hoger zijn dan de getallen vermeld in de technisch-economische parameter-tabel. Dat betekent dat de respectievelijke basisbedragen daarvoor ook hoger zijn. Maar 0,28 €/kWh is aan de hoge kant. Het is redelijk om aan te nemen</p>

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng marktpartijen	Reactie PBL
	Advies: neem een basistarief van 0,28 euro/kWh voor kleinschalige windenergie op.	dat energiecoöperaties de keuze van turbines proberen te optimaliseren, en daar kiezen voor de meest kosteneffectieve opties. Dat is dan ook de aanname die we in onze analyse hebben gebruikt.
Algemeen	De uitgangspunten zijn gebaseerd op de SDE++. Burgercoöperaties zijn niet te vergelijken met de commerciële ondernemers die gebruik maken van SDE++. De leden van coöperaties zijn wel goed te vergelijken met mensen die salderen. Deelnemers aan een postcoderoosproject dienen daarom een gelijkwaardig rendement te genieten als mensen die salderen.	De uitgangspunten van EZK zijn leidend voor dit advies, zie bijlage A. Volgens de uitgangspunten houden we rekening met de bijzondere karakteristieken van SCE-projecten. Het rendement op een SCE-project is vergelijkbaar met het rendement bij salderen.
Algemeen	Te laag ingeschatte voorbereidingskosten en administratieve kosten.	Er is voortschrijdend inzicht en meer informatie beschikbaar gekomen over voorbereidingskosten en administratieve kosten in de praktijk. De kostenparameters zijn hiermee in lijn gebracht en worden realistisch geacht.
Algemeen	Gegeven de voorgestelde tarieven in het conceptadvies SCE 2022 en kostenveronderstellingen van de sector voor coöperatieve projecten, is het projectrendement bij verschillende hoeveelheden eigen vermogen (25%, 50%, 100%) te laag.	Bij gebruik van de kostenparameters uit zowel het concept als uit het eindadvies is het projectrendement adequaat.
Financiering	Het PBL gaat uit van een verhouding van 20% eigen vermogen en 80% vreemd vermogen. De sector werkt er aan om dit voor alle coöperaties toegankelijk te maken, maar deze faciliteit bestaat nog niet. Het is ook nog onzeker of deze faciliteit zal werken voor alle coöperaties. Het is niet logisch om vooruit te lopen op marktontwikkelingen. Het is logischer om uit te gaan van datgene wat gerealiseerd is. Veel coöperaties kunnen op dit moment niet anders dan hun investeringen financieren met 100% eigen vermogen van de leden. Als coöperaties 80% vreemd vermogen aan moeten trekken, zal er in sommige postcodegebieden geen projecten gerealiseerd kunnen worden.	Het SCE-advies gaat over de kosten en financieringsparameters voor het jaar 2022, we kijken daarom niet alleen naar huidige condities maar ook naar de waarschijnlijke condities in 2022. Inmiddels kunnen alle energiecoöperaties voor zon-pv-projecten gebruik maken van het realisatiefonds. De verhouding VV/EV is in lijn hiermee aangepast naar 25% eigen vermogen en 75% vreemd vermogen.