



SUBSIDIEREGELING COÖPERATIEVE ENERGIEOPWEKKING

Eindadvies 2024

Sander Lensink, Chris Henriquez (PBL)
Adriaan van der Welle, Luuk Beurskens (TNO)

11 januari 2024

TNO

PBL

Colofon

Subsidieregeling Coöperatieve Energieopwekking – Eindadvies 2024

© PBL Planbureau voor de Leefomgeving

Den Haag, 2024

PBL-publicatienummer: 5037

Contact

sde@pbl.nl

Auteurs

Sander Lensink, Chris Henriquez (PBL), Adriaan van der Welle, Luuk Beurskens (TNO)

De auteurs bedanken Jasper Lemmens en Bart in 't Groen (DNV)

Redactie figuren

Beeldredactie PBL

Eindredactie en productie

Uitgeverij PBL

Toegankelijkheid

Het PBL hecht veel waarde aan de toegankelijkheid van zijn producten. Mocht u problemen ervaren bij het lezen ervan, dan kunt u contact opnemen via info@pbl.nl. Vermeld daarbij s.v.p. de naam van de publicatie en het probleem waar u tegenaan loopt.

Delen uit deze publicatie mogen worden overgenomen op voorwaarde van bronvermelding: Lensink, S., C. Henriquez, A. van der Welle, L. Beurskens, (2024), *Subsidieregeling Coöperatieve Energieopwekking – Eindadvies 2024*, 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 Economische Zaken en Klimaat (EZK) advies over de Subsidieregeling Coöperatieve Energieopwekking (SCE) 2024. 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 de 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 2024 versus SCE 2023	6
1.4	Rekenmethode	6
1.5	Meegenomen kosten	6
2	Financiering	8
2.1	Inleiding	8
2.2	Rendement op vreemd vermogen	9
2.3	Rendement op eigen vermogen	12
2.4	Verhouding tussen vreemd en eigen vermogen	13
2.5	Vennootschapsbelasting	14
2.6	Inflatie	14
2.7	Afschrijvingstermijn	15
2.8	Economische restwaarde	15
2.9	Vermogenskostenvergoeding	16
3	Zonne-energie	17
3.1	Beschrijving referentie-installaties en wijzigingen	17
3.2	Kostenbevindingen	20
3.3	Technisch-economische parameters	24
4	Windenergie	27
4.1	Beschrijving referentie-installaties en wijzigingen	27
4.2	Kostenbevindingen	29
5	Waterkracht	34
5.1	Beschrijving referentie-installatie en wijzigingen	34
5.2	Kostenbevindingen	34
6	Conclusie	36
	Afkortingen	39
	Referenties	40
	Bijlagen	41
	Bijlage 1 Uitgangspunten	41
	Bijlage 2 Reacties uit de marktconsultatie	44

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 2024. In het onderzoeksproces dat onderliggend is aan het advies, heeft het PBL ondersteuning gekregen van de Nederlandse Organisatie voor toegepast-natuurwetenschappelijk onderzoek (TNO).

De terminologie in dit rapport is analoog aan die in de regeling Stimulering Duurzame Energieproductie en Klimaattransitie (SDE++). Doel is om voor elke SCE-categorie de benodigde subsidiehoogte (basisbedrag minus correctiebedrag) te bepalen. Het advies wordt gegeven binnen de door het ministerie van EZK bepaalde uitgangspunten voor de SCE. De adviesvraag en uitgangspunten zijn integraal weergegeven in bijlage 1. Voor het opstellen van dit eindadvies is gebruikgemaakt van marktinformatie. Het PBL heeft de reacties uit de marktconsultatie geaggregeerd en geanonimiseerd opgenomen in bijlage 2 van dit rapport. In de voorgaande eindadviezen over de SCE 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 het PBL](#). Meer informatie over het aanvragen onder de SCE-regeling is te vinden op de [website van de Rijksdienst voor Ondernemend Nederland \(RVO\)](#).

1.2 SCE versus SDE++

De SCE is evenals de 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 de 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 andere technieken waarbij op basis van de bespaarde CO₂ een premie wordt uitgekeerd. De SCE is gericht op lokale initiatieven en energiecoöperaties. Alleen waterkracht, windenergie en zon-pv maken onderdeel uit van de SCE-regeling.

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 paragraaf 1.5 is in detail weergegeven welke kostencomponenten in de SCE voor de drie technieken beschouwd zijn. Daarbij is ook weergegeven hoe deze zich verhouden tot de SDE++.

1.3 SCE 2024 versus SCE 2023

De basisbedragen in dit SCE 2024-eindadvies verschillen van de basisbedragen uit het SCE 2023-eindadvies. In dit rapport lichten we de verschillen toe, daarbij refererend aan het SCE 2023-eindadvies en de SCE 2024-wijzigingsnotitie. 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 2023.

1.4 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 bespreken we eerst de financieringsparameters en vervolgens komen de kostenparameters van de voor de SCE relevante technieken voor zon-pv, windenergie en waterkracht aan de orde. We tonen de resulterende basisbedragen in het laatste hoofdstuk.

1.5 Meegenomen kosten

Ter verduidelijking van de wel en niet meegenomen kosten binnen de SCE staan in tabel 1.1 tot en met tabel 1.3 welke kosten er wel en niet meegenomen worden in de bepaling van de basisbedragen. Hierbij volgen we de uitgangspunten voor het SCE-advies die het ministerie van EZK heeft opgesteld, zoals weergegeven in bijlage 1.

Tabel 1.1

Overzicht van meegenomen kosten, analoog aan de SDE++

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

√: 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 1.2

Overzicht van meegenomen kosten, additioneel ten opzichte van de SDE++

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

√: kosten zijn meegenomen.

-: kosten zijn niet meegenomen.

Tabel 1.3

Overzicht van meegenomen kosten in investeringskosten, waarbij de methode verschilt van de SDE++

Groep	Component	Zonne-energie	Wind-energie	Waterkracht
Investeringskosten	Vorbereidingskosten	√	√	√
Investeringskosten	Afvalbeheerkosten	√	-	-

√: kosten zijn meegenomen.

-: kosten zijn niet meegenomen.

2 Financiering

2.1 Inleiding

In tegenstelling tot SDE++-projecten is projectfinanciering bij SCE-projecten opgevat als projectmatige financiering. Projectfinanciering betreft namelijk per definitie financiering van projecten met een zogenaamde *non-recourse* financieringsstructuur waarbij er geen mogelijkheid tot verhaal ('regres') is op andere activa of inkomsten van de lener. Het bijbehorende aanvraagtraject is echter een te complex en kostbaar traject voor de kleinschaligere SCE-projecten, deze voldoen ook niet aan de minimale projectomvang van 3-10 miljoen euro voor projectfinanciering. Vandaar dat SCE-projecten een eenvoudiger en meer gestandaardiseerd aanvraagtraject voor projectmatige financiering volgen van een provinciaal of gemeentelijk fonds of van het realisatiefonds.

De financiële parameters die gebruikt zijn voor het berekenen van de basisbedragen, zijn weergegeven in tabel 2.1. Hierbij gaan we uit van de gemiddelde situatie voor groepen van SCE-projecten. Dat laat onverlet dat in de praktijk SCE-projecten anders gefinancierd kunnen worden. We lichten de financiële parameters in de onderstaande tekst achtereenvolgens nader toe. We houden hierbij rekening met de bijzondere kenmerken van SCE-projecten en proberen de diversiteit aan SCE-projecten zo goed mogelijk mee te nemen. We sluiten het hoofdstuk af met de resulterende vermogenskostenvergoedingen voor zonne-energie-, windenergie- en waterkrachtprojecten.

Tabel 2.1
Samenvatting van gehanteerde financiële parameters voor de SCE

Financiële parameter	Gehanteerde waarde
Rendement op vreemd vermogen – Zon-pv op kva	6,00%
Rendement op vreemd vermogen – Zon-pv op gva < 500 kWp	5,75%
Rendement op vreemd vermogen – Zon-pv op gva ≥ 500 kWp en wind op gva > 1 MWp	4,75%
Rendement op vreemd vermogen – Wind op kva	6,00%
Rendement op vreemd vermogen – Wind op gva ≤ 1 MWp	5,75%
Rendement op vreemd vermogen – Waterkracht	6,50%
Rendement op eigen vermogen – Zon-pv < 500 kWp	5,00%
Rendement op eigen vermogen – Zon-pv ≥ 500 kWp en wind op gva > 1 MWp	7,50%
Rendement op eigen vermogen – Wind op kva en gva ≤ 1 MWp en waterkracht	6,00%
Verhouding vreemd vermogen (VV) / eigen vermogen (EV) – Wind en waterkracht	65% VV / 35% EV
Verhouding vreemd vermogen (VV) / eigen vermogen (EV) – Zon-pv < 500 kWp	70% VV / 30% EV
Verhouding vreemd vermogen (VV) / eigen vermogen (EV) – Zon-pv ≥ 500 kWp	75% VV / 25% EV
Vennootschapsbelasting	19,0%
Inflatie	2,0%

2.2 Rendement op vreemd vermogen

Het gevraagde rendement op vreemd vermogen varieert aanzienlijk tussen coöperatieve projecten vanwege verschillende redenen. In de eerste plaats door de grote diversiteit aan SCE-projecten die toegang hebben tot verschillende bronnen van financiering en soorten vreemd vermogen. Coöperaties trekken vreemd vermogen in de vorm van leningen aan door gebruik te maken [van provinciale en lokale energiefondsen, bancaire financiering en crowdfunding](#). Indien een overheid zich garant stelt, of bij gedeeld eigendom met een gemeente, provincie of waterschap, kunnen coöperaties ook lenen van banken van overheden zoals de Bank Nederlandse Gemeenten en de Nederlandse Waterschapsbank.¹ Verenigingen van eigenaren (VvE's) kunnen gebruik maken van goedkope leningen van het Nationaal Warmtefonds, per 19 juni 2023 zijn de mogelijkheden om hiervan gebruik te maken verruimd. VvE's kunnen in een aantal provincies en gemeenten ook profiteren van extra rentekorting op een lening van het fonds. Ten tweede is de variatie van het rendement het effect van significante verschillen in risico's tussen projecten met lage operationele risico's en toegang tot goedkope provinciale of gemeentelijke fondsen of subsidies, en projecten met hogere operationele risico's, een lagere betalingscapaciteit (DSCR)² en minder zekerheden.

Alle zon-pv-projecten hebben toegang tot financiering door het realisatiefonds, hiervan wordt echter maar weinig gebruik van gemaakt (HIER, 2023).³ In de praktijk heeft het merendeel van de SCE-projecten namelijk toegang tot alternatieve financieringsvormen met gunstiger leningsvoorwaarden. In verband met gebrek aan een landelijk dekkend alternatief en consistentie met het SCE-eindadvies van vorig jaar is er desalniettemin wel aangesloten bij de [financiële parameters van het realisatiefonds, waaronder de rentetarieven](#). De laatst bekende rentetarieven van het realisatiefonds op het moment van schrijven van dit advies (27 september 2023) zijn de tarieven van 1 mei 2023. Voor zon-pv op grootverbruikersaansluiting (gva) kleiner dan 500 kWp bedragen deze 5,5 procent en voor zon-pv op kleinverbruikersaansluiting (kva) 5,75 procent. Deze rentetarieven bewegen mee met de ontwikkeling van de kapitaalmarktrentes, meer specifiek met de 7-jaars-*Interest Rate Swap* (IRS-rente). Op 26 september 2023 bedroeg de 7-jaars-IRS-rente 3,3 procent. Daarbovenop komen nog de renteopslag van banken, de beheervergoeding van het realisatiefonds en de kredietrisicobuffer van Energie Samen. Deze opslagen bedragen in totaal respectievelijk 2,50 en 2,75 procentpunt voor zon-pv op gva kleiner dan 500 kWp en kva. De som van de 7-jaars-IRS-rente en de opslagen komt wat hoger uit dan de rentetarieven van het realisatiefonds. Dit tijdelijke verschil wordt waarschijnlijk verklaard door de volatiliteit van de onderliggende IRS-rente.

Het afgelopen jaar is de rente op een vergelijkbaar niveau gebleven en is de volatiliteit van de rente geleidelijk afgenomen. Dit geldt voor alle rentetarieven. Figuur 2.1 geeft de ontwikkeling weer voor de 7-jaars-IRS-rente. Voor dit rentetarief is de *Euro Interbank Offered Rate* (Euribor-rente) als benchmark gebruikt; dit is het gemiddelde tarief waartegen Europese banken elkaar leningen in euro's verstrekken. De rente is berekend op basis van de slotkoersen (zie [website beleggen.nl](#)).

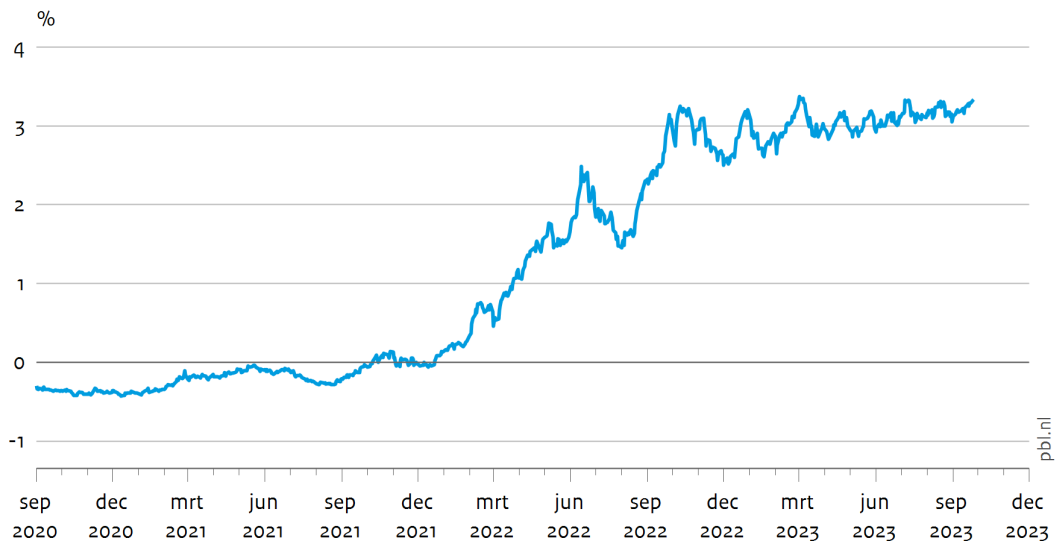
¹ [Achtergrond bij LEM 2021: Lokaal financieren & lokale baten \(LEM-bijlagen deel 6\) | HIER opgewekt.](#)

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

³ [Zie hoofdstuk 6 Financieel in \(HIER, 2023\).](#)

Figuur 2.1

Rentepercentage van 7-jaars IRS-rente



Bron: Euro Interbank Offered Rate

De gemiddelde historische IRS-rente over het afgelopen kalenderjaar bedroeg 3,0 procent. Omdat we nog niet lijken te zijn teruggekeerd naar een situatie met stabiele inflatie en daarmee rentetarieven, hebben we net als afgelopen jaar ook de verwachte rente berekend. Deze rente is berekend op basis van de huidige marktverwachtingen voor de rente per SCE-openstellingsdatum uit de IRS-curve. Gegeven de aangenomen openstelling van de SCE per 1 februari 2024, zal de 7-jaars-IRS-rente dan op 3,2 procent uitkomen.⁴ Dit percentage is nagenoeg identiek aan de IRS-rente die voor de SCE 2023 is bepaald (3,0 procent). Ook deze berekening is een momentopname, marktverwachtingen en daarmee rentes veranderen voortdurend. Er is echter geen betere marktinschatting beschikbaar voor de rentetarieven waartegen projectontwikkelaars bij *financial close*⁵ van SCE-projecten in 2024 geld kunnen lenen.

Rekening houdend met de eerdergenoemde renteopslagen en onder de aanname van directe in plaats van stapsgewijze doorberekening van markttrentes in rentetarieven, berekenen we de bruto rentes voor aftrek van groenkorting voor de categorieën zon-pv op gva kleiner dan 500 kWp op 5,6 procent en voor zon-pv op kva op 5,85 procent. Om schijnnaauwkeurigheid te vermijden ronden we alle percentages af op 0,25 procent. Daarmee bedragen de rentepercentages voor zon-pv op gva en

⁴ Hierbij is de *forward starting swap rate* per 1 februari 2024 berekend op basis van de 7-jaars- en 8-jaars-IRS-renten en de 4,5-maands-Euro-depositorente (interpolatie van 4- en 5-maands-Euro-depositorenten) over de periode 1 tot en met 26 september 2023.

⁵ 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 leningen, eigen vermogen en subsidies) vrijgeven zodat de projectrealisatie kan beginnen.

kva respectievelijk 5,5 en 5,75 procent. Zon-pv op gva groter dan 500 kWp en wind op gva groter dan 1 MWp komen niet in aanmerking voor financiering via het realisatiefonds omdat het investeringsbedrag groter is dan 1 miljoen euro. Voor deze nieuwe categorieën gaan we analoog aan de SDE++ uit van een rentepercentage van 4,75%. Dit is opgebouwd uit de IRS-rente van 3,2% en een lagere rentemarge van 1,6% en afgerond op 0,25%.

In tegenstelling tot de afgelopen jaren komen zon-pv-projecten per 1 januari 2024 niet meer generiek in aanmerking voor groenfinanciering. Met de inwerkingtreding van de Regeling groenprojecten 2022 is deze regeling namelijk uitsluitend gericht op het bevorderen van de financiering van innovatieve projecten met bovenwettelijke positieve milieueffecten. In dit kader worden strengere eisen gesteld aan specifieke categorieën van duurzame energie projecten. Voor zon-pv gelden per 1 januari 2024 nieuwe voorwaarden gericht op biodiversiteit (specifiek voor grondopstellingen) en bevordering van circulariteit.⁶ Uit de marktconsultaties van zowel vorig jaar als dit jaar blijkt dat zon-pv-projecten vooralsnog niet generiek aan deze voorwaarden kunnen voldoen.

Merk op dat het realisatiefonds in zijn rentetarieven nog wel veronderstelt dat zon-pv-projecten in aanmerking komen voor groenkorting. Aangezien het realisatiefonds deels wordt gefinancierd door groenfondsen, zijn de eisen van de groenregeling leidend voor het fonds. De groenverklaring wordt genoemd in de bijlage van het Investeringsreglement Realisatielening Realisatiefonds onder op te leveren documenten en vereisten waaraan voldaan moet worden. Het is nog onduidelijk hoe het realisatiefonds in 2024 met deze voorwaarde zal omgaan. Op basis van de marktconsultatie gaat dit advies er vanuit dat zon-pv-projecten niet generiek in aanmerking komen voor groenfinanciering. Daarom zijn de rentetarieven van het realisatiefonds voor zon-pv aangepast voor de misgelopen groenkorting.

De groenkorting of afslag die banken gemiddeld in rekening brengen, is lager dan vorig jaar en bedraagt gemiddeld 0,35 procent over een periode van 10 jaar. Net als vorig jaar is de afslag omgerekend naar een subsidieduur van 15 jaar. Dit verlaagt de afslag met 0,1 procentpunt tot 0,25 procent.

Het rentepercentage voor leningen van zon-pv-projecten kleiner dan 500 kWp is verhoogd met de misgelopen groenkorting van 0,25 procent, dit brengt de rentepercentages voor de categorieën zon-pv op gva en op kva op respectievelijk 5,75 procent en 6,0 procent. Het rentepercentage voor zon-pv-projecten groter dan 500 kWp, die niet in aanmerking komen voor een lening van het realisatiefonds, hield al geen rekening met groenkorting en blijft gelijk aan 4,75 procent.

Windenergieprojecten op gva kleiner dan 1 MWp kennen vergelijkbare risico's als zonne-energieprojecten; daarmee bedraagt de rente voor windenergieprojecten op gva eveneens 5,75 procent. Voor windenergieprojecten op kva rekenen we met 6,0 procent vanwege de ten opzichte van projecten op gva kleinere projectgrootte (plus 0,25 procent).

Waterkrachtprojecten komen nog wel generiek in aanmerking voor een groenverklaring. De rente voor waterkrachtprojecten ligt op een hoger niveau dan voor zon-pv vanwege hogere projectrisico's door onder meer de kleinschaligheid van de projecten. Hogere projectrisico's vertalen zich in

⁶ Er wordt nog gesproken over tijdelijke versoepeling van de voorwaarden voor het jaar 2024. Het is nog onduidelijk of deze versoepeling wordt doorgevoerd. De verwachting is dat zon-pv-projecten in 2024 hoe dan ook significant minder gebruik kunnen maken van de groenregeling. Daarmee voldoen zon-pv-projecten niet langer generiek aan de voorwaarden van de groenregeling.

beginsel in een hoger gevraagd rendement op de lening. Net als bij de SDE++ wordt voor waterkracht uitgegaan van een opslag van 1,0 procent ten opzichte van het rentetarief voor zon-pv en windenergie. Dit resulteert in een rentetarief van 6,5 procent (5,75 procent min 0,25 procent groenkorting plus 1 procent renteopslag).

Tenslotte, de afsluitprovisie op de lening varieert net als eerdere jaren met de betreffende categorie. Voor de zon-pv-categorieën kleiner dan 500 kWp met standaard investeringskosten kleiner dan 1 miljoen euro wordt een afsluitprovisie van 1.000 euro aangehouden, in lijn met het realisatiefonds. Voor de overige categorieën wordt een afsluitprovisie van 1% van de lening verondersteld. De afsluitprovisie wordt net als in de praktijk meegefinancierd met de investering.

Samenvattend is het rendement op vreemd vermogen voor bestaande categorieën van zon-pv- en windenergieprojecten heel beperkt veranderd ten opzichte van het SCE 2023-eindadvies en voor waterkracht projecten gelijk gebleven. Genoemde percentages liggen op een relatief hoog niveau ten opzichte van de rentetarieven van SDE++-projecten voor zonne-energie, windenergie en waterkracht. De (operationele) risico's van kleinschalige SCE-projecten (zon-pv kleiner dan 500 kWp, windenergie van ten hoogste 1 MW) 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. Voor nieuwe SCE-categorieën met grotere zon-pv en windprojecten zullen financiers hogere eisen aan de professionaliteit van coöperaties stellen en gelden, mede gezien de grotere projectomvang, vergelijkbare rentepercentages als voor de SDE++-projecten.

2.3 Rendement op eigen vermogen

Coöperatie hebben 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 of regionale energiefondsen. Er is geen informatie beschikbaar over de eigen middelen van coöperaties uit eerdere coöperatieve projecten, terwijl informatie over lokale of regionale energiefondsen niet representatief hoeft te zijn 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 stellen we daarom vast op basis van beperkte informatie over rendementen op *crowdfunding*-projecten en ledeninleg.

Voor het eigen vermogen van zon-pv-projecten dat afkomstig is van *crowdfunding* (achtergestelde leningen of participaties) geldt een gebruikelijk rendement van circa 5 procent, inclusief vergoeding van de transactiekosten van het *crowdfunding*-platform. Dit blijkt onder meer uit percentages die genoemd worden in informatiememoranda van achtergestelde obligatieleningen en participaties. Bij het Op Rozen-concept (zie paragraaf 2.4) wordt uitgegaan van een rente op een achtergestelde lening van 5 procent. Ook op achtergestelde leningen van leden of derden aan zon-pv-coöperaties bedraagt het rendement maximaal 5 procent. Een rendement van deze omvang sluit ook aan bij uitspraken in het publieke domein over het rendement op ledeninleg voor coöperatieve projecten.⁷ Met het rendement moet het merendeel van de zon-pv-projecten kleiner dan 500 kWp in de SCE

⁷ Zie bijvoorbeeld een artikel op de website van [HIER](#): 'Bovendien zullen de leden, als je ze vraagt voor vijftien jaar in te stappen, een vergoeding verwachten van zeker 3 tot 5 procent'.

gerealiseerd kunnen worden. Het benodigde rendement op ledeninleg wordt beïnvloed door de opbrengsten van alternatieve besteding van het beschikbare kapitaal. In de regel vergelijken coöperaties het rendement op ledeninleg met het rendement dat kan worden behaald door het geld op een spaarrekening te zetten. Voor SCE-projecten voor windenergie niet groter dan 1 MWp en waterkracht blijft het rendement op eigen vermogen 6 procent gegeven de grotere risico's op tegenvallers bij deze typen projecten, die onder meer tot uitdrukking komen in hogere rendementen op achtergestelde leningen. Deze rendementen zijn ongewijzigd ten opzichte van het SCE 2023-eindadvies. Voor zon-pv-categorieën groter dan 500 kWp en wind-categorieën groter dan 1 MWp gelden aanzienlijk hogere investeringsbedragen waardoor het aannemelijk is dat coöperatieleden relatief minder zullen inbrengen en meer risicodragend vermogen bij commerciële partijen zal moeten worden opgehaald. Dit betekent dat een hoger rendement nodig is van 7,5%. Dit is een netto rendement aangezien de voorbereidingskosten zoals gebruikelijk bij SCE-projecten als onderdeel van de investeringskosten worden verrekend.

2.4 Verhouding tussen vreemd en eigen vermogen

Kapitaalverstrekkers lenen – afhankelijk van de betalingscapaciteit van het project (de kasstroom vergeleken met betalingen van rente en aflossing, oftewel de DSCR) – kapitaal uit 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 paragrafen zijn beschreven.

Op basis van verkregen informatie in de consultatieperiode is er een grote diversiteit zichtbaar in de vermogensstructuur van coöperatieve projecten die gerealiseerd zijn of die een subsidieaanvraag hebben gedaan. Het merendeel van de SCE-aanvragen in 2023 per 1 juli 2023 gaat uit van financiering met vreemd vermogen. Veel coöperaties streven naar het financieren van projecten met vreemd vermogen zodat de benodigde inbreng door leden wordt beperkt. Ook maakt dit het mogelijk om met het beschikbare eigen vermogen meer projecten te financieren. Dit wordt ook wel hefboomwerking genoemd. Door de hogere rente is de hefboomwerking sterk afgenomen en is de gevoeligheid van de vermogenskosten voor de verhouding tussen vreemd en eigen vermogen zeer beperkt. Coöperaties die niet via het realisatiefonds hun projecten financieren lenen in de regel goedkoper en kunnen de hefboomwerking van vreemd vermogen nog wel benutten. Ook blijft de inzet van vreemd vermogen een manier om de benodigde ledeninbreng te beperken en zoveel mogelijk burgers mee te laten doen.

De diversiteit aan financieringscondities blijft ook bij de *debt sizing* onverminderd groot. Een aantal projecten wordt gefinancierd met een verhouding VV/EV van 80/20 waarbij gemeenten garant staan voor het vreemd vermogen, het grootste deel van het eigen vermogen een achtergestelde lening betreft (in de vorm van *crowdfunding*) en waarbij de coöperatieleden slechts een paar procent eigen vermogen inbrengen (zoals bij het [Op Rozen-concept](#) en [vergelijkbare financieringsconcepten](#)). Bij grotere projecten brengen zij, zoals gebruikelijk bij projectmatige financiering van duurzame energieproductie, 10 tot 30 procent risicodragend vermogen in, in de vorm van eigen vermogen of achtergestelde leningen, het restant wordt geleend. De trend dat steeds meer kleinere projecten met vreemd vermogen worden 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), lijkt tot stilstand te zijn gekomen vanwege de hogere rente. Het aantal projecten waarbij de ontwikkelaars 100 procent eigen vermogen inbrengen lijkt zelfs weer toe te nemen. Desalniettemin blijkt uit de SCE 2023-aanvragen dat het merendeel van de projecten met vreemd vermogen zal worden gefinancierd. Net als het afgelopen jaar nemen we dan ook aan dat het merendeel van de projecten in 2023 met 70 procent vreemd vermogen kan worden gefinancierd. Zoals eerder aangegeven heeft de keuze van deze parameter zeer weinig effect op de vermogenskosten omdat rente en rendement op eigen vermogen voor vrijwel alle SCE-categorieën op vergelijkbare niveaus liggen. Indien kleine projecten met een omvang van minder dan 30.000 euro (dus significant kleiner dan de referentiecasi van 60 kWp op een kva) niet zelfstandig met vreemd vermogen gefinancierd kunnen worden, dan veronderstellen we – net als het realisatiefonds – dat ze gebundeld worden met andere projecten zodat ze toch met vreemd vermogen gefinancierd kunnen worden.

Voor zon-pv-categorieën groter dan 500 kWp is de hefboomwerking van vreemd vermogen groter en gaan we dan ook uit van een VV/EV-verhouding van 75/25. Met deze verhouding is de betalingscapaciteit van projecten adequaat.

Om ervoor te zorgen dat windenergie- en waterkrachtprojecten over voldoende betalingscapaciteit beschikken om aan hun betalingsverplichtingen te kunnen voldoen, is de mate waarin ze met vreemd vermogen worden gefinancierd gewijzigd. We nemen aan dat het merendeel van deze projecten met 65 procent vreemd vermogen wordt gefinancierd. Dit geldt ook voor de nieuwe windenergiecategorieën groter dan 1 MWp.

2.5 Vennootschapsbelasting

De tarieven voor de eerste en tweede schijf van de vennootschapsbelasting bedragen in 2023 respectievelijk 19,0 en 25,8 procent. De eerste schijf loopt tot een winst van 200.000 euro. Het tarief voor de eerste schijf is van toepassing op SCE-projecten en wordt verondersteld voor de gehele economische levensduur van de projecten. Een eventuele wijziging van de vennootschapsbelasting per 1 januari 2024 zal, indien daar aanleiding toe is, in een volgende versie van het SCE 2024 eindadvies worden verwerkt, of als dat niet meer mogelijk is, worden gecorrigeerd via een addendum.

2.6 Inflatie

In de berekening van de basisbedragen wordt de inflatie gebruikt voor het verhogen van zowel de O&M-kosten, inclusief de inkoopkosten van elektriciteit over de subsidieperiode, als van de elektriciteitsprijzen bij categorieën waarbij de economische levensduur van projecten langer is dan de subsidieperiode. De inflatie van de investeringskosten bespreken we niet in dit hoofdstuk, maar in de hoofdstukken 3 tot en met 5 over de kostenparameters van technologieën. De reden hiervoor is dat de ontwikkeling van investeringskosten sterk samenhangt met de mate waarin bepaalde grondstoffen (zoals koper, aluminium en polysilicium) en halffabricaten (zoals staal) worden gebruikt en daarmee technologie-specifiek is.

Als maatstaf voor de inflatie wordt de geharmoniseerde consumentenprijsindex (*harmonised index of consumer prices*, HICP) gebruikt. Voor de inflatie van O&M-kosten en elektriciteitsprijzen wordt primair gekeken naar de inflatieverwachting voor de middellange termijn. Voor de middellange termijn is de huidige hoge inflatie niet relevant; het is gebruikelijk dat prijsschokken door bijvoorbeeld oorlogen en epidemieën na enkele jaren zijn uitgewerkt en de inflatie zich dan weer op een

gemiddeld niveau bevindt. Met monetair beleid, waaronder renteverhogingen, stuurt de ECB ook op het bereiken van de HICP-inflatiedoelstelling van 2 procent op middellange termijn. Daarnaast bedraagt de gerealiseerde HICP-inflatie over de periode 1997-2022 gemiddeld 2,3 procent.⁸ Op basis van zowel de gerealiseerde inflatie als de ECB-inflatieprojectie is het gemiddelde inflatiepercentage voor O&M-kosten en elektriciteitsprijzen in de SDE++ ongewijzigd vastgesteld op 2,0 procent per jaar.

2.7 Afschrijvingstermijn

We gaan uit van een subsidieduur van 15 jaar. De duur van de lening en de afschrijvingstermijnen zijn gelijk verondersteld aan de subsidieduur. Het is mogelijk om subsidiabele productie die niet is benut, mee te nemen naar een volgend jaar. Na de reguliere subsidieperiode kan de producent van hernieuwbare energie nog één jaar de tijd krijgen om eventueel niet-benutte productie in te halen. Dit wordt *banking* genoemd. Uitbetalingen van de SCE-vergoeding na 15 jaar ten gevolge van eventuele *banking* in de SCE zijn niet meegenomen in de berekening van de basisbedragen. Bij projectmatige financiering kan een geldverstrekker zoals het realisatiefonds wensen dat de lening in een kortere periode, bijvoorbeeld 13,5 jaar, wordt afgelost. Hierdoor verkrijgt de geldverstrekker meer zekerheid dat de lening ook geheel kan worden afgelost. Net als voor *banking* wordt hiervoor niet gecompenseerd in de basisbedragen.

2.8 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. 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 windenergieprojecten kan gedacht worden aan een economische levensduur van 20 jaar of meer, bij zonne-energieprojecten van 25 jaar of meer.

De economische levensduur na afloop van de subsidieperiode is sterk afhankelijk van het dan inkomen genererend vermogen. Dat hangt nauw samen met de elektriciteitsprijs tussen 2039 en 2044. Tegenover de inkomsten 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-energieprojecten 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 waterkrachtprojecten zien we geen significant voordeel door economische restwaarde en zijn de basisbedragen dan ook ongewijzigd gebleven.

⁸ CPB (2023), Actualisatie Verkenning middellange termijn tot en met 2030 (maart 2023).

2.9 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 uitgangspunten voor het advies niet van invloed op de geadviseerde generieke basisbedragen. Tabel 2.2 toont per categorie de resulterende gewogen gemiddelde vermogenskostenvergoeding (WACC). Merk op dat de WACC's voor zon-pv op gva, 500 kWp – 6 MWp, en voor wind op gva, 1 – 6 MWp, niet direct vergelijkbaar zijn met de WACC's voor respectievelijk zon-pv en windenergie bij de SDE++ omdat bij de laatste regeling in de WACC een vergoeding voor de voorbereidingskosten is opgenomen.

Tabel 2.2
Vermogenskostenvergoeding (WACC^a) per categorie voor de SCE 2024

Thema	WACC [nominaal / reëel] ^b
Zon-pv op kva, 60 kWp	4,9% / 2,8%
Zon-pv op gva, 150 kWp	4,8% / 2,7%
Zon-pv op gva, 2,5 - 10 MWp	
Zon-pv op gva 2,5 MWp, grondgebonden	4,8% / 2,7%
Zon-pv op gva 2,5 MWp, drijvend op water	
Wind op kva, 15 kW	5,3% / 3,2%
Wind op gva, 1 MW	5,1% / 3,1%
Wind op gva, < 6 MW	5,1% / 3,1%
Waterkracht, 50 kW	5,5% / 3,5%

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

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

3 Zonne-energie

3.1 Beschrijving referentie-installaties en wijzigingen

In SCE 2023 bedraagt de maximale capaciteit van coöperatieve projecten met zon-pv 500 kWp. Voor SCE 2024 heeft EZK aan PBL advies gevraagd over het faciliteren van projecten met grotere vermogens. Deelvragen daarbij zijn of er voldoende concreet potentieel zou zijn, hoe overstimulering beperkt zou kunnen worden en waarom SDE++ niet passend zou zijn. Daarbij dan ook graag advies over de (mogelijk nieuwe) categorieën. Deze vragen worden hieronder geadresseerd.

Is er voldoende concreet potentieel om coöperatieve pv-projecten boven 500 kWp te faciliteren?

Ja, wij hebben vernomen dat er concrete projecten voor zon-pv in ontwikkeling zijn door energie-coöperaties. De [Lokale Energie Monitor](#) van [HIER](#) geeft zowel voor zon-pv op daken als grondgebonden pv een significant aantal projecten dat in ontwikkeling is. We vermoeden dat er meer interesse komt uit de markt als de SCE-regeling eenmaal uitgebreid is.

Eisen aan SCE-projecten

De belangrijkste extra eis voor een SCE-project ten opzichte van een SDE++-project is dat de aanvraag van een energie-coöperatie dient te zijn (of van een Vereniging van Eigenaren, VvE). Daarbij is er bovendien een aantal eisen⁹ gesteld aan de leden van de energie-coöperatie of de VvE:

- Deelnemende leden (particulieren of bedrijven) wonen of zijn gevestigd binnen de postcoderoos (voor leden van een VvE is dat 75%).
- Deelnemende leden zijn aangesloten op een kleinverbruikersaansluiting (voor leden van een VvE is dat 75%).
- De aanvraag voldoet aan de minimale ledeneis van minimaal één deelnemend lid per 5 kWp vermogen zon-pv (voor wind en waterkracht gelden lagere eisen). Als rekenvoorbeeld: een project van 2,5 MWp zon-pv zou op basis van deze rekenregel 500 deelnemers moeten hebben. Een pv-project van 2,5 MWp levert jaarlijks het equivalent van ongeveer 600 gemiddelde huishoudens aan elektriciteit.
- Alle leden hebben toegang tot de algemene ledenvergadering en gelijk stemrecht.
- Per adres is niet meer dan één persoon of bedrijf lid van de energiecoöperatie.

Sommige energiecoöperaties zouden graag zien dat de ledeneisen bij grotere SCE-systemen minder strikt zouden zijn dan nu het geval is. Vanuit de gedachte dat de meerwaarde van energiecoöperaties juist zit in de participatie en daaruit voortvloeiend het draagvlak voor hernieuwbare energie, ligt het in de rede om de voorschriften voor deelnemende leden ongewijzigd te laten ten opzichte van eerdere jaargangen.

⁹ RVO.nl: [voorwaarden SCE](#)

Waarom is SDE++ niet passend voor deze eventuele projecten?

Deels geven de hierboven genoemde coöperatieve projecten te kennen dat het met de basisbedragen van SDE++ niet lukt om de projecten voldoende rendabel te krijgen. Meerdere redenen kunnen daar aan ten grondslag liggen. Het kan bijvoorbeeld zitten in administratiekosten gedurende de looptijd van het project, die in SDE++ niet meegewogen worden. Of in het recht van opstal (administratieve kosten en dakhuur), waarvoor energiecoöperaties anders dan commerciële partijen minder middelen hebben om ze te dragen. Tabel 1.1 tot en met tabel 1.3 in hoofdstuk 1 geven een overzicht van de verschillen tussen SCE en SDE++ en de overeenkomsten. We hebben overigens niet de individuele initiatiefnemers kunnen spreken, dus de aangedragen toelichting hebben we niet kunnen verifiëren. Een andere reden die aangedragen werd betreft moeilijkheden met het verkrijgen van een passende netaansluiting. Maar ook kan er in sommige gevallen sprake zijn van andere redenen.

Overlap tussen SCE en SDE++ en risico op verschuiving van SDE++ naar SCE

Met het oprekken van de bovengrens in SCE wordt de overlap met SDE++ groter. In vorige jaargangen van SCE was deze overlap met SDE++ er ook al, maar toen waren de basisbedragen in SCE meer afgestemd op de kleinere systemen dan in SDE++. De kans bestaat dat projecten die eigenlijk wel onder SDE++ ingediend zouden kunnen worden nu onder SCE ingediend gaan worden. Projectontwikkelaars zullen een afweging gaan maken op basis van de extra eisen die SCE stelt, bovenop de eisen voor SDE++. Het verschil in basisbedrag is daarvoor een belangrijke factor. Een andere overweging is te vinden in de omgevingswet¹⁰. Voor gebouwgebonden zon-pv is een omgevingsvergunning doorgaans niet nodig, maar voor grondgebonden of drijvende zon-pv is dat wel het geval. Onderdeel van de omgevingsvergunning is projectparticipatie, waarmee omwonenden bij een te ontwikkelen pv-project betrokken kunnen worden. Voor een ontwikkelaar van grondgebonden of drijvende zon-pv is het interessant om met een energiecoöperatie samen te werken: daarmee is projectparticipatie relatief eenvoudig gerealiseerd en er komen zo mogelijk andere voordelen binnen bereik.

Hoe kan overstimulering beperkt worden in SCE?

Door schaalvoordelen zijn grote pv-projecten doorgaans tegen lagere kosten te realiseren dan kleinere projecten. Omdat SCE een generieke regeling is en er beperkt ruimte is om nieuwe categorieën te definiëren, is er altijd sprake van een vermogensrange en bijbehorende spreiding in realisatiekosten. Door het referentiesysteem niet te laag te definiëren kunnen in de SCE de kostenvoordelen door schaalgrootte meegenomen worden in de bepaling van de basisbedragen. Voorts werken bepaalde vaste kosten minder hard door in de basisbedragen wanneer de referentie-installatie een hoger vermogen heeft. Dit geldt met name voor de diverse administratie- en verzekeringskosten gedurende de looptijd van het project. Overigens is er nu ook al een trend waarneembaar van SDE+-projecten die voor een deel van de installatie een SCE-aanvraag indienen.

Extra beschouwde kosten in SCE ten opzichte van SDE++

Twee andere verschillen tussen SCE en SDE++ betreffen recht van opstal (administratieve kosten en dakhuur en/of pacht) en voorbereidingskosten, zoals beschreven in de uitgangspunten van het ministerie van EZK. Voor de categorieën zon-pv zoals ze gedefinieerd waren in voorgaande SCE-rondes zijn de kosten voor dakhuur meermalen opgehoogd. Door de markt aangedragen

¹⁰ [Klimaatakkoord.nl: handreiking participatie in duurzame-energieprojecten](https://klimaatakkoord.nl/handreiking-participatie-in-duurzame-energieprojecten)

onderbouwing voor de ophoging was schaarste van beschikbare daken. Bij het verhogen van de bovengrens voor zon-pv neemt het beschikbare potentieel toe. We stellen voor de nieuwe categorieën voor om de meegenomen kosten voor dakhuur en pacht te verlagen ten opzichte van de categorieën beneden 500 kWp, zie paragraaf 3.2.3. Voor administratieve kosten zien we geen redenen om een aanpassing te doen ten opzichte van de oorspronkelijke kosten voor zon-pv in SCE. Voorbereidingskosten worden wel aangepast voor de schaalgrootte, zie paragraaf 3.2.2.

Monitoren van SCE

Tevens stellen we voor om te monitoren welke verschuivingen de ophoging van de bovengrens voor zon-pv in SCE teweegbrengt in de markt, en met name welk effect het op SDE++ heeft.

Ter overweging aan EZK: bovengrens voor zon-pv in SCE verhogen

Op basis van deze overwegingen geven wij EZK ter overweging om de bovengrens voor zon-pv in SCE inderdaad te verhogen. Voor zon-pv worden dan in SCE 2024 overeenkomstig SCE 2023 deze categorieën gehanteerd:

- Zon-pv (15 kWp - 100 kWp) aangesloten op een kleinverbruikersaansluiting (kva) zonder beperking op de netwerkaansluiting (standaard is 70% van het piekvermogen van de pv-panelen), met als referentie een 60kWp-systeem
- Zon-pv (15 kWp - 500 kWp) aangesloten op een grootverbruikersaansluiting (gva) van ten hoogste 50% van het piekvermogen van de pv-panelen, met als referentie een 150kWp-systeem

Nieuw ter overweging in SCE 2024 zijn deze drie categorieën:

- Gebouwgebonden zon-pv (500 kWp - 6 MWp) aangesloten op een grootverbruikersaansluiting (gva) van ten hoogste 50% van het piekvermogen van de pv-panelen, met als referentie een 2,5MWp-systeem
- Grondgebonden zon-pv (500 kWp - 6 MWp) aangesloten op een grootverbruikersaansluiting (gva) van ten hoogste 50% van het piekvermogen van de pv-panelen, met als referentie een 10MWp-systeem. Hierbij gaan we ervan uit dat het SCE-systeem deel uitmaakt van een groter project
- Zon-pv (500 kWp - 6 MWp) drijvend op water, aangesloten op een grootverbruikersaansluiting (gva) van ten hoogste 50% van het piekvermogen van de pv-panelen, met als referentie een 10MWp-systeem. Hierbij gaan we ervan uit dat het SCE-systeem deel uitmaakt van een groter project

De volgende wijzigingen zijn in dit eindadvies SCE 2024 aangebracht ten opzichte van het eindadvies SCE 2023:

- De investeringskosten zijn gewijzigd en de afvalbeheerbijdrage is meegewogen, zie paragraaf 3.2.1.
- De jaarlijkse kosten zijn gewijzigd, zie paragraaf 3.2.3.
- Er worden drie nieuwe categorieën geïntroduceerd, zie paragraaf 3.2.

3.2 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.

3.2.1 Investeringskosten

De prijs van pv-modules liet vanaf de zomer van 2020 een stijgende trend zien en is tussen medio 2021 en medio 2022 gestegen met 25 tot 30 procent. In de tweede helft van 2022 is er een dalende trend ingezet die in ieder geval doorloopt tot half 2023, het ijkpunt voor dit rapport. Schattingen van de ontwikkeling van de kostprijs van pv-modules in de komende vier jaar kennen een grote mate van onzekerheid, zowel bij eventuele kostenstijging als bij eventuele kostendaling. Kostenstijgingen in de afgelopen twee jaar zijn onder andere toe te schrijven aan hogere kostprijzen in de waardeketen tot en met de productie van polysilicium. Ook verhoogde transportkosten, energiekosten en een grote mondiale vraag naar zonnepanelen droegen bij aan hogere kostprijzen. Tijdens het afgelopen jaar zijn enkele kostenverhogende aspecten veranderd waardoor een kostendaling heeft plaatsgevonden. Tevens zullen de voortschrijding van de technologie- en ervaringscurve met bijkomende kostenefficiëntie in de komende jaren een bijdrage leveren aan kostendaling.

We nemen aan dat de huidige kostprijs opgebouwd is uit een component gebaseerd op de langjarige leercurve en een component met kosten ten gevolge van tijdelijke verstoringen in de markt en logistieke keten tussen 2020 en 2022. In onze prognose gaan we uit van de huidige marktprijzen waarbij de tijdelijke component vanwege marktverstoringen vanaf 2022 in twee jaar lineair afgebouwd wordt. Deze daling zien we ook terug in de huidige markt voor pv-panelen en de verwachting is dat die trend zal doorzetten.

Voor het peiljaar 2025 worden zodoende de *turnkey*-kosten voor een SCE-systeem op een kleinverbruikersaansluiting vastgesteld op 601 euro/kWp. Voor een SCE-systeem op een grootverbruikersaansluiting wordt gerekend met investeringskosten van 581 euro/kWp. De peildatum is hierbij medio 2025. De volgende kostenposten worden meegenomen in de investeringskosten en bij bovenstaande bedragen opgeteld:

- Notariskosten: deze worden voor alle SCE-systemen toegepast voor het recht van opstal (1036 euro).
- Uitgaven voor bouwconstructierapporten (777 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 dit type kleine SCE-projecten. Deze opslag geldt niet voor de referentie-installaties op een grootverbruikersaansluiting.
- Ontwikkelkosten: zie paragraaf 3.2.2.
- Voor het kva-systeem nemen we kosten van een nieuw aansluitpunt voor de netaansluiting mee: 2.000 euro.

- Vanaf juli 2023 bedraagt de afvalbeheerbijdrage¹¹ voor zonnepanelen 4 cent per kg. We vertalen dat naar een toename van de investeringskosten van 2 euro per kWp.

De drie nieuwe categorieën worden gedefinieerd op basis van referentieprojecten van 2,5 MWp (gebouwgebonden) en 10 MWp (grondgebonden en drijvend op water). In SCE is in de investeringskosten een aantal posten verwerkt. De totale investeringskosten worden gepresenteerd in de volgende paragraaf.

3.2.2 Voorbereidingskosten

Vorbereidingskosten worden met ingang van de SCE 2022 beschouwd als onderdeel van de investeringskosten (in de parameters voor het onrendabeletoptmodel van SCE). Voor coöperaties geldt dat vanwege de kleine schaal van projecten er een substantiële hoeveelheid tijd en kosten gemoeid is 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. 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, 11.000 euro voor een 150kWp-installatie. Voor de nieuw te definiëren categorieën nemen we 5% van de investeringskosten als indicatie voor de voorbereidingskosten. Dit is licht lager dan de kosten zoals die voor de nieuwe windcategorieën gehanteerd worden, vanwege lagere vergunningskosten en kortere doorlooptijd van projectontwikkeling bij zon-pv. Dit komt voor het referentieproject van 60 kWp neer op 67 euro/kWp, voor het systeem van 150 kWp op 73 euro/kWp en voor de nieuw te definiëren pv-systemen tussen 500 kWp en 6 MWp zo'n 25 euro/kWp. Notariskosten zijn al verwerkt in de investeringskosten.

Voor grondgebonden zon-pv en drijvende pv-systemen nemen we de leges voor de omgevingsvergunning mee in de bepaling van de basisbedragen. Voor gebouwgebonden zon-pv is deze vergunning doorgaans niet nodig, waardoor het tot nu toe nooit in de voorbereidingskosten van SCE beschouwd is. We nemen een kostenniveau van 2% van de investeringskosten aan, resulterend in bedragen rond 10 euro/kWp.

¹¹ Stichting Organisatie Producentenverantwoordelijkheid E-waste Nederland (OPEN) geeft namens alle producenten van elektrische apparaten in Nederland invulling aan de wettelijke producentenverantwoordelijkheid voor e-waste, inclusief zonnepanelen, zie de [OPEN-website](#).

Tabel 3.1

Overzicht van de totale investeringskosten, inclusief kosten voor bouwconstructierapporten, afvalbeheerbijdrage, voorbereidingskosten, leges voor de omgevingsvergunning voor grondgebonden zon-pv en drijvende pv-systemen, plus voor het kva-systeem extra marge voor lokale bedrijven en netaansluitingskosten, peiljaar 2025

Investeringskosten	€/kWp
Zon-pv 15 - 100 kWp (kva, netaansluiting 70%)	757
Zon-pv 15 - 500 kWp (gva, netaansluiting 50%)	668
Zon-pv 500 kWp - 6 MWp (gebouwgebonden, gva, netaansluiting 50%)	559
Zon-pv 500 kWp - 6 MWp (grondgebonden, gva, netaansluiting 50%)	505
Zon-pv 500 kWp - 6 MWp (drijvend, gva, netaansluiting 50%)	581

3.2.3 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 3.2.

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. Voor de omvormervervanging worden eenmalige onderhoudskosten in jaar 13 meegenomen, zie de tabellen in paragraaf 3.3.

In SCE 2024 handhaven we voor de twee categorieën beneden 500 kWp het niveau van de vergoeding voor dakhuur uit SCE 2023, deze blijft 8 euro/kWp/jaar. Voor de categorieën boven 500 kWp moet er opnieuw gekeken worden naar het niveau van de dakhuur of pacht. Overwegingen daarbij zijn:

- Schaafeffect: grote pv-projecten hebben een betere onderhandelingspositie en kunnen naar verwachting per kWp een lagere vergoeding overeenkomen.
- Bij een ophoging van het maximaal toegelaten vermogen komen er nieuwe locaties in beeld, waarvan in eerste instantie de goedkopere als eerste ontwikkeld zouden moeten worden.
- Het is bekend dat de vergoedingen voor dakhuur en pacht in werkelijkheid niet één concreet bedrag is, maar juist een bandbreedte. Door deze post voor grote systemen kleiner te maken beweegt de vergoeding naar de onderzijde van de bandbreedte
- Het is bekend dat getallen uit SDE++ en ook SCE een versturende werking op de markt kunnen hebben

Op basis van bovenstaande punten stellen we voor om voor zon-pv boven 500 kWp de kostencomponent voor dakhuur en pacht te kiezen op 5 euro/kWp/jaar. Ter illustratie: voor een project van 2,5 MWp is dat een vergoeding van 12.500 euro per jaar.

Tabel 3.2

Overzicht van vaste operationele kosten (€/kWp/jaar) voor systemen met een netaansluiting van 70% voor kva en 50% voor gva. Getallen zijn afgerond

Component	60kWp-systeem op kva	150kWp-systeem op gva	2,5MWp-daksysteem op gva	10MWp-veld-systeem op gva	10MWp-drijvend systeem op gva
O&M-kosten	7,3	5,2	5,0	4,0	6,8
Dakhuur of pacht	8,0	8,0	5,0	5,0	5,0
Netwerkaansluiting	0,0	3,1	2,0	2,0	2,0
OZB	2,0	1,9	1,7	1,5	1,8
Herkeuring	4,3	2,6	0,2	0,04	0,04
Pv-verzekering	4,5	2,1	2,0	2,0	2,0
Aansprakelijkheidsverzekering	3,2	1,6	0,1	0,02	0,02
Bestuurdersaansprakelijkheid	1,3	0,6	0,04	0,01	0,01
Administratiesysteem	1,3	0,6	0,04	0,01	0,01
Boekhouding	2,6	1,2	0,1	0,02	0,02
Totaal jaarlijkse kosten €/kWp	34,5	26,9	16,1	14,6	16,9

3.2.4 Vollasturen

In de uitgangspunten voor SCE vraagt het ministerie van EZK om voor de categorieën op een grootverbruikersaansluiting uit te gaan van een netaansluiting van 50 procent van het piekvermogen van de pv-panelen. Bij projecten met een transportcapaciteit van 50 procent van het vermogen van de zonnepanelen is er meer aftopping dan een aansluiting van 70 procent. Het is in de pv-sector gangbaar om de aftopping te berekenen op uurwaardes. Bij een aansluiting van 50 procent komt het vaker voor dat het *gemiddelde* pv-vermogen binnen het uur weliswaar onder de aansluitwaarde ligt, maar dat de *variatie* binnen dat uur dusdanig is dat er wel aftopping optreedt omdat vanwege deze variatie van de zoninstraling binnen dat uur het werkelijk geproduceerde vermogen zowel boven als onder de aansluitwaarde komt. Leveren boven de aansluitwaarde is door de aftopping niet mogelijk. Daarmee wordt het gemiddelde pv-vermogen lager dan verwacht wordt wanneer enkel met gemiddelde uurwaardes gerekend wordt.

Een overzicht van de vollasturen wordt in tabel 3.3 weergegeven. Deze zijn voor de netaansluiting van 50% aangescherpt en wijken dus af van de vollasturen in SCE 2023.

Tabel 3.3

Vollasturen voor de categorieën voor zon-pv met een netaansluiting met een vermogen van 70% (kva) en 50% (gva) van het piekvermogen van de pv-panelen

Type installatie	Jaren 1 t/m 15	Jaren 16 t/m 20
Zon-pv op kva (netaansluiting 70% van het pv-vermogen)	900	845
Gebouwgebonden zon-pv op gva (netaansluiting 50%)	840	785
Grondgebonden zon-pv of zon-pv drijvend op water op gva (50%)	855	800

3.2.5 Eigen verbruik van elektriciteit uit zon-pv

Zon-pv kent twee correctiebedragen: voor levering aan het net en voor zelfconsumptie ('eigen verbruik' of niet-netlevering). Vanwege het gebruik van twee correctiebedragen moet bij zon-pv een gemiddelde langetermijnprijs tussen net-levering en niet-netlevering als referentie genomen worden. Tabel 3.4 geeft het aangenomen gemiddelde aandeel eigen verbruik voor SCE dat gebaseerd is op de kentallen uit SDE++ .

Tabel 3.4
Gemiddelde waarde van de niet-netlevering van elektriciteit van pv-systemen

Type installatie met fotovoltaïsche zonnepanelen	Netlevering	Niet-netlevering
Vermogen 15 – 100 kWp (kva, referentie 60 kWp)	100%	0%
Vermogen 15 – 500 kWp (gva, referentie 150 kWp)	35%	65%
Gebouwbonden 500 kWp - 6 MWp (gva, referentie 2,5 MWp)	40%	60%
Grondgebonden 500 kWp - 6 MWp (gva, referentie 10 MWp)	90%	10%
Drijvend op water 500 kWp - 6 MWp (gva, referentie 10 MWp)	90%	10%

3.3 Technisch-economische parameters

De technisch-economische parameters zijn samengevat in tabel 3.5 tot en met tabel 3.9 voor de vijf genoemde referentiesystemen, waarbij voor de categorieën op grootverbruikersaansluiting de kleinere netaansluiting doorgevoerd is op 50% van het piekvermogen van de pv-panelen.

Tabel 3.5
Technisch-economische parameters voor zon-pv met een piekvermogen van 15 - 100 kWp op een kleinverbruikersaansluiting (kva) in SCE 2024 met 2025 als peiljaar voor de investeringskosten. Netaansluiting is 70% van het vermogen van de pv-panelen

Parameter	Eenheid	Advies SCE 2023	Advies SCE 2024
Installatiegrootte	[kWp]	60	60
Vollasturen jaar 1-15 (jaar 16-20)	[uur/jaar]	800 (760)	900 (845)
Investeringskosten	[€/kW]	840	757
Vorbereidingskosten	[€/kW/jaar]	In investeringskosten (67)	In investeringskosten (67)
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	34,7	34,5
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0029	0,0029
Enmalige onderhoudskosten in jaar 13	[€]	1.080	900
Afsluitprovisie (€ 1000 in jaar 1)	€	1.000	1.000

Tabel 3.6

Technisch-economische parameters voor zon-pv met een piekvermogen van 15 - 500 kWp op een grootverbruikersaansluiting (gva) in SCE 2024 met 2025 als peiljaar voor de investeringskosten. Netaansluiting is 50% van het vermogen van de pv-panelen

Parameter	Eenheid	Advies SCE 2023	Advies SCE 2024
Installatiegrootte	[kWp]	150	150
Vollasturen jaar 1-15 (jaar 16-20)	[uur/jaar]	800 (760)	840 (785)
Investeringskosten	[€kW]	752	668
Vorbereidingskosten	[€/kW/jaar]	In investeringskosten (73)	In investeringskosten (73)
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	27,2	26,9
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0029	0,0029
Enmalige onderhoudskosten in jaar 13	[€]	2.700	2.250
Afsluitprovisie (€ 1000 in jaar 1)	[€]	1.000	1.000

Tabel 3.7

Technisch-economische parameters voor gebouwgebonden zon-pv met een piekvermogen van 500 kWp - 6 MWp op een grootverbruikersaansluiting (gva) in SCE 2024 met 2026 als peiljaar voor de investeringskosten. Netaansluiting is 50% van het vermogen van de pv-panelen

Parameter	Eenheid	Advies SCE 2023	Advies SCE 2024
Installatiegrootte	[kWp]	-	2500
Vollasturen jaar 1-15 (jaar 16-20)	[uur/jaar]	-	840 (785)
Investeringskosten	[€kW]	-	559
Vorbereidingskosten	[€/kW/jaar]	-	In investeringskosten (27)
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	-	16,1
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	-	0,0029
Enmalige onderhoudskosten in jaar 13	[€]	-	35.000
Afsluitprovisie	[-]	-	1% op lening

Tabel 3.8

Technisch-economische parameters voor grondgebonden zon-pv met een piekvermogen van 500 kWp - 6 MWp op een grootverbruikersaansluiting (gva) in SCE 2024 met 2027 als peiljaar voor de investeringskosten. Netaansluiting is 50% van het vermogen van de pv-panelen

Parameter	Eenheid	Advies SCE 2023	Advies SCE 2024
Installatiegrootte	[kWp]	-	10000
Vollasturen jaar 1-15 (jaar 16-20)	[uur/jaar]	-	855 (800)
Investeringskosten	[€kW]	-	505
Vorbereidingskosten	[€/kW/jaar]	-	In investeringskosten (24)
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	-	14,6
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	-	0,0029
Eenmalige onderhoudskosten in jaar 13	[€]	-	130.000
Afsluitprovisie	[-]	-	1% op lening

Tabel 3.9

Technisch-economische parameters voor zon-pv drijvend op water met een piekvermogen van 500 kWp - 6 MWp op een grootverbruikersaansluiting (gva) in SCE 2024 met 2027 als peiljaar voor de investeringskosten

Parameter	Eenheid	Advies SCE 2023	Advies SCE 2024
Installatiegrootte	[kWp]	-	10000
Vollasturen jaar 1-15 (jaar 16-20)	[uur/jaar]	-	855 (800)
Investeringskosten	[€kW]	-	581
Vorbereidingskosten	[€/kW/jaar]	-	In investeringskosten (27)
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	-	16,9
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	-	0,0029
Eenmalige onderhoudskosten in jaar 13	[€]	-	130.000
Afsluitprovisie	[-]	-	1% op lening

4 Windenergie

4.1 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, 1.000 kW, aangesloten op een grootverbruikersaansluiting (gva)
- grootschalige windenergie-installaties, tot 6.000 kW, aangesloten op een gva.

De volgende wijzigingen zijn in dit SCE 2024-eindadvies aangebracht ten opzichte van de SCE 2024 wijzigingsnotitie:

- er is een nieuwe categorie grootschalige windenergie-installatie (zie paragraaf 4.1)
- de investeringskosten zijn gewijzigd (zie paragraaf 4.2.1)
- de voorbereidingskosten zijn aangepast (zie paragraaf 4.2.2)
- de jaarlijkse operationele kosten zijn gewijzigd (zie paragraaf 4.2.3).

In de SCE 2023 bedroeg het maximale vermogen van coöperatieve windprojecten 1.000 kW. Voor de SCE 2024 heeft EZK aan het PBL advies gevraagd over het faciliteren van projecten met grotere vermogens. Deelvragen daarbij waren onder andere of er voldoende concreet potentieel zou zijn, hoe overstimulering beperkt zou kunnen worden en waarom SDE++ niet passend zou zijn. Deze vragen worden hieronder geadresseerd.

Is er voldoende potentieel om coöperatieve windenergieprojecten boven 1000 kW te faciliteren?

Volgens zowel een enquête gehouden door een koepelorganisatie als de Lokale Energie Monitor (LEM) zijn er een aantal coöperatieve windenergieprojecten in de voorbereidende of verkennende fase. Daarnaast zijn er ook projecten die om verschillende redenen (voorlopig) zijn gestrand. Dit suggereert dat er nog onbenutte locaties voor windenergieprojecten zijn die eventueel geëxploiteerd kunnen worden.

Eisen aan SCE-projecten

Het doorslaggevend verschil tussen de SCE en de SDE++ is de eis dat de aanvraag van een Vereniging van Eigenaren of energie-coöperatie komt. Daarnaast zijn er onder andere de volgende aanvullende eisen voor windenergie:

- Minimaal één deelnemend lid per 2 kW vermogen
- Deelnemende leden wonen of zijn gevestigd binnen de postcoderoos
- Deelnemende leden zijn aangesloten op een kva
- Per adres is niet meer dan één persoon of bedrijf lid van de energiecoöperatie.

Waarom is SDE++ niet passend voor deze eventuele projecten?

Volgens de indieners van de enquête is de voornaamste reden dat de SDE++-regeling niet passend is voor deze projecten is dat de vastgestelde basisbedragen te laag zijn om een robuuste business-case te realiseren. De specifieke redenen hierachter zijn niet aangegeven door de respondenten.

Overlap tussen SCE en SDE++, risico op verschuiving van SDE++ naar SCE

Het verhogen van de bovengrens voor windenergie in de SCE leidt onvermijdelijk tot meer overlap met de SDE++. Met de bovengrenzen in de voorgaande SCE-rondes was er eigenlijk al overlap tussen de twee regelingen, maar vanwege grote schaalverschillen met de bijbehorende basisbedragverschillen waren het in feite aparte regimes. Bij het verhogen van de bovengrens is er een risico dat projecten die eigenlijk onder de SDE++ zouden moeten vallen, toch als SCE-projecten worden ingediend. Dit wordt deels gecompenseerd door de extra eisen waaraan SCE-projecten aan moeten voldoen.

Hoe kan overstimulering beperkt worden in SCE?

Het beperken van overstimulering in de SCE kan voornamelijk worden bereikt door de juiste grootte en formaat van de referentieinstallatie te kiezen. In het geval van windenergie in de SCE zou dat overeenkomen met een windturbine die gebruikelijk is bij SDE++-windenergieprojecten. Dit omdat de beoogde situatie een SDE++-windpark is waarbij één turbine onder de SCE valt. Hierbij worden de schaalvoordelen van een grotere SDE++-windpark benut, terwijl de (vermoedelijk) hogere basisbedragen het toch rendabel maken voor energiecoöperaties of VvE's.

Bovengrens voor windenergie in de SCE verhogen

Op basis van de bovenstaande overwegingen adviseren wij om de bovengrens voor windenergie in de SCE 2024 te verhogen naar 6.000 kW. Deze verhoogde bovengrens past het beste in nieuwe SCE-categorieën, waarbij ook naar gemiddelde windsnelheid wordt gedifferentieerd. De beoogde nieuwe categorie tot 6.000 kW is doorgerekend met een referentiewindturbine van 4.500 kW die deel uitmaakt van een groter (SDE++) windpark van 20 MW.

Vergeleken met het SCE 2023-eindadvies is het huidige eindadvies gebaseerd op een uitgebreider turbineportfolio met een bovengrens van 6.000 kW aan de hand van offertes opgevraagd in het tweede kwartaal van 2023; dat geeft een realistischere weergave van de huidige turbineprijzen. Hierdoor veranderen de eerdere veronderstellingen over investeringskosten en operationele kosten.

Net als bij de SDE++ wordt bij de SCE voor de berekening van de vollasturen gebruikgemaakt van windklasse-differentiatie. Figuur 4.1 toont de windkaart met op gemeentelijk niveau gedifferentieerde windklassen. Windkaart-differentiatie is van toepassing op grootschalige-referentie-installaties, waarbij we de ondergrens van de windklasse vertalen naar een windsnelheid op ashoogte. Voor de 15kW-referentie hanteren we een gemiddeld aantal vollasturen en maken we dus geen onderscheid naar windklassen.

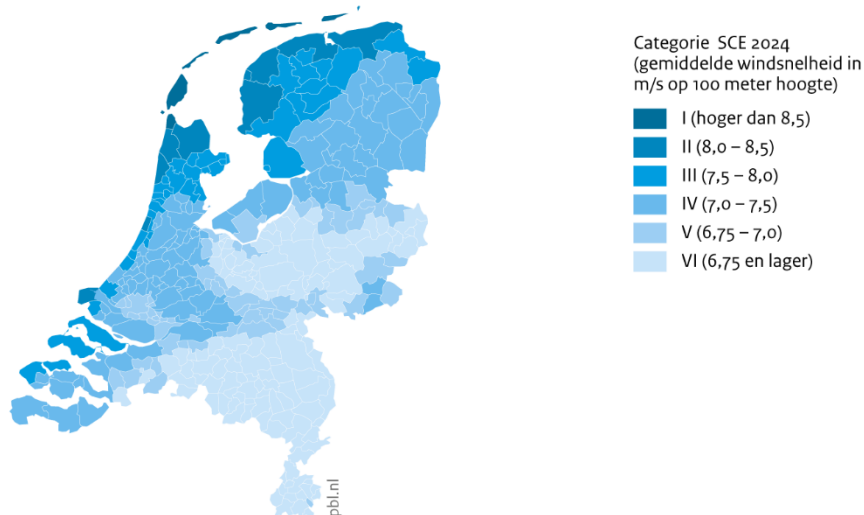
Er is een verschil tussen het windsnelheidsregime op de kaart en de werkelijke windsnelheid op ashoogte. Dat heeft te maken met het terugschalen van de 100m-referentiehoogte naar de ashoogte van de turbine. Een typische 900kW-turbine heeft een ashoogte van 50 meter, terwijl een 15kW-turbine op 15 meter zit. De 7,0 m/s op de windkaart vertaalt zich naar ongeveer 6 m/s op de ashoogte van een 900kW-turbine en naar ongeveer 5 m/s op de ashoogte van een 15kW-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.

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

Figuur 4.1

Gemiddelde windsnelheid per gemeente, 2004 – 2013



Bron: KNMI, CBS, RVO

4.2 Kostenbevindingen

In de berekening wordt de kostenmethodiek van de SDE++-basisbedragen gehanteerd. Uit markt- en brancherapporten komt naar voren dat het aantal windenergieprojecten, ontwikkeld door windenergiecoöperaties in Nederland, relatief beperkt is (HIER & RVO 2023), zowel qua omvang als qua vermogen. In dit rapport is er meer differentiatie in de turbinekeuzes, met het oog op de kosteneffectiviteit van windenergieprojecten.

4.2.1 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-installatie van 15 kW wordt uitgegaan van geen aansluitingskosten voor het netwerk, terwijl voor de referentie-installaties van 1.000 kW en tot 6.000 kW wordt uitgegaan van respectievelijk 200 euro/kW en 100 euro/kW.

Voor een SCE-systeem voor een windenergieproject op land op een kleinverbruikersaansluiting worden de investeringskosten vastgesteld op 2.720 euro/kW, voor een project op een grootverbruikersaansluiting tot 1.000 kW wordt gerekend met 1.935 euro/kW, voor een installatie tot 6.000 kW wordt er gerekend met 1.430 euro/kW.

Rekening houdend met de voorbereidingskosten die nu in de investeringskosten zijn opgenomen, berekenen we de totale investeringskosten op 2.853 euro/kW voor het referentiesysteem van

15 kW, op 2.135 euro/kW voor het referentiesysteem van 1.000 kW en 1.530 euro/kW voor een referentie-installatie van 4.500 kW.

4.2.2 Voorbereidingskosten

Vorbereidingskosten worden met ingang van de SCE 2022 beschouwd als onderdeel van de investeringskosten. Specifiek voor coöperaties geldt dat er vanwege de kleine schaal van projecten 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 zien we dat de ontwikkel- of voorbereidingskosten van coöperatieve zon-pv- en windenergieprojecten 5 tot maximaal 10 procent van de investeringskosten bedragen (Rebel 2016). De hoogte van de voorbereidingskosten is afhankelijk van de complexiteit en de grootte van projecten en wel aflopend bij grotere projecten en gebundelde kleinere projecten. Net als in 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 2.000 euro voor de 15kW-referentie-installatie op een kleinverbruikersaansluiting. Voor de 1.000kW-referentie-installatie worden de voorbereidingskosten op 200.000 euro geschat en voor de 4.500kW-installatie op 450.000 euro. Dit komt voor het referentieproject van 15 kW neer op 133 euro/kW, voor het systeem van 1.000 kW op 200 euro/kW en 100 euro/kW voor een referentieproject van 4.500 kW. Tabel 4.1 laat voor de referentie-installaties zien wat de geschatte cumulatieve waarde van de voorbereidingskosten is.

Tabel 4.1

Vorbereidingskosten windenergie op land voor de drie referentie-installaties

Referentie-installatie	Waarde [€]	Waarde voor referentiesysteem [€/kW]
15 kW, kleinverbruikersaansluiting	2.000	133
1.000 kW, grootverbruikersaansluiting	200.000	200
4.500 kW, grootverbruikersaansluiting	450.000	100

4.2.3 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). Ze zijn samengevat in tabel 4.2 en tabel 4.3.

Variabele operationele kosten (exploitatiekosten) omvatten garantie- en onderhoudskosten, grondkosten en de transactiekosten. De garantie- en onderhoudskosten zijn vastgesteld op 0,0172 euro/kWh voor het 15kW-referentieproject, 0,0120 euro/kWh voor het 1.000kW-referentieproject en 0,0071 euro/kWh voor het 4.500kW-referentie-installatie. Boven op de genoemde turbineonderhoudskosten komen de grondkosten en een opslag voor de basisprijspremie. In lijn met de uitgangspunten van het ministerie van EZK 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 15kW-referentieproject uit op 0,0222 euro/kWh, voor 1.000 kW op 0,0170 euro/kWh en voor een 4.500kW referentieproject op 0,0121 euro/kWh.

Tabel 4.2
Variabele operationele kosten windenergie op land

Component	Eenheid	Referentie-in- stallatie 15 kW (kva)	Referentie-in- stallatie 1.000 kW (gva)	Referentie-in- stallatie 4.500 kW (gva)
Garantie en onderhoudskosten	[€/kWh]	0,0172	0,0120	0,0071
Grondkosten	[€/kWh]	0,0021	0,0021	0,0021
Opslag voor transactiekosten en basisprijspremie	[€/kWh]	0,0029	0,0029	0,0029
Totaal variabele operationele kosten	[€/kWh]	0,0222	0,0170	0,0121

De vaste jaarlijkse kosten betreffen kosten voor onder andere: administratie, verzekering (WA-verzekering, machinebreukverzekering, stilstandverzekering), netinstandhoudingskosten en OZB. Deze kosten zijn samengevat in tabel 4.3. 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 4.3
Overzicht van vaste operationele kosten (€/kW/jaar)

Component	Eenheid	Referentie- installatie 15 kW (kva)	Referentie- installatie 1.000 kW (gva)	Referentie- installatie 4.500 kW (gva)
Netinstandhoudingskosten	[€/kW]	0,0	0,3	4,3
OZB	[€/kW]	0,6	1,6	5,6
Verzekeringen (stilstandverzekering, WA-verzekering, machine- breukverzekering)	[€/kW]	4,8	5,0	3,0
Eigen verbruik	[€/kW]	0,3	0,2	0,2
Administratiekosten (inclusief boekhouding)	[€/kW]	9,5	4,2	0,9
Land- en wegenonderhoud	[€/kW]	1,0	0,2	0,1
Bestuurdersaansprakelijkheid	[€/kW]	2,8	1,5	2,0
Vleermuis- en vogeldetectie- systeem	[€/kW]	-	-	0,4
Totaal	[€/kW]	19,0	13,0	16,5

De vaste kosten zijn voor deze analyse geschat op 19,0 euro/kW per jaar voor de 15 kW-referentie-installatie, 13,0 euro/kW per jaar voor de 1.000 kW-referentie-installatie en 16,5 euro/kW voor de referentie-installatie van 4.500 kW.

4.2.4 Technisch-economische parameters

De technisch-economische parameters voor de windenergie-op-land-referentie-installatie van 15 kW op een kleinverbruikersaansluiting zijn samengevat in tabel 4.4. De technisch-economische parameters voor de windenergie-op-land-referentie-installatie van 1.000 kW en 4.500 kW op een grootverbruikersaansluiting zijn samengevat in tabel 4.5 en 4.6 respectievelijk.

Tabel 4.4

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

Parameter	Eenheid	Advies SCE 2023	Advies SCE 2024
Vermogen	[kW]	15	15
Investeringskosten (inclusief voorbereidingskosten)	[€/kW]	2.525	2.853
Vorbereidingskosten (als onderdeel van investeringskosten)	[€/kW]	100	133
Vollasturen	[uur/jaar]	2.140	2.140
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	19,0	19,0
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0206	0,0222
Afsluitprovisie (1% van aandeel vreemd vermogen)	[€]	1% op lening	1% op lening

Tabel 4.5

Technisch-economische parameters windenergie op land, 1.000 kW, grootverbruikersaansluiting

	Eenheid	Advies SCE 2023	Advies SCE 2024
Vermogen	[kW]	1.000	1.000
Investeringskosten (inclusief voorbereidingskosten)	[€/kW]	1.875	2.135
Vorbereidingskosten (als onderdeel van investeringskosten)	[€/kW]	150	200
Vollasturen	[uur/jaar]	1.530-2.400	1.530 - 2.400
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	13,0	13,0
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0140	0,0170
Afsluitprovisie (1% van aandeel vreemd vermogen)	[€]	1% op lening	1% op lening

Tabel 4.6

Technisch-economische parameters windenergie op land, 4.500 kW, grootverbruikersaansluiting

	Eenheid	Advies SCE 2023	Advies SCE 2024
Vermogen	[kW]	-	4.500
Investeringskosten (inclusief voorbereidingskosten)	[€/kW]	-	1.530
Vorbereidingskosten (als onderdeel van investeringskosten)	[€/kW]	-	100
Vollasturen	[uur/jaar]	-	3575 - 2425
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	-	16,5
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	-	0,0121
Afsluitprovisie (1% van aandeel vreemd vermogen)	[€]	-	1% op lening

4.2.5 Opbrengsten windenergie

De berekeningen van de basisbedragen worden gemaakt in het 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 gebruikgemaakt 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 windenergie-categorie.

5 Waterkracht

5.1 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.

Ten opzichte van het SCE 2023-eindadvies zijn de kostenparameters ongewijzigd, we hebben geen concreet commentaar op deze categorie ontvangen.

5.2 Kostenbevindingen

We geven hierna een toelichting op de kosten en in tabel 6.1 zijn alle parameters samengevat.

5.2.1 Investeringskosten

In de investeringskosten zijn behalve de techniekkosten ook de kosten voor de netwerkaansluiting, notariskosten en bouwconstructierapporten en voorbereidingskosten meegenomen.

5.2.2 Voorbereidingskosten

Ten opzichte van het SCE-advies voor 2023 zijn de projectvoorbereidingskosten niet bijgesteld en het bedrag blijft 65.000 euro. Dit komt voor het referentieproject van 50 kW dan neer op 1.300 euro/kW. 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.

5.2.3 O&M-kosten

In overeenstemming met de SDE++ worden opslagen voor transactiekosten en de basisprijspremie als variabele O&M-kosten ook meegenomen in de analyse.

5.2.4 Technisch-economische parameters

De technisch-economische parameters zijn samengevat in tabel 5.1 voor het referentiesysteem.

Tabel 5.1

Technisch-economische parameters waterkracht, 50 kW

Parameter	Eenheid	Advies	Advies
		SCE 2023	SCE 2024
Vermogen	[kW]	50	50
Investeringskosten inclusief ontwikkelkosten	[€/kW]	6.580	6.580
Vollasturen	[uur/jaar]	5.000	5.000
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	110	110
Opslag voor transactiekosten en basisprijspremie	[€/kWh]	0,0029	0,0029
Afsluitprovisie	[€]	1% op lening	1% op lening

6 Conclusie

Tabel 6.1 laat de basisbedragen en bijbehorende vollasturen zien voor de SCE in 2024. Ter vergelijking worden ook de basisbedragen van de afgelopen jaren getoond. De tabel toont ook de correcties voor de bevoorschotting in 2024 (correctiebedragen voor zon-pv en windenergie inclusief de waarde van Garanties van Oorsprong) en de basisprijzen. Voor een toelichting op deze parameterwaarden verwijzen we naar het SDE++ 2023-eindadvies.

Tabel 6.1
Overzicht subsidieparameters SCE 2024

Categorie	Basis- bedrag SCE 2023 [€/kWh]	Vollast- uren SCE 2024 [uur/jr]	Basis- bedrag SCE 2024 [€/kWh]	Voorlopig correctie- bedrag 2024 (incl. GvO) [€/kWh]	Voorlopig correc- tiebedrag 2024 (incl. GvO, exclu- sief negatieve uurblokken) [€/kWh]	Basis- prijs [€/kWh]
Zon-pv 15 – 100 kWp (kva, net 70%, referentie 60 kWp) (netlevering)	0,140	900	0,124	0,122	0,128	0,048
Zon-pv 15 – 500 kWp (gva, net 50%, referentie 150 kWp) (netlevering)	0,131	840	0,109	0,122	0,128	0,048
Zon-pv gebouwgebonden 500 kWp - 6 MWp (gva, net 50%, referentie 2,5 MWp) (netlevering)	-	840	0,081	0,122	0,128	0,048
Zon-pv grondgebonden 500 kWp - 6 MWp (gva, net 50%, referentie 10 MWp) (netlevering)	-	855	0,070	0,122	0,128	0,048
Zon-pv drijvend op water 500 kWp - 6 MWp (gva, net 50%, referentie 10 MWp) (netlevering)	-	855	0,083	0,122	0,128	0,048
Zon-pv 15 – 500 kWp (gva, net 50%, referentie 150 kWp) (niet-netlevering)	0,131	840	0,109	0,158	0,164	0,082
Zon-pv gebouwgebonden 500 kWp - 6 MWp (gva, net 50%, referentie 2,5 MWp) (niet-netlevering)	-	840	0,081	0,158	0,164	0,082

Categorie	Basis- bedrag SCE 2023 [€/kWh]	Vollast- uren SCE 2024 [uur/jr]	Basis- bedrag SCE 2024 [€/kWh]	Voorlopig correctie- bedrag 2024 (incl. GvO) [€/kWh]	Voorlopig correc- tiebedrag 2024 (incl. GvO, exclu- sief negatieve uurblokken) [€/kWh]	Basis- prijs [€/kWh]
Zon-pv grondgebonden 500 kWp - 6 MWp (gva, net 50%, referentie 10 MWp) (niet-net-levering)	-	855	0,070	0,158	0,164	0,082
Zon-pv drijvend op water 500 kWp - 6 MWp (gva, net 50%, referentie 10 MWp) (niet-net-levering)	-	855	0,083	0,158	0,164	0,082
Windenergie, 15 kW op kva	0,147	2140	0,166	0,111	0,115	0,041
Windenergie, 1 MW – windsnelheid > 8,50 m/s op gva	0,091	2400	0,106	0,111	0,115	0,041
Windenergie, 1 MW – windsnelheid 8,00 - 8,50 m/s op gva	0,097	2220	0,114	0,111	0,115	0,041
Windenergie, 1 MW – windsnelheid 7,50 - 8,00 m/s op gva	0,112	1910	0,132	0,111	0,115	0,041
Windenergie, 1 MW – windsnelheid 7,00 - 7,50 m/s op gva	0,120	1780	0,141	0,111	0,115	0,041
Windenergie, 1 MW – windsnelheid 6,75 - 7,00 m/s op gva	0,129	1650	0,152	0,111	0,115	0,041
Windenergie, 1 MW – windsnelheid < 6,75 m/s op gva	0,138	1530	0,163	0,111	0,115	0,041
Windenergie, tot 6MW – windsnelheid > 8,50 m/s, (referentie 4500 kW, gva)	-	3575	0,052	0,111	0,115	0,041
Windenergie, tot 6MW – windsnelheid 8,00 - 8,50 m/s, (referentie 4500 kW, gva)	-	3450	0,053	0,111	0,115	0,041
Windenergie, tot 6MW – windsnelheid 7,50 - 8,00 m/s, (referentie 4500 kW, gva)	-	3100	0,059	0,111	0,115	0,041
Windenergie, tot 6MW – windsnelheid 7,00 – 7,50 m/s, (referentie 4500 kW, gva)	-	2810	0,066	0,111	0,115	0,041

Categorie	Basis- bedrag SCE 2023 [€/kWh]	Vollast- uren SCE 2024 [uur/jr]	Basis- bedrag SCE 2024 [€/kWh]	Voorlopig correctie- bedrag 2024 (incl. GvO) [€/kWh]	Voorlopig correc- tiebedrag 2024 (incl. GvO, exclu- sief negatieve uurblokken) [€/kWh]	Basis- prijs [€/kWh]
Windenergie, tot 6MW – windsnelheid 6,75 – 7,00 m/s, (referentie 4500 kW, gva)	-	2600	0,071	0,111	0,115	0,041
Windenergie, tot 6MW – windsnelheid < 6,75 m/s, (referentie 4500 kW, gva)	-	2425	0,076	0,111	0,115	0,041
Waterkracht, 50 kW	0,171	5000	0,170	0,144	0,149	0,060

De basisbedragen laten bij alle in SCE 2023 bestaande categorieën voor zon-pv een daling zien, die terug te voeren is op de trend van de dalende marktprijzen, die in het SCE-advies bovendien geëxtrapoleerd wordt naar het jaar 2025. Voor windenergie zijn alle in SCE 2023 bestaande basisbedragen toegenomen. Bij waterkracht is het basisbedrag iets gedaald.

Afkortingen

CPB	Centraal Planbureau
DNV	Det Norske Veritas
DSCR	<i>Debt Service Coverage Ratio</i> , de dekkingsgraad van de lening
ECB	Europese Centrale Bank
Euribor	<i>Euro Interbank Offered Rate</i>
EV	eigen vermogen
EZK	Het ministerie van Economische Zaken en Klimaat
gva	grootverbruikersaansluiting
HCIP	<i>harmonised index of consumer prices</i> , consumentenprijsindex
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IRS	<i>Interest rate swap</i> , renteruilcontract
KEV	Klimaat- en energieverkenning
kva	kleinverbruikersaansluiting
LEM	Lokale Energie Monitor
O&M	<i>operation and maintenance</i> , bedrijfsvoering en onderhoud
OT	onrendabele top
OZB	Onroerendezaakbelasting
PBL	Planbureau voor de Leefomgeving
PVT	<i>photovoltaic-thermal</i> , zon-pv gecombineerd met warmteproductie middels geïntegreerde collectoren
RVO	Rijksdienst voor Ondernemend Nederland
SCE	Subsidieregeling Coöperatieve Energieopwekking
SDE++	Stimulering Duurzame Energieproductie en Klimaattransitie
SPF	<i>Survey of Professional Forecasters</i>
TNO	Nederlandse Organisatie voor toegepast-natuurwetenschappelijk onderzoek
VV	vreemd vermogen

Referenties

CPB (2022), *Actualisatie Verkenning middellange termijn tot en met 2030*, maart 2022.

ECB (2022), *The ECB Survey of Professional Forecasters*, derde kwartaal van 2022, juli 2022.

HIER & RVO (2021), *Lokale Energie Monitor 2020*.

HIER & RVO (2022), *Lokale Energie Monitor 2021*.

HIER & RVO (2023), *Lokale Energie Monitor 2022*.

Rebel (2016), *Faciliteit Ontwikkeling Energiecoöperaties*.

Bijlagen

Bijlage 1 Uitgangspunten

De uitgangspunten van het ministerie van EZK voor SCE 2024 zijn hieronder weergegeven. Nieuw hierin ten opzichte van SCE 2023 is de adviesvraag over het faciliteren van projecten met grotere vermogens voor zon-pv en windenergie in de SCE.

Algemeen

In lijn met de SDE++-systematiek wordt een advies gevraagd voor de basisbedragen, de correctiebedragen en de basisenergieprijzen voor de SCE-regeling. Het PBL wordt gevraagd basisbedragen te berekenen voor:

- Zon-pv aangesloten op een grootverbruikersaansluiting (15 kWp - 500 kWp).
 - Zon-pv aangesloten op een kleinverbruikersaansluiting (15 kWp - 100 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.
 - EZK vraagt PBL om advies over het faciliteren van projecten met grotere vermogens in de SCE. EZK hoort graag van PBL of PBL voldoende concreet potentieel ziet om coöperatieve projecten voor zon en wind boven respectievelijk 0,5 MW en 1 MW te faciliteren. EZK neemt hierbij graag overwegingen ten aanzien van de beperking van overstimulering en duidelijkheid waarom de SDE++ niet passend zou kunnen zijn voor deze eventuele projecten. Indien PBL voldoende, concrete coöperatieve projecten in een gevorderd stadium ziet (bijvoorbeeld die zich melden via de marktconsultatie), dan ontvangt EZK graag advies over in welke (mogelijk nieuwe) categorieën dit potentieel in de SCE geaccommodeerd zou kunnen worden.
 - De basisbedragen worden uitgedrukt in euro/kWh.
 - In de SCE wordt het maximaal te subsidiëren basisbedrag afgetopt op 0,15 euro/kWh.
 - Een referentieproject is een energiecoöperatie (geen VVE) die volledig bestaat uit burgers (1 deelnemer per 5 kWp voor zon-pv en 1 deelnemer per 2 kWp voor windenergie) die zelf het benodigde financieel vermogen inleggen.
 - De realisatietermijn is 2 jaar voor zon-pv, 3 jaar voor de overige technieken.
 - Onder het basisbedrag 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.

- 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.
- De subsidieperiode is 15 jaar.
- Binnen een categorie moet het merendeel van de projecten gerealiseerd kunnen worden met het berekende basisbedrag.
- Een categorie wordt dusdanig vormgegeven en doorgerekend dat meerdere technologie-aanbieders hiervoor in aanmerking kunnen komen.
- De basisbedragen worden berekend met inachtneming van de op 1 januari 2023 bekende wet- en regelgeving die op 1 juli 2023 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.
- Bij het bepalen van de kostenparameters wordt rekening gehouden 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

- Er wordt van projectfinanciering uitgegaan.
- De voordelen van groenfinanciering worden verrekend als deze generiek van toepassing zijn op een categorie.
- Er wordt rekening gehouden met bijzondere kenmerken en diversiteit van SCE-projecten bij het bepalen van de financiële parameters.
- 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.
- 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 (GvO's).
- Voor installaties op een kleinverbruikersaansluiting wordt uitgegaan 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 wordt gebaseerd op een productie-installatie voor de productie van hernieuwbare elektriciteit uit zonlicht uitsluitend door middel van fotonvoltaïsche zonnepanelen (zon-pv).
- 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 gebouwinegratie 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.
- Voor zon-pv-systemen op grootverbruikersaansluiting worden de basisbedragen bepaald voor een 50% van het vermogen van de zonnepanelen met als doel dat deze systemen beter aansluiten op de van toepassing zijnde netcapaciteit.

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.
- Voor de windsnelheid wordt uitgegaan van de windviewer en een door de aanvrager aan te leveren windrapport, conform de SDE++-systematiek.

Bijlage 2 Reacties uit de marktconsultatie

Tabel B.1

Reacties uit de marktconsultatie

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
Financiering	Wijzigingsnotitie: de aanneming van projectfinanciering betekent dat de rente te laag wordt ingeschat: projectfinanciering is beschikbaar voor grote leningen boven € 1 mln of soms zelfs pas boven € 3-5 mln. Deze vorm heeft relatief lage(re) rente. Voor 'kleinere' projecten is er bijvoorbeeld het Realisatiefonds (onder € 1 mln) – dat zijn kleinere leningen, maar hogere rente dan projectfinanciering.	Net als eerdere jaren is in het advies aangesloten bij de berekening van de rente door het Realisatiefonds. Het resulterende rentetarief is adequaat. Wel is terecht aangegeven dat projectfinanciering niet mogelijk is voor SCE projecten. In het advies is dan ook verduidelijkt dat projectfinanciering is opgevat als projectmatige financiering.
Financiering	We zien dat de restwaarde na 15 jaar zeer laag is, vaak € 0 om verschillende redenen: het Recht van Opstal verloopt, of de installatie gaat over aan de eigenaar van grond of gebouw. Ook eisen zakelijke financiers dat gerekend wordt met lage restwaarde of o. Aanneming restwaarde € 0 is beter.	We hebben geen bewijs ontvangen voor deze stelling. De economische levensduur van zon-pv SCE projecten is zeker 20 jaar, waardoor er na 15 jaar nog inkomsten worden behaald en restwaarde over is.
Financiering	Er wordt hier genoemd dat 'kleinschaligheid van waterkrachtprojecten' bepaalde effecten heeft. Het is niet duidelijk waarom waterkrachtprojecten kleinschaliger zouden zijn dan andere SCE projecten. Voor zover dit bepaald wordt door de opgelegde maximale project-grootte van SCE projecten is dit natuurlijk een 'self-fulfilling prophecy' en stellen we voor de projectgrootte gelijk te trekken voor alle technologieën. Er is geen reden om onderscheid in projectgrootte te maken, voor zover wij zien.	Vanwege de kleinschaligheid van waterkrachtprojecten wordt met een hogere rente gerekend en ontvangen deze projecten een hoger basisbedrag. We hebben geen concrete signalen dat de bovengrens voor waterkracht te laag zou zijn. Zie ook de reactie bij het onderwerp waterkracht. Verder is de huidige maximale projectgrootte vastgelegd door een uitgangspunt van EZK.
Financiering	Het is ons onduidelijk waarom er voor waterkrachtprojecten geen economische restwaarde zou zijn. In de SDE++ is zelfs een categorie renovatie, wat dit tegenspreekt.	Er is wel restwaarde maar die wordt gecompenseerd door de kosten die gemaakt moeten worden om de locatie in oorspronkelijke staat te herstellen. Voor de businesscase nemen we de positieve restwaarde dus niet mee.
Zon-pv	Wij plaatsen doorgaans kleinere daksystemen op GV aansluitingen dan 150 kWp. Het zou fijn zijn als er ook een categorie is voor kleine systemen op een GV aansluiting (bijvoorbeeld tot 100 kWp). Dan kunnen we dat met een directe meting SAP op de GV aansluiting aansluiten.	In dit advies wordt gekeken naar uitbreiding richting grotere systemen.
Zon-pv	Investeringskosten in 2022 zijn flink hoger dan €0,76 per kWp zoals gerapporteerd in het eindadvies SCE 2023	Het peiljaar voor SCE 2024 is 2025, wij kijken voor het huidige advies niet naar de kosten uit het verleden maar naar de kosten in de toekomst.
Zon-pv	De in SCE 2023 gehanteerde ontwikkelkosten zijn lager dan wat we in de praktijk zien. Vooral kleinere projecten kosten veel acquisitie- en voorbereidingstijd. Graag zouden we	Acquisitietijd wordt niet door SCE vergoed. Zowel de projecten op kva als op gva zouden gekenmerkt moeten worden door de bedragen die in

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
	hogere marges zien bij grotere projecten zodat we daarnaast ook kleine projecten kunnen blijven ontwikkelen die eigenlijk niet rendabel zijn.	het merendeel van de gevallen de kosten dekken.
Zon-pv	Carports en esthetische pv aan de gevel (zowel op kva als op gva) zouden een aparte categorie verdienen.	In dit advies wordt gekeken naar uitbreiding richting grotere systemen.
Zon-pv	Het eisen van een kleinere netaansluiting voor SCE-systemen zoals ook voor SDE++ gedaan wordt is nuttig maar dan wel graag met dekkende tarieven.	In dit advies rekenen we voor systemen op gva inderdaad met een maximale aansluitcapaciteit van 50% van het piekvermogen van de pv-panelen.
Zon-pv	We stellen voor om maximaal gebruik te maken van de verruimde mogelijkheden om grotere projecten te subsidiëren: 6 MWp opgesteld vermogen zonne-energie en 18 MW opgesteld vermogen windenergie. Dit geeft de ruimte voor energie-coöperaties om hun portfolio uit te breiden met projecten die anders niet gerealiseerd zouden worden. Sommige coöperaties zouden zelfs projecten willen ontwikkelen van meer dan 10 MWp, waarbij dan naar SDE++ gekeken wordt. We kennen 25 projecten die projecten zouden willen ontwikkelen boven de huidige SCE-grens van 500 kWp voor zon-pv. Daarvan is 44% kleiner dan 1 MWp, 68% kleiner dan 2 MWp en 80% kleiner dan 3 MWp. Als de bovengrens tot 6 MWp zou lopen dan worden zo 92% van de projecten haalbaar.	<p>We streven bij het ophogen van de bovengrens voor zon-pv naar het beperkt houden van de aantallen categorieën en waar mogelijk afstemming met de referentie-grootte die bij SDE++ gehanteerd wordt. Daarbij beweegt de SCE zich dan richting SDE++, met hogere basisbedragen. Risico daarbij is dat projecten die normaal gesproken met SDE++ uitgevoerd zouden kunnen worden, toch opteren voor SCE.</p> <p>Uitgangspunten bij de definitie van nieuwe categorieën zijn:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Vanwege de trend om grote projecten te ontwikkelen de bovengrens zo hoog mogelijk (6 MWp bij zon-pv). - De keuze voor het referentiesysteem kan dan ook hoger liggen. Zie de tekst in hoofdstuk 3. <p>Voorstel extra categorieën:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Dak 500 kWp – 6 MWp met referentie 2,5 MWp - Veld 500 kWp – 6 MWp met referentie 10 MWp - Drijvend op water 500 kWp – 6 MWp met referentie 10 MWp
Zon-pv	Investeringskosten zon-pv in 2022 (2023?) zijn zo'n €1,2 per kWp en zien we een algemene prijsstijging van 15% in de afgelopen jaren.	Het peiljaar voor SCE 2024 is 2025, wij kijken voor het huidige advies niet naar de kosten uit het verleden maar naar de kosten in de toekomst.
Zon-pv	Bij de verzekeringen zien we forse prijsstijgingen van soms wel 100%	Eerdere jaren hebben we voor verzekering hogere kosten doorgevoerd en deze lijken nu nog passend.
Zon-pv	De administratiekosten worden hoger. Waar in eerste instantie coöperaties veel in vrijwillige tijd deden komen ze nu op een schaalniveau waar dat niet meer haalbaar is. Dan gaan de kosten voor administratie omhoog voor een coöperatie en de projecten die niet eerder met die kosten hoefden te rekenen.	Het werken met betaalde krachten werkt inderdaad kostenverhogend. Dat is niet meegenomen in de huidige bepaling van het basisbedrag.

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
Zon-pv	Behalve gebouw- en grondgebonden zon-pv is er behoefte aan een nieuwe categorie zon-pv boven parkeerplaatsen, waarbij ook de onderbouw gefinancierd moet worden.	In dit advies wordt gekeken naar uitbreiding richting grotere systemen voor de reeds in de regeling bestaande vormen van zon-pv. We adviseren nu geen nieuwe categorie zon-pv boven parkeerplaatsen.
Zon-pv	Het werken met een referentie grootte is nadelig voor de projecten die onder deze grootte zitten, en voordelig voor projecten die erboven zitten. Na zeven jaar postcode-roosprojecten zijn de meest ideale locaties gebruikt en zullen de projecten op kleinverbruikersaansluitingen kleiner worden. We stellen voor om de referentie grootte voor pv-systemen op kva naar beneden aan te passen.	Dit kenmerk van SCE en SDE++ is bekend en zal toch gehandhaafd blijven. Het verlagen van de referentie grootte zou voor meer overstimulering zorgen. Nu de bovengrens voor zon-pv verhoogd wordt naar 6 MWp is er naar verwachting weer nieuw potentieel.
Zon-pv	Differentiatie tussen veld en zon op object is wenselijk omdat we een grote vraag zien ontstaan voor zonnepanelen op parkeerterreinen ontwikkeld door energiecoöperaties.	In SCE wordt zon-pv in de range 500 kWp – 6 MWp onderverdeeld in drie categorieën: dak, veld en drijvend op water.
Zon-pv	Om meer in lijn te komen met de SDE 50% aansluitwaarde, overweeg een verhoging van de het maximum generatorvermogen van 100 kWp naar 117 kWp; $3 \times 80A = 55,2 \text{ kW}$; bij (uitzonderlijke situatie) toepassing van een scheidingstrafo gaat circa 5% energie verloren. Daarom 58,1 kW aanhouden. Bij 50% hoort dan een generator van 116,2 kWp. Afronden naar boven 117 kWp.	Wijzigen doorvoeren in de categoriegrenzen vraagt veel organisatie en lijkt op basis van de aangedragen informatie niet van wezenlijk belang.
Wind	Verschillende coöperaties ontwikkelen nu kleine windparken in stedelijk gebied of nabij luchthavens (tot 18 MW)	Input van windparken in onder andere de voorbereidende fase zijn altijd welkom.
Wind	Windinstallaties zijn op sommige locaties niet financieel dekkend te realiseren doordat gemeentelijke omgevingsplannen limieten bevatten voor ashogtes (radarverstoring) wat de turbinekeuze flink beperkt. 1. Laat gebruikte windmolens, omvormers en installatiecomponenten toe. Maar sluit eerder gebruikte zonnepanelen (nog steeds) uit. 2. Geef dergelijke ongunstige situaties met substantiele hoogtebeperkingen van overheidswegen opgelegd, een (aanzienlijk) hoger subsidiebedrag per kWh met basisbedragen voor de laagste windsnelheden die in de buurt komen van kleinschalige monomestvergisting (€ 0,2039).	Ter kennisgeving aangenomen.
Waterkracht	Het is onduidelijk waarom waterkracht projecten voor de SCE gelimiteerd zouden moeten worden tot 150 kW, terwijl bij andere technologieën projecten met grotere vermogens mogelijk zijn. In algemene zin zijn grotere projecten kosteneffectiever, dus dit benadeelt waterkrachtprojecten oneerlijk.	De bovengrens is gekozen om het merendeel van de projecten mogelijk te maken. Wij hebben geen concrete signalen dat de bovengrens te laag zou zijn. Als de bovengrens opgehoogd zou worden en grotere projecten inderdaad kosteneffectiever zouden zijn dan zou het basisbedrag omlaag gaan.