



SUBSIDIEREGELING COÖPERATIEVE ENERGIEOPWEKKING

Eindadvies 2025

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

13 december 2024

TNO

PBL

Colofon

Subsidieregeling Coöperatieve Energieopwekking – Eindadvies 2025

© PBL Planbureau voor de Leefomgeving

Den Haag, 2024

PBL-publicatienummer: 5469

Contact

sde@pbl.nl

Auteurs

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

De auteurs bedanken Daan van der Woude, Menno Kloosterman 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 2025*, 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 Klimaat en Groen Groei (KGG) advies over de Subsidieregeling Coöperatieve Energieopwekking (SCE) 2025. 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

Samenvatting	4
1 Beschrijving adviesvraag	8
1.1 Introductie	8
1.2 SCE versus SDE++	8
1.3 SCE 2025 versus SCE 2024	9
1.4 Rekenmethode	9
1.5 Meegenomen kosten	9
2 Financiering	11
2.1 Inleiding	11
2.2 Rendement op vreemd vermogen	12
2.3 Rendement op eigen vermogen	15
2.4 Verhouding vreemd en eigen vermogen	17
2.5 Vennootschapsbelasting	18
2.6 Inflatie	18
2.7 Afschrijvingstermijn	19
2.8 Economische restwaarde	19
2.9 Vermogenskostenvergoeding	20
3 Zonne-energie	21
3.1 Beschrijving referentie-installaties en wijzigingen	21
3.2 Kostenbevindingen	24
3.3 Technisch-economische parameters	32
4 Windenergie	35
4.1 Beschrijving referentie-installaties en wijzigingen	35
4.2 Kostenbevindingen	36
5 Waterkracht	41
5.1 Beschrijving referentie-installatie	41
5.2 Kostenbevindingen	41
6 Cijfermatig overzicht	42
6.1 Basisbedragen en vollasturen	42
6.2 Correctiebedragen en basiselektriciteitsprijzen	43
Afkortingen	45
Referenties	46
Bijlagen	47
Bijlage 1 Uitgangspunten	47
Bijlage 2 Reacties uit de marktconsultatie	50

Samenvatting

Het ministerie van Klimaat en Groene Groei (KGG) 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 2025. In het onderzoeksproces dat onderliggend is aan het advies, heeft het PBL ondersteuning gekregen van de Nederlandse Organisatie voor toegepast-natuurwetenschappelijk onderzoek (TNO). Tabel S.1 laat de basisbedragen en bijbehorende vollasturen zien voor de SCE in 2025. In dit rapport gaan we ervan uit dat de lezer bekend is met de SCE-regeling. Meer informatie hierover is te vinden op de [website van RVO](#).

Wijzigingen advies over financiële parameters

Het financiële totaalrendement is voor de meeste categorieën (licht) gedaald, met uitzondering van waterkrachtprojecten. De verklaring hiervoor is de gedaalde rente die, gecombineerd met het feit dat projecten in het algemeen vooral met vreemd vermogen worden gefinancierd, meer dan opweegt tegen de toename van het rendement op eigen vermogen voor alle kleinschalige SCE categorieën (zon-pv van tot en met 500 kWp, wind tot en met 1 MWp en waterkracht). Door kapitaalmarktontwikkelingen is de rente per categorie met 0,75 tot 1 procentpunt afgenomen ten opzichte van vorig jaar.

Het rendement op eigen vermogen is verhoogd voor alle kleinschalige zon-pv, wind en waterkracht categorieën, terwijl in lijn met de rendementsontwikkeling voor SDE++-projecten het rendement voor grootschalige zon-pv en wind categorieën is verlaagd ten opzichte van het vorige advies. Naar aanleiding van opmerkingen tijdens de marktconsultatie wordt verondersteld dat de financiële risico's van SCE- en SDE++-projecten vergelijkbaar zijn en is het rendement op eigen vermogen voor alle SCE-categorieën (vorig jaar alleen de grootschalige categorieën) afgeleid van het rendement op eigen vermogen van SDE++-projecten. Voor alle zon-pv en windcategorieën betekent dit een rendement op eigen vermogen van 6,5 procent en voor waterkracht van 8,5 procent.

Wijzigingen advies voor zon-pv

Aan de bepaling van de basisbedragen liggen diverse parameterwijzigingen ten grondslag, die elkaar soms versterken en soms tegenwerken. Hierbij is te denken aan wijzigingen in investeringskosten, operationele kosten en financieringslasten. Daarnaast is de aannahme voor het aantal productieve vollasturen verlaagd vanwege het recent veelvuldig voorkomen van uren met negatieve elektriciteitsprijzen. Vanwege de wijziging in het aantal vollasturen kan de wijziging van het basisbedrag enkel in samenhang met het aantal subsidiabele vollasturen van het betreffende jaar bekeken worden. Ten opzichte van het vorige advies nemen in dit advies de verwachte benodigde inkomsten, berekend als basisbedrag keer vollasturen, toe voor de drie gebouwgebonden categorieën (met 2% tot 8%, dus zonder het correctiebedrag in beschouwing te nemen), maar voor de grondgebonden en drijvende categorieën >500 kWp juist af (met 1% tot 3%, zonder het correctiebedrag in beschouwing te nemen). Voor zon-pv geldt dat het basisbedrag van de kleinste categorie, namelijk 15 tot 100 kWp op kleinverbruikersaansluiting (kva), ondanks de waargenomen sterke investeringskostendaling, toch licht toegenomen is. Het aantal vollasturen is voor deze categorie niet gewijzigd omdat deze systemen ook subsidie krijgen op moment dat de elektriciteitsprijs negatief is. Een belangrijke wijziging in de berekeningsmethode is de aangenomen periode van de levensduur voor de gebouwgebonden pv-systemen (van 20 naar 15 jaar). Voor de categorie zon-pv 15 tot 500 kWp op grootverbruikersaansluiting (gva) is daarbij ook nog het aantal vollasturen verlaagd

om rekening te houden met de verwachte uren waarvoor een negatieve elektriciteitsprijs geldt, waardoor het basisbedrag sterk toeneemt. Dit is ook doorgevoerd voor alle categorieën boven 500 kWp. Voor de gebouwgebonden categorie is daarbij de analyseperiode 15 jaar, terwijl deze voor de grondgebonden en drijvende categorieën ongewijzigd is ten opzichte van SCE 2024 (20 jaar). De gedaalde waarde van de aangenomen elektriciteitsprijs in de jaren na jaar 15 zorgt mede voor een toename van het basisbedrag. Nieuw toegevoegd in SCE 2025 zijn de twee natuur-inclusieve categorieën op land en op water. Projecten in deze categorieën kennen een hoger basisbedrag dan de vergelijkbare categorieën die niet expliciet natuurinclusief zijn.

Wijzigingen advies voor windenergie en waterkracht

Bij windenergie nemen alle basisbedragen in SCE 2025 toe ten opzichte van de basisbedragen in SCE 2024. In absolute termen varieert de toename van 0,006 tot 0,029 euro per kWh, in relatieve termen varieert de toename tussen 4% en 9%. De grootste factor achter deze stijgingen in de basisbedragen is de afname in de aangenomen elektriciteitskosten na de subsidieperiode. Daarnaast hadden de stijgingen in de investeringskosten een verhogend effect op de basisbedragen, vooral bij de windcategorieën voor projecten met als referentie grootte 15 kW en 1 MW. Verder zijn voor de 15kW- en 1MW-windenergiecategorieën de vaste en variabele operationele kosten gestegen. Voor de windenergiecategorieën tot 6 MW was er een daling in de vaste operationele kosten, terwijl de variabele operationele kosten licht zijn gestegen. Hoewel veranderingen in de financieringsparameters, met name de daling van de rente, een dempend effect hebben gehad, was er toch een stijging in de basisbedragen vanwege de bovengenoemde wijzigingen.

Voor waterkracht is het basisbedrag licht gestegen door het hogere rendement op eigen vermogen. Het aantal subsidiabele vollasturen is gelijk gebleven.

Wijzigingen advies met betrekking tot vollasturen

Naast bovengenoemde aanpassingen is ook gerekend met minder subsidiabele vollasturen voor die categorieën waarvoor geen subsidie verstrekt wordt tijdens uren met een negatieve day-ahead-prijs. Hierbij is aangenomen dat het aantal negatieve uren van het huidige hoge niveau, in 15 jaar daalt en normaliseert tot op het niveau van een jaar of 5 geleden, ofwel nagenoeg geen uren met negatieve prijs. Uitgaan van het huidige hoge aantal uren met negatieve prijs voor de gehele periode van 15 jaar, ofwel uitgaan van nog minder subsidiabele vollasturen, geeft niet alleen een risico op overstimulering in latere jaren mocht het aantal productieve uren toch gaan toenemen. Ook geeft een subsidieregeling die geënt is op veel minder subsidiabele vollasturen dan wat een installatie technisch kan halen, een ongewenste prikkel om systemen anders te ontwerpen. Zo'n prikkel ontstaat als een ontwikkelaar of energiecoöperatie een andere toekomstverwachting heeft dan waar in dit advies van wordt uitgegaan, of als de kansen en risico's anders gewogen worden dan waar in dit advies van wordt uitgegaan. Hierbij kan gekeken worden naar ongewenste prikkels uit het verleden in de SDE-regeling. De coulance die de SDE-regeling gaf om te compenseren voor het variabele windaanbod, door de volledige subsidie voor windenergie uit te keren over 80% van de productie, gaf een prikkel om windturbines toe te passen die een relatief laag aantal vollasturen realiseerden. De coulance voor verbrandingsketels op biomassa door met een staffel in vollasturen te werken om in te spelen op de project-specifieke warmtevraag, gaf een prikkel om een te grote ketel neer te zetten die weinig vollasturen haalde. Zo kan de verleiding ook ontstaan om een zon-pv-project te gaan ontwerpen dat gedurende een korte piek elektriciteit levert. Afhankelijk van de timing van de piek, denk aan de oriëntatie van het systeem, kan dit positief of negatief uitpakken. Generiek gezien is de integratie in het elektriciteitssysteem mogelijk meer gebaat bij een vlakke productiecurve. Hier hebben we echter niet nader naar gekeken. Voor kleinere door energiecoöperaties te ontwikkelen projecten zijn de consequenties hiervan waarschijnlijk beperkt, waardoor we

het advies geven om wel te compenseren, zij het gematigd, via het aantal vollasturen. Voor grotere projecten, zoals die typisch in de SDE++ ondersteund worden, achten we het risico op ongewenste projectoptimalisatie groter.

We geven het ministerie van KGG verder ter overweging dat niet-subsidiabele productie tijdens uren met negatieve prijzen één reden is om het aantal vollasturen lager aan te nemen in de berekening. Bij een grotere regeling dan de SCE met meerdere categorieën voor diverse technologieën, zoals de SDE++, is het denkbaar dat ook de vraag opkomt om andere oorzaken die impact kunnen hebben op de subsidiabele productie in overweging te nemen, zoals fluctuerende inkoopkosten voor elektriciteit of biomassa, productie-uitval door innovatie of opstartproblemen. Hoewel deze boodschap de reikwijdte van het SCE-advies overstijgt, adviseren we de gekozen aanpak in dit SCE-advies niet zonder meer over te nemen in de SDE++, zonder aandacht te besteden aan perverse prikkels, ongewenste precedents en nadere afbakening van aspecten die in de vollasturen-berekeningen meegenomen zouden moeten worden.

Tabel S.1
Overzicht subsidieparameters SCE 2025

Omschrijving categorie	Basisbedrag in euro/kWh	Maximum aantal vollasturen	Basiselektriciteitsprijs in euro/kWh	Voorlopig correctiebedrag 2025 (incl. GvO) in euro/kWh
Zonne-energie, kleinverbruikers-aansluiting, ≥ 15 kWp en ≤ 100 kWp	0,127	900	Netlevering: 0,035	Netlevering: 0,047
Zonne-energie, grootverbruikers-aansluiting, ≥ 15 kWp en ≤ 500 kWp	0,135	730	Netlevering: 0,035	Netlevering: 0,057
Zonne-energie, grootverbruikers-aansluiting, ≥ 15 kWp en < 500 kWp	0,135	730	Niet-netlevering: 0,092	Niet-netlevering: 0,100
Zonne-energie, grootverbruikers-aansluiting, gebouwgebonden, ≥ 500 kWp en ≤ 6 MWp	0,097	730	Netlevering: 0,035	Netlevering: 0,057
Zonne-energie, grootverbruikers-aansluiting, gebouwgebonden, ≥ 500 kWp en ≤ 6 MWp	0,097	730	Niet-netlevering: 0,074	Niet-netlevering: 0,093
Zonne-energie, grootverbruikers-aansluiting, grondgebonden, ≥ 500 kWp en ≤ 6 MWp	0,080	740	Netlevering: 0,035	Netlevering: 0,057
Zonne-energie, grootverbruikers-aansluiting, grondgebonden, ≥ 500 kWp en ≤ 6 MWp	0,080	740	Niet-netlevering: 0,074	Niet-netlevering: 0,093
Zonne-energie, natuur-inclusief, grootverbruikers-aansluiting, grondgebonden, ≥ 500 kWp en ≤ 6 MWp	0,087	740	Netlevering: 0,035	Netlevering: 0,057
Zonne-energie, natuur-inclusief, grootverbruikers-aansluiting, grondgebonden, ≥ 500 kWp en ≤ 6 MWp	0,087	740	Niet-netlevering: 0,074	Niet-netlevering: 0,093
Zonne-energie, grootverbruikers-aansluiting, drijvend op water, ≥ 500 kWp en ≤ 6 MWp	0,093	740	Netlevering: 0,035	Netlevering: 0,057
Zonne-energie, grootverbruikers-aansluiting, drijvend op water, ≥ 500 kWp en ≤ 6 MWp	0,093	740	Niet-netlevering: 0,074	Niet-netlevering: 0,093
Zonne-energie, natuur-inclusief, grootverbruikers-aansluiting, drijvend op water, ≥ 500 kWp en ≤ 6 MWp	0,095	740	Netlevering: 0,035	Netlevering: 0,057
Zonne-energie, natuur-inclusief, grootverbruikers-aansluiting, drijvend op water, ≥ 500 kWp en ≤ 6 MWp	0,095	740	Niet-netlevering: 0,074	Niet-netlevering: 0,093
Windenergie, kleinverbruikers-aansluiting, ≥ 15 kW en ≤ 100 kW	0,172	2140	Netlevering: 0,030	Netlevering: 0,063
Windenergie, grootverbruikers-aansluiting, ≥ 15 kW en < 1 MW, $\geq 8,5$ m/s	0,123	2250	Netlevering: 0,030	Netlevering: 0,069
Windenergie, grootverbruikers-aansluiting, ≥ 15 kW en < 1 MW, $\geq 8,0$ en $< 8,5$ m/s	0,133	2070	Netlevering: 0,030	Netlevering: 0,069
Windenergie, grootverbruikers-aansluiting, ≥ 15 kW en < 1 MW, $\geq 7,5$ en $< 8,0$ m/s	0,154	1760	Netlevering: 0,030	Netlevering: 0,069
Windenergie, grootverbruikers-aansluiting, ≥ 15 kW en < 1 MW, $\geq 7,0$ en $< 7,5$ m/s	0,165	1630	Netlevering: 0,030	Netlevering: 0,069
Windenergie, grootverbruikers-aansluiting, ≥ 15 kW en < 1 MW, $\geq 6,75$ en $< 7,0$ m/s	0,178	1500	Netlevering: 0,030	Netlevering: 0,069
Windenergie, grootverbruikers-aansluiting, ≥ 15 kW en < 1 MW, $\geq 6,75$ m/s	0,192	1380	Netlevering: 0,030	Netlevering: 0,069
Windenergie, grootverbruikers-aansluiting, ≥ 1 MW en ≤ 6 MW, $\geq 8,5$ m/s	0,057	3480	Netlevering: 0,030	Netlevering: 0,069
Windenergie, grootverbruikers-aansluiting, ≥ 1 MW en ≤ 6 MW, $\geq 8,0$ en $< 8,5$ m/s	0,060	3300	Netlevering: 0,030	Netlevering: 0,069
Windenergie, grootverbruikers-aansluiting, ≥ 1 MW en ≤ 6 MW, $\geq 7,5$ en $< 8,0$ m/s	0,066	2950	Netlevering: 0,030	Netlevering: 0,069
Windenergie, grootverbruikers-aansluiting, ≥ 1 MW en ≤ 6 MW, $\geq 7,0$ en $< 7,5$ m/s	0,073	2660	Netlevering: 0,030	Netlevering: 0,069
Windenergie, grootverbruikers-aansluiting, ≥ 1 MW en ≤ 6 MW, $\geq 6,75$ en $< 7,0$ m/s	0,078	2450	Netlevering: 0,030	Netlevering: 0,069
Windenergie, grootverbruikers-aansluiting, ≥ 1 MW en ≤ 6 MW, $< 6,75$ m/s	0,084	2280	Netlevering: 0,030	Netlevering: 0,069
Waterkracht, kleinverbruikers-aansluiting, ≥ 15 kW en ≤ 100 kW	0,175	5000	Netlevering: 0,047	Netlevering: 0,075
Waterkracht, grootverbruikers-aansluiting, ≥ 15 kW en ≤ 150 kW	0,175	5000	Netlevering: 0,047	Netlevering: 0,075

a) De vollasturen in de tabel horen bij de referentie-installatie. Per project wordt netto P50-waarde voor de vollasturen gehanteerd.

1 Beschrijving adviesvraag

1.1 Introductie

Het ministerie van Klimaat en Groene Groei (KGG) 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 2025. 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 KGG 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 inspraakreacties ook nog terug te lezen.

De minister van KGG besluit 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 2025 versus SCE 2024

De basisbedragen in dit SCE 2025-eindadvies verschillen van de basisbedragen uit het SCE 2024-eindadvies. In dit rapport lichten we de verschillen toe, daarbij refererend aan het SCE 2024-eindadvies en de SCE 2025-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 2024.

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 KGG heeft opgesteld, zoals weergegeven in bijlage 1.

Tabel 1.1
Overzicht van meegenomen kosten

Groep	Component	Zonne-energie	Wind-energie	Waterkracht
Investeringskosten	Techniekkosten	√	√	√
Investeringskosten	Netwerkaansluiting	√	√	√
Investeringskosten	Kosten voor afschakelapparatuur	√	√	-
Investeringskosten	Notariskosten	√	√	√
Investeringskosten	Bouwconstructierapporten	√	√	√
Investeringskosten	Afsluitprovisies	√	√	√
Investeringskosten	Afvalbeheerkosten	√	-	-
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	Kosten voor afschakelapparatuur	√	√	-
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 windenergie na een economische levensduur van 20 jaar is nul verondersteld, voor waterkracht na een economische levensduur van 15 jaar. Voor zonne-energie wordt dit besproken in paragrafen 2.8 en 3.1.

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	Voorbereidingskosten	√	√	√
Vaste operationele kosten	Verhoogde dakhuur	√	-	-

√: kosten zijn meegenomen.

-: kosten zijn niet meegenomen.

2 Financiering

2.1 Inleiding

In tegenstelling tot SDE++-projecten is projectfinanciering bij kleinschalige SCE-projecten (zon-pv < 500 kWp, wind ≤ 1 MWp) 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, ook voldoen deze niet aan de minimale projectomvang van 3-10 miljoen euro voor projectfinanciering. Vandaar dat kleinschalige 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 zon-pv-, 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 en wind op kva	5,00%
Rendement op vreemd vermogen – Zon-pv op gva < 500 kWp en wind op gva ≤ 1 MWp	4,75%
Rendement op vreemd vermogen – Zon-pv op gva ≥ 500 kWp en wind op gva > 1 MWp	4,00%
Rendement op vreemd vermogen – Waterkracht	6,00%
Rendement op eigen vermogen – Zon-pv en wind	6,50%
Rendement op eigen vermogen – Waterkracht	8,50%
Verhouding vreemd vermogen (VV) / eigen vermogen (EV) – Zon-pv < 500 kWp, wind, waterkracht	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 aan in de vorm van leningen door gebruik te maken van provinciale of lokale energiefonds, het realisatiefonds, 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. 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 gevolg 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 met een benodigde lening van maximaal 1 miljoen euro hebben toegang tot financiering door het realisatiefonds, hiervan wordt echter maar weinig gebruik gemaakt. In de praktijk kan het merendeel van de SCE-projecten namelijk gebruikmaken van alternatieve financieringsvormen met gunstiger leningsvoorwaarden. Desalniettemin wordt de rente op een lening van het realisatiefonds net als de afgelopen jaren opnieuw als uitgangspunt genomen.³ Hoewel het realisatiefonds nog steeds zeer beperkt wordt benut, is opnieuw uit de marktconsultatie gebleken dat er geen landelijk dekkend alternatief bestaat. De rentetarieven van het fonds zijn de optelsom van de kapitaalmarktrente, rente-opslagen en eventuele groenkorting. Deze tariefelementen worden hierna achtereenvolgens besproken.

Kapitaalmarktrente

Het afgelopen jaar is de rente behoorlijk gedaald vanwege een drietal renteverlagingen van de ECB (stand van zaken 18 oktober 2024) en marktverwachtingen over de rente-ontwikkeling in de komende tijd. Dit geldt voor alle rentetarieven. Figuur 2.1 geeft de ontwikkeling weer van de 7-jaars-*Interest Rate Swap* (IRS-rente), welke net als de afgelopen jaren als representatieve kapitaalmarktrente wordt gebruikt. 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.⁴

¹ [Zie hoofdstuk 6 Financieel in \(HIER, 2024\).](#)

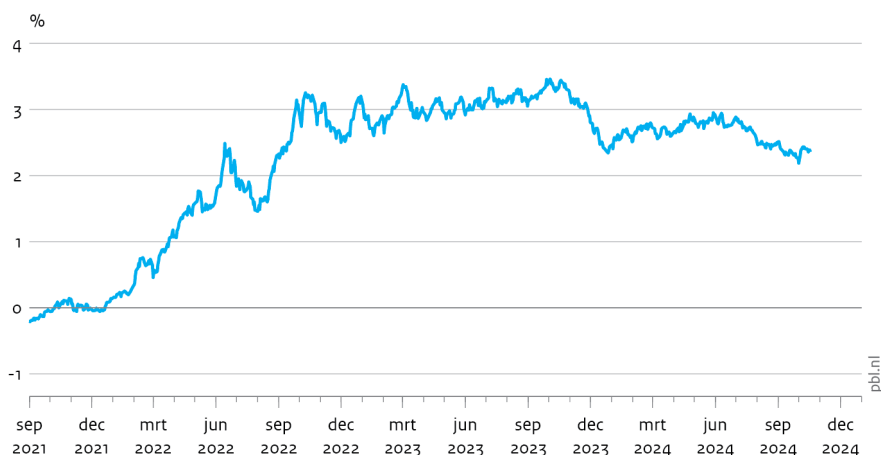
² De DSCR (*Debt Service Coverage Ratio*) geeft inzicht in de betalingscapaciteit ten opzichte van de betalingsverplichtingen (*debt service*). De betalingscapaciteit is het financiële resultaat van het project na belastingen gecorrigeerd voor het belastingvoordeel van afschrijvingen en rentelasten.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

³ [Zie Realisatiefonds voor energiecoöperaties - Energie Samen.](#)

⁴ [Zie website beleggen.nl.](#) De rente is berekend op basis van de slotkoersen.

Figuur 2.1

Rentepercentage 7-jaars IRS-rente



Bron: Euro Interbank Offered Rate

De gemiddelde historische IRS-rente over het afgelopen kalenderjaar bedroeg 2,8 procent. De rente is gedaald van circa 3,5 procent in oktober 2023 tot circa 2,4 procent in oktober 2024. Net als afgelopen jaren hebben we 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 2025, zal de 7-jaars-IRS-rente dan op 2,4 procent uitkomen.⁵ Dit percentage is beduidend lager dan de IRS-rente die voor de SCE 2024 is bepaald (3,2 procent). Ook deze berekening is een momentopname, marktverwachtingen en daarmee rentes veranderen voortdurend. We hebben geen betere marktinschatting kunnen vinden voor de rentetarieven waartegen projectontwikkelaars bij *financial close*⁶ van SCE-projecten in 2025 geld kunnen lenen.

Voor projecten in de categorieën zon-pv op gva groter dan 500 kWp en wind op gva groter dan 1 MWp, waarvoor wordt verondersteld dat ze onderdeel zijn van grootschaliger SDE++-projecten, gaan we analoog aan de SDE++ uit van de 10-jaars-IRS-rente van 2,4 procent. Dit is de *forward starting swap rate* voor de zomer van 2025 die op basis van de huidige marktverwachtingen voor de SDE++ is berekend.⁷

⁵ Hierbij is de *forward starting swap rate* per 1 februari 2025 berekend op basis van de 7-jaars- en 8-jaars-IRS-renten en de 5-maands-Euro-depositorente over de periode 16 september tot en met 15 oktober 2024.

⁶ 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.

⁷ De *forward starting swap rate* per zomer 2025 is berekend op basis van de slotkoersen van 10- en 11-jaars-IRS-renten en de 10-maands-Euro-depositorente over de periode 16 september tot en met 15 oktober 2024.

Renteopslag

De renteopslag weerspiegelt de projectrisico's per categorie. Hogere projectrisico's vertalen zich in beginsel in een hogere renteopslag en daarmee een hoger gevraagd rendement op de lening.

Voor de zon-pv-categorieën die in aanmerking komen voor het realisatiefonds gebruiken we dezelfde renteopslag als het fonds. De totale renteopslag bestaat daarmee uit de renteopslag van banken, de beheervergoeding van het realisatiefonds en de kredietrisicobuffer van Energie Samen. De totale opslag bedraagt respectievelijk 2,50 en 2,75 procentpunt voor zon-pv op gva kleiner dan 500 kWp en voor zon-pv op kva. Windenergieprojecten op gva kleiner dan 1 MWp kennen vergelijkbare risico's als zon-pv op gva kleiner dan 500 kWp; daarom wordt gerekend met dezelfde renteopslag.

Voor de categorieën zon-pv op gva groter dan 500 kWp, wind op gva groter dan 1 MWp en waterkracht zijn de renteopslagen (deels) gebaseerd op de SDE++. Voor de eerste twee categorieën gaan we analoog aan de SDE++ uit van een renteopslag van 1,5 procent. Deze rentemarge is bepaald op basis van informatie uit de SDE++-marktconsultatie en reflecteert onder meer de kosten die gemoeid zijn met toepassing van projectfinanciering. Voor waterkracht gaan we uit van een additionele renteopslag van 1,0 procent ten opzichte van zon-pv en wind op kva, daarmee bedraagt de totale opslag 3,75 procentpunt. De renteopslag voor waterkrachtprojecten ligt op een hoger niveau dan voor zon-pv vanwege de hogere projectrisico's door onder meer de kleinschaligheid van de projecten.

Groenkorting

Net als afgelopen jaar komen zon-pv- en windprojecten in 2025 niet meer generiek in aanmerking voor groenfinanciering. De Regeling groenprojecten 2022 is namelijk uitsluitend gericht op het bevorderen van de financiering van innovatieve projecten met bovenwettelijke positieve milieueffecten. In dit kader zijn strengere eisen gesteld aan specifieke categorieën van duurzame energieprojecten. Voor zowel zon-pv als wind geldt dat de eisen ter bevordering van circulariteit per 1 mei 2024 zijn verruimd zodat meer projecten in aanmerking komen voor groenkorting. Voor zon-pv geldt dat circulariteitseisen (demontabele zonnepanelen en milieuverklaring) tot 31 juni 2026 zijn versoepeld (I&W, 2024a). Tegelijkertijd is de verwachting dat zowel zon-pv- als windprojecten gezien de focus van de regeling op innovatie en bovenwettelijke milieueffecten niet generiek aan de voorwaarden zullen voldoen. Voor de berekening van de rentepercentages voor zon-pv- en windprojecten wordt net als vorig jaar dan ook geen groenkorting aangenomen.

Daarnaast zullen spaarders en beleggers vanwege de verlaging van de vrijstelling groene beleggingen per 2025 van 71.251 naar 30.000 euro minder vermogen inleggen bij groenbanken en -fondsen en hebben deze daardoor tijdelijk nauwelijks meer ruimte voor de financiering van nieuwe projecten (I&W, 2024b). Dit is het gevolg van de aanname van een amendement door de Tweede Kamer bij de behandeling van het Belastingplan 2024. Vervolgens is er een motie aangenomen met als strekking de ongewenste gevolgen van het aangenomen amendement terug te draaien, uiterlijk in het Belastingplan 2025.⁸ Ten tijde van het schrijven van dit conceptadvies (21 oktober 2024) moest de parlementaire behandeling van het plan nog plaatsvinden. Op basis van het in de zomer van 2024 bekende beleid gaan we ervan uit dat geen enkele SCE-categorie in 2025 meer generiek in aanmerking komt voor de groenregeling. Daarom wordt er ook voor waterkrachtprojecten geen

⁸ Kamerstukken II 2023/24, 36 421 nr. 12.

groenkorting meer verondersteld. De verwachting is dat dit effect tijdelijk is doordat het vermogen van groenbanken en -fondsen weer aangroeit door de aflossingen op de huidige groenprojecten. Eventuele wijzigingen van de vrijstelling groenbeleggen en de groenregeling per 1 januari 2025 ten gevolge van de parlementaire behandeling kunnen van invloed zijn op de onrendabele top.

Tenslotte wordt er gezien de ontwikkelingen geen rekening mee gehouden dat het realisatiefonds deelname aan de groenregeling nog als voorwaarde stelt. Mocht het realisatiefonds nog met groenkorting rekenen dat zal dit onderdeel zijn van de renteopslagen die het realisatiefonds rekent.

Rentetarieven per categorie

De optelling van de genoemde kapitaalmarktrente, renteopslagen en eventuele groenkorting vormt het rentetarief per categorie (zie tabel 2.2). Om schijnnaauwkeurigheid te vermijden ronden we alle percentages af op 0,25 procent.

Tabel 2.2
Berekening van het totale rentetarief per categorie

Categorie	Kapitaalmarktrente [%]	Renteopslag [%]	Totale rentetarief [%]	Totale rentetarief afgerond [%]
Zon-pv op kva, 60 kWp	2,3	2,75	5,05	5,0
Zon-pv op gva, 150 kWp	2,3	2,5	4,8	4,75
Zon-pv op gva, 2,5 - 10 MWp	2,4	1,5	3,9	4,0
Wind op kva, 15 kW	2,3	2,75	5,05	5,0
Wind op gva, ≤ 1 MW	2,3	2,5	4,8	4,75
Wind op gva, > 1 MW	2,4	1,5	3,9	4,0
Waterkracht, 50 kW	2,3	3,75	6,05	6,0

De berekende rentepercentages voor zon-pv op gva en kva zijn circa 0,5 procent lager dan de laatst bekende rentetarieven van het realisatiefonds op het moment van schrijven van dit advies (21 oktober 2024), dit zijn de tarieven van 31 juli 2024. Deze bedragen respectievelijk 5,25 procent voor zon-pv op grootverbruikersaansluiting (gva) kleiner dan 500 kWp en 5,5 procent voor zon-pv op kleinverbruikersaansluiting (kva). Dit verschil is waarschijnlijk tijdelijk en kan worden verklaard door de volatiliteit van de onderliggende IRS-rente en de stapsgewijze in plaats van directe doorberekening van marktrentes in de rentetarieven van het Realisatiefonds.

Samenvattend is het rendement op vreemd vermogen voor alle categorieën gedaald ten opzichte van het SCE 2024-eindadvies. Genoemde percentages liggen echter voor de kleinschalige SCE-projecten (zon-pv kleiner dan 500 kWp, windenergie van ten hoogste 1 MW) op een relatief hoog niveau ten opzichte van de rentetarieven van grootschalige SCE-projecten voor zonne-energie, windenergie en waterkracht. De (operationele) risico's van kleinschalige SCE-projecten zijn namelijk hoger vanwege hun kleinere schaal en de beperkte financiële staat van dienst van een gemiddelde coöperatie met in de regel een grote rol voor vrijwilligers. Voor SCE-projecten die onderdeel zijn van grootschaliger 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

Onder eigen vermogen wordt in dit advies het risicodragend vermogen verstaan. Het risicodragende vermogen bestaat uit het eigen vermogen plus achtergestelde leningen (ook wel *equity* en

quasi-equity genoemd). We hanteren dezelfde definitie van risicodragend vermogen als financiële instellingen en sluiten daarmee aan bij de praktijk. Naar aanleiding van de marktconsultatie is gecheckt wat een andere omgang met achtergestelde leningen zou betekenen voor de basisbedragen. Gegeven een vergelijkbaar rendement op achtergestelde leningen en eigen vermogen en lineaire aflossing van de achtergestelde lening in de laatste vijf jaar van de leningsduur, leidt dit niet tot hogere basisbedragen. Wel zorgt dit voor aanmerkelijk complexere onrendabele-topberekeningen. In lijn met de financiële praktijk blijven we in het onrendabele top model dan ook geen onderscheid maken tussen de behandeling van eigen vermogen en achtergestelde leningen. In het vervolg wordt met eigen vermogen dus het totale risicodragende vermogen aangeduid.

Coöperaties 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.

De afgelopen jaren hebben we het rendement op eigen vermogen vastgesteld op basis van beperkte informatie over rendementen op crowdfundingprojecten en ledeninleg. De bepaling van rendementen op crowdfundingprojecten kent echter een tweetal beperkingen. Ten eerste zijn de informatiememoranda van achtergestelde obligatieleningen en participaties vaak alleen toegankelijk na inschrijving en verwijderden veel crowdfundingplatforms de memoranda weer van hun webpagina's als de crowdfundingactie is afgerond. Daarmee bestaat er vaak onduidelijkheid over de leningskarakteristieken en of het betreffende project wel representatief is voor het merendeel van projecten. Ten tweede halen SCE-projecten in de regel geen geld op via commerciële crowdfundingplatforms, op één project na hebben we in onze steekproeven de afgelopen jaren alleen SDE++-projecten gezien. In plaats daarvan organiseren SCE-projecten hun financiering meer op lokale schaal, waarbij ze veelal gebruikmaken van de Deelnemersdesk van Energie Samen voor het verkrijgen van kapitaal voor hun projecten. De Deelnemersdesk opereert zonder winstoogmerk en is daardoor minder duur dan andere platforms. Via dit platform zijn tot en met het tweede kwartaal van 2024 62 projecten met een totale waarde van 22,5 miljoen euro gerealiseerd, [zie de webpagina over de DeelnemersDesk](#). Informatie over de rendementen op deze crowdfundingprojecten is helaas niet beschikbaar in het publieke domein.

Een alternatieve bron is de Lokale Energie Monitor 2023, waarin de resultaten van een steekproef geld ophalen bij leden worden gerapporteerd ([zie bijlage 5 in HIER \(2024\)](#)). Alleen de grotere wind-op-land- en zon-op-veldprojecten die financieren via de SDE++-regeling blijken hierin te worden genoemd. Daarmee lijkt de steekproef niet representatief voor de SCE-regeling in het algemeen en voor zon-op-dakprojecten in het bijzonder.

Daarnaast zijn er uitspraken gedaan in het publieke domein over het rendement op ledeninleg voor coöperatieve projecten. Deze uitspraken suggereren dat voor zon-pv-projecten er een gebruikelijk rendement geldt van circa 5 procent.⁹ Tijdens de marktconsultatie is opgemerkt dat dit uitspraken

⁹ 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'.

betreft van enkele jaren geleden toen de rente nog beduidend lager was. Een rentestijging hoeft zich echter niet te vertalen in een hoger rendement op eigen vermogen. Het rendement op eigen vermogen is namelijk niet alleen afhankelijk van de rente maar ook van andere parameters zoals de marktrisicopremie die juist kunnen dalen bij een stijgende rente, zoals het geval was in 2022 (zie Lensink, 2024). Het ECB laat zien dat het rendement op eigen vermogen van niet-financiële ondernemingen uit het Eurogebied sinds 2019 weliswaar varieert, maar aanmerkelijk minder dan de rente op leningen, en dat het rendement zich in 2024 op hetzelfde niveau bevindt als in 2019 (ECB, 2023; ECB, 2024). Dit suggereert dat eerdere uitspraken over het rendement op eigen vermogen van SCE-projecten nog steeds valide zijn.

Verder wordt het benodigde rendement op ledeninleg beïnvloed door de opbrengsten van alternatieve besteding van het beschikbare kapitaal. In de regel vergelijken (potentiële) coöperatieleden het rendement op ledeninleg met het rendement dat kan worden behaald door het geld op een spaarrekening te zetten. Mogelijke verklaringen voor de vergelijking van het rendement op ledeninleg met spaarrekeningen zijn dat deelnemers geen professionals zijn en de risico's daardoor onvoldoende goed inschatten (vergelijk de situatie bij crowdfunding voor de introductie van striktere regelgeving ter bescherming van consumenten) of dat zij risico's voldoende afgedekt achten vanwege de SCE-regeling en de betrokkenheid van provincies en gemeenten (via provinciale en gemeentelijke fondsen) bij projecten. Onduidelijk is welke verklaring in de praktijk doorslaggevend is. Tegelijkertijd geldt dat achtergestelde leningen per definitie een hoger risico met zich meebrengen dan standaardleningen. Het rendement zou daarom eveneens hoger moeten liggen dan de rente op standaardleningen. Daarom gaan we ervan uit dat de financiële risico's van SCE- en SDE+++-projecten vergelijkbaar zijn en is het rendement op eigen vermogen nu voor alle SCE-categorieën (vorig jaar alleen de grootschalige categorieën) afgeleid van het rendement op eigen vermogen van SDE+++-projecten.

Merk op dat volgens uitgangspunt bij SDE+++-projecten de voorbereidingskosten uit het rendement op eigen vermogen worden betaald ('bruto-rendement'), terwijl deze kosten bij SCE-projecten als onderdeel van de investeringskosten worden verrekend. Daarmee kunnen de rendementen op eigen vermogen van SDE+++-projecten niet een op een overgenomen worden voor de SCE-projecten. Na correctie voor de voorbereidingskosten en dakhuur bij zon-pv is het rendement voor SCE zon-pv-projecten vastgesteld op 6,5 procent ('netto rendement'). Omdat er beperkte empirie voor windprojecten bestaat en we onvoldoende grond zien om te differentiëren tussen wind- en zon-pv-projecten, beschouwen we het rendement op eigen vermogen voor zon-pv ook als leidend voor windenergie. Hoewel voor de meeste SCE-categorieën het rendement hoger ligt dan in de SCE 2024, geldt voor de categorieën met grootschalige zon-pv- en windprojecten dat het rendement 1 procentpunt lager is dan voor de SCE 2024 door de meerjarige ontwikkeling in de nominale kosten van financiering zoals gerapporteerd door de ECB (ECB, 2024). Aangezien waterkrachtprojecten hogere risico's met zich meebrengen, is net als bij de SDE verondersteld dat het rendement op eigen vermogen 2 procentpunt hoger ligt dan voor zon-pv. Daarmee komt het rendement voor waterkrachtprojecten uit op 8,5 procent.

2.4 Verhouding 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.

Twee relevante ontwikkelingen voor de financierbaarheid van projecten sinds het vorige advies zijn de daling van de rente en de toename van het aantal uren met negatieve prijzen. De daling van de rente verbetert de financierbaarheid van projecten, terwijl het toenemend aantal uren met negatieve prijzen een negatieve impact heeft op de business case van projecten. Om dit laatste effect te mitigeren wordt in hoofdstuk 3 een correctie op de vollasturen van SCE-projecten voorgesteld en uitgewerkt.

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 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 en zoveel mogelijk burgers mee kunnen doen. Daarnaast maakt dit het mogelijk om met het beschikbare eigen vermogen meer projecten te financieren. Dit wordt ook wel hefboomwerking genoemd. Door de daling van de rente en aanpassing van het rendement op eigen vermogen is de hefboomwerking voor SCE 2025-projecten toegenomen ten opzichte van de SCE 2024.

Voor grootschalige zon-pv- enerzijds en wind- en waterkrachtprojecten anderzijds gaan we uit van VV/EV-verhoudingen van respectievelijk 75/25 en 70/30. Voor wind en waterkracht is dit een kleine aanpassing ten opzichte van de SCE 2024-regeling waarbij de verhouding 65/35 bedroeg. De VV/EV-verhoudingen liggen in de regel iets lager dan voor SDE++-projecten omdat de omvang van de SCE-referentieprojecten in de regel kleiner is dan in de SDE++ zodat ze hoogstwaarschijnlijk met iets minder vreemd vermogen gefinancierd kunnen worden. Met deze verhoudingen beschikken SCE-projecten over voldoende betalingscapaciteit om aan hun betalingsverplichtingen te kunnen voldoen.

Indien kleine zon-pv-projecten met een omvang van minder dan 30.000 euro (dus significant kleiner dan de referentiecasi van 60 kWp op 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.

2.5 Vennootschapsbelasting

De tarieven voor de eerste en tweede schijf van de vennootschapsbelasting bedragen in 2025 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 2025 kan invloed hebben op de hoogte van de onrendabele top.

2.6 Inflatie

In de berekening van de basisbedragen wordt de inflatie gebruikt voor het verhogen van zowel de operationele kosten als een deel van de inkomsten. Gedurende de looptijd van het project, dus na de start ervan, worden de O&M-kosten, inclusief de inkoopkosten van elektriciteit over de subsidieperiode, verhoogd. Daarnaast worden bij categorieën waarvan de economische levensduur van

projecten langer is dan de subsidieperiode de elektriciteitsprijzen na de subsidieperiode verhoogd met de inflatie. Een uitzondering hierop vormen de gebouwgebonden zon-pv-categorieën waarbij de economische restwaarde niet tot uitdrukking komt in elektriciteitsprijzen na de subsidieperiode maar is verwerkt via de conceptuele beschouwing via de vergoeding voor dakhuur aan dakeigenaren (zie paragrafen 3.1 en 3.2). Merk op dat de niveaus van investeringskosten en operationele kosten na de realisatietermijn van het project separaat per categorie zijn bepaald en niet op basis van het percentage dat later in deze paragraaf wordt genoemd. Deze kostenniveaus worden daarom niet in dit hoofdstuk besproken, 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 polysilicium), halffabricaten (zoals staal) en arbeid worden gebruikt en daarmee technologie-specifiek is. Ook de O&M-kosten zijn technologiespecifiek.

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 deze termijn is de huidige wat hogere 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 onveranderd op het bereiken van de HICP-inflatiedoelstelling van 2 procent op middellange termijn. Daarnaast bedraagt de gerealiseerde HICP-inflatie over de periode 1997-2023 gemiddeld 2,3 procent (CPB, 2024). Op basis van zowel de gerealiseerde inflatie als de ECB-inflatieprojectie is het gemiddelde inflatiepercentage voor O&M-kosten en elektriciteitsprijzen in de SCE ongewijzigd vastgesteld op 2,0 procent per jaar.

2.7 Afschrijvingstermijn

We gaan ongewijzigd uit van een subsidieduur van 15 jaar. De duur van de standaardlening en de afschrijvingstermijnen zijn gelijk verondersteld aan de subsidieduur. Het is mogelijk om subsidiebele 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 2040 en 2045. 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. Bij zon-pv zal door de degradatie van panelen de productie ook langzaam afnemen.

Voor windenergie- en niet-gebouwgebonden 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 gebouwgebonden zonne-energieprojecten is gerekend met een economische levensduur van 15 jaar omdat deze projecten in de praktijk vaak om niet worden overgedragen van de energiecoöperatie aan de dakeigenaar, als onderdeel van de dakhuurafpraak die bij het begin van het project gemaakt is. Zie voor nadere toelichting paragraaf 3.1. Voor waterkrachtprojecten zien we geen significant voordeel door economische restwaarde en is de economische levensduur dan ook ongewijzigd gebleven.

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 2.3 toont per categorie de resulterende gewogen gemiddelde vermogenskostenvergoeding (WACC). Merk op dat de WACC's niet direct vergelijkbaar zijn met de WACC's bij de SDE++ omdat bij de laatste regeling in de WACC een vergoeding voor de voorbereidingskosten is opgenomen.

Tabel 2.3

Vermogenskostenvergoeding (WACC^a) per categorie voor de SCE 2025

Thema	WACC [nominaal / reëel] ^b
Zon-pv op kva, 60 kWp	4,8% / 2,7%
Zon-pv op gva, 150 kWp	4,6% / 2,6%
Zon-pv op gva, 2,5 - 10 MWp	4,1% / 2,0%
Wind op kva, 15 kW	4,8% / 2,7%
Wind op gva, ≤ 1 MW	4,6% / 2,6%
Wind op gva, > 1 MW	4,2% / 2,2%
Waterkracht, 50 kW	6,0% / 3,9%

^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

Categorieën voor zon-pv

Voor zon-pv worden in SCE 2025 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
- 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. In dit advies geven we naast de reguliere categorie ook de parameters en het basisbedrag voor een natuurinclusieve variant
- 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. In dit advies geven we naast de reguliere categorie ook de parameters en het basisbedrag voor een natuurinclusieve variant

In het advies SCE 2024 is voorgesteld om met het oog op de uitbreiding van de SCE-categorieën de ontwikkelingen te monitoren, en daarbij tevens te kijken 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. Deze suggestie blijft gehandhaafd.

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 energiecoöperatie komt. Daarnaast zijn er onder andere de volgende aanvullende eisen voor energiecoöperaties:

- Minimaal één deelnemend lid per 5 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.

Vragen uit de wijzigingsnotitie

In de SCE wijzigingsnotitie (maart 2024) is een aantal vragen gesteld. Deze vragen, die deels volgen uit de uitgangspunten die het ministerie aan PBL meegeeft voor SCE 2025, worden hieronder benoemd en beantwoord.

Welke feedback is er te geven op de drie nieuwe categorieën voor zon-pv, allemaal met een vermogen tussen 500 kWp en 6 MWp en geplaatst op dak, veld of water?

Er is geen informatie ontvangen die de aangenomen parameters weerspreken. In het advies SCE 2024 is het voorstel gedaan 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. Op het moment van schrijven is daar nog geen duidelijk beeld van.

Wat zijn de ontwikkelingen voor de drie typen verzekering die in het SCE-advies onderscheiden worden: pv-verzekering, aansprakelijkheidsverzekering en bestuurdersaansprakelijkheid.

De ontvangen informatie heeft geleid tot nieuwe schattingen voor de categorieën zon-pv in SCE. Alle aangenomen kosten zijn omhoog gegaan.

Voor grondgebonden en drijvende zon-pv aangesloten op een grootverbruikersaansluiting (500 kWp – 6 MWp) zouden we graag vernemen welke maatregelen nodig zijn om tot natuurinclusieve configuraties te komen met bijbehorende kostenschattingen.

Voor natuurinclusieve configuraties sluiten we in SCE 2025 aan bij de informatie die uit SDE++ bekend is. Er zijn in dit advies twee nieuwe categorieën voor natuurinclusieve varianten opgenomen. We adviseren de natuurinclusieve varianten enkel open te stellen als er duidelijke afspraken zijn gemaakt welke eisen ten aanzien van natuurinclusiviteit in vergunningen moeten worden opgenomen. Naar ons inzicht wordt hier bij zon-pv, drijvend op water, nog niet aan voldaan.

We vernemen graag welke opties de markt ziet voor het verwerken van het effect van negatieve prijzen in de SCE-regeling (voor zon-pv op een grootverbruikersaansluiting). Wat zijn de additionele kosten (voor bijvoorbeeld aansturingsapparatuur)?

Voor de kosten van aansturingsapparatuur om pv-installaties bij negatieve elektriciteitsprijzen gecontroleerd af te schakelen zijn nu opgenomen in de kostenschatting.

Het maximeren van de teruglevercapaciteit tot 50% van het piekvermogen van de zonnepanelen, zoals vereist in SCE voor systemen aangesloten op een grootverbruikersaansluiting, heeft tot gevolg dat het aantal vollasturen waarmee de basisbedragen bepaald worden lager is dan bijvoorbeeld bij 70% van het piekvermogen (en daarmee wordt het basisbedrag hoger). Graag zouden we uit de markt vernemen in welke mate het mogelijk is de afgetopte elektriciteitsproductie aan te wenden voor eigen gebruik en zodoende te besparen op elektriciteitsinkopen van het net, en daarbij wat de ervaringen zijn met de huidige aansluitnorm van 50% van de transportcapaciteit.

Hier is in de SCE-consultatie weinig reactie op binnengekomen.

Wijzigingen in dit eindadvies

De volgende wijzigingen zijn in dit eindadvies SCE 2025 aangebracht ten opzichte van het eindadvies SCE 2024:

- De investeringskosten zijn gewijzigd vanwege de kostendaling die waargenomen is voor pv-panelen, en ook voor de aanschaf van afschakelapparatuur die nodig is om bij negatieve prijzen de pv-installatie uit te schakelen, zie paragraaf 3.2.1.
- De jaarlijkse kosten zijn gewijzigd wegens een ophoging van de verzekeringskosten en kosten voor afschakelapparatuur. Zie paragraaf 3.2.3.

- Voor grondgebonden zon-pv is er een natuurinclusieve variant gedefinieerd. Dit betreft enkel de categorie zon-pv 500 kWp - 6 MWp (grondgebonden, gva, netaansluiting 50%). Voor zon-pv, drijvend op water is ook een natuurinclusieve variant gedefinieerd, maar deze adviseren we nog niet in de regeling op te nemen, zolang de eisen voor de vergunningverlening niet helder zijn.
- Er is een andere vorm gegeven aan het meenemen van de restwaarde van de zon-pv-installatie bij gebouwgebonden varianten. In voorgaande jaren zijn hierbij de inkomsten (en uitgaven) van een pv-project in jaren 16 tot en met 20 meegenomen in de cashflow. Deze benadering past goed bij projecten die met SDE++ ontwikkeld worden, maar lijkt niet aan te sluiten bij de SCE-praktijk. Energiecoöperaties hebben immers nooit een eigen dak, Verenigingen van Eigenaren daargelaten, en dragen een systeem doorgaans na vijftien jaar over aan de dakeigenaar. Dit gebeurt om twee redenen: enerzijds willen coöperaties en hun leden zich doorgaans niet een te lange termijn verbinden met hun projecten en anderzijds zien dakeigenaren deze periode ook als redelijk en te overzien. De inkomsten uit de jaren na overdracht van het systeem zijn zodoende voor de dakeigenaar en niet voor de energiecoöperatie. In de praktijk worden projecten vaak om niet overgedragen van de energiecoöperatie aan de dakeigenaar, als onderdeel van de dakhuurafpraak die bij het begin van het project gemaakt wordt. In het geval dat een project na 15 jaar tegen de economische waarde wordt overgedragen (in dat geval zou de dakeigenaar betalen voor de 15 jaar oude installatie op zijn dak), dan zou deze ter compensatie ook een hogere dakhuur ontvangen willen hebben. Als het eigendom van de pv-installatie echter, zoals we nu in SCE veronderstellen, na 15 jaar zonder betaling overgaat van de energiecoöperatie naar de dakeigenaar, dan zal de dakeigenaar ook genoeg nemen met een lagere dakhuur in de eerste 15 jaar van het bedrijf. De impliciete veronderstelling hierbij is dat energiecoöperaties een korting op de verschuldigde dakhuur ontvangen. De dakeigenaar verleent die korting, omdat deze weet dat na 15 jaar het eigendom van de installatie gratis overgedragen zal worden. De aldus gemiste inkomsten uit dakhuur is de dakeigenaar bereid te dragen omdat economische waarde daarvan (een verliespost) opweegt tegen de waarde van de overgedragen installatie (opbrengst voor de dakeigenaar). Deze overweging leidt ertoe dat we de in projecten opgegeven dakhuur beschouwen als dakhuur waar de economische restwaarde na 15 jaar al in is verwerkt. Hierdoor kunnen we bij de berekening van de basisbedragen van gebouwgebonden pv-categorieën de kasstroom tot 15 jaar beperken, mits we de dakhuur zoals opgegeven in de projecten ook overnemen. De economische levensduur in het onrendabele-topmodel (OT-model) hebben we daarmee op 15 jaar gezet voor de gebouwgebonden SCE-categorieën. Deze aanpak respecteert de economische restwaarde die een zon-pv-project na 15 jaar heeft, maar is meer in lijn met de realiteit waarbij inkomsten en uitgaven na jaar 15 geen expliciete rol meer in de cashflow van het project spelen.
- Deze wijziging van de berekeningswijze betreft alleen gebouwgebonden zon-pv. Voor grondgebonden en drijvende zon-pv en windenergie is de benadering ongewijzigd ten opzichte van SCE 2024, omdat de wijziging gedreven is vanuit een situatie waarin sprake is van een dak. We weten dat in SDE++ ook incidenteel sprake is van gratis overdracht van de pv-installatie na 15 jaar, maar dit is veel minder frequent dan in SCE, waar het eerder regel dan uitzondering is. Vanwege de ledenstructuur en het feit dat energiecoöperaties nooit een eigen dak hebben zal deze constructie dus niet opgaan voor categorieën in SDE++.

De resulterende technisch-economische parameters zijn beschreven in paragraaf 3.3 en de basisbedragen worden samengevat in hoofdstuk 6.

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.

De kosten voor pv-projecten in SCE worden bepaald in een peiljaar dat in de toekomst ligt. Hierdoor komen de aangenomen kosten zo goed mogelijk overeen met de kosten ten tijde van het tekenen van het contract met de installateur. Het peiljaar wordt per categorie gedefinieerd als het jaar voorafgaand aan het verstrijken van de realisatietermijn van de investering. Dit wordt verduidelijkt in tabel 3.1.

Tabel 3.1
Peil- en realisatiejaren

Vermogen	Specificatie	Uiterlijke jaar van realisatie	Peiljaar voor investeringskosten
Pv < 500 kWp	Gebouwgebonden	2027	2026
	Grondgebonden		
	Drijvend op water		
Pv > 500 kWp	Gebouwgebonden	2028	2027
Pv > 500 kWp	Grondgebonden	2029	2028
	Drijvend op water		
	Grondgebonden natuurinclusief		
	Drijvend op water natuurinclusief		

3.2.1 Investeringskosten

In SCE 2025 worden de investeringskosten voor pv-installaties gecorrigeerd voor de prijsdaling die vanaf medio 2022 ingezet is en die doorgezet is in 2023 en ook in 2024 tot het moment van schrijven van dit rapport. De prijspiek van pv-modules vanaf de zomer van 2020 is daarmee voorbij en het huidige kostenniveau (september 2024) ligt op een zodanig laag niveau er verondersteld kan worden dat er behalve het technologie- en ervaringsaspect ook specifieke marktomstandigheden aan ten grondslag liggen. In onze prognose van de investeringskosten gaan we uit van de huidige marktprijzen (medio 2024), waarbij we vanwege de onzekerheden rondom de prijsontwikkeling een ongewijzigd prijspeil hanteren en dus geen verdere kostendaling in de komende jaren veronderstellen.

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. In SCE is, ook in voorgaande jaren, verondersteld dat de projecten veelal door kleinere bedrijven uitgevoerd worden, die minder op prijs concurreren dan grote landelijke bedrijven. 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 afvalbeheerbijdrage¹⁰ voor zonnepanelen 4 cent per kg. We vertalen dat naar een toename van de investeringskosten van 2 euro per kWp.

De totale investeringskosten zoals aangenomen in SCE 2025 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 zijn met onder meer de noodzakelijke professionele ondersteuning en promotie en communicatie van het project ten behoeve van ledenwerving. Hierbij gaan we ervan uit dat de voorbereidingskosten van coöperatieve zon-pv- en windprojecten 5 procent tot maximaal 10 procent van de investeringskosten bedragen (Rebel, 2016). 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 categorieën boven 500 kWp nemen we 5% van de investeringskosten als indicatie voor de voorbereidingskosten. Dit is licht lager dan de kosten zoals die voor de SCE-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 pv-systemen tussen 500 kWp en 6 MWp ruim 20 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 9 euro/kWp.

¹⁰ 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](#).

Zoals hierboven benoemd worden de investeringskosten voor de pv-categorieën niet verder verlaagd voor toekomstige jaren. Het peiljaar is dus 2024, en geldt ook voor toekomstige jaren.

Tabel 3.2 toont een overzicht van de investeringskosten, inclusief kosten voor bouwconstructierapporten, afvalbeheerbijdrage, voor de aanschaf van afschakelapparatuur (alleen voor systemen op gva), 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.

Tabel 3.2

Overzicht van de totale investeringskosten. Kosten gelden voor de hierboven genoemde peiljaren.

Investeringskosten	€/kWp
Zon-pv 15 - 100 kWp (kva, netaansluiting 70%)	665
Zon-pv 15 - 500 kWp (gva, netaansluiting 50%)	585
Zon-pv 500 kWp - 6 MWp (gebouwgebonden, gva, netaansluiting 50%)	487
Zon-pv 500 kWp - 6 MWp (grondgebonden, gva, netaansluiting 50%)	449
Zon-pv 500 kWp - 6 MWp natuurinclusief (grondgebonden, gva, netaansluiting 50%)	455
Zon-pv 500 kWp - 6 MWp (drijvend, gva, netaansluiting 50%)	515
Zon-pv 500 kWp - 6 MWp natuurinclusief (drijvend, gva, netaansluiting 50%)	516

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 advies zijn de waardes gekozen zoals vermeld in tabel 3.3.

In de marktconsultatie is informatie aangedragen over de kosten van verzekeringen. In het algemeen kan gezegd worden dat er drie varianten van verzekering zijn. De mate waarin risico's afgedekt worden is voor een deel afhankelijk van de keuzes die een energiecoöperatie of een VvE maakt, dus het is niet vanzelfsprekend dat altijd voor een complete set aan verzekeringen gekozen wordt, wat ook weer afhankelijk is van het aanbod door verzekeraars. Onderstaande opsomming geeft de mogelijkheden weer:

- Pv-verzekering (machinebreuk, bedrijfsschade en brandverzekering en eventuele gevolgschade of schade als gevolg van stilstand)
- Bedrijfsaansprakelijkheidsverzekering
- Bestuurdersaansprakelijkheidsverzekering

Aspecten waar ook rekening gehouden mee kan worden betreffen minimumbedragen voor polissen (relevant voor de referentie van 60 kWp), de noodzaak om beveiligingsmaatregelen te nemen in de vorm van omheining en/of camera's en dekking van diefstal en extreme weersomstandigheden. Tevens is de assurantiebelasting van toepassing en zijn er premieverhogingen. Voor het SCE-advies maken we op basis van de ingekomen informatie de keuzes zoals weergegeven in tabel 3.3. Daarbij gaan we er van uit dat de bestuurdersaansprakelijkheid niet ten laste komt van één project, maar verdeeld kan worden over gemiddeld twee projecten, wat de specifieke premie drukt.

In overeenstemming met de SDE++ worden opslagen voor transactiekosten 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.

In SCE 2025 handhaven we voor de twee categorieën beneden 500 kWp het niveau van de vergoeding voor dakhuur uit SCE 2024, deze blijft 8 euro/kWp/jaar. Voor de categorieën zon-pv boven 500 kWp de houden we de kostencomponent voor dakhuur en pacht op 5 euro/kWp/jaar, zoals geïntroduceerd in SCE 2024.

Voor de twee nieuw geïntroduceerde natuurinclusieve categorieën volgen we de aannames uit SDE++ 2024, met voor grondgebonden pv een extra opslag van 10% van de pacht.

Tabel 3.3

Overzicht van vaste operationele kosten (€/kWp/jaar) voor pv-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-veldsysteem op gva	10MWp-veldsysteem natuurinclusief op gva	10MWp-drijvend systeem op gva	10MWp-drijvend systeem natuurinclusief op gva
O&M-kosten	7,3	5,2	5,0	4,0	4,0	6,0	6,0
Dakhuur of pacht	8,0	8,0	5,0	5,0	5,5	5,0	5,0
Netwerkaansluiting	0,0	3,1	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Afschakelapparatuur	0,0	4,0	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1
OZB	1,7	1,6	1,5	1,4	1,4	1,6	1,6
Herkeuring	4,3	2,6	0,2	0,04	0,04	0,04	0,04
Pv-verzekering	5,8	3,3	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Aansprakelijkheidsverzekeringen (bedrijf & bestuurders)	5,4	2,4	0,9	0,2	0,2	0,2	0,2
Deskundig beheer en monitoring toepassen	-	-	-	-	1	-	1
Extensief beheerde flora (maaien en afvoeren)	-	-	-	-	1,5	-	0
Administratiesysteem	1,3	0,6	0,04	0,01	0,01	0,01	0,01
Boekhouding	2,6	1,2	0,1	0,02	0,02	0,02	0,02
Totaal jaarlijkse kosten €/kWp	36,3	32,0	17,9	15,7	18,7	17,9	18,9

3.2.4 Vollasturen

Wegens het toenemend aantal uren waarop een negatieve elektriciteitsprijs geldt, bestaan er zorgen over de financierbaarheid van projecten voor zon-pv en windenergie, met name omdat er over deze uren geen subsidie uitgekeerd wordt. Omdat er op uren met negatieve elektriciteitsprijzen geen inkomsten te verwachten zijn uit de verkoop van de elektriciteit op de markt en omdat er over die uren ook geen SCE-subsidie wordt uitgekeerd, is de aanname dat installaties voor zon-pv en windenergie op een grootverbruikersaansluiting tijdens uren met negatieve elektriciteitsprijzen worden afgeschakeld.

SCE-projecten op een kleinverbruikersaansluiting (kva) hoeven niet af te schakelen. Dat betekent dus dat deze elektriciteit kunnen blijven leveren, ook als de elektriciteitsprijzen negatief zijn, en voor de geleverde elektriciteit ook SCE-subsidie ontvangen. Dit heeft tot gevolg dat de inkomsten uit elektriciteitsverkoop lager zullen zijn. Dat wordt geheel of gedeeltelijk gecompenseerd via het correctiebedrag. Dit geldt voor de categorieën zon-pv 15 – 100 kWp op kva, windenergie 15 kW op kva, waterkracht 15 – 100 kW op kva en tevens voor waterkracht 15 – 150 kW op gva. Zie ook paragraaf 6.2.

Het aantal uren met negatieve elektriciteitsprijs nam de afgelopen jaren toe. In de jaren 2020, 2021 en 2022 was het jaarlijks aantal uren met negatieve prijzen minder dan 50¹¹. In 2023 betrof het in totaal 316 uur en voor 2024 is het bij het schrijven van dit rapport al duidelijk dat dit aantal nog hoger zal worden. In 2024 zijn er tot en met 11 november reeds 452 uren met negatieve elektriciteitsprijs voorgekomen en in de periode november 2023 tot november 2024 (366 dagen) bedroeg het aantal uren met negatieve elektriciteitsprijs 496 (ENTSOE-E, 2024; Epex Spot, 2024). In de [Monitor zon-PV 2024](#) wordt de verwachting uitgesproken dat het aantal negatieve prijsuren in de toekomst nog hoger wordt¹².

De genoemde 496 uren met negatieve elektriciteitsprijs worden in dit eindadvies gehanteerd als meest recente schatting van historische data. Dit aantal uren met negatieve prijs moet vertaald worden naar een effect op het aantal vollasturen voor zon-pv en windenergie. De inkomstendering hangt namelijk af van de potentiële productie in dat uur en die kan voor windenergie anders zijn dan voor zon-pv. Een voorbeeld: een uur met negatieve prijs tijdens een windrijke nacht heeft geen impact op het aantal vollasturen voor zon-pv. Omgekeerd heeft een uur met negatieve prijs op een windstille zonnige zomerdag geen invloed op het aantal vollasturen voor windenergie.

Voor deze vertaalslag is voor de meest recente tijdreeks voor elk uur met negatieve prijs gekeken of er sprake was van elektriciteit uit windenergie of zon-pv. Voor deze inschatting zijn twee bewerkingen uitgevoerd op de data:

1. Er is gekeken hoe groot de elektriciteitsproductie geweest zou zijn tijdens de uren waarop de negatieve elektriciteitsprijs waargenomen is. Deze elektriciteitsproductie is vervolgens gesommeerd over een jaar en zo is het aantal te missen vollasturen bepaald. Omdat zon-pv en windenergie niet altijd op vollast produceren als de negatieve prijzen optreden is het aantal gemiste vollasturen dus altijd kleiner dan het aantal waargenomen uren met negatieve elektriciteitsprijs.
2. Voor zon-pv is er een extra analyse uitgevoerd om rekening te houden met de op een grootverbruikersaansluiting aangesloten installaties: bij nieuwe SCE-projecten op grootverbruikersaansluiting kan tot een grenswaarde van 50% van het geleverde vermogen alle elektriciteit geleverd worden aan het net, daarboven wordt alles afgekapt op 50% van het piekvermogen. Voor deze rekenstap is verondersteld dat de gemiddelde aansluitwaarde van het gehele zon-pv-park in Nederland 80% bedraagt (een schatting gebaseerd op het totale pv-park, waarvan een deel op 100% van het piekvermogen aangesloten is, lange tijd

¹¹ Bron: Day-ahead prices <https://newtransparency.entsoe.eu> en RVO: <https://www.rvo.nl/subsidies-financiering/sde/produceren/negatieve-elektriciteitsprijzen>

¹² Citaat: “Ervan uitgaande dat het opgesteld vermogen tot 2030 verviervoudigd is en exportmogelijkheden naar omringende landen afnemen, is de verwachting dat veel vermogen afgeschakeld wordt en/of het aantal negatieve prijsuren in de toekomst nog forser wordt”.

70% gebruikelijk was en nu dus in de SCE- en SDE+-regelingen 50% voorgeschreven wordt).

Dit is een indicatieve benadering, die uitgevoerd is met publiek beschikbare gegevens van het Nationaal Energie Dashboard (NED, 2024), voor de periode november 2023 tot november 2024. Deze historische analyse is niet automatisch ook geldend voor de ontwikkelingen in de toekomst, maar bij gebrek aan andere bronnen wordt dit toch als uitgangspunt genomen voor de inschatting van het effect op de vallasturen. Er wordt hierbij geen rekening gehouden met curtailment van windenergie en zon-pv.

Tabel 3.4

Overzicht van het geschatte aantal gemiste vollasturen per hernieuwbare energiesoort

	Schatting van gemist aantal vollasturen op basis van de relatieve productie op elk uur voor de periode november 2023 – november 2024 (366 dagen)
Wind op land	299
Zon-pv aangesloten op 50%	228

De som van beide aantallen vollasturen is groter dan het aantal geobserveerde uren met negatieve elektriciteitsprijs. Dit is een gevolg van de analyse: voor windenergie leidt de beschreven aanpak tot een verlies aan aantal vollasturen van ongeveer 60% van het aantal uren met negatieve prijs, voor zon-pv is dat ongeveer 50%.

De vervolgvraag is hoe de gevonden reductie van het aantal vollasturen vertaald kan worden naar de parameters in SCE. Dit wordt hieronder puntsgewijs toegelicht.

- Op basis van de hierboven beschreven analyse van historische data zijn voor zon-pv en windenergie aantallen ‘te missen’ vollasturen bepaald. Deze situatie is een gevolg van een disbalans op de elektriciteitsmarkt en we veronderstellen dat in de loop van de SCE-subsidieperiode van 15 jaar het marktevenwicht zoals dat gold tot 5 jaar geleden weer van toepassing zal zijn en dat het aantal te missen vollasturen voor zowel windenergie als zon-pv naar nul gedaald zal zijn.
- In SCE kan maar één waarde voor de vollasturen gebruikt worden in de beleidsperiode, de hierboven voorgestelde over de jaren variabele waarde kan dus niet in SCE geïmplementeerd worden. Wel kan via *forward banking* subsidiabele maar gemiste productie in latere jaren ingehaald worden, en daarom stellen we voor om het aantal vollasturen in de betreffende categorieën te corrigeren met het gemiddelde van de te missen vollasturen gedurende de beleidsperiode, ofwel een constante reeks van de helft van de hierboven genoemde aantallen te missen vollasturen toe te passen (op basis van de afgelopen 12 maanden). Er bestaan twee vormen van *forward banking*: de *banking gedurende* de looptijd van een SDE+-beschikking en de *banking aan het einde* van die periode (na jaar 15). De *banking gedurende* de looptijd geldt niet alleen voor jaar n op jaar $(n+1)$ maar ook is het mogelijk om bijvoorbeeld te banken van jaar n naar jaar $(n+10)$. Met deze laatstgenoemde vorm van *forward banking* kan de gemiste productie van eerdere jaren in latere jaren weer ingehaald worden. De keuze om voor de beleidsperiode de helft van het aantal te missen vollasturen te kiezen is daarmee onderbouwd.
- Er is een risico dat het aantal uren met negatieve prijs in de toekomst nog verder kan toenemen dan de startwaarde waar we nu van uitgaan. Ook is het natuurlijk mogelijk dat de normalisatie van de markt langzamer gaat dan hier verondersteld. Daar staat echter tegenover dat het omgekeerde ook mogelijk is: het aantal uren met negatieve prijs kan sneller

dalen, door snelle implementatie van flexibilitieopties aan zowel vraag- als aanbodzijde. De inschattingen voor de ontwikkelingen in Nederland gaan hoe dan ook met grote onzekerheden gepaard, vandaar deze keuzes.

- Met de voorgestelde aanpak voor de correctie van het aantal vollasturen wordt de impact van negatieve prijzen op de businesscase van projecten verkleind en daarmee wordt de financierbaarheid van projecten verbeterd. De voorgestelde aanpak lost het probleem niet geheel op. Zelfs als de gemiste productie in de beginjaren, met verondersteld vaak negatieve prijzen, in latere jaren, met verondersteld weinig negatieve prijzen, via banking op kWh-basis volledig kan worden gecompenseerd, zal dit door geldontwaarding op NCW-basis niet het geval zijn. Ook blijft er een risico bestaan op het frequenter voorkomen van negatieve prijzen in de komende jaren.

Toelichting bij de netaansluiting van 50%

Zon-pv op gva dient in SCE aangesloten te worden op 50% van het piekvermogen van de pv-panelen. Zo kunnen er bij dezelfde netcapaciteit meer hernieuwbare energieprojecten gerealiseerd worden, en het verlies aan opbrengst door een lager aantal vollasturen wordt in SCE gecompenseerd met een hoger basisbedrag. Deze maatregel leidt daarmee uiteindelijk tot een toename van de totale hoeveelheid hernieuwbare elektriciteit uit zonnepanelen.

Voor de bepaling van het aantal vollasturen onder het 50% aansluitregime wordt gekeken *binnen het uur*. Het kan zo zijn dat het 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.

Voor gebouwgebonden zon-pv in de SCE worden de kaststromen na jaar 15 niet meer beschouwd, zoals hierboven toegelicht. Hieronder de vollasturen zoals ze uit deze analyse komen, bedoeld voor de regeling SCE 2025.

Tabel 3.5
Overzicht van het geschatte aantal gemiste vollasturen per SCE categorie

	Aantal vollasturen SCE 2024	Schatting aantal te missen vollasturen (o.b.v. data nov 2023-nov 2024)	Aanpassing op de vollasturen voor gehele SCE-periode (15 jaar)	Schatting aantal vollasturen SCE 2025	Vollasturen SCE 2025 afgerond op tential	Vollasturen SCE 2025 voor de jaren 16 t/m 20 (afgerond)
Zon-pv kva <100 kWp	900	0	0	900	900	n.v.t.
Gebouwgebonden zon-pv	840	228	114	726	730	n.v.t.
Grondgebonden zon-pv of drijvend	855	228	114	741	740	690
Windenergie 15 kW op kva	2140	0	0	2140	2140	2140
Windenergie 1 MW - >8,5 m/s	2400	299	150	2251	2250	2250
Windenergie 1 MW - 8,0-8,5 m/s	2220	299	150	2071	2070	2070
Windenergie 1 MW - 7,5-8,0 m/s	1910	299	150	1761	1760	1760
Windenergie 1 MW - 7,0-7,5 m/s	1780	299	150	1631	1630	1630
Windenergie 1 MW - 6,75-7,0 m/s	1650	299	150	1501	1500	1500

Windenergie 1 MW - <6,75 m/s	1530	299	150	1381	1380	1380
Windenergie, tot 6MW – windsnelheid > 8,50 m/s, (referentie 15 MW, gva)	3575	299	150	3426	3430	3430
Windenergie, tot 6MW – windsnelheid 8,00 - 8,50 m/s, (referentie 15 MW, gva)	3450	299	150	3301	3300	3300
Windenergie, tot 6MW – windsnelheid 7,50 - 8,00 m/s, (referentie 15 MW, gva)	3100	299	150	2951	2950	2950
Windenergie, tot 6MW – windsnelheid 7,00 – 7,50 m/s, (referentie 15 MW, gva)	2810	299	150	2661	2660	2660
Windenergie, tot 6MW – windsnelheid 6,75 – 7,00 m/s, (referentie 15 MW, gva)	2600	299	150	2451	2450	2450
Windenergie, tot 6MW – windsnelheid < 6,75 m/s, (referentie 15 MW, gva)	2425	299	150	2276	2280	2280

Een overzicht van de aldus bepaalde vollasturen wordt in tabel 3.6 weergegeven. Voor gebouwgebonden zon-pv in de SCE worden de kasstromen na jaar 15 niet meer beschouwd, zoals hierboven toegelicht.

Tabel 3.6

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	n.v.t.
Gebouwgebonden zon-pv op gva (netaansluiting 50%)	730	n.v.t.
Grondgebonden zon-pv of zon-pv drijvend op water op gva (50%)	740	690

3.3 Technisch-economische parameters

De technisch-economische parameters zijn samengevat in tabel 3.7 tot en met tabel 3.13 voor de genoemde referentiesystemen, waarbij voor de categorieën op grootverbruikersaansluiting de kleinere netaansluiting doorgevoerd is op 50% van het piekvermogen van de pv-panelen.

Tabel 3.7

Technisch-economische parameters voor zon-pv met een piekvermogen van 15 - 100 kWp op een kleinverbruikersaansluiting (kva) in SCE 2025 met 2026 als peiljaar voor de investeringskosten. Netaansluiting is 70% van het vermogen van de pv-panelen

Parameter	Eenheid	Advies SCE 2024	Advies SCE 2025
Installatiegrootte	[kWp]	60	60
Vollasturen jaar 1-15 (jaar 16-20)	[uur/jaar]	900 (845)	900 (n.v.t.)
Investeringskosten	[€/kWp]	757	665
Vorbereidingskosten	[€/kWp/jaar]	In investeringskosten (67)	In investeringskosten (67)
Vaste O&M-kosten	[€/kWp/jaar]	34,5	36,3
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0029	0,0029
Enmalige onderhoudskosten in jaar 13	[€]	900	900
Afsluitprovisie (€ 1000 in jaar 1)	€	1.000	1.000

Tabel 3.8

Technisch-economische parameters voor zon-pv met een piekvermogen van 15 - 500 kWp op een grootverbruikersaansluiting (gva) in SCE 2025 met 2026 als peiljaar voor de investeringskosten. Netaansluiting is 50% van het vermogen van de pv-panelen

Parameter	Eenheid	Advies SCE 2024	Advies SCE 2025
Installatiegrootte	[kWp]	150	150
Vollasturen jaar 1-15 (jaar 16-20)	[uur/jaar]	840 (785)	730 (n.v.t.)
Investeringskosten	[€/kWp]	668	585
Vorbereidingskosten	[€/kWp/jaar]	In investeringskosten (73)	In investeringskosten (73)
Vaste O&M-kosten	[€/kWp/jaar]	26,9	32,0
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0029	0,0029
Enmalige onderhoudskosten in jaar 13	[€]	2.250	2.250
Afsluitprovisie (€ 1000 in jaar 1)	[€]	1.000	1.000

Tabel 3.9

Technisch-economische parameters voor gebouwgebonden zon-pv met een piekvermogen van 500 kWp - 6 MWp op een grootverbruikersaansluiting (gva) in SCE 2025 met 2027 als peiljaar voor de investeringskosten. Netaansluiting is 50% van het vermogen van de pv-panelen

Parameter	Eenheid	Advies SCE 2024	Advies SCE 2025
Installatiegrootte	[kWp]	2500	2500
Vollasturen jaar 1-15 (jaar 16-20)	[uur/jaar]	840 (785)	730 (n.v.t.)
Investeringskosten	[€/kWp]	559	487
Vorbereidingskosten	[€/kWp/jaar]	In investeringskosten (27)	In investeringskosten (23)
Vaste O&M-kosten	[€/kWp/jaar]	16,1	17,9
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0029	0,0029
Enmalige onderhoudskosten in jaar 13	[€]	35.000	35.000
Afsluitprovisie	[-]	1% op lening	1% op lening

Tabel 3.10

Technisch-economische parameters voor grondgebonden zon-pv met een piekvermogen van 500 kWp - 6 MWp op een grootverbruikersaansluiting (gva) in SCE 2025 met 2028 als peiljaar voor de investeringskosten. Netaansluiting is 50% van het vermogen van de pv-panelen

Parameter	Eenheid	Advies SCE 2024	Advies SCE 2025
Installatiegrootte	[kWp]	10000	10000
Vollasturen jaar 1-15 (jaar 16-20)	[uur/jaar]	855 (800)	740 (690)
Investeringskosten	[€/kWp]	505	449
Vorbereidingskosten	[€/kWp/jaar]	In investeringskosten (24)	In investeringskosten (21)
Vaste O&M-kosten	[€/kWp/jaar]	14,6	15,7
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0029	0,0029
Enmalige onderhoudskosten in jaar 13	[€]	130.000	130.000
Afsluitprovisie	[-]	1% op lening	1% op lening

Tabel 3.11

Technisch-economische parameters voor grondgebonden natuurinclusieve zon-pv met een piekvermogen van 500 kWp - 6 MWp op een grootverbruikersaansluiting (gva) in SCE 2025 met 2028 als peiljaar voor de investeringskosten. Netaansluiting is 50% van het vermogen van de pv-panelen

Parameter	Eenheid	Advies SCE 2024	Advies SCE 2025
Installatiegrootte	[kWp]	-	10000
Vollasturen jaar 1-15 (jaar 16-20)	[uur/jaar]	-	740 (690)
Investeringskosten	[€/kWp]	-	455
Vorbereidingskosten	[€/kWp/jaar]	-	In investeringskosten (21)
Vaste O&M-kosten	[€/kWp/jaar]	-	18,7
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	-	0,0029
Enmalige onderhoudskosten in jaar 13	[€]	-	130.000
Afsluitprovisie	[-]	-	1% op lening

Tabel 3.12

Technisch-economische parameters voor zon-pv drijvend op water met een piekvermogen van 500 kWp - 6 MWp op een grootverbruikersaansluiting (gva) in SCE 2025 met 2028 als peiljaar voor de investeringskosten

Parameter	Eenheid	Advies SCE 2024	Advies SCE 2025
Installatiegrootte	[kWp]	10000	10000
Vollasturen jaar 1-15 (jaar 16-20)	[uur/jaar]	855 (800)	740 (690)
Investeringskosten	[€/kWp]	581	515
Vorbereidingskosten	[€/kWp/jaar]	In investeringskosten (27)	In investeringskosten (24)
Vaste O&M-kosten	[€/kWp/jaar]	16,9	17,9
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0029	0,0029
Enmalige onderhoudskosten in jaar 13	[€]	130.000	130.000
Afsluitprovisie	[-]	1% op lening	1% op lening

Tabel 3.13

Technisch-economische parameters voor natuurinclusieve zon-pv drijvend op water met een piekvermogen van 500 kWp - 6 MWp op een grootverbruikersaansluiting (gva) in SCE 2025 met 2028 als peiljaar voor de investeringskosten

Parameter	Eenheid	Advies SCE 2024	Advies SCE 2025
Installatiegrootte	[kWp]	-	10000
Vollasturen jaar 1-15 (jaar 16-20)	[uur/jaar]	-	740 (690)
Investeringskosten	[€/kWp]	-	516
Vorbereidingskosten	[€/kWp/jaar]	-	In investeringskosten (24)
Vaste O&M-kosten	[€/kWp/jaar]	-	18,9
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	-	0,0029
Enmalige 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 2025-advies aangebracht ten opzichte van de SCE 2025-wijzigingsnotitie:

- de investeringskosten zijn gewijzigd (zie paragraaf 4.2.1)
- de jaarlijkse operationele kosten zijn gewijzigd (zie paragraaf 4.2.3).

In de SCE 2024 bedroeg het maximale vermogen van coöperatieve windprojecten 6.000 kW, voor de SCE 2025 is dit onveranderd gebleven.

Eisen aan SCE-projecten

Het doorslaggevende verschil tussen de SCE en de SDE++ is de eis dat de aanvraag van een Vereniging van eigenaren of energiecoöperatie komt. Daarnaast zijn er onder andere de volgende aanvullende eisen voor energiecoöperaties:

- Minimaal één deelnemend lid per 5 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.

Vergeleken met het SCE 2024-advies is het huidige eindadvies gebaseerd op een turbineportfolio met prijzen die representatief zijn voor levering in 2026 of 2027.

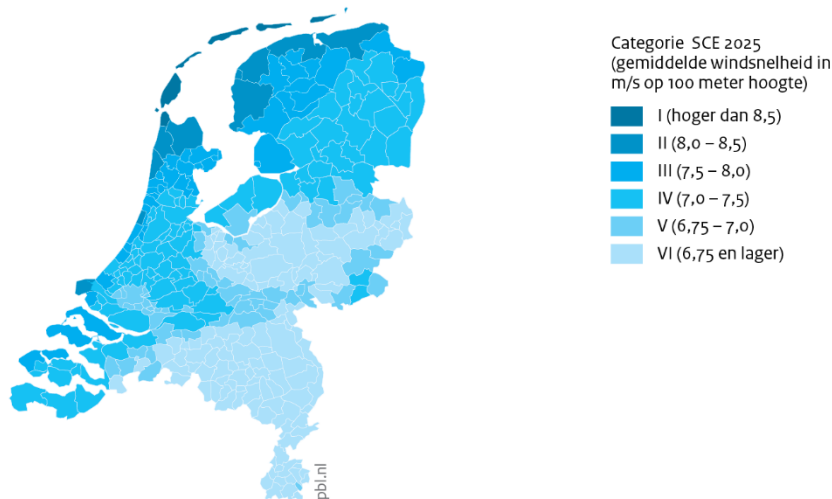
Net als bij de SDE++ wordt bij de SCE voor de berekening van de vollasturen gebruikgemaakt van windklassedifferentiatie. Figuur 4.1 toont de windkaart met op gemeentelijk niveau gedifferentieerde windklassen. Windklassedifferentiatie is van toepassing op grootschalige referentie-installaties, waarbij 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 600kW-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 600kW-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

4.1.1 Toenemend aantal negatieve elektriciteitsprijzen in de SCE

De afgelopen jaren hebben een stijgende trend laten zien in voorkomen van uren met een negatieve elektriciteitsprijs, met 85 in 2022 en 316 negatieve uren in 2023. De verwachting is dat we in 2024 en later nog vaker negatieve uren zullen zien. Deze negatieve elektriciteitsprijzen zijn een aanleiding voor producenten om hun installaties af te schakelen, waardoor ze minder vollasturen daadwerkelijk leveren dan volgens verwachtingen. Hierdoor worden de inkomsten van producenten overschat; dit geeft een vertekend financieel beeld, waardoor de financiering van windenergieprojecten minder haalbaar zullen zijn. Om hiervoor te compenseren is het aantal vollasturen verlaagd volgens de methodiek beschreven in paragraaf 3.2.4.

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 in de investeringskosten zijn opgenomen, berekenen we de totale investeringskosten op 2.900 euro/kW voor het referentiesysteem van 15 kW, op 2.135 euro/kW voor het referentiesysteem van 1.000 kW en 1.580 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 0,0178 euro/kWh voor het 15kW-referentieproject, 0,0128 euro/kWh voor het 1.000kW-referentieproject en 0,0074 euro/kWh voor het 4.500kW-referentie-installatie. Boven op de genoemde turbine-onderhoudskosten komen de grondkosten en een opslag voor de transactiekosten. In lijn met de uitgangspunten van het ministerie van KGG zijn de grondkosten vastgesteld op 0,0023 euro/kWh, na een correctie voor de inflatie sinds de laatste reële wijziging in de SDE++ 2022. De basisprijspremie bedraagt 0,0029 euro/kWh. Hiermee komen de totale variabele O&M-kosten voor het 15kW-referentieproject uit op 0,0230 euro/kWh, voor 1.000 kW op 0,0180 euro/kWh en voor een 4.500kW referentieproject op 0,0126 euro/kWh.

Tabel 4.2
Variabele operationele kosten windenergie op land

Component	Eenheid	Referentie 15 kW (kva)	Referentie 1.000 kW (gva)	Referentie 4.500 kW (gva)
Garantie en onderhoudskosten	[€/kWh]	0,0178	0,0128	0,0074
Grondkosten	[€/kWh]	0,0023	0,0023	0,0023
Opslag voor transactiekosten	[€/kWh]	0,0029	0,0029	0,0029
Totaal variabele operationele kosten	[€/kWh]	0,0230	0,0180	0,0126

De vaste jaarlijkse kosten betreffen kosten voor onder andere: administratie, verzekering (WA-verzekering, machinebreukverzekering, stilstandverzekering), netinstandhoudingskosten en OZB. Deze kosten zijn samengevat in Tabel . 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

Component	Eenheid	Referentie- installatie 15 kW (kva)	Referentie- installatie 1.000 kW (gva)	Referentie- installatie 4.500 kW (gva)
Netinstandhoudingskosten	[€/kW/jaar]	0,0	0,8	2,0
OZB	[€/kW/jaar]	0,6	1,6	1,6
Verzekeringen^a	[€/kW/jaar]	4,8	5,0	3,0
Eigen verbruik	[€/kW/jaar]	0,3	0,2	0,2
Administratiekosten (inclusief boekhouding)	[€/kW/jaar]	10,2	4,5	5,6
Land- en wegenonderhoud	[€/kW/jaar]	1,0	0,2	0,1
Bestuurdersaansprakelijkheid	[€/kW/jaar]	2,8	1,5	2,0
Vleermuis- en vogeldetectie	[€/kW/jaar]	-	-	0,4
Totaal	[€/kW/jaar]	19,7	13,8	14,9

b) Stilstandverzekering, WA-verzekering, machinebreukverzekering

De vaste kosten zijn voor deze analyse geschat op 19,7 euro/kW per jaar voor de 15kW-referentie-installatie, 13,8 euro/kW per jaar voor de 1.000kW-referentie-installatie en 14,9 euro/kW voor de referentie-installatie van 4.500 kW.

4.2.4 Technisch-economische parameters

De technisch-economische parameters voor de windenergie-referentie-installatie van 15 kW op een kleinverbruikersaansluiting zijn samengevat in tabel 4.4. De technisch-economische parameters voor de windenergie-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 2024	Advies SCE 2025
Vermogen	[kW]	15	15
Investeringskosten (inclusief voorbereidingskosten)	[€/kW]	2.853	2.900
Vorbereidingskosten (als onderdeel van investeringskosten)	[€/kW]	133	133
Vollasturen	[uur/jaar]	2.140	2.140
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	19,0	19,7
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0222	0,0230
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 2024	Advies SCE 2025
Vermogen	[kW]	1.000	1.000
Investeringskosten (inclusief voorbereidingskosten)	[€/kW]	2.135	2.240
Vorbereidingskosten (als onderdeel van investeringskosten)	[€/kW]	200	200
Vollasturen	[uur/jaar]	1.530 - 2.400	1.380 - 2.250
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	13,0	13,8
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0170	0,0180
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 2024	Advies SCE 2025
Vermogen	[kW]	4.500	4.500
Investeringskosten (inclusief voorbereidingskosten)	[€/kW]	1.530	1.580
Vorbereidingskosten (als onderdeel van investeringskosten)	[€/kW]	100	100
Vollasturen	[uur/jaar]	3.575 - 2.425	3.480 - 2.280
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	16,5	16,5
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0121	0,0126
Afsluitprovisie (1% van aandeel vreemd vermogen)	[€]	1% op lening	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

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. Uit de marktconsultatie is naar voren gekomen dat er projecten in voorbereiding zijn die onder SCE ingediend zouden kunnen worden. De consultatie heeft daarbij geen nieuwe inzichten opgeleverd voor wat betreft de technisch-economische parameters en daarom zijn de kostenparameters ongewijzigd ten opzichte van het advies SCE 2024. In lijn met eerdere jaren is de beleidsperiode voor elektriciteit uit waterkracht op 15 jaar gesteld. Voor waterkrachtprojecten zien we geen significant voordeel door economische restwaarde en deze wordt zodoende niet verdisconteerd in de cashflow.

5.2 Kostenbevindingen

Investeringskosten

In de investeringskosten zijn behalve de techniekkosten ook de kosten voor de netwerkaansluiting, notariskosten, bouwconstructierapporten en voorbereidingskosten meegenomen. Inclusief voorbereidingskosten bedragen de investeringskosten 6.580 euro/kW.

Vorbereidingskosten

De projectvoorbereidingskosten (ontwikkelkosten) voor het referentieproject van 50 kW bedragen 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.

O&M-kosten

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

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 SCE 2024	Advies SCE 2025
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	[€/kWh]	0,0029	0,0029
Afsluitprovisie	[€]	1% op lening	1% op lening

6 Cijfermatig overzicht

6.1 Basisbedragen en vollasturen

Tabel 6.1 laat de basisbedragen en bijbehorende vollasturen zien voor de SCE in 2025. Ter vergelijking worden ook de basisbedragen van SCE 2024 getoond. Wegens de aanpassingen in de aantallen vollasturen zijn de basisbedragen uit SCE 2024 en SCE 2025 niet direct vergelijkbaar (behalve voor de categorieën zon-pv op kva, windenergie op kva en waterkracht). De in de tabel getoonde vollasturen gelden voor SCE 2025.

Tabel 6.1
Overzicht subsidieparameters SCE 2025

Categorie	Basis- bedrag SCE 2024 [€/kWh]	Vollasturen SCE 2025 [uur/jr]	Basis- bedrag SCE 2025 [€/kWh]
Zon-pv 15 – 100 kWp (kva, net 70%, referentie 60 kWp)	0,124	900	0,127
Zon-pv 15 – 500 kWp (gva, net 50%, referentie 150 kWp)	0,109	730	0,135
Zon-pv gebouwgebonden 500 kWp - 6 MWp (gva, net 50%, referentie 2,5 MWp)	0,081	730	0,097
Zon-pv grondgebonden 500 kWp - 6 MWp (gva, net 50%, referentie 10 MWp)	0,070	740	0,080
Zon-pv grondgebonden natuurinclusief 500 kWp - 6 MWp (gva, net 50%, referentie 10 MWp)	-	740	0,087
Zon-pv drijvend op water 500 kWp - 6 MWp (gva, net 50%, referentie 10 MWp)	0,083	740	0,093
Zon-pv drijvend op water natuurinclusief 500 kWp - 6 MWp (gva, net 50%, referentie 10 MWp)	-	740	0,095
Windenergie, 15 kW op kva	0,166	2140	0,172
Windenergie, 1 MW – windsnelheid > 8,50 m/s op gva	0,106	2250	0,123
Windenergie, 1 MW – windsnelheid 8,00 - 8,50 m/s op gva	0,114	2070	0,133
Windenergie, 1 MW – windsnelheid 7,50 - 8,00 m/s op gva	0,132	1760	0,154
Windenergie, 1 MW – windsnelheid 7,00 - 7,50 m/s op gva	0,141	1630	0,165
Windenergie, 1 MW – windsnelheid 6,75 - 7,00 m/s op gva	0,152	1500	0,178
Windenergie, 1 MW – windsnelheid < 6,75 m/s op gva	0,163	1380	0,192
Windenergie, tot 6 MW – windsnelheid > 8,50 m/s, (referentie 15 MW, gva)	0,052	3480	0,057
Windenergie, tot 6 MW – windsnelheid 8,00 - 8,50 m/s, (referentie 15 MW, gva)	0,053	3300	0,060
Windenergie, tot 6 MW – windsnelheid 7,50 - 8,00 m/s, (referentie 15 MW, gva)	0,059	2950	0,066
Windenergie, tot 6 MW – windsnelheid 7,00 - 7,50 m/s, (referentie 15 MW, gva)	0,066	2660	0,073
Windenergie, tot 6 MW – windsnelheid 6,75 - 7,00 m/s, (referentie 15 MW, gva)	0,071	2450	0,078
Windenergie, tot 6 MW – windsnelheid < 6,75 m/s, (referentie 15 MW, gva)	0,076	2280	0,084
Waterkracht, 50 kW	0,170	5000	0,175

6.2 Correctiebedragen en basiselektriciteitsprijzen

De voorlopige correctiebedragen worden berekend als voortschrijdend gemiddelde van de relevante elektriciteitsprijs (EPEX) over de periode 1 september 2023 tot en met 31 augustus 2024, inclusief de waarde van GvO's van 0,004 euro/kWh. De basiselektriciteitsprijzen worden berekend als tweederde van de langetermijnprijs, de gemiddelde prijs in de komende 15 jaar exclusief inflatie, op grond van de Klimaat- en energieverkenning 2024 van PBL. Voor eigen gebruik worden zowel bij de correctiebedragen als bij de basiselektriciteitsprijzen de vermeden energiebelasting opgeteld. Dit betreft de derde schijf van de energiebelasting in 2024.

Voor de elektriciteitsprijs in de correctiebedragen wordt onderscheid gemaakt tussen de gemiddelde prijs inclusief uren met een negatieve prijs, en de gemiddelde elektriciteitsprijs exclusief uren met een negatieve prijs. Welke van toepassing is, hangt af van de vraag of de productie tijdens uren met negatieve prijzen ook gesubsidieerd worden. Dit is wel het geval bij kleinschalige projecten, te weten zon-pv en windenergie op kleinverbruikersaansluitingen, en waterkracht. Bij alle overige categorieën is dit niet het geval. Bij windenergie wordt verder rekening gehouden met de profiel- en onbalanskosten die voor wind op land gemaakt worden. Bij zon-pv wordt gerekend met de profiel- en onbalanskosten die gepaard gaan met zon-pv-productie.

Omschrijving categorie	Subsidie voor netlevering tijdens uren met negatieve prijzen	Basiselektriciteitsprijs in euro/kWh	Voorlopig correctiebedrag 2025 (incl. GvO) in euro/kWh
Zonne-energie, kleinverbruikers-aansluiting, ≥ 15 kWp en ≤ 100 kWp	Ja	Netlevering: 0,035	Netlevering: 0,047
Zonne-energie, grootverbruikers-aansluiting, ≥ 15 kWp en < 500 kWp	Nee	Netlevering: 0,035 Niet-netlevering: 0,092	Netlevering: 0,057 Niet-netlevering: 0,100
Zonne-energie, grootverbruikers-aansluiting, gebouwgebonden, ≥ 500 kWp en ≤ 6 MWp	Nee	Netlevering: 0,035 Niet-netlevering: 0,074	Netlevering: 0,057 Niet-netlevering: 0,093
Zonne-energie, grootverbruikers-aansluiting, drijvend op water, ≥ 500 kWp en ≤ 6 MWp	Nee	Netlevering: 0,035 Niet-netlevering: 0,074	Netlevering: 0,057 Niet-netlevering: 0,093
Zonne-energie, grootverbruikers-aansluiting, grondgebonden, ≥ 500 kWp en ≤ 6 MWp	Nee	Netlevering: 0,035 Niet-netlevering: 0,074	Netlevering: 0,057 Niet-netlevering: 0,093
Zonne-energie, natuur-inclusief, grootverbruikers-aansluiting, grondgebonden, ≥ 500 kWp en ≤ 6 MWp	Nee	Netlevering: 0,035 Niet-netlevering: 0,074	Netlevering: 0,057 Niet-netlevering: 0,093
Windenergie, kleinverbruikers-aansluiting, ≥ 15 kW en ≤ 100 kW	Ja	Netlevering: 0,030	Netlevering: 0,063
Windenergie, grootverbruikers-aansluiting, ≥ 15 kW en < 1 MW, $\geq 8,5$ m/s	Nee	Netlevering: 0,030	Netlevering: 0,069
Windenergie, grootverbruikers-aansluiting, ≥ 15 kW en < 1 MW, $\geq 8,0$ en $< 8,5$ m/s	Nee	Netlevering: 0,030	Netlevering: 0,069
Windenergie, grootverbruikers-aansluiting, ≥ 15 kW en < 1 MW, $\geq 7,5$ en $< 8,0$ m/s	Nee	Netlevering: 0,030	Netlevering: 0,069
Windenergie, grootverbruikers-aansluiting, ≥ 15 kW en < 1 MW, $\geq 7,0$ en $< 7,5$ m/s	Nee	Netlevering: 0,030	Netlevering: 0,069
Windenergie, grootverbruikers-aansluiting, ≥ 15 kW en < 1 MW, $\geq 6,75$ en $< 7,0$ m/s	Nee	Netlevering: 0,030	Netlevering: 0,069

Windenergie, grootverbruikers-aansluiting, ≥ 15 kW en < 1 MW, $< 6,75$ m/s	Nee	Netlevering: 0,030	Netlevering: 0,069
Windenergie, grootverbruikers-aansluiting, ≥ 1 MW en ≤ 6 MW, $\geq 8,5$ m/s	Nee	Netlevering: 0,030	Netlevering: 0,069
Windenergie, grootverbruikers-aansluiting, ≥ 1 MW en ≤ 6 MW, $\geq 8,0$ en $< 8,5$ m/s	Nee	Netlevering: 0,030	Netlevering: 0,069
Windenergie, grootverbruikers-aansluiting, ≥ 1 MW en ≤ 6 MW, $\geq 7,5$ en $< 8,0$ m/s	Nee	Netlevering: 0,030	Netlevering: 0,069
Windenergie, grootverbruikers-aansluiting, ≥ 1 MW en ≤ 6 MW, $\geq 7,0$ en $< 7,5$ m/s	Nee	Netlevering: 0,030	Netlevering: 0,069
Windenergie, grootverbruikers-aansluiting, ≥ 1 MW en ≤ 6 MW, $\geq 6,75$ en $< 7,0$ m/s	Nee	Netlevering: 0,030	Netlevering: 0,069
Windenergie, grootverbruikers-aansluiting, ≥ 1 MW en ≤ 6 MW, $< 6,75$ m/s	Nee	Netlevering: 0,030	Netlevering: 0,069
Waterkracht, kleinverbruikers-aansluiting, ≥ 15 kW en ≤ 100 kW	Ja	Netlevering: 0,047	Netlevering: 0,075
Waterkracht, grootverbruikers-aansluiting, ≥ 15 kW en ≤ 150 kW	Ja	Netlevering: 0,047	Netlevering: 0,075

Afkortingen

CPB	Centraal Planbureau
DSCR	<i>Debt Service Coverage Ratio</i> , de dekkingsgraad van de lening
ECB	Europese Centrale Bank
EPEX	Groothandelselektriciteitsprijs
Euribor	<i>Euro Interbank Offered Rate</i>
EV	eigen vermogen
KGG	Het ministerie van Klimaat en Groene Groei
gva	grootverbruikersaansluiting
GvO	Garantie van Oorsprong
HCIP	<i>harmonised index of consumer prices</i> , consumentenprijsindex
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IRS	<i>Interest rate swap</i> , renteruilcontract
kva	kleinverbruikersaansluiting
O&M	<i>operation and maintenance</i> , bedrijfsvoering en onderhoud
OZB	Onroerendezaakbelasting
PBL	Planbureau voor de Leefomgeving
SCE	Subsidieregeling Coöperatieve Energieopwekking
SDE++	Stimulering Duurzame Energieproductie en Klimaattransitie
VV	vreemd vermogen
VvE	Vereniging van eigenaren
WA	Wettelijke aansprakelijkheid
WACC	<i>weighted cost of capital</i> , gewogen kapitaalsvergoeding

Referenties

CPB (2024), *Verzamelde bijlagen CEP 2024* (22 februari 2024).

ECB (2023), *Economic Bulletin Issue 8/2023*, chart 22.

ECB (2024), *Economic Bulletin Issue 5/2024*, chart 17.

ENTSOE-E (2024), day-ahead prijzen voor 2023 en 2024 (t/m 11 november 2024)

<https://newtransparency.entsoe.eu>

Epex Spot (2024), day-aheadprijzen voor 26 juni 2024, <https://www.epexspot.com/en/market-results>

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

I&W (2024a), *Regeling van de Staatssecretaris van Infrastructuur en Waterstaat, handelende in overeenstemming met en de Staatssecretaris van Financiën –Fiscaliteit en Belastingdienst, van 26 april 2024*, nr.

IENW/BSK-2024/97948, tot wijziging van de Regeling groenprojecten 2022 in verband met een wijziging van de eisen voor windturbines, fotovoltaïsche panelen en warmte-opwekkers, Staatscourant Nr. 11579, 30 april 2024.

I&W (2024b), *Onderzoek naar de verwachte gevolgen van de verlaging vrijstelling groen beleggen bij Belastingplan 2025*, Kamerstukken II 2023/24, 36 418 nr. 149.

Lensink, S (2024), *Eindadvies basisbedragen SDE++ 2024*, Den Haag: Planbureau voor de Leefomgeving.

NED (2024), *Nationaal Energie Dashboard voor productiedata zon-pv en wind voor 2023 en 2024* (t/m 11 november) <https://ned.nl>

Rebel (2016), *Faciliteit Ontwikkeling Energiecoöperaties*.

Bijlagen

Bijlage 1 Uitgangspunten

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:
 - o Zon-pv aangesloten op een kleinverbruikersaansluiting (15 kWp - 100 kWp).
 - o Zon-pv aangesloten op een grootverbruikersaansluiting (15 kWp - 500 kWp).
 - o Zon-pv gebouwgebonden aangesloten op een grootverbruikersaansluiting (500 kWp – 6 MWp).
 - o Zon-pv grondgebonden aangesloten op een grootverbruikersaansluiting (500 kWp – 6 MWp).
 - o Zon-pv drijvend op water aangesloten op een grootverbruikersaansluiting (500 kWp – 6 MWp).
 - o Kleinschalige windenergie-installaties aangesloten op een kleinverbruikersaansluiting (15 kW - 100 kW).
 - o Kleinschalige windenergie-installaties aangesloten op een grootverbruikersaansluiting (15 kW - 1 MW).
 - o Windenergie-installaties aangesloten op een grootverbruikersaansluiting (1 MW – 6 MW)
 - o Waterkracht (15 kW - 150 kW).
- KGG staat open voor suggesties van het PBL om af te wijken van bovenstaande grenzen in opgesteld vermogen.
- De basisbedragen worden uitgedrukt in euro/kWh.
- In de SCE wordt het maximaal te subsidiëren basisbedrag afgetoet op 0,15 euro/kWh.
- Een referentieproject is een energiecoöperatie (geen VvE) die volledig bestaat uit burgers (1 deelnemer per 5 kW(p) voor zon-pv en voor windenergie en 1 deelnemer per 1 kW voor waterkracht) die zelf het benodigde financieel vermogen inleggen.
- De realisatietermijn is:
 - o 2 jaar voor zon-pv tot 0,5 MW.
 - o 3 jaar voor zon-pv gebouwgebonden vanaf 0,5 MW.
 - o 4 jaar voor zon-pv op veld of drijvend op water vanaf 0,5 MW.
 - o 3 jaar voor wind tot 1 MW.
 - o 4 jaar voor wind vanaf 1 MW.
 - o 3 jaar voor waterkracht.
- 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:
 - o Afsluitprovisies en voorbereidingskosten (bijvoorbeeld haalbaarheidsstudies of vergunningen).
 - o Recht van opstal (administratieve kosten én dakhuur).
 - o Administratiekosten gedurende de looptijd van het project.
 - o 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 technologieaanbieders hiervoor in aanmerking kunnen komen.
- De basisbedragen worden berekend met inachtneming van de op 1 januari 2024 bekende wet- en regelgeving die op 1 juli 2024 van kracht zal worden. Indien bekende beleidsvoornemens van de overheid naar verwachting een grote impact hebben op de basisbedragen, zal nader overleg met KGG 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:
 - o twee jaar voor de productie van hernieuwbare elektriciteit uit zonne-energie (tot 0,5 MW).
 - o drie jaar voor de productie van hernieuwbare elektriciteit uit zonne-energie op dak (vanaf 0,5 MW).
 - o vier jaar voor de productie van hernieuwbare elektriciteit uit zonne-energie op veld en drijvend op water (vanaf 0,5 MW).
 - o drie jaar voor de productie van hernieuwbare elektriciteit uit waterkracht.
 - o drie jaar voor de productie van hernieuwbare elektriciteit uit windenergie (tot 1 MW).
 - o vier jaar voor de productie van hernieuwbare elektriciteit uit windenergie (vanaf 1 MW).

Financiële uitgangspunten

- Er wordt van projectmatige financiering 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 houden 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 het correctiebedrag gehanteerd inclusief negatieve uurblokken. Voor installaties op een grootverbruikersaansluiting wordt het correctiebedrag gehanteerd exclusief negatieve uurblokken. Hierbij wordt dezelfde tijdsbasis gehanteerd als de SDE++ 2025.
- 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 fotovoltaïsche 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 gebouwintegratie bij zon-pv worden niet in de kosteninschatting meegenomen.
- Een apart correctiebedrag wordt gehanteerd voor netlevering en niet-netlevering bij zon-pv-installaties die aangesloten zijn op een grootverbruikersaansluiting.
- 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.

Waterkracht

- Gezien het gebrek aan aanvragen in de categorie waterkracht in de afgelopen jaren vraagt EZK PBL om, met inachtnaam van de potentie van deze categorie, te adviseren over het al dan niet openstellen ervan in 2025.

Bijlage 2 Reacties uit de marktconsultatie

Tabel B.1

Reacties uit de marktconsultatie

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
Financiering	Het kernpunt van kritiek op de rekenmethode van het PBL waarmee het de SCE-basisbedragen berekent, is dat PBL aan het eigen vermogen (inleg leden, los van financiering met achtergestelde lening door leden of niet-leden) helemaal geen rendement toekent.	PBL hanteert dezelfde definitie van risicodragend vermogen als financiële instellingen en sluit daarmee aan bij de praktijk. Het risicodragende vermogen bestaat uit het eigen vermogen plus achtergestelde leningen (ook wel equity en quasi-equity genoemd) [Zie bijvoorbeeld de toelichting op de regeling wijziging EZ-subsidies , voetnoot 2 op pagina 12]. In lijn hiermee wordt het totale risicodragende vermogen in het onrendabele-topmodel van SDE- en SCE-regelingen eigen vermogen genoemd. Over het eigen vermogen wordt rendement uitgekeerd, zoals blijkt uit het OT-model. In aanvulling daarop is gecheckt hoe de OT-model berekening zou veranderen als separaat rekening wordt gehouden met achtergestelde leningen. De conclusie is dat dit resulteert in een vergelijkbaar basisbedrag, of zelfs een iets lager basisbedrag indien de rentebetalingen op de achtergestelde lening t.o.v. een situatie met eigen vermogen kunnen worden verrekend met te betalen vennootschapsbelasting. Tegelijkertijd maakt dit de berekening complexer en vraagt dit om aanvullende keuzes die minder goed passen bij het OT-model als een vereenvoudigd kasstroommodel. We blijven daarom in het OT-model uitgaan van het totale risicodragende vermogen.
Financiering	Ten aanzien van het rendement op eigen vermogen wordt voor zon-pv bij de SCE een afwijkende methodiek en afwijkend percentage gehanteerd ten opzichte van de SDE++. Dit heeft ons zeer verbaasd omdat deze projecten, weliswaar via verschillende instrumenten, worden gefinancierd door dezelfde burgers. Om een aantal redenen denken wij dat dit onjuist is. Deze redenen zijn (samengevat): 1. Iedereen in Nederland wordt in gelijke gevallen gelijk behandeld: verschillende behandeling van burgers die	De berekening van het rendement op eigen vermogen is aangepast n.a.v. opmerkingen van verschillende partijen tijdens de marktconsultatie. In dit eindadvies is het rendement voor alle SCE-categorieën (vorig jaar alleen de grootschalige categorieën) afgeleid van het rendement op SDE++-projecten. Ad 1. De SDE++-regeling is gericht op meer grootschalige projecten die in de regel worden ontwikkeld door commerciële projectontwikkelaars, terwijl de SCE-regeling is gericht op meer kleinschalige projecten van energiecoöperaties en VvE's. De regelingen hebben dus verschillende typen ontwikkelaars op het oog, die verschillende risico's

	<p>geld inleggen bij SCE en SDE++ projecten;</p> <p>2. Mogelijkheden voor financieringsdeelname: het eigen vermogen is altijd risicodragend en de vergelijking met een spaarrekening is misleidend;</p> <p>3. Omkering van oorzaak en gevolg door het rendement vast te stellen op basis van uitingen van coöperaties zelf;</p> <p>4. Risico op (aanzetten tot) misbruik door verschil in behandeling van rendement op eigen vermogen: crowdfunding van SDE++-project met hoger rendement op eigen vermogen dan een SCE-project.</p>	<p>kunnen lopen en waarvoor daarom verschillende rendementen kunnen worden vastgesteld. Er is in principe dus geen sprake van ongelijke behandeling van burgers.</p> <p>Ad 2. Mee eens dat het eigen vermogen risicodragend is. Dit sluit echter niet uit dat voor de vaststelling van het rendement wordt gekeken naar de opbrengsten van alternatieve besteding van beschikbaar kapitaal, zoals het rendement op een spaarrekening. Echter, aangezien achtergestelde leningen, en eigen vermogen in het algemeen, per definitie een hoger risico met zich meebrengen dan standaardleningen, dient het rendement daarvan eveneens hoger te liggen dan de rente op standaardleningen. Daarom gaan we ervan uit dat de financiële risico's van SCE- en SDE++-projecten vergelijkbaar zijn en is het rendement op eigen vermogen nu voor alle SCE-categorieën afgeleid van het rendement op eigen vermogen van SDE++-projecten.</p> <p>Ad 3. Het PBL baseert zich waar mogelijk op marktinformatie, zowel info vanuit de marktconsultatie als publieke uitingen van energiecoöperaties, om zo goed mogelijk aan te sluiten bij de realiteit. Wij zien geen beletsel voor het gebruik van publieke uitingen in de argumentatie van gemaakte keuzes. Ter info, voor de financiële uitgangspunten van de SCE-regeling, zie bijlage 1.</p> <p>Ad 4. Voor kennisgeving aangenomen, er is geen verband aangetoond tussen het rendement op eigen vermogen van SCE-projecten en potentiële risico's van misbruik van crowdfunding bij financiering van SDE++ projecten. Merk op dat met de verplichte ECSPR-vergunning (ECSPR staat voor European Crowdfunding Service Providers Regulation) per 10 november 2023 potentiële financiers beter beschermd worden en beter inzicht krijgen in de risico's van projecten.</p>
Financiering	<p>Rente standaardleningen: Het Duurzaamheidsfonds van de BNG rekende half januari voor senior leningen met een looptijd van 15 jaar 5,4%, eenmalige afsluitkosten van 0,5%-2% komen daarbij. Dit fonds verstrekt alleen leningen aan coöperaties als de gemeente garant wil staan. Gemeenten</p>	<p>Voor kennisgeving aangenomen. Het aantal projecten dat gebruikmaakt van het BNG duurzaamheidsfonds is beperkt en daarmee niet representatief voor de referentie situatie.</p>

	rekenen daarvoor vaak een garantstellingsprovisie van 0,5%, zodat de feitelijke rente neerkomt op circa 6%. In principe financiering tot 100% investeringsbedrag, maar veel gemeenten zullen ook een stuk risico bij de lenende coöperatie willen leggen door 20% inbreng eigen vermogen te vragen als voorwaarde voor garantstelling.	
Financiering	Rente achtergestelde leningen: Coöperatie A stelt op haar website 7% rente te bieden op een 15 jarige annuïtaire achtergestelde geldlening (voorjaar 2024). De betreffende investering wordt voor 80% gefinancierd door het Duurzaamheidsfonds van de BNG en voor 20% met deze achtergestelde lening. Energiecoöperatie B heeft in februari 2022 voor 20% van het investeringsbedrag van circa € 300.000, een achtergestelde lening opgehaald tegen 5% rente. Partij C heeft in mei 2022 tegen een rente van 4% een [vertrouwelijk bedrag] proberen te financieren, maar wist tegen dat percentage slechts ca 85% van het beoogde bedrag op te halen. Sindsdien is de rente circa 2% gestegen. Hieruit kan geconcludeerd worden dat om de achtergestelde financiering rond te krijgen een coöperatie momenteel in de orde van 7% rente dient te bieden.	Voor kennisgeving aangenomen. Er wordt slechts 1 voorbeeld gegeven waarbij 7% rente op een achtergestelde lening wordt betaald. Overige voorbeelden zijn geda-teerd in het licht van de actuele rente-ont-wikkelingen.
Financiering	Crowdfunding: inspreker heeft 7 projecten aangedragen die worden gefinancierd via twee verschillende crowdfundingplatforms met rentepercentages variërend van 5 tot 8%. Volgens inspreker komen hier altijd nog tussen de 1 en 1,5% financieringskosten bij, veelal vergoedingen voor het platform (marketingkosten, juridische kosten, administratieve / uitvoeringskosten).	Van de 7 projecten betreft slechts 1 project een SCE-project, overige projecten zijn SDE++-projecten. Er zijn geen informatie-memoranda meegestuurd zodat de context van de projecten maar deels bij de beoordeling hiervan kan worden betrokken. Uit de wel beschikbare info kan worden opgemaakt dat diverse crowdfundingleningen slechts voor een korte periode worden verstrekt en niet voor 10-15 jaar. Deze specifieke projecten zijn daarmee niet representatief voor de SCE-regeling. Verder wordt crowdfunding in de regel verstrekt voor een beperkt deel van het risicodragend vermogen.
Financiering	Ons verzoek is om het rekenmodel van het Realisatiefonds te gebruiken als validatiecheck of de SCE-tarieven passend zijn.	De resultaten van het OT-model zijn reproduceerbaar met het rekenmodel van het realisatiefonds, wel kent het laatste model meer detail. Vanwege consistentie met zowel de overige SCE-categorieën alsook de SDE-categorieën blijven we het OT-model gebruiken.

Financiering	De benodigde subsidie wordt berekend over een termijn van 20 jaar, maar het gehele rendement wordt pas gemaakt in jaar 16 t/m 20. Dit is nogal risicovol, en er worden bijzonder hoge tarieven aangehouden, en dit strookt ook niet met de 'normale' termijn voor pv-installaties: subsidie en afschrijving bedragen maar 15 jaar, RVO gebruikt in haar haalbaarheidsstudies 15 jaar en ook financiers hanteren max. 15 jaar (of korter).	De verschaffers van eigen vermogen ontvangen zoals gebruikelijk pas vergoeding/rendement als de coöperatie haar jaarlijkse betalingsverplichtingen (rente en aflossing) heeft voldaan aan de verschaffers van senior leningen. Hoewel SCE 2024-projecten een deel van het rendement al in jaren 1 t/m 15 behalen, wordt het merendeel van het rendement op eigen vermogen inderdaad pas in jaren 16 t/m 20 gemaakt. Dit hangt samen met relatief hoge inkomsten in deze jaren door het gebruik van elektriciteitsprijzen uit de KEV 2022 die op een hoog niveau liggen, echter voor het advies over de SCE 2025-regeling gebruiken we KEV 2024-prijzen die op een beduidend lager niveau liggen. Daarmee wordt een groter deel van het rendement op eigen vermogen in eerdere jaren behaald. Ten slotte, merk op dat in de handleiding van het rekenmodel van het realisatiefonds wordt uitgegaan van een economische levensduur van 25 jaar, terwijl we in de SDE en SCE uitgaan van een conservatievere inschatting van de economische levensduur van 20 jaar.
Verzekeringspremies zonnepv	De verzekeringspremies voor zowel de verzekering van de zonnestroominstallaties als de bedrijfsaansprakelijkheidsverzekering zijn fors gestegen en fors hoger dan in het model van het PBL verwerkt.	We hebben de bedragen aangepast, zie paragraaf 3.2.3.