



Planbureau voor de Leefomgeving

POSTCODEROOSSUBSIDIEREGELING

Eindadvies 2021

Notitie

**Sander Lensink (editor), Adriaan van der Welle, Luuk Beurskens,
Iulia Pișcă, Jasper Lemmens, Bart in 't Groen**

17 september 2020

TNO



PBL

Colofon

Postcoderoossubsidieregeling – Eindadvies 2021

© PBL Planbureau voor de Leefomgeving

Den Haag, 2020

PBL-publicatienummer: 4248

Contact

sde@pbl.nl

Auteurs

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

Redactie figuren

Beeldredactie PBL

Eindredactie en productie

Delen uit deze publicatie mogen worden overgenomen op voorwaarde van bronvermelding: Sander Lensink (2020), Postcoderoossubsidieregeling Eindadvies 2021, Den Haag: PBL.

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 voor alles beleidsgericht. Het verricht zijn onderzoek gevraagd en ongevraagd, onafhankelijk en wetenschappelijk gefundeerd.

Inhoud

1. Beschrijving adviesvraag	5
1.1. Introductie	5
1.2. Advies Postcoderoossubsidieregeling en grootte van projecten	5
1.3. Marktconsultatie	6
2. Werkwijze	7
2.1. Uitgangspunten en rekenmethode	7
2.2. Meegenomen kosten	7
3. Financiering	9
3.1. Inleiding	9
3.2. Rendement op vreemd vermogen	9
3.3. Rendement op eigen vermogen	11
3.4. Verhouding tussen vreemd en eigen vermogen	12
3.5. Inflatie	12
3.6. Afschrijvingstermijn	13
3.7. Economische restwaarde	13
3.8. Vermogenskostenvergoeding	14
4. Zonne-energie	15
4.1. Beschrijving referentie-installatie	15
4.2. Informatie uit de marktconsultatie	15
4.3. Kostenbevindingen	16
4.3.1. Investeringskosten	17
4.3.2. O&M-kosten: variabele en vaste operationele kosten	17
4.3.3. Technisch-economische parameters	18
4.4. Voorbereidingskosten	19
5. Windenergie	20
5.1. Beschrijving referentie-installatie	20
5.2. Informatie uit de marktconsultatie	21
5.3. Kostenbevindingen	21
5.3.1. Investeringskosten	21
5.3.2. O&M-kosten: variabele en vaste operationele kosten	21
5.3.3. Technisch-economische parameters	22
5.4. Voorbereidingskosten	22
6. Waterkracht	23
6.1. Beschrijving referentie-installatie	23
6.2. Informatie uit de marktconsultatie	23
6.3. Kostenbevindingen	23
6.3.1. Investeringskosten	23

6.3.2.	O&M-kosten	23
6.3.3.	Technisch-economische parameters	24
6.4.	Vorbereidingskosten	24
7.	Correctiebedragen en basisprijzen	25
7.1.	Inleiding	25
7.2.	Toelichting correctiebedragen	26
7.3.	Garanties van Oorsprong (GvO's)	29
7.4.	Basisprijzen	30
8.	Conclusie	32
	Bijlage A Uitgangspunten	33
	Uitgangspunten berekeningen PBL t.b.v. postcoderoossubsidie	33
	Bijlage B Consultatiereacties	35
	B1 Financiering, correctiebedragen, basisprijzen en garanties van oorsprong	35
	B2 Zonne-energie	43
	B3 Windenergie	46
	B4 Waterkracht	48

1. Beschrijving adviesvraag

1.1. Introductie

Het ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK) heeft aan het Planbureau voor de Leefomgeving (PBL) gevraagd advies uitbrengen over de te verwachten elektriciteitsproductiekosten voor waterkracht, windenergie en zon-PV zoals deze toegepast zouden kunnen worden in een nieuw vorm te geven Postcoderoossubsidiering (PCRS), voor toepassing vanaf het jaar 2021. Deze regeling is bedoeld als opvolger van de fiscale Regeling verlaagd tarief bij collectieve opwekking, ook wel bekend als de postcoderoosregeling (PCR).

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

In het onderzoeksproces dat onderliggend is aan het advies, heeft het PBL ondersteuning gekregen van TNO EnergieTransitie en DNV GL. Binnen dit proces is een marktconsultatie gehouden in juli 2020.

1.2. Advies Postcoderoossubsidiering en grootte van projecten

Vanuit energiecoöperaties is de wens geuit om de zogenoemde postcoderoosregeling aan te passen. In deze notitie wordt op verzoek van EZK uitwerking gegeven aan een variant waarbij de geproduceerde elektriciteit middels een subsidiebedrag per kWh vergoed wordt, zonder korting op de energiebelasting.

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

- Waterkracht (referentievermogen 50 kW)
- Windenergie (referentievermogen 1 MW)
- Zon-PV (twee referentievermogens 60 kWp en 150 kWp)

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

1.3. Marktconsultatie

Ruim veertig belanghebbenden hebben gereageerd op het verzoek om terugkoppeling op het conceptadvies uit mei 2020. De ontvangen reacties zijn verwerkt in dit Eindadvies Postcoderoossubsidiering. Bijlage B geeft meer detail over de ontvangen reacties.

De minister van EZK besluit uiteindelijk over de nieuwe Postcoderoossubsidiering.

2. Werkwijze

2.1. Uitgangspunten en rekenmethode

De uitgangspunten voor de Postcoderoossubsidierегeling (PCRS) zijn opgenomen in Bijlage A. De rekenmethode is gebaseerd op de onrendabele-topmodellen die voor SDE++ gebruikt worden, waarin echter een aantal onderwerpen specifieke aannames kennen. In dit advies worden achtereenvolgens de financieringsparameters besproken, de basisprijzen en correctiebedragen, en vervolgens komen de technieken zon-PV, windenergie en waterkracht aan de orde. De basisbedragen worden gepresenteerd in het hoofdstuk Conclusie.

2.2. Meegenomen kosten

Ter verduidelijking van de wel en niet meegewogen kosten binnen de Postcoderoossubsidierегeling staan in tabel 2-1 welke kosten er wel en niet meegenomen worden in de bepaling van het basisbedrag. Hierbij volgen we de uitgangspunten bij de PCRS zoals meegegeven door het ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK). Verder worden de meeste meegenomen kostenposten in de onrendabele top berekening meegenomen als kasstromen, terwijl de resterende kostenposten - gegeven de uitgangspunten - worden verondersteld uit het rendement op eigen vermogen te worden vergoed. Deze resterende kostenposten (voorbereidingskosten en afsluitprovisies) krijgen speciale aandacht in deze analyse; er wordt gekeken hoe deze niet voor directe vergoeding in aanmerking komende kosten het rendement op eigen vermogen van projecten beïnvloeden.

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

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

X kosten zijn meegenomen.

- kosten zijn niet meegenomen.

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

² Omvormervervanging is bij waterkracht en windenergie niet van toepassing.

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

3. Financiering

3.1. Inleiding

Het uitgangspunt voor financiering van Postcoderoossubsidierегeling (PCRS) projecten is projectfinanciering. We houden hierbij rekening met de bijzondere kenmerken van PCRS-projecten en proberen de diversiteit van PCRS-projecten zo goed mogelijk mee te nemen in de analyse. Specifiek is gekeken naar de vergoeding van voorbereidingskosten (zoals per technologie geïdentificeerd in de hoofdstukken 4-6 hierna) via een opslag op het rendement voor eigen vermogen.

De financiële parameters die gebruikt zijn voor het berekenen van de basisbedragen, zijn weergegeven in Tabel 3-1 en worden in de onderstaande tekst achtereenvolgens nader toegelicht. Ook andere relevante financieringsparameters zoals afschrijvingstermijnen en economische restwaarde worden besproken. Het hoofdstuk sluit af met de resulterende vermogenskostenvergoedingen voor zonne-energie-, windenergie- en waterkrachtprojecten. Hierbij wordt uitgegaan van de gemiddelde situatie voor groepen van PCRS-projecten. Dat laat onverlet dat in de praktijk PCRS-projecten anders gefinancierd kunnen worden.

3.2. Rendement op vreemd vermogen

Het gevraagde rendement op vreemd vermogen varieert aanzienlijk tussen postcoderoosprojecten. Dit hangt samen met de beschikbare financieringsmogelijkheden zoals ledeninleg, subsidies, bancaire financiering, crowdfunding en lokale energiefondsen in de vorm van leningen, garantstellingen en participaties.¹

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

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

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

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

Genoemde percentages liggen boven de rente voor SDE++ projecten met een hoger risico (2,5%). De (operationele) risico's van PCRS projecten zijn namelijk relatief hoog vanwege hun kleinere schaal en de beperkte staat van dienst van een gemiddelde coöperatie met in de regel een grote rol voor vrijwilligers.

Tabel 3-1 Samenvatting van gehanteerde financiële parameters voor de PCRS

Financiële parameter	Gehanteerde waarde	Toelichting
Rendement op vreemd vermogen		
Rendement op vreemd vermogen	3,0 %	Zonne-energie (grootverbruikersaansluiting, gva)
	3,5 %	Zonne-energie (kleinverbruikersaansluiting, kva), windenergie, waterkracht
Rendement op eigen vermogen		
Rendement op eigen vermogen	11,4 %	Zonne-energie (kva)
	12,1 %	Zonne-energie (gva)
	11,2 – 12,3 %	Windenergie
	11,0 %	Waterkracht
Verhouding tussen vreemd en eigen vermogen		
Verhouding vreemd vermogen (VV) / eigen vermogen (EV)	80% VV / 20% EV	Zonne-energie (gva), windenergie
	50% VV / 50% EV	Zonne-energie (kva)
	70% VV / 30% EV	Waterkracht
Vennootschapsbelasting		
Verondersteld percentage gedurende de economische levensduur van het project	15,0 %	Voor projecten met een winst van maximaal € 200.000 per jaar geldt een jaarlijks tarief van 15,0% per 2021
Inflatie		
Inflatie van alle kostenposten	1,5% / jaar	

3.3.Rendement op eigen vermogen

Net als het rendement op vreemd vermogen varieert ook het gevraagde rendement op eigen vermogen aanzienlijk tussen postcoderoosprojecten. Dit hangt samen met de beschikbare mogelijkheden voor het aantrekken van eigen vermogen zoals ledeninleg, eigen middelen uit eerdere postcoderoosprojecten, crowdfunding en lokale energiefondsen in de vorm van participaties. Al deze financieringsvormen kunnen ingezet worden in het kader van projectfinanciering van PCRS projecten.

In de praktijk worden (kleinere) PCRS projecten vaak grotendeels gefinancierd met crowdfunding (in de regel leningen, geen aandelen) waarop een netto-rendement van circa 5,0%, inclusief vergoeding van de transactiekosten van het crowdfundingplatform, gebruikelijk is. Dit blijkt uit percentages die genoemd worden op crowdfunding-platforms voor duurzame energie voor projecten die representatief zijn voor PCRS projecten.³ Terugbetaling van crowdfundingleningen is vaak achtergesteld op de terugbetaling van andere leningen bij wanbetaling en maakt daarmee net als eigen vermogen onderdeel uit van het risicodragende vermogen ('private equity') zoals banken dat hanteren. Een rendement van deze omvang sluit ook aan bij marktconsultatiereacties en uitspraken over het netto-rendement van postcoderoosprojecten in het publieke domein. Ook past dit bij het vereiste rendement op achtergestelde leningen van banken aan andere postcoderoosprojecten. Met dit rendement moet het merendeel van de projecten gerealiseerd kunnen worden. Het is van toepassing op PCRS projecten met zon-PV, wind en waterkracht.

Bovenop dit zogenaamde netto-rendement wordt een vergoeding geboden voor kostenposten die op basis van een EZK uitgangspunt niet als kasstroom worden meegenomen (zie tabel 2-1), maar betaald worden uit het rendement op eigen vermogen. Dit zijn de kostenposten voorbereidingskosten en afsluitprovisies. Specifiek voor coöperaties geldt dat vanwege de kleine schaal van projecten er een substantiële hoeveelheid tijd en kosten gemoeid zijn met onder meer de noodzakelijke professionele ondersteuning en promotie en communicatie van het project ten behoeve van ledenwerving (vooral voorbereidingskosten). Daarom is geanalyseerd welk rendement op eigen vermogen adequaat is om binnen het kader van de van EZK meegekregen uitgangspunten de hogere voorbereidingskosten van postcoderoosprojecten te compenseren. Op voorhand worden geen effecten verwacht van de voorfinanciering van voorbereidingskosten uit de voorziene ontwikkelfaciliteit voor energiecoöperaties. Voor deze analyse zijn de bedragen voor de voorbereidingskosten uit hoofdstukken 4-6 over respectievelijk zonne-energie, windenergie en waterkracht genomen. Tabel 3-2 vat de veronderstellingen samen en laat het resulterende rendement op eigen vermogen inclusief opslag ter dekking van de PCRS-voorbereidingskosten zien.

³ Zie duurzaaminvesteren.nl, greencrowd.nl en zonnepanelendelen.nl.

Tabel 3-2 Verrekening van voorbereidingskosten

Technologie	Zonne-energie kleinverbruikers-aansluiting	Zonne-energie grootverbruikers-aansluiting	Windenergie	Waterkracht
Referentie-grootte installatie [kW]	60	150	1000	50
Vorbereidingskosten [euro]	11.000	11.000	121.000	36.000
Rendement op eigen vermogen inclusief opslag voor PCRS-vorbereidingskosten [%]	11,4	12,1	11,2-12,3 ¹	11,0

¹ afhankelijk van aantal vollasturen

3.4. Verhouding tussen vreemd en eigen vermogen

Op basis van informatie verkregen uit consultatiegesprekken en andere bronnen is er een grote diversiteit zichtbaar in de vermogensstructuur van historische postcoderoosprojecten. Een deel van de projecten wordt met 100% eigen vermogen gefinancierd, een ander deel van de projecten met een verhouding VV/EV van circa 50/50 en weer een ander deel met een verhouding VV/EV van bijna 100/0 waarvan nog geen 20% van het vreemd vermogen achtergestelde leningen betreft en maar een paar procent eigen vermogen wordt ingebracht (het 'Op Rozen'-concept en vergelijkbare financieringsconcepten). Het aantal projecten waarbij de ontwikkelaars 100% eigen vermogen inbrengen neemt echter snel af. Bij grotere projecten brengen zij zoals gebruikelijk bij projectfinanciering van duurzame energieproductie 10-30% risicodragend vermogen in de vorm van eigen vermogen of achtergestelde leningen in, het restant wordt geleend. Ook kleinere projecten worden steeds vaker met vreemd vermogen gefinancierd vanwege de wens om zoveel mogelijk mensen mee te laten doen, met een laag of zelfs helemaal geen instapbedrag (Hieropgewekt & RVO, 2020).

Voor windenergie, waterkracht en grotere zonne-energieprojecten worden daarom dezelfde VV/EV verhoudingen aangenomen als in de SDE++: een verhouding van 70/30 voor waterkracht en een verhouding van 80/20 voor zonne-energieprojecten met een grootverbruikersaansluiting en windenergieprojecten. Voor de zonne-energieprojecten met een kleinverbruikersaansluiting wordt een verhouding VV/EV van 50/50 in het merendeel van de projecten haalbaar geacht. Het referentiesysteem van 60 kWp heeft investeringskosten (inclusief voorbereidingskosten) van meer dan 50.000 euro en komt daarmee in principe in aanmerking voor projectfinanciering met een groter aandeel vreemd vermogen. Om kleinere projecten die nu in de pijplijn zitten en die uitgaan van financiering zonder vreemd vermogen niet onmogelijk te maken, zijn we echter uitgegaan van een verhouding VV/EV van 50/50.

3.5. Inflatie

Voor de inflatie wordt gekeken naar de inflatieverwachting voor de middellange termijn. Het is inherent moeilijk om te werken met inflatieprognoses voor de jaren 2021-2036. Voor de basisbedragen wordt primair gekeken naar de inflatieverwachting bij *financial close* van PCRS-projecten, dat wil zeggen in de jaren kort na 2021. Hier wordt dezelfde inflatie-indicator en bron gebruikt als in de Klimaat- en Energieverkenning (KEV). De KEV 2019 geeft in-

dexcijfers voor de geharmoniseerde consumentenprijsindex (hicp), hieruit kan een gemiddeld inflatiepercentage worden berekend van krap 1,6% over de periode 2020-2030. De KEV 2020 is nog niet gepubliceerd, daarom baseren wij ons op de recentste inflatieprognose van het CPB (Centraal Economisch Plan 2020).⁴ Deze prognose geeft aan dat de hicp voor de periode 2022-2025 1,5% bedraagt. Deze prognoses dateren van voor de coronacrisis. De gevolgen van de coronacrisis voor 2021 en daarna waren lange tijd ongewis: de CPB-voorspellingen kenden een zeer grote bandbreedte.⁵ Inmiddels heeft het CPB zijn augustusraming 2020-2021 gepubliceerd ('basisraming') waarbij ervan uitgegaan wordt dat er geen nieuwe grootschalige coronamaatregelen nodig zullen zijn, economisch herstel wordt verwacht en voor 2021 ook een inflatie (hicp) van 1,5% is voorzien.⁶ In dit advies wordt daarom gerekend met een lange termijn inflatie van 1,5% per jaar.

3.6. Afschrijvingstermijn

Er wordt uitgegaan van een subsidieduur van 15 jaar. De duur van de lening en de afschrijvingstermijnen zijn gelijk verondersteld aan de subsidieduur. Uitbetalingen van de PCRS-vergoeding na 15 jaar ten gevolge van eventuele banking⁷ in de PCRS, zijn niet meegenomen in de berekening van de basisbedragen. Bij projectfinanciering kan een geldverstrekker in de praktijk wensen dat de lening in een kortere periode, bijvoorbeeld 14 jaar, wordt afgelost. Hierdoor verkrijgt de geldverstrekker meer zekerheid dat de lening ook geheel kan worden afgelost. Hiervoor wordt niet gecompenseerd in de basisbedragen.

3.7. Economische restwaarde

Economische restwaarde kan ontstaan als de levensduur van een project langer is dan de duur van de PCRS-subsidie. Voor de levensduur 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 windenergie kan gedacht worden aan een economische levensduur van 20 jaar of meer, bij zonne-energie van 25 jaar of meer.

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

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

⁴ CPB, Kerngegevenstabel CEP 2020, 17 maart 2020.

⁵ CPB, Scenario's economische gevolgen coronacrisis, 26 maart 2020.

⁶ CPB, Augustusraming 2020-2021, 17 augustus 2020.

⁷ Het is mogelijk om subsidiabele productie die niet is benut mee te nemen naar een volgend jaar. Dit wordt *banking* genoemd. Na de reguliere subsidieperiode kan de producent van hernieuwbare energie nog één jaar de tijd krijgen om eventueel niet benutte productie in te halen.

3.8. 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 PCRS-projectontwikkelaar is bij de gegeven onderzoeksuitgangspunten niet van invloed op de geadviseerde generieke basisbedragen per categorie. Tabel 3-3 toont per thema (geclusterde categorieën) de resulterende gewogen gemiddelde vermogenskostenvergoeding (WACC).

Tabel 3-3 Vermogenskostenvergoeding (WACC⁸) per thema voor de PCRS 2021

Thema	Vollasturen	WACC – voorbereidingskosten via rendement op eigen vermogen [nominaal / reëel] ⁹
Zonne-energie - kleinverbruikersaansluiting	900	7,2% / 5,6%
Zonne-energie - grootverbruikersaansluiting	900	4,5% / 2,9%
Windenergie	1730-2530	4,6-4,8% / 3,1-3,3%
Waterkracht	5000	5,4% / 3,8%

⁸ Getoond wordt de WACC na belasting, berekend als $WACC = [\text{aandeel eigen vermogen}] \times [\text{rendement op eigen vermogen}] + [\text{aandeel vreemd vermogen}] \times [\text{rendement op vreemd vermogen}] \times [1 - \text{vennootschapsbelasting}]$.

⁹ Er geldt dat reële WACC = $[1 + \text{nominale WACC}] / [1 + \text{inflatie}] - 1$.

4. Zonne-energie

4.1. Beschrijving referentie-installatie

Voor zon-PV worden twee referentiesystemen gedefinieerd:

- Een 60 kWp-systeem op een bestaande kleinverbruikersaansluiting (kva)
- Een 150 kWp-systeem op een bestaande grootverbruikersaansluiting (gva)

Dit betekent dat er in dit advies twee categorieën voor zon-PV zijn met elk een eigen basisbedrag. Voor het systeem op een grootverbruikersaansluiting geldt bovendien dat er een apart correctiebedrag is voor eigen verbruik.

Dit hoofdstuk beschrijft de technisch-economische parameters voor zon-PV; de resulterende basisbedragen worden weergegeven in hoofdstuk 8.

4.2. Informatie uit de marktconsultatie

Uit de marktconsultatie (juli 2020) kwam voor PV een consistent beeld: het in het conceptadvies voorgestelde netto subsidiebedrag (basisbedrag minus correctiebedrag) is lager dan het voordeel uit de (huidige) postcoderoosregeling en daarmee ongunstiger voor energiecoöperaties. Door insprekers is uitgebreid beargumenteerd waarom het basisbedrag hoger zou moeten zijn, en deze informatie is voor dit eindadvies verwerkt. Een beknopt overzicht wordt hieronder weergegeven, de details en de uiteindelijke keuzes voor de parameters staan in de volgende paragraaf.

1. Investeringskosten: de in het conceptadvies gerapporteerde kosten voor het turn-key PV-systeem zijn acceptabel, maar andere eenmalige kosten zijn volgens veel insprekers onderschat, zoals notariskosten en netaansluitingskosten. Omdat energiecoöperaties veelal met lokale leveranciers werken, vallen kosten van lokale projecten vaak hoger uit. Een ander discussiepunt is het referentiejaar dat gekozen wordt voor het prijspeil van de PV-installatie: voor PCRS 2021 wordt, in verband met de toegestane realisatietermijn (18 maanden na toekenning van de subsidie), uitgegaan van een prijs die geschat wordt voor het jaar 2022. Insprekers geven aan dat energiecoöperaties doorgaans snel willen realiseren, waardoor het (hogere) prijspeil voor 2021 gerechtvaardigd zou zijn. Niet voor alle hierboven genoemde punten hebben we echter voldoende onderbouwing ontvangen. Zie paragraaf 4.3.1 voor de uitwerking van de inspraakreacties in de investeringskosten.
2. Projectspecifieke investeringskosten: door diverse insprekers zijn projectspecifieke kosten aangedragen die een kostenverhogend effect hebben op het investeringsbedrag. Deze kostenposten nemen we vanwege hun incidentele karakter echter niet mee. Voorbeelden van dit type kosten: optimizers, dakversteving en omgevingsvergunning (in sommige gevallen).
3. Jaarlijkse kosten: insprekers hebben veel inzicht gegeven in de kosten die gelden voor energiecoöperaties. Deze zijn voor het grootste deel wel meegenomen in de analyse en hebben een verhogend effect op het basisbedrag. Zie hiervoor paragraaf 4.3.2.

4. Elektriciteitsopbrengst: het blijkt dat veel projecten die onder de (huidige) postcoderoosregeling ontwikkeld zijn niet de maximaal haalbare jaarlijkse elektriciteitsopbrengst realiseren en daardoor niet het volledige subsidiebedrag kunnen benutten. Insprekers betoogden dat door het lokale karakter van energiecoöperaties vaak daken met een relatief ongunstige oriëntatie gebruikt worden of met invloeden van schaduw. Voor de PCRS kiezen we derhalve voor PV een lager aantal vollasturen dan in SDE++: 900 uur/jaar, wat een realistische aanname is voor de relatief kleine daksystemen onder PCRS: pure oost-westsystemen zullen nu voldoende opbrengst realiseren en dit geldt ook voor systemen die niet precies de optimale zuidelijk georiënteerde paneelhoek hebben. De 900 vollasturen zijn representatief voor de jaren 1 t/m 15 van een PV-systeem onder PCRS. In de jaren 16 t/m 20 van PV-projecten zal door degradatie van de modules en andere componenten het aantal vollasturen naar verwachting lager zijn dan 900 uur/jaar. Hiervoor wordt in PCRS een gemiddelde van 840 uur/jaar gekozen, op basis van een systeemdegradatie van 0,64% per jaar.
5. De bovengrens voor de systeemgrootte die onder de PCRS ontwikkeld kan worden is conform de uitgangspunten op 300 kWp gelegd, waarop ook de keuze van de referentiesystemen afgestemd is. Diverse insprekers gaven echter aan graag grotere PV-projecten onder PCRS te willen ontwikkelen. Omdat de kosten van systemen boven 300 kWp naar verwachting zullen verschillen met de nu grootste referentie-grootte van 150 kWp zou hiervoor een aparte referentie gedefinieerd moeten worden. Gezien de spreiding van systeemgroottes onder de huidige postcoderoosregeling (de gemiddelde systeemgrootte past goed binnen de PCRS-range) is ervoor gekozen om de bovengrens nu niet op te rekken, om zodoende ervaring op te doen met de nieuwe regeling en de efficiëntie ervan te kunnen toetsen.

In dit eindadvies is geprobeerd om de kosten zodanig in te schatten dat het merendeel van de projecten rendabel bedreven kan worden. Voorstel is om onderstaande parameters te monitoren en de uitkomsten daarvan mee te nemen in de update van het PCRS advies voor 2022. Dit betreft onderstaande parameters:

- Realisatietermijn. Energiecoöperaties geven aan direct na een PCRS-beschikking aan de slag te gaan en dus niet verdere kostendaling van PV-systemen af te wachten.
- Vollasturen. Energiecoöperaties geven aan dat door hun situatie vaak suboptimale oriëntatie van PV-panelen plaatsvindt. Dit is nu deels geaccommodeerd door, in afwijking van het meest efficiënte systeemontwerp, het aantal subsidiabele vollasturen te verlagen van 950 uren/jaar naar 900 uren/jaar.

Voor de consultatieperiode volgend jaar is het wenselijk om ook weer van individuele energiecoöperaties directe input te ontvangen, omdat deze extra inzicht en duiding biedt ten opzichte van geaggregeerde input.

Een toelichting op de inspraakreacties is te vinden in Bijlage B.

4.3. Kostenbevindingen

In de basis wordt de kostenmethodiek van de SDE++-basisbedragen gehanteerd. Een eerste marktverkenning bracht naar voren dat PV-projecten van (lokale) energiecorporaties een afwijkende kostenstructuur kennen. De systemen zijn typisch kleiner dan het referentiesysteem van de SDE++-categorie voor systemen <1 MWp (dit referentiesysteem is 250 kWp).

4.3.1. Investeringskosten

In het conceptadvies PCRS 2021 bedroegen de investeringskosten in 2022 voor een *turn key* 100kWp-systeem 675 €/kWp. Die kosten handhaven we, maar we nemen op basis van consultatie wel extra kosten mee: notariskosten (ad € 1000) en uitgaven voor bouwconstructierapporten (€ 750). Kosten voor het oprichten van een energiecoöperatie nemen we deels mee (de kosten van € 500 worden toegerekend aan vijf projecten). Vanwege het lokale karakter van de PCRS-projecten rekenen we 4% extra kosten voor de PV-installatie. Eenmalige kosten voor de netaansluiting zijn al verwerkt in de investeringskosten: we nemen 20 €/kWp aan. Voor een systeem van 60 kWp betekent dat € 1200 en voor een systeem van 300 kWp is het € 6000. De investeringskosten in 2022 bedragen daarmee 733 €/kWp voor het referentiesysteem van 60 kWp en 714 €/kWp voor het referentiesysteem van 150 kWp.

4.3.2. O&M-kosten: variabele en vaste operationele kosten

In de marktconsultatie is aangegeven dat een (lokale) energiecoöperatie hogere operationele kosten kent dan aangegeven in het conceptadvies. De aangeleverde kosten zijn meestal in bandbreedtes weergegeven, en sommige kostenposten hebben een incidenteel karakter en worden om die reden niet meegenomen. Voor het eindadvies zijn de waardes gekozen zoals vermeld in figuur 4-1. Hoewel er in de marktconsultatie partijen waren die de totale operationele kosten herkenbaar vonden, is deze parameter toch uitgebreid met een aantal kostencomponenten.

De omvormervervanging is in bedrijfsjaar dertien ingeboekt tegen een bedrag van € 1020 voor het systeem van 60 kWp en tegen € 2550 voor het systeem van 150 kWp. Dit bedrag representeert het gedeelte van vervangingskosten voor de resterende subsidieperiode ten opzichte van de verwachte levensduur.

In overeenstemming met SDE++ wordt de opslag voor transactiekosten en de basisprijspremie van 0,0029 €/kWh meegenomen in de analyse.

Voor de O&M kosten (inclusief monitoring) geven insprekers aan dat deze soms lager en soms hoger zijn dan de in het conceptadvies genoemde waarden. Energiecoöperaties gaven ook aan dat ze onderhoud niet altijd elk jaar laten uitvoeren, maar bijvoorbeeld eens in de twee of vijf jaar. De aangeleverde kostenbandbreedte is 4 tot 13 €/kWp/jaar. We kiezen een waarde van 8 €/kWp/jaar voor een systeem van 60 kWp en 7 €/kWp/jaar voor een systeem van 150 kWp.

Een uitgebreid becommentarieerde kostencomponent is de dakhuur. In tegenstelling tot de aanpak onder SDE++ nemen we deze in de PCRS wel mee, conform de uitgangspunten van EZK voor de postcoderoossubsidiereregeling. Aangeleverde kosten variëren van 0 €/kWp/jaar tot 12 €/kWp/jaar. Voor PCRS kiezen we een vergoeding van 4 €/kWp/jaar.

Kosten gerelateerd aan verzekering en administratie zijn volgens de marktconsultaties hoger dan in het conceptadvies. Hiervan is aangenomen dat deze per energiecoöperatie over meerdere PCRS-systemen verdeeld kunnen worden.

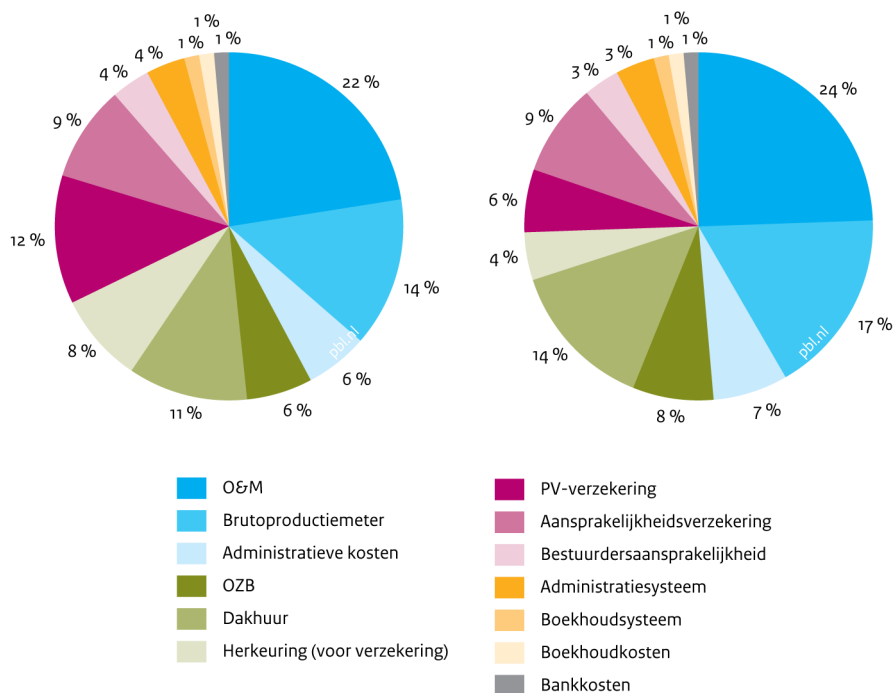
Kostencomponenten die we niet meenemen: schoonmaakkosten voor de PV-panelen (ca. 6 €/kWp/jaar) en financiële voorzieningen voor dakreparaties (ca. 2,50 €/kWp/jaar). Deze posten beschouwen we als niet essentieel (schoonmaakkosten) en niet binnen de systeemgrenzen vallend (voorzieningen). De genoemde schoonmaakkosten zijn bovendien nogal hoog.

Figuur 4-1 Overzicht van vaste operationele kosten (€/kWp/jaar)

Verdeling van vaste operationele kosten van PV-installaties

Installatie 60 kWp, totaal 35,7 euro/kWp/jaar

Installatie 150 kWp, totaal 31,5 euro/kWp/jaar



4.3.3. Technisch-economische parameters

De technisch-economische parameters zijn samengevat in tabel 4-1 voor de twee genoemde referentiesystemen.

Tabel 4-1 Technisch-economische parameters zon-PV in de Postcoderoossubsidie-regeling met peiljaar 2022

Parameter	Eenheid	Advies PCRS 2021 60 kWp op kva	Advies PCRS 2021 150 kWp op gva
Inputvermogen	[kWp output]	60	150
Investeringskosten	[€/kWp output]	733	714
Vorbereidingskosten	[€/kWp output]	183	73
Vaste O&M-kosten	[€/kWp output]	35,7	31,5
Eenmalige onderhoudskosten in jaar 13	[€]	1020	2550
Opslag voor transactiekosten en de basisprijspremie	[€/kWh]	0,0029	0,0029

4.4. Voorbereidingskosten

Vorbereidingskosten worden, conform de uitgangspunten van het ministerie van EZK, niet meegenomen in de kasstromen van de berekening, maar ze worden via de veronderstelde financieringsparameters meegewogen (zie hoofdstuk Financiering). Uit de consultatieronde volgt een divers beeld: sommigen noemen de voorbereidingskosten passend, anderen brengen hogere bedragen in. Het totale bedrag aan voorbereidingskosten bedraagt naar schatting €11.000 voor een 60 kWp installatie op een kleinverbruikersaansluiting en tevens €11.000 voor een 150 kWp installatie op een grootverbruikersaansluiting, wat voor het referentieproject van 60 kWp neerkomt op 183 €/kWp en voor het systeem van 150 kWp op 73 €/kWp. Hierin is meegenomen: kosten voor professionele ondersteuning in de voorbereidingsfase door een extern bureau, due diligence en opleveringscontrole, plus kosten voor promotie en communicatie ten behoeve van ledenwerving. Daarbovenop komt nog, in het geval er met vreemd vermogen gefinancierd wordt, een afsluitprovisie (1% van lening). PV op daken mag onder voorwaarden vergunningsvrij geplaatst worden¹⁰, derhalve worden daar geen kosten voor aangenomen. Notariskosten zijn al verwerkt in de investeringskosten. Tabel 4-2 geeft de totale waardes zien. Met de gekozen waarde voor het rendement op eigen vermogen kunnen de voorbereidingskosten gedekt worden.

Tabel 4-2 Voorbereidingskosten (€/kWp) voor beide referentiesystemen¹

Kostenpost	Waarde [€]	Waarde voor referentiesysteem [€/kWp]
Totaal voorbereidingskosten PCRS 2021 60 kWp	11.000	183
Totaal voorbereidingskosten PCRS 2021 150 kWp	11.000	73

¹ Voorbereidingskosten worden niet meegenomen in de kasstromen van de berekening, maar worden via de veronderstelde financieringsparameters meegewogen. Ter referentie voor de lezer kunnen de bedragen hier wel genoemd worden: de investeringskosten inclusief voorbereidingskosten bedragen zo 916 €/kWp voor een systeem van 60 kWp en 788 €/kWp voor een systeem van 150 kWp. Hierbovenop komt nog de afsluitprovisie (1% van lening, hangt af van de financieringsparameters)

¹⁰ 'Zonnecollectoren en zonnepanelen – wanneer vergunningvrij, wanneer omgevingsvergunning nodig?' (2012) <https://www.rijksoverheid.nl/onderwerpen/duurzame-energie/documenten/brochures/2010/07/20/zonnecollectoren-en-zonnepanelen>

5. Windenergie

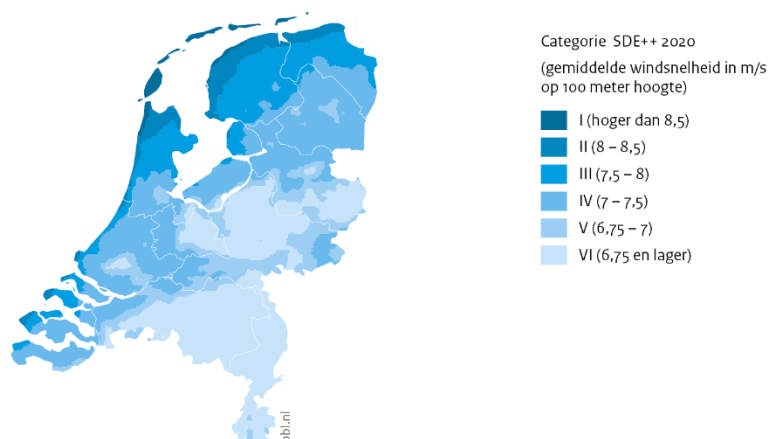
5.1. Beschrijving referentie-installatie

In het voorliggende hoofdstuk wordt advies gegeven omtrent de basisbedragen voor de windenergie Postcodesubsidieregeling 2021. Het eindadvies bevat een beschrijving van de investering- en operationele kosten voor de referentie-installatiegrootte in de analyse. De resulterende basisbedragen worden samengevat met alle andere technologieën die in het advies opgenomen zijn, in hoofdstuk 8.

De referentie-installatie voor wind-op-landinstallaties in het kader van dit advies is gesteld op 1 MW.

De differentiatie toegepast op de windenergiecategorie in deze analyse volgt dezelfde Windviewer-differentiatie op basis van windklassen zoals gebruikt in de SDE++. De Windviewer geeft voor elke locatie in Nederland de gemiddelde windsnelheid op 100 meter weer. Deze windkaart is toegevoegd hieronder ter indicatie in figuur 5-1.

Figuur 5-1 Gemiddelde windsnelheid, 2004 - 2013



Bron: KNMI, CBS, RVO.nl

De onderverdeling in windsnelheidscategorieën die in de onderstaande analyse worden gebruikt, zijn te vinden in tabel 5-1, en volgen de SDE++-systematiek.

Tabel 5-1 Onderverdeling windsnelheidscategorieën voor windenergie

Categorieën	Windsnelheid op 100 meter [m/s]	Windsnelheid in basisbedragbepaling [m/s]
I	> 8,50	8,50
II	8,00 - 8,50	8,00
III	7,50 - 8,00	7,50
IV	7,00 - 7,50	7,00
V	6,75 - 7,00	6,75
VI	< 6,75	6,50

5.2. Informatie uit de marktconsultatie

Uit de marktconsultatie (juli 2020) zijn voor windenergie opmerkingen naar voren gekomen over de grootte van de referentieinstallatie en de aangenomen kosten. De referentie-grootte is ongewijzigd gebleven in dit Eindadvies, maar zowel de investeringskosten als de operationele kosten zijn verhoogd. Een toelichting op de inspraakreacties is te vinden in Bijlage B.

5.3. Kostenbevindingen

In de berekening wordt de kostenmethodiek van de SDE++-basisbedragen gehanteerd. Op basis van de informatie van windenergiecoöperaties in Nederland is het duidelijk dat het vermogen van installaties niet groter is dan 1 MW. Dit is een aanzienlijk kleinere installatie-grootte vergeleken met die in de SDE++ (van 50 MW).

5.3.1. Investeringskosten

Het aantal windturbines met afmetingen tussen 0,5-1 MW is beperkt en biedt daardoor veel minder ontwerpflexibiliteit in vergelijking met zonne-energieprojecten. Het advies is gebaseerd op de aanname dat Postcoderoossubsidiering-projecten greenfield projecten zijn en bestaan uit slechts een turbine met een vermogen tussen de 0,5-1MW. Het is gebruikelijk dat projecten van klein formaat, zoals die in dit advies, voor *turnkey*-contracten met turbine-fabrikanten gaan. Dit betekent dat kostenposten zoals civiele infrastructuur, bouwmanagement, elektra in het park, verzekeringskosten tijdens de bouw en verwijderingskosten in het contract zijn opgenomen. Kosten voor fundering (inclusief heipalen), netaansluitingskosten en notariskosten liggen vaak buiten deze contracten.

De investeringskosten in 2021 voor een 1 MW-wind-op-landinstallatie komt uit op 1250 €/kW. De restwaarde aan het einde van de levensduur is gesteld op 5% van de initiële investering.

5.3.2. O&M-kosten: variabele en vaste operationele kosten

De variabele kosten bestaan uit de grondkosten en de kosten voor de garantie- en onderhoudscontracten voor de turbines. In lijn met het uitgangspunt van EZK worden de garantie- en onderhoudskosten berekend over een operationele periode van 20 jaar. De variabele garantie- en onderhoudskosten zijn op 0,0090 €/kWh vastgelegd, gemiddeld over 20 jaar.

Bovenop de genoemde turbineonderhoudskosten komen de grondkosten. In de SDE++ 2021 is gerekend met grondkosten die op 0,0023 €/kWh in lijn met EZK-uitgangspunten zijn. Hiermee komen de totale variabele O&M-kosten voor deze categorie op 0,0113 €/kWh. Tezamen met de opslag voor transactiekosten en de basisprijspremie van 0,0027 €/kWh wordt het totale variabele bedrag 0,0140 €/kWh.

De vaste jaarlijkse kosten betreffen kosten voor WA-verzekering, machinebreukverzekering, stilstandverzekering, netinstandhoudingskosten, eigenverbruik, OZB, beheer en land- en wegenonderhoud. Een belangrijke toevoeging aan de vaste O&M, ten opzicht van de SDE++, is de opname van '*administratieve kosten van leden*'. De vaste kosten zijn voor deze analyse geschat op 36,2 €/kW/jaar. Verder wordt voor de totale onderhoudskosten, inclusief grondkosten, gerekend met een inflatie van 1,5% per jaar.

5.3.3. Technisch-economische parameters

De technisch-economische parameters voor wind op land zijn samengevat in tabel 5-2.

Tabel 5-2 Technisch-economische parameters wind op land

Parameter	Eenheid	Advies Postcoderoossubsidiering 2021
Inputvermogen	[kW]	1000
Investeringskosten	[€/kW]	1250
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	36,2
Variabele O&M-kosten, opslag voor transactiekosten, basisprijspremie	[€/kWh]	0,0140

Baten windenergie

De berekeningen van de basisbedragen worden gemaakt in het OT-model (onrendabel top model). Het basisbedrag is tot stand gekomen door bovengenoemde kosten te combineren met de energieopbrengst van windturbines. Deze opbrengsten worden in hoge mate bepaald door het windaanbod en de vermogenskromme van de windturbines. Ter ondersteuning wordt daarom gebruik gemaakt van een turbinemodel. In dit turbinemodel wordt de energieopbrengst voor een portfolio van turbines berekend met behulp van de specifieke vermogenskromme per windturbine en de jaargemiddelde windsnelheden. In het turbinemodel wordt de windsnelheid (op een hoogte van 100 meter) gecorrigeerd voor de windsnelheid op ashoogte van de betreffende turbine. Daarnaast wordt in het model alleen gerekend met de turbines die volgens de IEC classificering ook daadwerkelijk bij de betreffende windsnelheid geplaatst mogen worden. Aan de hand van de uitkomsten van het turbinemodel wordt een algemene inschatting gemaakt van de basisbedragen en energieopbrengsten per windcategorie.

In de schatting van de energieopbrengst wordt er gerekend met 13% opbrengstverliezen voor een referentieinstallatie van 1 MW. Deze verliezen ontstaan onder andere door zogverliezen, niet-beschikbaarheid, elektrische verliezen, *turbine performance*, *environmental losses* en *curtailment*.

5.4. Voorbereidingskosten

Vorbereidingskosten worden niet direct meegenomen in de basisbedrag berekening, maar via de veronderstelde financieringsparameters meegenomen (zie hoofdstuk Financiering). Vorbereidingskosten voor een windenergieproject zijn onder meer kosten gerelateerd aan aantrekken van leden, kosten voor professionele ondersteuning in de voorbereidingsfase door een extern bureau, due diligence, vergunningen, promotie en communicatie ten behoeve van ledenwerving. Tabel 5-3 laat zien wat de geschatte cumulatieve waarde van de voorbereidingskosten voor een windenergieproject is.

Tabel 5-3 Overzicht van voorbereidingskosten (€/kW) voor een referentiesysteem van 1 MW

Kostenpost	Waarde [€]	Waarde voor referentiesysteem [€/kWe]
Totaal voorbereidingskosten PCRS 2021	121000	121,0

6. Waterkracht

6.1. Beschrijving referentie-installatie

We gaan uit van elektriciteitsopwekking uit waterlopen met een laag verval of vrije stroming, waarbij de categorieparameters zodanig zijn gedefinieerd dat de beoogde installaties voor waterkracht in één categorie zijn opgenomen.

Dit hoofdstuk beschrijft de technisch-economische parameters voor waterkracht met een vermogen van 50 kW; de resulterende basisbedragen worden weergegeven in hoofdstuk 8.

6.2. Informatie uit de marktconsultatie

Uit de marktconsultatie blijkt dat de vermogens voor waterkracht uiteenlopend zijn. Voor de referentiecasse is 50 kW aangenomen, echter er komen ook projecten voor met grotere vermogens. Een verdiepend onderzoek kan de typische schaalgrootte mogelijk beter duiden. Informatie is door de markt gedeeld over de voorbereidingskosten, zie ook paragraaf 6.3. Andere parameters zijn ongewijzigd gebleven. Een toelichting op de inspraakreacties is te vinden in Bijlage B.

6.3. Kostenbevindingen

Het vermogen van de referentie-installatie voor waterkracht is gebaseerd op ons bekende projecten van enerzijds "waterkrachtinstallaties met een verval van ≥ 50 cm" en anderzijds "waterkrachtinstallaties met een verval van < 50 cm" (waaronder ook vrije stroming gevat kan worden). Door diverse partijen zijn additionele projectgegevens aangeleverd, en deze zijn ook onderdeel van de gemaakte analyse. De meeste projecten blijven onder de 100 kW. Omwille van deze kleinere vermogens waarop de PCRS zich richt, zijn de grotere projecten (van meerdere honderden kW) niet meegenomen in de analyse.

6.3.1. Investeringskosten

De geanalyseerde investeringskosten van beide categorieën zijn vergelijkbaar en kennen ongeveer dezelfde spreiding. Voor de operationele kosten is de waargenomen spreiding groter en minder eenduidig. De doorrekening voor deze categorie is uitgevoerd met gemiddelde waarden uit de uit de markt verkregen projectdata, waarbij in de investeringskosten ook notariskosten zijn meegenomen à 20 €/kW. De investeringskosten worden gesteld op 4800 €/kW.

6.3.2. O&M-kosten

In de vaste O&M-kosten zijn ook administratieve kosten meegenomen (aaname: 4 €/kW/jaar) die daarmee op 100 €/kW/jaar uitkomen.

We gaan ervan uit dat waterkrachtprojecten alleen geïnstalleerd worden op locaties waar een

relatief hoog aantal vollasturen haalbaar is. Anders dan bij SDE++ worden conform de uitgangspunten in Bijlage A ook administratieve kosten gedurende de looptijd van het project meegenomen. Hieronder tonen we de parameters waarmee gerekend wordt.

6.3.3. Technisch-economische parameters

De technisch-economische parameters voor wind op land zijn samengevat in tabel 6-1.

Tabel 6-1 Technisch-economische parameters Waterkracht

Parameter	Eenheid	Advies PCRS 2021
Installatiegrootte	[kW]	50
Vollasturen	[uur/jaar]	5000
Investeringskosten	[€/kW]	4800
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	100
Opslag voor transactiekosten en de basisprijspremie	[€/kWh]	0,0029

In overeenstemming met SDE++ wordt de opslag voor transactiekosten en de basisprijspremie van 0,0029 €/kWh meegenomen in de analyse.

6.4. Voorbereidingskosten

Vorbereidingskosten worden niet meegenomen in de kasstromen van de berekening, maar zijn via de veronderstelde financieringsparameters meegewogen (zie hoofdstuk Financiering). Het totale bedrag aan voorbereidingskosten bedraagt naar schatting € 36.000, wat voor het referentieproject van 50 kWp neerkomt op 720 €/kWp. Hierin is meegenomen: kosten voor professionele ondersteuning in de voorbereidingsfase door een extern bureau, due diligence en opleveringscontrole, plus kosten voor promotie en communicatie ten behoeve van ledenwerving, een omgevingsvergunning (Wabo), een waterwetvergunning of een vergunning in het kader van de Wet beheer rijkswaterstaatswerken (Wbr). Hiernaast zijn voorbereidingskosten bijvoorbeeld het ecologisch vooronderzoek (en visvriendelijkheid). In tabel 6-2 staat de schatting van de totale voorbereidingskosten (exclusief leges).

Tabel 6-2 Overzicht van voorbereidingskosten (€/kW) voor een referentiesysteem van 50 kW¹

Kostenpost	Waarde [€]	Waarde voor referentiesysteem [€/kW]
Totaal voorbereidingskosten PCRS 2021	36000	720

¹ Vorbereidingskosten worden meegenomen via de veronderstelde financieringsparameters

7. Correctiebedragen en basisprijzen

7.1. Inleiding

Dit hoofdstuk beschrijft de berekening van de basisprijzen en de correctiebedragen voor de hernieuwbare energieproductie in de Postcoderoossubsidierегeling. Dit advies volgt dezelfde methodiek als in SDE++ wordt gehanteerd: de onrendabele top wordt bepaald als het verschil tussen het basisbedrag (de productiekosten van hernieuwbare elektriciteit) enerzijds en het correctiebedrag (de marktprijs van hernieuwbare elektriciteit) anderzijds. Per categorie wordt tevens een basis(energie)prijs vastgesteld, die de ondergrens voor het correctiebedrag vormt. De correctiebedragen worden binnen een subsidie-beschikking jaarlijks berekend om zodoende de actuele marktwaarde te benaderen, terwijl de basisprijs binnen een subsidiebeschikking vastligt.

De berekeningswijze van het correctiebedrag en basisprijs volgt dezelfde berekeningsmethode als in de SDE++. Voor de voorlopige correctiebedragen 2021 wordt een relevante, actuele marktindex van elektriciteitsprijzen gebruikt, terwijl voor de basisenergieprijs tweede van de langetermijn elektriciteitsprijs wordt toegepast. Voor zon-PV en wind op land zijn de correctiebedragen en basisprijzen de elektriciteits-marktprijzen gecorrigeerd voor de aftrek voor profiel- en onbalanskosten. Voor zon niet-netlevering (alleen grootverbruikersaansluiting) is daarnaast in het correctiebedrag en de basisprijs rekening gehouden met vermeden uitgaven aan energiebelasting, opslag duurzame energie en netgebruikerskosten.

Omdat de basisprijs en de GvO waarde voor 2021 nog niet bekend zijn, zijn hiervoor de waarden van vorig jaar gebruikt. Merk op dat alleen voor waterkracht het correctiebedrag onder de basisprijs uitkomt, voor de berekening van subsidies wordt in dat geval niet het correctiebedrag maar de basisprijs toegepast. Tabel 7-1 geeft een overzicht van de resulterende voorlopige correctiebedragen en basisprijzen.

Tabel 7-1 Overzicht van correctiebedragen, GvO waarde en basisprijzen

Categorie	Correctiebedrag excl. correctie voor GvO waarde	GvO waarde (2020)	Correctiebedrag incl. correctie voor GvO waarde	Basisprijs (2020)	Correctiebedrag \geq basisprijs
Waterkracht	0,031 €/kWh	-	0,031 €/kWh	0,035 €/kWh	0,035 €/kWh
Zon-PV (netlevering)	0,027 €/kWh	0,007 €/kWh	0,034 €/kWh	0,029 €/kWh	0,034 €/kWh
Zon-PV (niet-netlevering, alleen grootverbruikersaansluiting)	0,071 €/kWh	-	0,071 €/kWh	0,060 €/kWh	0,071 €/kWh
Wind op land	0,028 €/kWh	0,007 €/kWh	0,035 €/kWh	0,029 €/kWh	0,035 €/kWh

7.2.Toelichting correctiebedragen

De marktprijs van hernieuwbare elektriciteit is een combinatie van de prijs van de elektriciteit op de markt ('elektriciteitsmarktprijs') en de prijs van het hernieuwbare karakter van de geproduceerde elektriciteit ('garantie van oorsprong'). Garanties van oorsprong en hun waarde worden afzonderlijk besproken in paragraaf 7.3. De gemiddelde elektriciteitsmarktprijs is niet voor ieder type productie-installatie gelijk. Bij zon-PV en windenergie is de prijs vanwege hogere profiel- en onbalanskosten lager dan bij andere technologieën zoals waterkracht. Het correctiebedrag voor de hernieuwbare energiecategorieën in dit advies zijn elektriciteit-gerelateerd, daarom is de EPEX dag-vooruitprijs voor Nederland als marktindex gebruikt. De berekeningsmethoden voor waterkracht, zon-PV en wind op land worden in Tabel 7-2 weergegeven.

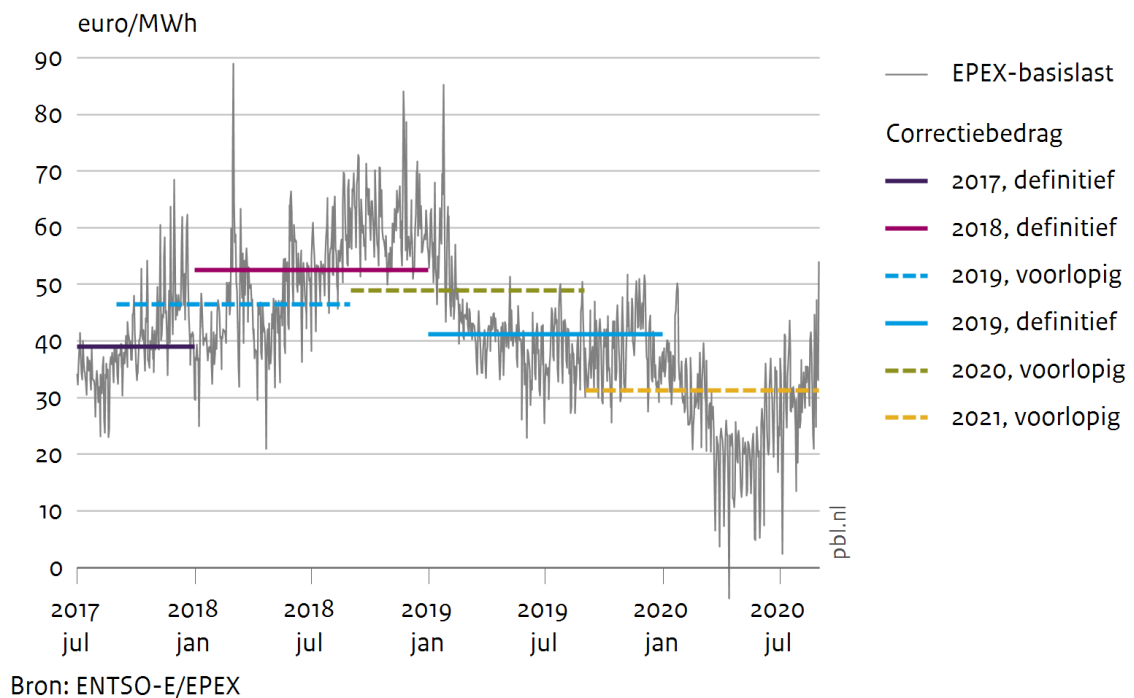
Tabel 7-2 Berekeningsmethoden voor waterkracht, wind- en zonne-energie

Categorie	Formules
Waterkracht	$EPEX_{\text{basislast}}$
Zon-PV (netlevering)	$EPEX_{\text{basislast}} \times \text{Profiel- en onbalansfactor zon-PV}$
Zon-PV (niet-netlevering, alleen grootverbruikersaansluiting)	$EPEX_{\text{basislast}} \times \text{Profiel- en onbalansfactor zon-PV} + \text{Energiebelasting (3e schijf)} + \text{ODE} + \text{Nettarief}$
Wind op land	$EPEX_{\text{basislast}} \times \text{Profiel- en onbalansfactor wind op land}$

Figuur 7-2 laat de ontwikkeling van de elektriciteitsprijs in de afgelopen jaren zien. Voor de berekening van de voorlopige correctiebedragen in 2021 is de ongewogen gemiddelde $EPEX_{\text{basislast}}$ prijs over de periode 1 september 2019 tot en met 31 augustus 2020 van belang; deze bedroeg 0,03125 €/kWh. Hierbij is gecorrigeerd voor negatieve elektriciteitsmarktprijzen gedurende perioden van 6 uur of langer. Deze perioden zijn niet meegerekend bij de berekening van de gemiddelde elektriciteitsprijs.

Figuur 7-2 Ontwikkeling van de elektriciteitsprijs

Ontwikkeling van de elektriciteitsprijs, juli 2017 t/m augustus 2020



Windenergie en zonne-energie worden gekenmerkt door een in de tijd fluctuerende productie van elektriciteit. Door patronen in de productie ontstaat een productieprofiel. Dit productieprofiel kan voordelig of nadelig zijn voor investeerders in windturbines en zonnepanelen in de zin dat de verkoop van elektriciteit meer of minder oplevert dan de ongewogen gemiddelde *day ahead*-marktprijs. Het productieprofiel is voor zowel wind- als zonne-energie nadelig, blijkbaar is het volume aan wind- en zonne-energie groot genoeg om een waarneembare negatieve invloed op de elektriciteitsprijs uit te oefenen. Daarnaast krijgen investeerders onbalanskosten in rekening gebracht voor afwijkingen tussen enerzijds de *day ahead*-productievoorspelling en anderzijds de gerealiseerde productie van windturbines en zonnepanelen.

De profiel- en onbalansfactoren worden berekend op basis van vertrouwelijke marktdata en getoetst aan openbare data die door ENTSO-E is gepubliceerd.

Voor niet-netlevering ('eigen verbruik') van zon-PV met een grootverbruikersaansluiting wordt bij het correctiebedrag voor netlevering opgeteld de vermeden energiebelasting (3^e schijf), Opslag Duurzame Energie (ODE) en het variabele nettatarief.

Het energiebelastingtarief inclusief ODE correspondeert met het gemiddelde eigen verbruik (60%) van de gebouwgebonden referentie-installatie van 150 kWp met een grootverbruikersaansluiting. Het tarief voor niet-netlevering ter grootte van 50,001 t/m 10 miljoen kWh bedraagt 0,03403 €/kWh, dit is de som van het energiebelastingtarief van 0,01353 €/kWh en het ODE-tarief van 0,0205 €/kWh.

Het variabele nettatarief is, gegeven de referentie-installatie van 150 kWp en de deelmarktgrenzen voor netaansluitingen, het marginale transporttarief voor afnemers aangesloten op een trafo MS/LS. Op basis van de transporttarieven die in 2020 in rekening zijn gebracht door de regionale netbeheerders, zie het overzicht in Tabel 7-3, is het ongewogen gemiddelde variabele transporttarief bepaald.

Tabel 7-3 Marginale transporttarieven regionale netbeheerders

Netbeheerder	Tarief 2020 (€/kWh)
Coteq	0,0075
Enduris	0,0106
Enexis	0,0092
Liander	0,0097
Rendo	0,0085
Stedin	0,0087
Westland Infra	0,0106
Gemiddeld	0,0093

De waarden voor alle bovengenoemde parameters zijn weergegeven in Tabel 7-4.

Tabel 7-4 Parameterwaarden, voorlopige correctiebedragen 2021

Parameters	Waarden gehanteerd voor definitieve correctiebedragen
EPEX basislast (gemiddelde, ongewogen)	0,03125 €/kWh
Profiel- en onbalansfactor zon-PV	0,87
Profiel- en onbalansfactor wind op land	0,91
Energiebelastingtarief (3 ^e schijf)	0,01353 €/kWh
ODE tarief	0,0205 €/kWh
Nettarief (marginale transporttarief)	0,0093 €/kWh

De berekende voorlopige correctiebedragen worden getoond in Tabel 7-5.¹¹ Deze correctiebedragen zijn nog niet aangepast voor de waarde van GvO's, deze aanpassing wordt beschreven in de volgende paragraaf.

¹¹ De definitieve correctiebedragen worden gebruikt voor de volledige uitbetaling van de te ontvangen subsidie over een verstreken jaar. Elk jaar is er ook een publicatie over de voorlopige correctiebedragen. De voorlopige correctiebedragen worden gebruikt ten behoeve van de bevoorschotting van de subsidie in het komende jaar.

Tabel 7-5 Voorlopige correctiebedragen 2021

Categorie	Correctiebedragen excl. correctie voor GvO waarde
Waterkracht	0,031 €/kWh
Zon-PV, netlevering (klein- en grootverbruikersaansluiting)	0,027 €/kWh
Zon-PV, niet-netlevering (alleen grootverbruikersaansluiting)	0,071 €/kWh
Wind op land	0,028 €/kWh

7.3. Garanties van Oorsprong (GvO's)

De waarde van Garanties van Oorsprong (GvO's) voor Nederlandse wind en zon lagen in 2018 in de range van 0,0065 tot 0,0075 €/kWh, waarbij zon GvO's worden verhandeld met een korting ten opzichte van wind GvO's. Voor 2019 zijn door marktpartijen voor zon en wind prijzen genoemd die aan de bovenkant van deze range liggen. Ook informatie beschikbaar in het publieke domein wees hierop (zie publicatie SDE++ 2020 basisbedragen).

Met ingang van de SDE++ najaarsronde 2020 zullen correctiebedragen worden gecorrigeerd voor de waarde van GvO's. Daarom is er een GvO-waarde bepaald voor de voorlopige correctiebedragen 2020. Aangezien beschikbare informatie om deze vast te stellen beperkt was door informatie-asymmetrie in de markt en gebrek aan een transparante marktindex voor GvO prijzen is deze gebaseerd op bovengenoemde gerealiseerde prijzen voor respectievelijk wind en zon GvO's in 2019.

Het PBL heeft de waarde van de GvO's voor de voorlopige correctiebedragen 2020 vastgesteld op 0,007 €/kWh voor windenergie en 0,0065 €/kWh voor zonne-energie. Voor beide is dat afgerond op 0,007 €/kWh. De waarde van GvO's in 2021 is nog niet beschikbaar. Conform het uitgangspunt meegegeven door het ministerie van EZK dienen de betreffende correctiebedragen voor de GvO waarde te worden aangepast.

Aanpassing van de correctiebedragen voor zon (alleen netlevering) en wind voor de waarde van GvO's (met ingang van 2020 voor nieuwe beschikkingen) resulteert in de volgende netto correctiebedragen (zie Tabel 7-6). De aanpassing is niet van toepassing op niet-netlevering. Het correctiebedrag voor waterkracht is niet gecorrigeerd omdat hiervoor geen GvO waarde kon worden vastgesteld.

Tabel 7-6 Voorlopige correctiebedragen 2021 aangepast voor de GvO waarde

Categorie	Correctiebedragen excl. correctie voor GvO waarde	GvO waarde (2020)	Correctiebedragen incl. correctie voor GvO waarde
Waterkracht	0,031 €/kWh	-	0,031 €/kWh
Zon-PV, netlevering	0,027 €/kWh	0,007 €/kWh	0,034 €/kWh
Zon-PV, niet-netlevering	0,071 €/kWh	-	0,071 €/kWh
Wind op land	0,028 €/kWh	0,007 €/kWh	0,035 €/kWh

Het PBL is zich ervan bewust dat tegen de tijd dat projecten zijn gerealiseerd de GvO-prijzen anders kunnen zijn, bijvoorbeeld door een groter aanbod van GvO's door het gereedkomen van SDE++ en PCRS projecten, dan wel meer of minder vraag naar GvO's. Net als aanpassingen van elektriciteitsprijzen en profiel- en onbalansfactoren kan dit leiden tot andere correctiebedragen. Tegenover een hoger of lager correctiebedrag door verandering van de GvO waarde staan in principe ook hogere of lagere inkomsten uit de verkoop van GvO's door projecten, per saldo verandert het totaalbedrag aan inkomsten uit elektriciteitsverkoop, GvO's en SDE++ subsidies niet.

7.4. Basisprijzen

De methodologie voor de berekening van de basisprijzen voor elektriciteit producerende categorieën is een combinatie van de elektriciteitsprijs op de lange termijn en een profiel- en onbalansfactor op de lange termijn. Tabel 7-7 toont welke rekenmethoden er gebruikt wordt voor elke hernieuwbare energiecategorie in dit advies.

Tabel 7-7 Formules voor berekening basisprijzen (LT=lange termijn)

Categorie	Formules
Waterkracht	$2/3 \times \text{LT-elektriciteitsprijs}$
Zon-PV (netlevering)	$2/3 \times (\text{LT-elektriciteitsprijs} \times \text{LT-profiel- en onbalansfactor zon-PV})$
Zon-PV (niet-netlevering, alleen grootverbruikersaansluiting)	$2/3 \times (\text{LT-elektriciteitsprijs} \times \text{LT-profiel- en onbalansfactor zon-PV}) + \text{Energiebelasting (3° schijf)} + \text{ODE} + \text{Nettarief}$
Wind op land	$2/3 \times (\text{LT-elektriciteitsprijs} \times \text{LT-profiel- en onbalansfactor wind op land})$

De basisprijzen zijn gebaseerd op tweederde van de langetermijnenergieprijs. Deze elektriciteitsprijzen hebben betrekking op de gemiddelde prijs van geconsumeerde elektriciteit in Nederland en zijn uit de KEV 2019 (voorgenomen beleid) overgenomen aangezien de KEV 2020 nog niet is gepubliceerd. De gemiddelde langjarige elektriciteitsprijs over de jaren 2020-2034 is volume-ongewogen en wordt weergegeven in Tabel 7-8. Deze tabel laat ook de lange termijn profiel- en onbalansfactoren, gemiddeld over 2020-2034, en de energiebelasting-, ODE- en nettarieven voor 2019 zien.

Tabel 7-8 Parameterwaarden basisprijzen

Parameters	Waarden gehanteerd voor basisprijzen
LT-elektriciteitsprijs	0,05251 €/kWh
LT-profiel- en onbalansfactor zon-PV	0,84
LT-profiel- en onbalansfactor wind op land	0,82
Energiebelastingtarief (3° schijf)	0,01421 €/kWh
ODE tarief	0,0074 €/kWh
Nettarief (marginale transporttarief)	0,0092 €/kWh

Daarmee bedraagt de gewogen gemiddelde elektriciteitsprijs voor wind-op-landcategorieën 0,043 €/kWh terwijl voor zonne-energie deze 0,044 €/kWh bedraagt. De basisprijs voor elektriciteit is tweederde daarvan; oftewel 0,029 €/kWh voor wind- en zonne-energie (netlevering) en 0,035 €/kWh voor waterkracht.

Voor zonne-energie die niet aan het net wordt geleverd, maar waarbij het project wel is aangesloten op een grootverbruikersaansluiting, wordt rekening gehouden met energiebelasting-, ODE- en nettarieven. Dit leidt voor deze categorie tot een basisprijs van 0,060 €/kWh.

Alle berekende basisprijzen worden getoond in Tabel 7-9. In de basisprijzen is conform de uitgangspunten geen rekening gehouden met de waarde van GvO's. Dit hangt samen met de verwachte grote variabiliteit in de GvO waarde op lange termijn.

Tabel 7-9 Basisprijzen voor waterkracht, wind- en zonne-energie

Categorie	Basisprijzen
Waterkracht	0,035 €/kWh
Zon-PV (netlevering)	0,029 €/kWh
Zon-PV (niet-netlevering, alleen grootverbruikersaansluiting)	0,060 €/kWh
Wind op land	0,029 €/kWh

8. Conclusie

Tabel 8-1 toont de basisbedragen voor de situatie waarin PCRS-ontwikkelaars worden gecompenseerd voor voorbereidingskosten via een opslag op het rendement op eigen vermogen. Voor de gekozen financieringsparameters wordt verwezen naar hoofdstuk 3 en tabel 3-1.

Tabel 8-1 Overzicht subsidieparameters PCRS 2021

Categorie	Basis- bedrag	Voorlopig correctie- bedrag 2021 incl. GvO waarde	Maximum aantal vollasturen	Rendement op eigen vermogen	Economische levensduur
	PCRS 2021	PCRS 2021	PCRS 2021		
	[€/kWh]	[€/kWh]	[uur/jaar]	[%]	[jaar]
Fotovoltaïsche zonnepanelen, 60 kWp op kva	0,146	0,034	900	11,4	20
Fotovoltaïsche zonnepanelen, 150 kWp op gva (netlevering)	0,121	0,034	900	12,1	20
Fotovoltaïsche zonnepanelen, 150 kWp op gva (niet netlevering)		0,071			
Windenergie, 1 MW – windsnelheid 8,50 m/s	0,079	0,035	2530	11,2	20
Windenergie, 1 MW – windsnelheid 8,00 m/s	0,089	0,035	2210	11,6	20
Windenergie, 1 MW – windsnelheid 7,50 m/s	0,096	0,035	2050	11,8	20
Windenergie, 1 MW – windsnelheid 7,00 m/s	0,101	0,035	1920	12,0	20
Windenergie, 1 MW – windsnelheid 6,75 m/s	0,107	0,035	1810	12,1	20
Windenergie, 1 MW – windsnelheid 6,50 m/s	0,112	0,035	1730	12,3	20
Waterkracht, 50 kW	0,126	0,035	5000	11,0	15

Bijlage A

Uitgangspunten

Uitgangspunten berekeningen PBL t.b.v. postcoderoossubsidie

Algemeen

- In lijn met de SDE++ systematiek wordt een advies gevraagd voor de basisbedragen, de correctiebedragen en de basisenergieprijzen van onderstaande categorieën.
- De basisbedragen worden uitgedrukt in €/kWh.
- PBL berekent basisbedragen voor:
 - o Zon-PV (typisch 15 kWp - 300 kWp, hierbij kan onderscheid worden gemaakt voor projecten aangesloten op een kleinverbruikersaansluiting of een grootverbruikersaansluiting)
 - o Kleinschalige wind (typisch 500 kW - 1 MW)
 - o Waterkracht (typisch 150 kW)EZK staat open voor suggesties van PBL om af te wijken van bovenstaande grenzen in opgesteld vermogen.
- Een referentieproject is een energiecoöperatie (geen VVE) die volledig bestaat uit burgers (1 deelnemer per 5 kWp voor zon en 1 deelnemer per 2 kWp voor wind) die zelf het benodigde financieel vermogen inleggen.
- Realisatietermijn is 1,5 jaar voor zon-PV, 4 jaar voor de overige technieken.
- Onder de kostprijs van de geproduceerde hoeveelheid hernieuwbare energie wordt verstaan: De gemiddelde som van investerings- en exploitatiekosten die kunnen worden toegerekend aan de geproduceerde hoeveelheid hernieuwbare energie, plus een redelijke winstmarge, gedeeld door de te verwachten geproduceerde hoeveelheid hernieuwbare energie.
- Voor een subsidieperiode van 15 jaar
- Binnen een categorie moet het merendeel van de projecten gerealiseerd kunnen worden met het berekende basisbedrag.
- Een categorie moet dusdanig kunnen worden vormgegeven en doorgerekend dat meerdere technologieaanbieders hiervoor in aanmerking kunnen komen.
- De basisbedragen worden berekend met inachtneming van de op 1 januari 2020 bekende wet- en regelgeving die op 1 juli 2020 van kracht zal worden. Indien bekende beleidsvoornemens van de overheid naar verwachting een grote impact hebben op de basisbedragen, zal nader overleg met EZK plaatsvinden.
- Er wordt uitgegaan van generiek voor Nederland geldende regels.
- De volgende kosten worden geacht betaald te worden uit het rendement op het ingebrachte eigen vermogen: afsluitprovisies, en voorbereidingskosten (bijvoorbeeld haalbaarheidsstudies of vergunningen).
- PBL wordt gevraagd een vooranalyse te maken waaruit blijkt of het rendement waarmee gerekend wordt voldoende is om de voorbereidingskosten mee te compenseren.
- Specifieke kosten voor PCR-projecten die wél meegenomen worden:
 - 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.
- Bij het bepalen van de kostenparameters dient rekening gehouden te worden met de uiterste termijn voor het in gebruik nemen van de installatie: achttien maanden voor de productie van hernieuwbare elektriciteit uit zonne-energie, en drie jaar voor de productie van hernieuwbare elektriciteit uit waterkracht en wind

Financiële uitgangspunten

- Uitgangspunt is projectfinanciering
- Rekening houden met bijzondere kenmerken en diversiteit van PCRR projecten bij het bepalen van de verhouding Eigen Vermogen / Vreemd Vermogen en rentepercentage.
(Bv. EV/VV 50%/50%, 3% rente, 9% rendement op eigen vermogen)
- PBL wordt gevraagd overwegingen te geven bij bovenstaande aannames. Onder meer of het rendement voldoende is om de voorbereidingskosten te dragen.
- Specifieke kosten voor PCR-projecten die wél meegenomen worden:
 - 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.
- 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.
- Voor de verwachte inflatiecijfers wordt aangesloten bij de Klimaat- en Energieverkenning (KEV).
- Het correctiebedrag is de som van de EPEX day-ahead prijs voor Nederland vermenigvuldigd met de profiel- en onbalanskostenfactor (verschillend voor wind op land en zon) en de waarde van garanties van oorsprong.
- Hanteer een apart correctiebedrag voor netlevering en niet-netlevering bij zon-PV installaties die aangesloten zijn op een grootverbruikersaansluiting.
- Ga voor installaties op een kleinverbruikersaansluiting uit van 100% netlevering. Hier hoeft dus geen apart correctiebedrag voor niet-netlevering te worden bepaald.
- Correcties op de marktprijs in verband met onbalans- en profielkosten worden zowel in de basisenergieprijs als in het correctiebedrag 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 lange-termijn-projectie van de relevante marktindex.

Zonne-energie

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

Windenergie

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

Bijlage B

Consultatiereacties

Deze bijlage geeft een overzicht van en de reactie van PBL op de belangrijkste consultatiereacties op het conceptadvies voor de postcoderoossubsidieregeling (PCRS). Voor zonne-energie zijn de consultatiereacties door Energie Samen, de landelijke koepel en belangenvereniging van energiecoöperaties en -verenigingen, verzameld en in één consultatiedocument verstrekt aan PBL. Dit document wordt als uitgangspunt genomen voor het rapporteren van de reacties op zonne-energie. Voor de andere onderwerpen worden brieven gebruikt die naast de reactie van Energie Samen door PBL ontvangen zijn.

B1 Financiering, correctiebedragen, basisprijzen en garanties van oorsprong

Onderwerp	Consultatie	Reactie
Financiering	Om ervoor te zorgen dat de aanpassing van de regeling ook het gewenste effect heeft, zal deze vergelijkbaar moeten renderen met de huidige salderingssituatie. De minister heeft in de kamerbrief over het aanpassen van de salderingsregeling aangegeven dat consumenten bereid zijn om te investeren in zonnepanelen als de terugverdiendtijd tussen de 5 en de 9 jaar ligt (https://zoek.officielebekendmakingen.nl/kst-31239-314.html). Hij verwees daarbij naar een rapport van PwC uit 2016 (De historische impact van salderen). Wat geldt voor huishoudens met een geschikt eigen dak voor het plaatsen van zonnepanelen, geldt uiteraard ook voor deelnemers aan een coöperatie. Het is dus van belang dat de nieuwe regeling naast de beoogde vereenvoudiging, ook financieel het beoogde effect sorteert.	Het advies is opgesteld binnen de uitgangspunten die EZK daarvoor aan ons heeft meegegeven, een terugverdiendtijd tussen de 5 en 9 jaar was daar geen onderdeel van. Het projectrendement van de oude postcoderoosregeling en de nieuwe postcoderoossubsidieregeling is in het Eindadvies vergelijkbaar.
Financiering	Baseer de PCRS op de salderingsregeling i.p.v. op de SDE++ regeling	Rendementen op eigen vermogen van de PCRS en de salderingsregeling zijn vergelijkbaar als er rekening wordt gehouden met voorbereidingskosten, rentebetalingen, operationele en onderhoudskosten, vervanging van de omvormer na 10-15 jaar, kosten voor dakhuur en dergelijke die postcoderoosprojecten in beide gevallen zullen moeten maken.

Financiering	Een project met de nieuwe regeling (met een looptijd van 15 jaar) is niet meer aantrekkelijk voor potentiële deelnemers en daarmee niet in lijn met de toezegging van de minister dat de terugverdientijd rond de 7-8 jaar zou blijven. Gezien deze vooruitzichten ziet de coöperatie er dan ook geen brood in om in te zetten op nieuwe vervolgprojecten onder de voorgestelde regeling. Wij zijn daarmee helaas niet in staat om een bijdrage te leveren aan de doelstelling van de Regionale Energie Strategie.	Het advies is opgesteld binnen de uitgangspunten die EZK daarvoor aan ons heeft meegegeven, een terugverdientijd van rond de 7-8 jaar was daar geen onderdeel van. Overigens blijkt uit onze berekeningen dat de projectrendementen in de nieuwe PCRS regeling in dit Eindadvies vergelijkbaar zijn met de rendementen van de oude PCR regeling.
Financiering	De bijdrage onder de PCRS is vrijwel een halvering (53%) van de bijdrage onder de huidige PCR: 1. Met het door PBL voorgestelde basisbedrag voor zon-PV PCRS projecten van 10,6 €/kWh en het voorlopig correctiebedrag van 4,277 €/kWh komt de PCRS (onrendabele top) bijdrage uit op 6,323 €/kWh; 2. De vrijstelling van energiebelasting + BTW onder de huidige PCR bedroeg in het jaar 2020 $9,77 \times 1,21 = 11,82$ €/kWh. Een van de argumenten voor de invoering van de PCRS was de onzekerheid voor de deelnemers in PCR projecten die samenhangt met de voorgenomen daling van de energiebelasting voor elektriciteit. Dit effect is te verwaarlozen t.o.v. de aanpassing die met de PCRS wordt voorgesteld: 1. In de rijksbegroting voor 2020 (Prinsjesdag 2019) daalt de energiebelasting in 2023 tot 8,577 €/kWh (10,38 €/kWh inc. BTW) in 2023. Dit is een daling met 1,44 €/kWh over een periode van 4 jaar; 2. Met de voorgestelde PCRS daalt de bijdrage in 1 jaar met 5,5 €/kWh.	Deze vergelijking klopt niet: netto-inkomsten onder de PCRS wordt vergeleken met bruto-inkomsten onder de huidige PCR. Uit een correcte vergelijking van de netto-inkomsten blijkt echter dat de nieuwe PCRS en huidige PCR een vergelijkbaar projectrendement bieden.
Financiering	Projectgebonden financiering ('non-recourse project financing') door commerciële banken is op dit moment alleen mogelijk voor investeringsbedragen vanaf €3 miljoen. Deze grens daalt mogelijk tot €1 miljoen (pilot Rabobank), maar niet verder.	In de praktijk zien we dat projectfinanciering ook bij lagere investeringsbedragen mogelijk is.
Financiering	Het ministerie heeft bepaald dat bij investeringen in milieumaatregelen (zoals duurzame energie) geen rekening gehouden hoeft te worden met rente op rente bij de berekening van de terugverdientijd. In dit verband verwijzen wij graag naar Bijlage 10a behorende bij Artikel 2.16c, de formule voor bepaling van de terugverdientijd, van de Activiteiten Regeling Milieubeheer (geldend van 14-12-2019 t/m 09-04-2020).	Het startpunt van het onrendabele top (OT)-model om de basisbedragen te berekenen, is dat de netto contante waarde van een projectinvestering als functie van de onrendabele top nul moet zijn. D.w.z. met een subsidie ter grootte van de OT wordt de investeerder volledig gecompenseerd voor alle kosten inclusief een redelijk rendement op de investering. Gegeven de keuze voor een netto contante waarde berekening is de OT dus berekend op basis van rente op rente. Daardoor is het model niet geschikt voor een berekening van de terugverdientijd die precies in lijn is met het Activiteitenbesluit. Merk verder op dat de terugverdientijd alleen ter info wordt weergegeven, het is geen projectbeoordelingscriterium in het kader van de PCRS.

Financiering	De lokale coöperaties op zonnepanelen werken alleen met eigen vermogen op basis van de inleg van deelnemers. Er wordt geen vreemd vermogen aangetrokken. Voor deze schaalgrootte is het risico te groot om verplichtingen aan te gaan met een externe financier. Heeft PBL onderzocht of en in welke mate coöperaties in het segment van de postcoderoos gebruik maken van externe financiering?	De PCRS een generieke regeling, waarvoor we naar gemiddelde situaties in de vorm van referentiesystemen kijken. We hebben onderzoek gedaan naar de financieringsparameters voor referentieprojecten binnen de PCRS.
Financiering	Tabel 3-1. Vennootschapsbelasting van 15% en projecten met een winst van maximaal 200.000 euro is van een volstrekt andere schaalgrootte dan de coöperaties in ons werkgebied. Heeft PBL de schaalgrootten van de coöperaties die gebruik maken van de postcoderoos onderzocht?	We hebben gekeken naar de referentie-grootte van projecten, voor zon-PV zijn er in het eindadvies twee referentieprojecten gedefinieerd.
Financiering	Financiering van (kleinschalige, onervaren) e-coöperaties is lastiger dan van grote/professionele bedrijven. Banken en andere financiers vertalen het hogere risico in hogere rentetarieven. Ervaringen: 4% tot 6% (achtergestelde lening). Niet iedereen kan/wil gebruik maken van 'fondsen'.	Het streven is dat het merendeel van de projecten uitkan op basis van de gehanteerde financieringsparameters. Het rendement op vreemd vermogen is in dit Eindadvies verhoogd ten opzichte van het conceptadvies.
Financiering	De gehele berekening bij zon PV gaat uit van 50% Eigen Vermogen (EV) en 50% Vreemd Vermogen (VV) tegen een lage rente. Echter, in de praktijk is het verkrijgen van een goedkope lening voor een investering lager dan € 100.000 niet haalbaar. Banken rekenen hogere percentages + kosten + garanties (die ook weer geld kosten). Wij stellen voor te rekenen met 100% EV of 50%/50%, maar dan wel VV tegen 4% of 5%.	Bij kleinere referentie-installaties rekenen we met een verhouding VV:EV van 50%:50%. Het rendement op vreemd vermogen is verhoogd ten opzichte van het conceptadvies.
Financiering	Er wordt met een rendement op vreemd vermogen van 2,5% gerekend. Gezien het bijzondere karakter van energiecoöperaties zien private financiers vaak grotere risico's en verwachten daarvoor een hoger rendement. In onze ervaring worden rentepercentages van 2,5% vanuit private financiers pas mogelijk bij investeringen van boven de 1 miljoen euro. Omdat de maximale totale projectomvang op 300kWp is gesteld zal de investering naar alle waarschijnlijkheid onder dit bedrag blijven, en lijkt het ons dat de kans klein is dat energiecoöperaties een dergelijk rentepercentage kunnen verkrijgen. Onze verwachting is daarnaast dat er een groter aantal projecten (deels) gefinancierd zal worden door private financiers omdat de nieuwe regeling het aantrekkelijker maakt om projecten op te zetten en er dus meer beslag op lokale en regionale overheidsleningen gelegd zal worden. Het hogere aandeel van private financiers die middels achtergestelde leningen projecten financieren en hierin ook een groter risico zien, zou terug moeten komen in de berekening van het rendement op vreemd vermogen. Het feit dat het verschil in rendement op vreemd vermogen slechts 0,5% hoger ligt dan dat van grote zon-PV projecten in de SDE++ is daarin opvallend.	Het rendement op vreemd vermogen is verhoogd ten opzichte van het conceptadvies, i.v.m. de hogere projectrisico's van PCR projecten t.o.v. SDE++ projecten. Achtergestelde leningen vormen in de regel onderdeel van het risicodragende vermogen dat relevant is voor het rendement op eigen vermogen.

Financiering	Is het reëel te veronderstellen dat een bank voor dit soort kleine projecten leningen tegen 2,5% verstrekt? Is het wenselijk vreemd vermogen aan te trekken voor dit soort projecten? Het maakt de mogelijkheid tot deelname kleiner, en maakt de drempel tot het aantrekken van provinciale subsidie hoger. Hoe moeten we het rendement op vermogen lezen? Is dat de rente op de uitstaande lening volgens een annuïteit?	Het rendement op vreemd vermogen is verhoogd t.o.v. het conceptadvies. Het rendement op vreemd vermogen is de rentevergoeding aan de financiële instelling die de lening verstrekt, deze vergoeding is lager dan de vergoeding aan eigen vermogen verschaffers. Het gedeeltelijk financieren van een project met vreemd vermogen sluit deelname van leden niet uit. In het OT-model voor het PCRS advies (te downloaden via de PBL website) kunt u zien dat aflossing en rente samen een annuïteit vormen.
Financiering	Het is van belang te melden, dat wij er in onze projecten vanuit gaan dat de hele financiering geschiedt door de deelnemers. Maximale burgerparticipatie is uitgangspunt. Wij realiseren dat door certificaten te verkopen. Wij willen als coöperatie liever geen lening afsluiten en zien dat zeker ook niet als onderdeel van ons model. Los daarvan blijkt het niet eenvoudig om bedragen onder de 1 miljoen tegen gunstige voorwaarden te kunnen lenen, waardoor dit voor kleinere projecten geen realistische optie is.	Het streven is dat met de gekozen financieringsparameters het merendeel van de projecten kan worden gerealiseerd. Op basis van deze parameters worden basisbedragen berekend. Gegeven dit basisbedrag staat het coöperaties vrij om hun project(en) indien gewenst op andere wijze te financieren.
Financiering	Projecten die ik begeleid heb zijn allen gefinancierd door de leden, met gemiddeld rendement tussen 5%-7% per jaar voor de leden. Het rendement dat de coöperatie realiseert van 1%-2% wordt doorgaans gereserveerd of geïnvesteerd in duurzame en maatschappelijke projecten. Mijn ervaring met externe financiers is dat projecten van deze schaal nauwelijks financierbaar zijn gezien de schaalgrootte van ongeveer € 65.000,- tot € 250.000,- per project. De mogelijkheden om achtergesteld eigen vermogen te realiseren tegen 5% herken ik niet. Met een specifiek energiefonds net een traject afgesloten van 6,3%!	Ter kennisgeving aangenomen.
Financiering	Tabel 3-1. Hoe is het genoemde rendement van 9,7% op eigen vermogen bepaald?	Het rendement op eigen vermogen is gebaseerd op interviews met financiële instellingen, input vanuit de marktconsultatie en eigen berekeningen. De voorbereidingskosten en afsluitprovisies op leningen zijn conform de uitgangspunten die EZK heeft meegegeven omgerekend tot een rendementsopslag die is verwerkt in het rendement op eigen vermogen.
Financiering	Tabel 3-1. Er wordt rekening gehouden met voorbereidingskosten van 11.000 euro. Dit is voor ons niet gebruikelijk. De meeste zaken worden door vrijwilligers gedaan, zonder (zichtbare) kosten. Als de 11.000 euro opgenomen wordt in de businesscase wordt het rendement lager. Zijn deze kosten getoetst met de coöperaties?	Er lijkt sprake van een misverstand, door de vergoeding voor voorbereidingskosten wordt het rendement op eigen vermogen van de business case hoger i.p.v. lager. De voorbereidingskosten zijn gebaseerd op kostendata van coöperaties.
Financiering	Vorbereidingskosten meenemen in de investeringskosten. Niet uit het rendement op eigen vermogen, maar moet meegenomen worden als afschrijven op de kasstromen. Er staat tegenover deze kosten namelijk geen waarde. Als het project stopt/niet doorgaat/failliet, zijn deze kosten weg.	Dit betreft een uitgangspunt van EZK, we geven dit punt door aan EZK.

Financiering	Coöperaties financieren op basis van 100% eigen vermogen. Wij verzoeken u bij de nieuwe regeling uit te gaan van de salderingsregeling met 100% eigen vermogen.	Dit komt niet overeen met het beeld dat we uit marktconsultatie en interviews hebben gekregen: een steeds groter deel van projecten van coöperaties worden gefinancierd met vreemd vermogen.
Financiering	De postcoderoosregeling is juist ooit bedacht als alternatief voor het plaatsen van zonnepanelen op eigen dak. De tekst in het concept advies is getuige van een denkfout. Het rendement wordt bekeken vanuit de coöperatie en niet vanuit het lid van de coöperatie. Voor het lid is de salderingsregeling een volwaardig alternatief en wordt daarmee ook zeker vergeleken. Voor de coöperatie is het geen alternatief model omdat ze zelf geen verbruik heeft en daarmee valt de salderingsregeling per definitie af voor de coöperatie. Om nu op deze basis de vergelijking met de SDE regeling te billijken, is dus onjuist. Voor het rendement op eigen vermogen moet gekeken worden naar wat dit betekent voor leden en niet puur naar de coöperatie. Dan is een vergelijking met de salderingsregeling wel goed te maken.	Aangepast in het eindadvies. Het rendement op eigen vermogen is niet langer gebaseerd op een vergelijking met rendementen van SDE regeling en salderingsregeling. Voor onze berekeningen zijn echter de kosten en baten voor de coöperatie leidend en niet de inkomsten of uitgaven voor coöperatieleden.
Financiering	In sommige provincies (Friesland, Utrecht, Gelderland & Overijssel en Flevoland) en in Amsterdam zijn duurzaamheidsfondsen ingericht die wel projectgebonden financiering kunnen leveren voor investeringen van €50.000 tot €500.000 met looptijden van 5 tot 15 jaar en jaarrentes tussen de 1,7% en 3,5%. In de overige provincies (waaronder Noord-Holland, buiten Amsterdam) is geen projectfinanciering beschikbaar voor projecten van deze omvang.	We herkennen dit niet uit ons onderzoek. Een ruime meerderheid van de projecten kan gebruikmaken van gemeentelijke of provinciale regelingen in de vorm van garantstellingen, subsidies, participaties of duurzaamheidsfondsen. De genoemde investeringsbedragen zijn in principe in heel Nederland te financieren.
Financiering	Het PBL gaat uit van een rendement op eigen vermogen van 9,7% wat niet in overeenstemming is met de belofte van de minister dat hij uitging van een terugverdientijd van 7 jaar. Bij een rendement van 9,7% is de terugverdientijd geen 7 jaar maar 10 jaar.	Het advies is opgesteld binnen de uitgangspunten die EZK daarvoor aan ons heeft meegegeven, een terugverdientijd van 7 jaar was daar geen onderdeel van. Merk op dat in de terugverdientijd bij de salderingsregeling geen rekening is gehouden met een reeks aan kostenposten, terwijl dit bij de PCRS wel gebeurt, de terugverdientijden van salderingsregeling en PCRS zijn dan ook niet direct vergelijkbaar.
Financiering	Het echte rendement is geen 9,7%, want hetgeen waarin wordt belegd (de zonnepanelen) is niet waardevast, maar schrijft af. De afschrijving is meestal 5% van de aanvangswaarde per jaar (bij 20 jaar levensduur, waar ook het PBL rapport van uitgaat). Dat maakt het effectieve rendement bijzonder veel lager, ca 4,7% en dat maakt de terugverdientijd langer dan 20 jaar, terwijl de subsidieduur maar 15 jaar is. De terugverdientijd wordt daarmee mogelijk oneindig.	In de berekening van de onrendabele top wordt rekening gehouden met lineaire afschrijving van investeringen in 15 jaar, dus deze komen niet ten laste van het rendement op eigen vermogen. Voor het werkelijke rendement op eigen vermogen en de terugverdientijd verwijzen we naar het OT-model dat met het advies is gepubliceerd.

Financiering	Afsluitprovisies, participatiekosten en voorbereidingskosten worden meegenomen via het rendement op EV. Deze kosten zijn onvermijdelijk bij een PCR-project en moeten worden meegenomen. Klopt het dat uw 9,7% rendement dan geen 9,7% is, maar 9,7% minus deze kosten?	Deze kosten zijn conform het uitgangspunt van EZK verwerkt in een opslag op het rendement op EV. Het klopt dat het rendement op eigen vermogen een bruto rendement is inclusief rendementsopslag ter dekking van de genoemde kostenposten.
Financiering	We hebben deze cijfers in een rekenmodel gestopt. Met een rendement van 5% op eigen vermogen lukt het om de liquiditeit van de coöperatie net positief te houden; met een rendement van 9,7% komen we in de rode cijfers. We stellen voor een en ander nader te bekijken.	Het rendement op eigen vermogen is de vergoeding voor de projectontwikkelaar, in de regel geldt hoe hoger hoe beter.
Financiering	In de nieuwe regeling en de rekenwijze van PBL wordt onvoldoende rekening gehouden met rendement dat vrijvalt voor de maatschappelijke doelen van de coöperatie.	Ter kennisgeving aangenomen. Het advies is opgesteld binnen de kaders van de uitgangspunten van EZK.
Financiering	Tabel 3-1. Een verhouding van eigen vermogen/vreemd vermogen van 50%/50% is bij onze coöperaties niet van toepassing. Waar baseert PBL dit uitgangspunt op?	Zie de uitleg in paragraaf 3.4 van het conceptadvies.
Financiering	Het PBL gaat uit van een verhouding van 50% eigen vermogen, 50% vreemd vermogen. Ondanks dat de kasstromen veranderen met betrekking tot de oude postcordersoos zullen de investeringen te klein zijn om vreemd vermogen van banken aan te kunnen trekken. Ook klopt het dat steeds meer coöperaties gebruik maakten van vreemd vermogen, echter enkel die coöperaties die gebruik kunnen maken van provinciale of gemeenten die duurzaamheidsfondsen hebben zullen deze verhoudingen kunnen halen. Veel coöperaties werken hierdoor met alleen eigen vermogen van de leden. Dit creëert een rechtsongelijkheid tussen coöperaties gevestigd in verschillende steden en provincies.	In principe hebben alle projecten met vergelijkbare grootte als de referentiecasses toegang tot crowdfunding en een landelijk opererend duurzaamheidsfonds. Voor grotere projecten wordt uitgegaan van een verhouding VV:EV van 80:20 of 70:30, met de diversiteit van met name kleine projecten is rekening gehouden door de verhouding VV:EV op 50:50 te zetten.
Financiering	Een verhouding 50/50 vreemd en eigen vermogen is iets wat wij een opvallende aanname vinden. Onze inschatting is dat deze verhouding eerder richting 30/70 vreemd en eigen vermogen zou gaan.	Ter kennisgeving aangenomen.
Financiering	Uw berekeningen gaan uit van een economische levensduur van 20 jaar. Dit is niet reëel. Omdat er na 15 jaar geen financiering meer is van de onrendabele top, moet er al een veel groter deel afgeschreven zijn in 15 jaar. Anders maak je in de periode 16e – 20e jaar fors verlies. We stellen voor dus uit te gaan van 15 jaar en een beperkte economische restwaarde.	Een verlies in de jaren 16-20 is zeer onwaarschijnlijk; de aanname is dat de investering na 15 jaar volledig is afgeschreven (zie OT model), terwijl de opbrengsten doorlopen na 15 jaar.
Financiering	Tabel 2-1 punt 3 onderaan de bladzijde. En paragraaf 3.7. De coöperatie maakt een businesscase waarin wordt verondersteld dat de het project na 15 jaar stopt en verwijderd moet worden van het dak met de daarbij horende verwijderingskosten. Na 15 jaar achten wij de economisch restwaarde nul. Waarom wijkt PBL af van de 15 jaar, terwijl de subsidiering een looptijd heeft van 15 jaar?	Het advies is opgesteld binnen de uitgangspunten die EZK daarvoor aan ons heeft meegegeven (zie bijlage A).
Financiering	Een economische restwaarde van 5% is realistisch.	Goed om te horen dat het meenemen van restwaarde realistisch is.

Financiering	Geen restwaarde na 15 jaar. Doorgaans wordt de installatie overgedragen aan dakeigenaar. Op deze wijze vermijd je ook eventuele verwijderkosten van de PV installatie.	Het advies is opgesteld binnen de uitgangspunten die EZK daarvoor aan ons heeft meegegeven (zie bijlage A). Dit zou leiden tot een verschil met de SDE++ regeling en dat is niet gewenst.
Financiering	In het concept advies wordt rekening gehouden met potentiële inkomsten uit de vermeden vennootschapsbelasting. Gelet op de doelstellingen van de coöperatie en de opzet van de huidige en de toekomstige Postcode-roosregeling, is het niet waarschijnlijk dat deze latente inkomsten daadwerkelijk gerealiseerd gaan worden. Dit zou moeten leiden tot het schrappen van de vermeden vennootschapsbelasting als inkomstenstroom.	Het corrigeren van het rendement voor de vermeden vennootschapsbelasting t.g.v. rentebetalingen en afschrijvingen ('tax shield') is gebruikelijk bij de financiële doorrekening van business cases. Bovendien zijn coöperaties belastingplichtig voor de vennootschapsbelasting.
Financiering	Er wordt nu geen vennootschapsbelasting (VPB) betaald door een postcoderoos coöperatie. Het merendeel van het rendement gaat direct naar de leden (teruggave energiebelasting) en loopt niet door de coöperatie. De opbrengst van de coöperatie bestaat uit opgewekte energie minus exploitatiekosten, terwijl de coöperatie als fiscale aftrekpost wel de installatie kan afschrijven. Op deze wijze is en geen of nauwelijks sprake van fiscale winst. In de nieuwe situatie verwacht ik wel dat coöperaties VPB gaat betalen en deze gaat te koste van het rendement. Neem in de businesscase voldoende ruimte om te herinvesteren in maatschappelijk doelen en compensatie voor betaling van VPB.	Coöperaties blijven belastingplichtig, de onrendabele top is berekend gegeven de betaling van vennootschapsbelasting in de situatie waarin postcoderoossubsidie wordt verleend. Het advies is opgesteld binnen de kaders van de uitgangspunten van EZK.
Financiering	Vragen en opmerkingen die betrekking hebben op de vennootschapsbelasting (Vpb): 1. De coöperatie lijkt belastingplichtig voor de Vpb omdat er energie wordt opgewekt en verkocht. Dit blijkt ook uit noot 3 op blz. 13 waarin wordt gerekend met een rendement ná Vpb. Dit zou ook kunnen betekenen dat Vpb over de verkregen subsidie wordt geheven. Is hier rekening mee gehouden in de berekeningen van PBL en/of geeft EZK hier al meer duidelijkheid over? 2. De opwekkende VVE wordt mogelijk ook belastingplichtig voor de Vpb. Die wekt dan namelijk ook energie op welke wordt verkocht. Dit lijkt een fiscaal en administratief gecompliceerde situatie te worden. Oplossing zou kunnen zijn dat de VVE naast haar bestaan een coöperatie opricht, maar dit zou de nodige kosten behelzen. Zijn deze kosten ook meegenomen in de berekening van PBL met betrekking tot de voorbereidingskosten? 3. Het Vpb tarief waarmee wordt gerekend bedraagt 15%. Het laagste tarief is thans echter 16%.	1. In de PCRS berekeningen wordt uitgegaan van de betaling van vennootschapsbelasting over het belastbaar inkomen inclusief de subsidie ter grootte van de onrendabele top; 2. er is niet gekeken naar fiscale en administratieve complicaties rond de rol van een opwekkende VVE en naar de eventuele kosten die hiermee gemoeid zijn, het uitgangspunt van EZK is een referentieproject van een energiecoöperatie; 3. er wordt uitgegaan van het vpb-tarief voor 2021 en daarna.

Financiering	<p>BTW</p> <p>In de huidige/oude regeling konden deelnemers van coöperaties en VvE's gebruik maken van de mogelijkheid om BTW af te trekken via het 'salderen'. Mede door deze mogelijkheid lag de terugverdientijd van de installaties behoorlijk laag. In de nieuwe/voorgestelde regeling zien wij geen informatie staan die betrekking heeft op de BTW. Tegen die achtergrond hebben wij de volgende vragen: 1. BTW kan alleen teruggekregen worden voor zover er BTW belaste prestaties worden verricht (en dat is levering en verkoop van opgewekte energie aan het net). Eigen gebruik wordt in een situatie van een VVE niet als een BTW belastbare prestatie gezien. In hoeverre is hier rekening mee gehouden m.b.t. de kosten voor het aanschaffen en laten installeren van energieopwekkende installaties?</p> <p>2. Indien een deel van de opgewekte energie wordt verkocht aan het net kan ook een evenredig deel van de BTW teruggekregen worden. Er wordt echter ook subsidie verkregen. Beïnvloedt dat de verhouding om de BTW teruggave op de aanschaf te berekenen? Daar direct aan gelieerd, is er BTW verschuldigd over de verkregen subsidie?</p>	<p>1. Bij een grootverbruikersaansluiting voor zon-PV kan er gesaldeerd worden. Er is echter geen rekening gehouden met de mogelijkheid om BTW af te trekken via het salderen door een VVE. Een uitgangspunt van EZK is namelijk dat het referentieproject een energiecoöperatie is, geen VVE. 2. Analoog aan de SDE+-subsidies is verondersteld dat PCRS projecten niet belast zijn met BTW. De Belastingdienst heeft het standpunt ingenomen dat SDE+-subsidies niet belast zijn met BTW. Voor de SDE is onvoldoende verband gebleken tussen de toekenning van de subsidie en een prestatie die verbruikt wordt om tot BTW-heffing over te kunnen gaan, zie https://www.rvo.nl/subsidies-regelingen/sde/faq/algemeen.</p>
Basisprijzen	<p>Er is een risico dat in één of meer jaren het correctiebedrag onder het basisenergiebedrag komt; bij een fraaie business case is dat zeer onwenselijk.</p>	<p>Dit risico wordt verrekend via de basisprijspremie. De basisprijspremie is een vergoeding voor het risico dat de prijs onder de basisenergieprijs zakt. Deze premie is verrekend in de basisbedragen.</p>
Correctiebedragen	<p>Wat betreft de kosten en aannames, viel op dat de correctiebedragen voor Zon PV (0,036 €/kWh) ten opzichte van Wind (0,037 €/kWh) erg afwijken van die in de SDE(+), terwijl in de uitleg wel de berekening van het correctiebedrag wel wordt uitgelegd als:</p> <p>Correctiebedrag = EPEXbasislast x Profiel- en Onbalansfactor</p> <p>Hoe kan dan het correctiebedrag voor Zon PV lager zijn dan voor wind, de profiel- en onbalansfactor van wind is immers lager dan die voor Zon PV:</p> <p>2019 wind: 0,87 Zon PV: 0,91 2020 wind: 0,88 Zon PV: 0,97</p> <p>Met een EPEXbasislast van 0,0412 €/kWh, zou het correctiebedrag dan toch op 0,040 €/kWh voor Zon PV en 0,036 €/kWh voor Wind uitkomen?</p>	<p>In het PCRS conceptadvies zijn de meest recente resultaten van berekeningen van profiel- en onbalansfactoren overgenomen als gerapporteerd in de notitie definitieve correctiebedragen 2019. Hierbij bedroeg de PO-factor voor zon-PV 0,87 en voor wind 0,91. Daarom is het correctiebedrag voor zon-PV ook lager dan voor wind.</p>
Garanties van Oorsprong	<p>Er wordt in onze praktijk geen vergoeding geboden voor de GVO's. Heeft PBL dit getoetst bij de coöperaties?</p>	<p>Bij elke MWh duurzame energie hoort een GvO, deze GvO vertegenwoordigt waarde. Uit andere consultatiereacties blijkt dat coöperaties hiervoor een vergoeding ontvangen.</p>

B2 Zonne-energie

Onderwerp	Consultatie	Reactie
Grootte referentiesysteem	Het gemiddelde van de 450 postcoderoosprojecten van de afgelopen jaren zit rond de 60 kWp. Voorstel: hou in de herberekening een systeemgrootte van 60 kWp aan of hanteer eventueel twee categorieën. Van 15 kWp tot 100 kWp en van 100 kWp tot 1MW	Voor zon-PV worden in het eindadvies twee referentiesystemen gedefinieerd: <ul style="list-style-type: none"> • Een 60 kWp-systeem op een bestaande kleinverbruikersaansluiting • Een 150 kWp-systeem op een bestaande grootverbruikersaansluiting
Rendement op investering	Voorstel: voor de bepaling van het subsidietarief uitgaan van de rendementsberekening op het ingelegd vermogen van de (afgebouwde) salderingsregeling.	Dit punt is geëvalueerd en de veronderstelde rendementen op vreemd en eigen vermogen zijn aangepast, zie het hoofdstuk over financiering.
Verhouding tussen vreemd vermogen en eigen vermogen	Veel coöperaties kunnen niet anders dan hun investeringen financieren met 100% eigen vermogen van de leden. Er vanuit gaan dat coöperaties 50% vreemd vermogen aan kunnen trekken zet veel coöperaties op achterstand. Voorstel: ga in de herberekening uit van 100% eigen vermogen	Zie de toelichting in het hoofdstuk over financiering. Uitkomst is 50/50 (VV/EV) voor kleinverbruikersaansluiting en 80/20 voor grootverbruikersaansluiting.
Vollasturen	Voor de op platte daken veel gebruikte oost-west-opstelling is 880 vollasturen in het eerste jaar het maximum. Voorstel: uitgaan van 880 vollasturen	Op platte daken worden ook veel zuid-opstellingen geplaatst waarbij de oriëntatie niet altijd pal zuidelijk is en de hoek van de panelen klein. Het is daarbij mogelijk om hoger dan 900 vollasturen uit te komen. PBL onderkent dat 950 vollasturen voor PV-systemen op daken niet representatief is voor de huidige industrie-standaard. Het maximum aantal vollasturen is aangepast naar 900.
Investeringskosten	Voorstel: in plaats van € 705 per kWp investeringskosten uitgaan van € 760 per kWp in 2020. Meenemen van kosten AC traject. Het hanteren van vaste kosten boven op de vari-	PBL heeft de aannames bij de investeringskosten aangepast. Zie het eindadvies. De kosten voor het AC-traject werden reeds verondersteld binnen de investe-

	abele kosten ongeacht systeemgrootte. En vervolgens deze voorbereidingskosten in het investeringsbedrag meenemen.	ringskosten te vallen. De investeringskosten in 2022 bedragen nu 733 €/kWp voor het referentiesysteem van 60 kWp en 714 €/kWp voor het referentiesysteem van 150 kWp.
Operationele kosten - vervangingskosten voor omvormers	Voor veel coöperaties is er geen restwaarde en wordt dit soort installaties om niet overgedragen aan de dakeigenaren. Voorstel: In plaats van een deel van de vervangingskosten voor omvormers mee te nemen, vragen wij de gehele kosten van vervanging mee te nemen.	Dit blijft ongewijzigd omwille van de uitgangspunten.
Operationele kosten - O&M-kosten	De door onze leden aangeleverde kosten voor O&M variëren tussen de € 7 en € 13/kWp/jaar.	De aangeleverde kostenbandbreedte is 4 tot 13 €/kWp/jaar. We kiezen een waarde van 8 €/kWp/jaar voor een systeem van 60 kWp en 7 €/kWp/jaar voor een systeem van 150 kWp.
Operationele kosten - verzekeringen	De huidige kosten van verschillende energiecoöperaties voor hun verzekeringen komen op zo'n € 13,1/kWp/jaar.	Door de grote variaties tussen de aangeleverde voorbeelden en tussen PCRS-projecten in het algemeen is niet eenduidig vast te stellen wat de hoogte van verzekeringen dient te zijn. De gekozen waarden zijn weergegeven in het eindadvies.
Keuring van installaties	Een keuring kost € 1200 per keuring en € 700 per herkeuring.	Herkeuringen zijn nu opgenomen in de operationele kosten.
Administratieve kosten	De administratieve kosten zijn in werkelijkheid veel hoger dan ingeschat door het PBL. Extra posten zijn administratiesysteem, boekhoudsysteem, bankkosten en kosten voor de boekhouder.	De genoemde posten zijn opgenomen in de berekeningen van het eindadvies.
Reservering voor tijdelijke verwijdering	Bij dakreparaties moet de installatie verplaatst worden. Coöperaties houden hier een reservering voor aan van € 13/kWp/jaar.	PBL weerspreekt niet dat deze kosten er kunnen zijn, maar de post wordt niet in alle PV-projecten toegepast. Deze kostenpost nemen we niet mee.
Dakhuur	Voor de dakhuur wordt uitgegaan van € 4/kWp/jaar. Dit is in veel opzichten te laag. In de markt biedt bijvoorbeeld de	Aangeleverde kosten variëren van 0 €/kWp/jaar tot 12 €/kWp/jaar. Voor PCRS houden we de dakvergoeding op 4 €/kWp/jaar.

	Campina 4€ per paneel. Dat rekent om naar 12€/kWp/j	
--	---	--

B3 Windenergie

Onderwerp	Consultatie	Reactie
Algemeen		
Referentie installatie	<p>Doordat het minimale vermogen op 500 kW is vastgesteld vallen Nederlandse windturbine-fabrikanten als EAZ Wind, BESTWATT maar ook Wind Energy Solutions (WES) buiten de boot.</p> <p>In het verleden niet bijster veel PCR-projecten zijn gerealiseerd met turbines onder de 500 kW, maar 2 hiervan zijn wel door WES gerealiseerd en ik weet dat ook EAZ Wind enkele PCR-projecten heeft gerealiseerd.</p> <p>Is er een mogelijkheid om eens te sparren over de mogelijkheden om ook voor klein en mid-size wind (15-500 kW) een tarief op te stellen?</p>	<p>De windenergieprojecten die de afgelopen jaren voor PCR werden aangevraagd, bestonden uit solitaire windturbines met een specifieke capaciteit tussen 0,75-1 MW. Het is in deze context en op basis van het EZK-uitgangspunt dat de keuze voor turbines is vastgesteld tussen 0,5-1 MW.</p> <p>Het bereik kan worden aangepast (om een kleinere geïnstalleerde capaciteit op te nemen) op basis van aanvullende EZK uitgangspunten.</p>
Referentie installatie	<p>Het referentieproject voor Wind (1 MW) zit helemaal aan de bovenkant van de range voor wind, terwijl zowel bij Zon als bij waterkracht voor een referentievermogen ertussenin is gekozen. Voor Wind lijkt dat ons ook een veel beter benadering.</p>	<p>De grootte van de referentieinstallatie is vastgesteld op basis van Postcoderoossubsidie aanvragen van de afgelopen jaren.</p>
Vollasturen	<p>Dat er een differentiatie gemaakt wordt op basis van windcategoriën is begrijpelijk. Echter de referentiewaarde op 100m, de daarbij passende windsnelheden en vollasturen waar de subsidie op gebaseerd is klopt niet met de werkelijkheid. Windmolens van 1MW of lager zijn door de 1MW grens altijd beperkt in omvang en kunnen de categorie niet maximaal uit nutten zoals dit in de SDE wel kan. Het zal in veel gevallen gaan om molens van maximaal 45m as hoogte en vaak een stuk lager. Hier moet met veel lagere windsnelheden en vollasturen gerekend worden</p>	<p>De berekening van de vollasturen gebeurt op dezelfde manier als voor de SDE. De vollasturen zijn gebaseerd op de vermogenskrommes en een gemiddelde windsnelheid aan de ondergrens van de windcategorie. De windsnelheid op hoogte wordt aangepast aan de ashoogte van de windturbine. Dit wordt gedaan voor elk van de turbines in het turbine-portfolio meegenomen is.</p>
Investeringskosten (notariskosten)	<p>Oprichtingskosten en notariskosten voor opstalovereenkomsten kom je op minimaal 3000 euro.</p>	<p>De verhoogde waarde is meegenomen in de analyse.</p>
Vorbereidingskosten (aantrekken van leden)	<p>De voorbereidingskosten voor een windproject van deze omvang zijn aanzienlijk. Er moeten tussen 500 en 700 leden gevonden worden om mee te doen in doorgaans zeer dunbevolkte postcodegebieden. Dit betekend dat er aanzienlijk tijd en kosten gestoken moet worden in de werving en het uitleggen van het concept. Dat komt</p>	<p>Vorbereidingskosten worden niet meegenomen in investeringskosten, met uitzondering van notariskosten die expliciet genoemd zijn in de EZK uitgangspunten. Vorbereidingskosten worden gezien als gedekt door het rendement eigen vermogen.</p>

	naast alle reguliere voorbereidingskosten zoals vergunningen, administratie en professionele ondersteuning (windrapporten en andere onderzoeken).	
Operationele kosten (onderhoud)	Onderhoudscontract blijken hogere tarieven voor O&M en garantie kosten.	De aangenomen onderhoudskosten worden verhoogd op basis van ontvangen aanvullende informatie.
Operationele kosten (administratiekosten leden)	Administratiekosten binnen coöperatie is voor een coöperatie een zeer aanzienlijke post. Er is een grote groep leden die verwachten professioneel te woord gestaan te worden door de coöperatie. Leden willen echt van de hoed en de rand weten en zijn zeer betrokken bij projecten. Om deze mensen te woord te staan moet er budget beschikbaar zijn binnen de coöperatie voor ondersteuning. Daarnaast moeten er ALV's georganiseerd worden en andere bijeenkomsten.	Deze kosten zijn nu geïntegreerd in de vaste OPEX als <i>euro/ KW/jaar</i> . De Postcoderoossubsidieregeling eindadvies vaste OPEX is vastgesteld op <i>36,2 euro/ kW/ jaar</i> ter vergelijking op <i>18 euro/kW/jaar</i> , de waarde in het Postcoderoossubsidieregeling conceptadvies.
Operationele kosten (Communicatiekosten leden)	Er zullen altijd leden weer vertrekken uit een project. Ook is de beeldvorming over een project altijd in beweging. Er zal dus doorlopend gewerkt moeten worden aan marketingactiviteiten voor deze beeldvorming en om nieuwe leden te werven voor het project. Dit gaat de hele looptijd door.	Geïntegreerd nu in de vaste OPEX.
Grondkosten en Omgevingsfonds	Wij zien hier in werkelijkheid hogere bedragen. De SDE biedt geen eerlijk vergelijkingsmateriaal aangezien de pot bij die projecten vele malen groter is. Op één locatie in de SDE kun je veel meer opwekken dan op één locatie bij de postcoderoos, toch zijn de verwachtingen van grond eigenaren niet kleiner wanneer het aantal MW's per molen maar een kwart is en de vollasturen nog veel minder.	De daling van de grondkosten en het niet meenemen van de participatiekosten en gebiedskosten zijn uitgangspunten geformuleerd door EZK.

B4 Waterkracht

Onderwerp	Consultatie	Reactie
Vermogen	Een typisch waterkrachtproject in de provincie Gelderland is 250kW, dus groter dan de 50 kW van het referentiesysteem. Waterkracht in PCRS zou uitgesplitst moeten worden in meerdere vermogenscategorieën.	We hebben onvoldoende informatie ontvangen om de referentie-grootte aan te passen of het aantal PCRS categorieën uit te breiden.
Vollasturen	Het aantal vollasturen voor waterkracht in het conceptadvies is te hoog voor de Nederlandse situatie.	De te realiseren vollasturen zijn afhankelijk van de waterafvoerkarakteristiek, het type turbine en andere ontwerpparameters zoals schaalgrootte van de installatie. Omdat er is onvoldoende informatie aangeleverd is over de te ontwikkelen waterkrachtprojecten is het aantal vollasturen niet aangepast.