GREENSPREAD

Business cases zon & wind

Werkgroep RES Noordoost Brabant

In opdracht van: Werkgroep RES Noordoost Brabant
Contactpersoon: E. (Eric) Spies
Datum: 16 december 2020

Inhoud

Inleiding 3

Disclaimer 4

Begrippenlijst 5

1 (Fictieve) projectontwerpen 6

Zon-PV 6
Wind 8

2 Investerings- en exploitatiebegroting 9

Investeringsbegroting zon-PV 9
Exploitatiebegroting zon-PV 11
Inkomstenstromen zon-PV 11
Investeringsbegroting wind 12
Exploitatiebegroting wind 13
Inkomstenstromen wind 14

3 Financiële bevindingen zon-PV 15

Exploitatie zon-PV 15
Business case 100% eigen vermogen 15
Business case 80% vreemd vermogen 19
Business case inclusief postcoderoosregeling 20
Business case inclusief crowdfunding 22
Business case 50% exploitatie energiecoöperatie **Fout! Bladwijzer niet gedefinieerd.**
Exploitatie wind 23
Business case 100% eigen vermogen 23
Business case 80% vreemd vermogen 25
Business case postcoderoosregeling 26
Business case crowdfunding 28
Business case 50% exploitatie energiecoöperatie 29

4 Participatie energiecoöperaties 30

Bijlage 1 – SDE++-systematiek 32

Kenmerken van de SDE++ 32
Wijzigingen vanaf najaar 2020 33

Bijlage 2 – Postcoderoosregeling 34

Bijlage 3 – Cablepooling 37

Bijlage 4 – Risico's 38

Inleiding

Greenspread verschaft in opdracht vanuit de werkgroep 50% eigendomsparticipatie inzichten omtrent de financiële ontwikkeling en exploitatie van zon- en windparken. De vraag is ontstaan bij de werkgroep om de volgende twee redenen:

1. *Er leven beelden dat er 'gouden bergen' te verdienen zijn met de ontwikkeling en exploitatie van zonne- en windparken.*
2. *Om te kunnen bepalen wat een reële bijdrage/afdracht is uit een zonne- of windpark is inzicht gewenst in de 'opbrengst' in de daadwerkelijke opbrengst op basis van kengetallen van de standaard business cases.*

Greenspread heeft een jarenlange ervaring met de ontwikkeling en exploitatie van zonneparken. Landschappelijke inpassing, burgerparticipatie en meervoudig ruimtegebruik hebben hierbij altijd vooropgestaan. Natuurlijke afscherming van zonneparken in verband met aangezicht en reflectie, plaatsing van ontsluitingswegen, het verbeteren van de bodemkwaliteit, het opnemen van CO_2 of vasthouden van water middels specifieke bodemgewassen zijn zaken die Greenspread al eerder heeft onderzocht en toegepast. Ook de afstemming van opgesteld DC-vermogen versus AC-vermogen en netaansluiting of oriëntatie en hellingshoek van de panelen dan wel plaatsen van batterijen of groene waterstofproductie en restwarmte om het park financieel te optimaliseren, zijn zaken waar Greenspread al eerder aan heeft gewerkt.

Niet alleen de technische randvoorwaarden zijn van belang bij de ontwikkeling van een zon- of windpark, maar ook de business case bepaalt in grote mate de kans van slagen van het project. Met verschillende kostenposten (vergunningen, leges, installatie en onderhoud), inkomstenstromen (verkoop van stroom en SDE++-subsidie) en financieringen (eigen vermogen, vreemd vermogen, crowdfunding en participatie) zitten er veel variabelen aan een business case. Greenspread ontwikkelt en exploiteert inmiddels verschillende zonneparken en heeft daarmee de nodige kennis vergaard als het gaat over de financiële doorrekening. De rekenmodellen die door Greenspread gebruikt worden, zijn door verschillende banken getoetst en goedgekeurd.

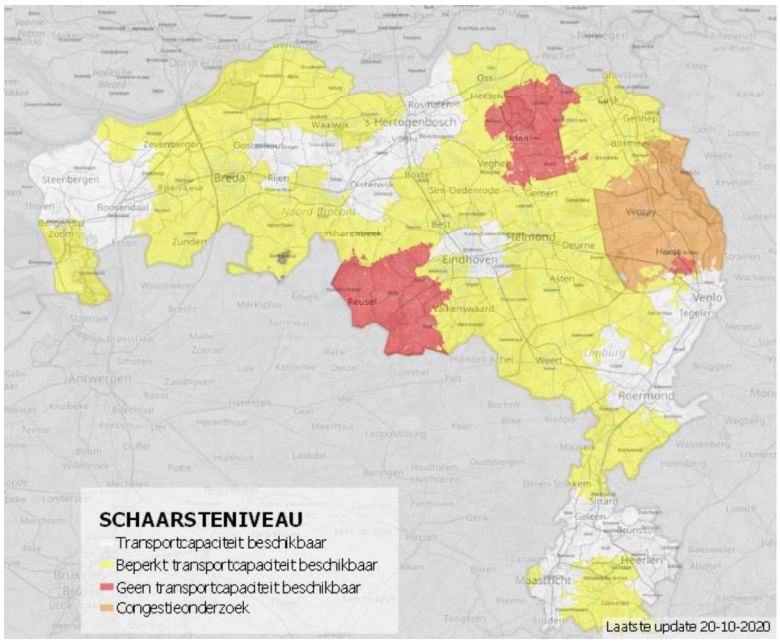
De werkgroep heeft Greenspread gevraagd kennis te delen inzake de doorrekening van zon- en windparken. Greenspread levert middels deze rapportage inzichten over het berekenen van de business case en de verschillende mogelijkheden om een park te exploiteren.

Disclaimer

Het rapport bestaat uit fictieve technische ontwerpen op basis van de wensen van de opdrachtgever. De netcapaciteit in de regio Noordoost-Brabant neemt al geruime tijd gestaag af. Enexis heeft inmiddels meerdere malen melding gemaakt van toenemende congestie in de regio. Gezien de omvang van zowel het zonnepark als het windpark is de kans groot dat inkoppeling op het net niet meer mogelijk is op het moment van realiseren. Er zijn alternatieven om minder capaciteit van het net te vragen, bijvoorbeeld door energie op te slaan in batterijen of groene waterstof te produceren. Op dit moment zorgt dit nog voor minder rendabele business cases en een relatief hoge extra investering.

In dit rapport zijn de beperkingen van de netcapaciteit in de regio buiten beschouwing gelaten en is enkel gekeken naar de business cases. De regio is daarentegen wel gebruikt om een realistische situatie te schetsen van de te verwachten productie vanuit zowel het zonnepark als windpark.

De fictieve technische ontwerpen zijn geprojecteerd op de omgeving Noordoost-Brabant. Het technisch rendement van zowel het windpark als het zonnepark is gebaseerd op onder andere de gemiddelde zoninstraling en windsnelheden in de omgeving. Met deze uitkomsten zijn de business cases doorgerekend. Dat kan daarom betekenen dat de business cases van wind en zon op andere locaties in Nederland andere uitkomsten kan hebben.
Daarnaast zijn voor de fictieve ontwerpen de ideale omstandigheden gekozen. Denk aan een plat perceel zonder obstakels op of rondom voor het zonnepark. Of een vrijstaand perceel met voldoende ruimte voor het windpark. In de praktijk zijn met regelmaat moeilijkere cases, zoals een zonnepark op een geluidswal. Dit geeft vervolgens ook hoge onderzoeks- en investeringskosten, wat vervolgens invloed heeft op de business case.



Figuur 1: De congestiegebieden van Enexis in Brabant en Limburg.

In de business cases van zon-PV is geen aparte post opgenomen voor het verwijderen van het park na de looptijd van minimaal 25 jaar. Na de exploitatie van het zonnepark weegt de restwaarde van het park op tegen de kosten voor het verwijderen van het park. Voor wind geldt dat het onderdeel is van de post 'vervanging onderdelen'.

Begrippenlijst

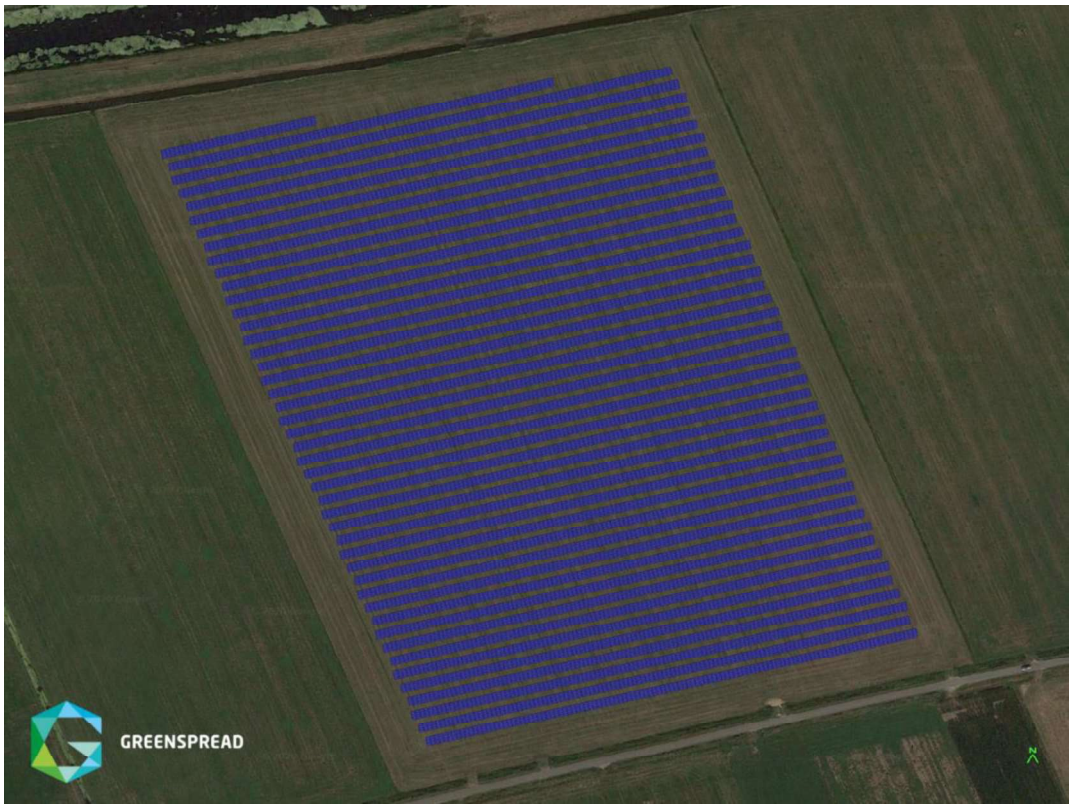
Projectrendement	Onder het projectrendement wordt de Internal Rate of Return (IRR) verstaan. Deze wordt berekend over de gehele looptijd van het project.
Terugverdientijd	Bij de terugverdientijd wordt gekeken naar wanneer een project in een positieve cashflow terecht komt. Vanaf dan maakt het project winst.
Cumulatieve kasstroom	De totale netto-kasstroom na de volledige exploitatie van het project. Dat is dus na aftrek van de investering en de exploitatiekosten.
Vreemd vermogen	Het vermogen dat niet wordt geïnvesteerd door de eigenaar van het project, maar door bijvoorbeeld een bank.
Rendement op eigen vermogen	Het rendement dat wordt behaald op het vermogen die de eigenaar van het project zelf investeert.
EBITDA	EBITDA staat voor Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization. Het is een maatstaf voor de brutowinst met aftrek van overheadkosten van een bedrijf. In het Nederlands is de vertaling: Inkomsten voor aftrek van interest, belastingen, afschrijvingen en amortisatie.

1 (Fictieve) projectontwerpen

Zon-PV

Het zonnepark is voorzien op een kavel van circa 10 hectare, waarbij ongeveer 80% van het beschikbare oppervlakte is gebruikt ten behoeve van de zonnepanelen. De overige 20% is bestemd voor zowel de landschappelijke inpassing als de plaatsing van de technische voorzieningen zoals de nieuwe aansluiting en omvormers.

In totaal zijn bijna 20.500 panelen voorzien op het terrein met een totaalvermogen van circa 9,2 MW_p. Daarmee komt de kWh-opbrengst in het eerste jaar neer op 9,15 miljoen kWh. De nieuw te realiseren aansluiting voor het inkoppelen van de 120 omvormers valt binnen de categorie t/m 10.000 kVA van Enexis. Hiervoor is een verbinding nodig met een nabijgelegen onder- of schakelstation van de netbeheerder.



Figuur 2: Het systeemontwerp met 20.472 panelen.

Aantal zonnepanelen	20.472
Vermogen per zonnepaneel	450 W_p
Totaal opgesteld vermogen	9.212.400 W_p
Relatieve opwek jaar 1	993,6 kWh/kW_p
Absolute opwek jaar 1	9.153.200 kWh
CO_2-uitstootreductie	4.348 ton CO_2
Omvormerconfiguratie	120 * Huawei 60 kW (7,2 MW)
Maximale uitgangsstroom omvormers	3*11.520 Ampère
Minimaal benodigde aansluitcapaciteit	6.000 t/m 10.000 kVA

Tabel 1: De kenmerken van het voorziene systeem in de regio.

Een zonnepark bestaat uit zonnepanelen, omvormers, draagconstructie, bekabeling en toebehoren. De draagframes kunnen in de grond worden verankerd (geramd, geheid of geschroefd). Alternatief is een geballast systeem met zware betonvoeten onder de draagframes; zie Figuur 3.

Figuur 3: Een draagconstructie in de grond verankerd (links) en op basis van ballast (rechts).

Om zonnepanelen in veldopstelling te kunnen realiseren, dient een Wabo-omgevingsvergunning te zijn verleend door het bevoegde gezag (meestal de gemeente). Om de vergunningsaanvraag te kunnen behandelen, kan het bevoegde gezag naast bouwtekeningen vragen om impactstudies op het gebied van flora/fauna, archeologie, bodemgesteldheid, water en dergelijke. Ook een ruimtelijk inpassingsplan dient doorgaans onderdeel uit te maken van de aanvraagdocumentatie wanneer het park niet binnen de huidige bestemming past. In dat geval is tevens een vergunning voor de afwijking van de huidige bestemming noodzakelijk, naast de reguliere vergunning voor bouwen.

De vergunning is ook nodig om subsidie (SDE++) aan te kunnen vragen. Een SDE++-beschikking is nodig voor een haalbare exploitatie van het zonnepark. In tegenstelling tot gebouwgebonden installaties wordt de geproduceerde zonnestroom namelijk direct op het publieke net afgezet. Dat betekent dat de stroom in principe weinig waard is (alleen de "kale" marktprijs van stroom), omdat geen energiebelasting, Opslag Duurzame Energie en/of transportkosten worden vermeden.

De grondeigenaar kan het zonnepark voor eigen rekening en risico exploiteren of de grond hiervoor in gebruik geven aan een derde partij. In het laatste geval wordt doorgaans onderling een jaarlijkse vergoeding (in totaal of per hectare) afgesproken.

De bouwfase van een zonnepark kan eenvoudig enkele weken of maanden in beslag nemen, afhankelijk van de omvang en weersomstandigheden. Als een nieuwe aansluiting op het elektriciteitsnet en/of een transformator onderdeel uitmaken van het systeem, dan moet in de planning ook rekening worden gehouden met de levertermijnen hiervan. Die kunnen eenvoudig oplopen tot meer dan een jaar bij een rechtstreekse verbinding met een onder-, regel- of schakelstation van Enexis.

Een zonnepaneel heeft een vermogensgarantie van 25 jaar en dit is dan ook de gebruikelijke exploitatietermijn van een zonnepark.

Wind

Het windpark is voorzien van vijf windturbines met elk een vermogen van 4,2 MW. Het totaalvermogen van het windpark komt daarmee op 21 MW vermogen. In Figuur 4 is een windturbine van 4,2 MW te zien. Deze turbines hebben een ashoogte van 131 meter en de totale tiphoogte komt tot 200 meter. De rotordiameter komt uit op 138 meter. In totaal wekken de vijf turbines in het eerste jaar 63.000 MWh op, wat genoeg is voor een CO_2-reductie van circa 27.400 ton. In Tabel 2 zijn de specificaties van de windturbines te zien.

Figuur 4: Een Enercon-4,2-MW-windturbine.

Aantal windturbines	5
Vermogen per windturbine	4.200.000 W_p (4,2 MW_p)
Totaal opgesteld vermogen	21.000.000 W_p (21 MW_p)
Rotordiameter	138 meter
As-/tiphoogte	131 meter / 200 meter
Vollasturen	2.750
Absolute opwek jaar 1	57.750 MWh
CO_2-reductie jaar 1	27.431 ton CO_2

Tabel 2 De kenmerken van de voorziene windturbines.

2 Investerings- en exploitatiebegroting

Voor zowel het wind- als het zonnepark geldt dat er verschillende kostenposten zijn. Deze posten zijn verdeeld in een eenmalige investering tijdens of voorafgaand aan de realisatie. En periodieke kostenposten tijdens de exploitatie, zoals bijvoorbeeld beheer en onderhoud.
Hieronder wordt voor zon en wind de te verwachten investerings- en exploitatiebegroting gegeven conform de technische variabelen zoals gegeven in het vorige hoofdstuk.

Investeringsbegroting zon-PV

Zoals weergeven in het vorige hoofdstuk is het zonnepark op het perceel van 10 hectare voorzien van 20.472 panelen. In de investeringsbegroting zijn de kosten meegenomen voor het bevestigen van de onderconstructie in de grond, in plaats van met ballast, zoals te zien in Figuur 3. Dit is voor een zonnepark de meest kostenefficiënte wijze van realisatie. In Tabel 3 hieronder is een overzicht te zien van alle investeringsposten bij de realisatie van het zonnepark.

Onderdeel	Kosten in euro excl. BTW
Zon-PV-systeem	
Zonnepanelen	€ 1.973.984
Onderconstructie	€ 1.715.224
Omvormers	€ 430.310
DC-bekabeling	€ 306.682
Plaatsing bruto productiemeters	€ 2.285
Nieuw te realiseren aansluiting	
Nieuwe aansluiting t/m 10.000 kVA (excl. meerlengte)	€ 268.047
Meerlengte nieuwe aansluiting (€ 161/m)	€ -
Transformator en compactstation	€ 225.000
Ontwikkelkosten (3%)	€ 139.536
Flora-&-fauna-onderzoek	
Ruimtelijke onderbouwing	
Onkosten ontwikkelaar	
Vergunningaanvragen	
Landschappelijke inpassingen	
Overig (bodem, archeologie)	
Overige kosten	
Leges (2%)	€ 98.385
Onvoorzien (1%)	€ 46.512
Totaal:	**€ 5.205.965 (€ 0,565/W_p)**

Tabel 3: De investeringsbegroting van het zonnepark met 20.472 panelen.

Zon-PV-systeem

De kosten voor het zon-PV-systeem zijn onder te verdelen vier grote kostenposten: de zonnepanelen, onderconstructie, omvormers en DC-bekabeling. Normaal gesproken, en tevens verwerkt in de tabel, is de plaatsing van de brutoproductiemeters hier ook onderdeel van. Echter is door de omvang van het project dit onderdeel relatief gezien van minimale invloed. De grootste kostenpost is de onderconstructie, simpelweg door de hoeveelheid staal die nodig is ten behoeve van het plaatsen van de panelen. De zonnepanelen volgen na de onderconstructie als grootste kostenpost. Uiteindelijk zijn er ook kostenposten voor de 120

omvormers en de nodige lengtes voor de DC-bekabeling. Door de schaalgrootte van het zonnepark zijn deze kostenposten relatief laag in vergelijking met kleinere PV-systemen.

Nieuw te realiseren aansluiting
Voor de inkoppeling van het zonnepark is een nieuw te realiseren aansluiting t/m 10.000 kVA benodigd van Enexis. De aansluiting kost circa € 268.000. Vervolgens is hiervoor een transformator en compactstation nodig die niet door Enexis geleverd wordt. De kosten hiervoor zijn normaliter € 225.000. Naast de vaste kosten heeft het realiseren van een nieuwe aansluiting één variabele kostenpost: de mogelijke meerlengte van de aan te leggen kabel door de netbeheerder. In het geval van een t/m 10.000-kVA-aansluiting geldt een tarief van € 161 per meter. De eerste 25 meter kabel zit bij de vaste kostenpost in voor een nieuwe aansluiting, elke meter daarbovenop wordt dus in rekening gebracht voor € 161.

Ontwikkelkosten
De ontwikkelkosten is een verzameling van verschillende facetten. De ontwikkelkosten bevatten grote posten, zoals genoemd in Tabel 3, als landschappelijke inpassingen, flora en fauna onderzoek, vergunningaanvragen en onkostenvergoeding voor de ontwikkelaar. Overige zaken die voor extra ontwikkelwerkzaamheden zorgen, zijn hierin ook opgenomen.

Overige investeringskosten
De overige kosten omvatten de kosten voor leges en een gedeelte onvoorzien. De kosten voor de leges zijn in deze kostenraming bepaald op basis van de gemeente Uden, oftewel 2% van de totale investeringskosten.

Financierings- en opleveringskosten
Als laatst zijn nog diverse financierings- en opleveringskosten opgenomen in de business case. Deze kosten worden vrijwel altijd gemaakt wanneer het zonnepark (gedeeltelijk) met vreemd vermogen wordt gefinancierd. Zo is een technical due diligence (TDD, oftewel een technische keuring) nodig door een externe partij om de kwaliteit van het systeem te waarborgen, zodat de financiering vrijgegeven kan worden. Dit zijn allemaal eenmalige kosten.

Financieringskosten	
Bouwfinanciering	€ 72.840
Technical due diligence	€ 7.500
Overdrachtsbelasting	€ 32.060
Afsluitprovisie	€ 3.000
	Totaal: € 115.400 (€ 0,013/W_p)

Tabel 4: De financierings- en opleveringskosten van het zonnepark.

De kosten voor de **bouwfinanciering** omvatten alle financieringskosten voor de tijdelijke lening gedurende de realisatie. Na de realisatie vindt de herfinanciering met de bank plaats wanneer zij op alle facetten akkoord heeft gegeven. **Overdrachtsbelasting** dient betaald te worden bij het vestigen van een Recht van Opstal om gebruik te maken van de grond voor een zon- of windpark.

Exploitatiebegroting zon-PV

Voor de exploitatie van het zonnepark zijn een aantal kostenposten opgenomen waar de exploitant rekening mee dient te houden. De eerste twee onderdelen zijn kosten die (in overeenstemming) bepaald worden met de gemeente, namelijk de pacht en ozb-tarieven. Vervolgens zijn de jaarlijkse onderhoudskosten meegenomen. Al deze posten worden aan de voorkant meegenomen in de business case, zodat gedurende de exploitatie geen onverwachte uitgaven gemaakt hoeven worden.

Onderdeel	
Jaarlijkse kosten	
Pacht	€ 41.000
OZB	€ 16.185
Onderhoudskosten	
Reservering vervanging omvormers (0,40%/jaar)	€ 18.605
Beheer & onderhoud (0,65%/jaar)	€ 30.233
Monitoring systeem (€ 1,50 per kW/jaar)	€ 13.819
Schoonmaak (€ 1,00 per paneel/5 jaar)	€ 4.095
Verzekering (0,28% van de investering per jaar)	€ 13.023
	Totaal jaarlijks: € 123.141

Tabel 5: De exploitatiekosten voor het zonnepark in Noordoost Brabant.

Jaarlijkse kosten

In de business case is een post opgenomen van circa € 41.000 voor een jaarlijkse pacht van de grond aan de grondeigenaar. Dit komt neer op € 4.100 per hectare. Afhankelijk van de grondeigenaar kan deze kostenpost naar boven of beneden worden bijgesteld.
De ozb-tarieven verschillen per gemeente. Voor de gemeente Uden zijn de ozb-tarieven als volgt:

- Voor niet-woningen: eigenarenbelasting 0,24700%
- Voor niet-woningen: gebruikersbelasting 0,19720%

Onderhoudskosten

Voor de exploitatie van het zonnepark zijn jaarlijkse onderhoudskosten van toepassing. Zoals te zien in Tabel 5 gaat dit onder meer om een jaarlijkse afdracht voor het vervangen van de omvormers. De omvormers hebben een levensduur van circa 12-15 jaar. Dat betekent dat gedurende de 25 jarige exploitatie elke omvormer waarschijnlijk minimaal één keer vervangen dient te worden. Middels deze reservering zijn de kosten hiervoor gedekt.
Daarnaast zijn er kostenposten opgenomen voor beheer & onderhoud, monitoring van het systeem, schoonmaak en verzekering. De onderhoudswerkzaamheden aan het park zijn van belang om het systeem optimaal te laten functioneren, om zodoende geen inkomsten mis te lopen. De kosten hiervoor zijn gebaseerd op de ervaringen van Greenspread met het beheer van haar eigen zonneparken.

Inkomstenstromen zon-PV

Voor een gezonde business case en een rendabele exploitatie van het zonnepark zijn inkomstenbronnen vanzelfsprekend onmisbaar. De exploitatie van een zonnepark heeft normaal gesproken drie verschillende vormen van inkomsten: de SDE++-subsidie, de verkoop van de opgewekte zonnestroom (via een Power Purchase Agreement oftewel een PPA) en de Garanties van Oorsprong (GvO's) die gelden voor de groene stroom. De werking van de SDE++

wordt uitgebreid toegelicht in Bijlage 1. De SDE++ voorziet in een op voorhand bepaald budget dat op basis van het aantal opgewekte kWh per jaar opgehaald kan worden door de exploitant. De verkoop van de zonnestroom vindt plaats op basis van afspraken met een energieleverancier die de stroom afneemt. In de business case is uitgegaan van 90% van de gemiddelde marktprijs op dit moment, inclusief een jaarlijkse indexatie van 1%. Het aantal GvO's dat verkocht kan worden, wordt bepaald op basis van het aantal opgewekte MWh. Per 1 MWh wordt één GvO afgegeven. Voor het zonnepark geldt dat in het eerste jaar 9.153 GvO's worden afgegeven, die vervolgens verkocht kunnen worden. De prijs van één GvO is op dit moment bepaald op € 2,00 per stuk. Zie Tabel 6 hieronder voor de exacte opbrengsten voor het zonnepark in jaar 1.

Exploitatie-inkomsten		
SDE++	Basisbedrag € 0,069/kWh	€ 251.755
PPA	€ 0,0406/kWh	€ 377.432
GvO's	€ 2,00 per stuk	€ 18.306
Totaal:		**€ 647.493**

Tabel 6: De exploitatie-inkomsten van het zonnepark.

Investeringsbegroting wind

De investeringsbegroting van windturbines kent een vergelijkbare opbouw als het zonnepark. De kosten van de technische onderdelen van het windpark zijn onderverdeeld in de windturbines zelf, de fundering, installatiekosten en infrastructuur. Verder zijn er kosten voor een nieuwe netaansluiting en de aansluitkosten per turbine. Als laatst zijn er posten opgenomen voor de leges, ontwikkelkosten en onvoorziene uitgaven. In de tabel hieronder zijn de exacte bedragen weergegeven.

Onderdeel	Kosten in euro excl. BTW
Windpark	
Windturbines (5x)	€ 18.900.000
Fundering	€ 1.600.000
Installatiekosten	€ 500.000
Infrastructuur	€ 1.260.000
Nieuw te realiseren aansluiting	€ 550.000
Aansluitkosten	€ 840.000
Overige kosten	
Leges	€ 431.000
Ontwikkelkosten	€ 1.260.000
Onvoorzien	€ 840.000
Totaal:	**€ 26.181.000**

Tabel 7: De investeringsbegroting van het windpark met vijf turbines.

Nieuw te realiseren aansluiting

De inkoppeling van het windpark vindt plaats op het dichtstbijzijnde onderstation van Enexis. De exacte kosten hiervoor zijn pas bekend na het aanvragen van een offerte bij de netbeheerder, omdat dergelijke aansluitingen maatwerk zijn. De kosten zijn in de exploitatie meegenomen op in totaal circa 1,4 miljoen euro, om in ieder geval genoeg budget hiervoor vrijgemaakt te hebben.

Exploitatiebegroting wind

Voor de exploitatie van het windpark zijn een aantal kostenposten opgenomen waar de exploitant rekening mee dient te houden gedurende de exploitatie.
De eerste twee onderdelen zijn kosten die (in overeenstemming) bepaald worden met de gemeente, namelijk de pacht en ozb-tarieven. Vervolgens zijn de jaarlijkse onderhoudskosten meegenomen. Al deze posten worden aan de voorkant meegenomen in de business case, zodat gedurende de exploitatie geen onverwachte uitgaven gemaakt hoeven worden.

Onderdeel	
Jaarlijkse kosten	
Pacht	€ 250.000
OZB (jaar 1)	€ 93.282
Onderhoudskosten	
Beheer & onderhoud	€ 300.000
Monitoring turbines	€ 160.000
Reservering vervanging onderdelen	€ 300.000
Verzekering	€ 75.000
Netbeheer	€ 10.000
	Totaal jaarlijks: € 1.288.282

Tabel 8: De exploitatiekosten voor het windpark in Noordoost Brabant.

Jaarlijkse kosten
In de business case is een post opgenomen van circa € 250.000 voor een jaarlijkse pacht van de grond aan de grondeigenaar. Dit is gebaseerd op 1% van de totale investering. Afhankelijk van de grondeigenaar kan deze kostenpost naar boven of beneden worden bijgesteld. De ozb-tarieven verschillen per gemeente. Voor de gemeente Uden zijn de ozb-tarieven als volgt:

- Voor niet-woningen: eigenarenbelasting 0,24700%
- Voor niet-woningen: gebruikersbelasting 0,19720%

Financieringskosten
Als laatst zijn nog diverse financierings- en opleveringskosten opgenomen in de business case. Deze kosten worden vrijwel altijd gemaakt wanneer het windpark (gedeeltelijk) met vreemd vermogen wordt gefinancierd. Zo is een technical due diligence (TDD, oftewel een technische keuring) nodig door een externe partij om de kwaliteit van het park te waarborgen, zodat de financiering vrijgegeven kan worden. Dit zijn allemaal eenmalige kosten.

Financieringskosten	
Bouwfinanciering	€ 392.715
Technical due diligence	€ 24.000
Overdrachtsbelasting	€ 104.724
Afsluitprovisie	€ 104.724
	Totaal: € 626.163

Tabel: De financierings- en opleveringskosten van het windpark.

Inkomstenstromen wind

De inkomsten voor wind komen uit vergelijkbare bronnen als bij zon-PV namelijk, SDE++, PPA en GvO's. Enkel de verhoudingen van deze stromen ten opzichte van de business case verschillen van elkaar.

Exploitatie-inkomsten		
SDE++	Basisbedrag € 0,059/kWh	€ 750.750
PPA	€ 0,0406/kWh	€ 2.611.077
GvO's	€ 2,00 per stuk	€ 115.500
Totaal:		**€ 3.477.327**

Tabel 9: De exploitatie-inkomsten van het windpark.

3 Financiële bevindingen zon-PV

Exploitatie zon-PV

Voor de exploitatie van het zonnepark zijn verschillende mogelijkheden, voor zowel de financiering als subsidiëring. De meest gebruikelijke wijze is een exploitatie middels de SDE++-regeling, zoals beschreven in het vorige hoofdstuk. Daarbinnen is een variatie aan te brengen in volledig zelf financieren of een (groot) gedeelte met vreemd/bancair vermogen. Verder bestaat nog de mogelijkheid een gedeelte van het zonnepark te exploiteren via de postcoderoosregeling, waarbij omwonenden kunnen participeren in het park. Ten slotte is het mogelijk (een gedeelte van) het vreemd vermogen te laten crowdfunden door eveneens lokale particulieren. Bewoners van de omgeving kunnen op die manier geld uitlenen aan de initiatiefnemers en zodoende een aantrekkelijk rendement realiseren.
Hieronder zijn de verschillende exploitatiewijzen uiteengezet. Kijk voor de gedeelde exploitatie met een lokale energiecoöperatie in Hoofdstuk 4.

Business case 100% eigen vermogen

Het projectrendement en de terugverdientijd van een investering in een zonneveld bestaande uit 20.472 zonnepanelen zijn de financiële resultaten waar in deze paragraaf naar wordt toegewerkt. Hierbij wordt uitgegaan van een nieuwe aansluiting op het middenspanningsnet van Enexis van 10.000 kVA. Hiervoor zijn de variabelen uit Tabel 10 van belang.

Uitgangspunten nieuwe aansluiting			
Algemeen			
Aantal zonnepanelen	20.472	Modules	A
Paneelvermogen	450	Wp	A
Vermogen systeem	9.212.400	Wp	A
Geprognosticeerde stroomopbrengst	993,6	kWh/kWp in jaar 1	A
Zonnestroomproductie	9.153.441	kWh in jaar 1	A
Vermogensdegradatie zonnepanelen	0,65%	Per jaar	B
Levensduur zonnepanelen	25	Jaar	B
Investering			
Totale investering	5.205.965	Euro excl. BTW	C
Verwachte prijs per Wp	0,57	Euro excl. BTW	C
Opbrengsten			
Verrekenprijs per kWh direct verbruik (jaar 1)	n.v.t.	Euro excl. BTW per kWh	D
Verrekenprijs per kWh teruglevering (jaar 1)	0,0502	Euro excl. BTW per kWh	D
Verandering netbeheerkosten	2.203,47	Euro excl. BTW per jaar	D
Verwacht aandeel direct piekverbruik per jaar	0%	Van de totale productie	-
Verwacht aandeel direct dalverbruik per jaar	0%	Van de totale productie	-
SDE+ jaar 1 netto bij aanvraag op basisbedrag € 0,07	0,0275	Euro per kWh	E
Exploitatie			
Inflatie op kosten	2,0%	Per jaar	F
Beheer, onderhoud, verzekering en meetkosten	2,3%	Van de investering per jaar	G
Reservering vervanging omvormers	0,4%	Van de investering per jaar	G
Ontwikkeling leveringstarief stroom na contract	O.b.v.	forwardprijzen markt (EPEX)	H
Indexatie leveringstarief stroom > jaar 4	1,0%	Per jaar	H
Indexatie energiebelasting ≤ 10.000 kWh	-4,0%	Per jaar	H
Indexatie energiebelasting > 10.000 kWh	1,5%	Per jaar	H
Indexatie netbeheerkosten	0,5%	Per jaar	I

Tabel 10: Variabelen voor de business case voor 20.472 panelen in veldopstelling.

A. Het vermogen van kosteneffectieve kristallijne 144-cells-panelen ligt tegenwoordig standaard rond de 450 W_p per stuk. Het ontwerp heeft uitgewezen dat 20.472 van dergelijke panelen plaatsbaar zijn op de aansluiting. Het systeemvermogen bedraagt daarmee 20.472 panelen * 450 W_p = 9.212.400 W_p.
De opbrengst van de zonnepanelen hangt sterk samen met de zonoriëntatie van de modules, de locatie in Nederland, de hellingshoek en de te verwachten schaduw van de obstakels op of rondom het terrein. We hebben voor het zonnepark in kwestie een opbrengstprognose van 993,6 kWh/kWp in jaar 1 berekend. Dit komt bij een paneelvermogen van 9,2 MW overeen met een verwachte opbrengst van 9.143.441 kWh in jaar 1. In een zonrijk jaar kan dit in de praktijk nog wat meer zijn, en in een jaar met een tegenvallende hoeveelheid zonneschijn logischerwijs ook wat minder.

B. De levensduur van zonnepanelen is ten minste 25 jaar. Fabrikanten garanderen dat zonnepanelen na 25 jaar nog een bepaald percentage van het originele nominale vermogen leveren. Meestal is dit 80% na 25 jaar (en 90% na 10 of 12 jaar). De ervaring leert dat een vermogensdegradatie van 0,65% per jaar een realistische aanname is.

C. De richtprijs voor het systeem, inclusief de overige bijkomende kosten, is bepaald op basis van ervaringen van Greenspread met zonneparken van gelijke omvang en moeilijkheidsgraad. Voor het huidige systeem is de verwachte prijs per W_p vastgesteld op € 0,57. De totale verwachte investering komt uit op € 5.205.695 excl. BTW. Tabel 11 geeft een overzicht van de verwachte investering per onderdeel binnen het project.

Onderdeel	Kosten excl. BTW
Turn-key inkoop PV-systeem	€ 4.606.200
Nieuwe aansluiting (t/m 10.000 kVA) incl. trafohuis	€ 323.047
Leges	€ 98.385
Ontwikkelkosten	€ 139.536
Eenmalige kosten brutoproductiemeter	€ 2.285
Onvoorzien	€ 46.512
Totaal	**€ 5.205.695**

Tabel 11: De verwachte investering per onderdeel binnen het project.

D. De verrekenprijs voor de kale energie is gebaseerd op de meerjarige verwachting van de EPEX-energieprijzen.

E. Voor een uitgebreide uitleg over hoe de SDE++-subsidie werkt, zie Bijlage 1.

F. Alle exploitatielasten indexeren we in de business case met 2% per jaar.

G. Voor beheer en preventief/correctief onderhoud gaan we uit van 0,60% van de investering in het systeem voor de volledige exploitatieperiode. Qua meetkosten houden we 16 jaar 0,4% van de investering aan. Voor verzekering we met 0,28% per jaar, voor 25 jaar. Ten slotte reserveren we 12 jaar lang 0,4% per jaar van de investering voor de vervanging van de omvormers; deze hebben namelijk een verwachte levensduur van circa 12-15 jaar. De omvormers zullen dus tijdens de exploitatieduur vermoedelijk een keer moeten worden vervangen. Alle exploitatielasten indexeren we in de business case met 2% per jaar.

H. Voor de ontwikkeling van het leveringstarief baseren we ons tot en met 2023 op de dynamiek in de actuele forwardprijzen op de groothandelsbeurs (EPEX). Nadien indexeren we de leveringsprijs conservatief met 1%; zie Tabel 12. Het energiebelastingtarief in de derde schijf indexeren we jaarlijks met 2% op basis van de historische ontwikkeling.

Jaar	Aanname gemiddelde verkoopprijs stroom	Op basis van
2020	€ 0,0450	Actuele contracttarieven
2021	€ 0,0455	Forwardprijs EPEX Base Load 8-20 Cal 2020
2022	€ 0,0459	Forwardprijs EPEX Base Load 8-20 Cal 2021
2023	€ 0,0464	Forwardprijs EPEX Base Load 8-20 Cal 2022
2024	€ 0,0468	Indexatie 1% op tarief 2023

Tabel 12: Aannames inzake de ontwikkeling van de stroomprijs.

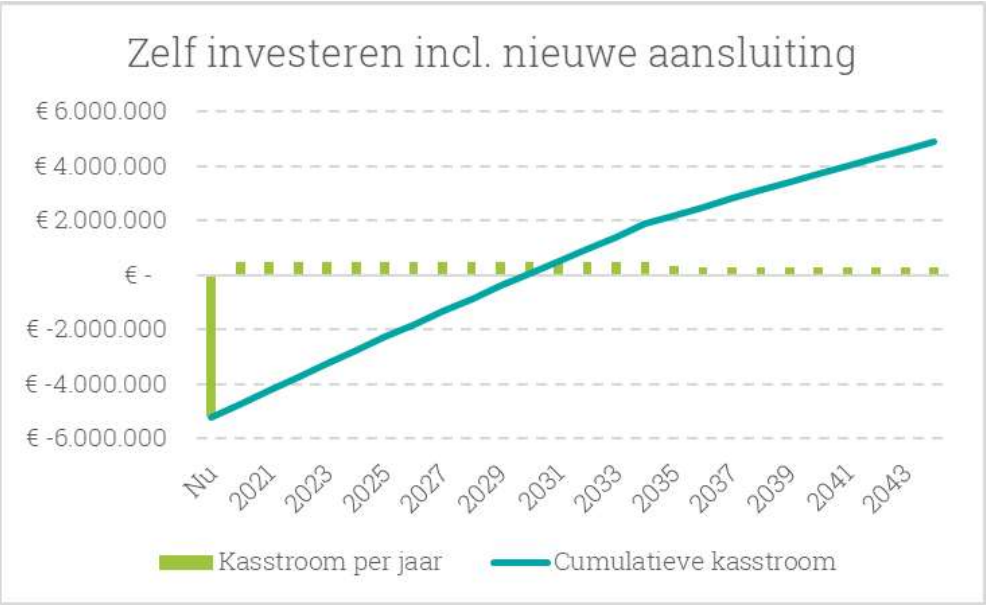
I. Alle netbeheerderskosten zijn geïndexeerd met 0,5%.

Resultaten

Wanneer een partij besluit het zonneveld te realiseren, met 100% eigen vermogen, dan zijn de financiële projectresultaten op EBITDA-niveau (voor belasting en financiering) als volgt op basis van de variabelen uit Tabel 10:

- Investering excl. BTW **€ 5.205.965**
- Terugverdientijd: **10,9 jaar**
- Projectrendement: **6,8% (over de gehele looptijd)**
- Cumulatieve projectkasstroom excl. BTW: **€ 4.902.801**

Figuur 5 geeft de kasstroomontwikkeling van het project weer. Te zien is dat de investering binnen 11 jaar is terugverdiend (de panelen leveren minimaal 25 jaar stroom op). Het projectrendement is 6,8% positief en na een periode van 25 jaar heeft het zonneveld circa € 4.900.000 aan winst opgebracht.



Figuur 5: Kasstroomontwikkeling bij een investering in 20.472 zonnepanelen.

Gevoeligheid afdracht lokaal omgevingsfonds
Eén van de voorwaarden die gemeenten aan de ontwikkelaar kan stellen is een jaarlijkse afdracht in een lokaal fonds. De bepaling van de afdracht kan op basis van verschillende variabelen.

Afdracht fonds	Afdracht fonds/jaar (€)	Cumulatief (25 jaar)	Projectrendement
€ 250 / MW_p	€ 2.303	€ 57.575	6,6%
€ 500 / MW_p	€ 4.606	€ 115.150	6,5%
€ 1.000 / MW_p	€ 9.212	€ 230.300	6,2%
€ 2.000 / MW_p	€ 18.424	€ 460.600	5,7%
€ 250 / GWh	€ 2.288	€ 57.200	6,6%
€ 500 / GWh	€ 4.577	€ 114.400	6,5%
€ 1.000 / GWh	€ 9.153	€ 228.800	6,2%
€ 2.000 / GWh	€ 18.306	€ 457.600	5,7%

Tabel: De bepaling van de jaarlijkse afdracht aan een omgevingsfonds.

In de Tabel zijn verschillende variabelen toegepast voor de bepaling van de afdracht aan een omgevingsfonds. Er zijn verschillende bedragen gebruikt voor opgesteld vermogen en totale opwek van de productinstallatie. Zoals te zien ontlopen de varianten elkaar weinig. Het verschil is dat bij de bepaling met opgesteld vermogen over de gehele looptijd een vast bedrag aan de voorkant wordt bepaald. Bij een bedrag van de totale opwek (/GWh) is de afdracht afhankelijk van de totale opwek per jaar. In een slecht zonjaar kan de opbrengst tegenvallen en tegenovergesteld geldt logischerwijs voor een goed zonjaar. Daarnaast heeft de afdracht ook te maken met de degradatie van de zonnepanelen.
Verder is te zien dat bij elke verdubbeling van deze afdracht het projectrendement significant kan veranderen. Een realistische bepaling dient daarom ten alle tijden goed doorberekend te worden in de business case, om te voorkomen dat projecten op basis hiervan niet worden gerealiseerd.
Bij een doorgaans project van Greenspread wordt voor de afdracht in een omgevingsfonds € 250 / MW_p gerekend. Om daarmee aan te geven dat de oplopende bedragen niet direct realistisch zijn om te eisen van een projectontwikkelaar. Echter is voor een projectontwikkelaar doorgaans een minimum van 4% projectrendement nodig om tot realisatie te komen. Elk project is daarvoor op zichzelf staand. Ieder project is maatwerk en heeft eigen haken en ogen. Zie daarvoor ook de disclaimer van deze rapportage op pagina 4.

Business case 80% vreemd vermogen

Wanneer een partij besluit het zonneveld te realiseren, met 20% eigen vermogen en 80% bancair vermogen (/vreemd vermogen), dan wijzigen de financiële resultaten op EBITDA-niveau (voor belasting en financiering) licht ten opzichte van de voorgenoemde EBITDA-projectresultaten. De investeringskosten zijn een fractie hoger dan in de vorige business case. Dit heeft te maken met de bijkomende financieringskosten voor de lening bij de bank. Zie hiervoor nogmaals Tabel 4. De inbreng van het eigen vermogen is een vereiste van iedere bank. De exploitant dient een gedeelte eigen vermogen in te brengen zodat te allen tijden een gedeelte van het risico bij de exploitant is ondergebracht.

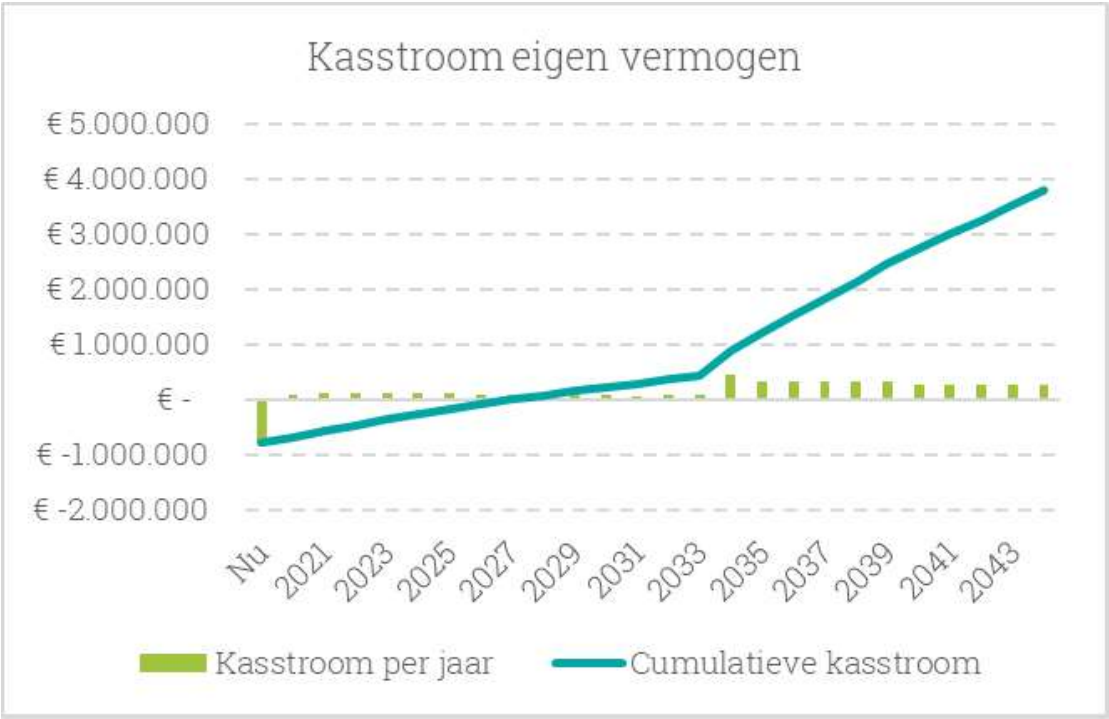
- Investering excl. BTW **€ 5.321.408**
- Terugverdientijd: **10,9 jaar**
- Projectrendement: **6,8%**
- Cumulatieve projectkasstroom excl. BTW: **€ 4.787.801**

De financiële resultaten over het eigen vermogen zijn na aftrek van belasting, financiering en rente (NOPAT-niveau, oftewel de vrije kasstroom na belasting) zoals onderstaand. Hierbij is gerekend dat de 80% van de investering geleend wordt door de bank tegen een rente van 2,2%. Deze resultaten zijn daarom niet één op één te vergelijken met voorgenoemde EBITDA-projectresultaten.

- Investering bank: **€ 4.164.772**
- Rente: **2,2%**
- Cumulatieve kasstroom bank: **€ 4.861.880**

- Investering eigen vermogen: **€ 1.156.636**
- Rendement eigen vermogen: **12,5%**
- Terugverdientijd eigen vermogen: **8,5 jaar**
- Cumulatieve kasstroom eigen vermogen: **€ 3.723.700**

Figuur 6 geeft de kasstroomontwikkeling van het eigen vermogen weer. Te zien is dat het ingebrachte eigen vermogen binnen 9 jaar is terugverdiend (de panelen leveren minimaal 25 jaar stroom op). Met name na de volledige aflossing van de lening aan de bank wordt de financiële exploitatie interessant. Logischerwijs stopt ook de rente op dat moment en dit zorgt ervoor (zoals te zien in de figuur hieronder) dat de kasstroom per jaar hard oploopt. De laatste tien jaar van de exploitatie van het zonnepark zijn het meest interessant voor de realiserende partij.
Het rendement op eigen vermogen is bijna 15% positief en na een periode van 25 jaar heeft het zonneveld circa € 3.800.000 aan winst opgebracht. Door de lening tegen de lage rente van 2,2% bij de bank en het projectrendement van 6,9% wordt een hefboom gecreëerd met een hoog rendement op eigen vermogen als resultaat.



Figuur 6: Kasstroomontwikkeling bij een investering met 20% EV in 20.472 zonnepanelen.

Business case inclusief postcoderoosregeling

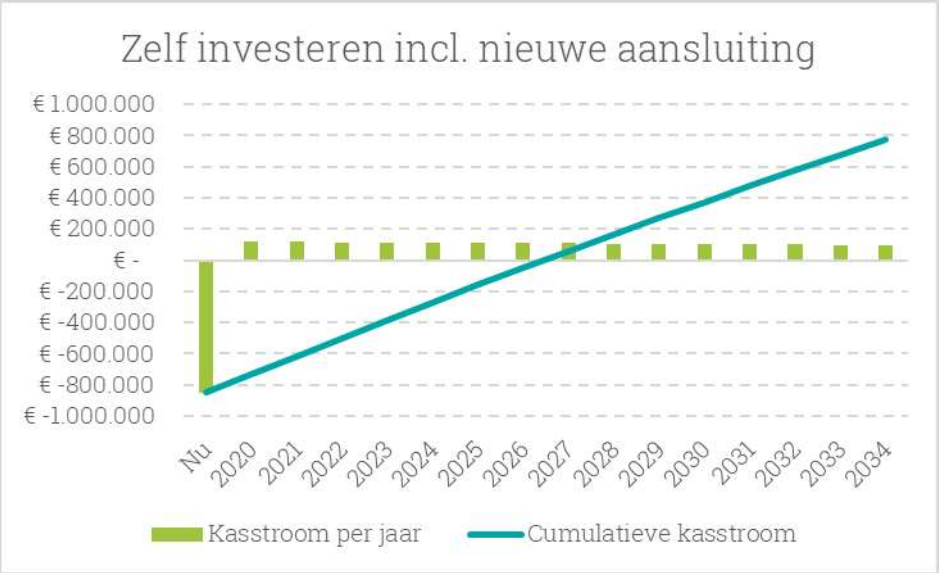
Wanneer het zonnepark wordt gerealiseerd in combinatie met de postcoderoosregeling (PCR), dan heeft dit impact op de business case als geheel. Dit heeft als oorzaak dat de nieuwe postcoderoosregeling (zie Bijlage 2 voor de uitgebreide beschrijving) vanaf 2021 een vergelijkbare exploitatie biedt als de huidige SDE+(+). Echter ligt het maximaal aan te vragen basisbedrag significant hoger met 12,1 cent per kWh voor grootverbruikers.
Normaliter is een postcoderoosproject maximaal 300 kW_p (circa 666 panelen) qua omvang met inkoppeling op een secundair allocatiepunt van een bestaande aansluiting of een geheel nieuwe aansluiting. Bij de exploitatie van het zonnepark in combinatie met de PCR is uitgegaan van de mogelijkheid om per aansluiting vijf nieuwe secundaire allocatiepunten te realiseren. Dat betekent dat het totaalvermogen dat via de PCR geëxploiteerd kan worden neerkomt op 1,5 MW_p (circa 3.333 panelen).
Overigens heeft de business case van de PCR het voordeel dat de betreffende panelen onderdeel vormen van een groter zonnepark. Daarmee kunnen de 3.333 zonnepalen relatief goedkoop worden gerealiseerd, door de schaalgrootte van het totaal.

Resultaten PCR business case

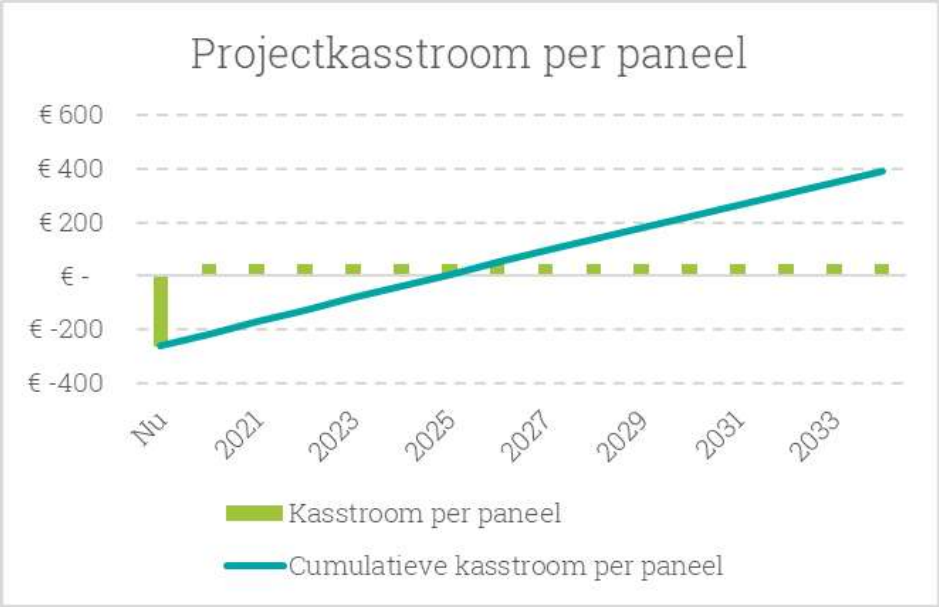
De resultaten van de business case voor de 3.333 panelen in de PCR zijn zoals hieronder weergeven. De exploitatiekosten zijn in relatieve zin gelijk aan die van de rest van het zonnepark, inclusief de jaarlijkse pacht, ozb en het realiseren van de nieuwe aansluiting.

- Investering excl. BTW **€ 872.435**
- Terugverdientijd: **6,8 jaar**
- Projectrendement: **14,7%**
- Cumulatieve projectkasstroom excl. BTW (15 jaar): **€ 1.301.491**

- Investering per paneel: **€ 261,75**
- Rendement per paneel: **14,7%**
- Cumulatieve kasstroom per paneel (15 jaar): **€ 390,50**



Figuur 8: Projectkasstroomontwikkeling van het zonnepark in exploitatie via de PCR.



Figuur 9: Projectkasstroomontwikkeling per paneel.

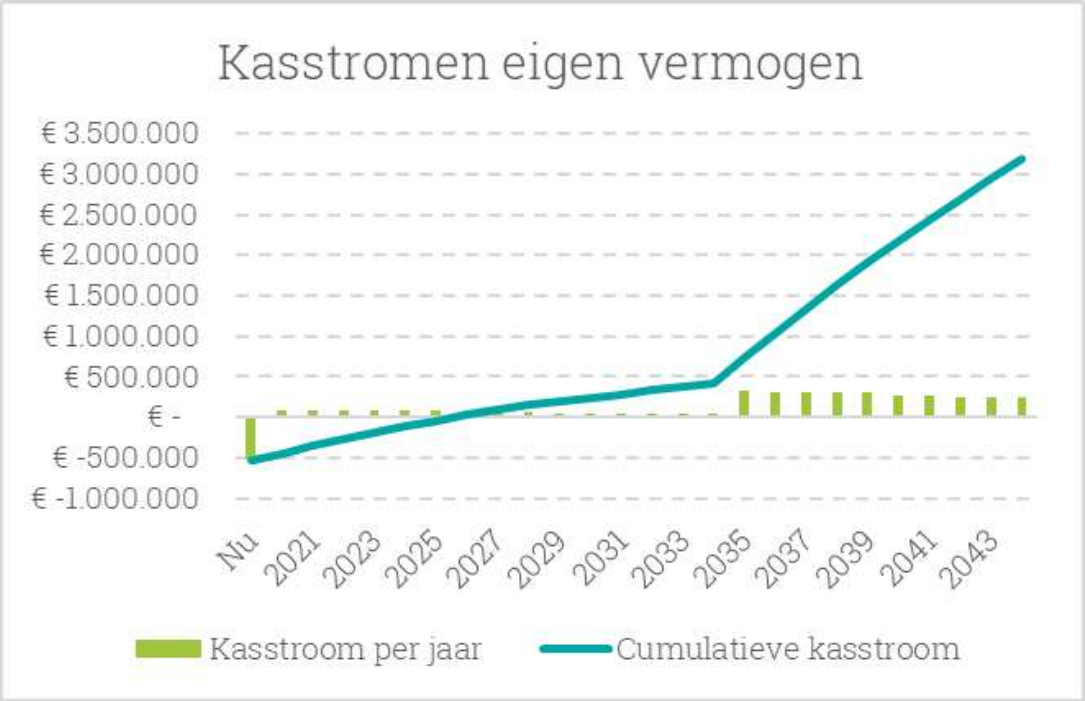
Business case inclusief crowdfunding

De business case inclusief crowdfunding is vergelijkbaar met de business case waarbij een groot gedeelte vreemd wordt gefinancierd. Echter zijn de financieringslasten een stuk hoger dan bij een bancaire lening, namelijk 5%. De looptijd van de lening is circa 15 jaar. Ondanks dit hoger rendement neemt het rendement op eigen vermogen verder toe, tot 16,3%, in vergelijking met een volledig bancaire financiering. Omdat het rendement voor de crowdfunders onder het projectrendement ligt, neemt het hefboomeffect verder toe. Het aandeel eigen vermogen is afgenomen van 20% naar 10%. De overige 10% is namelijk opgehaald middels de crowdfunding. Overige bijkomende kosten voor de crowdfunding zijn jaarlijks circa € 2.500. Die stelpost is onder meer bedoeld voor de administratie (uitbetalingen van de rente en aflossing en dergelijke).

- Investering excl. BTW: **€ 5.321.408**
- Terugverdientijd: **10,9 jaar**
- Projectrendement (EBITDA): **6,8%**
- Cumulatieve projectkasstroom excl. BTW: **€ 4.787.801**

- Totale investering crowdfunders: **€ 578.318**
- Rendement crowdfunders: **5,0%**
- Jaarlijkse kosten administratie: **€ 2.500**

- Investering eigen vermogen: **€ 578.318**
- Rendement eigen vermogen (NOPAT): **16,3%**
- Terugverdientijd eigen vermogen: **6,9 jaar**
- Cumulatieve kasstroom eigen vermogen: **€ 3.150.750**



Figuur 10: Kasstroomontwikkeling eigen vermogen.

Exploitatie wind

Voor de exploitatie van het windpark bestaan net als bij zon-PV verschillende mogelijkheden, voor zowel de financiering als subsidiëring. De meest gebruikelijke mogelijkheden zijn hetzelfde als bij zon-PV. Hieronder zijn de verschillende exploitatiewijzen uiteen gezet. Kijk voor de gedeelde exploitatie met een lokale energiecoöperatie in Hoofdstuk 4.

Business case 100% eigen vermogen

Het projectrendement en de terugverdientijd van een investering in een windpark bestaande uit 5 windturbines van elk 4,2 MW zijn de financiële resultaten waar we in deze paragraaf naar toewerken. Hierbij wordt uitgegaan van een nieuwe aansluiting op een nabijgelegen onderstation en een exploitatie gedurende 20 jaar. Hiervoor zijn de variabelen uit Tabel 13 van belang.

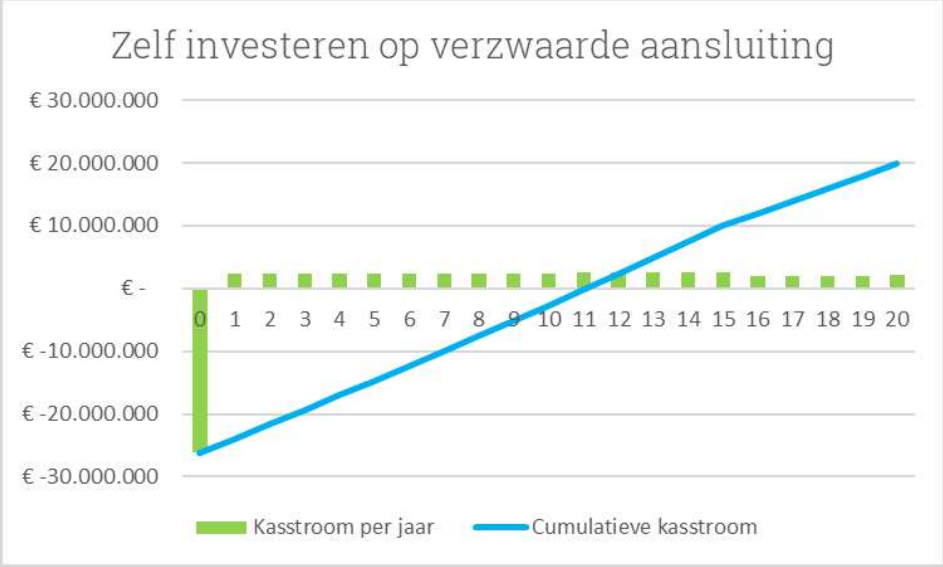
Uitgangspunten windpark		
Algemeen		
Aantal windturbines	530	Turbines
Vermogen turbine	4,2	MW
Vermogen systeem	21	MW
Aantal vollasturen	2.750	uren
Stroomproductie	57.750	MWh in jaar 1
Levensduur windturbines	20	Jaar
Verwachte totale opbrengst	1.155.000	MWh in 20 jaar
Investering		
Totale investering	€ 26.181.000	Euro excl. BTW
Verwachte prijs per MW	€ 1.246.714	Euro excl. BTW
Opbrengsten		
Verrekenprijs per kWh teruglevering (jaar 1)	€ 45,21	Euro excl. BTW per MWh
Netbeheerkosten	€ 10.000	Euro excl. BTW per jaar
SDE+ jaar 1 netto bij aanvraag op basisbedrag € 0,056/kWh	€ 750.750	Euro
GvO prijs	€ 2,0	Euro per MWh
Exploitatie		
Inflatie op kosten	2,0%	Per jaar
Beheer, onderhoud, verzekering en meetkosten	2,0%	Van de investering per jaar
Reservering vervanging onderdelen	1,1%	Van de investering per jaar
Ontwikkeling leveringstarief stroom na contract		O.b.v. forwardprijzen markt (EPEX)
Indexatie leveringstarief stroom > jaar 4	1,0%	Per jaar
Indexatie netbeheerkosten	2,0%	Per jaar

Tabel 13: Variabelen voor de business case voor 5 windturbines van elk 4,2 MW.

Resultaten
Wanneer een partij besluit het windpark te realiseren, met 100% eigen vermogen, dan zijn de financiële projectresultaten op EBITDA-niveau (voor belasting en financiering) als volgt op basis van de variabelen uit Tabel 11:

- Investering excl. BTW **€ 26.181.000**
- Terugverdientijd: **11,5 jaar**
- Projectrendement: **5,8%**
- Cumulatieve projectkasstroom excl. BTW: **€ 18.652.401**

Figuur 11 geeft de kasstroomontwikkeling van het project weer. Te zien is dat de investering binnen 11 jaar is terugverdiend (de windturbines leveren minimaal 20 jaar stroom op). Het projectrendement is 5,8% positief en na een periode van 20 jaar heeft het windpark circa € 19 miljoen aan winst opgebracht.



Figuur 11: Kasstroomontwikkeling bij een investering met 100% eigen vermogen.

Gevoeligheid afdracht lokaal omgevingsfonds
Eén van de voorwaarden die gemeenten aan de ontwikkelaar kan stellen is een jaarlijkse afdracht in een lokaal fonds. De bepaling van de afdracht kan op basis van verschillende variabelen.

Afdracht fonds	Afdracht fonds/jaar (€)	Cumulatief (20 jaar)	Projectrendement
€ 250 / MW_p	€ 5.250	€ 105.000	6,2%
€ 500 / MW_p	€ 10.500	€ 210.000	6,2%
€ 1.000 / MW_p	€ 21.000	€ 420.000	6,1%
€ 2.000 / MW_p	€ 42.000	€ 840.000	6,0%
€ 250 / GWh	€ 14.438	€ 288.750	6,1%
€ 500 / GWh	€ 28.875	€ 577.500	6,1%
€ 1.000 / GWh	€ 57.750	€ 1.155.000	5,9%
€ 2.000 / GWh	€ 115.500	€ 2.310.000	5,5%

Tabel: De bepaling van de jaarlijkse afdracht aan een omgevingsfonds.

In de Tabel zijn verschillende variabelen toegepast voor de bepaling van de afdracht aan een omgevingsfonds. Er zijn verschillende bedragen gebruikt voor opgesteld vermogen en totale opwek van de productinstallatie. Het verschil is dat bij de bepaling met opgesteld vermogen over de gehele looptijd een vast bedrag aan de voorkant wordt bepaald. Bij een bedrag van de totale opwek (/GWh) is de afdracht afhankelijk van de totale opwek per jaar. In een slecht windjaar kan de opbrengst tegenvallen en tegenovergesteld geldt logischerwijs voor een goed windjaar.
Verder is te zien dat bij elke verdubbeling van deze afdracht het projectrendement significant kan veranderen, met name op basis van geproduceerde GWh. Een realistische bepaling dient daarom ten alle tijden goed doorberekend te worden in de business case, om te voorkomen dat projecten op basis hiervan niet worden gerealiseerd. Zoals bij een zonnepark aangegeven is niet iedere te verwachten afdracht realistisch. Zie voor wind dan ook de 'Gedragscide wind op land'. Zie tevens de disclaimer van deze rapportage op pagina 4.

Business case 80% vreemd vermogen

Het is mogelijk circa 80% van de benodigde investering te laten financieren met vreemd vermogen, doorgaans via een bank. De overige 20% dient door de partij zelf te worden geïnvesteerd. De financiële resultaten op EBITDA-niveau (voor belasting en financiering) voor deze variant zijn als volgt, rekening houdend met hogere kosten t.b.v. de financiering:

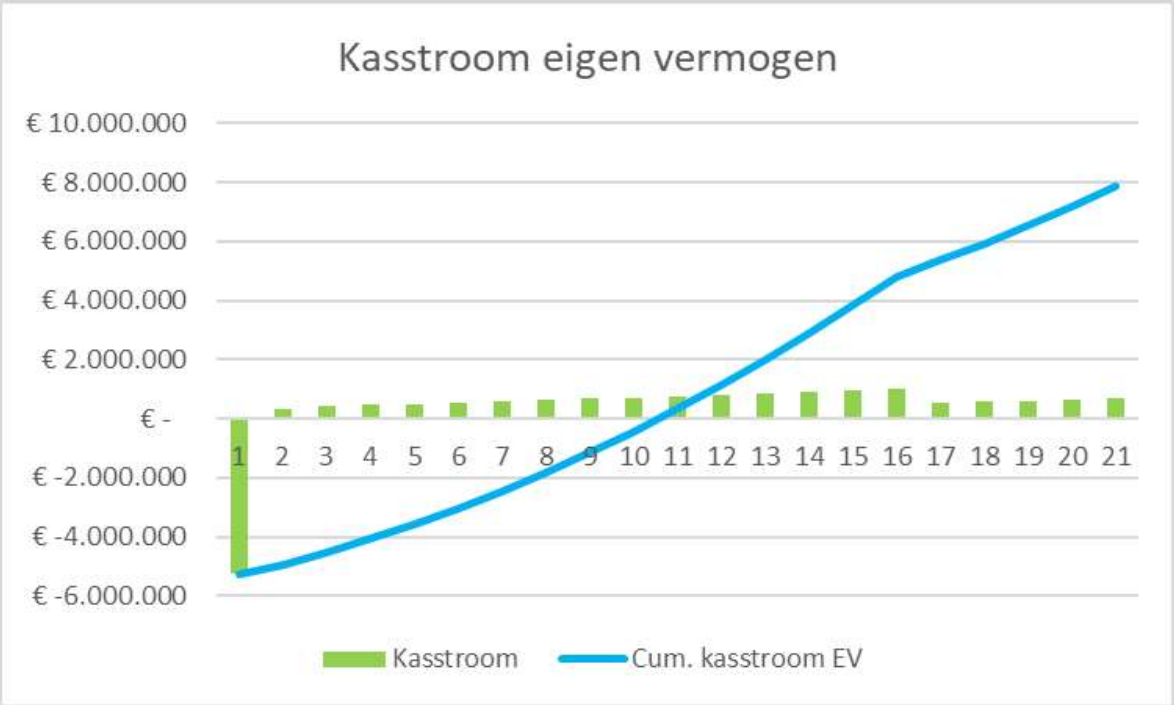
- Investering excl. BTW: **€ 26.807.163**
- Terugverdientijd: **10,7 jaar**
- Projectrendement: **5,5%**
- Cumulatieve projectkasstroom excl. BTW: **€ 18.026.238**

De financiële resultaten over het eigen vermogen zijn na aftrek van belasting, financiering en rente zoals onderstaand. Deze resultaten zijn daarom niet één op één te vergelijken met projectresultaten.

- Investering bank: **€ 21.445.730**
- Rente: **2,2%**
- Cumulatieve kasstroom bank: **€ 23.687.990**

- Investering eigen vermogen: **€ 5.361.433**
- Rendement eigen vermogen: **9,5%**
- Terugverdientijd eigen vermogen: **9,6 jaar**
- Cumulatieve kasstroom eigen vermogen: **€ 7.869.282**

Figuur 12 geeft de kasstroomontwikkeling van het eigen vermogen weer. Te zien is dat het eigen vermogen binnen 10 jaar is terugverdiend (de turbines leveren minimaal 20 jaar stroom op). Het rendement op eigen vermogen is 9,5% positief en na een periode van 20 jaar heeft het windpark circa € 7.900.000 aan winst opgebracht.



Figuur 12: Kasstroomontwikkeling bij een investering met 20% EV in 5 windturbines.

Business case postcoderoosregeling

Voor het windpark geldt hetzelfde als het zonnepark: de business case in combinatie met de PCR heeft een positieve impact op de resultaten. Ook voor wind gaat vanaf 2021 een nieuwe regeling voor collectieve exploitatie in die veel overeenkomsten heeft met de huidige SDE++-regeling, met kans op verhoogde tarieven per opgewekte kWh als subsidie.
Windprojecten op land kunnen via de PCR doorgang vinden bij vermogens tussen de 500 en 1.000 kW_p. Hierbij mag maximaal 2 kW_p per lid worden aangeboden. Voor het maximale vermogen van 1.000 kW_p betekent dat de energiecoöperatie minstens 500 leden dient te werven. Belangrijk om te vermelden is dat particulieren of ondernemingen met een kleinverbruikersaansluiting kunnen deelnemen aan de postcoderoosregeling.

Om te laten zien wat de impact van de hogere vergoeding per opgewekte kWh op de business case is, zijn de extra inkomsten uit het PCR-gedeelte meegenomen in de gehele financiële exploitatie. Daarna is tevens de PCR-business case an sich berekend. De kostprijs van het PCR-deel is relatief laag omdat de bouw kan plaatsvinden als onderdeel van het grotere totaalproject.

- Investering excl. BTW **€ 26.807.163**
- Terugverdientijd: **11,1 jaar**
- Projectrendement: **6,2%**
- Cumulatieve projectkasstroom excl. BTW: **€ 19.960.856**

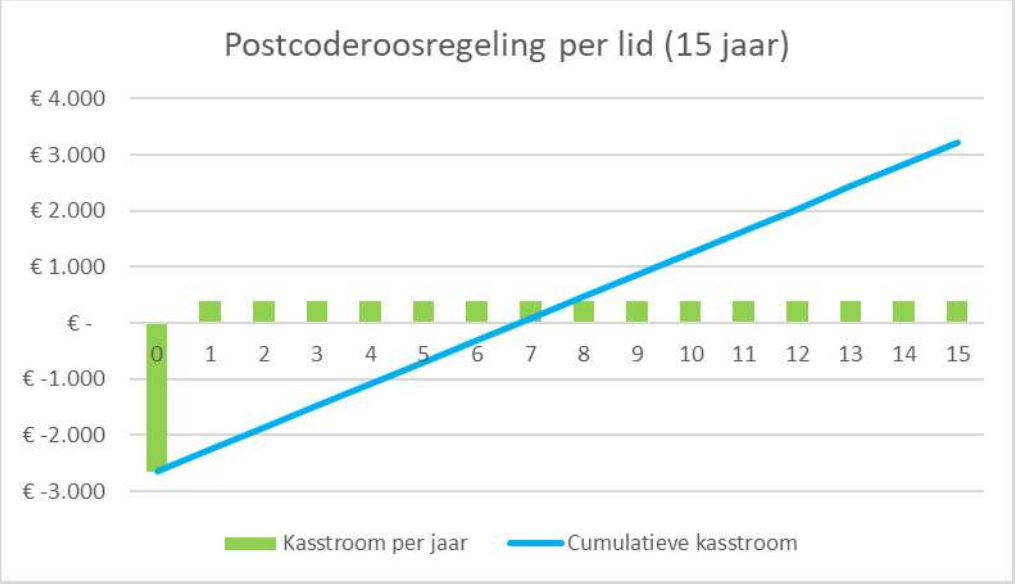
Zoals te zien ligt het projectrendement circa 0,4% hoger wanneer de exploitatie deels via de postcoderoosregeling verloopt. Dit is een minder grote stijging in vergelijking met de zon-PV-case in de variant met postcoderoos. Dit komt ten eerste doordat het aandeel postcoderoos in het windpark kleiner is dan bij zon. Ten tweede is het aandeel van de SDE++-inkomsten in vergelijking met het totaal kleiner bij wind dan bij zon. Daardoor neemt het projectrendement onder invloed van de postcoderoosregeling minder snel toe dan bij zon-PV.

Resultaten PCR business case
De resultaten van de business case voor het 1-MW-windproject via de PCR zijn zoals hieronder weergeven. De exploitatiekosten zijn in relatieve zin gelijk aan die van de rest van het windpark, inclusief de jaarlijkse pacht, ozb en het realiseren van de nieuwe aansluiting.

- Investering excl. BTW (1 MW): **€ 1.322.000**
- Terugverdientijd: **6,8 jaar**
- Projectrendement: **12,1%**
- Cumulatieve projectkasstroom excl. BTW: **€ 1.612.574**

- Investering per 2 kW (max. per lid): **€ 2.644**
- Rendement per 2 kW: **12,1%**
- Cumulatieve kasstroom per 2 kW (15 jaar): **€ 3.225**

Figuur 13: Projectkasstroomontwikkeling van het windpark in exploitatie via de PCR.



Figuur 14: Projectkasstroomontwikkeling per lid (2 kW).

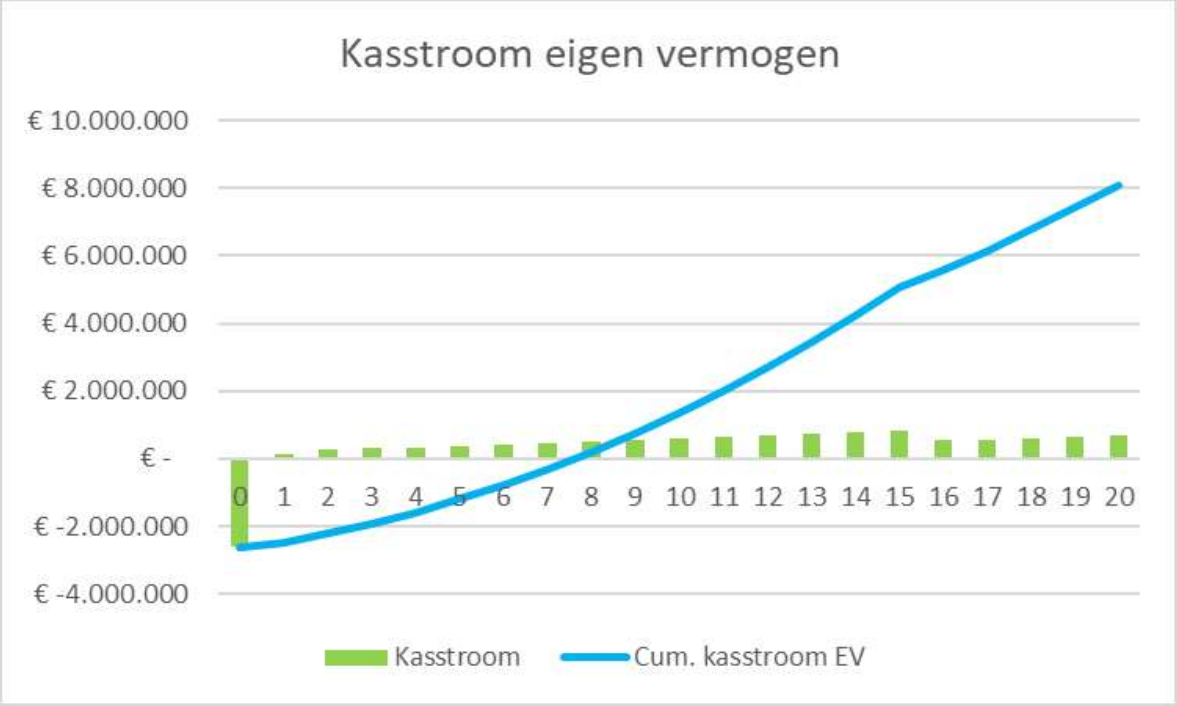
Business case crowdfunding

De business case inclusief crowdfunding is, net als bij zon-PV, vergelijkbaar met de business case waarbij een groot gedeelte vreemd wordt gefinancierd. Echter zijn de financieringslasten voor de exploitant een stuk hoger dan bij een bancaire lening, namelijk 5%. De looptijd van de lening is circa 15 jaar. Ondanks het hogere rendement voor de crowdfunders neemt het rendement op eigen vermogen verder toe, tot bijna 15%, in vergelijking met een volledig bancaire financiering. Omdat het rendement voor de crowdfunders onder het projectrendement ligt, neemt het hefboomeffect verder toe. Daarnaast is het aandeel eigen vermogen afgenomen van 20% naar 10%. De overige 10% is namelijk opgehaald middels de crowdfunding. Overige bijkomende kosten voor de crowdfunding zijn jaarlijks circa € 2.500. Dit bedrag is onder meer bedoeld voor de administratie en uitbetalingen van de rente en aflossing.

- Investering excl. BTW: **€ 26.807.163**
- Terugverdientijd: **10,7 jaar**
- Projectrendement: **5,5%**
- Cumulatieve projectkasstroom excl. BTW: **€ 18.026.238**

- Totale investering crowdfunders: **€ 2.680.716**
- Rendement crowdfunders: **5,0%**
- Jaarlijkse kosten administratie: **€ 2.500**

- Investering eigen vermogen: **€ 2.680.716**
- Rendement eigen vermogen: **14,8%**
- Terugverdientijd eigen vermogen: **7,8 jaar**
- Cumulatieve kasstroom eigen vermogen: **€ 8.093.592**



Figuur 15: Kasstroomontwikkeling eigen vermogen.

Business case 50% exploitatie energiecoöperatie

Wanneer de lokale energiecoöperatie voor 50% eigenaar van het windpark wordt dan zijn de resultaten daarvan zoals onderstaand. De onderliggende basis en de resultaten zijn identiek als de business case waarbij 80/20% wordt gefinancierd door de ontwikkelaar, echter doen de ontwikkelaar en de energiecoöperatie dit beide voor 50%. Het enige verschil dat optreedt is dat de ontwikkelaar bij de bank een rentetarief kan ontvangen voor 2,2% en de energiecoöperatie dit tegen circa 5% kan doen. Dat geeft de onderstaande resultaten.

Ontwikkelaar (2,2% rente):

- Investering excl. BTW **€ 13.403.581**
- Terugverdientijd: **10,7 jaar**
- Projectrendement: **5,5%**
- Cumulatieve projectkasstroom excl. BTW: **€ 9.013.119**

Coöperatie (5% rente):

- Investering excl. BTW **€ 13.403.581**
- Terugverdientijd: **13,1 jaar**
- Projectrendement: **4,9%**
- Cumulatieve projectkasstroom excl. BTW: **€ 5.368.033**

4 Participatie energiecoöperaties

Vanuit de Regionale Energiestrategiën (RES) is het streven opgenomen om bij wind- en zonprojecten op land 50% lokaal eigendom te realiseren. Om tot deze 50% te komen zijn verschillende participatie mogelijkheden, namelijk:

1. **Gedeelde exploitatie met lokale energiecoöperaties**
2. **Postcoderoosregeling(en)**
3. **Crowdfunding van eigen vermogen**
4. **Stroomafname door omwonenden via leverancier**
5. **Afdracht in lokaal fonds**

De postcoderoosregeling, crowdfunding en afdracht in een lokaal fonds zijn reeds opgenomen in de business case zoals in het vorige hoofdstuk beschreven.

Gedeelde exploitatie met lokale energiecoöperaties
De daadwerkelijke invulling van 50% lokaal eigendom zal veel vragen van de coöperaties en haar leden, zowel qua inspanning als financiën. Het verwerven van voldoende eigen (risico)kapitaal kan een uitdaging blijken op de schaal van dit project: een half tot 2,5 miljoen aan coöperatief eigen vermogen zal naar schatting minimaal nodig zijn. Ook de bereidheid een dergelijke som geld risicodragend in te zetten voor de projectexploitatie is in het verleden bij soortgelijke projecten elders wel eens een struikelblok gebleken. Ten slotte kan bank de financiële positie van een coöperatie ontoereikend vinden voor het beschikbaar stellen van vreemd vermogen onder marktconforme voorwaarden. Als daarmee de exploitatie als geheel in gevaar komt, is het een optie de coöperatieve kasstroom contant te maken en als ontwikkelfee voorafgaand aan de exploitatie uit te keren. De coöperatie zal in dat geval niet minder van het project profiteren, terwijl zij ook niet langer exploitatierisico loopt.
Wanneer de bank een hogere rente vraagt bij het aandeel van 50% van de coöperatie dan treedt de volgende situatie op (bij zon-PV):

Zon
Ontwikkelaar (2,2% rente):

- Investering excl. BTW **€ 2.660.704**
- Terugverdientijd: **10,9 jaar**
- Projectrendement: **6,8%**
- Cumulatieve projectkasstroom excl. BTW: **€ 2.430.940**

Coöperatie (5% rente):

- Investering excl. BTW **€ 2.660.704**
- Terugverdientijd: **12,4 jaar**
- Projectrendement: **5,2%**
- Cumulatieve projectkasstroom excl. BTW: **€ 1.342.507**

Totale investering	Verdeling investering	Investeringsbedrag	Terugverdientijd	Rendement (EV)	Cum. kasstroom
Verdeling = 50% ontwikkelaar en 50% lokale partij	80% bank (van de 50%)	€ 2.128.563	15 jaar	2,2 % ann.	€ 2.430.940
	20% EV ontwikkelaar	€ 532.141	8,5 jaar	12,5 %	€ 2.128.573
	80% bank lokale partij	€ 2.128.563	15 jaar	5 % ann.	€ 3.130.219
	20 % EV lokale partij	€ 532.141	11,1 jaar	8,8 %	€ 1.342.507

Wind

Ontwikkelaar (2,2% rente):

- Investering excl. BTW **€ 13.403.581**
- Terugverdientijd: **10,7 jaar**
- Projectrendement: **5,5%**
- Cumulatieve projectkasstroom excl. BTW: **€ 9.013.119**

Coöperatie (5% rente):

- Investering excl. BTW **€ 13.403.581**
- Terugverdientijd: **13,1 jaar**
- Projectrendement: **4,9%**
- Cumulatieve projectkasstroom excl. BTW: **€ 5.368.033**

Totale investering	Verdeling investering	Investeringsbedrag	Terugverdientijd	Rendement (EV)	Cum. kasstroom
Verdeling = 50% ontwikkelaar en 50% lokale partij	80% bank (van de 50%)	€ 10.722.865	15 jaar	2,2 % ann.	€ 11.843.995
	20% EV ontwikkelaar	€ 2.680.716	9,6 jaar	9,5 %	€ 3.934.641
	80% bank lokale partij	€ 10.722.865	15 jaar	5 % ann.	€ 13.505.515
	20 % EV lokale partij	€ 2.680.716	12,2 jaar	7,9 %	€ 2.273.121

Stroomafname door omwonenden via leverancier

De exploitant van het wind- of zonnepark kan kiezen aan welke vergunninghoudende energieleverancier en onder welke voorwaarden zij de zonnestroom verkoopt. Diverse leveranciers bedienen hun eindklanten met een propositie waarin zij de zonnestroom, inclusief Garanties van Oorsprong, rechtstreeks en voordelig uit het project kunnen afnemen. Het eigen Rooftop-label GroeneStroomLokaal kan hiervoor worden ingezet. Eneco (StukjeZon), Greenchoice (Zon uit Nederland) en Vrijopnaam (Paneelopnaam) zijn andere voorbeelden van leveranciers met een kant-en-klare propositie op dit gebied.

Ontwikkelingsrisico's

Afhankelijk van de daadkracht en de bereidheid van de energiecoöperatie, kan men op verschillende momenten en manieren in een project stappen. Alles staat of valt met de financiële risico's die bij iedere mogelijkheid komen kijken. Des te groter het project, des te groter de financiële inbreng die gevraagd wordt van een energiecoöperatie.

Rendementen voor leden coöperatie

De rendementen voor de leden van de coöperatie is verschillend per wijze van exploitatie. In de tabel hieronder is te vinden hoe dit zich exact tot elkaar verhoudt, bij zon-PV als voorbeeld. Alle getallen zijn terug te vinden in de eerder besproken business cases.
Het projectrendement voor een projectontwikkelaar om het project gefinanciert te krijgen ligt op minimaal 4%. Verder is het rendementseis op eigen vermogen circa 12%.

Exploitatie	Rendement
50% exploitatie coöperatie	8,8%
PCR	14,7%
Crowdfunding	5%

Tabel: De wijze van exploitatie en het mogelijk bijbehorende rendement voor leden.

Bijlage 1 - SDE++-systematiek

Voor de totstandkoming van het zonnepark en het windpark is een exploitatie via de SDE++ het uitgangspunt. Specifiek voor zon-PV zijn de volgende kaders van toepassing.

Kenmerken van de SDE++

Bedrijven en (non-profit-)instellingen die hernieuwbare energie (gaan) produceren, kunnen gebruikmaken van de subsidieregeling Stimulering Duurzame Energieproductie (SDE++). De subsidieregeling is bedoeld voor hernieuwbare energietechnieken en is onderverdeeld in de categorieën biomassa, CCS, geothermie, water en wind (land, meer en dijk) en zon.
De SDE++ kan worden aangevraagd voor zon-PV-systemen met een vermogen dat groter is dan 15 kW_p (kilowattpiek, 1 kilowatt-piek is 1.000 watt-piek) en een grootverbruikersaansluiting (> 3 x 80 Ampère). De uitkering per kWh is afhankelijk van de ontwikkeling van de elektriciteitsprijs. De SDE+ neemt voor zonne-energie de marktprijs van stroom (piektarief) als referentie.

Het maximale subsidiebedrag wordt als volgt bepaald: **V * (Bb-Bep) * 15 * 950**.
Waarbij:

V	=	vermogen in kW_p
Bb	=	het in het jaar van aanvraag zelf gekozen, vaste basisbedrag per kWh
Bep	=	de vaste basisenergieprijs, oftewel de "ondergrens" van het correctiebedrag
15	=	het aantal jaren dat gesubsidieerd wordt
950	=	het maximale rendement in kWh / kW_p

Voorbeeld:
Een systeem met een vermogen van 100 kWp waarvoor SDE+ is aangevraagd op € 0,089 per kWh, krijgt een subsidiebudget van: 100 * (0,089 - 0,026) * 15 * 950 = € 89.775.

Het werkelijke subsidiebedrag in een kalenderjaar wordt als volgt bepaald: **S * (Bb-Cb)**, onder de voorwaarde dat het correctiebedrag (Cb) in het betreffende jaar hoger is dan de basisenergieprijs (Bep).

Waarbij:

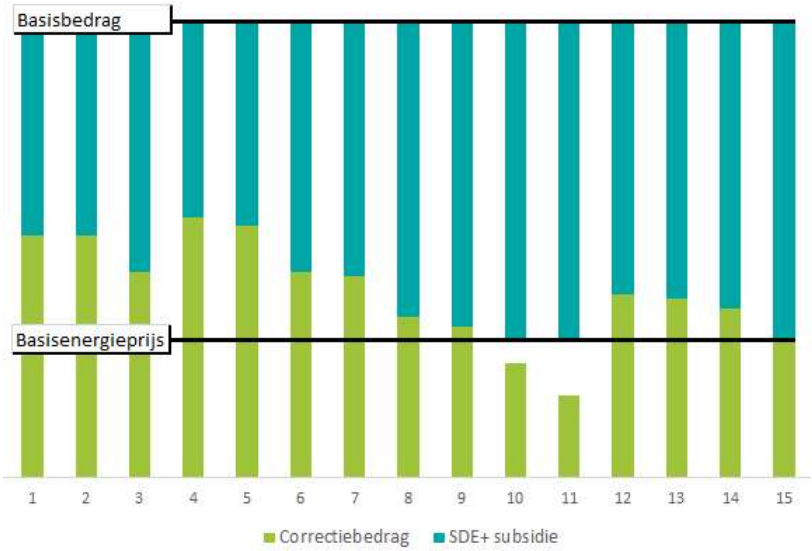
S	=	de kWh-productie o.b.v. de brutoproductiemeterstand in het betreffende jaar
Bb	=	het in het jaar van aanvraag zelf gekozen, vaste basisbedrag per kWh
Cb	=	het jaarlijks variërende correctiebedrag per kWh zoals de overheid vaststelt

Voorbeeld:
Een systeem met een vermogen van 100 kWp waarvoor SDE++ is gegund met het basisbedrag van € 0,089 per kWh heeft in een jaar met een gemiddeld correctiebedrag (voor het deel netlevering en niet-levering) van € 0,055 per kWh een productie van 95.000 kWh gerealiseerd. De netto subsidiebijdrage voor dit exploitatiejaar is dan: 95.000 * (0,089-0,055) = € 3.230.

Kenmerken SDE++ 2020

In de SDE++-regeling bestaan diverse categorieën voor zon-PV. Voor veldopstellingen kunnen twee categorieën van toepassing zijn, afhankelijk van het te realiseren vermogen: "≥ 15 kW_p en < 1 MW_p" of "niet-gebouwgebonden ≥ 1 MW_p" bij systemen vanaf ca. 2.300 zonnepanelen. Over de SDE++ vanaf 2021 is nog te weinig bekend.

Basisbedragen
De daadwerkelijke subsidie per kWh is zoals aangegeven het gekozen basisbedrag minus het correctiebedrag dat in het exploitatiejaar van toepassing is, naar rato van het aandeel netlevering/niet-netlevering. Het correctiebedrag beweegt mee met de marktprijs van stroom, maar kan nooit lager worden dan de (vaste) basisenergieprijs. In Figuur 16 wordt dit principe en de werking van de SDE++ als geheel in grafiekvorm toegelicht. Er zit zoals te zien is een maximum aan hoeveel een kWh subsidiabel is. Bij een zonnepark is het aandeel netlevering in de productie in principe 100%.



Figuur 16: Het principe van de SDE++.

Aanvragers kunnen zelf het basisbedrag kiezen tot het maximum per categorie, tot op tienden van centen nauwkeurig. In 2020 is voor de najaarsronde een budget van € 5 miljard beschikbaar.

Categorie	Maximaal basisbedrag per kWh (2020)
niet-gebouwgebonden > 1 MWp	€ 0,069 (najaar 2020) per kWh

Tabel 14: Maximale basisbedragen in de najaarsronde van 2020.

De Rijksdienst voor Ondernemend Nederland (RVO) keert de SDE++ uit. Dit doet zij wanneer er een brutoproductiemeter is geplaatst die is aangemeld bij CertiQ. RVO keert maandelijks een voorschot uit. Dit voorschot is gebaseerd op het voorschot-correctiebedrag (de door ECN verwachte basisenergieprijs voor het betreffende jaar) en op 80% van het beschikte vermogen. In januari van het volgende jaar, wanneer de gerealiseerde basisenergieprijs bekend is, maakt RVO de eindafrekening en keert zij het restant uit.

Wanneer het energetisch rendement van de installatie gedurende de eerste vijftien jaar onder de 950 kWh per kW_p is geweest, kan in het zestiende jaar het verschil alsnog worden uitgekeerd tot een maximum van 950 kWh per kW_p.

Wijzigingen vanaf najaar 2020

De subsidie Stimulering Duurzame Energieproductie (SDE+) wordt verbreed. De subsidie was gericht op het opwekken van duurzame energie en met ingang van het najaar 2020 zal de CO_2-reductie van belang zijn voor bij de gunning van de subsidie. Ook zal de subsidie per die datum de naam dragen: Stimulering Duurzame Energietransitie (SDE++). Net als de huidige SDE+ betreft de SDE++ een exploitatiesubsidie voor duurzame energie. Onder de nieuwe regeling wordt bekeken wat de CO_2-besparing is van de energieopwekking.

Bijlage 2 - Postcoderoosregeling

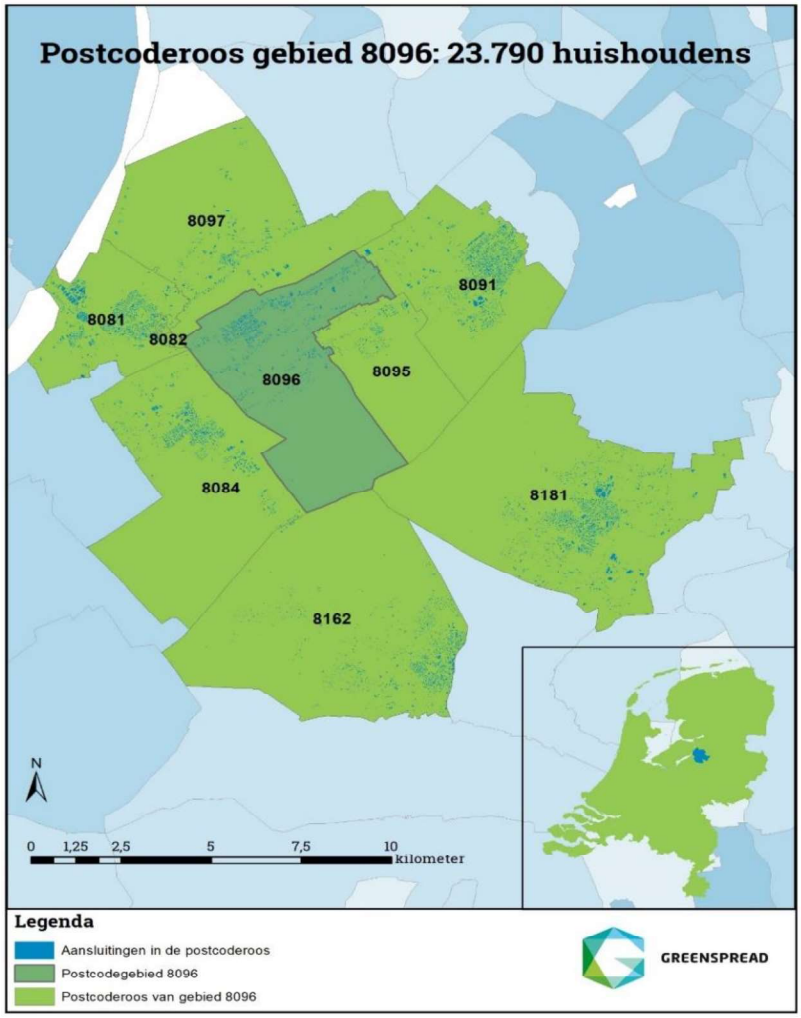
De postcoderoos is een regeling voor grootschalige projecten waarbij collectief hernieuwbare energie wordt opgewekt. Burgers en bedrijven uit omringende postcodegebieden kunnen gezamenlijk een installatie financieren en exploiteren, via een coöperatie. De regeling is vooral gunstig voor mensen die geen eigen of geschikt dakoppervlak hebben voor zonnepanelen. Sinds de start van de postcoderoosregeling in 2014 zijn 110 projecten gerealiseerd en 140 projecten worden momenteel voorbereid.
Met de huidige postcoderoosregeling krijgen deelnemers kwijtschelding van de energiebelasting. De deelnemers dienen dan wel in het kerngebied van het project (het postcode-4-gebied) of in een direct aangrenzend postcode-4-gebied te wonen. Het energieproject kan een zonnedak, windmolen of zonnepark zijn. De deelnemers kopen via de coöperatie een aantal panelen of een deel van een windturbine en de energieleveranciers van de deelnemers verrekenen de energiebelasting op de jaarlijkse nota's.

Nieuwe (subsidie)regeling zon-PV
Vanaf 2021 wordt de postcoderoosregeling voor zonnepanelen vervangen door een nieuwe subsidieregeling. Energiecoöperaties en VvE's kunnen straks subsidie aanvragen voor PV-systemen van 15 tot 300 kilowattpiek. Net als in de huidige fiscale regeling, wordt in de nieuwe regeling de postcoderoos gebruikt om het lokale karakter te waarborgen. Onder de subsidieregeling moeten deelnemers aan een project lid zijn van een energiecoöperatie of VvE en bij aanvang wonen in hetzelfde postcoderoosgebied als waar de hernieuwbare-energieproductie plaatsvindt. Dit kunnen bijvoorbeeld particulieren zijn of ondernemingen met een kleinverbruikersaansluiting.
Voor de nieuwe postcoderoosprojecten geldt dat gebruik gemaakt kan worden van een subsidiepot. Het budget hiervoor in 2021 is vastgesteld op 37 miljoen euro. Een van de pluspunten ten opzichte van de huidige postcoderoosregeling is de zekerheid die geboden wordt middels een subsidieregeling. Doordat de hoogte van de stimulering per project vastgelegd wordt in een beschikking, weten projecten wat ze kunnen verwachten en is er niet meer de onzekerheid van de energiebelastingtarieven die kunnen veranderen. De subsidie heeft overeenkomsten met de huidige SDE+-subsidie voor grootverbruikers. Beide zijn een exploitatiesubsidie waarbij de opbrengsten worden bepaald per opgewekte kWh. Tijdens de aanvraag worden de beschikkingen op volgorde van binnenkomst verleend. Als er op de dag van overtekening meerdere aanvragen binnenkomen, wordt onder deze aanvragen geloot.

Belangrijkste voorwaarden voor de nieuwe regeling:
- Een systeem van 15 tot 300 kilowattpiek;
- Minimaal aantal leden: per 5 kilowattpiek 1 lid;

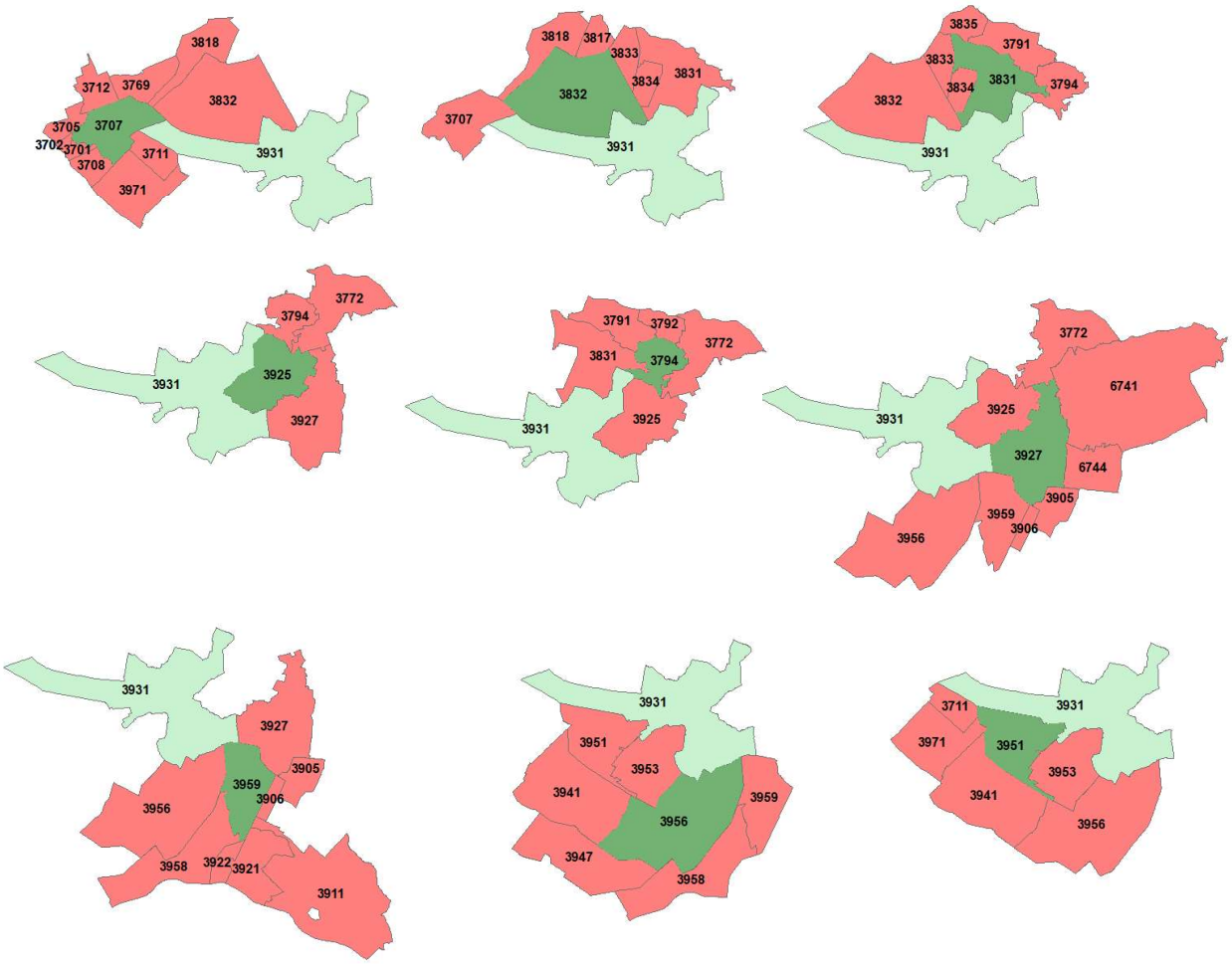
Nieuwe (subsidie)regeling wind
Voor wind geldt eveneens dat de postcoderoosregeling gaat veranderen vanaf 2021 naar een vergelijkbare regeling als de huidige SDE+. Postcoderoosprojecten met wind dienen een vermogensomvang te hebben tussen de 500 en 1.000 kW. Daarnaast mag per lid maximaal 2 kW beschikbaar komen. Dat betekent dat bij een maximaal project met 1.000 kW, een energiecoöperatie minimaal 500 deelnemende leden moet hebben. Verder gelden voor wind dezelfde regels en kaders als voor zon-PV.

Wat is de 'roos'?
Leden van postcoderoosproject moeten dichtbij de productie-installatie wonen om mee te kunnen doen. Dit gaat primair om een postcode-4-gebied (bijvoorbeeld: 9735, ongeacht de letters die hierachter volgen) met alle direct hieraan grenzende postcode-4-gebieden, waarbij in één van deze gebieden een productie-installatie staat. Het postcoderoosgebied is het gebied van alle postcodes ('bladeren' van de 'roos') die de locatie van het duurzame energieproject omringen (de 'roos') inclusief de postcode van de projectlocatie zelf. Ook is een postcoderups mogelijk om bijvoorbeeld meer mensen te bereiken. Hierbij functioneert een van de postcodegebieden ('bladeren' van de 'roos') van het oorspronkelijke postcoderoosgebied als de 'roos'. In Figuur 17 hieronder is een voorbeeld te zien van een postcoderoos.



Figuur 17: Een voorbeeld van een postcoderoos in Nederland.

Wat is de 'rups'?
Een rups is een variant op de eerder genoemde roos. De rups heeft als doel in hetzelfde gebied meer huishoudens te bereiken, om meer leden te kunnen werven voor het project. In Figuur 18 hieronder is te zien hoe een rups kan gevormd worden. Hierin staat het gebied 3931 centraal. Om meer huishoudens te bereiken, kunnen omliggende kernen gebruikt worden om het bereik te vergroten.



Figuur 18: De verschillende mogelijke rupsen rondom het gebied 3931.

Bijlage 3 - Cablepooling

Waar zonnepanelen en windmolens dicht bij elkaar staan, is het mogelijk de aansluitingen te combineren. Zo kunnen kleine en grote producenten van zonne- en windenergie veel geld besparen. In zeer zeldzame gevallen produceren zon en wind samen te veel energie voor de aansluiting. In zo'n geval schakelt een zonneschakelaar de zonnepanelen of windmolen(s) even terug. De producent bespaart veel meer geld dan hij misloopt door tijdelijke afschakeling, omdat hij geen tweede aansluiting koopt en/of in stand houdt. Met een gecombineerde aansluiting wordt een opwekinstallatie vaak sneller terugverdiend. Voordelen van zon en wind op één aansluiting zijn al met al de volgende:

- Minder kosten voor producenten van duurzame energie;
- Hoger economisch rendement;
- Stabielere energievoorziening;
- Minder kosten aan netverzwaring, netverlies en onderhoud voor netbeheerder;
- Slimmer gebruikmaken van de bestaande infrastructuur;
- Hogere CO_2-besparing.

Cable pooling is in Nederland sinds 2018 een realistische optie: sindsdien geldt een Codebesluit dat meerdere leveranciers op één netaansluiting mogelijk maakt. Daarnaast is er recent een amendement aangenomen dat ervoor zorgt dat cable pooling eenvoudiger toepasbaar wordt. Inmiddels zijn bovendien diverse inspirerende projecten opgestart en gerealiseerd.

Ook zijn er een aantal aandachtspunten bij het inzetten van cable pooling, namelijk: bij zon- en windprojecten met twee of meer eigenaren is het allereerst belangrijk om te bepalen wie in de lead is voor de aansluiting op het hoofdnet. Het zogenoemde primaire park is namelijk het aanspreekpunt voor de administratieve en technische realisatie van de hoofdaansluiting met de netbeheerder. De afspraken met de andere energieproducenten worden vastgelegd in een aansluitcontract. Daarin wordt bijvoorbeeld geregeld wat er gebeurt als een van de partijen wordt afgeregeld. Op momenten waarop er overschotten zijn en de netcapaciteit dreigt te worden overschreden, wordt de levering van een van de producenten teruggeregeld. De partijen kunnen de compensatie van het verlies van inkomsten onderling regelen.
Eén van de juridische aandachtspunten bij cable pooling heeft te maken met de koppeling tussen de deelnemende wind- en zonneparken. De koppeling vindt plaats achter de aansluiting op het openbare elektriciteitsnet en daarom is een speciale juridische constructie nodig. Bij de uitwerking hiervan spelen factoren mee zoals de verdeling over WOZ-objecten. Op welke locaties staan de zon- en windprojecten, en welke eigenaren zijn erbij betrokken.

Bijlage 4 - Risico's

De duurzame-energie-initiatieven zoals beschreven in dit rapport hebben allebei een voorziene exploitatie van minstens 20 jaar. Gedurende de exploitatie, of in de aanloop ernaar toe, loopt de initiatiefnemer een aantal risico's.

Negatieve energieprijzen & curtailment

In Nederland, maar ook in de rest van Europa, komen steeds vaker negatieve elektriciteitsprijzen voor, zowel gedurende de dag als nacht. Dit komt door de toenemende productie van duurzame energie en de onvoorspelbaarheid die dit met zich mee brengt. Daartegenover staat het aantal 'must-run'-installaties, zoals de kolen- en gascentrales. Deze centrales kunnen niet zomaar op- of afgeschakeld worden en moeten daarom altijd draaien om stroom te produceren. Zelfs wanneer bij de productie van duurzame energie een piek ontstaat, bij zowel zon-PV of wind, worden kolen- en gascentrales niet afgeschakeld. Dat is wanneer de negatieve elektriciteitsprijzen ontstaan.

Wanneer in Nederland op een zonnige dag in het voorjaar de elektriciteitsprijzen overdag negatief zijn, heeft dit logischerwijs een negatieve impact op de business cases van zonnepark-exploitanten. Hetzelfde geldt voor de exploitanten van windturbines op een windigere dag.

Doordat de hoeveelheid duurzame opgewekte energie de aankomende jaren nog altijd hard gaat toenemen, is het logischerwijs te verwachten dat ditzelfde geldt voor het aantal uren waarop de elektriciteitsprijzen negatief gaan zijn.

Eén van de meest gebruikte maatregelen ter mitigatie van de impact is curtailment. Curtailment is simpelweg het uitzetten van de wind- of zonneparken wanneer de elektriciteitsprijzen negatief zijn. Hiermee wordt voorkomen dat op de piekmomenten betaald moet worden voor het leveren van elektriciteit aan het openbare net. Op deze manier wordt de downside aan de business case beperkt en daarom wordt dit steeds vaker toegepast als oplossing tijdens de uren met negatieve prijzen. Toch blijft dit impact hebben op de business case, des te meer wanneer het aantal uren met negatieve prijzen blijft oplopen.

Toekomst SDE++

De SDE+(+)-subsidie wordt iedere ronde verder afgebouwd. De hoogte van de basisbedragen en de algehele subsidiepot neemt geleidelijk af. Ook het aantal rondes wordt van twee teruggebracht naar (waarschijnlijk) een enkele in 2021. Het ontwikkelen van zon- of windparken heeft lange doorlooptijd, dat geldt met name voor windparken. Des te later dergelijke projecten subsidie kunnen aanvragen, des te lager zal het subsidiebedrag zijn en tevens de kans op gunning. Daarentegen heeft de subsidie na gunning een zekere kasstroom gedurende 15 jaar met een uitloop naar een 16^{e} jaar. Bij een goed renderend systeem is het normaal gesproken geen probleem het toegekende subsidiebedrag te benutten. Kortom, projecten omtrent duurzame energie naderen het moment om subsidieloos geëxploiteerd te kunnen worden. Voor sommige projecten zal dit meer impact hebben op de business case dan bij andere.

GREENSPREAD

Fonteinkruid 6A
3931 WX Woudenberg
(085) 40 13 470
info@greenspread.nl
www.greenspread.nl

realising sustainable connections