



EINDADVIES BASISBEDRAGEN SDE++ 2025

Sander Lensink en Emma Eggink (redactie)

21 februari 2025

TNO



PBL

Colofon

Eindadvies basisbedragen SDE++ 2025

© PBL Planbureau voor de Leefomgeving

Den Haag, 2025

PBL-publicatienummer: 5472

Contact

sde@pbl.nl

Auteurs

Sander Lensink, Emma Eggink (redactie), Koen Schoots, Jonathan van den Berg, Dick van Dam, Hans Elzinga, Chris Henriquez, Matthijs Mugge, Janneke Blok, Arjan Plomp (PBL); Marcel Cremers, Menno Kloosterman, Bart in 't Groen, Patrick Wolbers en Daan van der Woude (DNV); Luuk Beurskens, Sam Lamboo, Frank Lenzmann, Carina Oliveira Machado dos Santos, Koen Smekens, Ayla Uslu, Adriaan van der Welle (TNO). Met dank aan Paul Koutstaal, Angela Mahabir, Hans Cleijne, Pim Piek, Sjoerd Tolsma alsmede de reviewers van VITO.

Redactie figuren

Beeldredactie PBL

Tekstcorrectie

Uitgeverij PBL

Toegankelijkheid

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

Delen uit deze publicatie mogen worden overgenomen op voorwaarde van bronvermelding: Lensink, S., E.Eggink (red.) (2025), *Eindadvies basisbedragen SDE++ 2025*, Den Haag: Planbureau voor de Leefomgeving.

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

Over dit rapport

Het ministerie van Klimaat en Groene Groei (KGG) heeft aan het Planbureau voor de Leefomgeving (PBL) gevraagd advies uit te brengen over de SDE++ 2025. De adviesvraag behelst de benodigde subsidiehoogte zoals bepaald door basisbedragen en correctiebedragen en bevat tevens enkele flankerende vragen. We beschouwen de vormgeving van de SDE++-regeling als een gegeven, tenzij het ministerie specifieke vragen daaromtrent stelt. Om die reden heeft het PBL om een nadere afbakening gevraagd in de vorm van uitgangspunten. Deze uitgangspunten zijn door het ministerie van KGG opgesteld. Het PBL beoordeelt de uitgangspunten enkel op interne consistentie en of zij niet in strijd zijn met het oogmerk van de SDE++-regeling van CO₂-reductie. De verdere verantwoordelijkheid voor de uitgangspunten blijft bij het ministerie liggen. In het onderzoeksproces voorafgaand aan dit advies heeft het PBL ondersteuning gekregen van TNO en DNV. Hierbij is een marktconsultatie uitgevoerd van 20 maart 2024 tot 31 mei 2024.

Inhoud

Samenvatting	5
1 Inleiding	9
2 Methodologie	11
3 Algemeen	26
4 Energie uit water en lucht	36
5 Zonne-energie	52
6 Windenergie	90
7 Geothermie	99
8 Verbranding en vergassing van biomassa	115
9 Vergisting van biomassa	131
10 Geavanceerde hernieuwbare brandstoffen	160
11 Elektrificatie	171
12 Benutting restwarmte uit industrie of datacenters	201
13 Waterstof via elektrolyse	213
14 CO₂-afvang en -opslag	221
15 CCU in de glastuinbouw	235
16 Correctiebedragen en basisprijzen	252
17 Cijfermatige resultaten	258
18 Rangschikking	284
Afkortingen	290
Referenties	293
Bijlagen	295

Samenvatting

De SDE++ is een subsidieregeling waarmee exploitatiesteun wordt gegeven aan projecten die leiden tot een reductie van de uitstoot van broeikasgassen. De SDE++ wordt periodiek, typisch jaarlijks, opengesteld voor een beperkte periode. Het ministerie van Klimaat en Groene Groei (KGG) heeft aan het Planbureau voor de Leefomgeving (PBL) advies gevraagd over de SDE++ in 2024. Dit rapport bevat onze reactie op de door het ministerie van KGG gestelde adviesvraag en geformuleerde uitgangspunten. In het onderzoeksproces voorafgaand aan dit advies kregen we ondersteuning van de Nederlandse Organisatie voor toegepast-natuurwetenschappelijk onderzoek (TNO) en Det Norske Veritas (DNV). Dit rapport is een gezamenlijk product van de drie organisaties, onder eindverantwoordelijkheid van het PBL.

De door het ministerie van KGG geformuleerde uitgangspunten staan volledig en onverkort in dit rapport vermeld. We hebben de adviesvraag beantwoord na consultatie van belanghebbenden die konden reageren op deze uitgangspunten en op de in het voorjaar van 2024 gepubliceerde wijzigingsnotitie.

Overzicht van aanpassingen

Algemeen

De investeringskosten worden berekend op basis van de verwachting van de kosten op het moment dat een investeringsbeslissing genomen moet worden. Afhankelijk van de voorbereidingstijd voor projecten, die per categorie kan verschillen, ligt het moment van investeringsbeslissing een tot enkele jaren in de toekomst. We zien dat de investeringskosten vaak hoger liggen dan enkele jaren geleden en in dit advies rekenen we ook met blijvend hogere investeringskosten.

Negatieve prijzen

Op momenten dat de elektriciteitsprijs negatief is, wordt geen SDE++-subsidie uitgekeerd voor SDE++ 2025-projecten in categorieën waar elektriciteitsproductie plaatsvindt. Dat is te verklaren vanuit een gedachte om geen overproductie aan elektriciteit te subsidiëren. Het veroorzaakt echter wel een financieel probleem voor met name windenergie- en zon-pv-projecten. Het aantal uren waarin wel subsidie wordt uitgekeerd, neemt af. De investeringskosten moeten terugverdiend worden in een kleiner aantal subsidiabele uren. In het hoofdstuk over zonne-energie benoemen we enkele manieren waarop dit probleem in de SDE++ geadresseerd kan worden. We geven echter geen advies hoe dit het beste verwerkt kan worden, omdat alle door ons geïdentificeerde oplossingen nieuwe problemen veroorzaakt in uitwerking of uitvoering.

Waterkracht

Er wordt maar zeer beperkt gebruik gemaakt van SDE++-subsidie voor waterkrachtprojecten. Categorieën waar al enige jaren geen subsidie meer is aangevraagd, hebben we niet opgenomen in dit advies. Zodra mogelijke nieuwe projecten verder in hun voorbereiding zijn, kunnen deze categorieën opnieuw worden opgenomen in de SDE++-adviezen in de toekomst.

Zonne-energie

Voor zon-pv-projecten hebben we een aantal nieuwe categorieën doorgerekend om in te spelen op de diversiteit aan projecten. Voor het hele advies geldt dat opname van een categorie in ons advies niet betekent dat we ook openstelling van de categorie adviseren, maar we geven primair aan wat een adequaat subsidieniveau is, mocht een categorie opengesteld worden. Voor veldsystemen geldt dat natuurinclusiviteit als kostenpost is meegenomen. Het advies is daarmee niet meer van toepassing op veldsystemen die niet natuurinclusief worden opgezet.

Windenergie

De categorie wind in meer is net als afgelopen jaar niet opgenomen in het advies. Mochten er een of meerdere projecten zijn in een verdere staat van voorbereiding, kan deze categorie aan een komend advies worden toegevoegd.

Geothermie en aquathermie

De indeling van de categorieën voor geothermie en aquathermie is aangepast, om een dekkender subsidieregime te creëren voor mogelijk nieuwe projecten, onafhankelijk van de vormgeving van projecten. Op basis van de verwachte projecten zou een beperktere set aan categorieën te verdedigen zijn, maar dat heeft het risico in zich dat de SDE++ op ongewenste manier de vormgeving van projecten gaat sturen.

Verbranding en vergassing van biomassa

Een aantal categorieën voor verbranding van houtachtige biomassa hebben we niet meer opgenomen in het advies, omdat we zien dat de animo voor nieuwe projecten is weggevallen door toegenomen beleidsrestricties op de inzet van houtachtige biomassa voor warmtetoepassingen.

Vergisting van biomassa

Voor vergisting van 100% mest hebben we een nieuwe categorie in het advies opgenomen, die getypeerd kan worden als een categorie voor een mesthub. De mesthub is duurder dan monomestvergisting van vergelijkbare schaalgrootte met mestopslag en -vergisting en groengasproductie op één locatie, met name door het lokale transport van mest. De voor- en nadelen van het mesthubconcept hebben we niet gewogen in dit advies. Net als voor alle andere categorieën geldt dat het advies niet gelezen moet worden als advies om een mesthubcategorie open te stellen, maar dat het advies gelezen moet worden als een adequaat subsidieniveau, mocht de categorie opengesteld worden.

Geavanceerde hernieuwbare brandstoffen

De ontwikkeling van projecten voor geavanceerde hernieuwbare transportbrandstoffen wordt getypeerd door de combinatie van potentieel grote projecten die tegelijk innovatief van aard zijn. Dit vertaalt zich onder andere in een relatief hoge biomassaprijs, omdat het onwaarschijnlijk is dat een project volledig gevoed kan worden met lokaal beschikbare biomassa. Ook zien we geen noodzaak om restricties aan te brengen aan de grondstoffen, mits deze voldoen aan de grondstoffenlijst die in de bijlage IXa van de Europese richtlijn voor energie uit hernieuwbare bronnen staat vermeld.

Elektrificatie

Voor de elektrificatie van offshore platforms kent ons advies een grote onzekerheid, net als in voorgaande adviezen. Om de onzekerheid te verkleinen is het noodzakelijk om de regelgeving op orde te brengen, waarbij vooral duidelijkheid in de tarieven nodig is.

Voor procesgeïntegreerde warmtepompen is in de SDE++ 2024 een categorie opengesteld die afwijkt van ons advies vorig jaar, zoals door KGG ook vermeld bij de openstelling. De effecten daarvan hebben we in dit advies niet volledig kunnen wegen. De resultaten van de openstelling in 2024 zullen we gebruiken bij een advies voor de SDE++ 2026.

We hebben op verzoek van het ministerie van KGG een categorie aan het advies toegevoegd voor subsidie voor een e-boiler met een korte subsidieduur, waarbij enkel de operationele en onderhoudskosten vergoed worden. Hoewel we alle berekeningen in dit advies baseren op nieuwe projecten, zou deze categorie ook passend zijn voor bestaande, niet anders gesubsidieerde e-boilers.

Voor alle elektrificatieprojecten geldt dat de stijgende netwerkkosten een risicofactor vormen. In dit advies rekenen we met stijgende netwerkkosten. Op basis van de laatste inzichten stijgen deze kosten wel minder hard dan waar we in het advies voor de SDE++ 2024 van waren uitgegaan. Ook besteden we in het advies voor de SDE++ 2025 aan de effecten voor de businesscase van e-boilers bij toepassing van flexibele transportovereenkomsten.

Benutting restwarmte uit industrie of datacenters

Enkele categorieën zijn toegevoegd voor gebruik van de restwarmte in combinatie met een hogetemperatuurwarmtepomp. Overigens zijn ook bij geothermie en aquathermie categorieën voor gebruik van een hogetemperatuurwarmtepomp toegevoegd.

Waterstof via elektrolyse

We gaan in dit advies uit van inkoop van hernieuwbare elektriciteit via een PPA-constructie. Daarbij gebruiken we als kader het NPE, waarbij waterstofproductie flexibele productie betreft. Er zijn andere PPA-constructies denkbaar met een hogere productie, ofwel meer vollasturen, maar die zijn minder in lijn met de overkoepelende beleidsvoornemens als in het NPE vermeld.

CO₂-afvang en -opslag (CCS)

Er is voor CCS grote mate van differentiatie in de SDE++ aanwezig. Die indeling volgen we ook in het huidige advies. Vereenvoudiging kan echter wenselijk zijn, want zelfs met deze grote mate van differentiatie lijkt niet ieder individueel project een passende subsidie te kunnen krijgen met het huidige advies.

De kosten van opslag van CO₂ in het buitenland zijn met meer onzekerheden omgeven, maar zouden naar ons inzicht passen binnen de bestaande categorieën voor CCS.

CO₂-afvang en gebruik (CCU)

De categorieën in dit advies richten zich specifiek op inzet van CO₂ in de glastuinbouw. Dit jaar, evenals in eerdere jaren, wordt in de marktconsultatie aandacht gevraagd voor CO₂-toepassing

buiten de glastuinbouw. Alvorens dergelijke categorieën op te nemen in ons advies, zijn aanvullende uitgangspunten van het ministerie van KGG nodig. We hebben een CCU-categorie toegevoegd voor directe afvang van CO₂ uit lucht (DAC), maar ook hier geldt dat de CO₂ toegepast dient te worden in de glastuinbouw.

Correctiebedragen

In de berekeningswijzen van de correctiebedragen adviseren we geen grote wijzigingen. De volledige berekeningswijzen zijn in te zien en te herleiden in het OT-model dat via de website van het PBL beschikbaar wordt gesteld gelijk met dit rapport.

Categorieën die uit advies naar groslijst gaan

Enkele categorieën hebben we niet meer in het SDE++-advies opgenomen, hoewel ze in het verleden wel in de SDE++-regeling opgenomen zijn geweest. Zodra de projectontwikkeling voldoende concreet is om ons met robuuste kosteninzichten te voeden, en zodra de projecten qua planning in staat zijn om komend jaar SDE++-subsidie aan te vragen, kunnen deze categorieën weer terug opgenomen worden in toekomstige adviezen. Deze categorieën die we nu op de groslijst geplaatst hebben, zijn:

- Waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm.
- Waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm, renovatie.
- Osmose.
- Daglichtkas.
- Ultradiepe geothermie.

1 Inleiding

1.1 Adviesvraag

Het ministerie van Klimaat en Groene Groei heeft het Planbureau voor de Leefomgeving verzocht advies uit te brengen over de SDE++-regeling. Met dit rapport geven we gevolg aan dit verzoek wat betreft de basisbedragen in de SDE++. De SDE++-regeling omvat de opties voor hernieuwbare energie uit de SDE+ en is in 2020 verbreed met andere CO₂-reducerende alternatieven dan hernieuwbare energie. De SDE++ vergoedt de onrendabele top van projecten. Het advies dat het ministerie van KGG aan het PBL gevraagd heeft voor de SDE++ 2025, omvat alle opties die binnen de SDE++ worden ondersteund. De focus voor de SDE++ 2025 ligt, evenals voor de SDE++ 2024, op een verdieping van bestaande opties en niet op een verbreding met nieuwe opties.

1.2 De rol van het PBL

Het PBL vervult een rol in de communicatie tussen potentiële subsidieontvangers en het ministerie van KGG als subsidieverstrekker. De subsidieontvangers hebben goed en actueel inzicht in de financiën van komende projecten, maar hebben tegelijk ook een belang in de hoogte van de subsidie. Het ministerie van KGG zal in de subsidieregeling de hoogte van en de bepalingen aan de subsidie vast moeten stellen en wenst daar eerst advies over te ontvangen. Het ministerie vraagt dit advies aan het PBL en dit rapport is het antwoord op de adviesvraag.

Het ministerie van KGG heeft geen aanwijzingen gegeven aan het PBL. We hebben de werkzaamheden uitgevoerd op basis van een adviesvraag en uitgangspunten. De uitgangspunten staan integraal en volledig vermeld in dit rapport (zie hoofdstuk 2). De uitgangspunten bevatten veelal aspecten die als beleidsmatige keuzes getypeerd kunnen worden. We zien deze uitgangspunten als nuttige inkadering om betekenisvol subsidieadvies te kunnen geven. Binnen de kaders van dit SDE++-adviesproject formuleren we echter geen inhoudelijk standpunt over de uitgangspunten. De adviesvraag en de daarbij door het ministerie van KGG geformuleerde uitgangspunten vormen het raamwerk op grond waarvan dit advies in technische zin is geformuleerd. Het PBL heeft en houdt de ruimte om in ander verband dan dit adviesproject, onafhankelijk – gevraagd of ongevraagd – te adviseren over de SDE++ in brede zin.

1.3 Leeswijzer

We gaan ervan uit dat de lezer bekend is met de SDE++-regeling. Meer informatie over de SDE++-regeling zelf is te vinden op de [website van RVO](#).

In hoofdstuk 2 gaan we in op de methodologie en uitgangspunten voor dit advies. In hoofdstuk 3 behandelen we overkoepelende zaken zoals de financieringsparameters. In de hoofdstukken 4 tot en met 15 gaan we per technologie in op de kostenparameters (investeringskosten, operationele kosten). Met het oog op de omvang van de rapportage zijn in deze hoofdstukken dubbelingen met eerdere adviezen vermeden. In hoofdstuk 16 zijn de correctiebedragen en basisprijzen terug te vinden, in hoofdstuk 17 de cijfermatige resultaten en hoofdstuk 18 omvat een naar subsidie-intensiteit

gerangschikt overzicht van alle categorieën. Na hoofdstuk 18 volgt een lijst met gebruikte afkortingen en geraadpleegde literatuur.

De bijlagen omvatten de externe review uitgevoerd door VITO en onze reactie daarop (bijlage 1), de consultatiereacties met verwerking (bijlage 2) en een opsomming van mogelijk nieuwe categorieën in de SDE++ 2025 (bijlage 3). Ook is in bijlage 4 een beslisboom te vinden over het wel of niet toepassen van ETS-correctie. Daarnaast zijn dit jaar twee bijlagen toegevoegd met berekeningen van twee nieuwe technologieën: elektrische kraakfornuizen (bijlage 5) en warmteproductie uit ijzerpoeder (bijlage 6). Deze categorieën hebben we dit jaar wel doorgerekend maar met onvoldoende nauwkeurigheid om in het advies op te nemen en daarom hebben we deze in de bijlage opgenomen. De berekeningen voor de basisbedragen behorende bij de SDE++-adviezen zijn gemaakt met het Onrendabele-Topmodel (OT-model). Dit is beschikbaar via de PBL-website.

2 Methodologie

2.1 Werkwijze

Het onderzoek is in eerste instantie gericht op het bepalen van de hoogte van de benodigde subsidies voor CO₂-reducerende opties, al dan niet via de productie van hernieuwbare energie. Op basis van algemene, generieke informatie, zoals openbare bronnen of geaggregeerde informatie van SDE++-aanvragen, hebben we een generieke berekening gemaakt. Voor categorieën die eerder in de SDE++ zijn opengesteld, hebben we vooral een verschilanalyse uitgevoerd wat er in het afgelopen jaar is veranderd. In enkele gevallen werd in het voortraject contact gezocht met potentiële verschaffers van informatie om vormgevings- en kosteninformatie van aankomende projecten te bespreken. Vervolgens hebben we ingezoomd op specifieke kenmerken van projecten of verschillen tussen projecten, om te beoordelen hoe de verschillende aankomende projecten gecategoriseerd kunnen worden.

Het onderzoekstraject is opgeknipt in fasen. In het voorjaar van 2024 is een wijzigingsnotitie gepubliceerd, waarlangs ook een reactie kon worden gegeven op het eindadvies voor de SDE++ 2024 (Lensink, 2024). Iedereen die er kennis van had genomen, heeft kunnen reageren via een schriftelijke consultatie. Daar zijn ongeveer 90 reacties op gekomen. De onderzoekers hebben naar aanleiding van deze reacties ongeveer 80 nadere gesprekken gevoerd. De consultatiereacties zijn in algemene en anonieme vorm besproken met de Rijksdienst voor Ondernemend Nederland en het ministerie van KGG, zodat het ministerie in staat gesteld werd om de uitgangspunten te heroverwegen.

Op initiatief van het PBL is ook dit jaar een externe reviewer gevraagd om te reflecteren op de uitgebrachte adviezen. Daarbij zijn de conceptadviezen met de reviewer doorgenomen en waar van toepassing zijn bevindingen van de reviewer meegenomen in het eindadvies dat nu voorligt.

2.2 Uitgangspunten SDE++

2.2.1 Aanleiding

KGG gebruikt dit advies bij het vaststellen van de maximale subsidiebedragen per categorie productie-installaties en de vormgeving en uitvoering van de SDE++-regeling. Dit document geeft beknopt de uitgangspunten weer om het advies over de basisbedragen, het correctiebedrag en de basisenergieprijs voor de SDE++ 2025 goed uit te kunnen voeren. In 2020 is de bestaande SDE+-regeling verbreed naar de SDE++. Nieuw hierbij is dat naast categorieën voor de productie van hernieuwbare energie ook CO₂-reducerende opties anders dan hernieuwbare energie in aanmerking komen voor subsidie. Dit zorgt ervoor dat de regelgeving en de methodiek en dus ook de uitgangspunten voor de SDE+ zijn uitgebreid zodat deze ook toepasbaar zijn voor een breder palet aan CO₂-reducerende categorieën. In 2021 werd de SDE++ verder verbreed. Sinds 2022 ligt de nadruk op een verdere verdieping binnen de bestaande categorieën. Op het moment dat verschillende uitgangspunten niet te verenigen zijn of aanvullende uitgangspunten noodzakelijk zijn, neemt het PBL contact op met KGG. Paragraaf 2.2 tot en met paragraaf 2.6 beschrijft de uitgangspunten voor het advies van PBL zoals ze door het ministerie van KGG zijn meegegeven.

2.2.2 Rangschikking in de SDE++

In de SDE++ worden projecten in essentie op de volgende manier beoordeeld. De aanvrager geeft aan welke meetbare eenheid er geproduceerd wordt en tegen welk bedrag per eenheid (basisbedrag). De rangschikking van aanvragen is eerst op datum van binnenkomst, vervolgens op subsidie-intensiteit. De uitkering van de subsidie vindt plaats op basis van de meetbare eenheid die gerapporteerd wordt en gecontroleerd kan worden.

2.2.3 Rangschikken op CO₂

Bij de SDE++ komen meer technieken in aanmerking voor subsidie dan in de SDE+, waardoor er ook meer meetbare eenheden zijn, zie tabel 2.1.

De rangschikking van technieken is op basis van subsidiebehoefte per ton CO₂. Bij het bepalen van de subsidiebehoefte gaat het om het verschil tussen het basisbedrag en het correctiebedrag. Aangezien het correctiebedrag wijzigt over de looptijd, wordt bij het bepalen van de rangschikking in plaats daarvan uitgegaan van het verschil tussen het basisbedrag en de langetermijnmarktprijs of -energieprijs.

Om rangschikking op deze manier mogelijk te maken, moet er dus een aantal omrekenfactoren ontwikkeld worden om de CO₂-reductie te bepalen. Enerzijds om meetbare eenheden (technieken) om te rekenen naar CO₂-reductie. Anderzijds om waar nodig technieken die andere broeikasgassen dan CO₂ reduceren om te rekenen naar CO₂-equivalenten. Dit betreft scope 1-emissies¹.

Vanwege praktische en analytische beperkingen en de uniformiteit van de regeling wordt bij het bepalen van de rangschikking in principe geen rekening gehouden met secundaire effecten die leiden tot additionele uitstoot of reductie van broeikasgassen. Uitzondering op deze regel zijn de emissies door gebruikte elektriciteit (scope 2-emissies) en de keteneffecten na of tijdens het productieproces op Nederlands grondgebied (scope 3-emissies) als dit de primair beoogde CO₂-reductie betreft. Voor monomestvergisting wordt de vermeden methaanemissie uit mest als onderdeel van het primaire proces beschouwd en zal dit in de rangschikking tot uiting komen.

¹ Scope 1 sluit aan bij de emissies uit de schoorsteen. Bij scope 2 wordt rekening gehouden met de emissies van ingekochte elektriciteit, warmte, koeling enzovoorts. Bij scope 3 wordt rekening gehouden met de broeikasgasemissies van zowel ingekochte producten als het gebruik van geproduceerde producten door klanten en bij de afvalverwerking.

Tabel 1.2

Meetbare eenheden in de SDE++

Hoofdcategorieën SDE++	Meetbare eenheid
Hernieuwbare elektriciteit	kWh elektriciteit
Hernieuwbaar gas	kWh gas
Hernieuwbare warmte	kWh warmte
Gecombineerde opwekking	kWh warmte + elektriciteit
CO ₂ -reductie: afvang en CO ₂ -arme productie	ton ^a CO ₂ Overige broeikasgassen (ton CH ₄ , ton N ₂ O) kWh elektriciteit kWh warmte Productie energiedrager (kWh H ₂ , liter biobrandstoffen) Grondstofinput (m.b.t. recycling)

a) ton is gelijk aan 1000 kg.

2.2.4 Algemene uitgangspunten rangschikking op CO₂

- Graag advies wat per meetbare eenheid een omrekenfactor is waarop de bijbehorende CO₂-reductie kan worden berekend. Bij CO₂-reducerende opties met verbruik van elektriciteit wordt er rekening mee gehouden dat deze elektriciteit deels fossiel wordt opgewekt.
- Voor de productie en het verbruik van elektriciteit wordt voor baseload gerekend met de gemiddelde marginale optie in 2036 of, indien dit niet beschikbaar is, het laatste jaar van de KEV. Voor projecten met een economische levensduur langer dan de subsidieperiode wordt hier de helft van het verschil tussen de subsidieperiode en de economische levensduur bij opgeteld.
- Als dat voor bijvoorbeeld 75% van de tijd een moderne gascentrale is en 25% van de tijd een hernieuwbare bron, zal dat een gewogen gemiddelde zijn voor het bepalen van de omrekenfactor. Hierbij wordt een uitzondering gemaakt voor opties waarvan de aannahme is dat die enkel produceren op het moment dat hernieuwbare elektriciteit de marginale optie is en daarmee een corresponderend lage emissiefactor voor elektriciteit hebben voor het verbruik van de elektriciteit. Graag advies over hoeveel uren per jaar dit het geval is over de looptijd van de subsidie. Voor opties die achter de meter direct aangesloten zijn op een bron van hernieuwbare elektriciteit kan het aantal uren verschillen van opties die geen directe koppeling hebben.
- Voor het verbruik van elektriciteit mag op geen enkel uur van het jaar netto CO₂ -uitstoot plaatsvinden.
- Bij hernieuwbare warmte wordt uitgegaan van verdringing van de inzet van aardgas in een ketel.
- Graag advies wat de omrekenfactor is voor overige broeikasgassen (CH₄, N₂O) die aansluit bij internationaal geaccepteerde methodiek (IPCC).
- Emissieregistratie moet conform de EU-richtlijn voor registratie van broeikasgasemissies plaatsvinden.
- Voor zon-pv is het wenselijk dat wordt gecorrigeerd voor eigen verbruik (netto productie). Graag advies over het meenemen van een gemiddeld eigen verbruik in zon-pv-projecten ten behoeve van de rangschikking. Hierbij kan onderscheid gemaakt worden tussen categorieën als deze verschillen (bijvoorbeeld daksystemen en veldsystemen).
- Bij de rangschikking van technieken waarvan de levensduur langer is dan de subsidieperiode wordt rekening gehouden met broeikasgasreductie door productie na de subsidieperiode. Dit wordt gedaan door de subsidie-intensiteit te verlagen door deze te

vermenigvuldigen met een rangschikkingsfactor: subsidieperiode / economische levensduur.

- Deze periode wordt net zo lang gekozen als de extra periode op basis waarvan de restwaarde wordt berekend.
- De waarde van Garanties van Oorsprong (GvO) en Hernieuwbare-Brandstof-Eenheden (HBE)² wordt meegenomen in de rangschikking. De ETS-correctie wordt meegenomen in de rangschikking als deze voor de meeste projecten in de categorie van toepassing is.

2.2.5 Uitgangspunten berekening basisbedragen SDE++

Algemene uitgangspunten SDE++

- De volgende aspecten zijn van belang bij het opnemen van een nieuwe techniek in de SDE++. Graag ontvangt KGG overwegingen als op deze gebieden twijfels bestaan:
 - a) De techniek zorgt voor reductie van broeikasgassen in Nederland.
 - b) Er is voldoende potentieel en interesse vanuit de markt voor uitrol van de techniek.
 - c) Er is een vast te stellen onrendabele top ten opzichte van een referentietechniek of product.
 - d) Er is marktinformatie beschikbaar over de kosten en inkomsten of vermeden kosten.
 - e) De spreiding van projectkosten en aantal vollasturen is niet dermate groot dat er geen generiek basisbedrag kan worden vastgesteld.
 - f) Er kan een langetermijnprijs worden vastgesteld.
- Onder de kostprijs van de gereduceerde hoeveelheid CO₂ wordt verstaan: de gemiddelde som van investerings- en exploitatiekosten die kunnen worden toegerekend aan de gereduceerde hoeveelheid CO₂, plus een redelijke winstmarge, gedeeld door de te verwachten hoeveelheid gereduceerde hoeveelheid CO₂.
- Over het algemeen moet het merendeel van de projecten gerealiseerd kunnen worden met het berekende basisbedrag. Echter, voor categorieën die naar verwachting een grote spreiding in de kosten en opbrengsten hebben en waar weinig projectinformatie beschikbaar is, wordt uitgegaan van een kosteneffectief project als basis om de subsidie te berekenen.
- Ga bij categorieën die te maken hebben met aanleg van benodigde infrastructuur (zoals pijpleidingen) uit van een afstand die overeenkomt met een kosteneffectief project.
- Het is wenselijk om overwegingen voor vormgeving van de regeling mee te geven die eraan bij kunnen dragen dat het berekende basisbedrag goed toepasbaar is op een categorie. Bijvoorbeeld afbakeningen in schaalgrootte, type grondstof of toepassing.
- Het is wenselijk om overwegingen mee te geven ten aanzien van nieuwe, te verwijderen of aangepaste of samengevoegde categorieën. Alvorens een nieuwe categorie wordt opgenomen in het onderzoek wordt overleg gevoerd met KGG.

² Vanwege de implementatie van de RED-III wordt de jaarverplichting voor vervoer aangepast om niet langer op energie-inhoud te sturen, maar op CO₂-ketenemissiereductie. HBE's worden dan vervangen door emissiereductie-eenheden (ERE's).

- Bij de keuze van de categorieafbakening wordt mede rekening gehouden met het correctiebedrag.
- Voor de looptijd van de subsidie worden dezelfde periodes als in de SDE++ 2024 gehanteerd (12 of 15 jaar), tenzij er zwaarwegende redenen zijn om hiervan af te wijken.
- Om een basisbedrag te kunnen adviseren voor een categorie, moet het aannemelijk zijn dat er meer dan één project voor in aanmerking komt. Is dit niet het geval dan wordt contact gezocht met KGG.
- 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 juni 2024 bekende wet- en regelgeving die op 1 januari 2025 van kracht zal zijn. Indien bekende beleidsvoornemens van de overheid naar verwachting een grote impact hebben op de basisbedragen, zal nader overleg met KGG plaatsvinden.
- Er wordt uitgegaan van generiek voor Nederland geldende regels.
- Innovatieve technologieën worden beschouwd als betrouwbare technologie. Er wordt dus geen rekening gehouden met hogere kosten voor onderhoud of lagere vollasturen door het buitensporig buiten bedrijf zijn van de installatie.
- Er wordt in het algemeen uitgegaan van nieuwe installaties. Bestaande installaties komen niet in aanmerking voor subsidie. Hierop zijn enkele uitzonderingen van toepassing, die worden genoemd bij de specifieke uitgangspunten voor de betreffende technieken.
- In het geval een installatie deels voor andere toepassingen wordt gebouwd dan de productie van hernieuwbare energie of de reductie van CO₂, bestaan de kosten van de referentie-installatie uit de meerkosten ten opzichte van de situatie zonder energieproductie of reductie van CO₂.
- Kosten die gemaakt worden voorafgaand aan een SDE++-aanvraag worden niet meegenomen.
- Participatiekosten worden gezien als winstdeling.
- De volgende kosten worden niet meegerekend en worden geacht betaald te worden uit het rendement op het ingebrachte eigen vermogen: voorbereidingskosten (bijvoorbeeld kosten geologisch onderzoek, haalbaarheidsstudies of vergunningen).
- Eventuele extra kosten voor de inkoop van CO₂ na verduurzaming zijn geen onderdeel van het basisbedrag of correctiebedrag.
- De inkoop van elektriciteit wordt opgenomen in het basisbedrag en niet in een correctiebedrag.
- Sinds 2023 zijn binnen de SDE++ de volgende domeinen geïdentificeerd:
 - a) Elektriciteit (productie van hernieuwbare elektriciteit)
 - b) Lagetemperatuurwarmte
 - c) Hogetemperatuurwarmte
 - d) CO₂-afvang, -opslag of -gebruik (CCS/CCU)
 - e) Moleculen (onder andere groen gas, geavanceerde hernieuwbare brandstoffen en waterstofproductie). KGG vraagt advies in welk domein een categorie hoofdzakelijk valt. Daarbij kan gekeken worden naar de belangrijkste outputstroom. De grens tussen hoge- en lagetemperatuurwarmte ligt op 100 graden Celsius.
- Bij de subsidie-intensiteit van een techniek die hoger ligt dan 300 euro/ton CO₂, wordt aangegeven welke basisbedragen leiden tot een stimulering van 300 euro/ton CO₂. Binnen de domeinen:
 - b) Lagetemperatuurwarmte,
 - c) Hogetemperatuurwarmte en

- e) Moleculen, wordt voor de technieken met een subsidie-intensiteit hoger dan 400 euro/ton CO₂ ook aangegeven welk basisbedrag zou leiden tot een subsidie-intensiteit van 400 euro/ton CO₂.
- KGG is voornemens om categorieën uit de SDE++ te verwijderen als hier geen projecten meer voor in voorbereiding zijn. Graag ontvangt KGG advies over de categorieën waarvoor dit het geval is. Startpunt voor deze analyse is als projecten drie jaar in de regeling zijn opgenomen en geen aanvragen hebben gehad.

Financiële uitgangspunten

- Uitgangspunt voor alle categorieën is projectfinanciering.
- Rente, rendement op eigen vermogen, WACC en verhouding tussen eigen vermogen en vreemd vermogen, worden per technologie bepaald en geconsulteerd.
- Er wordt geen rekening gehouden met EIA of MIA/VAMIL, ook niet voor netaansluitingen voor veldsystemen voor zon-pv.
- De voordelen van groenfinanciering worden verrekend als deze generiek van toepassing zijn op een categorie.
- Er wordt geen rekening gehouden met effecten van bevoorschotting of banking.
- Er wordt rekening gehouden met de restwaarde van een installatie na afloop van de subsidieperiode.
- 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. In dat geval wordt niet langer de volledige onrendabele top vergoed. Deze basisprijspremie wordt bepaald op basis van een risicopremie afhankelijk van de prijsvolatiliteit en langetermijnprojectie van de relevante marktindex. Uitgangspunten hernieuwbare energie
- Onder de kostprijs van 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.
- Een advies wordt gevraagd voor de basisbedragen, de correctiebedragen en de basisenergieprijzen van de categorieën zoals opgenomen in de SDE++ 2024 (tenzij anders aangegeven).
- Bij de categoriedefinitie kan worden uitgegaan van de definitie gehanteerd in de regeling SDE++ 2024 (tenzij anders aangegeven). Als het wenselijk is om hiervan af te wijken, dan wordt dit onderbouwd.
- Bij de afbakening van categorieën naar schaalgrootte wordt in beginsel het nominaal vermogen gehanteerd, tenzij het wenselijker is een ander criterium te hanteren.
- De basisbedragen voor hernieuwbare energie worden in euro/kWh uitgedrukt.
- Advies wordt gevraagd over mogelijkheden om binnen de SDE++ beter rekening te houden met de schaarste op het gebied van netcapaciteit.

Uitgangspunten biomassa

- Bij de bepaling van de kostprijs van biomassa wordt rekening gehouden met de accijnzen en met de duurzaamheids- en broeikasgasemissiereductiecriteria die opgenomen zijn in de Europese Richtlijn voor hernieuwbare energie en de Regeling conformiteitsbeoordeling vaste biomassa voor energietoepassingen, voor zover deze eisen ook verplicht van toepassing zijn.

- Voor het bepalen van de juiste referentiebrandstof wordt in eerste instantie uitgegaan van de binnen de SDE++ 2024 toegestane grondstoffen per categorie.
- De algemeen geldende regelgeving betreffende emissies wordt gebruikt bij de kosteninschatting van de referentie-installatie in de bio-energiecategorieën.
- Het is mogelijk om een opslag op de houtprijs op te nemen om risico's van kortlopende houtcontracten te compenseren.
- Om de stijging van de biomassaprijzen niet verder aan te moedigen wordt voor biomassa die alleen lokaal/regionaal beschikbaar is een eventuele stijging van de biomassaprijzen behoudend meegenomen in de berekening van het basisbedrag.

Uitgangspunten warmte

- Kosten voor de aanleg van distributie-infrastructuur voor het transport van duurzame warmte worden niet meegenomen in de berekening van de basisbedragen. De kosten voor de aansluiting van een project op dit distributienet (inclusief de aanleg van de leiding er-naar toe) worden wel meegenomen.
- Bij WKK-installaties op basis van een biogasmotor wordt in het rapport expliciet aangegeven welke warmtekrachtverhouding geldt.
- De minimale grootte voor een warmtepomp binnen de regeling is 500 kWth (in lijn met de ondergrens bij de biomassaketels).
- Ga uit van een warmtepomp met een halogeenvrij koudemiddel.
- Onderzoek bij de categorieën waar voor een groot aantal projecten sprake is van koudelevering hoe deze projecten passend gestimuleerd kunnen worden.
- Advies wordt gevraagd over mogelijkheden om binnen de SDE++ beter rekening te houden met de schaarste op het gebied van netcapaciteit.

2.2.6 Techniek-specifieke uitgangspunten voor hernieuwbare-energie-opties

Waterkracht

- De categorie waterkracht betreft hernieuwbare elektriciteit geproduceerd door een productie-installatie waarmee door middel van hydro-mechanisch-elektrische omzetting hernieuwbare elektriciteit wordt geproduceerd uit potentiële dan wel kinetische energie van stromend water dat niet specifiek ten behoeve van de elektriciteitsproductie omhoog is gepompt.
- Bij gebruik van waterkracht als opslagsysteem komt de waterkrachtinstallatie niet in aanmerking voor de SDE++.
- Als visgeleidingssystemen doorgaans vereist zijn, worden de kosten hiervoor opgenomen in de kosten van de referentie-installatie.

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, die zijn aangesloten op een elektriciteitsnet via een aansluiting met een totale maximale doorlaatwaarde van meer dan 3*80 A.

- 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.
- Grondkosten en dakhuur bij zon-pv worden niet in de kosteninschatting meegenomen.
- Ga uit van een additionele transportcapaciteit van 50% ten opzichte van het aangesloten piekvermogen van de zonnepanelen met als doel dat deze systemen beter aansluiten op de van toepassing zijnde netcapaciteit.
- Vanwege de grote ruimtelijke impact van zon-pv-projecten op land een basisbedrag bepalen waarin de meerkosten voor additionele maatregelen ter voorkoming van negatieve effecten op de leefbaarheid (transformatorhuis/omvormers op afstand van wonen), het beschermen van biodiversiteit (natuurvriendelijk ontwerp) en de bescherming van bodem- en waterkwaliteit zijn meegenomen.

Aandachtspunten 2025 ten opzichte van 2024

- Graag extra aandacht in het advies voor de kosten en variatie van de post landschapsinpassing bij natuurinclusieve systemen.
- Een aparte categorie voor zon-pv op zwakke daken die met een kleine dakaanpassing geschikt gemaakt kunnen worden.
- Geen apart basisbedrag voor lichtgewicht panelen, deze kunnen gebruik maken van de categorie zwakke daken met kleine dakaanpassing.
- Advies over de haalbaarheid en meerkosten van een maximale CO₂-eis voor zonnepanelen van indicatief 550 kg CO₂ / kWp.
- Advies of het geadviseerde basisbedrag ook passend is als ook geheel of gedeeltelijk gebruikte materialen (met uitzondering van de panelen) worden toegestaan om hergebruik te bevorderen en welke componenten dit betreft.
- Graag aandacht in het advies voor het effect van negatieve elektriciteitsprijzen op de vollasturen.

Windenergie

- Bij de berekening van de grondkosten wordt uitgegaan van een prijs die gelijk is aan de prijs die gehanteerd is bij de advisering over de basisbedragen SDE++ 2022 (0,0021 euro/kWh) gecorrigeerd voor inflatie.
- Voor het referentieproject wordt uitgegaan van ashogtes van ten minste 100 meter als dit opportuun is.
- Gevraagd wordt de basisbedragen te berekenen voor een aparte categorie kleinere windmolens die door landelijk beleid of beperking door radar een hoogterestrictie hebben.
- Vanwege de grote ruimtelijke impact van windprojecten op land ook een basisbedrag bepalen waarin de meerkosten voor het voorkomen van negatieve effecten op de leefbaarheid en gezondheid en het beschermen van vogels en vleermuizen zijn meegenomen (uitzetten verlichting met behulp van naderingsdetectie (zoals transpondertechniek) en stilstandregeling in verband met slagschaduw en geluid (op bepaalde momenten/gebruik maken van sensoren)

Aandachtspunten 2025 ten opzichte van 2024

Advies of het geadviseerde basisbedrag ook passend is als ook geheel of gedeeltelijk gebruikte materialen worden toegestaan om hergebruik te bevorderen en welke componenten dit betreft.

Geothermie

- Alleen projecten met een boordiepte van ten minste 500 meter komen in aanmerking voor SDE++; dit geldt ook voor ondiepe geothermie.
- Bij het bepalen van een referentie-installatie voor 'geothermie basislast' en 'ondiepe geothermie basislast' wordt uitgegaan van de toepassing tuinbouw.
- Er wordt rekening gehouden met de garantieregeling geothermie.
- Bij het bepalen van het basisbedrag voor de categorie 'ondiepe geothermie, geen basislast' wordt uitgegaan van de toepassing voor een typisch lagetemperatuur-stadsverwarmingsproject.

Aquathermie

- Geen bijzonderheden ten opzichte van het eindadvies van vorig jaar.

Waterzuivering

- Bij de bepaling van de referentie-installatie van de categorie verbeterde slibgisting bij rioolwaterzuiveringen wordt uitgegaan van de goedkoopste techniek die toegepast kan worden bij zowel bestaande installaties die meer biogas willen gaan proberen als nieuwe installaties die zich richten op de vergisting van secundair slib.

Verbranding en vergassing

- Het is mogelijk om prijsonderscheid te maken in biomassagebruik tussen grote en kleine installaties ook als de biomassa hetzelfde is.
- Er wordt geen generieke differentiatie van verschillende type verse biomassa opgenomen binnen één categorie.
- Vanwege de hogere kostprijs wordt gevraagd geen advies uit te brengen voor een aparte categorie voor pyrolyseolie.
- Er wordt geen advies gevraagd voor WKK-installaties op basis van thermische conversie.
- De kenmerken van verlengde-levensduurprojecten worden gebaseerd op de projecten die daadwerkelijk in bedrijf zijn genomen, rekening houdende met de huidige uitgangspunten, en die in 2025 een aanvraag voor verlengde levensduur zouden kunnen indienen, uitgaande van zo'n aanvraag drie jaar voor aflopen van de SDE+-beschikking.
- Geen advies uitbrengen voor de categorie vergassing van biomassa voor waterstofproductie.
- Voor de categorieën van verbranding van biomassa uitgaan van een subsidieperiode van 12 jaar.

Aandachtspunten 2025 ten opzichte van 2024:

- Advies uitbrengen voor de vergassing van afval naar waterstof of groen gas en daarbij uitgaan van afvalstromen die volgens de minimumstandaarden in het LAP mogen worden verbrand.

Vergisting

- Hernieuwbaargas-, WKK- of warmtehub worden niet apart doorgerekend.
- Bij de categorie monomestvergisting wordt uitgegaan van 100% dierlijke mest zonder co-producten.
- De kenmerken van verlengde-levensduurprojecten worden gebaseerd op de projecten die daadwerkelijk in bedrijf zijn genomen, rekening houdende met de huidige uitgangspunten,

en die in 2025 een aanvraag voor verlengde levensduur zouden kunnen indienen, uitgaande van zo'n aanvraag drie jaar voor aflopen van de SDE++-beschikking.

Aandachtspunten 2025 ten opzichte van 2024:

- Voor groen gas productie uit monomestvergisting onderzoeken of er aanleiding is om het aantal categorieën uit te breiden.

Warmte uit compostering

- Er wordt rekening gehouden met eventuele bespaarde afzetkosten voor gecomposteerde biomassa.

2.2.7 Techniek-specifieke uitgangspunten voor andere CO₂-reducerende opties

Elektrische boiler

- Er wordt rekening gehouden met mogelijke verschillende omzettingsrendementen van de elektrische en gasboiler.
- Er wordt uitgegaan van een flexibel inzetbare installatie die enkel produceert op het moment dat hernieuwbare elektriciteit de marginale optie is.
- Er wordt advies gevraagd of het gewenst is een separate categorie op te nemen voor toepassingen waar geen of minder kosten worden gemaakt voor de jaarlijkse aansluitkosten omdat er voldoende afnamecapaciteit aanwezig is op locatie.
- Er wordt gevraagd om per kalenderjaar te berekenen hoeveel vollasturen een installatie kan maken zodat de inzet nog leidt tot besparing van CO₂-emissies, voor de kalenderjaren dat dit lager is dan het aantal uren dat hernieuwbare elektriciteit de marginale optie is over de looptijd van de subsidie (zie 2.2.4 algemene uitgangspunten rangschikking op CO₂).
- Maak inzichtelijk wat het effect van de netwerktarieven op het basisbedrag is.
- Graag advies over een categorie voor de elektrische boiler waarbij alleen de onrendabele top van de opex wordt berekend, met een looptijd van 5 jaar, waarbij ook de langetermijnprijs en de basisenergieprijs worden aangepast op deze kortere looptijd.

Hogetemperatuur thermische opslag (H-TES)

- Onderzoek of een minimale ondergrens voor de opslagcapaciteit per eenheid opgesteld vermogen kan worden gehanteerd.

Procesgeïntegreerde warmtepompen in verdampingssysteem (PWP)

- Onderzoek wat de effecten zijn van het hanteren van een vaste COP-waarde als ondergrens.

Industriële warmtepomp

- Graag advies over systemen die gebruik maken van meerdere warmtepompen. Hierbij extra oog houden voor de uitvoerbaarheid van deze systeemafbakening.
- Graag advies voor een warmtepomp voor 5000 vollasturen, of tussen 4500-6000 vollasturen. Reken deze categorie alleen door als deze voldoende afgebakend kan worden en van de huidige categorieën verschilt.
- Onderzoek de volgende elektrificatietechnieken en reken deze door indien dit kan leiden tot een subsidie-intensiteit onder de 1000 euro/tCO₂:

- Thermische energie uit water met hoge-temperatuur-warmtepomp. Overweeg hierbij of de toepassing van een hoge-temperatuur-warmtepomp ook mogelijk of wenselijk is in combinatie met andere warmtebronnen; Elektrificatie van grote compressoren (thermo-compressoren, stoomcompressoren) (thermische damprecompressie).

Benutting van restwarmte

- De verhouding tussen pijplengte en vermogen wordt meegenomen om tot een passend advies te komen. Indien wenselijk kan een staffel worden voorgesteld.
- Er wordt gekeken naar restwarmte uit datacentra en andere bronnen.

Waterstofproductie door elektrolyse

- Aandachtspunt bij deze categorie zijn de aannames over opbrengst en kosten uit de nevenverkoop van zuurstof voor het referentieproject.
- Advies wordt gevraagd over een elektrolyse-installatie waarvan de productie voldoet aan de vereisten van de gedelegeerde handelingen van de Europese Commissie.
- Deze categorie kan worden opgesplitst in elektrolyse-installaties die aan het net gekoppeld zijn, een directe lijn hebben met een wind- of zonnepark, of allebei.
- Kijk hierbij ook naar elektrolyse-installaties van meer dan 100 MW. Reken deze techniek alleen door indien dit kan leiden tot een subsidie-intensiteit onder de 400 euro/tCO₂.

CCS

- De afvang kan plaatsvinden bij verschillende industriële processen.
- Onderzoek de afvang van zowel fossiele als biogene emissies.
- Kolen- en gascentrales komen niet in aanmerking, overige energieproductie mogelijk wel.
- De CO₂ kan worden opgeslagen in het buitenland.
- In het basisbedrag wordt de aanleg van de hoofdinfrastructuur niet meegenomen. De kosten voor de aansluiting van een project op de hoofdinfrastructuur (inclusief de aanleg van de leiding ernaar toe) worden wel meegenomen.
- Daarnaast kunnen de kosten voor transport en opslag van CO₂ in het basisbedrag worden opgenomen.
- Bij nieuwe 'pre-combustion CO₂-afvang bij een nieuwe installatie' wordt uitgegaan van een minimale CO₂-reductie van 80% ten opzichte van de huidige EU-ETS-benchmark voor waterstofproductie³. Onderzoek het verschil in kosten met een minimale CO₂-reductie van 90%, zoals opgenomen in de meest recente EU-taxonomie.
- Categorieën waar zowel ETS-bedrijven als niet-ETS-bedrijven voor in aanmerking komen worden opgesplitst in twee categorieën met bijpassende correctiebedragen.
- Bij de CO₂-afvang bij waterstofproductie uit industriële reststoffen wordt geen rekening gehouden met de kosten voor inkoop van aardgas benodigd voor de compensatie van de energetische verliezen die optreden bij de omzetting van deze reststoffen naar waterstof.

³ Deze is 8,85 tCO₂/tH₂, dus met een reductie van 80% mogen de installaties met CCS maximaal 1,77 tCO₂/tH₂ uitstoten.

CO₂-afvang en levering aan de glastuinbouw

- Gevraagd wordt een goede referentietechniek te onderzoeken in de glastuinbouw die wordt vervangen (uitgezet wordt) door de CO₂-levering. Hierbij wordt rekening gehouden met scope 2-emissies conform de algemene uitgangspunten.
- Aangesloten wordt bij de uitgangspunten voor CCS voor het berekenen van de kosten voor CO₂-afvang. Binnen deze techniek wordt ook gekeken naar CO₂-afvang bij afvalenergiecentrales en afvalverbrandingsinstallaties. Net als bij CCS wordt in het basisbedrag de aanleg van de hoofdinfrastructuur niet meegenomen. De kosten voor de aansluiting van een project op de hoofdinfrastructuur (inclusief de aanleg van de leiding ernaar toe) kunnen wel meegenomen worden.
- Daarnaast kunnen de kosten voor transport in het basisbedrag opgenomen worden. Daarbij wordt rekening gehouden met het feit dat de afgevangen CO₂ per pijplijn, auto of schip getransporteerd kan worden. Indien de CO₂ per auto of schip getransporteerd wordt, worden de kosten voor het vloeibaar maken van CO₂ ook in het basisbedrag meegenomen. Door het verschil in kosten kan de techniek twee categorieën krijgen: een voor transport per pijplijn en een voor transport per weg of water.
- In het correctiebedrag worden door de afvanger ontvangen inkomsten voor de geleverde CO₂ meegenomen.

Geavanceerde hernieuwbare brandstoffen

- Gevraagd wordt de volgende technieken te bekijken:
 - a) Productie van bio-ethanol uit lignocellulose biomassa: met deze techniek worden uit lignocellulose biomassa suikers gewonnen die vervolgens door fermentatie worden omgezet tot bio-ethanol die als benzinevervanger kan worden ingezet.
 - b) Bio-LNG uit monomestvergisting en allesvergisting: met deze technieken wordt door vergisting van mest en andere verteerbare grondstoffen methaan verkregen, die na opwerking en liquefactie als bio-LNG voor transportdoeleinden kan worden ingezet.
 - c) Drop-in-biobrandstoffen uit lignocellulosehoudende biomassa.
 - d) Methanol uit lignocellulosehoudende biomassa: met deze techniek worden annex IXa-grondstoffen omgezet in biomethanol. Uitgangspunt hiervoor is de meest kosteneffectieve techniek om biomethanol te maken. Mocht dit via de vergistingsroutes zijn dan kan worden aangesloten bij het onderscheid tussen monomestvergisting en allesvergisting zoals bij bio-LNG.
- Ga ervan uit dat de brandstof in het Nederlandse vervoer wordt ingezet (borging: inzet lenW) en daarmee verbranding van een conventionele brandstof in Nederland vervangt.
- Ga ervan uit dat het project inkomsten kan halen uit HBE's (Hernieuwbare Brandstofeenheden).

Elektrificatie van offshore productieplatformen

- Deze techniek gaat over elektrificatie van productieplatformen die offshore staan en gas winnen. De gasturbines die worden gebruikt om elektriciteit op te wekken, worden overbodig doordat elektriciteit beschikbaar komt middels aansluiting op een offshore elektriciteitsnetwerk en een nieuwe installatie. De elektriciteit op de platformen is grotendeels nodig voor het comprimeren van gewonnen gas en voor de energievoorziening van accommodaties.
- Ga ervan uit dat het gewonnen gas dat niet meer nodig is als inzet voor de gasturbine, kan worden verkocht op de markt (additionele gasverkopen).

- Graag advies over de elektrificatie van offshore productieplatforms die de komende jaren nog te ver van de kust of offshore windparken liggen door middel van het plaatsen van één of enkele windturbines.
- Onderzoek of er op de Noordzee regionale verschillen bestaan in de lengte van de kabel die aanleiding geven tot het introduceren van een staffel.

2.2.8 Uitgangspunten basisprijs en correctiebedrag

Uitgangspunten basisenergieprijs voor hernieuwbare-energieopties

- De hoogte van de basisenergieprijs bedraagt twee derde van de langetermijnenergieprijs.
- De langetermijnenergieprijs wordt afgeleid uit de recentste KEV.
- De langetermijnenergieprijs is daarbij het numerieke gemiddelde van de reële energieprijzen in de komende 15 jaar.
- De berekeningswijze van de basisenergieprijs volgt de berekeningswijze van het correctiebedrag voor de categorie, zij het dat de marktindex vervangen wordt door de langetermijnenergieprijs.
- Voor de profiel- en onbalanskosten van afzonderlijk windenergie, windenergie op zee en zon-pv wordt advies gevraagd over de hoogte van deze kosten. Deze profiel- en onbalanskosten worden generiek voor heel Nederland bepaald.

Uitgangspunten correctiebedrag voor hernieuwbare-energieopties

- Het correctiebedrag is de relevante gemiddelde marktprijs van de geproduceerde energie in het productiejaar.
- De marktindex voor elektriciteit is de uurgemiddelde prijs van de EPEX day ahead.
- De marktindex voor gas is de TTF year ahead-notering op de ICE-Endex.
- Bij het bepalen van de marktindex en de profiel- en onbalanskosten voor elektriciteit worden de periodes met een negatieve prijs gedurende ten minste zes uren buiten beschouwing gelaten voor de SDE-rondes waarbij de aanvragen zijn ingediend na 1 december 2015. Dit betreft de SDE-rondes vanaf 2016 t/m 2022 en de WOZ-regelingen sinds 2015.
- Voor de SDE++ 2023-ronde en later wordt elke periode met een negatieve prijs buiten beschouwing gelaten. Op dit moment bedraagt de minimale periode 1 uur.
- Bij nieuwe categorieën wordt advies gevraagd over de berekeningswijze van het correctiebedrag in het kalenderjaar voorafgaand aan het productiejaar.
- De profiel- en onbalanskosten van windenergie, windenergie op zee en zon-pv worden apart bepaald.
- Bij de bepaling van de profiel- en onbalansfactor van windenergie op zee wordt een gewogen gemiddelde, op basis van het opgesteld vermogen in MW, van de profiel- en onbalansfactor van windparken met een SDE-beschikking gebruikt.
- Er wordt een apart correctiebedrag gehanteerd voor netlevering en eigen verbruik bij zon-pv. Er wordt geen advies gevraagd over verdere verfijning van de methodiek voor correctiebedragen voor warmte ten opzichte van het advies van 2022.
- Er wordt vanwege de beperking van complexiteit in de regeling geen apart correctiebedrag voor warmte en stoom gevraagd.
- Waar nodig kan voor categorieën een verschillend correctiebedrag voor netlevering en eigen verbruik worden gehanteerd.
- Voor elektriciteit uit zonne-energie en windenergie wordt gevraagd wat de waarde van de garantie van oorsprong voor netlevering is.

- Voor andere categorieën wordt gevraagd wat de waarde van een garantie van oorsprong voor netlevering is, als deze hoger is dan 3 euro/MWh. Hierbij wordt aangegeven of de markt voldoende liquide is om een betrouwbare prijs vast te stellen.
- Als de waarde van de garantie van oorsprong van groen gas niet met voldoende zekerheid kan worden vastgesteld wordt deze afgeleid van de ETS-prijs.
- Voor hernieuwbare warmte wordt een aparte correctie (aanvullend op correctiebedrag voor de marktwaarde) bepaald voor bedrijven die onder het ETS-vallen.
- Bij het bepalen van de marktprijs van warmte voor kleinschalige monomestvergistings wordt uitgegaan van de levering van warmte van meerdere installaties aan één grotere afnemer (warmtehub).
- Bij het bepalen van het correctiebedrag voor elektriciteit wordt geen rekening gehouden met de effecten van de inframarginale heffing.
- Voor het bepalen van het consumententarief van Zon-pv dat wordt gebruikt bij de bepaling van het correctiebedrag voor Zon-pv installaties bij kleinverbruikers met een SDE-beschikking uit 2008-2010 uitgaan van de gemiddelde energietarieven voor consumenten, rekening houdend met zowel nieuwe én bestaande contracten.

Uitgangspunten basisprijs voor andere CO₂-reducerende opties

- De langetermijn-CO₂-prijs wordt afgeleid uit de recentste KEV.
- De langetermijn-CO₂-prijs is daarbij het numerieke gemiddelde van de CO₂-prijzen in de komende 15 jaar.
- De hoogte van de basisprijs CO₂ bedraagt tweederde van de langetermijn-CO₂-prijs.

Uitgangspunten correctiebedrag voor andere CO₂-reducerende opties

- Bij gebruik van broeikasgassen of energiedragers als product in een productieproces is niet de CO₂-prijs de referentie voor het correctiebedrag, maar de marktprijs van het product dat het vervangt.
- Bij de berekening van de correctiebedragen wordt er gecorrigeerd voor de prijs van ETS-vergunningen indien de verwachting is dat bedrijven ETS-vergunningen vrijspelen door de CO₂-reducerende installatie. Een aparte correctie (aanvullend op correctiebedrag voor de marktwaarde van het product) wordt bepaald voor bedrijven die onder het ETS vallen.
- De volgende uitgangspunten zijn belangrijk om mee te nemen in het berekenen van de ETS-correctie:
 - a) De hoogte van de ETS-correctie wordt gebaseerd op het ongewogen gemiddelde van de CO₂-prijs uit de EEX, omgezet naar euro/kWh.
 - b) Warmte die opgewekt wordt uit elektriciteit dient in het bepalen van het correctiebedrag geen toegewezen emissierechten te krijgen.
 - c) Niet-elektrisch opgewekte warmte dient bij levering aan stadsverwarming 30% gratis emissierechten te krijgen in het bepalen van het correctiebedrag.
 - d) Niet-elektrisch opgewekte warmte dient bij levering aan industrie 100% gratis emissierechten te krijgen in het bepalen van het correctiebedrag.
 - e) De vermeden inkoop van emissierechten dient ook in de berekening meegenomen te worden. Om de vermeden inkoop te berekenen kunnen aannames worden gemaakt zoals bijvoorbeeld een mix van een gas-WKK/gasketel bij de levering van warmte van elektrische boilers aan stadsverwarming. Over deze aannames ontvangen we graag advies.
 - f) Indien het waarschijnlijk is dat er verschillende ETS-correcties kunnen gelden binnen een categorie, worden de verschillende subsidie-intensiteiten berekend en

opgenomen in de rangschikkingstabel. Dit geldt o.a. voor warmte die geleverd kan worden aan stadsverwarming of overige activiteiten (waaronder industrie).

- g) Bij het bepalen van de ETS-correctie voor categorieën waarin gebruik wordt gemaakt van een warmtepomp wordt de COP van de referentie-installatie aangehouden.
- Houd rekening met veranderingen in het ETS die effect hebben op de onrendabele top.

3 Algemeen

3.1 Financiering

De financiering van hernieuwbare-energieprojecten en projecten met andere CO₂-reducerende technieken is geen constant gegeven. Niet alleen veranderen de technieken door innovatie, maar ook kan bijvoorbeeld door praktijkervaringen of grotere onzekerheid over de prijsontwikkelingen van grondstoffen de risico-inschatting van projecten veranderen. Meer of minder risico betekent in beginsel dat kapitaalverstrekkers een hoger of lager rendement zullen eisen en daarmee hogere of lagere kapitaallasten. Bovendien zijn de kosten van het aantrekken van kapitaal afhankelijk van algemene economische ontwikkelingen die het energiedomein overstijgen.

De financiële parameters die gebruikt zijn voor het berekenen van de basisbedragen zijn weergegeven in tabel 3.1 en worden hierna achtereenvolgens nader toegelicht. We sluiten het hoofdstuk af met de resulterende vermogenskostenvergoedingen voor diverse technologieën of groepen van categorieën. Hierbij gaan we uit van de gemiddelde situatie voor categorieën. Dat laat onverlet dat in de praktijk SDE++-projecten anders gefinancierd kunnen worden.

De financiële parameters voor de meeste industriële CO₂-reducerende categorieën – waaronder benutting van restwarmte uit industrie of datacenters, waterstof uit elektrolyse en CCS, maar met uitzondering van elektrische boilers, industriële warmtepompen en CCU in de glastuinbouw – zijn net als eerdere jaren gelijkgesteld aan een hernieuwbare-energiecategorie die grootschalig binnen de industrie toegepast kan worden, te weten grootschalige biomassa-installaties. Daarmee worden de meeste CO₂-reducerende categorieën beschouwd als categorieën met een hoog risico waarvoor hogere rendementen op vreemd en eigen vermogen zijn vereist. Dit is passend omdat de technologieën nog niet grootschalig zijn uitgerold in de industrie.

Een uitgangspunt dat door het ministerie van KGG is meegegeven, is dat de financiële parameters op basis van projectfinanciering worden bepaald. Een deel van de categorieën wordt in de praktijk geheel of grotendeels gefinancierd via balansfinanciering, bijvoorbeeld omdat ze onderdeel uitmaken van een geïntegreerd bedrijfsproces. Hiertoe behoren de categorieën benutting restwarmte uit industrie of datacenters, elektrische boilers, CCS, CCU in de glastuinbouw, allesvergistingswarmte en -WKK, biomassaverbranding, aquathermie en zonthermie. Hoewel balansfinanciering andere verhoudingen tussen vreemd en eigen vermogen en andere rendementen op vreemd en eigen vermogen met zich meebrengt, wijken de resulterende vermogenskostenvergoedingen en basisbedragen bij balansfinanciering niet significant af van een redelijke WACC⁴ en basisbedragen bij toepassing van projectfinanciering.

⁴ WACC staat voor *Weighted Average Cost of Capital*, oftewel de gewogen gemiddelde vermogenskostenvergoeding.

Tabel 3.1

Samenvatting van gehanteerde financiële parameters

Financiële parameters	Technologiecategorieën	Advies	Advies
		SDE++ 2024	SDE++ 2025
Rendement op vreemd vermogen	Zon-pv, windenergie	4,75%	4,0%
Rendement op vreemd vermogen	Waterkracht, zonthermie, PVT met warmtepomp, daglichtkas, elektrische boiler, industriële warmtepomp, CCU in de glastuinbouw	5,75%	5,0%
Rendement op vreemd vermogen	Osmose, aquathermie, energie uit lucht, geothermie, verbranding en vergassing van biomassa, vergisting van biomassa, geavanceerde hernieuwbare brandstoffen, benutting restwarmte uit industrie of datacenters, waterstof uit elektrolyse, CCS, elektrificatie van offshore olie- en gasplatformen	6,25%	5,5%
Rendement op eigen vermogen	Zon-pv	10,0%	9,0%
Rendement op eigen vermogen	Windenergie	11,0%	10,0%
Rendement op eigen vermogen	Waterkracht, zonthermie, PVT met warmtepomp, daglichtkas, elektrische boiler, industriële warmtepomp, CCU in de glastuinbouw	12,0%	11,0%
Rendement op eigen vermogen	Osmose, aquathermie, energie uit lucht, geothermie, verbranding en vergassing van biomassa, vergisting van biomassa, geavanceerde hernieuwbare brandstoffen, benutting restwarmte uit industrie of datacenters, waterstof uit elektrolyse, CCS, elektrificatie van offshore olie- en gasplatformen	14,5%	14,5%
Verhouding tussen vreemd (VV) en eigen vermogen (EV)	Zon-pv	80% VV / 20% EV	80% VV / 20% EV
Verhouding tussen vreemd (VV) en eigen vermogen (EV)	Windenergie	70% VV / 30% EV	75% VV / 25% EV
Verhouding tussen vreemd (VV) en eigen vermogen (EV)	Overige categorieën	70% VV / 30% EV	70% VV / 30% EV
Vennootschapsbelasting	Alle categorieën	25,8%	25,8%
Inflatie	Alle categorieën	2,0%	2,0%
Afschrijvingstermijn	Biomassaverbranding en -vergisting, bio-LNG, warmtepomp categorieën m.u.v. categorieën waarbij warmtepompen een onderdeel zijn van een groter systeem, elektrificatie offshore olie- en gasplatformen	12 jaar	12 jaar
Afschrijvingstermijn	Overige categorieën	15 jaar	15 jaar

3.1.1 Rendement op vreemd vermogen

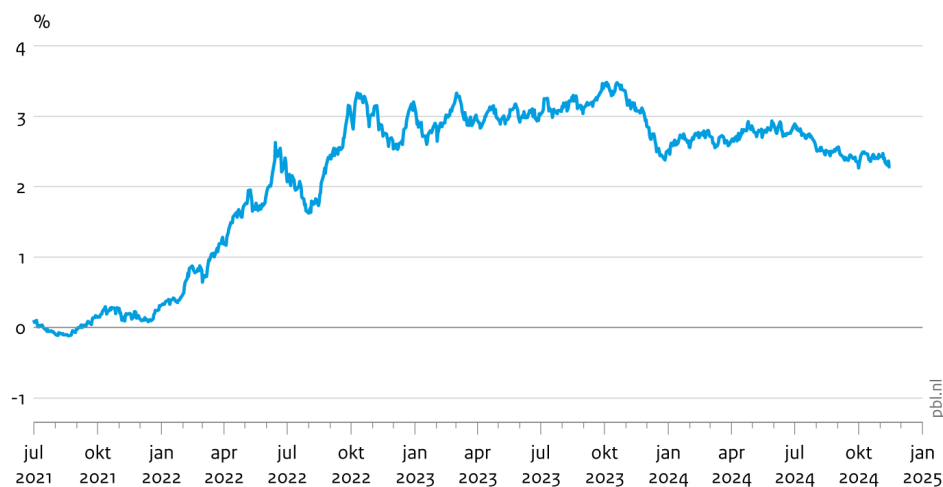
Het rendement op vreemd vermogen is doorgaans opgebouwd uit de risicovrije rente, benaderd door de rente op 10-jaars Nederlandse staatsobligaties, plus een commerciële rentemarge als vergoeding voor het projectrisico aan de vermogensverstrekker. Vanwege de toepassing van projectfinanciering is het rendement op vreemd vermogen van leningen aan SDE++-projecten net als de afgelopen jaren benaderd met de *Interest Rate Swap* (IRS)-rente plus een commerciële rentemarge. Een renteswap is een afspraak tussen twee partijen om tegen vergoeding een reeks rentebetalingen met een vast rentetarief uit te wisselen voor een reeks rentebetalingen met een variabel

rentetarief. De rentemarge is het verschil tussen de gemiddelde rente-inkomsten die banken ontvangen op leningen ('uitleenmarge') en de gemiddelde rente-uitgaven die banken betalen op deposito's ('inleenmarge').

Wat betreft de duur van de leningen aan SDE+-projecten, banken willen zich qua tijdshorizon van de lening in de regel niet langer committeren dan 10 jaar. Na 10 jaar dient er dan herfinanciering plaats te vinden. Aangezien slechts voor een beperkt deel van de oorspronkelijke lening herfinanciering nodig is, is het renterisico hiervan zeer beperkt. Daarom blijven we uitgaan van een 10-jaarslening.

De afgelopen 12 maanden is de rente na aanvankelijk nog licht te zijn gestegen, behoorlijk gedaald. Dit weerspiegelt de drie renteverlagingen door de ECB van 0,25 procentpunt per keer (stand van zaken: 18 november 2024) alsook aangepaste marktverwachtingen over toekomstige renteverlagingen. De rentedaling geldt voor alle rentetarieven, waaronder de rente op 10-jaars Nederlandse staatsleningen en de 10-jaars IRS-rente. Figuur 3.1 geeft de ontwikkeling weer voor de 10-jaars IRS-rente over de afgelopen jaren. Voor dit rentetarief is net als vorig jaar de Euribor (*Euro Interbank Offered Rate*) als rentebenchmark gebruikt, dit is het gemiddelde tarief waartegen Europese banken elkaar leningen in euro's verstrekken. Deze rente wordt getoond op basis van de slotkoersen (zie [website beleggen.nl](https://www.beleggen.nl), geraadpleegd op 18 november 2024).

Figuur 3.1
Rentepercentage van 10-jaarse IRS-rente



Bron: Euro Interbank Offered Rate

De gemiddelde historische IRS-rente over de afgelopen 12 maanden bedroeg 2,6 procent. Naast de historische rente is net als afgelopen jaren ook de verwachte rente berekend per SDE++ 2025-openstellingsdatum. Deze rente is berekend op basis van de huidige marktverwachtingen voor de rente uit de IRS-curve per SDE++ 2025-openstellingsdatum. Gegeven de verwachte openstelling

van de SDE++ 2025 in de zomer van 2025 zal de 10-jaars IRS-rente dan op 2,4 procent uitkomen.⁵ Ook deze berekening is een momentopname, marktverwachtingen en daarmee rentes veranderen voortdurend. We kennen echter geen betere marktinschatting voor de rentetarieven waartegen projectontwikkelaars bij *financial close*⁶ van SDE-projecten in 2025 geld kunnen lenen.

De meest recente gemiddelde rentemarge voor bestaande contracten is op basis van [DNB-statistieken](#) berekend voor 2023 en bedroeg 1,54 procentpunt tegen 1,22 procentpunt voor 2022. Over 2023 zijn de rentemarges dus gestegen, dit past bij de hogere gemiddelde rente in 2023 en de beperkte doorgifte van de hogere beleidsrente van de ECB in de rentes van banken op spaartegoeden spaartegoeden (Lammers & Van Stiphout-Kramer, 2023). Een belangrijke verklaring hiervoor is een gebrek aan concurrentie tussen Nederlandse banken (ACM, 2024). Na de pieken van medio 2023 zijn de rentemarges echter gedaald (ECB, 2024a). Dat blijkt ook uit informatie van de ECB over de leenmarges van Nederlandse monetaire financiële instellingen (MFI's) op nieuwe leningen aan huishoudens en niet-financiële vennootschappen. Deze zijn voor Nederlandse MFI's gedaald van 1,26 procentpunt in 2023 naar 0,88 procentpunt over de periode januari tot en met augustus 2024 (ECB, 2024b). Dit is een gemiddeld percentage voor leningen aan huishoudens en alle typen niet-financiële bedrijven, ongeacht hun risicoprofiel.

Deze generieke rentemarge kan echter niet één-op-één worden vertaald naar rentemarges voor verschillende technologieën. Hierin is namelijk nog geen rekening gehouden met de significante kosten die gemoeid zijn met projectfinanciering die banken verrekenen via de rentemarge. Daarnaast verschillen de risico's voor verschaffers van vreemd vermogen significant tussen *mainstream* technologieën met een relatief laag risico zoals zon-pv en windenergie en meer innovatieve technologieën met een relatief hoog risico zoals geothermie en CCS. Een hogere risico-opslag betekent dat banken een hogere rentemarge zullen vragen.

Op basis van informatie uit de marktconsultatie ligt de rentemarge voor technologieën met een relatief laag risico, dat wil zeggen zon-pv en windenergie, op circa 1,25 tot 1,5 procent. Om te grote fluctuaties van het totale rendement op vreemd vermogen te voorkomen gaan we uit van de bovenkant van de bandbreedte ofwel 1,5 procent (vorig jaar: 1,6 procent). De totale nominale rente op leningen aan zon-pv en windenergie is gelijk aan de som van de IRS-rente en de rentemarge en bedraagt daarmee afgerond 4,0 procent.

Voor technologieën met een gemiddeld risico – zoals waterkracht, zonthermie, PVT met warmtepomp, daglichtkas, elektrische boilers, industriële warmtepompen en CCU in de glastuinbouw – blijft de risico-opslag ten opzichte van categorieën met een laag risico 1,0 procent. Op basis van

⁵ De *forward starting swap rate* per zomer 2025 is berekend op basis van de slotkoersen van 10- en 11-jaars IRS-rentes en de 9-maands Euro-depositorente over de periode 16 oktober tot en met 15 november 2024.

⁶ De datum waarop alle project- en financieringsovereenkomsten tussen projectontwikkelaars en betrokken financiers zijn getekend en aan alle hierin opgenomen voorwaarden (zoals afgegeven vergunningen en subsidiebeschikking) is voldaan. De rente wordt hierbij ook vastgelegd. Financiers kunnen vervolgens fondsen (zoals leningen, eigen vermogen en subsidies) vrijgeven zodat de projectrealisatie kan beginnen.

informatie uit consultatiegesprekken is er geen aanleiding om deze risico-opslag te wijzigen. Dit zijn in de regel categorieën met kleinere projecten, met bijbehorende hogere projectrisico's dan technologieën met een laag risico zoals zon-pv en windenergie. De totale nominale rente op leningen aan categorieën met een gemiddeld risico bedraagt daarmee afgerond 5,0 procent.

De risico-opslag voor technologieën met een hoog operationeel of beleidsrisico – zoals osmose, aquathermie, geothermie, verbranding en vergassing van biomassa, vergisting van biomassa, geavanceerde hernieuwbare brandstoffen en de CO₂-reducerende categorieën met uitzondering van elektrische boilers, industriële warmtepompen en CCU in de glastuinbouw – ten opzichte van technologieën met een laag risico zoals zon-pv en windenergie blijft 1,5 procent. Op basis van informatie uit consultatiegesprekken is er geen aanleiding om deze risico-opslag te wijzigen. De totale nominale rente op leningen aan categorieën met een hoog risico bedraagt daarmee afgerond 5,5 procent. Voor alle rentetarieven, ongeacht de risicocategorie, geldt dat ze met 0,75 procentpunt zijn gedaald ten opzichte van het vorige eindadvies.

In tegenstelling tot de afgelopen jaren is er niet langer rekening gehouden met groenkorting op leningen voor projecten die aan de eisen van de Regeling groenprojecten voldoen en in aanmerking komen voor een 'groenverklaring'. Vanwege de verlaging van de vrijstelling groene beleggingen per 2025 van 71.251 naar 30.000 euro zullen spaarders en beleggers namelijk minder vermogen inleggen bij groenbanken en -fondsen en hebben deze nauwelijks meer ruimte voor de financiering van nieuwe projecten (I&W, 2024). Dit is het gevolg van de aanneming van een amendement door de Tweede Kamer bij de behandeling van het Belastingplan 2024. Vervolgens is bij de behandeling van het Belastingplan 2025 door de Tweede Kamer een amendement aangenomen om de vrijstelling groene beleggingen per 1 januari 2025 verder te verlagen naar 26.000 euro per belastingplichtige, de heffingskorting groene beleggingen te verlagen van 0,7 procent naar 0,1 procent en de vrijstelling en heffingskorting geheel te laten vervallen per 2027 (TK, 2024). Ten tijde van het schrijven van dit advies moest de parlementaire behandeling van het Belastingplan 2025 nog worden afgerond. Op basis van het in de zomer van 2024 bekende beleid gaan we ervan uit dat geen enkele SDE++ categorie in 2025 meer generiek in aanmerking komt voor de groenregeling.

3.1.2 Rendement op eigen vermogen

Onder eigen vermogen wordt in dit advies het risicodragend vermogen verstaan. Het risicodragende vermogen bestaat uit het eigen vermogen plus achtergestelde leningen (ook wel *equity* en quasi-*equity* genoemd). We hanteren dezelfde definitie van risicodragend vermogen als financiële instellingen en sluiten daarmee aan bij de praktijk. Het benodigde rendement op het eigen vermogen wordt beïnvloed door de opbrengsten van alternatieve bestedingen van het beschikbare kapitaal gegeven het risicoprofiel van projecten. Ook de ontwikkelingen van de nominale risicovrije rente en de marktrisicopremie kunnen invloed hebben op het benodigde nominale rendement.

Uit het rendement op eigen vermogen dienen tevens de voorbereidingskosten gedekt te worden, zoals kosten van geologisch onderzoek, haalbaarheidsstudies of vergunningen. Deze kostenposten hebben we niet meegenomen in het totale investeringsbedrag. De getoonde rendementen op eigen vermogen zijn in dit rapport dan ook wat hoger dan de nettorendementen op gesubsidieerde hernieuwbare-energieprojecten en andere CO₂-reducerende projecten. De participatiekosten worden in lijn met de uitgangspunten als winstdeling worden beschouwd en worden daarom niet gecompenseerd via het rendement op eigen vermogen.

Het huidige rendement op eigen vermogen is circa 2 procentpunt lager dan eind 2021 en begin 2022 (ECB, 2024a). Net als afgelopen jaar is het rendement op eigen vermogen daarom met 1 procentpunt verlaagd. Van de verhoging van het rendement op eigen vermogen voor categorieën met lage en gemiddelde risico's in het eindadvies basisbedragen SDE++ 2023 met 2,5 procentpunt is daarmee in totaal 2 procentpunt ongedaan gemaakt. Merk op dat er onzekerheden rond de ontwikkeling van het geëiste rendement op eigen vermogen blijven. Er bestaan namelijk geen adequate *forecasts* voor het rendement op eigen vermogen, daarmee kunnen ontwikkelingen van deze parameter alleen achteraf geïdentificeerd worden.

Het gehanteerde nominale rendement op eigen vermogen voor categorieën met gemiddeld risico is verlaagd met 1 procentpunt tot 11,0 procent. De categorieën windenergie en zon-pv zijn verder ontwikkeld dan andere technologieën en op grotere schaal uitgerold en worden daarmee beschouwd als mainstream technologieën. Hiervoor zijn de operationele en beleidsrisico's aanzienlijk lager dan bij de andere categorieën. Dit blijkt onder andere uit beschikbaarheids garanties die technologieleveranciers standaard voor windenergie en zon-pv afgeven. De rendementen op eigen vermogen voor zon-pv en windenergie zijn eveneens met 1 procentpunt verlaagd tot respectievelijk 9,0 en 10,0 procent. Het rendement voor windenergie ligt wat hoger dan voor zon-pv vanwege de hogere opslag voor voorbereidingskosten van windenergieprojecten die niet in de kasstromen wordt meegenomen.

Voor categorieën met een significant hoger operationeel risico of beleidsrisico is voor het rendement op eigen vermogen onveranderd gerekend met 14,5 procent, omdat dit rendement in het verleden niet is aangepast aan geobserveerde veranderingen in rendementen. Dit zijn namelijk categorieën met hogere risico's, b.v. vanwege samenloop van een sterke afhankelijkheid van derden met schaarste van aanbod, zoals bij de inkoop van grondstoffen als biomassa. Ook innovatieve categorieën zoals de CO₂-reducerende categorieën geavanceerde hernieuwbare brandstoffen, benutting van restwarmte uit industrie of datacenters, waterstof uit elektrolyse en CCS lopen hogere risico's omdat toepassing van deze opties in de industrie nog niet gebruikelijk is.

3.1.3 Verhouding tussen vreemd en eigen vermogen

Kapitaalverstrekkers lenen – afhankelijk van de leencapaciteit van het project – kapitaal uit (de kasstroom vergeleken met betalingen van rente en aflossing, oftewel *Debt Service Coverage Ratio* of DSCR) en stellen eisen aan het minimale aandeel eigen vermogen zodat de projecteigenaar als eerste opdraait voor het verlies als het tegenzit. De leencapaciteit en het minimale aandeel eigen vermogen hangen nauw samen met de rendementen op vreemd vermogen en eigen vermogen die hiervoor zijn beschreven. Tegelijkertijd streven projectontwikkelaars naar een zo hoog mogelijk aandeel vreemd vermogen ten opzichte van eigen vermogen zodat een project met meer en goedkoper vreemd vermogen kan worden gefinancierd. Ook maakt dit het mogelijk om met het beschikbare eigen vermogen meer projecten te financieren.

De geobserveerde aandelen eigen vermogen in recent gefinancierde of te financieren hernieuwbare-energieprojecten en andere CO₂-reducerende projecten in Nederland variëren van onder de 5 procent tot boven de 40 procent. Als richtwaarde is met 30 procent eigen vermogen gerekend. Uitzonderingen hierop zijn de categorieën zon-pv en windenergie, waarvoor dit aandeel lager is.

Tijdens de marktconsultatie brachten diverse partijen naar voren dat de toename van het aantal uren met negatieve elektriciteitsprijzen (specifiek voor zon-pv projecten) en de hoge bodemprijzen de financierbaarheid van projecten verslechteren. Voor het eerste punt worden momenteel

mogelijke oplossingen besproken, zie hoofdstuk 5 voor een overzicht hiervan. Wat betreft de bodemprijzen, deze bedragen tweederde van de lange termijn elektriciteitsprijzen, die op hun beurt afkomstig zijn uit de KEV. De KEV 2024 laat significant lagere lange termijn elektriciteitsprijzen zien dan de KEV 2022, daarmee zijn de bodemprijzen eveneens significant afgenomen tot lagere niveaus. Voor dit advies over financiële parameters gaan we ervan uit dat beide punten de financierbaarheid van projecten en daarmee het aandeel vreemd vermogen voor de SDE++ 2025 niet langer negatief zullen beïnvloeden.

Verder zien we een significante daling van de rente (zie paragraaf 3.1.1). Hierdoor nemen de bedragen die projecten moeten betalen aan rente en aflossing van leningen af en kunnen ze naar verwachting eenvoudiger voldoen aan de DSCR-eisen van banken. Tegelijkertijd nemen voor categorieën zoals zon-pv de inkomsten uit SDE++-subsidies ook af door dalende kosten. De *leverage* voor projecten is daarom voor vrijwel alle categorieën, m.u.v. windenergie, ongewijzigd vastgesteld. Deze bedraagt respectievelijk 80 procent vreemd vermogen en 20 procent eigen vermogen voor zon-pv en 70 procent vreemd vermogen en 30 procent eigen vermogen voor de overige categorieën. Voor wind op land is de verhouding tussen vreemd en eigen vermogen licht verhoogd naar 75/25, gegeven zowel de lagere rente, het lagere risicoprofiel van wind op land ten opzichte van de overige categorieën alsook de gemiddelde DSCR-eisen van banken, kunnen wind-op-landprojecten met meer vreemd vermogen worden gefinancierd.

3.1.4 Vennootschapsbelasting

In de berekeningen van vermogenskostenvergoedingen en basisbedragen wordt net als voorgaande jaren uitgegaan van het marginale tarief, dus van 25,8 procent. Indien rekening zou worden gehouden met de staffel voor vennootschapsbelasting, vergroot dit de complexiteit van de berekeningen, terwijl de resulterende basisbedragen niet significant worden beïnvloed door veranderingen van vennootschapsbelastingpercentages.

3.1.5 Inflatie

In de berekening van de basisbedragen wordt de inflatie gebruikt voor het verhogen van zowel de operationele kosten als van een deel van de inkomsten. Gedurende de looptijd van het project, dus na de start ervan, worden de O&M-kosten, inclusief de inkoopkosten van elektriciteit over de subsidieperiode, verhoogd. Daarnaast worden bij categorieën waarvan de economische levensduur van projecten langer is dan de subsidieperiode de elektriciteitsprijzen verhoogd met de inflatie. Merk op dat de niveaus van investeringskosten en operationele kosten na de realisatietermijn van het project separaat zijn bepaald en niet op basis van het percentage dat later in deze paragraaf wordt genoemd. Deze kostenniveaus worden daarom niet in dit hoofdstuk besproken, maar in de hoofdstukken 4-15 over de kostenparameters van technologieën. De reden hiervoor is dat de ontwikkeling van investeringskosten sterk samenhangt met de mate waarin bepaalde grondstoffen (zoals koper, aluminium en polysilicium), halffabricaten (zoals staal) en arbeid worden gebruikt en daarmee technologie-specifiek is. Ook de O&M-kosten zijn technologiespecifiek.

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

verlagingen, stuurt de ECB onveranderd op het bereiken van de HICP-inflatiedoelstelling van 2 procent op middellange termijn. Daarnaast bedraagt de gerealiseerde HICP-inflatie over de periode 1997-2023 gemiddeld 2,3 procent (CPB, 2024). In lijn met de afgelopen jaren wordt de verwachte inflatie als leidend beschouwd voor dit advies. Deze keuze voorkomt ook jaarlijkse fluctuaties van de inflatie tussen SDE++ jaargangen, terwijl het hier gaat om de verwachte inflatie tijdens de gehele levensduur van projecten i.e. op middellange termijn. Het gemiddelde inflatiepercentage is ongewijzigd vastgesteld op 2,0 procent per jaar.

3.1.6 Afschrijvingstermijn

Voor biomassaverbranding, biomassavergisting, bio-LNG, warmtepompcategorieën (niet de categorieën waarbij warmtepompen slechts een onderdeel zijn van een groter systeem, zoals bij aquathermie) en elektrificatie van offshore olie- en gasplatformen wordt onveranderd uitgegaan van een subsidieduur van 12 jaar, voor de overige categorieën van 15 jaar. De duur van de lening en de afschrijvingstermijnen zijn in beginsel gelijk verondersteld aan de subsidieduur. Het is mogelijk om subsidiabele productie die niet is benut, mee te nemen naar een volgend jaar. Na de reguliere subsidieperiode kan de producent van hernieuwbare energie nog één jaar de tijd krijgen om eventueel niet-benutte productie in te halen. Dit wordt *banking* genoemd. Uitbetalingen van de SDE++-vergoeding na 12 respectievelijk 15 jaar ten gevolge van eventuele *banking*, zijn niet meegenomen in de berekening van de basisbedragen op grond van door KGG geformuleerde uitgangspunten.

3.1.7 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 projectontwikkelaar is bij de gegeven onderzoeksuitgangspunten niet van invloed op de geadviseerde generieke basisbedragen. Tabel 3.2 toont per thema (geclusterde categorieën) de resulterende gewogen gemiddelde vermogenskostenvergoeding (WACC).

Tabel 3.2
Vermogenskostenvergoeding (WACC^a) per thema voor de SDE++ 2025^b

Thema	Gewogen gemiddelde vermogenskostenvergoeding (WACC) [nominaal / reëel]
Zon-pv	4,2% / 2,1%
Windenergie	4,7% / 2,7%
Waterkracht, zonthermie, PVT met warmtepomp en daglichtkas, elektrische boiler, industriële warmtepomp, CCU in de glastuinbouw	5,9% / 3,8%
Geothermie, geavanceerde hernieuwbare brandstoffen, benutting restwarmte uit industrie of datacenters, osmose, aquathermie en energie uit lucht, verbranding en vergassing van biomassa, allesvergisting, monomestvergisting (inclusief levensduurverlenging), slibgisting, warmte uit compostering, waterstof uit elektrolyse, CCS, elektrificatie van offshore olie- en gasplatformen	7,2% / 5,1%

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

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

3.2 Emissiefactoren

Voor het berekenen van de CO₂-reductie van de maatregelen in de SDE++ wordt gebruik gemaakt van verschillende emissiefactoren. Er zijn twee vormen van uitstoot waarvoor een algemene emissiefactor wordt gebruikt. Voor de verbranding van aardgas wordt gebruik gemaakt van de door RVO gepubliceerde lijst van energiedragers en emissiefactoren. Deze bedraagt 56,2 kgCO₂/GJ. Bij verbranding in een gasketel met een thermisch rendement van 90% komt de emissiefactor voor warmte uit aardgas uit op 0,225 kgCO₂/kWh. Voor de emissiefactor van elektriciteitsgebruik in Nederland is gebruik gemaakt van de elektriciteitsproductieraming voor de KEV 2024, specifiek het scenario met het vastgestelde, voorgenomen en geagendeerde nieuw beleid. Deze raming geeft een marginale optie voor elektriciteitsproductie in elk uur van de jaren 2025 tot en met 2039, inclusief de bijbehorende marginale emissiefactor. De algemene emissiefactor voor elektriciteitsgebruik in dit advies is gegeven door het gemiddelde van de marginale emissiefactoren in alle uren van het jaar 2036 en bedraagt 0,13 kgCO₂/kWh.

3.3 Netwerkkosten elektriciteit

Bij categorieën die gebruikmaken van elektriciteit kunnen ook de netwerkkosten worden meegenomen in het basisbedrag. Deze paragraaf bespreken we de berekening van de netwerkkosten, de verwachte stijging van de nettarieven en de ontwikkeling en introductie van alternatieve transportovereenkomsten voor flexibel netgebruik.

Berekening netwerkkosten

De netwerkkosten voor elektriciteit bestaan uit transportkosten en mogelijke aansluitkosten. De gehanteerde nettarieven worden per aansluitcategorie bepaald. Bij een nieuwe of aangepaste net-aansluiting worden zowel de eenmalige investeringskosten als de periodieke meerkosten voor bijvoorbeeld vastrecht meegenomen. We gebruiken hiervoor de gewogen gemiddelde aansluittarieven van de regionale netbeheerders in 2024, waar nodig aangevuld met correspondentie en marktinformatie. De transportkosten bestaan uit een vast en mogelijk een variabel deel. De effectieve nettarieven in de subsidieperiode zijn gegeven door de tarieven in 2024, vermenigvuldigd met de verwachte gemiddelde stijging in de jaren 2025 tot en met 2039.

Verwachte stijging transporttarieven

De schatting van de gemiddelde transporttarieven in de subsidieperiode (2025-2039) is gebaseerd op twee nieuwe studies uit 2024, te weten het rapport 'Ontwikkeling netkosten tot 2050' van de Autoriteit Consument en Markt (ACM, 2024b) en de TenneT Tienjaars-tariefprognose (2025-2034) (TenneT, 2024). De eerste studie geeft een bandbreedte voor de ontwikkeling van nettarieven op de hoogspanningsnetten en de regionale netten. Hiervoor zijn zowel de netwerkkosten voor de netbeheerders, als het volume van aansluitingen in kaart gebracht. Er zijn vier scenario's opgesteld, met hoge en lage netwerkkosten, en met grote en kleine rekenvolumes. In dit advies nemen we de verdere verduurzaming van Nederland als uitgangspunt. In lijn met de KEV 2024 betekent dat ook een verdere elektrificatie. Om die te faciliteren moet voldoende in het net worden geïnvesteerd. We gebruiken daarom het scenario met hoge rekenvolumes en hoge netkosten, in het ACM-rapport aangeduid als scenario B.

De gemiddelde stijging van de transporttarieven bij de regionale netbeheerders is gebaseerd op dit scenario, aangevuld met de tariefvoorstellen voor 2025 (ACM, 2024c), ingevoegd met een ingroei-periode van vijf jaar, en bedraagt 191% ten opzichte van 2024.

Voor de hoogspanningsnetten gaan we uit van de tienjaars-tariefprognose van Tennet, aangevuld met de tariefvoorstellen voor 2025 en voor de jaren 2035-2039, het ontwikkelpad uit het ACM-rapport, scenario B. De gemiddelde stijging ten opzicht van 2024 komt daarmee uit op 149 en 146 procent voor respectievelijk hoogspannings- en extrahoogspanningsaansluitingen.

Introductie alternatieve transportovereenkomsten in basisbedragen

De vraag naar nieuwe netaansluitingen in Nederland is momenteel groter dan waar netbeheerders de komende jaren in kunnen voorzien. In de uitgangspunten voor dit advies is gevraagd om rekening te houden met deze schaarste aan netcapaciteit. De schaarste vormt een beperking voor de elektrificatie van de industrie. Voor een vaste netaansluiting is vaak gewoon geen capaciteit beschikbaar op afzienbare termijn. Als het mogelijk is om een installatie flexibel in te zetten, kunnen de zogenaamde alternatieve transportrechten (ATR) uitkomst bieden. Er zijn momenteel verschillende ATR beschikbaar of in ontwikkeling, allen gericht op het beter benutten van de beschikbare netcapaciteit buiten de spitsuren van elektriciteitsgebruik. Het afsluiten van een ATR is soms de enige mogelijkheid om een project te kunnen realiseren. Maar ook voor bedrijven die al voldoende capaciteit beschikbaar hebben, kan de bijkomende besparing op de transportkosten aantrekkelijk zijn. Zo maakt een ATR ook ruimte vrij voor netgebruikers die wel in de spitsuren actief moeten zijn.

De SDE++ kan bijdragen aan deze ontwikkeling door flexibel netgebruik waar mogelijk als uitgangspunt te nemen. In dit eindadvies zijn ATR toegepast voor drie categorieën: grootschalige elektrische boilers, hogetemperatuur thermische opslag en waterstof via elektrolyse (bij aansluiting op het hoogspanningsnet). Voor elektrolyse gaat het om een tijdsduurgebonden transportovereenkomst op het hoogspanningsnet, voor de elektrische boilers en thermische opslag om een non-firm aansluit- en transportovereenkomst (non-firm-ATO). Gegeven de lagere transportkosten en de flexibele opzet van deze categorieën is het aannemelijk dat voor de betreffende projecten ook daadwerkelijk een ATR wordt afgesloten. We adviseren daarom de toepassing van een ATR voor deze categorieën mee te nemen in het basisbedrag.

4 Energie uit water en lucht

In dit hoofdstuk beschrijven we de bevindingen voor energie uit water en lucht, waarbij we ingaan op de referentie-installaties en de adviezen van de basisbedragen. Voor deze technieken maken we onderscheid in de volgende categorieën:

- Waterkracht (elektriciteit uit water);
- Aquathermie (warmte uit water);
- Energie uit lucht (warmte uit lucht).

4.1 Waterkracht

In 2023 zijn geen SDE++ aanvragen gedaan in de categorie waterkracht. Hiermee is er drie achtereenvolgende jaren geen aanvraag gedaan binnen deze categorie. Daarom verplaatsen we de volgende categorieën naar de groslijst in het eindadvies SDE++ 2025:

- Waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm;
- Waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm, renovatie;
- Osmose.
-

Marktpartijen kunnen in volgende jaren tijdens de marktconsultatie verzoeken op basis van concrete plannen om de categorie weer van de groslijst af te halen en terug op te nemen in een toekomstig eindadvies. In lijn met eerdere jaren is de beleidsperiode voor elektriciteit uit waterkracht op 15 jaar gesteld. Hoewel er na deze periode zeker sprake is van restwaarde, wordt deze in lijn met eerdere jaren niet verdisconteerd in de cashflow.

4.1.1 Waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm

Deze categorie is nu op de groslijst geplaatst.

4.1.2 Waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm, renovatie

Deze categorie is nu op de groslijst geplaatst.

4.1.3 Waterkracht, valhoogte < 50 cm

In tegenstelling tot de overige categorieën voor waterkracht die naar de groslijst verplaatst worden, hebben we voor waterkracht, valhoogte < 50 cm marktinformatie ontvangen die opname in het eindadvies van deze categorie rechtvaardigt. Er blijken projecten in voorbereiding te zijn, en die ook binnen afzienbare tijd een SDE++ aanvraag willen indienen.

Deze categorie richt zich op de opwekking van elektriciteit uit laag verval, waaronder golfenergie en vrije stromingsenergie. Deze categorie met een valhoogte < 50 cm is bedoeld voor technieken die zich richten op elektriciteitsopwekking uit bijvoorbeeld rivierstroming, situaties met een valhoogte < 50 cm, energieopwekking uit getijden of onderzeese stroming en energieopwekking uit golven. Hieronder valt ook getijden-stroming door damdoorlatingen met bidirectionele opwekking (onshore vrije-getijdenstromingsenergie), indien de gemiddelde valhoogte beperkt blijft tot minder dan een halve meter. De technisch-economische parameters zijn licht bijgesteld voor het advies SDE++ 2025.

Tabel 4.1

Technisch-economische parameters en subsidieparameters waterkracht, valhoogte < 50 cm

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2024	Advies SDE++ 2025
Installatiegrootte	[MW]	1,5	1,5
Vollasturen	[uur/jaar]	3700	3700
Investeringskosten	[€/kW]	5610	5600
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	171	170
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0019	0,0019
Basisbedrag	[€/kWh]	0,2372	0,2288
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

4.1.4 Osmose

Deze categorie is nu op de groslijst geplaatst.

4.2 Aquathermie

De afbakening van de categorieën aquathermie richt zich op het warmteprofiel (basislast of geen basislast) en het al dan niet gebruik van een seizoensopslag (warmtekoedeopslag; WKO). In het huidige advies voor SDE++ 2025 handhaven we de meer algemene benaming aquathermie, gelijk aan het advies van het afgelopen jaar. Hiermee blijft de noodzaak vervallen om te verwijzen naar specifieke technieken zoals thermische energie uit oppervlaktewater (TEO), thermische energie uit afvalwater (TEA), thermische energie uit drinkwater (TED), thermische energie uit zeewater (TEZ) of andere technieken. Voor de berekening van het basisbedrag is wel gekozen voor een specifieke configuratie als referentie voor elke categorie. Dit advies beoogt niet beperkingen aan te brengen in de scope van de open te stellen categorieën op grond van technisch-economische parameters, maar het advies bevat wel beperkingen op grond van de configuratie van de referentie-installaties met betrekking tot het warmteleveringsprofiel en het al dan niet aanwezig zijn van een WKO.

Ten opzichte van het advies SDE++ 2024 hebben we de volgende wijzigingen doorgevoerd:

- We hebben de vermogens- en kostenparameters geactualiseerd, waarbij we rekening houden met recente kostenstijging van materialen, energie en arbeid. Hierbij is ook gebruikgemaakt van de projectaanvraagdata;
- Om rekening te houden met de doorlooptijd tussen moment van SDE++ aanvraag en de FID (*Final Investment Decision*) is uitgegaan van een inflatiecorrectie van 2 jaar, conform de gegevens uit de financiële uitgangspunten;
- We hebben de kosten voor elektriciteitsaansluiting en -verbruik geactualiseerd. Hierdoor zijn met name de vastrechtkosten binnen de vaste operationele kosten toegenomen;
- We hebben de technisch-economische parameters zoals kosten en SPF van de warmtepomp aangepast op basis van in de marktconsultatie ontvangen informatie.
- We hebben een aantal nieuwe categorieën toegevoegd bij aquathermie en voor de lucht water warmtepomp.

Bij de technieken voor de warmteproductie uit water maken we in het advies SDE++2025 onderscheid in de volgende categorieën volgens tabel 4.2.

Tabel 4.2
Categorie-indeling voor Aquathermie

Categorie	Referentie-techniek	WKO	Profiel warmtelevering	Kosten aansluiting warmtenet
Aquathermie – geen basislast, met WKO	TEO	ja	geen basislast	ja
Aquathermie – basislast, met WKO	TEO	ja	basislast	ja
Aquathermie – geen basislast, met WKO en directe levering	TEO-d	ja	geen basislast	nee
Aquathermie – geen basislast, met WKO, Hogere temperatuur warmtepomp	TEO	ja	geen basislast	Ja
Aquathermie – geen basislast, zonder WKO	TEO	nee	geen basislast	Ja
Aquathermie – basislast, zonder WKO	TEA	nee	basislast	Ja
Aquathermie – basislast, zonder WKO, Hogere temperatuur warmtepomp	TEA	nee	basislast	ja
Aquathermie – basislast, zonder WKO met bestaand warmtenet	TEO groot	nee	basislast	nee

Voor de warmtekoudeopslag en voor de aansluiting op een warmtenet is aangegeven of er wel of geen kosten meegenomen zijn in de referentiecasses voor de berekening van het basisbedrag. Bij het bepalen van de seizoensgebonden prestatiefactor (SPF) voor de referentie-installatie is rekening gehouden met de Carnot-efficiëntie van de warmtepomp en met het energieverbruik van het hele systeem inclusief elektrisch verbruik zoals dat van pompen. Hierbij is rekening gehouden met de wisselende brontemperaturen over de seizoenen heen. Opgemerkt wordt dat de SPF wordt gebruikt als invoer voor het bepalen van het advies voor het basisbedrag binnen de technisch economische parameters. De SPF vormt echter geen eis over een minimale of maximale COP-waarde voor de uitvoering van de SDE+-regeling.

4.2.1 Aquathermie - geen basislast, met WKO

Bij deze categorie dient thermische energie uit oppervlaktewater als referentie voor de berekening van het basisbedrag en wordt warmte met behulp van een warmtewisselaar onttrokken aan oppervlaktewater. Dit kan zowel stromend als stilstaand oppervlaktewater zijn. De temperatuur van het oppervlaktewater is afhankelijk van het seizoen. In de zomer ligt de temperatuur beduidend hoger dan in de winter en varieert typisch tussen de 5 en 25 °C. Voor de referentiecasse wordt ervan uitgegaan dat de gewonnen thermische energie uit het oppervlaktewater wordt opgeslagen in een WKO-systeem tijdens de zomer, om zodoende in de winterperiode de opgeslagen warmte door middel van een warmtepomp aan de eindverbruikers te leveren. Door de kleinere temperatuurlift, het verschil tussen de ingaande en uitgaande temperatuur, kan de warmtepomp efficiënter werken. Een WKO-systeem is onderdeel van deze categorie, omdat er anders, voornamelijk in de winterperiode, een warmtepomp ingezet moet worden die een grotere temperatuurlift moet leveren wanneer de temperatuur van het oppervlaktewater laag is en de warmtevraag van gebouwen het grootst is. Een warmtepomp met een grote temperatuurlift is per definitie minder efficiënt. Het gebruik van een warmtepomp bij de referentie-installatie maakt dat voor de berekening van het basisbedrag voor deze categorie de uiteindelijke warmteafgifte na de warmtepomp leidend is, en niet de warmteonttrekking aan het oppervlaktewater of het WKO-systeem.

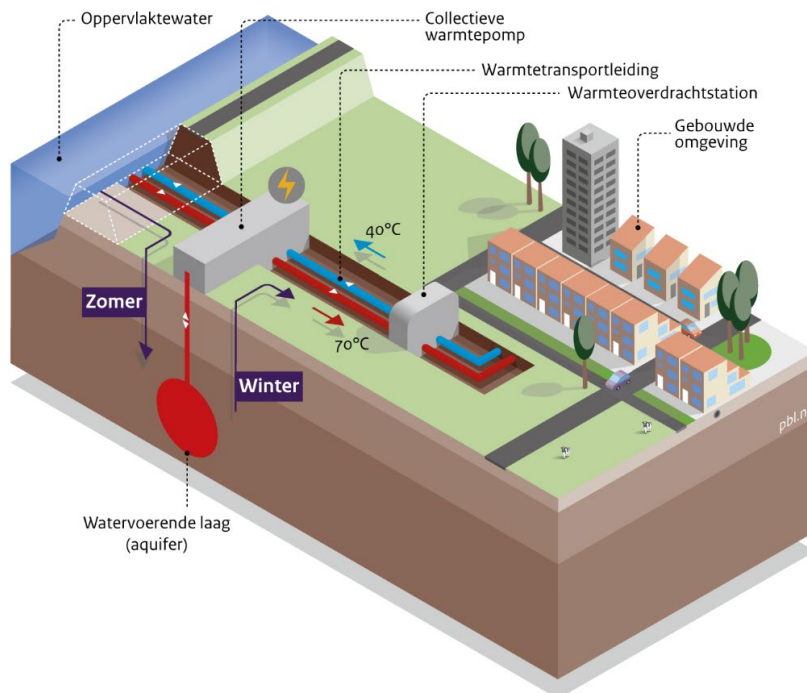
Voor deze categorie is bij de vaststelling van het basisbedrag uitgegaan van beperkte koudelevering uit het WKO-systeem. Hierbij wordt in de zomer koud water uit de opslag ingezet voor gebouwkoeling, waarna het opgewarmde water terug in de opslag geïnjecteerd wordt. Hierbij is uitgegaan van een gelijke waarde per geleverde eenheid warmte en koude. Bij de berekening van het

basisbedrag is rekening gehouden met 10 procent koudelevering ten opzichte van de jaarlijkse hoeveelheid geleverde warmte. Dit is verrekend in het basisbedrag als 350 vollasturen koudelevering, bovenop de vollasturen voor warmtelevering. Voor de uitwerking in regelgeving geven we mee dat de aanvraag enkel gebaseerd mag zijn op het aantal vollasturen warmte (voor deze categorie 3.500 uur).

Er wordt een collectieve warmtepomp (>500 kWth) toegepast. De opgeslagen warmte uit de WKO wordt met deze warmtepomp opgewaardeerd tot circa 50 tot 75 °C, waarna deze warmte wordt geleverd aan de afnemers. Hierbij is uitgegaan van een matige tot goede isolatie van gebouwen en is er geen of beperkte aanpassing in het afgiftesysteem nodig. Dit systeem nemen we aan als referentie voor deze categorie.

Figuur 4.1 geeft een voorbeeld van het referentiesysteem. Dit referentiesysteem bestaat uit een onttrekkingseenheid die gecombineerd wordt met een WKO-systeem en een collectieve warmtepomp. De installatie levert warmte aan een relatief klein, lokaal warmtenet, waarbij het project geen basislast zal leveren aan het warmtevraagprofiel⁷. In lijn met de andere 'geen basislast'-categorieën voor warmte is voor deze categorie dan ook 3.500 vollasturen aangenomen.

Figuur 4.1
Aquathermie met warmtekoude-opslag



Bron: PBL, TNO, DNV

⁷ Het warmtevraagprofiel van een typisch warmtenet is gelijk aan de vorm van een zogenaamd badkuip-profiel, waarbij er in de zomer een beduidend lagere warmtevraag is dan in de winter.

Naast kosten voor de onttrekkingseenheid, een WKO-systeem en een collectieve warmtepomp zijn tevens kosten voor een aansluiting op de warmtetransportleiding en een warmteoverdrachtstation (WOS, aansluiting op het distributienetwerk) voor de referentie-installatie meegenomen. Kosten voor een koudenetwerk zijn niet meegenomen in de berekening van het basisbedrag. Onderstaande tabel 4.3 geeft een overzicht van wel en niet meegenomen kosten bij aquathermie met een WKO-systeem.

Tabel 4.3

Overzicht van wel en niet meegenomen kosten bij aquathermie met een WKO-systeem

Kostenpost	Groep	Details
Wel meegenomen	Investeringskosten	Onttrekkingsinstallatie warmte Warmtewisselaar WKO-systeem (leidingen en pompen) Collectieve warmtepomp Monitoring en regeling Aansluiting naar transportleiding warmte Warmteoverdrachtstation (WOS) (met uitzondering van Aquathermie – geen basislast, met WKO voor directe levering en Aquathermie – basislast, zonder WKO op bestaand warmtenet) Onvoorzien
Wel meegenomen	Operationele kosten	Onderhoudskosten Monitoring en regeling Netaansluiting met name voor de warmtepomp Kosten elektriciteitsverbruik voor pompen en warmtepomp
Niet meegenomen	Investeringskosten	Kosten voor een warmtedistributienet naar de afnemers Kosten voor lokale woningaansluitingen Kosten voor een koudedistributienet naar de WKO en de afnemers Kosten voor een backup- of pieklastinstallatie Abandonneringskosten WKO Restwaarde na SDE++-periode Kosten voorbereidingstraject, inclusief financieringskosten en kosten ten gevolge van juridische procedures

Tabel 4.4

Technisch-economische parameters voor aquathermie - geen basislast, met WKO

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2024	Advies SDE++ 2025
Installatiegrootte	[MW]	0,88	0,88
Vollasturen berekening	[uur/jaar]	3.500 warmte + 350 koude	3.500 warmte + 350 koude
Vollasturen subsidie	[uur/jaar]	3.500 warmte	3.500 warmte
Investeringskosten	[€/kW]	2.072	2.356
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	57	67
SPF - Systeem	-	3,0	2,9
SPF - Warmtepomp	-	3,7	3,4
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0614	0,0575
Elektriciteitsverbruik	[MWh/jaar]	1.118	1187
Basisbedrag	[€/kWh]	0,1551	0,1614
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

4.2.2 Aquathermie - basislast, met WKO

Deze categorie wijkt af van de hiervoor beschreven categorie ‘Aquathermie - geen basislast, met WKO’ door het verwachte hogere aantal vollasturen, namelijk 6.000 in plaats van 3.500. Deze situatie kan zich bijvoorbeeld voordoen als de installatie invoedt op een groot warmtenet waarin de warmtepomp in basislast kan draaien.

De opbouw van het systeem is hetzelfde als van de categorie ‘Aquathermie - geen basislast, met WKO’. Het vermogen van de warmtepomp van de referentie-installatie blijft gelijk, alsook de SPF. Door het hogere aantal vollasturen levert de warmtepomp meer warmte op jaarbasis. De te onttrekken warmte uit de waterbron moet daarom ook voldoende zijn om de warmte koudeopslag te vullen en toe te laten dat de warmtepomp hieraan 6000 uur warmte kan onttrekken. Voor de eenvoud zijn de onttrekking en de warmte koudeopslag tweemaal zo groot genomen als die van de categorie ‘Aquathermie - geen basislast, met WKO’. Het vermogen van de warmtepomp wordt ook op 880 kWth gehouden.

Voor de referentie-installatie gaan we uit van een systeem waarbij voornamelijk warmte wordt geleverd, uitgevoerd met een WKO-systeem en een collectieve warmtepomp. Voor deze categorie is voor de vaststelling van het basisbedrag uitgegaan van beperkte koudelevering uit het opslagsysteem, onder dezelfde voorwaarden als beschreven in de categorie ‘Aquathermie - geen basislast, met WKO’. Het advies is passend voor een systeem dat voor maximaal 6000 vollasturen warmte subsidie kan ontvangen.

Tabel 4.5
Technisch-economische parameters voor aquathermie – basislast, met WKO

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2024	Advies SDE++ 2025
Installatiegrootte	[MW]	0,88	0,88
Vollasturen berekening	[uur/jaar]	6.000 warmte + 350 koude	6.000 warmte + 350 koude
Vollasturen subsidie	[uur/jaar]	6.000 warmte	6.000 warmte
Investeringskosten	[€/kW]	2.590	2.941
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	68	79
SPF - Systeem	-	3,0	2,9
SPF - Warmtepomp		3,7	3,4
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0590	0,0552
Elektriciteitsverbruik	[MWh/jaar]	1.844	1.959
Basisbedrag	[€/kWh]	0,1307	0,1342
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

4.2.3 Aquathermie - geen basislast, met WKO en directe levering

Aquathermie voor directe levering is een bijzondere toepassing van de hiervoor beschreven aquathermiecategorieën, waarbij dit directe warmtelevering aan een enkele afnemer betreft, dus zonder warmtetransportnet in de referentie-installatie. Voor de berekening van het basisbedrag is uitgegaan van een referentie-installatie in de glastuinbouw. Het werkingsprincipe is hetzelfde als voor referentie-installatie voor Aquathermie - geen basislast, met WKO, waarbij in de zomer warmte wordt onttrokken aan een waterbron en opgeslagen in een ondergrondse warmtekoede-opslag. In de winter wordt warm water uit de opslag opgepompt en via een warmtepomp op de gewenste temperatuur gebracht. Een beperkte koudelevering uit de opslag wordt ook hier toegelaten. Het advies is passend voor een systeem dat voor maximaal 3.500 vollasturen warmte subsidie kan ontvangen.

Vergeleken met aquathermie voor de gebouwde omgeving zijn de vermogensparameters en de temperatuurregimes voor deze categorie iets anders. De SPF is vastgesteld op basis van de nuttige afgiftetemperatuur, die in dit geval 45 tot 55 °C bedraagt. Ook worden er hier geen kosten voor een WOS in rekening gebracht. Deze categorie heeft ook betrekking op toepassing bij een (groot) utiliteitsgebouw of een industriële afnemer, indien de installatie vergelijkbaar is met de referentie-installatie zoals hiervoor beschreven.

Tabel 4.6

Technisch-economische parameters voor aquathermie - geen basislast, met WKO en directe levering

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2024	Advies SDE++ 2025
Installatiegrootte	[MW]	0,63	0,63
Vollasturen berekening	[uur/jaar]	3.500 warmte + 350 koude	3.500 warmte + 350 koude
Vollasturen subsidie	[uur/jaar]	3500 warmte	3500 warmte
Investeringskosten	[€/kW]	1.038	1.173
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	69	15
SPF - Systeem	-	3,3	3,2
SPF - Warmtepomp	-	4,2	3,9
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0340	0,0271
Elektriciteitsverbruik	[MWh/jaar]	734	767
Basisbedrag	[€/kWh]	0,0928	0,0734
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

4.2.4 Aquathermie – geen basislast, met WKO, hogere temperatuur warmtepomp

Voor deze categorie wordt dezelfde referentieconfiguratie aangehouden als in de categorie Aquathermie - geen basislast, met WKO, waarbij voor deze categorie een hoge temperatuur warmtepomp wordt ingezet. In deze categorie worden aquathermiesystemen beschouwd ter verduurzaming van bestaande hogetemperatuur warmtenetten voor de gebouwde omgeving, met een stooklijn en dus gemiddeld een hogere afgiftetemperatuur van 90 tot 100 °C. Voor deze categorie is aangenomen dat de maximale afgiftetemperatuur van deze hogere temperatuur warmtepomp 120 °C bedraagt, met name in de winter. Hierdoor sluit deze dan ook aan bij de bedrijfsvoering van het warmtetransportnet volgens een stooklijn. Bij het vaststellen van de jaargemiddelde warmtepomp COP, de SPF, is rekening gehouden met deze stooklijn. Tevens is bij het vaststellen van de specifieke investeringskosten voor de hogere temperatuur warmtepomp rekening gehouden met de hogere afgiftetemperatuur. We adviseren deze categorie onder te brengen binnen het hekje van de lagetemperatuurcategorieën.

Bovenstaande betekent ook dat de warmtepomp een grotere temperatuurlift moet leveren en dus bijgevolg een hogere investering en onderhoudskosten vergt en ook een minder goede SPF heeft. Voor de berekening van het basisbedrag gaan we uit van SPF, geldend voor het systeem, zoals opgenomen in de onderstaande tabel over de technisch-economische parameters. Tevens wordt ervan uitgegaan dat deze installatie nog niet over een voldoende grote elektriciteitsaansluiting beschikt en dat er bijkomende kosten voor verzwaring ervan moeten worden meegenomen.

Tabel 4.7
Technisch-economische parameters voor aquathermie – geen basislast, met WKO, Hogere temperatuur warmtepomp

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2024	Advies SDE++ 2025
Installatiegrootte	[MW]	-	1
Vollasturen berekening	[uur/jaar]	-	3.500 warmte + 350 koude
Vollasturen subsidie	[uur/jaar]	-	3500 warmte
Investeringskosten	[€/kW]	-	2.678
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	-	77
SPF - Systeem	[-]	-	2,3
SPF - Warmtepomp	[-]	-	2,6
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	-	0,0707
Elektriciteitsverbruik	[MWh/jaar]	-	1.674
Basisbedrag	[€/kWh]	-	0,1896
Looptijd subsidie	[jaar]	-	15

4.2.5 Aquathermie - geen basislast, zonder WKO

Bij deze categorie wordt warmte met behulp van een warmtewisselaar onttrokken aan een waterbron. Dit kan zowel stromend als stilstaand oppervlaktewater zijn, of afvalwater of een andere waterbron. De warmtelevering gebeurt enkel in de winter- en tussenseizoenperiode met 3.500 vollasturen. Een WKO maakt geen deel uit van de referentie-installatie. Onderstaande tabel 4.8 geeft een overzicht van wel en niet meegenomen kosten voor Aquathermie, zonder WKO.

Tabel 4.8
Overzicht van wel en niet meegenomen kosten voor aquathermie, zonder WKO

Kostenpost	Groep	Details
Wel meegenomen	Investeringskosten	Onttrekkingsinstallatie warmte effluent afvalwater Warmtewisselaar Collectieve warmtepomp Monitoring en regeling Transportleiding warmte Warmteoverdrachtstation Onvoorzien
Wel meegenomen	Operationele kosten	Onderhoudskosten Monitoring en regeling Netaansluiting, met name voor de warmtepomp Kosten elektriciteitsverbruik voor pompen en warmtepomp
Niet meegenomen	Investeringskosten	Kosten voor een warmtedistributienet naar de afnemers Kosten voor lokale woningaansluitingen Restwaarde na SDE++-periode Kosten voor een back-up of pieklast installatie Kosten voorbereidingstraject, inclusief financieringskosten en kosten ten gevolge van juridische procedures

Tabel 4.9
Technisch-economische parameters aquathermie - geen basislast, zonder WKO

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2024	Advies SDE++ 2025
Installatiegrootte	[MW]	0,88	0,88
Vollasturen	[uur/jaar]	3.500	3.500
Investeringskosten	[€/kW]	1.749	1.992
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	50	60
SPF - Systeem	-	2,9	3,3
SPF - Warmtepomp	-	3,0	3,4
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0582	0,0461
Elektriciteitsverbruik	[MWh/jaar]	1.059	942
Basisbedrag	[€/kWh]	0,1460	0,1430
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

4.2.6 Aquathermie - basislast, zonder WKO

Voor deze categorie wordt in de referentie-installatie warmte met behulp van een warmtewisselaar onttrokken aan het effluent van een afvalwaterzuivering. De temperatuur van het effluent is afhankelijk van het seizoen. In de zomer ligt de temperatuur beduidend hoger dan in de winter en varieert hiermee typisch tussen de 12 en 24 °C. We gaan ervan uit dat de installatie jaarrond produceert en gekoppeld is aan een groter warmtenet; vandaar dat 6.000 vollasturen worden aangenomen. Het constantere warmteaanbod jaarrond betekent dat een WKO-systeem geen deel uitmaakt van de referentie-installatie.

Het gebruik van een warmtepomp bij de installatie maakt dat voor de berekening van het basisbedrag voor deze categorie de uiteindelijke warmteafgifte na de warmtepomp leidend is en niet de warmteonttrekking aan het afvalwater.

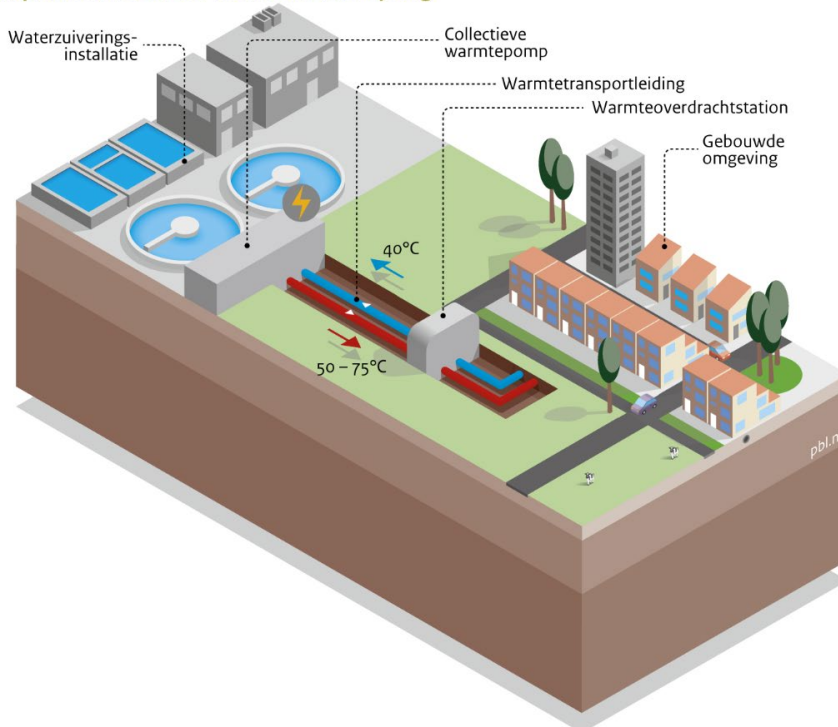
De referentie-installatie kan in combinatie met een warmtenet op twee manieren worden toegepast in de gebouwde omgeving: directe warmtelevering of warmtelevering met een collectieve warmtepomp. In het eerste geval wordt de warmte direct geleverd aan de afnemers die over een individuele warmtepomp beschikken, waarbij de woningen geschikt moeten zijn voor laagtemperatuurverwarming (bijvoorbeeld zeer goed geïsoleerde woningen voorzien van vloerverwarming). Voor tapwater moet in de huidige regelgeving de temperatuur 60 °C zijn. Hiervoor moet het water op een andere manier extra worden opgewarmd.

In het tweede geval, als de ruimteverwarming een hogere temperatuur vraagt, kan een collectieve warmtepomp worden toegepast. In dat geval wordt de aan het effluent van het afvalwater onttrokken warmte opgewaardeerd met een warmtepomp tot circa 75 °C, waarna deze warmte wordt geleverd aan de afnemers. Hierbij is een matige tot goede isolatie van gebouwen gewenst en is geen of beperkte aanpassing in het afgiftesysteem nodig. Ook maakt een WOS deel uit van de referentie-installatie. Dit systeem nemen we aan als referentie voor deze categorie.

Figuur 4.2 geeft een voorbeeld van het referentiesysteem. Voor de berekeningen van het stroomverbruik van de referentie-installatie en van het basisbedrag een SPF aangenomen op basis van beschikbare projectdata. Deze is opgenomen in onderstaande tabel.

Figuur 4.2

Aquathermie zonder warmtekoelde-opslag



Bron: PBL, TNO, DNV

Voor de referentie-installatie gaan we uit van een systeem waarbij alleen warmte en geen koude wordt geleverd, uitgevoerd met een collectieve warmtepomp. De warmteonttrekkingstechniek uit het effluent is hetzelfde als bij oppervlaktewater, want het betreft hier een drukloze, eventueel open afvoer. Tevens zijn kosten meegenomen voor een warmtetransportleiding van 700 meter als afstand van de installatie tot aan het WOS en voor het WOS zelf.

Tabel 4.10

Technisch-economische parameters voor aquathermie – basislast, zonder WKO

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2024	Advies SDE++ 2025
Installatiegrootte	[MW]	1	1
Vollasturen	[uur/jaar]	6.000	6.000
Investeringskosten	[€/kW]	1.536	2.110
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	43	57
SPF - Systeem	-	3,8	3,0
SPF - Warmtepomp	-	3,9	3,1
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0454	0,0496
Elektriciteitsverbruik	[MWh/jaar]	1.597	1.993
Basisbedrag	[€/kWh]	0,0917	0,1104
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

4.2.7 Aquathermie – basislast, zonder WKO, hogertemperatuurwarmtepomp

Voor deze categorie wordt in de referentie-installatie warmte met behulp van een warmtewisselaar onttrokken aan het effluent van een afvalwaterzuivering, waarbij voor deze categorie een hoge temperatuur warmtepomp wordt ingezet. In deze categorie worden aquathermiesystemen beschouwd ter verduurzaming van bestaande hogetemperatuur warmtenetten voor de gebouwde omgeving, met een stooklijn en dus gemiddeld een hogere afgiftetemperatuur van 90 tot 100 °C. . Voor deze categorie is aangenomen dat de maximale afgiftetemperatuur van deze hogere temperatuur warmtepomp 120 °C bedraagt, met name in de winter. Hierdoor sluit deze dan ook aan bij de bedrijfsvoering van het warmtetransportnet volgens een stooklijn. Bij het vaststellen van de jaargemiddelde warmtepomp COP, de SPF, is rekening gehouden met deze stooklijn. Tevens is bij het vaststellen van de specifieke investeringskosten voor de hogere temperatuur warmtepomp rekening gehouden met de hogere afgiftetemperatuur.

Bovenstaande betekent ook dat de warmtepomp een grotere temperatuurlift moet leveren en dus bijgevolg een hogere investering en onderhoudskosten vergt en ook een minder goede SPF heeft. Voor de berekening van het basisbedrag gaan we uit van SPF, geldend voor het systeem, zoals opgenomen in de onderstaande tabel over de technisch-economische parameters. Tevens wordt ervan uitgegaan dat deze installatie nog niet over een voldoende grote elektriciteitsaansluiting beschikt en dat er bijkomende kosten voor verzwaring ervan moeten worden meegenomen. We adviseren deze categorie onder te brengen binnen het hekje van de laagtemperatuurcategorieën.

Tabel 4.11

Technisch-economische parameters voor aquathermie – basislast, zonder WKO, hogertemperatuur-warmtepomp

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2024	Advies SDE++ 2025
Installatiegrootte	[MW]	-	1
Vollasturen berekening	[uur/jaar]	-	6.000
Vollasturen subsidie	[uur/jaar]	-	6.000
Investeringskosten	[€/kW]	-	2.413
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	-	70
SPF - Systeem	-	-	2,3
SPF - Warmtepomp	-	-	2,5
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	-	0,0642
Elektriciteitsverbruik	[MWh/jaar]	-	2.609
Basisbedrag	[€/kWh]	-	0,1354
Looptijd subsidie	[jaar]	-	15

4.2.8 Aquathermie - basislast, zonder WKO met bestaand warmtenet

Voor deze categorie wordt als referentie een TEO ingezet in basislast, maar zonder gebruik te maken van een WKO-systeem. Dit houdt in dat alleen de warmtepomp 6.000 uur draait. Voor deze categorie gaan we ervan uit dat warmte wordt geleverd aan een bestaand warmtenet, waarbij verondersteld wordt dat er al een warmteoverdrachtstation (WOS) aanwezig is. Daarom, aansluitend bij door de markt aangeleverde informatie, zijn voor deze categorie geen additionele kosten voor een extra WOS opgenomen.

Voor de warmtepomp geldt voor deze categorie dat de onttrekkingstemperatuur van de oppervlaktebron wijzigt gedurende het jaar; er is immers geen WKO opgenomen. Voor de berekening van het basisbedrag is SPF voor de gehele installatie, inclusief alle pompen opgenomen, zie hiervoor onderstaande tabel. Voor de referentiecasi is de afgiftetemperatuur aan de condensozijde van de warmtepomp op 75 °C gesteld.

Tabel 4.12

Technisch-economische parameters voor aquathermie - basislast zonder WKO en met aansluiting op een bestaand warmtenet

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2024	Advies SDE++ 2025
Installatiegrootte	[MW]	10	10
Vollasturen	[uur/jaar]	6.000	6.000
Investeringskosten	[€/kW]	1.176	1.359
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	68	81
SPF - Systeem	[-]	3,5	3,1
SPF - Warmtepomp	[-]	3,6	3,2
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0349	0,0307
Elektriciteitsverbruik	[MWh/jaar]	17.180	19.524
Basisbedrag	[€/kWh]	0,0769	0,0779
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

4.3 Energie uit lucht

4.3.1 Energie uit lucht - geen basislast, lage temperatuur

Deze categorie betreft een toepassing van energie uit lucht, met een afgiftetemperatuur van 45 tot 55 °C, gangbaar in de glastuinbouw. Dit betekent ook dat de warmtepomp een kleinere temperatuurlift moet leveren en dus bijgevolg een lagere investering en onderhoudskosten vergt en ook een betere SPF heeft. Voor de berekening van het basisbedrag gaan we uit van een SPF voor de warmtepomp, tevens geldend voor het systeem, zoals opgenomen in onderstaande tabel. Tevens wordt ervan uitgegaan dat het glastuinbouwbedrijf al over een voldoende grote elektriciteitsaansluiting beschikt en dat er geen bijkomende kosten voor verzwaring ervan moeten worden meegenomen.

Voor deze categorie is uitgegaan van beperkte warmteonttrekking of koeling. Hierbij is uitgegaan van een gelijke waarde per geleverde eenheid warmte en koude. We houden rekening met 10 procent warmteonttrekking of koeling ten opzichte van de jaarlijkse hoeveelheid geleverde warmte. Dit is verrekend in het basisbedrag als 350 vollasturen warmteonttrekking boven op de vollasturen voor warmtelevering. We geven mee dat de subsidie geënt dient te worden op het aantal vollasturen warmte dat voor deze categorie 3.500 uur is.

Tabel 4.13

Technisch-economische parameters voor lucht-waterwarmtepomp, geen basislast, lage temperatuur,

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2024	Advies SDE++ 2025
Installatiegrootte	[MW]	0,5	0,5
Vollasturen berekening	[uur/jaar]	3.500 warmte + 350 koude	3.500 warmte + 350 koude
Vollasturen subsidie	[uur/jaar]	3.500 warmte	3.500 warmte
Investeringskosten	[€/kW]	704	749
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	50	50
SPF - Systeem	-	4,05	4,0
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0281	0,0219
Elektriciteitsverbruik	[MWh/jaar]	475	482
Basisbedrag	[€/kWh]	0,0694	0,0635
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

4.3.2 Energie uit lucht - geen basislast, middentemperatuur

Deze categorie is gericht op de inzet van een lucht-waterwarmtepomp van minimaal 500 kWth voor verwarming van met name bestaande objecten in de gebouwde omgeving en utiliteit, met een warmwatercircuit op ongeveer 75 °C. Hierbij is uitgegaan van een matige tot goede isolatie van de gebouwen, waarbij er geen of beperkte aanpassing in het bestaande afgiftesysteem nodig is. Bij deze toepassing wordt warmte uit de buitenlucht gebruikt als laagtemperatuurbron om met hulp van een luchtwaterwarmtepomp een temperatuurlift te creëren. Deze warmte wordt direct geleverd aan een warmwatercircuit in het gebouw. Voor de berekening van het basisbedrag betreft het een referentiecasi met een uittredetemperatuur van de luchtwaterwarmtepomp van typisch 75 tot 80 °C. Deze technologie is overal toe te passen doordat de buitenlucht als warmtebron overal beschikbaar is. Hiermee is het dan ook mogelijk om zeer lokaal te verwarmen en te verduurzamen. Leidingen voor warmtetransport zijn hierbij niet nodig.

Bij de vaststelling van het basisbedrag is uitgegaan van beperkte warmteonttrekking of koeling. Hierbij is uitgegaan van een gelijke waarde per geleverde eenheid warmte en koude. Bij de berekening van het basisbedrag is rekening gehouden met 10 procent koudelevering of warmteonttrekking ten opzichte van de jaarlijkse hoeveelheid geleverde warmte. Dit is verrekend in het basisbedrag als 350 vollasturen warmteonttrekking boven op de vollasturen voor warmtelevering. Het advies is passend voor een systeem dat voor maximaal 3.500 vollasturen warmte subsidie kan ontvangen. Voor de berekening van het basisbedrag voor deze categorie is de uiteindelijke warmteafgifte na de warmtepomp leidend.

De gehanteerde SPF voor het gehele systeem voor deze luchtwaterwarmtepomp categorie is van vele factoren afhankelijk, zoals onder andere van systeemp parameters maar ook omgevingsfactoren. Voor de referentie-installatie en voor de berekening van het basisbedrag is voor de warmtepomp, tevens geldend voor het systeem, een SPF aangenomen zoals opgenomen in onderstaande tabel. Ook wordt aangenomen dat de elektriciteitsaansluiting verzaamd moet worden vergeleken met de bestaande situatie, wat leidt tot bijkomende investerings- en operationele kosten. Lucht-luchtwarmtepompen zijn uitgesloten.

Tabel 4.14
Technisch-economische parameters voor luchtwaterwarmtepomp naar middentemperatuur, gebouwde omgeving

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2024	Advies SDE++ 2025
Installatiegrootte	[MW]	0,5	0,5
Vollasturen berekening	[uur/jaar]	3.500 warmte + 350 koude	3.500 warmte + 350 koude
Vollasturen subsidie	[uur/jaar]	3.500 warmte	3.500 warmte
Investeringskosten	[€/kW]	1.806	1.940
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	109	111
SPF - Systeem	-	3,05	3,1
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0620	0,0534
Elektriciteitsverbruik	[MWh/jaar]	631	631
Basisbedrag	[€/kWh]	0,1613	0,1555
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

4.3.3 Energie uit lucht- geen basislast, hogere temperatuur

In deze categorie worden warmtepompsystemen beschouwd ter verduurzaming van bestaande hogetemperatuurwarmtenetten in de gebouwde omgeving, met een stooklijn en dus gemiddeld een hogere afgiftetemperatuur van 90 tot 100 °C. . Voor deze categorie is aangenomen dat de maximale afgiftetemperatuur van deze hogere temperatuur warmtepomp 120 °C bedraagt, met name in de winter. Hierdoor sluit deze dan ook aan bij de bedrijfsvoering van het warmtetransportnet volgens een stooklijn. Bij het vaststellen van de jaargemiddelde warmtepomp COP, de SPF, is rekening gehouden met deze stooklijn.

Bovenstaande betekent ook dat de warmtepomp een grotere temperatuurlift moet leveren en dus bijgevolg een hogere investering en onderhoudskosten vergt en ook een minder goede SPF heeft. Voor de berekening van het basisbedrag gaan we uit van SPF, geldend voor het systeem, zoals opgenomen in de onderstaande tabel over de technisch-economische parameters. Tevens wordt ervan uitgegaan dat deze installatie nog niet over een voldoende grote elektriciteitsaansluiting beschikt en dat er bijkomende kosten voor verzwaring ervan moeten worden meegenomen.

Voor deze categorie is uitgegaan van beperkte warmteonttrekking of koeling. Hierbij is uitgegaan van een gelijke waarde per geleverde eenheid warmte en koude. We houden rekening met 10 procent warmteonttrekking of koeling ten opzichte van de jaarlijkse hoeveelheid geleverde warmte. Dit is verrekend in het basisbedrag als 350 vollasturen warmteonttrekking boven op de vollasturen voor warmtelevering. We geven mee dat de subsidie geënt dient te worden op het aantal vollasturen warmte dat voor deze categorie 3.500 uur is. Voor de bepaling van het basisbedrag is tevens uitgegaan van kosten voor een warmte-opslagbuffer (dag/nacht), gekoppeld aan de warmtepomp. We adviseren deze categorie onder te brengen binnen het hekje van de laagtemperatuurcategorieën.

Tabel 4.15

Technisch-economische parameters voor Energie uit lucht- geen basislast, hogere temperatuur

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2024	Advies SDE++ 2025
Installatiegrootte	[MW]	-	1
Vollasturen berekening	[uur/jaar]	-	3.500 warmte + 350 koude
Vollasturen subsidie	[uur/jaar]	-	3500 warmte
Investeringskosten	[€/kW]	-	2.039
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	-	126
SPF - Systeem	-	-	2,5
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	-	0,0652
Elektriciteitsverbruik	[MWh/jaar]	-	1.540
Basisbedrag	[€/kWh]	-	0,1761
Looptijd subsidie	[jaar]	-	15

4.3.4 Energie uit lucht - basislast, hogere temperatuur

Deze categorie, en haar uitgangspunten, is gelijkaardig aan de voorgaande categorie (Energie uit lucht- geen basislast, hogere temperatuur), waarbij systemen beschouwd worden ter verduurzaming van bestaande hogetemperatuurwarmtenetten in de gebouwde omgeving, met een hogere afgiftetemperatuur van gemiddeld 90 tot 100 °C. Deze categorie is gebaseerd op een basislast bedrijfsvoering met 6.000 vollasturen per jaar. In deze categorie is geen rekening gehouden met teruglevering van koude.

Tabel 4.16

Technisch-economische parameters voor Energie uit lucht - basislast, hogere temperatuur

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2024	Advies SDE++ 2025
Installatiegrootte	[MW]	-	1
Vollasturen berekening	[uur/jaar]	-	6.000
Vollasturen subsidie	[uur/jaar]	-	6.000
Investeringskosten	[€/kW]	-	2.039
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	-	126
SPF - Systeem	[-]	-	2,5
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	-	0,0593
Elektriciteitsverbruik	[MWh/jaar]	-	2.400
Basisbedrag	[€/kWh]	-	0,1322
Looptijd subsidie	[jaar]	-	15

4.4 Correctiebedragen

We adviseren voor de waterkrachtcategorie de EPEX als maatstaf voor de prijs van de geproduceerde elektriciteit. Voor alle aquathermiecategorieën gaan we ervan uit dat de belangrijkste techniek die vervangen wordt een gasgestookte installatie is, doorgaans een WKK, waarbij het vermeden gasverbruik leidend is.

Voor de categorie Energie uit lucht – geen basislast, middentemperatuur wordt het correctiebedrag specifiek vastgesteld op basis van een gasketel als referentie. Hierbij kan illustratief gedacht worden aan blokverwarming. Voor de categorie Energie uit lucht – geen basislast, lage temperatuur geldt gegeven het referentievermogen van 500 kWth een gasgestookte WKK-installatie waarbij het vermeden gasverbruik leidend is, vanwege de dominantie van gas-WKK's in de glastuinbouw. Voor de categorieën energie uit lucht met een hogere temperatuur, geldt ook een WKK als referentie voor het correctiebedrag.

5 Zonne-energie

In dit hoofdstuk gaan we in op de adviezen voor zonne-energie, te weten elektriciteit uit fotovoltaïsche panelen (zon-pv), warmte uit zonnecollectoren (zonthermie en daglichtkas) en PVT met warmtepomp. PVT is de gecombineerde opwekking van elektriciteit (pv) en warmte (thermisch) uit zonne-energie.

Voor zon-pv hebben de categorieën betrekking op een installatie voor de productie van hernieuwbare elektriciteit uit zonlicht – uitsluitend door middel van fotovoltaïsche zonnepanelen – die is aangesloten op een elektriciteitsnet via een aansluiting met een totale maximale doorlaatwaarde van meer dan 3x80 A. Een aantal categorieën is nieuw toegevoegd aan dit SDE++-advies 2025: twee varianten van zon-pv bij landbouwgewassen (agri-pv genoemd in dit hoofdstuk), één variant van een overkapping boven parkeerplaatsen (allemaal voor twee schaalgroottes) en categorieën met een ander opwekprofiel. De in dit advies onderzochte categorieën voor zon-pv zijn:

- Zon-pv, ≥ 15 kWp en < 1 MWp, gebouwgebonden
- Zon-pv, ≥ 15 kWp en < 1 MWp, grondgebonden natuurinclusief
- Zon-pv, ≥ 15 kWp en < 1 MWp, drijvend op water natuurinclusief
- Zon-pv, ≥ 15 kWp en < 1 MWp, agri-pv op hoogte (agri-pv boven gewasteelt)
- Zon-pv, ≥ 15 kWp en < 1 MWp, agri-pv met verticale panelen
- Zon-pv, ≥ 15 kWp en < 1 MWp, overkapping boven parkeerplaats
- Zon-pv, ≥ 1 MWp, gebouwgebonden
- Zon-pv, ≥ 1 MWp en < 20 MWp, grondgebonden natuurinclusief
- Zon-pv, ≥ 1 MWp, drijvend op water natuurinclusief
- Zon-pv, ≥ 1 MWp en < 20 MWp, zonvolgend grondgebonden natuurinclusief
- Zon-pv, ≥ 1 MWp, zonvolgend drijvend op water natuurinclusief
- Zon-pv, ≥ 1 MWp en < 20 MWp, agri-pv op hoogte (agri-pv boven gewasteelt)
- Zon-pv, ≥ 1 MWp en < 20 MWp, agri-pv met verticale panelen
- Zon-pv, ≥ 1 MWp en < 20 MWp, overkapping boven parkeerplaats
- Zon-pv, ≥ 20 MWp, grondgebonden natuurinclusief
- Zon-pv, ≥ 20 MWp, zonvolgend grondgebonden natuurinclusief (ook voor agri-pv)

Op zoek naar alternatieve manieren om netcongestie te verminderen worden er nog twee extra categorieën gepresenteerd, die beiden een gunstiger opwekprofiel hebben en daardoor een kleiner profieffect. Dit geldt overigens ook voor de hierboven nieuw geïntroduceerde categorie agri-pv met verticale panelen. De twee extra categorieën zijn:

- Zon-pv, ≥ 15 kWp en < 1 MWp, op gevels oost en west
- Zon-pv, ≥ 15 kWp en < 1 MWp, op infrastructuur oost en west

Voor alle categorieën voor zon-pv, behalve bij zonvolgende systemen en verticale systemen, geldt dat wordt uitgegaan van een netaansluiting met een transportcapaciteit van 50 procent van het vermogen van de zonnepanelen. Voor zonvolgende systemen zijn de basisbedragen bepaald voor een netaansluiting met een transportcapaciteit van 70 procent van het vermogen van de zonnepanelen. Hetzelfde geldt voor de nieuwe variant agri-pv met verticale panelen, waarbij er van uitgegaan wordt dat de panelen tweezijdig zijn en gericht op oost en west. De reden om voor deze typen systemen 70% netaansluiting te hanteren is gelegen in het vlakkere opbrengstprofiel, waardoor deze meer elektriciteit kunnen leveren buiten de voor zon-pv typische middagpiek. De

grenswaarde van 20 MWp (in combinatie met een netaansluiting van 50 procent) voor de grondgebonden systemen is gekozen omdat de kosten van de netwerkaansluiting vanaf 10 MW niet gereguleerd zijn, maar in het vrije domein vallen.

Ook voor zonthermie zijn er aanpassingen in het advies. De onderzochte categorieën voor zonthermie zijn:

- Zonthermie, ≥ 140 kWth en < 1 MWth
- Zonthermie, ≥ 1 MWth aan warmtenet

De categorie > 1 MWth is ook voor warmte voor eindgebruikers, zie de toelichtende tekst in dit hoofdstuk. De categorie daglichtkas is voor SDE++ op de groslijst geplaatst en wordt hier niet beschreven. Het meest recente advies is te vinden in het eindadvies SDE++ 2024.

Ook voor PVT is er een aanpassing in de categorieën en de namen. De onderzochte categorieën voor PVT zijn:

- PVT voor gebouw
- PVT aan warmtenet

5.1 Fotovoltaïsche zonnepanelen

5.1.1 Omgaan met schaarste van netcapaciteit

In de wijzigingsnotitie SDE++ 2025 is aangekondigd dat er in dit eindadvies aandacht zal zijn voor de vraag of er mogelijkheden zijn om binnen de SDE++ beter rekening te houden met de schaarste op het gebied van netcapaciteit. In deze paragraaf wordt ook toegelicht hoe de extra gedefinieerde categorieën hieraan kunnen bijdragen (agri-pv verticaal, gevelsystemen en pv op infrastructuur).

Draagvlak voor transportcapaciteit van 50% van het piekvermogen

Reeds geïmplementeerd is de eis om voor zon-pv een transportcapaciteit 50% van het piekvermogen van de zonnepanelen te hanteren, om zodoende een betere benutting en minder verstoring van het elektriciteitsnet te realiseren. In de marktconsultatie hebben we vernomen dat deze maatregel door de markt geaccepteerd en gedragen wordt. Daarbij hebben we wel ook vernomen dat het toenemende aantal eisen in SDE++ ervoor zorgt dat aanvragers soms overwegen om voor hun projecten géén SDE++ aan te vragen. In eerdere adviezen is al geschreven over energieopslag en een non-firm-ATO. In de marktconsultatie zijn onderstaande onderwerpen nog aan bod gekomen.

Bijplaatsen van zonnepanelen bij bestaande SDE-projecten

Bijplaatsen van zonnepanelen bij bestaande SDE-projecten om te komen tot een transportcapaciteit van 50% ten opzichte van het piekvermogen van de zonnepanelen lijkt geen draagvlak te hebben bij de sector en is ook uitvoeringstechnisch een uitdaging. Daarom werken we deze hier niet verder uit.

Combinatie zon en wind

In de marktconsultatie hebben we vernomen dat er geen extra beleid nodig is om de combinatie zon-pv en windenergie te bevorderen. De tarieven zijn al passend en de obstakels liggen op andere gebieden, zoals in de weerbaarheid van de praktijk of de concurrentie om de grond met landbouwtoepassingen. De in de wijzigingsnotitie genoemde mogelijkheden om eigen verbruik en een fysieke directe lijn te stimuleren worden in de tekst hieronder benoemd en lijken toepasbaar maar vragen geen extra beleid.

5.1.2 Omgaan met uren met negatieve elektriciteitsprijs

Zoals in de wijzigingsnotitie SDE++ 2025 aangekondigd volgt er in dit eindadvies aandacht voor het effect van uren met negatieve elektriciteitsprijs. In deze paragraaf wordt daar op ingegaan. In deze paragraaf geven we een aantal opties, zonder een voorkeursoptie te adviseren. In bijlage 7 werken we enkele opties nader uit, waarbij we KGG ter overweging geven om een keuze tussen drie varianten te maken.

Uren met negatieve elektriciteitsprijs en effect ervan op SDE++

Periodes met negatieve elektriciteitsprijzen zullen in de toekomst een steeds grotere rol gaan spelen. Voor elektriciteit die tijdens die periodes geproduceerd wordt wordt geen subsidie uitgekeerd. Zon-pv installaties zullen dan waarschijnlijk uitgezet worden en dit heeft een effect op het aantal vollasturen. In dit eindadvies benoemen we mogelijkheden om met dit naar verwachting groeiend probleem van uren met negatieve prijzen om te gaan in de SDE++-regeling. Merk op dat van alle waargenomen uren met negatieve prijzen niet altijd zon-pv benadeeld wordt: een uur met negatieve prijs bij middernacht heeft geen inkomstenderving voor zon-pv tot gevolg. Dit wordt uitgewerkt in paragraaf 5.1.3.

Opties met aanpassingen in de berekeningsmethodes

Optie 1: projectie voor aantal uren met negatieve elektriciteitsprijs verwerken in vollasturen

Met deze optie worden nieuw aantallen vollasturen bepaald voor de gehele SDE++-beleidsperiode van 15 jaar, waarin een vermindering is toegepast vanwege het aantal verwachte uren met negatieve prijzen. Het richting de toekomst voorspellen van het aantal uren met negatieve prijzen is echter lastig. Projecties in de KEV (PBL, 2024) en door Aurora Energy Research geven weliswaar prognoses, maar die blijven met onzekerheden omgeven. Deze optie zou een financieel risico kunnen geven voor zowel de beschikkingshouder als voor de subsidieverlener. Mogelijk zou een minimale verwachte waarde van het aantal vollasturen voor zon-pv en windenergie wel te geven zijn. Maar daarbij moet gezegd worden dat door toenemende vraagsturing en flexibiliteitsopties deze inperking niet per se een vast gegeven is. Mogelijk biedt de optie om een minimale inschatting te maken wel een goede combinatie met de verderop vermelde extra banking. Een manier om dat te doen is door bijvoorbeeld te kijken naar de verwachte ontwikkeling van de energievraag op dalmomenten en de correlatie met het verwachte wind- en zonaanbod. Dit wordt hier nu niet uitgewerkt.

Optie 2: een staffel voor de vollasturen voor de bepaling van het basisbedrag

Een manier om met de onzekerheid rondom de ontwikkelingen van toekomstige parameterwaarden om te gaan is een reeks van basisbedragen te bepalen door met een staffel in vollasturen te werken. Hierbij wordt de onzekere toekomst vertaald naar een reeks basisbedragen op basis van een reeks relatief lage aantallen vollasturen. Het idee daarbij zou zijn dat aan het einde van het kalenderjaar naar gelang het aantal uren met negatieve prijzen bezien wordt welk basisbedrag het meest passend is en dan dat basisbedrag als leidend beschouwt voor de jaarafrekening.

Aan het einde van elk jaar is vast te stellen hoeveel uren met een negatieve elektriciteitsprijs voorgekomen zijn. Dit is een objectief vast te stellen parameter. Aan de hand van de productie [MWh] van zon-pv, wind op land en wind op zee is vast te stellen wat typische uren met negatieve prijs waren die veroorzaakt zijn door zon-pv (windstille zonnige dag) en wat typische uren met negatieve prijs waren die veroorzaakt zijn door windenergie (stormachtige nacht). Bij een combinatie van zonproductie en windproductie zal een verdeling gemaakt moeten worden volgens een vooraf vastgelegde berekeningswijze. De staffel zou uitgedrukt moeten worden in het aantal uren met negatieve elektriciteitsprijs waarvan zon-pv de oorzaak was (deels gebaseerd op een afweging tussen zon en wind als oorzaak). Daarbij moet ook de netaansluitingswaarde meegewogen worden. Meer hierover in paragraaf 5.1.3.

In de uitvoering is de staffel complex en ook lastig te combineren met de afroomconstructie met opbrengstgrensbedragen. Eveneens is het een uitdaging om de basisbedragenstaffel te combineren met het fasebedrag, het maximum aantal subsidiabele vollasturen en de budgetclaim, en eveneens voor opbrengstgrensbedrag en de berekening van de subsidie-intensiteit. In de huidige regeling is bovendien het gereserveerde subsidiebedrag in de beschikking een vast gegeven, ophogen of overschrijden is niet mogelijk. Bij een staffel zal er altijd een onnauwkeurigheid in de toe te kennen netto subsidie zitten, om te beginnen vanwege de staffel zelf en de stapfunctie erin, maar ook het correctiebedrag kan verschillend zijn al naargelang de oriëntatie van pv-systemen. Het schrappen van uren wegens negatieve prijzen lijkt bovendien een impact te hebben op de PO-factor, waardoor het effect van een hoger basisbedrag deels teniet gedaan wordt. Banking wordt ook moeilijker in combinatie met de basisbedragenstaffels. Ook qua uitvoering zijn er obstakels, zoals de onzekerheid rondom de ict-faciliteiten, heldere communicatie van deze complexe aanpak, de planning en de compatibiliteit met het Europese milieusteunkader en de regels voor de interne marktwerking. Ook speelt daarbij de vraag hoe om te gaan met regionale verschillen.

Optie 3: een correctie op het correctiebedrag ter compensatie van de gemiste productie-uren

Het correctiebedrag moet een reflectie van de marktprijs zijn. Er vindt al een correctie plaats op het profiel- en onbalanseffect, maar nu zou daarbovenop dus nog een correctie plaatsvinden die het aantal uren met negatieve prijs meeneemt.

Optie 4: Verlengen van banking

In deze variant wordt de bankingtermijn verlengd. Voordelen: deze benadering voorkomt de staffel en het extra werk daarvoor en is eenvoudiger te operationaliseren. Toepassing van forward banking sluit bovendien aan bij de praktijk. Nadeel: mocht er sprake zijn van meerdere jaren banking dan betekent dit in feite verlenging van de subsidietermijn met meerdere jaren. Als de cashflow van projecten in de eerste 15 jaar onvoldoende is om de lening af te lossen (te lage DSCR) zullen banken geen lening verstrekken. Ook is het zo dat een deel van de subsidie-inkomsten uit het begin van de beleidsperiode verlegd worden naar het einde van de periode, wat mogelijk tot liquiditeitsproblemen kan leiden bij de ontwikkelaars. Uitvoeringstechnisch lijkt verlenging van banking haalbaar,

eventueel in combinatie met optie 1 (lager aantal vollasturen) en optie 5 (nog kleinere netaansluiting). Deze optie kan ook van toepassing zijn op projecten uit voorgaande SDE-ronden. Keuzes hierbij zijn de benodigde duur van banking. Een andere factor die hierbij meespeelt is dat eigen verbruik ook leidt tot banking omdat eigen verbruik niet meer subsidiabel is en tot minder vollasturen leidt. Deze aspecten worden hier niet nader beschouwd.

Opties die een aanpassing in het pv-ontwerp vragen

Optie 5: een netaansluiting van minder dan 50% van het piekvermogen

Hoe lager het aangesloten vermogen, hoe vlakker het geleverde profiel. Op dit moment is in SDE++ een netaansluiting van 50% voorgeschreven. Door dit lager te maken komt een relatief groter deel van de geleverde elektriciteit buiten de piek en daarmee ook buiten de uren met negatieve prijzen te liggen. De impact van de verminderde leveringsuren is daarmee kleiner. Deze variant zorgt wel voor een hogere subsidie-intensiteit. Bovendien kan er relatief veel elektriciteit niet geleverd worden aan het net, die daarmee veel hernieuwbare elektriciteit onbenut laat. Van de andere kant is het wel een mogelijkheid voor het efficiënt inzetten van de schaarse net-capaciteit. Ten behoeve van de introductie van de netaansluiting van 50% hebben we in advies (Beurskens et al, 2022) ook al stilgestaan bij andere percentages, waaruit destijds niet een eenduidig beeld volgde voor een beste waarde. Hiermee wordt een extra prikkel gegeven om over te stappen van op het zuiden georiënteerde systemen naar oost-westsystemen en in te zetten op meer eigengebruik van elektriciteit al dan niet gecombineerd met batterijopslag. Voor sommige systeemvarianten zou dit niet moeten gelden, omdat het profiel al gunstig is: zonzvolgende systemen en verticale systemen gericht op oost en west bijvoorbeeld.

Optie 6: verticaal geplaatste tweezijdige panelen gericht op oost en west

Vanwege de oriëntatie op het oosten en westen leveren de pv-panelen het piekvermogen in de ochtend en aan het einde van de middag of het begin van de avond. Gunstig aan deze variant is dat er in het middaguur minder opbrengst is. Door het gunstigere opwekprofiel is het profieleffect bij deze variant minder sterk dan voor zuidgeoriënteerde pv. Dit betreft twee varianten: agri-pv met verticaal geplaatste panelen en pv-panelen op infrastructuur. Voor montage op platte daken is het verticaal positioneren erg ongebruikelijk, maar niet onmogelijk. Meer gangbaar is de oost-westoriëntatie op bestaande schuine of platte daken, die echter een minder gunstig opwekprofiel (in de tijd) heeft dan de verticale systemen. Het potentieel voor zon-pv op infrastructuur wordt in het rapport over Ruimtelijk potentieel van zonnestroom in Nederland (Van Hooff et al, 2021) geschat op zo'n 10 tot 56 GWp. Dit zijn echter niet allemaal locaties waar de verticale plaatsing de meest voor de hand liggende optie is. Grootste potentiële volgens genoemd rapport liggen op erven van bedrijven, bermen en verkeerseilanden en voor een klein deel ook geluidsschermen. Praktische aandachtspunten bij deze optie zijn hoe het definiëren van de oriëntatie op een werkbare wijze kan gebeuren, en ook of er qua vergunningen voldoende mogelijkheden zijn. Deze variant wordt verderop in dit eindadvies geïntroduceerd als zon-pv op infrastructuur.

Optie 7: verticaal geplaatste éénzijdige panelen aan gebouwgevels

Dit is dezelfde variant als optie 6 hierboven, maar dan met monofacial panelen. Hierbij zijn de pv-panelen gemonteerd aan een gevel, bij voorkeur gericht op het oosten en/of een gevel op het westen. Vanwege de manier van monteren kan er geen opwekking aan de achterzijde van het paneel plaatsvinden, wat zodoende resulteert in een lagere opbrengst dan optie 6. Voor zon-pv aan gevels is een vergunning nodig. In het rapport Building Integrated Photovoltaics (Corti en Frontini, 2024) wordt voor Nederland in 2024 een gevel-markt van 12 MWp gerapporteerd, en een prognose voor 2028 van 23 MWp. Dit zijn kleine aantallen, zeker in vergelijking met de potentiële zoals deze in

het Ruimtelijk potentieel van zonnestroom in Nederland (Van Hooff et al, 2021) geraamd zijn: zo'n 3 tot 30 GWp op gevels van grondgebonden woningen, in de gestapelde bouw en bij vastgoed in de utiliteitsector en industrie. Met name bij hoogbouw is het gevel-oppervlak flink groter dan het (beschikbare) dakoppervlak. Praktische aandachtspunt bij deze optie is hoe het definiëren van de oriëntatie op een werkbare wijze kan gebeuren, en ook of dit wel noodzakelijk is. Deze variant wordt verderop in dit eindadvies geïntroduceerd als zon-pv op gevels.

Optie 8: de conventionele oost-westopstelling

De conventionele oost-westopstelling levert in vergelijking met een zuidopstelling ook al eerder en later op de dag elektriciteit. Nadeel in vergelijking met de verticale layout is dat de opbrengst rond het middaguur nog steeds hoog is. Bij deze optie de verdeling van de piekopbrengst een beetje beter dan voor zuidsysteemen. Deze wordt hier volledigheidshalve genoemd, maar is geen structurele oplossing die een aparte categorie in SDE++ behoeft, te meer omdat dit al huidige praktijk is.

Optie 9: ontwerp pv-systeem afstemmen op eigen verbruik

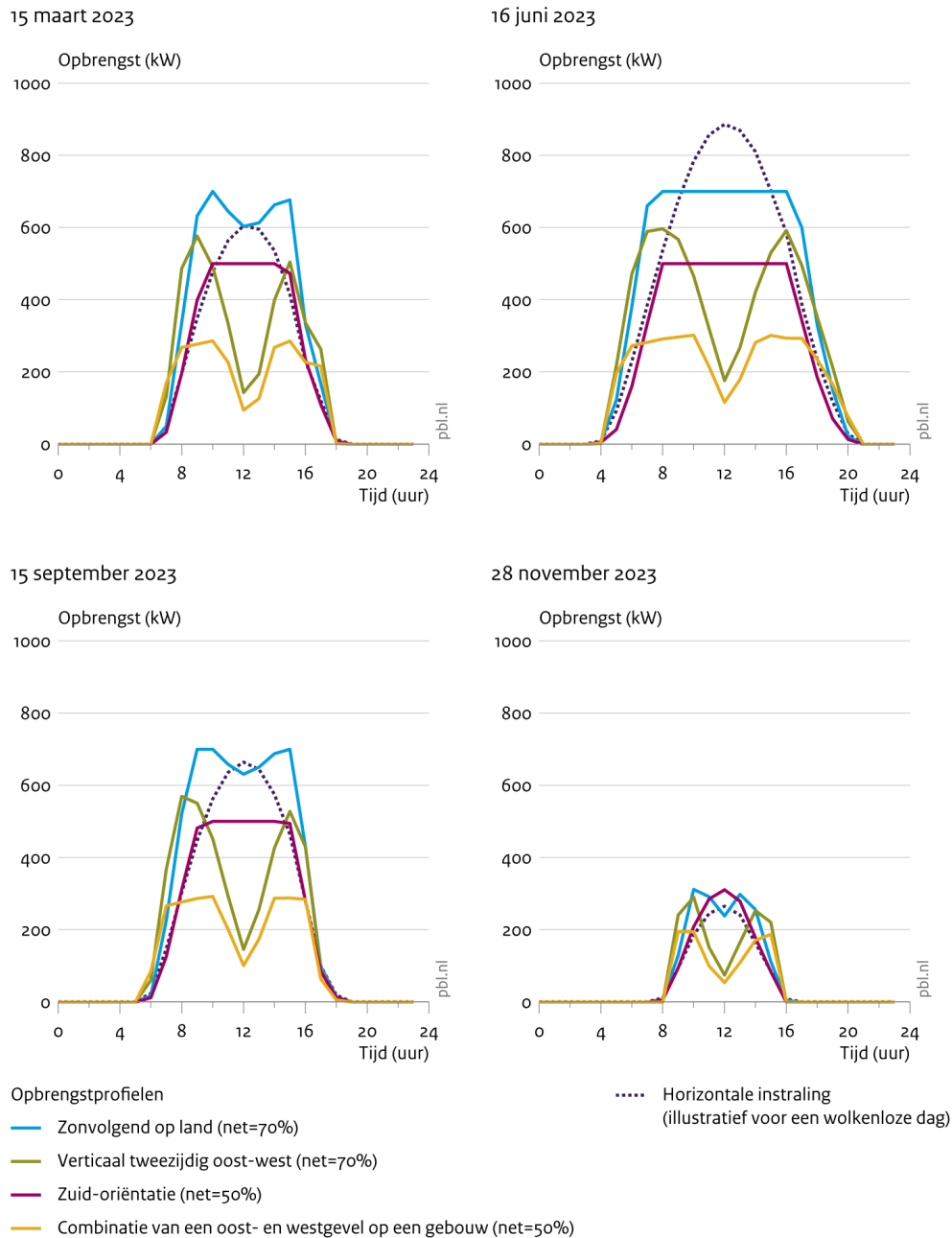
In gebouwen zijn mogelijk processen aanwezig die tijdelijk extra elektriciteit kunnen afnemen op momenten dat er te veel elektriciteit is. Maatregelen die zonder meerinvestering in te zetten zijn kunnen voor extra verbruik zorgen: bijvoorbeeld door elektrische auto's op te laden, klimaatregeling extra in te zetten bij veel zon en inzetten van reeds bestaande elektrische processen, met name (product-)koeling. Duurdere maatregelen zijn bijvoorbeeld een batterij voor dag/nachtopslag en een directe lijn naar een grote afnemer, al is de inzet daarvan (in uren) veelal beperkt en daarom minder competitief. Omdat het eigen verbruik niet meer voor compensatie via SDE++ in aanmerking komt is dit een variant waarvoor geen SDE++ meer aangevraagd hoeft te worden, hoewel SDE++ natuurlijk ook belangrijke voordelen kent. Dit zou een stap zijn richting subsidievrij die mogelijk geworden is door de almaar dalende kostprijs van zon-pv en de hogere elektriciteitsprijzen. Opmerking hierbij is dat er doorgaans een kleiner deel van een beschikbaar dak met pv belegd wordt, omdat er anders overproductie zou plaatsvinden. Een variant van een hernieuwbaar systeem waarbij het eigen verbruik toeneemt is de combinatie van PVT met een warmtekoudeopslag (WKO), via een warmtepomp warmte invoegend op een warmtenet. Op deze manier kan hernieuwbare elektriciteit uit de zomer op efficiënte wijze (d.w.z. tegen aanzienlijke COP) worden omgezet in warmte voor de winter, via seizoensopslag van warmte. Deze categorie wordt in dit eindadvies besproken (zie paragraaf 5.2.4).

Verschillen in opwekprofielen van de verschillende varianten

Eerder genoemde opties verwijzen naar de verschillen in opbrengstprofielen voor diverse varianten van zon-pv. Als onderdeel van de discussie over uren met negatieve elektriciteitsprijs en netcongestie presenteren we in figuur 5.1 de verschillende varianten, met daarbij ook nog de varianties die er gedurende het jaar optreden. De informatie uit deze figuren is indicatief, het betreffen niet per se de dagen met de hoogste of laagste elektriciteitsopbrengst.

Figuur 5.1

Gesimuleerde opbrengstprofielen voor zon-pv-systeem van 1 MWp per seizoen



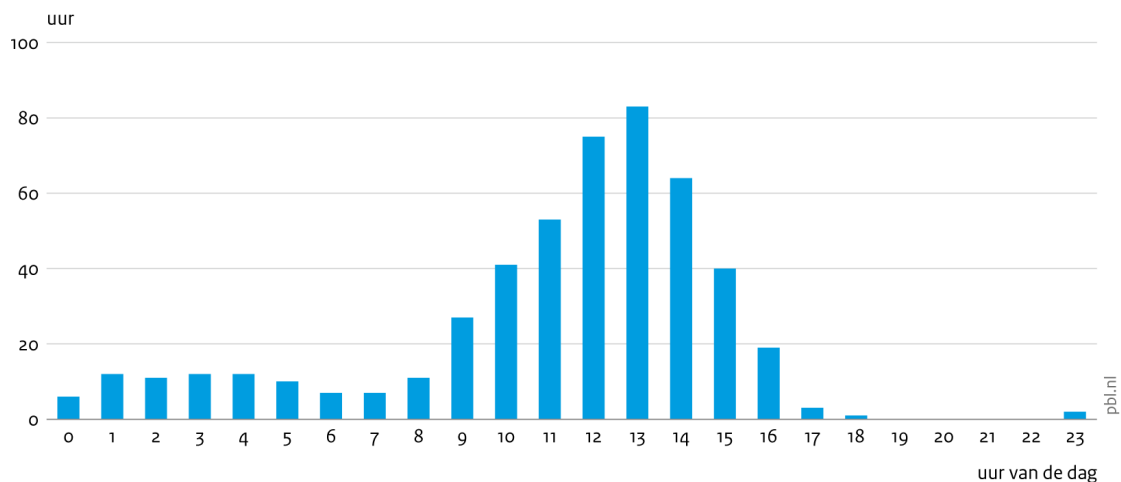
Bron: PBL

5.1.3 Oorsprong van uren met negatieve prijzen

Zoals hiervoor besproken neemt het aantal waargenomen uren met negatieve elektriciteitsprijs (day-ahead prijzen) toe. In de jaren 2020, 2021 en 2022 was het jaarlijks aantal uren met negatieve prijzen minder dan 50, in 2023 bedroeg het ruim 300, en in 2024 zal dat aantal nog hoger zijn. Dit is onder andere te bekijken via [de website van ENTSO-E](#) en [de SDE-pagina op de website van RVO](#). In de Monitor zon-pv 2024 (RVO, 2024) wordt de verwachting uitgesproken dat het aantal negatieve prijsuren in de toekomst nog fors wordt. De oorsprong van de uren met negatieve prijzen ligt in uren met hoge productie van variabele hernieuwbare bronnen: windenergie op land, op zee en zon-pv. Voor de hernieuwbare elektriciteitsproductie tijdens een uur met negatieve prijs kan geen SDE++ subsidie uitgekeerd worden. De inkomstenderving hangt echter af van de potentiële productie in dat uur, en die kan voor windenergie anders zijn dan voor zon-pv. Een voorbeeld: een uur met negatieve prijs tijdens een windrijke nacht heeft geen impact op de subsidie-uitkering voor zon-pv. Omgekeerd heeft een uur met negatieve prijs op een windstille zonnige zomerdag geen invloed op de subsidie-uitkering voor windenergie. Onderstaande figuur geeft aan hoe de verdeling van de uren met negatieve prijzen over de dag is, op basis van een analyse van de periode van 12 maanden, november 2023 tot november 2024. Op de verticale as van deze figuur is het aantal waargenomen uren met negatieve prijs weergegeven, voor elk uur van de dag (0-23). Het totaal aantal uren met negatieve prijs in de beschouwde periode bedraagt 496.

Figuur 5.2

Frequentie van uren met negatieve elektriciteitsprijs, november 2023 – november 2024



Bron: entso-e

Invloed van grootte van netaansluiting op doorwerking uren met negatieve prijzen

Behalve het effect dat een uur met negatieve prijs door windenergie veroorzaakt kan zijn en dan geen invloed heeft op de realisatie van zon-pv is er nog een ander effect: de grootte van de netaansluiting werkt door op de vollasturen voor de uren waarop afkapping plaatsvindt.

5.1.4 Multifunctioneel ruimtegebruik

De maatschappelijke discussie en het beleid rondom multifunctioneel ruimtegebruik is volop in ontwikkeling. Hieronder lichten we verschillende concepten toe voor agri-pv en bespreken we overdekte parkeerplaatsen, zon-pv op gevels en pv op infrastructuur.

Agri-pv

Op basis van de in de marktconsultatie aangeleverde informatie en eigen onderzoek maken we onderscheid tussen drie varianten: 'agri-pv op hoogte', 'agri-pv verticaal in het veld' en 'agri-pv éénassig zonvolgend'. Deze drie varianten worden hieronder toegelicht. Voor SDE++ is het belangrijk dat er een goede en werkbaar definitie is van agri-pv. Deze zou nog ontwikkeld moeten worden. Hoe dit precies vormgegeven kan worden in de praktijk zal nader onderzocht moeten worden.

Huidige referentie

In de SDE++ wordt voor de standaard, vast opgestelde systemen, uitgegaan van meerkosten van de pv-onderconstructie voor grondgebonden systemen (1-20 MWp) van rond 190 €/kWp (installatiemateriaal en -arbeid).

Variant 1: Agri-pv op hoogte, boven de gewassen

Voor de variant 'agri-pv op hoogte' definiëren we twee categorieën, één voor systemen kleiner dan 1 MWp en één voor systemen groter dan 1 MWp. De referentiegroottes voor deze systemen zijn 500 kWp en 10 MWp respectievelijk. Hierbij gaan we uit van een pv-systeem dat boven de gewassen geplaatst is, op een hoogte van ongeveer 3 meter boven de grond. Het gaat hier om open veldsystemen dus geen tuinbouwkassen. We schatten de meerkosten voor de investering voor de onderconstructie bovenop het standaard systeem op 60 €/kWp, vooral ten behoeve van de lengtes en -diktes staalconstructie en de zwaardere fundering ten opzichte van veldsystemen, dit vanwege de hogere windbelasting. Verder worden er meerkosten gerekend ter compensatie van het verwachte gebruik van halfdoorlatende modules, waarvoor we aannemen dat deze 40% transparant zijn, met een lager piekvermogen. Deze meerkosten worden berekend als 40% van de vastgestelde module prijs van 125 €/kWp, oftewel 50 €/kWp. Voor de twee categorieën worden dezelfde meerkosten aangehouden.

We nemen geen kosten op voor natuurinclusief ontwerp omdat het systeem boven landbouwgewassen geïnstalleerd wordt. Voor de jaarlijkse kosten gaan we er van uit dat er bij agri-pv op hoogte geen kosten zijn voor groenonderhoud, wat een vermindering van 1,5 €/kWp/jaar geeft. Voor deze variant gaan we uit van standaard panelen, dus niet half-lichtdoorlatende panelen. We zien dat de basisbedragen voor agri-pv onder 1 MWp zich onderscheidt van grondgebonden systemen, maar dat agri-pv boven 1 MWp eventueel samengevoegd zou kunnen worden met de grondgebonden systemen natuurinclusief. De extra kosten voor natuurinclusiviteit zijn vergelijkbaar met de meerkosten van de hogere constructie.

Tabel 5.2
Kosten agri-pv op hoogte

	Investeringskosten niet-zonvolgend, niet-natuurinclusief [€/kWp]	Jaarlijkse kosten niet-zonvolgend, niet-natuurinclusief [€/kWp/jaar]
Veld 15-1000 kWp	502	15,1
Veld 1-20 MWp	419	13,0
Veld >20 MWp	400	12,4
Agri-pv op hoogte <1MWp	612	13,6
Agri-pv op hoogte >1MWp	529	11,5

Variant 2: Agri-pv verticaal in het veld

Voor de variant 'agri-pv verticaal in het veld' definiëren we ook twee categorieën, één voor systemen kleiner dan 1 MWp en één voor systemen groter dan 1 MWp. De referentiegroottes voor deze systemen zijn respectievelijk 500 kWp en 10 MWp. Voor agri-pv met verticale tweezijdige panelen schatten we de meerkosten voor de investering bovenop het standaard systeem op 40 €/kWp, vanwege de extra constructie en de zwaardere belasting door de wind. Voor de twee categorieën worden dezelfde meerkosten aangehouden. Andere impact komt van extra vervuiling door stof en deze variant is ook gevoeliger voor beschadiging door bijvoorbeeld landbouwwerktuigen. Bovendien is, afhankelijk van de afstand tussen de rijen, meer schaduw te verwachten. De elektriciteitsopbrengst kan dus relatief laag zijn, bovenop de al te verwachten lagere opbrengst vanwege de opstelling (doorgaans staan de rijen van noord naar zuid opgesteld: de panelen zijn dus gericht op het westen en oosten). Door gebruik van tweezijdige panelen kunnen zowel de voorzijde als de achterzijde elektriciteit opwekken. Voor de netbalans is de opstelling gericht op oost en west gunstig: zo wordt de ochtend- en avondzon goed benut, terwijl er in de middag een verminderde opbrengst te verwachten is, wat minder druk legt op de typische piekuren van zon-pv. Voor de jaarlijkse kosten gaan we er van uit dat er geen wijzigingen zijn ten opzichte het corresponderende veldsysteem (niet-natuurinclusief).

Tabel 5.3
Kosten agri-pv verticaal

	Investeringskosten niet-zonvolgend, niet-natuurinclusief [€/kWp]	Jaarlijkse kosten niet-zonvolgend, niet-natuurinclusief [€/kWp/jaar]
Veld 15-1000 kWp	502	15,1
Veld 1-20 MWp	419	13,0
Veld >20 MWp	400	12,4
Verticale agri-pv <1MWp	542	13,6
Verticale agri-pv >1MWp	459	11,5

Variant 3: Agri-pv éénassig zonvolgend

Zonvolgende pv zit voor de niet-gebouwwgebonden categorieën al in SDE++. Bij zonvolgende systemen is de afstand tussen de tafels met pv-panelen vrij groot en daardoor leent deze categorie zich goed voor agri-toepassing. De meerkosten ten opzichte van de categorieën die niet zonvolgend zijn, zijn ongeveer +50% tot +80%. Daarbij komt wel dat er ook meeropbrengst is, zoals eerder in dit hoofdstuk al vermeld is. Deze categorie is al langer beschikbaar in SDE++ en de technische-economische parameters zijn reeds gedefinieerd verderop in deze paragraaf. Vanwege het gunstiger opbrengstprofiel zou de profielfactor voor deze variant apart bepaald moeten worden. Hierover is eerder in deze paragraaf meer info gegeven.

Tabel 5.4
Kosten agri-pv éénassig zonvolgend

	Investeringskosten niet-zonvolgend, niet-natuurinclusief [€/kWp]	Jaarlijkse kosten niet-zonvolgend, niet-natuurinclusief [€/kWp/jaar]	Investeringskosten zonvolgend, niet-natuurinclusief (agri-zonvolgend) [€/kWp]	Jaarlijkse kosten zonvolgend, niet-natuurinclusief (agri-zonvolgend) [€/kWp/jaar]
Veld 1-20 MWp	419	13,0	535	14,2
Veld >20 MWp	400	12,4	505	14,0

Hieronder worden de meerkosten ten opzichte van een standaard op het zuiden georiënteerd systeem nog eens samengevat.

Tabel 5.5

Meerkosten varianten ten opzichte van standaard op het zuiden georiënteerd systeem

	Meerkosten investering [€/kWp]	Meerkosten onderhoud [€/kWp/jaar]	Effect op opbrengst
Variant 1: Agri-pv op hoogte, boven de gewassen	+110	-1,5	Gelijk aan standaard
Variant 2: Agri-pv verticaal	+40	-1,5	Minder dan standaard
Variant 3: Agri-pv zonzvolgend enkelassig 1-20 MWp	+116	+1,2	Gelijk aan standaard
Variant 3: Agri-pv zonzvolgend enkelassig >20 MWp	+105	+1,6	Gelijk aan standaard

Carports

In de marktconsultatie is door meerder partijen informatie aangeleverd over de kosten voor solar carports, oftewel overdekte parkeerplaatsen. Doorgaans gaat het om grote oppervlaktes, met ook grote piekvermogens aan pv-panelen. Hoewel solar carports al enige tijd gebruik kunnen maken van de SDE++ subsidie voor gebouwgebonden systemen (terwijl het eigenlijk grondgebonden systemen zijn) geven de insprekers aan dat de kosten nog veel hoger zijn. Er worden bedragen genoemd van 1000 tot 1500 €/kWp, dus een verdubbeling of verdriedubbeling van de standaard kosten, maar dit verdient wel een nadere beschouwing. De meerkosten zitten met name in de onderconstructie, die wezenlijk verschilt van die voor agri-pv: er moet meer ruimte zijn (voor auto's), dus grotere overspanningen en daardoor een zwaardere constructie. Er zijn echter verschillende uitvoeringen van overdekte parkeerplaatsen mogelijk: het hoeven niet noodzakelijkerwijs zware en hoge constructies te zijn: ook lichtgewicht constructies van beperkte hoogte zijn een mogelijkheid. Daarom ligt het voor de hand om de subsidiëring beperkt te houden.

De solar carport biedt naast elektriciteitsopbrengst ook nog andere voordelen: voertuigen staan droog en uit de zon, en er is sprake van dubbel landgebruik. Indien elektrische voertuigen geparkeerd staan, kunnen deze direct gebruik maken van de ter plaatse opgewekte elektriciteit, waardoor het aandeel niet-netinvoeding omhoog gaat, wat voor de netinpassing gunstig is, en mogelijk ook voor de eindverbruiker, afhankelijk van de gehanteerde tarieven. Op hete en natte dagen biedt de solar carport extra comfort voor de automobilist en dat is een concurrentievoordeel voor de ondernemer die zijn parkeerplaats overdekt. Belangrijke randvoorwaarde daarbij is dat de SDE++ een regeling is die de onrendabele top van elektriciteit uit hernieuwbare bronnen afdekt. De regeling is niet bedoeld om het comfort van autorijders te verhogen. Daarom lijkt het redelijk om niet alle kosten van de solar carport mee te nemen in de bepaling van het basisbedrag. We stellen voor om de investeringskosten voor de solar carport te definiëren als anderhalf keer de reguliere categorie grondgebonden (zonder natuurinclusieve maatregelen). Deze factor anderhalf is een eerste aanname die pas getoetst kan worden als duidelijk is hoe de installaties in werkelijkheid uitpakken. We definiëren deze categorie in eerste instantie alleen voor deze twee vermogensranges: <1MWp en 1-20 MWp. Voor de jaarlijkse kosten gaan we er van uit dat er bij solar carports geen kosten zijn voor groenonderhoud, wat een vermindering van 1,5 €/kWp/jaar geeft. De informatiebasis die ons op dit moment ter beschikking staat is vrij mager. Voor volgende SDE++ adviezen is het wenselijk om een concrete marktuitvraag aan deze categorieën te koppelen.

Tabel 5.5 Meerkosten varianten overdekte parkeerplaats ten opzichte van standaard veld systemen.

	Investeringskosten niet-zonvolgend, niet-natuurinclusief	Jaarlijkse kosten niet-zonvolgend, niet-natuurinclusief	Dubbele investering- skosten niet-zonvolgend, niet-natuurinclusief (solar carports)	Jaarlijkse kosten niet-zonvolgend, niet-natuurinclusief (solar car- ports)
	[€/kWp]	[€/kWp/jaar]	[€/kWp]	[€/kWp/jaar]
Veld 15-1000 kWp	502	15,1	753	13,6
Veld 1-20 MWp	419	13,0	629	11,5

pv op infrastructuur

Voor pv op infrastructuur definiëren we in eerste instantie een categorie voor systeemgroottes tussen 15 en 1000 kWp. Groter is weliswaar goed denkbaar, maar vanwege de nieuwe introductie in het eindadvies SDE++ 2025 en onzekerheden rondom definities en kosten lijkt het wenselijk om klein te beginnen. Er wordt uitgegaan van verticaal georiënteerde, tweezijdige panelen gericht op oost en west. Voor de uitwerking van deze categorie zou nog gedefinieerd moeten worden over welk type infrastructuur het gaat. Er is potentieel op erven van bedrijven, bermen, verkeerseilanden en geluidsschermen, maar elk van deze toepassingen kent weer eigen kostenkentallen. Aangezien bij bijvoorbeeld integratie in infrastructuur zoals geluidswanden de oriëntatie zelden puur oost-west zal zijn, wordt ervan uitgegaan dat minimaal een deel van het totale systeem oost-west gericht zal zijn. Het kan ook een overweging zijn om de oriëntatie-eis te laten vervallen. Een andere vraag is of verticaal ook werkelijk rechtopstaand is, of dat er een kleine afwijking mag zijn.

De meerkosten van pv op infrastructuur worden geschat op 50% van de investeringskosten voor niet-natuurinclusieve veldsystemen van dezelfde grootte, vanwege de extra complexiteit die hierbij komt kijken. Deze meerkosten gelden bij systemen waarbij standaard panelen kunnen worden toegepast. In bepaalde gevallen zullen er structurele eisen zijn aan het object waar niet aan voldaan kan worden met een standaard paneel, bijvoorbeeld als er een bepaalde structurele veiligheid gegarandeerd moet zijn. Voor pv op infra laten we de kosten voor groenonderhoud, die wel gelden voor veldsystemen, achterwege. We stellen voor om in de marktconsultatie hierover verder van gedachten te wisselen met marktpartijen. We zouden graag vernemen of de gekozen opzet de juiste is voor deze categorie.

Tabel 5.3

Kosten en vollasturen van verticale tweezijdige zon-pv op infrastructuur, gericht op oost en west

	Investeringskosten niet-zonvolgend, niet-natuurinclusief €/kWp	Jaarlijkse kosten niet-zonvolgend, niet-natuurinclusief €/kWp/jaar	Vollasturen (jaar 16-20) [uren/jaar]
Veld 15-1000 kWp	502	15,1	855 (800)
pv op infra 15-1000 kWp	753	13,6	825 (770)

Zon-pv op gevels oost-west

Voor gevel-systemen definiëren we een categorie voor systeemgroottes tussen 15 en 1000 kWp. Er wordt uitgegaan van verticaal georiënteerde, éénzijdige panelen. In het SUSPI-handboek (Corti en Frontini, 2024) wordt toegelicht welke varianten van zon-pv er mogelijk zijn in combinatie met gebouwen buiten de standaardvorm van zon-op-dak. Tevens worden de kosten van verschillende typen van gebouwbekleding met pv-elementen genoemd. Voor de diversie varianten gelden er soms wijde prijsranges, maar ruwweg bevinden de meeste opties zich tussen 200 en 400 €/m² (*medium values*), wat we vertalen naar 1000 tot 2000 €/kWp. Bovengenoemde bedragen betreffen de goedkoopste varianten van gebouwgeïntegreerde zon-pv (building-integrated pv, BIPV), waarbij het

totale kosten betreft. De definitie van B1pv is dat er aan twee eisen voldaan moet zijn: elektriciteits-opwekking uit gevelpanelen en de panelen moeten deel uitmaken van de gebouwconstructie. In de uitgangspunten van het ministerie van KGG is gegeven dat eventuele kosten voor gebouwintegratie bij zon-pv niet in de kosteninschatting meegenomen dienen te worden. Om die reden kijken we voor de introductie van deze nieuwe categorie zon-pv of gevels oost-west naar een eenvoudigere variant van gevelsystemen, namelijk *add-on* systemen (*building added pv*, Bapv), die op een bestaande gevel gemonteerd worden met een eenvoudig railsysteem en die nauwelijks meerkosten kennen ten opzichte van daksystemen.

We veronderstellen dat er voor het monteren van de pv-panelen op de gevel geen meerkosten gelden ten opzichte van daksystemen. Wel zal het aantal vollasturen van pv-systemen op oost en west lager zijn dan de daksystemen, waardoor een lager aantal vollasturen verondersteld wordt dan bij daksystemen het geval is. Alternatief voor Bapv is om toch naar het meer geïntegreerde B1pv te kijken, en dan de meerkosten van het gevelsysteem ten opzichte van een vergelijkbare gevelbekleding die niet actief is. Het spectrum aan constructieve oplossingen hiervoor is echter breed en de kosten kunnen ook behoorlijk variëren. Afhankelijk van de belangstelling uit de markt voor deze gevelsystemen met zon-pv zou Bapv uitgesloten kunnen worden, of in een aparte categorie geplaatst.

We stellen voor om in de marktconsultatie hierover verder van gedachten te wisselen met marktpartijen. We zouden graag vernemen of de gekozen opzet de juiste is voor deze categorie. En ook of andere toepassingen, zoals bijvoorbeeld gevelrenovatie (waarbij een gehele gevel van buitenaf geïsoleerd wordt, en die afgewerkt wordt met pv-panelen) voldoende prikkel hebben met de voorgestelde basisbedragen. Niet voor alle toepassingen is overigens isolatie noodzakelijk, zoals bijvoorbeeld bij onverwarmde bedrijfshallen. Praktisch aandachtspunt bij deze categorie is hoe het definiëren van de oriëntatie op een werkbare wijze kan gebeuren, en ook of dit wel noodzakelijk is. We geven ter overweging om de eis voor de oriëntatie te laten vervallen voor gevelsystemen, uit praktische overwegingen. Voor SDE++ 2025 stellen we voor om alleen het aantal vollasturen aan te passen ten opzichte van gebouwgebonden zon-pv.

Tabel 5.3

Kosten en vollasturen van zon-pv op gebouwgevels gericht op oost- en/of west, of eventueel voor alle windrichtingen, zie de overweging in de rapporttekst

	Investeringskosten	Jaarlijkse kosten	Vollasturen (jaar 16-20)
	[€/kWp]	[€/kWp/jaar]	[uren/jaar]
Gebouwgebonden 15-1000 kWp	488	14,8	840 (785)
Gevel oost-west 15-1000 kWp	488	14,8	600 (530)

5.1.5 Economische levensduur

Bij de doorrekening van de categorieën voor zon-pv wordt al meerdere jaren uitgegaan van een economische levensduur van 20 jaar. Dat betekent dat inkomsten uit bedrijfsjaren 16 t/m 20 (na de subsidieperiode) meegenomen worden in de cashflow van het onrendabele topmodel ([OT-model](#)). De technische vooruitgang van pv-panelen zou een reden kunnen zijn om te overwegen om de economische levensduur verder te verlengen. Voor dakgebonden systemen is dit echter niet wenselijk omdat een langere bedrijfsperiode kan conflicteren met het interval voor de vervanging van de dakbedekking. Bovendien is het ook voor grondgebonden systemen niet met zekerheid te zeggen wat de levensduur van de panelen en andere componenten is. De kosten voor mogelijke vervangen

van componenten zijn te onzeker om een verantwoorde kosten-batenanalyse van een levensduur tot en met 25 jaar te maken.

Monitorings- en besturingsapparatuur

In eerdere jaren werd er in de SDE++ regeling niet direct rekening gehouden met de kosten voor monitorings- en besturingsapparatuur voor het reageren op curtailmentsignalen. Met het toegenomen aantal uren met negatieve prijzen is er, buiten externe factoren, nog een extra prikkel voor het installeren van apparatuur waarmee pv systemen op afstand afgeschakeld kunnen worden. De geschatte investeringskosten die hieraan gerelateerd zijn worden geschat op 4 euro/kWp voor systemen kleiner dan 1 MWp, en 1 euro/kWp voor systemen groter dan 1 MWp. De jaarlijkse kosten worden ingeschat op 600 euro/jaar ongeacht systeemgrootte. Deze kostenpost is nieuw vanaf SDE++ 2025.

5.1.6 Ruimtelijke impact en natuurinclusiviteit

Het ministerie van KGG heeft aan het PBL gevraagd om voor zon-pv-projecten op land basisbedragen te bepalen waarin de meerkosten voor additionele maatregelen ter voorkoming van negatieve effecten op de leefbaarheid, het beschermen van biodiversiteit (natuurvriendelijk ontwerp) en de bescherming van bodem- en waterkwaliteit verwerkt zijn. De gevraagde aanpassing geldt niet voor gebouwgebonden zon-pv, maar vanwege een mogelijk ecologische impact van drijvende zon-pv is die categorie ook onderzocht.

Uit de marktconsultatie hebben we vernomen dat er voor deze kosten minder voordeel lijkt te zijn uit schaalgrootte-effecten. De waardes voor de systemen kleiner dan 1 MWp zijn passend maar de parken met referentie 10 en 30 MWp zouden hoger moeten liggen. We kiezen ervoor de kosten voor landschapsinpassing en natuurvriendelijk ontwerp voor pv-systemen van 10 en 30 MWp op te hogen naar dezelfde waarde als de referentie van 500 kWp. Voor het verlagen van de nutriëntenwaarde van de grond wordt een kostenpost van respectievelijk 1 euro/kWp (10 MWp) en 0,5 euro/kWp (30 MWp) voorgesteld voor het maaien en afvoeren vóór de start van de bouw ten behoeve van deze doelstelling.

Voor drijvende pv zijn geen kosten voor natuurinclusiviteit ontvangen. Wel wordt aangegeven dat de ecologie van specifieke wateren sterk kan verschillen, waardoor ofwel een uitgebreide categorisering in SDE++ nodig is, ofwel op basis van overleg met de betreffende gemeente en vrijwilligheid bepaald wordt wat de te nemen maatregelen zijn. Daarbij zou de ecologie in alle gevallen bij voorkeur verbeterd moeten worden ten opzichte van de huidige situatie. In het huidige advies SDE++ 2025 zijn voor drijvende systemen geen nieuwe kosten opgenomen ten opzichte van het advies SDE++ 2024, dus de kosten voor natuurinclusiviteit bij drijvende zon-pv zijn identiek aan die van SDE++ 2024. De geschatte meerkosten voor jaarlijks onderhoud [euro/kWp/jaar] voor pv-parken op land en op water zijn niet gewijzigd ten opzichte van SDE++ 2024. Tijdens de marktconsultatie is vernomen dat deze kosten in lijn zijn met de praktijk.

Er vindt volop studie plaats naar de maatregelen die passen bij natuurinclusieve zonneparken. Een van de initiatieven is om een [EcoCertified Solar Label](#) op te zetten, waaraan het Nationaal Consortium Zon in Landschap – dat in 2018 van start gegaan is – momenteel werkt. Dit label moet de keuzes in een ontwerp vastleggen, waarmee de vergunningverlener kan beoordelen of de score voldoet aan de lokale eisen. Uitgangspunt bij dit label is keuzevrijheid voor de ontwikkelaar uit een waaier aan beschikbare maatregelen. Het draait daarbij om het bevorderen van ecologie, vegetatiebeheer, bodemkwaliteit en biodiversiteit. De natuurlijke inpassing draagt ook bij aan de

esthetiek en daarmee ook aan het lokale draagvlak. Door het EcoCertified Solar Label kan de communicatie tussen de betrokken partijen (inclusief omwonenden) eenvoudiger worden. Welke maatregelen het gewenste effect hebben, is daarbij nog onder studie.

5.1.7 Maatregelen voor natuurinclusieve zonneparken

Exploitanten van een zonnepark kunnen een externe partij inhuren om de biodiversiteit en ecologie te verbeteren, te monitoren en erover te rapporteren. Een nulmeting om de ecologische kwaliteit van de projectlocatie vast te stellen en het opstellen van een beheerplan zijn daarbij gangbare activiteiten. Als grondgebonden pv-systemen op voormalige landbouwgrond gebouwd worden, dan is de hoge nutriëntenwaarde van de grond een belemmering voor de ontwikkeling van biodiversiteit. Mogelijkheden om de grond schraler te krijgen zijn er: of door beplanting met een gewas als mais (zonder bemesting) alvorens het park te bouwen, of door het afgraven van de toplaag (eventueel te verwerken in een omwalling van het park). Regelmatig maaien en maaisel afvoeren tijdens operatie is daarbij aan te bevelen. Verder is het belangrijk om tijdens de bedrijfsperiode geen bestrijdingsmiddelen te gebruiken, niet of spaarzaam gras te zaaien, maar in plaats daarvan vooral overjarige inheemse soorten. Om voldoende regenwater gelijkmatig over de bodem te verdelen is het raadzaam om voldoende ruimte tussen de panelen te laten. Voor oost-westgeoriënteerde systemen is het voor de ecologie gunstig om geen onafgebroken pv-vlakken te plaatsen, maar deze regelmatig door bijvoorbeeld drie meter brede lege landstroken te scheiden (Schotman et al, 2021).

Het bodemleven bij grondgebonden zonneparken heeft baat bij voldoende lichttoetreding (Van Aken et al, 2021). Dat kan door de pv-ontwikkelaar beïnvloed worden, door de keuze voor de opstelling (zuid versus oost-west) en daarbij de ruimte tussen de rijen pv-panelen. Bij een oost-westopstelling zou er meer ruimte tussen de paneelrijen onbebouwd gelaten moeten worden, om zo meer licht tot de bodem te laten doordringen. Voordeel van zo'n maatregel is dat deze relatief eenvoudig te controleren is. Nadeel evenwel is dat voor de ontwikkelaar de parkkosten zullen toenemen vanwege de meerkosten aan grondhuur. Alleen wanneer grond gratis beschikbaar gesteld wordt dan is deze maatregel kosteloos, maar dit zal niet altijd mogelijk zijn. De meerkosten voor grondhuur zouden via de SDE++ afgedekt kunnen worden.

Ter inschatting van de kosten een rekenvoorbeeld: wanneer een zonnepark van 1 ha (bijvoorbeeld) 10 procent meer grond vraagt wegens maatregelen om de lichttoetreding te bevorderen, dan nemen de projectuitgaven toe met 200 à 1200 euro/jaar, uitgaande van grondhuur van 2.000 à 12.000 euro/ha/jaar. Onder de aanname dat er 1,2 MWp per hectare geplaatst wordt, is dat gemiddeld ongeveer 0,6 euro/kWp/jaar. Dit bedrag is, bij gebrek aan een betere inschatting, overgenomen voor de post 'voldoende licht- en watertoetreding tot de bodem' bij natuurinclusieve grondgebonden pv-systemen <1MWp. Voor grotere parken veronderstellen we iets lagere grondkosten, wat leidt tot een kostenpost van 0,4 euro/kWp/jaar.

Behalve verbetering van de biodiversiteit in en rondom de zonneparken is het lokale draagvlak een belangrijke factor. Dit is wat beoogd wordt met het nog te ontwikkelen [EcoCertified Solar Label](#) voor zon-pv. Tegemoetkomen aan wensen uit de directe omgeving van een zonnepark om het draagvlak te verbeteren gaat ook vaak gepaard met extra kosten.

5.1.8 Landschapsinpassing en lokale effecten

In een eerder SDE+-rapport (Beurskens et al, 2018) zijn de kosten voor landschapsinpassing al eens indicatief geschat op 5 euro/kWp. Dat bedrag is uit de marktconsultatie gekomen. Informatie uit de marktconsultatie laat zien dat de kosten voor landschapsinpassing ook richting 1 euro/kWp kunnen gaan, waarbij de schaalgrootte van het grondgebonden systeem een relevante factor is. Een ander aspect waarbij rekening gehouden wordt met omwonenden betreft eventuele overlast door geluid (zoemen, piepen en brommen) van omvormers en transformatoren: deze kunnen bijvoorbeeld zo ver mogelijk van bebouwing geplaatst worden. Wat betreft decentraal geplaatste omvormers zouden afschermkasten gebruikt kunnen worden. Wanneer hier vanaf de ontwerpfase rekening mee gehouden wordt, is dat zonder wezenlijke meerkosten mogelijk.

Onder landschapsinpassing en natuurvriendelijk ontwerp vatten we ook aanleg van bosschages rondom het pv-park, natuurvriendelijke waterpartijen en het inzaaien van kruidenrijk gras. De kostenschatting daarvoor is afkomstig uit informatie van marktconsultaties maar dit kan in de toekomst verder aangescherpt worden. Het toepassen van ecocorridors (onderbroken pv-vlakken, zodat er voor dier en natuurpleinen door het park zijn) vraagt ook om een groter oppervlaktebeslag. Echter is een ecocorridor niet per definitie voor alle zonneparken een goede oplossing voor een natuurvriendelijk ontwerp.

Deskundig beheer en monitoring kan uitgevoerd worden door externe bureaus, waarbij het aan de vergunningverlener is om te definiëren wat er gemonitord moet worden en wat eventuele corrigerende acties kunnen zijn. Welk beheer nodig is, verschilt sterk per regio vanwege verschillende bodemtypes. Te denken valt ook aan het toepassen van door provincies goedgekeurde beheerpakketten, zoals bijvoorbeeld het [Subsidiestelsel Natuur en Landschap \(SNL\)](#). De genoemde bedragen zijn gebaseerd op indicatieve bedragen. Het project *EcoCertified Solar Parks* dat is ontstaan uit het nationaal consortium [Zon in Landschap](#) bestudeert op dit moment de effectiviteit van ecologische maatregelen en de kosten ervan. Een eerste overzicht van de kosten en de effectiviteit van maatregelen is op het moment van schrijven dan dit rapport niet beschikbaar. Het is wel duidelijk dat de kosten van natuurvriendelijk beheer lager kunnen zijn wanneer de parken ontworpen worden met het reduceren van de beheerkosten als leidraad voor het ontwerp.

5.1.9 Impact na einde levensduur

In de vergunningverlening zou ook aandacht kunnen zijn voor de ontmanteling, recyclebaarheid en de circulariteit van zon-pv. In paragraaf 5.1.13 wordt de afvalverwerkingsbijdrage voor pv-panelen besproken.

5.1.10 Conclusie natuurinclusiviteit

Natuurinclusiviteit wordt gezien als een belangrijk onderwerp bij het ontwikkelen van zonneparken. Zoals hiervoor is betoogd zijn er diverse maatregelen denkbaar. Veel maatregelen kunnen zonder extra kosten geïmplementeerd worden, omdat ze veelal een ander ontwerp of andere bedrijfsvoering vragen, wat niet bij voorbaat duurder is. Daarbij is er niet één beste oplossing voor natuurinclusieve zonneparken. Dit zal doorgaans afhangen van omgevingsfactoren en lokale opvattingen. Ons advies is om goed te volgen wat de resultaten zijn van bestaande initiatieven die biodiversiteit bij zonneparken monitoren en de uitkomsten daarvan mee te nemen in SDE++ openstellingen na 2024. In onderstaande tabellen wordt een indicatie gegeven van maatregelen die denkbaar zijn. De kostenaannames daarbij zijn met onzekerheid omgeven. Veel posten kunnen

zonder significante meerkosten geïmplementeerd worden, de posten die wel kosten met zich brengen worden hierna eerst toegelicht. De resulterende basisbedragen worden weergegeven in de tabellen met technisch-economische parameters. De keuze om de varianten met extra kosten voor landschapsinpassing en natuur al dan niet op te nemen in de grondgebonden pv-categorieën is aan het ministerie van KGG. Belangrijke randvoorwaarde daarbij is dat de gesubsidieerde maatregelen ook inderdaad geïmplementeerd gaan worden, waarvoor de controle daarop in de meeste gevallen een lokale aangelegenheid is. Overigens hoeven niet alle opgesomde maatregelen meegenomen te worden in het basisbedrag, hier kan ook een selectie in gemaakt worden. De gerapporteerde basisbedragen bevatten wel de kosten van alle opgesomde maatregelen.

Tabel 5.6

Geschatte extra investeringskosten voor pv-parken op land en op water [€/kWp]

Aspect	500 kWp veld [€/kWp]	500 kWp drijvend [€/kWp]	10 MWp veld [€/kWp]	10 MWp drijvend [€/kWp]	30 MWp veld [€/kWp]
Goede en gezonde leefomgeving	0	0	0	0	0
Nulmeting en beheerplan	2,5	2,5	1,0	1,0	0,4
Landschapsinpassing en natuurvriendelijk ontwerp	5,0	0	4,5	0	4,0
Transformatorhuis/omvormers op afstand van wonen	0	0	0	0	0
Natuurbehoud en beschermen biodiversiteit					
Gebruik maken van bifaciale, semitransparente panelen	0	0	0	0	0
Omheining die migratie van dieren faciliteert	0	0	0	0	0
Fauna: nestgelegenheid bieden	0	0	0	0	0
Bescherming bodem- en waterkwaliteit					
Nutriëntenwaarde van de grond verlagen	1,5	0	1,0	0	0,5
Vermijden bodemverdichting tijdens de aanleg van de zonneparken	0	0	0	0	0
Kosten van alle maatregelen	9,0	2,5	6,5	1,0	4,9

Tabel 5.7

Geschatte meerkosten voor jaarlijks onderhoud [€/kWp/jaar] voor pv-parken op land en op water

Aspect	500 kWp veld [€/kWp/jaar]	500 kWp drijvend [€/kWp/jaar]	10 MWp veld [€/kWp/jaar]	10 MWp drijvend [€/kWp/jaar]	30 MWp veld [€/kWp/jaar]
Natuurbehoud en beschermen biodiversiteit					
Voldoende licht- en watertoe-treding tot de bodem	0,6	0	0,4	0	0,4
Geen gebruik van bestrij-dingsmiddelen	0	0	0	0	0
Bescherming bodem- en wa-terkwaliteit					
Deskundig beheer en monito-ring toepassen	2,5	2,5	1	1	0,4
Extensief beheerde flora	1,5	0	1,5	0	1,5
Kosten van alle maatregelen	4,6	2,5	2,9	1	2,3

5.1.11 CO₂-terugverdiendtijd van zon-pv

De productie en het transport van pv-panelen gaat gepaard met CO₂-uitstoot. De hoeveelheid CO₂-uitstoot is afhankelijk van het ontwerp van de panelen, maar ook van de kenmerken van de energie die gebruikt wordt in de productiefase. Beide aspecten zijn tijds- en plaatsafhankelijk, maar in ieder geval zou de CO₂-uitstoot in de productiefase van pv-panelen minder moeten zijn dan de vermeden CO₂ in de gebruiksfase ervan. In de marktconsultatie is daarover een aantal vragen gesteld, die we hieronder kort beantwoorden.

In welke delen van de wereld worden (onderdelen van) deze panelen nu geproduceerd?

Pv-panelen van grote producenten met een lagere CO₂-uitstoot gebruiken voornamelijk grondstoffen zoals het polysilicium en individuele zonnecellen uit de EU. De productie van de panelen ligt, op een enkeling na, voornamelijk in de Verenigde Staten en China.

Wat zijn de productievolumes van deze panelen en hoe verhoudt zich dit tot de Nederlandse en mondiale markt?

Veel grote Chinese producenten van traditionele pv-panelen bieden ook panelen aan die met een lagere CO₂-uitstoot geproduceerd zijn. De verwachting is dat dit aanbod groot genoeg is om te voorzien in de mondiale vraag naar dit soort panelen. Op dit moment is het echter onduidelijk wat het effect van extra vraag naar dit soort panelen heeft op de prijs. Er zijn ook kleinere partijen die mono-silicium panelen met een lagere CO₂-uitstoot produceren, of gebaseerd op een andere techniek. De verwachting is dat deze producenten niet genoeg capaciteit hebben voor de Nederlandse markt.

Wat zijn de verwachte meerkosten van de pv-panelen, nu en in de toekomst?

De verwachting is dat deze panelen met een verlaagde CO₂-uitstoot tussen de 10% en 50% duurder zijn dan de traditionele panelen. Vragen die hierbij nog niet aan de orde zijn geweest betreffen de vereisten voor certificeringssystemen en de eventuele implementatie ervan in SDE++. Op dit moment wordt deze vraag door het ministerie van KGG nader onderzocht. Een recent artikel suggereert dat het ontwerp van een pv-paneel kan zorgen tot 25% minder CO₂-uitstoot in de productiefase (glas-glas ten opzichte van modules met backsheet, op basis van CO₂-uitstoot per kWh) en dat de productielocatie van een pv-paneel kan zorgen voor zo'n 30% tot 40% minder CO₂-uitstoot (productie in Europa ten opzichte van productie in China) (Reichel et al, 2022). Door verdergaande ontwikkelingen kan dit beeld nog veranderen, maar op basis van deze analyse lijken glas-glas-modules geproduceerd in Europa ruim de helft minder CO₂-uitstoot te genereren in de productiefase (op energiebasis). Dit zou een argument kunnen zijn om panelen met gunstige kenmerken voor te schrijven bij de aanvraag van SDE++-subsidie, al is dat op dit moment niet haalbaar vanwege het beperkte aanbod van deze pv-panelen.

5.1.12 Peiljaren

De kosten voor pv-projecten worden bepaald in een peiljaar dat in de toekomst ligt. Hierdoor komen de aangenomen kosten overeen met de kosten ten tijde van het tekenen van het contract met de installateur. Het peiljaar wordt per categorie gedefinieerd als het jaar voorafgaand aan het

verstrijken van de realisatietermijn van de investering. Dit wordt verduidelijkt in onderstaand overzicht.

Tabel 5.8
Peil- en realisatiejaren

Vermogen	Specificatie	Uiterlijke jaar van realisatie	Peiljaar voor investeringskosten
Pv < 1 MWp	Gebouwegebonden	2027	2026
	Grondgebonden		
	Drijvend op water		
Pv > 1 MWp	Gebouwegebonden	2028	2027
Pv > 1 MWp	Grondgebonden	2029	2028
	Drijvend op water		
	Zonvolgend op land of op water		

5.1.13 Kosten pv-modules

Vanaf medio 2022 zijn de kosten van modules gedaald. Het hoogste prijsniveau was 350 €/kWp, destijds een gevolg van hogere kosten voor de productie van polysilicium, verhoogde transportkosten, energiekosten en de grote mondiale vraag naar zonnepanelen. Medio 2024 zien we een flink lager kostenniveau van 125 €/kWp, wat toe te schrijven is aan veranderende marktomstandigheden, met name de prijs van polysilicium. Hoewel de dalende trend wat lijkt af te vlakken zijn er ook aanwijzingen dat het huidige kostenniveau in werkelijkheid al lager is. De inschatting van de toekomstige kostenontwikkeling voor pv-modules is erg onzeker. Gecombineerd met het lage niveau van de moduleprijs en de achterliggende redenen daarvoor wordt voor SDE++ 2025 geen verdere kostendaling verondersteld. Volgens de ons beschikbare informatie blijven de kosten voor installatiearbeid en -materiaal ongewijzigd. De [afvalbeheerbijdrage](#) voor zonnepanelen blijft ongewijzigd op 4 cent per kg, omgerekend een toename van de investeringskosten van 2 euro per kWp. Dit bedrag is inbegrepen in de systeemkosten zoals verderop gerapporteerd.

5.1.14 Kosten omvormers

Op basis van gegevens en verwachtingen van Wood Mackenzie liggen de kosten van omvormers in 2024 in Nederland rond 28 euro/kWp, rekening houdend met een omvormercapaciteit van 70 procent van het piekvermogen. Bij het aansluiten op 50 procent van het piekvermogen van de zonnepanelen wordt geen kostenreductie toegepast voor de omvormerkosten. Gebruikmakend van een prijsreductie van 5 procent per jaar zijn de kosten vanaf 2025, exclusief inflatiecorrectie, vastgesteld op 27 euro/kWp, 26 euro/kWp in 2026, 24 euro/kWp in 2027 en 23 euro/kWp in 2028. Daarnaast is ook een schaalvoordeel toegepast voor grootschalige systemen. Hoewel de beschikbaarheid van omvormers wel onder druk staat door bijvoorbeeld een wereldwijd tekort aan chips, is er geen tijdelijke verstoring van de omvormerprijs doorgevoerd omdat het effect op de totale investeringskosten beperkt zou zijn. De eenmalige omvormervervangingskosten tijdens de levensduur zijn beschreven elders in deze paragraaf.

5.1.15 Gebruikte materialen

Gebruikte materialen toepassen past in de wens van KGG om een circulaire SDE++ te ontwikkelen. Hieronder volgt een analyse met aandachtspunten betreffende het hergebruik van een aantal componenten van pv-systemen.

Elektro-componenten (met name de omvormer): deze is bij voorkeur nieuw in verband met betrouwbaarheid en garantie. Er is een markt voor *refurbished* omvormers (opgeknapte omvormers met nieuwe elektro-componenten, deze worden nu al gebruikt bij omvormervervanging, en dat zou een goede ontwikkeling zijn omwille van de circulariteit. Wanneer opgeknapte omvormers in SDE++ toegestaan worden dan ligt het voor de hand om toch met de kosten van een nieuwe omvormer te rekenen voor het bepalen van de basisbedragen. Om te beginnen is er geen duidelijke markt voor opgeknapte omvormers waarop de kosten inzichtelijk zijn, maar bovendien is voor het eisen van opgeknapte omvormers het huidige marktaanbod te klein. Het zou voor de hand liggen om bij de omvormervervanging halverwege de projectlooptijd opgeknapte omvormers toe te staan of aan te moedigen, maar ze ook toe te staan bij de start van het project. Dit zal een prikkel geven om de markt voor hergebruik van omvormers te ontwikkelen.

Onderconstructie: retrofitting zou een goede optie zijn, maar de afmetingen van panelen zijn in de loop der jaren veranderd (panelen zijn groter geworden), waardoor het mogelijk niet past in combinatie met nieuwe panelen. Ook dient hier rekening te worden gehouden met eventuele sluiproutes, door een bestaande pv-installatie te repoweren en dan de gehele onderconstructie te gaan hergebruiken. Verder speelt nog het probleem dat voor grote nieuwe parken dan meerdere gebruikte onderconstructies van kleinere parken ingekocht moeten worden. Ook kabels kunnen hergebruikt worden, al vraagt dat wel extra aandacht tijdens de bouw. Hierbij is er een verschil tussen de dc-kabels die in de buitenlucht geweest zijn (en blootgesteld aan uv-straling in daglicht) en de ac-kabels die bij veldsystemen doorgaans onder de grond gelegen hebben en ook veel zwaarder zijn.

Samengevat zou hergebruik van gebruikte materialen voor onderconstructie en bijvoorbeeld omheining toegestaan kunnen worden om zodoende mogelijkheden voor circulariteit te creëren. Dit geldt niet voor de pv-panelen, want die bepalen een groot deel van het basisbedrag, gebruikte panelen zouden zorgen voor overstimulering (bij gelijkblijvend basisbedrag). We schatten in dat rond de 20% van de kosten van een gangbaar project in aanmerking zou komen voor het gebruik van gebruikte materialen (dat is exclusief modules en omvormers). Wat het prijsniveau zal zijn van deze gebruikte materialen is echter moeilijk te zeggen.

5.1.16 Kosten installatiemateriaal en -arbeid

Het gebruik van componenten zoals montagemateriaal en bekabeling wordt verondersteld circa 2 procent per jaar per kilowattpiek te dalen door toename van de efficiëntie van zonnepanelen. Een geobserveerde tendens in de markt richting een voorkeur voor monokristallijnen pv-modules versterkt dit effect omdat deze modules een hogere efficiëntie hebben en er dus minder modules nodig zijn per kilowattpiek.

De kosten van arbeidsuren stijgen met de waarde van de inflatie. Door toenemende efficiëntie van de pv-modules is er per kilowattpiek minder tijd nodig voor het installeren van de systemen. Deze twee aspecten hebben een tegengesteld effect op de arbeidskosten per kilowattpiek. In absolute zin nemen de arbeidskosten per kWp (inclusief inflatie) licht toe. Daarbij nemen ze in relatieve zin richting de peiljaren een toenemend aandeel in de totale kosten in.

5.1.17 Kosten netwerkaansluiting

In de investeringskosten is een deel voorzien voor aanpassingen aan de elektriciteitsinfrastructuur in het gebouw of voor het aanleggen van een speciale netwerkaansluiting voor grote systemen. De kosten zijn onder andere afhankelijk van het al dan niet aanwezig zijn van een geschikte

netwerkaansluiting ter plaatse, van het aansluitvermogen, de eventueel te overbruggen afstand tot het aansluitpunt en het moeten kruisen van barrières zoals waterwegen. Deze kosten zijn om die reden altijd project-specifiek en ze kunnen flink verschillen.

Bij dakgebonden systemen wordt uitgegaan van het gebruik van een bestaande netwerkaansluiting. Kosten voor het eventueel verzwaren van een bestaande aansluiting of het realiseren van een nieuwe aansluiting liggen voor daksystemen rond 50 euro/kWp. Deze kosten worden niet meegenomen omdat er niet gedifferentieerd wordt tussen systemen waarbij de bestaande netwerkaansluiting gebruikt wordt en systemen waarvoor een nieuwe of een uitbreiding van een aansluiting gerealiseerd wordt.

Bij grootschalige grondgebonden en drijvende systemen vallen de kosten van een nieuwe netwerkaansluiting tot 10 MVA in het gereguleerde domein, waardoor de prijzen vaststaan. Tussen netbeheerders bestaan er echter wel verschillen. Ook worden nieuwe aansluitingen vaak niet redundant aangelegd. Bij dit N-o-principe wordt er slechts met één kabel aangesloten in plaats van met twee kabels of in een ringsysteem. De kosten worden dan per project vastgesteld en vallen lager uit dan te verwachten valt op basis van de gereguleerde tarieven. Voor grootschalige grondgebonden en drijvende systemen worden kosten voor een nieuwe netwerkaansluiting wel meegenomen.

Voor dit advies is gebruikgemaakt van een analyse van de aansluitkosten van het referentiesysteem per categorie op basis van zowel gereguleerde tarieven als observaties van aansluitkosten in gerealiseerde projecten op basis van het N-o-principe. Voor de categorieën met een referentiesysteem van 10 MWp (te weten grondgebonden, drijvend op water of zonvolgend > 1 MWp) is het aannemelijk dat een transportkabel nodig is. Hiervoor is een post opgenomen in het kostenoverzicht. Tabel 5.9 geeft per vermogenscategorie de kosten per kilowattpiek weer voor systemen met een netwerkaansluiting van 50 procent en 70 procent van het piekvermogen. De meeste categorieën voor zon-pv hebben een netwerkaansluiting van 50%.

Tabel 5.9

In de berekening meegenomen kosten voor de netwerkaansluiting

Categorie	Aansluiting op 70% piekvermogen [€/kWp]	Aansluiting op 50% piekvermogen [€/kWp] ^{a)}
≥15 kWp en <1 MWp, gebouwgebonden, grondgebonden of drijvend op water	20	14
≥1 MWp, gebouwgebonden	20	14
≥1 MWp grondgebonden, drijvend op water of zonvolgend	30 (+30 voor transportkabel)	43

a) Zie PBL (2022) Fotovoltaïsche zonne-energie op een kleinere netaansluiting – Eindadvies SDE++ 2022.

5.1.18 Vaste operationele kosten

O&M-kosten voor onderhoud en bedrijfsvoering zijn een gedeelte van alle vaste operationele kosten van een pv-systeem. Deze en overige vaste kosten zoals de kosten voor verzekering, beveiliging, jaarlijkse netwerkaansluitingskosten, assetmanagement en OZB zijn opgenomen in tabel 5.10 en tabel 5.11.

Het criterium bij assetmanagement is dat de kosten die gemaakt worden aan het project ten goede moeten komen. De waarde in het overzicht representeert de kosten ten behoeve van het project en bedraagt de helft van de typische kosten voor assetmanagement. De overige vaste operationele

kosten voor systemen drijvend op water zijn per vermogenscategorie identiek gekozen aan de kosten voor grondgebonden systemen, met uitzondering van de OZB-kosten. Aangezien drijvende pv als roerend goed wordt beschouwd en geen onroerend goed zoals grond- of gebouwgebonden systemen, zijn er geen OZB-kosten toe te kennen aan drijvende pv-systemen.

Kosten voor het huren van daken, grond of wateroppervlak zijn hierbij conform de uitgangspunten niet meegenomen. De kosten voor sociaal draagvlak en omgevingsfondsen vallen onder participatiekosten, die worden gezien als winstdeling waarvoor via de SDE++ geen extra vergoeding wordt geboden.

Er is geen indexatie toegepast voor inflatie voor de vaste operationele kosten omdat de kosten of gerelateerd zijn aan de investeringskosten of omdat de markt nog dusdanig in ontwikkeling is dat er ook kostenreducties mogelijk zijn. In het eerste geval is inflatie dus impliciet meegenomen en in het tweede geval wordt de inflatie opgeheven. Ten opzichte van SDE++ 2024 zijn voor SDE++ 2025 de verzekeringskosten verhoogd, de waarden zijn terug te vinden in onderstaande tabellen. Deze tabellen geven de onderverdeling van de operationele kosten weer.

Tabel 5.10a
Overzicht van vaste operationele kosten [€/kWp/jaar]

Kostenpost ^{a)}	≥15 kWp en <1 MWp, gebouw- gebonden	≥15 kWp en <1 MWp, grond- gebonden	≥15 kWp en <1 MWp, drijvend op water	≥1 MWp, gebouw- gebonden	≥1 MWp, drijvend op water
O&M	5,0	4,5	6,75	4,5	6,0
Groenonderhoud^{b)}	0	1,5	1,0	0	1,0
Natuurinclusiviteit	0	4,6	2,5	0	1,0
Verzekering	3,0	3,0	3,0	3,0	2,5
Beveiligingsdiensten	0	0,5	0	0	0,5
Netwerkaansluiting	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Kosten afschakelapparaat	2,4	1,2	1,2	0,2	0,1
Assetmanagement	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
OZB	1,4	1,4	0	1,3	0
Totaal SDE++ 2025	14,8	19,7	17,5	12,0	14,1

a) De kostenposten zijn afgerond.

b) Groenonderhoud voor veldsystemen betreft het maaien van vegetatie, voor drijvende systemen gaat het om het verwijderen van onderwatervegetatie.

Tabel 5.10b

Overzicht van vaste operationele kosten [€/kWp/jaar]

Kostenpost ^{a)}	≥1 MWp, zonvolgend op water	≥1 MWp en <20 MWp, grond- gebonden	≥1 MWp en <20 MWp, zonvolgend grond- gebonden	≥20 MWp, grond- gebonden	≥20 MWp, zonvolgend grond- gebonden
O&M	6,5	4,0	5,0	3,5	5,0
Groenonderhoud ^{b)}	1,0	1,5	1,5	1,5	1,5
Natuurinclusiviteit	1,0	2,9	2,9	2,3	2,3
Verzekering	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
Beveiligingsdiensten	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Netwerkaansluiting	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Kosten afschakelapparaat	0,1	0,1	0,1	0,02	0,02
Assetmanagement	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
OZB	0	1,4	1,6	1,4	1,5
Totaal SDE++ 2025	14,6	15,9	17,1	14,7	16,3

a) De kostenposten zijn afgerond.

b) Groenonderhoud voor veldsystemen betreft het maaien van vegetatie, voor drijvende systemen gaat het om het verwijderen van onderwatervegetatie.

Tabel 5.10c

Overzicht van vaste operationele kosten [€/kWp/jaar]

Kostenpost ^{a)}	≥15 kWp en <1 MWp, gebouw- gebonden met lichte dakaan- passing	>1 MWp, gebouw- gebonden met lichte dakaan- passing	≥15 kWp en <1 MWp, overdekte par- keergarage	>1 MWp, overdekte parkeerga- rage	≥15 kWp en <1 MWp, gevels op oost en west
O&M	5,0	4,5	4,5	4,0	5,0
Groenonderhoud ^{b)}	0	0	0	0	0
Natuurinclusiviteit	0	0	0	0	0
Verzekering	3,0	3,0	3,0	2,5	3,0
Beveiligingsdiensten	0	0	0,5	0,5	0
Netwerkaansluiting	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Kosten afschakelapparaat	2,4	0,2	1,2	0,1	2,4
Assetmanagement	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
OZB	1,5	1,4	1,4	1,4	1,4
Totaal SDE++ 2025	14,9	12,1	13,6	11,5	14,8

a) De kostenposten zijn afgerond.

b) Groenonderhoud voor veldsystemen betreft het maaien van vegetatie, voor drijvende systemen gaat het om het verwijderen van onderwatervegetatie.

Tabel 5.10d

Overzicht van vaste operationele kosten [€/kWp/jaar]

Kostenpost ^{a)}	≥15 kWp en <1 MWp, agri-pv op hoogte	>1 MWp, agri-pv op hoogte	≥15 kWp en <1 MWp, agri-pv verti- caal	>1 MWp, agri-pv ver- ticaal	≥15 kWp en <1 MWp, pv op infra
O&M	4,5	4,0	4,5	4,0	4,5
Groenonderhoud^{b)}	0	0	0	0	0
Natuurinclusiviteit	0	0	0	0	0
Verzekering	3,0	2,5	3,0	2,5	3,0
Beveiligingsdiensten	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Netwerkaansluiting	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Kosten afschakelappa- ratuur	1,2	0,1	1,2	0,1	1,2
Assetmanagement	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
OZB	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
Totaal SDE++ 2025	13,6	11,5	13,6	11,5	13,6

a) De kostenposten zijn afgerond.

b) Groenonderhoud voor veldsystemen betreft het maaien van vegetatie, voor drijvende systemen gaat het om het verwijderen van onderwatervegetatie.

5.1.19 Eenmalige operationele kosten

In het voorliggende advies is de analyseperiode 20 jaar. Bij de huidige stand der techniek is de technische levensduur van de omvormers van pv-systemen korter dan die van de modules en de overige componenten. In de berekening voor het basisbedrag wordt dit meegenomen door in jaar 12 een kostenpost voor de omvormers op te nemen die de kosten voor omvormers van jaar 13 tot en met jaar 20 dekt. De kosten voor omvormers in jaar 13 zijn exclusief schaalvoordeel vastgesteld op 15 euro/kWp, waarbij alleen de lasten in het 13e tot en met het 20^e bedrijfsjaar van het pv-systeem zijn meegewogen (dus 8/12e van de kosten, uitgelegd op 70 procent van het piekvermogen).

5.1.20 Elektriciteitsprijzen

In de subsidieperiode (de eerste 15 jaar van de economische levensduur) van een pv-installatie hebben elektriciteitsprijzen geen invloed op de hoogte van de basisbedragen. De analyseperiode voor de berekening van de onrendabele top is (conform de SDE++-uitgangspunten) 20 jaar, waardoor de elektriciteitsprijzen vanaf jaar 16 wel invloed hebben op de cashflow. Hierbij wordt aangenomen dat de geproduceerde elektriciteit wordt verkocht tegen groothandelsprijzen van elektriciteit op basis van het voorgenomen beleidsscenario uit de Klimaat- en Energieverkenning 2024, inclusief kosten voor profieffect en onbalans van zonne-energie.

5.1.21 Tweezijdige zonnepanelen

In de afgelopen jaren zijn tweezijdige zonnepanelen (glas-glas) commercieel beschikbaar geworden en deze worden steeds meer toegepast. Dakgebonden en grondgebonden oost-west systemen ondervinden weinig voordeel van tweezijdige panelen vanwege het beperkt toetreden van licht aan de achterkant. Drijvende systemen hebben ook weinig voordeel van tweezijdige panelen vanwege een minder optimale oriëntatie naar de zon, in combinatie met minder reflectie vanaf het wateroppervlak. Grondgebonden systemen met verticaal georiënteerde panelen leveren vanwege de minder optimale oriëntatie naar de zon niet meer energie dan een enkelzijdig zuid-systeem, waardoor hier ook geen extra vollasturen voor worden gerekend. Zuid-systemen en oost-west systemen zijn

niet eenduidig gedefinieerd. Er kan in de uitvoering ook gekozen worden om onderscheid te maken tussen één oriëntatie ('zuid') en dak-structuren met twee oriëntaties ('oost-west').

Tabel 5.11

Advies voor extra vollasturen per configuratie bij het gebruik van tweezijdige zonnepanelen

Configuratie	Extra vollasturen
Dakgebonden systemen tweezijdig	0%
Grondgebonden systemen tweezijdig oost-west liggend	0%
Grondgebonden systemen tweezijdig zuid	5%
Grondgebonden systemen tweezijdig zonvolgend	5%
Agri-pv op hoogte	5%
Tweezijdig verticaal (Agri-pv en pv op infra)	0% (al verwerkt in vollasturen)
Drijvende systemen tweezijdig	0%

De kosten van tweezijdige panelen zijn nog altijd hoger dan enkelzijdige panelen. De kosten per kWh (basisbedrag) van een project met tweezijdige zonnepanelen liggen echter nabij de kosten per kWh van een project met enkelzijdige zonnepanelen, mits alle geproduceerde elektriciteit subsidieabel is. Voor dakgebonden, grondgebonden oost-west, grondgebonden verticaal en drijvende systemen adviseren wij om geen hoger vermogen te laten opgeven bij een SDE++-aanvraag vanwege de hierboven genoemde redenen.

5.1.22 Zon-pv drijvend op water

Het algemene beeld qua kosten is dat voor drijvende pv-systemen zowel de investeringskosten als operationele kosten hoger zijn dan bij zon-pv op daken of op land. De extra investeringskosten kennen een sterk dalende trend en de meerkosten worden op dit moment verondersteld 15 procent te bedragen ten opzichte van grondgebonden systemen ≥ 1 MWp. Ook de operationele kosten kunnen hoger uitvallen dan bij conventionele grondgebonden en daksystemen. Het advies is om 50 procent extra vaste O&M-kosten te rekenen ten opzichte van grondgebondensystemen ≥ 1 MWp.

5.1.23 Vollasturen

In dit advies wordt voor alle grondgebonden systemen verondersteld dat een locatie wordt gekozen waarop panelen in optimale stand kunnen worden opgesteld, zonder significante negatieve productie-effecten van bijvoorbeeld schaduwwerking. Als uitgegaan wordt van een systeem met een transportcapaciteit van 70 procent van het piekvermogen van de zonnepanelen, bedraagt de jaarlijkse productie circa 990 kWh/kWp bij start van het project (regio de Bilt). Bij een transportcapaciteit van 50 procent van het piekvermogen van de zonnepanelen is het aantal vollasturen lager. Tevens wordt gerekend met een gemiddelde jaarlijkse vermogens- en productieafname van 0,64 procent. Deze vermogensafname is verwerkt in het aantal vollasturen per jaar dat voor jaar 1 tot en met jaar 15 een constante waarde kent in de SDE++. Ook voor jaar 16 tot en met jaar 20 is het aantal vollasturen gelijk, maar de waarde ligt lager dan voor jaar 1 tot en met 15.

Naast optimaal georiënteerde systemen richting het zuiden, komen er ook oost-westgeoriënteerde systemen voor. Deze hebben gedurende de dag een vlakker productieprofiel, een lagere piekproductie en hogere vermogensdichtheid per oppervlak van de ondergrond. Daartegenover staat dat dergelijke systemen minder vollasturen hebben. Vanwege de uitgangspunten in de onderzoekopdracht en de grotere vrijheid van ontwerpkeuze bij grondgebonden systemen, wordt er in dit advies

niet gedifferentieerd tussen vollasturen bij verschillende systeemoriëntaties voor grondgebonden systemen.

Ook dakgebonden systemen blijken vaak niet in de optimale stand geplaatst te (kunnen) worden. Dit heeft te maken met windbelasting, waarbij een kleinere hoek minder windbelasting geeft, en met de oriëntatie van platte en schuine daken. We zien in deze twee aspecten voldoende onderbouwing om voor dakgebonden systemen het aantal vollasturen per jaar voor jaar 1 tot en met jaar 15 lager te kiezen dan voor grondgebonden systemen.

Er worden in Nederland pv-projecten ontwikkeld die gebruikmaken van een zonvolgsysteem. De pv-modules draaien dan met de zon mee: om een horizontale as, om een verticale as of om beide assen. Door het gebruik van een zonvolgsysteem kan de opbrengst tot 25 procent hoger zijn dan die van standaardssystemen met een vaste oriëntatie. Dit resulteert in een hoger aantal vollasturen. Voor zonvolgende systemen adviseren we om geen maximale transportcapaciteit van 50 procent van het piekvermogen van de zonnepanelen toe te passen omdat ze al een vlakker productieprofiel hebben waardoor ze goed gebruik maken van de transportcapaciteit en er relatief veel elektriciteit afgetopt zou worden bij een kleine transportcapaciteit. De kosten per kWh van een project met een zonvolgsysteem liggen nabij de kosten per kWh van een project zonder volgsysteem, mits alle uren subsidiabel zijn. Voor grondgebonden systemen draaiend om een horizontale as wordt een referentiewaarde van 950×110 procent = 1045 vollasturen geadviseerd. Voor jaar 16 tot en met jaar 20 worden 975 vollasturen per jaar aangehouden. Voor drijvende pv met een zonvolgsysteem draaiend om een verticale as wordt een referentiewaarde van 950×125 procent = 1190 vollasturen geadviseerd bij gelijke basisbedragen. Voor jaar 16 tot en met jaar 20 worden 1110 vollasturen per jaar aangehouden.

Bij projecten met een transportcapaciteit van 50 procent van het vermogen van de zonnepanelen is er meer aftopping dan een aansluiting van 70 procent. De berekening van de aftopping wordt in de pv-sector standaard gedaan op basis van waardes per uur. Bij een aansluiting van 50 procent komt het vaker voor dat het gemiddelde pv-vermogen binnen het uur onder de aansluitwaarde ligt, maar dat de variatie binnen dat uur dusdanig is dat er wel aftopping optreedt omdat vanwege variatie van de zoninstraling binnen dat uur het geproduceerde vermogen zowel boven als onder de aansluitwaarde komt. Leveren boven de aansluitwaarde is door de aftopping niet mogelijk. Daarmee wordt het gemiddelde pv-vermogen lager dan verwacht wordt wanneer enkel met gemiddelde uurwaardes gerekend wordt. Voor het eindadvies SDE++ 2025 hebben we de vollasturen nader onderzocht en de waarden aangepast ten opzichte van SDE++ 2024. Een overzicht van de vollasturen wordt in tabel 5.12 weergegeven.

Tabel 5.12

Vollasturen voor de categorieën voor zon-pv voor een transportcapaciteit van 50 procent van het piekvermogen van de zonnepanelen

Categorie	Jaren 1 t/m 15	Jaren 16 t/m 20 ^{a)}
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 15 kWp en < 1 MWp, gebouwgebonden	840	785
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 15 kWp en < 1 MWp, grondgebonden of op water	855	800
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, gebouwgebonden	840	785
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, grondgebonden of op water	855	800
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, Agri-pv verticaal of op infrastructuur oost-west	825	770
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 15 kWp en < 1 MWp, gevel oost-west	600	530
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, zonvolgend op land	n.v.t.	n.v.t.
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, zonvolgend op water	n.v.t.	n.v.t.

a) Wegens de verwachte systeemdegradatie is het gemiddelde aantal vollasturen van jaar 16 tot en met jaar 20 lager.

5.1.24 Eigen verbruik van elektriciteit uit zon-pv

Vanaf SDE++ 2024 kan er enkel subsidie aangevraagd worden voor netlevering; opgewekte energie voor eigen verbruik wordt niet meer gesubsidieerd. In SDE++ 2023 en eerder waren er voor zon-pv twee correctiebedragen: voor levering aan het net en voor zelfconsumptie ('eigen verbruik' of niet-netlevering). Voor de rangschikking van de technieken binnen de SDE++-openstellingsfases wordt gekeken naar het basisbedrag minus de langetermijnprijs voor netlevering. Tabel 5.13 geeft het aangenomen gemiddelde aandeel eigen verbruik.

Voor pv-systemen die gebruikmaken van een 'directe lijn' geldt volgens de GvO-regeling dat de elektriciteitsproductie ervan wordt gezien als niet-netlevering, maar we beschouwen dat niet als maatgevend voor het merendeel van de projecten en kunnen daar dus geen rekening mee houden.

Tabel 5.13

Gehanteerde waarden van het gemiddelde aandeel niet-netlevering van elektriciteit van pv-systemen

Categoriegroep	Gebouwgebonden en Gevelsystemen	Grondgebonden systemen, sys- temen drijvend op water, over- dekte parkeerplaatsen, agri-pv en pv op infrastructuur
Zon-pv, ≥15 kWp en <1 MWp	65%	50%
Zon-pv, ≥1 MWp en <20 MWp	60%	10%
Zon-pv, ≥20 MWp	-	0%

5.1.25 Restwaarde

Voor de restwaarde is gekeken naar de waarde na 20 jaar. Kostenaspecten die meespelen zijn elektriciteitsopbrengsten en -prijzen, schrootwaarde en recyclingkosten. Daarnaast zal er rekening gehouden moeten worden met de verminderde capaciteit van de modules. Vanwege de onzekerheden van deze parameters wordt er geen (netto)restwaarde toegekend aan het einde van de levensduur.

5.1.26 Categorie-specifieke beschouwingen zon-pv

In deze paragraaf worden de technisch-economische parameters voor de zon-pv-categorieën in afzonderlijke tabellen weergegeven per categorie.

Tabel 5.14

Technisch-economische parameters en subsidieparameters voor fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 15 kWp en < 1 MWp, gebouwgebonden (net=50%)

	Eenheid	SDE++ 2024	SDE++ 2025
Vermogen	[kWp]	250	250
Investeringskosten	[€/kWp]	569	488
Vaste O&M-kosten	[€/kWp/jaar]	11,7	14,8
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0019	0,0019
Eenmalige O&M-kosten in jaar 13	[€]	3750	3750
Vollasturen (in jaar 16-20)	[uur/jaar]	840 (785)	840 (785)
Subsidieperiode	[jaar]	15	15

Tabel 5.15

Technisch-economische parameters en subsidieparameters voor fotovoltaïsche zonnepanelen inclusief kleine dakaanpassing, ≥ 15 kWp en < 1 MWp, gebouwgebonden (net=50%)

	Eenheid	SDE++ 2024	SDE++ 2025
Vermogen	[kWp]	250	250
Investeringskosten	[€/kWp]	599	518
Vaste O&M-kosten	[€/kWp/jaar]	11,7	14,9
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0019	0,0019
Eenmalige O&M-kosten in jaar 13	[€]	3750	3750
Vollasturen (in jaar 16-20)	[uur/jaar]	840 (785)	840 (785)
Subsidieperiode	[jaar]	15	15

Tabel 5.16

Technisch-economische parameters en subsidieparameters voor fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 15 kWp en < 1 MWp, gevel oost-west (net=50%)

	Eenheid	SDE++ 2024	SDE++ 2025
Vermogen	[kWp]	-	250
Investeringskosten	[€/kWp]	-	488
Vaste O&M-kosten	[€/kWp/jaar]	-	14,8
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	-	0,0019
Eenmalige O&M-kosten in jaar 13	[€]	-	3750
Vollasturen (in jaar 16-20)	[uur/jaar]	-	600 (530)
Subsidieperiode	[jaar]	-	15

Tabel 5.17

Technisch-economische parameters en subsidieparameters voor fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 15 kWp en < 1 MWp, zon-pv op infrastructuur oost-west (net=70%)

	Eenheid	SDE++ 2024	SDE++ 2025
Vermogen	[kWp]	-	500
Investeringskosten	[€/kWp]	-	753
Vaste O&M-kosten	[€/kWp/jaar]	-	13,6
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	-	0,0019
Eenmalige O&M-kosten in jaar 13	[€]	-	7500
Vollasturen (in jaar 16-20)	[uur/jaar]	-	825 (770)
Subsidieperiode	[jaar]	-	15

Tabel 5.18

Technisch-economische parameters en subsidieparameters voor fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 15 kWp en < 1 MWp, grondgebonden (net=50%)

	Eenheid	SDE++ 2024	SDE++ 2025
Vermogen	[kWp]	500	500
Investeringskosten	[€/kWp]	586	511
Vaste O&M-kosten	[€/kWp/jaar]	13,2	19,7
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0019	0,0019
Eenmalige O&M-kosten in jaar 13	[€]	7500	7500
Vollasturen (in jaar 16-20)	[uur/jaar]	855 (800)	855 (800)
Subsidieperiode	[jaar]	15	15

Tabel 5.19

Technisch-economische parameters en subsidieparameters voor fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 15 kWp en < 1 MWp, overdekte parkeerplaats (net=50%)

	Eenheid	SDE++ 2024	SDE++ 2025
Vermogen	[kWp]	-	500
Investeringskosten	[€/kWp]	-	753
Vaste O&M-kosten	[€/kWp/jaar]	-	13,6
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	-	0,0019
Eenmalige O&M-kosten in jaar 13	[€]	-	7500
Vollasturen (in jaar 16-20)	[uur/jaar]	-	840 (785)
Subsidieperiode	[jaar]	-	15

Tabel 5.20

Technisch-economische parameters en subsidieparameters voor fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 15 kWp en < 1 MWp, drijvend (net=50%)

	Eenheid	SDE++ 2024	SDE++ 2025
Vermogen	[kWp]	500	500
Investeringskosten	[€/kWp]	673	579
Vaste O&M-kosten	[€/kWp/jaar]	14,7	17,5
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0019	0,0019
Eenmalige O&M-kosten in jaar 13	[€]	7500	7500
Vollasturen (in jaar 16-20)	[uur/jaar]	855 (800)	855 (800)
Subsidieperiode	[jaar]	15	15

Tabel 5.21

Technisch-economische parameters en subsidieparameters voor fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, gebouwgebonden (net=50%)

	Eenheid	SDE++ 2024	SDE++ 2025
Vermogen	[kWp]	2500	2500
Investeringskosten	[€/kWp]	532	463
Vaste O&M-kosten	[€/kWp/jaar]	11,1	12,0
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0019	0,0019
Eenmalige O&M-kosten in jaar 13	[€]	35.000	35.000
Vollasturen (in jaar 16-20)	[uur/jaar]	840 (785)	840 (785)
Subsidieperiode	[jaar]	15	15

Tabel 5.22

Technisch-economische parameters en subsidieparameters voor fotovoltaïsche zonnepanelen inclusief kleine dakaanpassing, ≥ 1 MWp, gebouwgebonden (net=50%)

	Eenheid	SDE++ 2024	SDE++ 2025
Vermogen	[kWp]	2500	2500
Investeringskosten	[€/kWp]	562	493
Vaste O&M-kosten	[€/kWp/jaar]	11,1	12,1
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0019	0,0019
Eenmalige O&M-kosten in jaar 13	[€]	35.000	35.000
Vollasturen (in jaar 16-20)	[uur/jaar]	840 (785)	840 (785)
Subsidieperiode	[jaar]	15	15

Tabel 5.23

Technisch-economische parameters en subsidieparameters voor fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp en < 20 MWp, grondgebonden (net=50%)

	Eenheid	SDE++ 2024	SDE++ 2025
Vermogen	[kWp]	10.000	10.000
Investeringskosten	[€/kWp]	472	426
Vaste O&M-kosten	[€/kWp/jaar]	12,1	15,9
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0019	0,0019
Eenmalige O&M-kosten in jaar 13	[€]	130.000	130.000
Vollasturen (in jaar 16-20)	[uur/jaar]	855 (800)	855 (800)
Subsidieperiode	[jaar]	15	15

Tabel 5.24

Technisch-economische parameters en subsidieparameters voor fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp en < 20 MWp, overdekte parkeerplaats (net=50%)

	Eenheid	SDE++ 2024	SDE++ 2025
Vermogen	[kWp]	-	10.000
Investeringskosten	[€/kWp]	-	629
Vaste O&M-kosten	[€/kWp/jaar]	-	11,5
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	-	0,0019
Eenmalige O&M-kosten in jaar 13	[€]	-	130.000
Vollasturen (in jaar 16-20)	[uur/jaar]	-	840 (785)
Subsidieperiode	[jaar]	-	15

Tabel 5.25

Technisch-economische parameters en subsidieparameters voor fotovoltaïsche zonnepanelen, <1 MWp, Agri-pv op hoogte (net=50%)

	Eenheid	SDE++ 2024	SDE++ 2025
Vermogen	[kWp]	-	500
Investeringskosten	[€/kWp]	-	612
Vaste O&M-kosten	[€/kWp/jaar]	-	13,6
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	-	0,0019
Eenmalige O&M-kosten in jaar 13	[€]	-	7500
Vollasturen (in jaar 16-20)	[uur/jaar]	-	855 (800)
Subsidieperiode	[jaar]	-	15

Tabel 5.26

Technisch-economische parameters en subsidieparameters voor fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥1 MWp, Agri-pv op hoogte (net=50%)

	Eenheid	SDE++ 2024	SDE++ 2025
Vermogen	[kWp]	-	10.000
Investeringskosten	[€/kWp]	-	529
Vaste O&M-kosten	[€/kWp/jaar]	-	11,5
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	-	0,0019
Eenmalige O&M-kosten in jaar 13	[€]	-	130.000
Vollasturen (in jaar 16-20)	[uur/jaar]	-	855 (800)
Subsidieperiode	[jaar]	-	15

Tabel 5.27

Technisch-economische parameters en subsidieparameters voor fotovoltaïsche zonnepanelen, <1 MWp, Agri-pv verticaal (net=70%)

	Eenheid	SDE++ 2024	SDE++ 2025
Vermogen	[kWp]	-	500
Investeringskosten	[€/kWp]	-	542
Vaste O&M-kosten	[€/kWp/jaar]	-	13,6
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	-	0,0019
Eenmalige O&M-kosten in jaar 13	[€]	-	7500
Vollasturen (in jaar 16-20)	[uur/jaar]	-	825 (770)
Subsidieperiode	[jaar]	-	15

Tabel 5.28

Technisch-economische parameters en subsidieparameters voor fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥1 MWp, Agri-pv verticaal (net=70%)

	Eenheid	SDE++ 2024	SDE++ 2025
Vermogen	[kWp]	-	10.000
Investeringskosten	[€/kWp]	-	459
Vaste O&M-kosten	[€/kWp/jaar]	-	11,5
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	-	0,0019
Eenmalige O&M-kosten in jaar 13	[€]	-	130.000
Vollasturen (in jaar 16-20)	[uur/jaar]	-	825 (770)
Subsidieperiode	[jaar]	-	15

Tabel 5.29

Technisch-economische parameters en subsidieparameters voor fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 20 MWp, grondgebonden (net=50%)

	Einheid	SDE++ 2024	SDE++ 2025
Vermogen	[kWp]	30.000	30.000
Investeringskosten	[€/kWp]	451	405
Vaste O&M-kosten	[€/kWp/jaar]	11,5	14,7
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0019	0,0019
Eenmalige O&M-kosten in jaar 13	[€]	390.000	390.000
Vollasturen (in jaar 16-20)	[uur/jaar]	855 (800)	855 (800)
Subsidieperiode	[jaar]	15	15

Tabel 5.30

Technisch-economische parameters en subsidieparameters voor fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, drijvend (net=50%)

	Einheid	SDE++ 2024	SDE++ 2025
Vermogen	[kWp]	10.000	10.000
Investeringskosten	[€/kWp]	543	483
Vaste O&M-kosten	[€/kWp/jaar]	13,6	14,1
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0019	0,0019
Eenmalige O&M-kosten in jaar 13	[€]	130.000	130.000
Vollasturen (in jaar 16-20)	[uur/jaar]	855 (800)	855 (800)
Subsidieperiode	[jaar]	15	15

Tabel 5.31

Technisch-economische parameters en subsidieparameters voor fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp en < 20 MWp, zonvolgend land (net=70%)

	Einheid	SDE++ 2024	SDE++ 2025
Vermogen	[kWp]	10.000	10.000
Investeringskosten	[€/kWp]	600	553
Vaste O&M-kosten	[€/kWp/jaar]	13,3	17,1
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0019	0,0019
Eenmalige O&M-kosten in jaar 13	[€]	130.000	130.000
Vollasturen (in jaar 16-20)	[uur/jaar]	1.045 (975)	1.045 (975)
Subsidieperiode	[jaar]	15	15

Tabel 5.32

Technisch-economische parameters en subsidieparameters voor fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 20 MWp, zonvolgend land (net=70%)

	Einheid	SDE++ 2024	SDE++ 2025
Vermogen	[kWp]	30.000	30.000
Investeringskosten	[€/kWp]	562	518
Vaste O&M-kosten	[€/kWp/jaar]	13,2	16,3
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0019	0,0019
Eenmalige O&M-kosten in jaar 13	[€]	390.000	390.000
Vollasturen (in jaar 16-20)	[uur/jaar]	1.045 (975)	1.045 (975)
Subsidieperiode	[jaar]	15	15

Tabel 5.33

Technisch-economische parameters en subsidieparameters voor fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, zonvolgend drijvend (net=70%)

	Eenheid	SDE++ 2024	SDE++ 2025
Vermogen	[kWp]	10.000	10.000
Investeringskosten	[€/kWp]	807	740
Vaste O&M-kosten	[€/kWp/jaar]	14,9	14,6
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0019	0,0019
Enmalige O&M-kosten in jaar 13	[€]	130.000	130.000
Vollasturen (in jaar 16-20)	[uur/jaar]	1.190 (1.045)	1.190 (1.045)
Subsidieperiode	[jaar]	15	15

5.2 Zonthermie

5.2.1 Algemene ontwikkelingen

De ondergrens van zonthermische systemen voor de SDE++ ligt bij een apertuuroppervlakte van 200 m² (140 kWth). Kleinere systemen kunnen in aanmerking komen voor een investeringssubsidie via de Investeringsubsidie duurzame energie (ISDE). Behalve de met glas afgedekte systemen boven en onder 1MWth worden er twee PVT-categorieën voorgesteld voor SDE++ 2025 (in het advies SDE++ 2024 was er één PVT-categorie). De categorie daglichtkas wordt voor SDE++ 2025 op de groenlijst geplaatst en zal in deze paragraaf daarom niet behandeld worden.

5.2.2 Zonthermie, ≥ 140 kWth tot 1 MWth

Het referentiesysteem voor deze SDE++-categorie betreft tapwaterverwarming met een vermogen van 140 kWth voor grote verbruikers, uitgerust met een door een lichtdoorlatende laag afgedekte zonnecollectoren en een warmteopslagvat. In deze categorie kunnen ook systemen voor zonne-warmte met concentrerende spiegels ingediend worden, voor eenzelfde basisbedrag. Wat de eisen zijn aan zonthermische systemen wordt door het ministerie van KGG gedefinieerd in de aanwijzingsregeling categorieën SDE++, die gepubliceerd wordt in de Staatscourant. Tabel 5.31 geeft de technisch-economische parameters voor een systeem van 200 m² collectoroppervlak of 140 kWth.

Tabel 5.31

Technisch-economische parameters en subsidieparameters voor zonthermie, ≥ 140 kWth tot 1 MWth

	Eenheid	SDE++ 2024	SDE++ 2025
Vermogen	[kWp]	140	140
Investeringskosten	[€/kW]	544	544
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	2,0	2,0
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0019	0,0019
Vollasturen	[uur/jaar]	600	600
Basisbedrag	[€/kWh]	0,1158	0,1111
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

5.2.3 Zonthermie >1 MW

Het referentiesysteem voor deze SDE++-categorie heeft een thermisch vermogen van 5 MW en is, anders dan in SDE++ 2024, aangesloten op een warmtenet. Daarmee verandert de referentie voor het correctiebedrag, dat wordt namelijk een WKK. Waar deze categorie in SDE++ 2024 voor de bepaling van het correctiebedrag methode-ID 16 had, heeft deze vanaf nu methode-ID 17. De zonthermische systemen die aan een eindgebruiker leveren zijn niet uitgesloten en kunnen ook nog in deze categorie indienen. Wat de eisen zijn aan zonthermische systemen wordt door het ministerie van KGG gedefinieerd in de aanwijzingsregeling categorieën SDE++, die gepubliceerd wordt in de Staatscourant. In deze categorie kunnen ook systemen voor zonnewarmte met concentrerende spiegels ingediend worden, voor eenzelfde basisbedrag en aantal vollasturen. De technisch-economische parameters voor deze categorie van zonthermie zijn in tabel 5.32 weergegeven.

Vanwege de grootte van dit type zonthermische systemen ligt het voor de hand om op het collectorveld maatregelen voor natuurinclusiviteit te nemen. Omdat echter alle beschikbare informatie gericht is op zon-pv en er toch verschillen zijn tussen deze twee vormen van zonne-energie hebben we nu geen extra kosten voor natuurinclusiviteit opgenomen, te meer omdat ook de vergunningverlening voor grootschalige zonnewarmte geen standaard procedure is. We stellen voor om de ontwikkelingen bij zon-pv te monitoren en deze in een volgende marktconsultatie uit te vragen voor zonnewarmte.

Tabel 5.32

Technisch-economische parameters en subsidieparameters voor zonthermie, ≥ 1 MWth

	Eenheid	SDE++ 2024	SDE++ 2025
Vermogen	[kWp]	5000	5000
Investeringskosten	[€/kW]	435	435
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	4,1	4,1
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0019	0,0019
Vollasturen	[uur/jaar]	600	600
Basisbedrag	[€/kWh]	0,976	0,939
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

5.2.4 PVT met warmtepomp

PVT staat voor *photovoltaic-thermal* of pv-thermisch. Deze categorie is voor het eerst gedefinieerd in de SDE++ 2021 (Lensink en Schoots, 2021). Een uitgebreide beschrijving is te vinden in het eindadvies SDE++ 2021 (paragraaf 5.3.4). In dit advies presenteren naast de oorspronkelijke categorie (PVT met nieuwe warmtepomp voor gebouwtoepassing) een nieuwe categorie die in de marktconsultatie door meerdere partijen naar voren gebracht is: PVT met nieuwe warmtepomp en nieuwe warmte-koudeopslag (WKO) voor warmtelevering aan warmtenetten. Een overzicht van de verschillen tussen beide categorieën is in onderstaande tabel weergegeven:

Tabel 5.34

Verschillen in parameters voor de referentiesystemen van PVT voor gebouwtoepassing en PVT leverend aan een warmtenet

	PVT voor gebouw	PVT aan warmtenet
Minimale grootte warmtepomp	500 kWth	1400 kWth
Systeem COP van referentie	5,0	3,6
Kosten warmtepomp meegenomen in basisbedrag	Ja	Ja
Kosten WKO meegenomen in basisbedrag	Nee	Ja
Levering aan	Gebouw	Warmtenet
Correctiebedrag methode-ID	15	17
Opgewekte elektriciteit subsidiabel	Nee	Nee

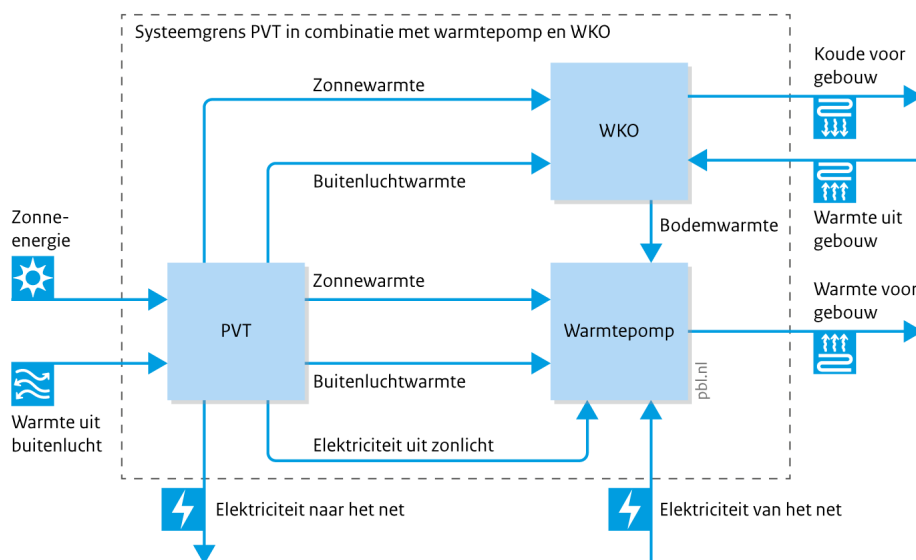
PVT voor gebouw

Het referentiesysteem is een variant waarin PVT gebruikt wordt als bron voor een warmtepomp en om een bodembron in balans te houden. De warmte uit PVT, deels zonne-energie en deels warmte uit de buitenlucht, wordt hierin gebruikt om de warmte-koudeopslag (WKO) te regenereren en deze warmte kan tevens aangeboden worden aan de warmtepomp.

Het basisbedrag voor deze categorie is gekoppeld aan de nuttig aangewende warmte uit de warmtepomp, geleverd aan een gebouw. Om deze reden is het correctiebedrag dat van toepassing is gekoppeld aan eindverbruikers (methode-ID is 15: warmte, middelklein). Elektriciteit uit PVT komt niet in aanmerking voor SDE++-subsidie; deze opbrengst is namelijk verrekend met de energiestromen in het systeem. Figuur 5.7 geeft het werkingsprincipe van deze categorie aan.

Figuur 5.7

PVT-installatie met warmtepomp en warmte-koudeopslag (WKO)



PVT: Gecombineerde elektriciteits- en warmteopwekking met zonnepanelen

Bron: PBL

Deze variant kent een relatief lage verhouding tussen het warmtepompvermogen (minimaal 500 kWth) en het oppervlak aan PVT (minimaal 600 m²) van 1 : 1,2. Toepassingen zonder WKO kennen een andere verhouding, namelijk 1 : 2 of hoger.

In tabel 5.34 staan de technisch-economische parameters van de referentie-installatie voor de categorie PVT met nieuwe warmtepomp. Hierbij is een kostendaling verondersteld bij het gedeelte zon-pv van de installatie, maar een aanzienlijke verhoging van de uitgaven voor elektriciteitsinkoop, waarbij nu uitgegaan wordt van een bestaande netaansluiting. Het omvormervermogen is verondersteld op 70% van het aansluitvermogen te zijn uitgelegd, waarbij de kosten voor de vervanging ervan in jaar 13 nu voor 3 jaar (namelijk t/m jaar 15) toegerekend zijn aan de analyse.

Tabel 5.35

Technisch-economische parameters en subsidieparameters voor PVT voor gebouw

	Eenheid	SDE++ 2024	SDE++ 2025
Vermogen	[kWth]	600	600
Investeringskosten	[€/kWth]	860	840
Vaste O&M-kosten	[€/kWth/jaar]	12,2	12,2
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0283	0,0254
Eenmalige O&M-kosten in jaar 13	[€]	690	690
Vollasturen	[uren/jaar]	3500	3500
SPF - Systeem	[-]	5	5
Elektriciteitsverbruik	[MWh/jaar]	341	336
Basisbedrag	[€/kWh]	0,0650	0,0599
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

PVT aan een warmtenet

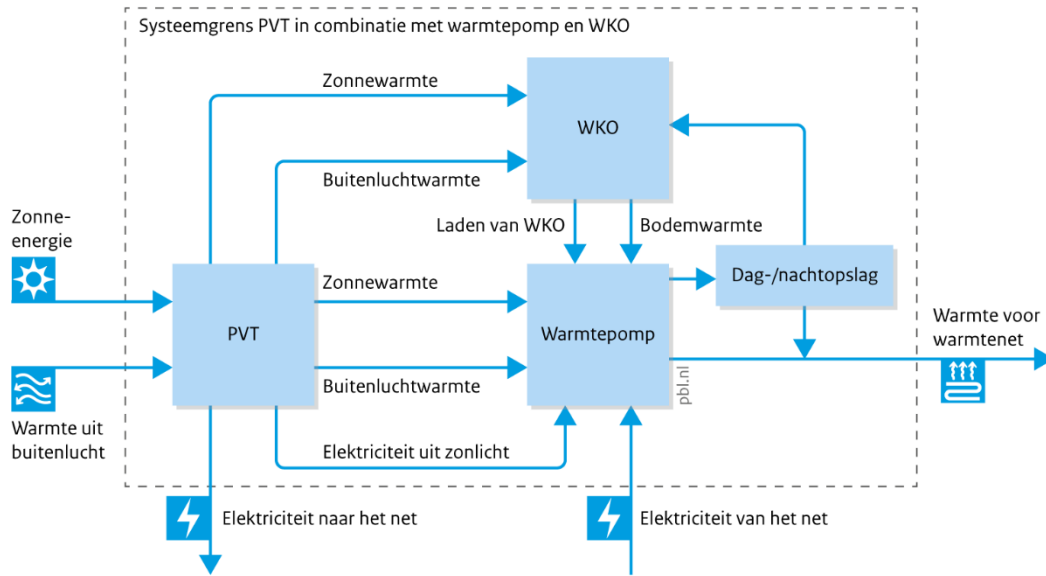
Het referentiesysteem is een variant waarin PVT gebruikt wordt als bron voor een warmtepomp en als bron om een bodembron in balans te houden. De warmte uit PVT, deels zonne-energie maar voornamelijk warmte uit de buitenlucht, wordt hierin afhankelijk van het seizoen gebruikt als bron voor de warmtepomp en om de warmte-koudeopslag (WKO) te regenereren. Via de warmtepomp wordt, afhankelijk van het seizoen, warmte uit de PVT panelen en warmte uit de WKO gebruikt om warmte van hogere temperatuur te leveren aan een warmtenet. Daarbij wordt zoveel mogelijk gebruik gemaakt van de elektriciteit uit de PVT-panelen, waarbij er toch een overschot is in de zomermaanden (dus netlevering) en een tekort in de wintermaanden (dus elektriciteitsinkoop). Vanwege de WKO is er méér mogelijkheid om warmte op te slaan voor gebruik in een later seizoen, waarmee de SPF van deze systeemplayout hoger is dan een variant zonder WKO.

Jaarrond kan de warmtebron van de warmtepomp gekoppeld zijn aan de thermische zijde van de PVT-panelen, in koude periodes aangevuld of overgenomen door ondergrondse warmte uit de WKO. Op deze manier kan hernieuwbare elektriciteit uit de zomer op efficiënte wijze (dat wil zeggen tegen aanzienlijke COP) worden omgezet in warmte voor de winter, via seizoensopslag van warmte. Deze categorie is vormgegeven om bestaande warmtenetten te verduurzamen. Omdat dit meestal warmtenetten van hogere temperatuur wordt een centrale warmtepomp verondersteld, waarbij er in de woningen of aangesloten utiliteitsgebouwen geen boosterwarmtepompen aanwezig zijn.

Het basisbedrag voor deze categorie is gekoppeld aan de nuttig aangewende warmte uit de warmtepomp, geleverd aan een warmtenet. We gaan er van uit dat deze categorie in het warmtenet een WKK vervangt. Om deze reden is het correctiebedrag dat van toepassing is gekoppeld aan grootverbruikers (methode-ID is 17: warmte groot 1). Elektriciteit uit PVT komt niet in aanmerking voor SDE+-subsidie; deze opbrengst is namelijk verrekend met de energiestromen in het systeem. Figuur 5.8 geeft het werkingsprincipe van deze categorie aan.

Figuur 5.8

PVT-installatie met warmtepomp en warmte-koudeopslag (WKO)



PVT: Gecombineerde elektriciteits- en warmteopwekking met zonnepanelen

Bron: PBL

Voor de referentie-installatie veronderstellen we een warmtepompvermogen van 6 MWth en het oppervlak aan PVT bedraagt 18000 m². Voor definiëring van de categorie in SDE++ geven we de volgende randvoorwaarden ter overweging:

- Levering van warmte aan een warmtenet met een jaarlijkse warmtevraag van minstens 6 GWh/jaar.
- Een nieuwe centrale warmtepomp van minimaal 1,4 MWth (eventueel als combinatie van kleinere warmtepompen)
- Een nieuwe dag/nacht-opslag
- Een nieuwe seizoenswarmteopslag (bijvoorbeeld WKO)
- PVT-oppervlak [m²] per [kWth] warmtepompvermogen = 3 [m²/kWth]
- Geen decentrale warmtepompen (boosterwarmtepompen) in het warmtenet. Deze eis houdt verband met de manier waarop deze categorie doorgerekend is, gekoppeld aan een warmtenet van een bepaalde temperatuur en een centrale warmtepomp.
- Aantal vollasturen 4600 uren/jaar
- Minimale SPF 3,5
- Oppervlakte pv: minimaal 1 MWp (ongeveer 4200 m²)

Vanwege de grootte van dit type PVT-systemen ligt het voor de hand om op het PVT-veld maatregelen voor natuurinclusiviteit te nemen. Omdat echter alle beschikbare informatie gericht is op zon-pv en er toch verschillen zijn tussen PVT, zon-pv en zonnewarmte hebben we nu geen extra kosten voor natuurinclusiviteit opgenomen, te meer omdat ook de vergunningverlening voor grootschalige PVT geen standaard procedure is. We stellen voor om de ontwikkelingen bij zon-pv te monitoren en deze in een volgende marktconsultatie uit te vragen voor PVT aan warmtenet. Voorts geven we ter overweging om de ontwikkelingen van de categorie PVT aan warmtenet goed te monitoren en gerealiseerde systemen kritisch te evalueren op prestatie, besparing op de CO₂-uitstoot, het functioneren van de seizoenswarmteopslag en het effect op de verlichting van de net-problematiek.

In tabel 5.35 staan de technisch-economische parameters van de referentie-installatie voor de categorie PVT aan warmtenet. Het omvormervermogen is verondersteld op 70% van het aansluitvermogen te zijn uitgelegd, waarbij de kosten voor de vervanging ervan in jaar 13 nu voor 3 jaar (namelijk t/m jaar 15) toegerekend zijn aan de analyse.

Tabel 5.36

Technisch-economische parameters en subsidieparameters voor PVT aan warmtenet

	Eenheid	SDE++ 2024	SDE++ 2025
Vermogen	[kWth]	-	6000
Investeringskosten	[€/kWth]	-	3050
Vaste O&M-kosten	[€/kWth/jaar]	-	150
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	-	0.0019
Eenmalige O&M-kosten in jaar 13	[€]	-	26400
Vollasturen	[uren/jaar]	-	4600
SPF - Systeem	[-]	-	3,6
Elektriciteitsverbruik	[MWh/jaar]	-	3000
Basisbedrag	[€/kWh]	-	0,0899
Looptijd subsidie	[jaar]	-	15

6 Windenergie

In dit hoofdstuk behandelen we de basisbedragen voor hernieuwbare energie in de SDE++ 2025 voor de categorieën voor windenergie, te weten:

- Wind op land, regulier;
- Wind op land, met hoogtebeperking;
- Wind op waterkeringen.

Het basisbedrag voor deze categorieën wordt gedifferentieerd naar windsnelheid op locatie. De windsnelheid per gemeente bepaalt de windcategorie voor een project. Daarbij heeft het ministerie van KGG de volgende specifieke vragen gesteld, die we in dit hoofdstuk beantwoorden:

- Is een economische levensduur langer dan 20 jaar passend gezien de technische vooruitgang van windturbines;
- Advies of het geadviseerde basisbedrag ook passend is als ook geheel of gedeeltelijk gebruikte materialen worden toegestaan om hergebruik te bevorderen en welke componenten dit betreft.

6.1 Algemeen

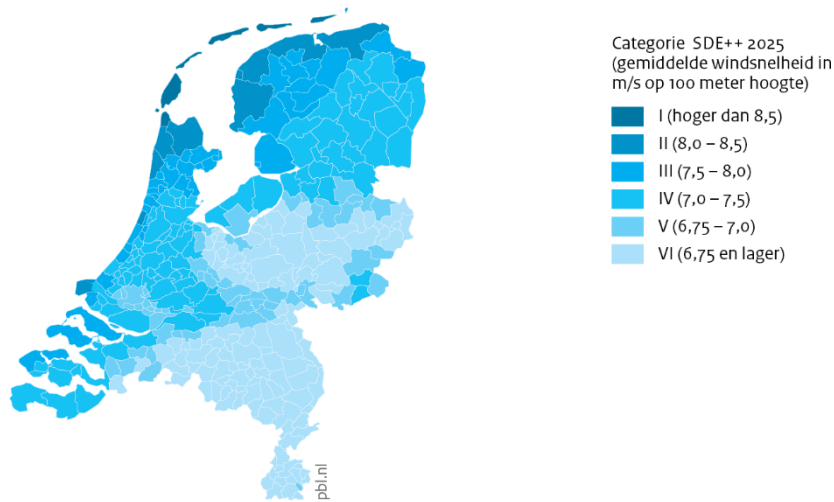
In de SDE++ 2025 blijft de gemeentekaart gebruikt worden om de windparken te differentiëren naar windsnelheidscategorie. Figuur 6.1 toont de windkaart die is gemaakt op basis van de gemiddelde windsnelheid per gemeente. Tabel 6.1 laat de onderverdeling van de windsnelheidscategorieën voor windenergie in de SDE++ 2025 zien.

Tabel 6.1
Onderverdeling windsnelheidscategorieën voor windenergie

Categorie SDE++ 2025	Windsnelheid op 100 meter [m/s]	Windsnelheid in bepaling basisbedrag [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

Figuur 6.1

Gemiddelde windsnelheid per gemeente, 2004 – 2013



Bron: KNMI, CBS, RVO

6.1.1 Meegenomen kosten windenergie

Tabel 6.2 geeft aan welke kosten er wel en niet worden meegenomen in de bepaling van de basisbedragen van windenergie. De niet meegewogen kosten, die in de praktijk wel ten laste van het project kunnen komen, worden diensgevolge verondersteld uit het projectrendement gehaald te kunnen worden.

Tabel 6.2
Overzicht van wel en niet meegenomen kosten voor windenergie

Kostenpost	Groep	Details
Meegewogen kosten	Investeringskosten	Windturbine (incl. transport en installatie)
		Fundering
		Elektrische infrastructuur in het park
		Netaansluiting
		Civiele infrastructuur
		Vleermuis- en vogeldetectiesysteem
		Naderingsdetectiesysteem luchtvaart
		Bouwrente
Meegewogen kosten	Variabele operationele kosten	GRONDkosten
		Garantie- en onderhoudscontracten
		Transactiekosten
Meegewogen kosten	Vaste operationele kosten	Verzekeringen: WA, machinebreuk, stilstand
		Netinstandhoudingskosten
		Vleermuis- en vogeldetectiesysteem
		Naderingsdetectiesysteem luchtvaart
		Eigenverbruik
		OZB
		Beheer
Niet meegewogen kosten	Projectspecifieke kosten	Gebiedsgebonden bijdrage
		Afdrachten (niet bij wet geregeld) aan decentrale overheden

6.1.2 Grootte van de referentie-installatie

Voor het bepalen van de kosten is een referentie-installatiegrootte gekozen die representatief is voor de kostenstructuur van windenergieprojecten en voor het vermogen van de projecten in de markt. Hiervoor is gekeken naar de gemiddelde grootte van windenergieprojecten op land die op de Nederlandse markt in het bouwtraject zitten. De Rijksdienst voor Ondernemend Nederland rapporteert jaarlijks de stand van zaken van de windparken in ontwikkeling via de [Monitor Wind op Land](#). De algemene trend is naar kleinere windparken, met een gemiddelde grootte van ongeveer 15 MW als de grote parken (boven de 60 MW, driemaal de vorige referentie-grootte) buiten beschouwing worden gelaten. De referentie-installatiegrootte voor alle windenergie categorieën wordt daarom in de SDE++ 2025 vastgesteld op 15 MW. In tabel 6.3 staan de windcategorieën vermeld met hun respectievelijke referentie-installatiegrootte.

Tabel 6.3

Referentie installatiegrootte SDE++-windenergieprojecten op land

	Referentie-installatie-grootte SDE++ 2024 [MW]	Referentie-installatie-grootte SDE++ 2025 [MW]
Wind op land, reguliere categorie	20	15
Wind op land met hoogtebeperking	15	15
Wind op waterkeringen	20	15

Voor de berekening van de basisbedragen hebben we de kostenaanname voor elke kostencomponent in het turbinemodel opnieuw bekeken en hebben we de kosten op turbinebasis bijgewerkt. Speciale aandacht is besteed aan kosten die gevoelig zijn voor schaalgrootte, zoals netaansluitingskosten.

De invoerdata komen uit een reeks van bronnen, zoals prijslijsten van verschillende turbinefabrikanten die actief zijn in Nederland, prijsinformatie van projectontwikkelaars en windparkeigenaren en informatie van verschillende marktpartijen met specifieke marktcompetenties. Het turbineportfolio hebben we geactualiseerd ten opzichte van het vorige eindadvies om de commercieel beschikbare turbines die in 2026 of 2027 op de Nederlandse markt worden verwacht, op te nemen.

6.1.3 Kosten voor het voorkomen van negatieve effecten op de leefbaarheid en vogeldetectiesystemen

Om negatieve effecten van windturbines op de vogel- en vleermuispopulatie te voorkomen, wordt hier uitgebreid onderzoek naar gedaan in milieueffectrapportages. In veel gevallen wordt een vogel- en vleermuisdetectiesysteem aangeraden en staan er in de vergunning specifieke monitoringsvereisten. Hiermee kunnen windturbines worden afgeschakeld op het moment van intensieve vogeltrek of vleermuisactiviteit. Dit kan per project specifiek worden geregeld (bijvoorbeeld van april-oktober, als de temperatuur boven 12 graden Celsius is, er geen neerslag is, tussen zonsopgang en zonsopgang of bij een bepaalde windsnelheid). Kosten voor deze systemen en voor het onderhoud zijn meegenomen in de bepaling van de basisbedragen van windenergie. Eventuele stilstand van de turbines is niet meegenomen en is onderdeel van keuzes bij de ontwikkeling van het windpark, net zoals keuzes voor locatie, indeling of turbinetype.

Negatieve effecten op de leefbaarheid van windturbines zijn bijvoorbeeld hinder van slagschaduw en geluid. Er is wetgeving die bepaald wat de maximale geluidsnormen en uren met

slagschaduw zijn voor windturbines nabij de gebouwde omgeving. Geluidsniveaus en slagschaduw worden gemodelleerd en de resultaten worden meegenomen in de vergunningsprocedure. Indien de normen worden overschreden, kan de indeling worden aangepast of kunnen turbines afgeschakeld worden. Kosten voor slagschaduwensoren zijn meegenomen in de bepaling van de basisbedragen van windenergie. Eventuele stilstand van de turbines wanneer deze normen worden overschreden is niet meegenomen en is onderdeel van keuzes bij de ontwikkeling van het windpark, net zoals keuzes voor locatie, indeling of turbintype.

Op basis van de internationale ICAO-veiligheidsbepalingen moeten hoge obstakels, waaronder windturbines, zijn voorzien van obstakellichten en markering ten behoeve van de luchtvaartveiligheid. Deze obstakelverlichting kan met name in de nachtperiode leiden tot hinder voor omwonenden. Daarom wordt er gekeken naar opties om de lichtuitstraling te reduceren. Optioneel en indien goedgekeurd door de Inspectie Leefomgeving en Transport, kan gebruik gemaakt worden van een luchtvaarnaderingsdetectiesysteem waarbij obstakelverlichting alleen ingeschakeld wordt bij een naderend luchtvaartuig. De twee gebruikelijke naderingsdetectiesystemen maken gebruik van transpondertechniek of radartechniek. Bij transpondertechniek worden transpondersignalen van vliegtuigen direct ontvangen in de windturbines. Bij radartechniek detecteren radars in de buurt van het windpark naderende vliegtuigen en geven het signaal door aan de windturbines. De kosten voor naderingsdetectiesystemen zijn meegenomen in de basisbedragen. Naderingsdetectiesystemen zijn niet toegestaan in de omgeving van luchthavens en zijn daarom niet meegenomen voor de hoogtebeperkte windturbines.

6.1.4 Verlenging economische levensduur windturbines

Marktpartijen hebben tijdens de marktconsultatie aangegeven dat het huidige uitgangspunt van een economische levensduur van een windturbine van 20 jaar nog steeds gebruikelijk is. Op dit moment is de gebruikelijke certificering van windturbintypes geldig voor een levensduur van 20 jaar, maar zijn er verschillende nieuwe turbintypes met een certificering voor een levensduur van 25 jaar. Tegelijkertijd is een trend te zien waarbij onderhoudscontracten worden afgesloten voor 25 of zelfs 30 jaar. Deze ontwikkelingen lijken een verlenging in de verwachte economische levensduur voor windturbines te steunen in de toekomst. Voor het advies voor de SDE++ 2025 rekenen we echter nog met een economische levensduur van 20 jaar, vooral omdat financiers van windenergieprojecten nog hiervan uitgaan.

6.1.5 Hergebruik materiaal gesaneerde windturbines

Tijdens de marktconsultatie is aan marktpartijen en brancheorganisaties gevraagd over het hergebruiken van materialen en/of onderdelen van gesaneerde windparken. Het antwoord hierop was afhankelijk per onderdeel, maar overwegend negatief. In het geval van funderingen zijn ze ontworpen voor een specifiek turbintype en dus niet zondermeer te gebruiken voor andere, nieuwere turbines die vaak hoger en zwaarder zijn. Daarnaast vormt het hergebruiken van materialen en onderdelen een risico vanwege vroegtijdige slijtage en het bijbehorende verlies in productie en dus opbrengsten en komt nagenoeg nooit voor in de praktijk. Vanwege de bovengenoemde redenen wordt het hergebruik van materialen bij windenergie projecten afgeraden en niet meegenomen in dit eindadvies.

6.1.6 Toenemende negatieve elektriciteitsprijzen in de SDE++

De afgelopen jaren hebben een stijgende trend laten zien qua het aantal uren met een negatieve elektriciteitsprijs, met 85 in 2022 en 316 negatieve uren in 2023. De verwachting is dat in 2024 en later er nog vaker negatieve uren zullen zijn. Deze negatieve elektriciteitsprijzen zijn een aanleiding voor producenten om hun installaties af te schakelen, waardoor ze minder vollasturen daadwerkelijk leveren dan volgens verwachtingen. Hierdoor worden de inkomsten van producenten overschat in dit hoofdstuk. In bijlage 7 geven we KGG enkele opties ter overweging mee om dit effect te compenseren.

6.2 Wind op land, regulier

6.2.1 Kostenbevindingen

Investeringskosten: turbineprijzen en meerkosten

Om tot basisbedragen voor de categorieën voor windenergie op land te komen, gebruiken we verschillende windturbintypen met bijbehorende investeringen inclusief transport en installatie. Zoals in de voorgaande jaren zijn de grootste turbineleveranciers op de Nederlandse markt benaderd met het verzoek om hun huidige prijzen per turbine voor levering in 2026 of 2027 te delen. In deze prijsopgaves zit een deel van de inflatie dus al verwerkt. De geleverde gegevens worden vervolgens in prijslijsten verzameld, waarbij de data van bestaande turbinemodellen worden bijgewerkt, nieuwe modellen worden bijgevoegd en oude modellen worden afgevoerd. De turbineprijzen zijn vastgesteld op 1.090 euro/kW, een lichte stijging ten opzichte van het eindadvies SDE++ 2024 (1.070 euro/kW). Dit is in lijn met de wereldwijde trend waarin turbineprijzen zijn gestegen in de afgelopen jaren. Boven op de turbineprijs komen kosten voor onder andere fundering, civiele en elektrische infrastructuur in het park, netaansluiting, vogel- en vleermuisdetectiesystemen, naderingsdetectiesystemen, bouwrente en CAR-verzekering tijdens de bouw. De totale investeringskosten berekenen we hiermee op een totaalbedrag van 1.430 euro/kW.

O&M-kosten: variabele en vaste operationele kosten

De variabele kosten bestaan uit de kosten voor de garantie- en onderhoudscontracten voor de turbines en de grondkosten. In de SDE++ 2025 wordt ervan uitgegaan dat de garantie- en onderhoudskosten voor de turbines gemiddeld over 25 jaar 0,0072 euro/kWh bedragen, volgens de input van de turbineleveranciers zoals beschreven in de vorige paragraaf. Dit is een stijging ten opzichte van de kostenaanname van 0,0068 euro/kWh van vorig jaar. Boven op de genoemde turbineonderhoudskosten komen de grondkosten. In de SDE++ 2025 worden de grondkosten gecorrigeerd voor inflatie waardoor het vastgesteld wordt op 0,0023 euro/kWh. De totale variabele O&M-kosten komen daarmee voor deze categorie op 0,0095 euro/kWh.

De vaste jaarlijkse operationele kosten betreffen kosten voor WA-verzekering, machinebreukverzekering, stilstandverzekering, netinstandhoudingskosten, vleermuis- en vogeldetectiesysteem, naderingsdetectiesysteem, eigen verbruik, OZB, beheer en land- en wegenonderhoud. De totale vaste operationele kosten zijn voor de SDE++ 2025 geschat op 13,61 euro/kW, een stijging ten opzichte van 13,37 euro/kW in het eindadvies voor 2024.

Overige kosten

Participatiekosten en andere bijkomende kosten van windenergieprojecten – zoals niet bij wet ge-regelde afdrachten aan decentrale overheden, kosten ten gevolge van het voorbereidingstraject, inclusief kosten ten gevolge van juridische procedures, en tegemoetkomingen aan omwonenden zoals afgesproken in het Klimaatakkoord (Participatiewaaiër) – worden niet meegenomen in de be-rekening van de productiekosten. Deze kosten worden geacht uit het financiële rendement op ei-gen vermogen terugverdiend te kunnen worden. Echter is er wel vanuit de markt gesignaleerd dat de participatiekosten aan het toenemen zijn.

Baten windenergie

Het basisbedrag berekenen we door bovengenoemde kosten te combineren met de energieop-brengrst van windturbines. Het windaanbod en de vermogenskromme van de windturbines bepalen in hoge mate deze opbrengrst.

De berekeningen van de basisbedragen worden gemaakt in het onrendabele-topmodel (OT-model). Ter ondersteuning wordt een turbinemodel gebruikt. In dit turbinemodel wordt de ener-gieopbrengrst voor afzonderlijke turbines berekend met behulp van de specifieke vermogens-kromme per windturbine als functie van de jaargemiddelde windsnelheid. In het model wordt de windsnelheid (op een ashoogte van 100 meter) uit de tabel aangepast voor de windsnelheid op as-hoogte 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 mo-gen worden. Tabel 6.4 geeft een overzicht van het aantal vollasturen in de verschillende catego-rieën.

Tabel 6.4

Overzicht van de vollasturen in de verschillende categorieën voor windenergie (SDE++ 2025)

Windsnelheid op 100 m	Categorie	Wind op land regulier	Wind op land hoogtebeperkt	Wind op waterke-ringen
≥ 8,5 m/s	I	3.850	3.250	3.860
8,0 - 8,5 m/s	II	3.660	3.040	3.680
7,5 - 8,0 m/s	III	3.290	2.690	3.300
7,0 - 7,5 m/s	IV	2.980	2.390	3.000
6,75 - 7,0 m/s	V	2.780	2.210	2.800
< 6,75 m/s	VI	2.580	2.020	2.590

Bij de referentie-installatiegroottes rekenen wij met windparkverliezen van 13 procent. Deze verliezen ontstaan onder andere door zogverliezen, niet-beschikbaarheid, elektrische verliezen, turbine-prestaties en milieubeperkingen.

Technisch-economische parameters

Per windcategorie worden in de volgende paragrafen de technisch-economische parameters be-schreven. De resultaten van het turbinemodel worden gebruikt om een berekening te maken van de basisbedragen en vollasturen voor alle windenergiecategorieën. De gemiddelde windsnelheid stijgt naarmate de ashoogte toeneemt.

Tabel 6.5 toont de belangrijkste kostenaanname voor de categorie wind op land, regulier. We re-kenen niet meer met een opslag voor transactiekosten en basisprijspremie in de variabele operati-onele kosten. Daar staat tegenover dat er wel met een 1% opslag voor de afsluitprovisie van de

lening is gerekend. Dat percentage komt bovenop de in de tabel 6.5 getoonde investeringskosten. Ook is de verhouding tussen vreemd en eigen vermogen aangepast naar meer inbreng van eigen vermogen vanwege een verslechterde DSCR.

Tabel 6.5
Technisch-economisch parameters voor wind op land, regulier

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2024	Advies SDE++ 2025
Installatiegrootte	[MW]	20	15
Investeringskosten	[€/kWe]	1.450	1.430
Vaste O&M-kosten	[€/kWe/jaar]	13,37	13,61
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0068	0,0072
Grondkosten	[€/kWh]	0,0021	0,0023
Transactiekosten, basisprijspremie	[€/kWh]	-	-
Totale variabele operationele kosten	[€/kWh]	0,0089	0,0095

6.2.2 Advies basisbedragen

De uit de aannames en berekeningen resulterende basisbedragen staan in tabel 6.6. De windsnelheid per gemeente bepaalt de windcategorie van een project en daarmee tot welk basisbedrag maximaal mag worden ingediend. Bijvoorbeeld: stel dat volgens de windkaart alle turbines vallen binnen de categorie Wind op land, 8,00 m/s en < 8,50 m/s, dan is een basisbedrag van 0,0486 euro/kWh van toepassing op die turbines. Een belangrijke wijziging ten opzichte van de SDE++ 2024 is de verlaging van de verwachte gemiddelde elektriciteitsprijs na de subsidieperiode, dit heeft een verhogend effect op het basisbedrag van alle windenergie (sub)categorieën.

Tabel 6.6
Overzicht basisbedragen voor wind op land, regulier

Windsnelheid	Eenheid	Advies SDE++ 2024	Advies SDE++ 2025
≥ 8,5 m/s	[€/kWh]	0,0480	0,0486
8,0 - 8,5 m/s	[€/kWh]	0,0504	0,0509
7,5 - 8,0 m/s	[€/kWh]	0,0561	0,0561
7,0 - 7,5 m/s	[€/kWh]	0,0618	0,0614
6,75 - 7,0 m/s	[€/kWh]	0,0662	0,0655
< 6,75 m/s	[€/kWh]	0,0715	0,0702

6.3 Wind op land met hoogtebeperking

6.3.1 Kostenbevindingen

De categorie met hoogtebeperking, met een maximale tiphoogte van 150 meter, is van toepassing op ruimtelijk gezien beperkte gebieden in en rondom luchthavens en radarstations. De referentie-installatiegrootte voor deze categorie is wederom vastgesteld op 15 MW. Door het ministerie van KGG is er advies gevraagd naar de mogelijkheden om deze hoogtebeperkte categorie uit te breiden voor radartoetsingsgebieden. We adviseren om radartoetsingsgebieden in de buurt van (militaire) luchthavens ook mee te nemen als potentiële zones om een hoogtebeperking toe te passen.

Voor projecten in deze categorie komt maar een beperkt aantal turbintypen in aanmerking. De investeringskosten en O&M-kosten voor deze categorie zijn gebaseerd op de relevante turbintypen en hebben een tiphoogte van maximaal 150 meter. Grondkosten zijn gelijk aan de reguliere categorie. Tabel 6.7 toont de technisch-economische parameters voor deze categorie.

Tabel 6.7
Technisch-economische parameters voor wind op land met hoogtebeperking

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2024	Advies SDE++ 2025
Installatiegrootte	[MW]	15	15
Investeringskosten	[€/kW]	1.360	1.370
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	14,29	14.49
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0079	0,0081
Grondkosten	[€/kWh]	0,0021	0,0023
Transactiekosten, basisprijspremie	[€/kWh]	-	-
Totale variabele operationele kosten	[€/kWh]	0,0100	0,0104

6.3.2 Advies basisbedragen

Voor de hoogtebeperkte turbines staan de resulterende basisbedragen in tabel 6.8. De windsnelheid per gemeente bepaalt de windcategorie voor een project en daarmee tot welk basisbedrag maximaal mag worden ingediend.

Tabel 6.8
Overzicht basisbedragen voor wind op land met hoogtebeperking

Windsnelheid	Eenheid	Advies SDE++ 2024	Advies SDE++ 2025
≥ 8,5 m/s	[€/kWh]	0,0553	0,0563
8,0 - 8,5 m/s	[€/kWh]	0,0591	0,0597
7,5 - 8,0 m/s	[€/kWh]	0,0666	0,0667
7,0 - 7,5 m/s	[€/kWh]	0,0748	0,0743
6,75 - 7,0 m/s	[€/kWh]	0,0808	0,0799
< 6,75 m/s	[€/kWh]	0,0880	0,0868

6.4 Wind op waterkeringen

6.4.1 Kostenbevindingen

Voor deze categorie zijn we uitgegaan van windturbines die geplaatst worden binnen de beschermingszones van voorliggende waterkeringen dan wel binnen de kernzone of binnen de beschermingszone aan de waterkant van een primaire waterkering. Het plaatsen van een windturbine in deze categorie leidt ten opzichte van de reguliere categorie tot de volgende extra kosten:

- Funderingskosten: het plaatsen van een windturbine mag geen dijkverzwakking tot gevolg hebben. Hiervoor moeten in sommige gevallen extra damwanden geplaatst worden;
- Civiele werken: voor de kraanopstelplaatsen en toegangswegen kunnen eveneens damwanden nodig zijn;
- Netaansluitingen: de aansluitingsmogelijkheden van projecten voor windenergie op primaire waterkeringen bevinden zich vaak op grotere afstand. Bovendien moeten vaak extra boringen onder het wateroppervlak gedaan worden.

Voor deze categorie vallen de investeringskosten hoger uit op 1.665 euro/kW. Tabel 6.9 toont de technisch-economische parameters voor deze categorie.

Tabel 6.9
Technisch-economische parameters voor wind op waterkeringen

Parameter	Eenheid	Advies SDE ++ 2024	Advies SDE++ 2025
Installatiegrootte	[MW]	20	15
Investeringskosten	[€/kWe]	1.670	1.665
Vaste O&M-kosten	[€/kWe/jaar]	13,37	13,61
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0068	0,0072
Grondkosten	[€/kWh]	0,0021	0,0023
Transactiekosten, basisprijspremie	[€/kWh]	-	-
Totale variabele operationele kosten	[€/kWh]	0,0089	0,0095

6.4.2 Advies basisbedragen

De resulterende basisbedragen voor deze categorie staan in tabel 6.10. Evenals voor reguliere wind op land, is winddifferentiatie van toepassing. De kaart met de windsnelheid per gemeente bepaalt de windcategorie voor een project en daarmee tot welk basisbedrag maximaal mag worden ingediend.

Tabel 6.10
Overzicht basisbedragen voor wind op waterkeringen

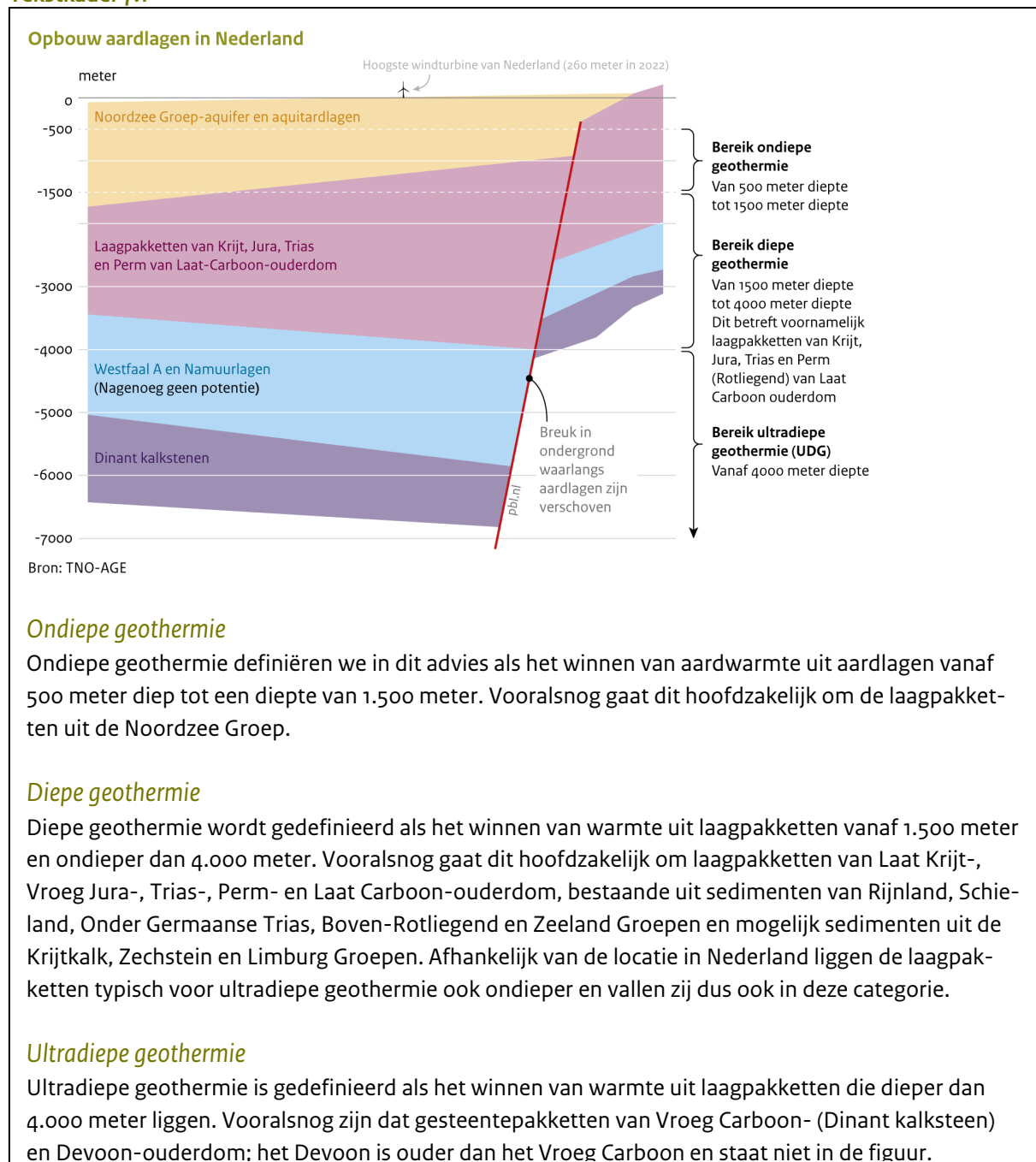
Windsnelheid	Eenheid	Advies SDE++ 2024	Advies SDE++ 2025
≥ 8,5 m/s	[€/kWh]	0,0545	0,0544
8,0 - 8,5 m/s	[€/kWh]	0,0570	0,0568
7,5 - 8,0 m/s	[€/kWh]	0,0635	0,0628
7,0 - 7,5 m/s	[€/kWh]	0,0700	0,0686
6,75 - 7,0 m/s	[€/kWh]	0,0750	0,0731
< 6,75 m/s	[€/kWh]	0,0809	0,0787

7 Geothermie

7.1 Afbakening voor het SDE++-advies

De technisch-economische parameters van geothermieprojecten hangen mede af van de aardlagen waaruit de warmtewinning gebeurt. In het SDE++-advies vereenvoudigen we deze door naar de diepte te verwijzen waarin het merendeel van deze aardlagen voorkomt. Tekstkader 7.1 geeft de opbouw weer van de aardlagen in Nederland en hun relatie tot de classificatie van de categorieën.

Tekstkader 7.1



Ondiepe geothermie

Ondiepe geothermie definiëren we in dit advies als het winnen van aardwarmte uit aardlagen vanaf 500 meter diep tot een diepte van 1.500 meter. Vooral nog gaat dit hoofdzakelijk om de laagpakketten uit de Noordzee Groep.

Diepe geothermie

Diepe geothermie wordt gedefinieerd als het winnen van warmte uit laagpakketten vanaf 1.500 meter en ondieper dan 4.000 meter. Vooral nog gaat dit hoofdzakelijk om laagpakketten van Laat Krijt-, Vroeg Jura-, Trias-, Perm- en Laat Carboon-ouderdom, bestaande uit sedimenten van Rijnland, Schie-land, Onder Germaanse Trias, Boven-Rotliegend en Zeeland Groepen en mogelijk sedimenten uit de Krijtkalk, Zechstein en Limburg Groepen. Afhankelijk van de locatie in Nederland liggen de laagpakketten typisch voor ultradiepe geothermie ook ondieper en vallen zij dus ook in deze categorie.

Ultradiepe geothermie

Ultradiepe geothermie is gedefinieerd als het winnen van warmte uit laagpakketten die dieper dan 4.000 meter liggen. Vooral nog zijn dat gesteentepakketten van Vroeg Carboon- (Dinant kalksteen) en Devoon-ouderdom; het Devoon is ouder dan het Vroeg Carboon en staat niet in de figuur.

In dit hoofdstuk bespreken we de adviezen voor de categorieën die zijn gerelateerd aan geothermie. We maken hierbij onderscheid tussen de volgende categorieën:

- Ondiepe geothermie (geen basislast); referentie is toepassing voor de gebouwde omgeving;
- Ondiepe geothermie (basislast); referentie is toepassing voor de glastuinbouw;
- Diepe geothermie (basislast); referentie is toepassing voor de glastuinbouw;
- Diepe geothermie (basislast) hogetemperatuurwarmtenet (met warmtepomp); referentie is toepassing voor de gebouwde omgeving;
- Diepe geothermie (middenlast); referentie is toepassing voor de gebouwde omgeving;
- Diepe geothermie (geen basislast); referentie is toepassing voor de gebouwde omgeving;
- Diepe geothermie (geen basislast) hogetemperatuur warmtenet (met warmtepomp); referentie is toepassing voor de gebouwde omgeving;
- Diepe geothermie (uitbreiding); referentie is toepassing voor de glastuinbouw.

Ten opzichte van het advies SDE++ 2024 hebben we de volgende wijzigingen doorgevoerd, mede vanuit verzoeken ontvangen tijdens de marktconsultatie:

- We hebben de vermogens- en kostenparameters geactualiseerd, waarbij we rekening houden met kostenstijging van materialen, energie en arbeid. Hierbij is ook gebruikgemaakt van de projectaanvraagdata;
- Om rekening te houden met de doorlooptijd tussen moment van SDE++ aanvraag en de FID (Financial Investment Decision) is uitgegaan van een inflatiecorrectie van 3 jaar, conform de gegevens uit de financiële uitgangspunten;
- We hebben de kosten voor elektriciteitsaansluiting en -verbruik geactualiseerd. Hierdoor zijn met name de vastrechtkosten binnen de vaste operationele kosten toegenomen;
- We hebben voor de categorie Diepe geothermie (basislast) hogetemperatuur warmtenet (met warmtepomp) de technisch-economische parameters zoals kosten en SPF van de warmtepomp aangepast op basis van in de marktconsultatie ontvangen informatie. Tevens is voor deze categorie een vermogensknip doorgevoerd voor referentie-installaties <12 MWth en voor referentie-installaties \geq 12 MWth;
- We hebben voor de categorie Diepe geothermie (geen basislast) een vermogensknip doorgevoerd voor referentie-installaties <12 MWth en voor referentie-installaties \geq 12 MWth
- We hebben een nieuwe categorie toegevoegd, te weten Diepe geothermie (geen basislast) hogetemperatuur warmtenet (met warmtepomp).

Ook in 2023 zijn geen SDE++ aanvragen gedaan in de categorie ultradiepe geothermie en is ook geen informatie ontvangen over potentiële aanvragen in de komende openstelling van de SDE++ regeling. Hiermee is er drie achtereenvolgende jaren geen aanvraag gedaan binnen deze categorie. Daarom wordt er geen SDE++ 2025 advies uitgebracht en verplaatsen we de deze categorie naar de groslijst, conform de uitgangspunten. Marktpartijen kunnen in volgende jaren tijdens de marktconsultatie verzoeken op basis van concrete plannen om deze categorie weer van de groslijst af te halen en terug op te nemen in een toekomstig eindadvies.

Voor dit advies gaan we uit van een subsidieduur van 15 jaar en een technische levensduur van 30 jaar van een geothermiedoublet, gelijk aan het advies SDE++ 2024. Hierbij gaan we ervan uit dat nieuwe projecten volgens de nieuwe industriestandaard ontworpen worden en rekening houden met extra veiligheids- en monitoringseisen tegen lekkages vanuit Staatstoezicht op de Mijnen (SodM). Bij de bepaling van het basisbedrag is hiertoe een kostencorrectie toegepast op de economische parameters uit de projectaanvraaggegevens van voor 2021, die rekening houdt met de additionele kosten voor een dubbele verhuizing en monitoring, zoals nu voorgeschreven is.

De indeling in categorieën baseren we op de aflevertemperatuur van de geothermiebron, die op zijn beurt diepteafhankelijk is. Indien het geothermische doublet zelf geen voldoende hoge temperatuur kan leveren, kan dit enerzijds worden bereikt met inzet van een warmtepomp, of anderzijds door een diepere boring (uitgaande van een gelijke temperatuurgradiënt van de ondergrond). In aansluiting op de uitgangspunten hanteren we de volgende definities:

- lagetemperatuurtoepassing: de gewenste temperatuur is een jaargemiddelde van niet meer dan 100 °C, typisch bij inzet van ondiepe geothermie met een warmtepomp of inzet van diepe geothermie;
- hogetemperatuurtoepassing: de gewenste temperatuur is een jaargemiddelde van >100 °C, typisch bij inzet van ultradiepe geothermie.

Verschillende marktpartijen geven aan dat ze belemmeringen ondervinden voor sommige geothermieprojecten in de gebouwde omgeving, vanwege duurzaamheidseisen uit de Wet collectieve warmte, inzake CO₂-emissies uit warmteproductie door afgevangen olie of gas (bijvangst) en de inzet daarvan in een WKK. We hebben voor de mitigerende maatregelen van deze emissies geen meerkosten in rekening gebracht. Voor een uitgebreid overzicht van de definities voor geothermie, verwijzen we naar bijlage 4 van het eindadvies SDE++ 2022 (Lensink en Schoots, 2022). Tabel 7.1 geeft een overzicht van de verschillende categorieën en de bijbehorende componenten met hun inzet. Specifieke aandacht gaat hierbij nog uit naar de warmtepomp, zie volgende paragraaf.

Tabel 7.1

Overzicht categorieën voor geothermie en de bijbehorende componenten met hun inzet

Categorie	Pomp ^a	Warmtepomp
Ondiepe geothermie (geen basislast)	ESP, IP	Ophogen afgiftetemperatuur
Ondiepe geothermie (basislast)	ESP, IP	Ophogen afgiftetemperatuur
Diepe geothermie (basislast)	ESP, IP	Optioneel: dieper uitkoelen
Diepe geothermie (basislast) hogetemperatuur warmtenet (met warmtepomp)	ESP, IP	Ophogen afgiftetemperatuur
Diepe geothermie (middenlast)	ESP, IP	Optioneel: dieper uitkoelen
Diepe geothermie (geen basislast)	ESP, IP	Optioneel: dieper uitkoelen
Diepe geothermie (geen basislast) hogetemperatuur warmtenet (met warmtepomp)	ESP, IP	Ophogen afgiftetemperatuur
Diepe geothermie (uitbreiding)	ESP, IP	Optioneel: dieper uitkoelen

a) ESP: Electrical Submersible Pump, opvoerpomp; IP: Injectiepomp

7.1.1 Invloed van de warmtepomp

Een warmtepomp kan voor meerdere doeleinden ingezet worden. Zo kan de warmtepomp ingezet worden voor het verhogen van de afgiftetemperatuur. Dit is bijvoorbeeld het geval bij ondiepe geothermie, waar de lage temperatuur uit de ondiepe geothermiebron een lift krijgt, zodat deze kan worden ingezet voor verwarming van woningen en gebouwen. Maar een warmtepomp kan ook ingezet worden voor het leveren van warmte aan een bestaand warmtenet (typisch 90 tot 100 °C), of voor het uitkoelen van bijvoorbeeld retourleidingen. Met dit laatste wordt dan een groter temperatuurverschil tussen de productie- en injectieput van het geothermisch doublet verkregen, waardoor een groter geothermisch bronvermogen beschikbaar komt.

Voor de referentie-installatie van de categorieën waarbij de afgifte temperatuur wordt opgehoogd met behulp van een warmtepomp, zie ook tabel 7.1, is ten behoeve van het vaststellen van de Seasonal Performance Factor (SPF) uitgegaan van de Carnot methode. De SPF dient hierbij enkel als inputwaarde voor de berekening van het basisbedrag en is daarmee dan ook opgenomen in de

tabellen voor de technisch economische parameters van deze categorieën. De gehanteerde waarde voor de SPF in de berekening van het basisbedrag adviseert niet over een eis voor een minimale of maximale SPF waarde ten behoeve van de uitvoering van de SDE++ regeling.

7.1.2 Kostenopbouw

Tabel 7.2 geeft weer welke kostenposten wel of niet meegenomen zijn bij de bepaling van de specifieke investeringskosten, vaste operationele kosten en de basisbedragen. De genoemde technisch economische parameters voor de verschillende categorieën zijn vermeld ter onderbouwing van de referentiecases voor de desbetreffende categorieën en het hieruit berekend basisbedrag. Deze waarden van deze parameters geven derhalve geen beperkende afbakening voor projectaanvragen binnen elke categorie.

Tabel 7.2
Overzicht van wel en niet meegenomen kosten voor geothermie

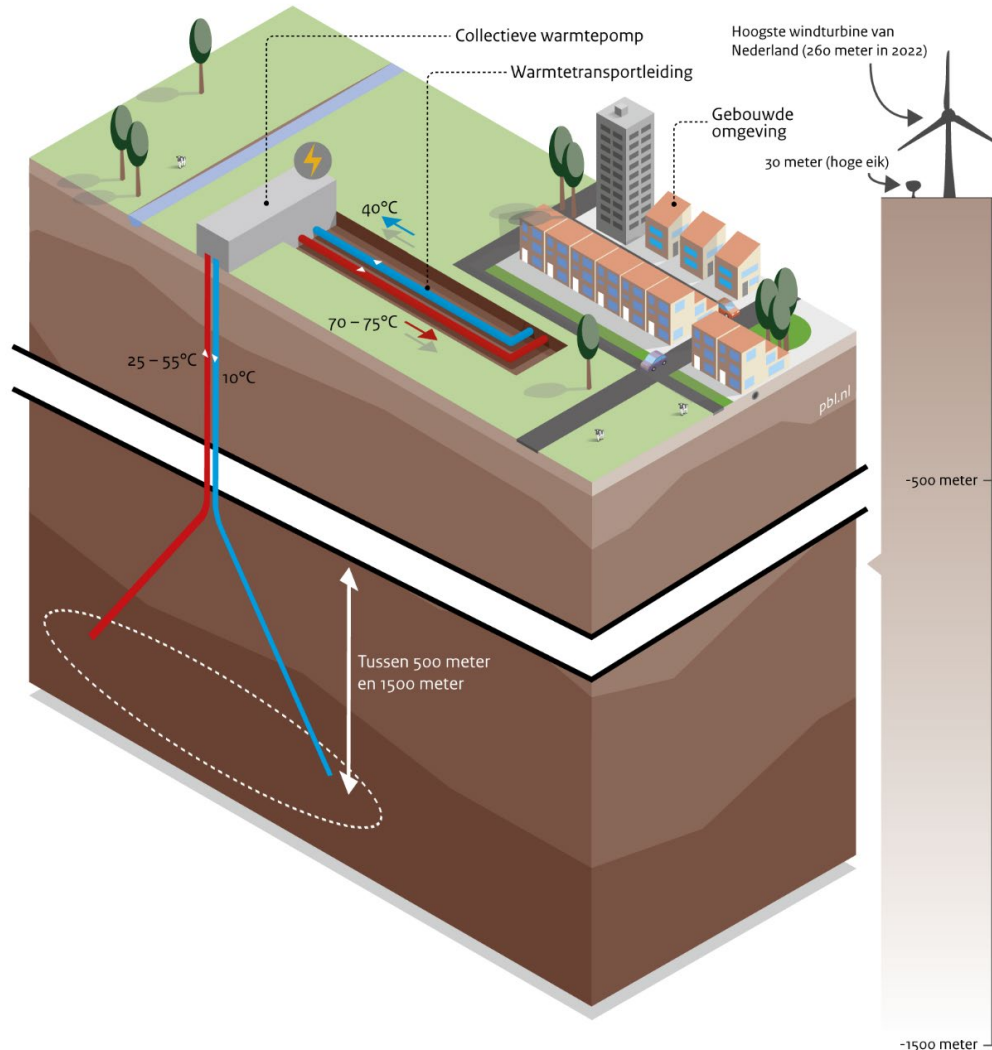
Kostenpost	Groep	Details
Wel meegenomen	Investeringskosten	Boorkosten (incl. materiaal, tests, afvoer afval, dubbele verbuizing) Kosten voor pompen (ESP) Kosten voor gas- of olieafvang Kosten voor bovengrondse warmtewisselaars Kosten voor een warmtepomp (voor ondiepe geothermie en optioneel voor diepe geothermie) Kosten voor de elektriciteitsaansluiting warmtepomp Kosten voor een bovengrondse installatie (civiel) Extra kosten voor bouwen in de gebouwde omgeving (voor toepassingsgebieden in de gebouwde omgeving) Kosten voor een warmteoverdrachtstation (WOS) in de gebouwde omgeving Kosten voor verzekeringen (inclusief garantieregeling RNES) Kosten voor bouwrente Kosten voor aansluiting op een warmtetransportnet Aangenomen is dat de restwaarde van een geothermisch doublet na de subsidieperiode en de kosten voor abandonnering op het eind van de technische levensduur van het project tegen elkaar wegvallen.
Wel meegenomen	Operationele kosten	Garantie en onderhoud Kosten nieuwe netaansluiting (voor geothermie projecten in de gebouwde omgeving), Kosten elektriciteitsverbruik (inclusief kosten elektriciteitsverbruik ESP en warmtepomp, indien aanwezig) Personeelskosten Administratiekosten (stelpost) Opstalvergoeding Monitoringssysteem Verzekeringen Reservedelen Afvoerkosten (voor bijvoorbeeld afval) Onvoorzien
Niet meegenomen	Investeringskosten	Kosten voor een warmtedistributienet naar de afnemers Kosten voor lokale woning- of gebouwaansluitingen Kosten voor een vervangende en/of aanvullende warmtevoorziening (ketel, WKK) (back-up) Kosten voorbereidingstraject, inclusief financieringskosten en kosten ten gevolge van juridische procedures Kosten voor mitigerende maatregelen voor CO ₂ emissies uit warmteproductie gebouwde omgeving (voorlopig) Kosten voor geologisch vooronderzoek Kosten voor vergunningen en contracten
Niet meegenomen	Operationele kosten	Kosten aankoop CO ₂ Baten van de inzet van afgevangen gas en olie Onderhoudskosten voor een warmtedistributienet naar de afnemers

7.2 Ondiepe geothermie (geen basislast)

Bij ondiepe geothermie (OGT) wordt aardwarmte onttrokken aan ondiepere formatielagen. In lijn met de meegegeven uitgangspunten wordt hier een dieptegrens vanaf 500 meter aangehouden, net zoals de diepte waarvoor de Mijnbouwwet geldt. De maximale diepte voor deze categorie is tot 1500 meter. In vergelijking met diepe geothermieprojecten ligt de productietemperatuur van ondiepe geothermieprojecten dan ook lager.

Figuur 7.2

Ondiepe geothermie met collectieve warmtepomp



Bron: PBL, TNO, DNV

De voorgestelde grens van 500 meter maakt voldoende onderscheid met het toepassingsgebied van WKO-systemen. Deze WKO-systemen opereren veelal op dieptes tot 200 meter. Hierdoor vallen WKO-systemen buiten de scope van dit advies. De productietemperatuur van ondiepe geothermie ligt tussen de 25 en 55 °C. De temperatuur van het productiewater is hierbij afhankelijk van de diepte van de bron, maar dient in bijna alle gevallen nog te worden verhoogd met behulp van een enkele of collectieve warmtepomp. Hierdoor is voor deze categorie de hoeveelheid afgegeven warmte na de warmtepomp leidend en niet de aan de bodem onttrokken warmte. Daarnaast geldt voor de collectieve warmtepomp een minimaal warmteafgiftevermogen van 500 kWth.

Ondiepe geothermie kan in combinatie met een warmtenet op twee manieren worden toegepast in de gebouwde omgeving waarvoor een beperkt aantal vollasturen geldt (geen basislast): directe warmtelevering en warmtelevering met een collectieve warmtepomp. In het eerste geval wordt de lagetemperatuurwarmte meteen geleverd aan afnemers die over een individuele warmtepomp beschikken, waarbij de woningen geschikt dienen te zijn voor lagetemperatuurverwarming. Als de ruimteverwarming een hogere temperatuur vraagt, kan bijvoorbeeld een collectieve warmtepomp worden toegepast. In dat geval wordt de warmte uit de ondergrond eerst opgewaardeerd met een warmtepomp tot circa 70 of 75 °C, waarna deze hogere temperatuurwarmte wordt geleverd aan de afnemers. De geothermische putten van OGT-systemen kunnen geothermische warmte winnen via verticale, maar ook via meer horizontaal geboorde putten.

Voor de referentiecasi in dit advies gaan we uit van een doublet met verticale putten die met de diepte verder uit elkaar gaan lopen en een collectieve warmtepomp die een temperatuurniveau van 70-75 °C levert. De hier vermelde gegevens zijn gebaseerd op literatuurgegevens (CE Delft en IF Technology, 2018) en op door marktpartijen aangeleverde specifieke projectdata, omdat dergelijke projecten momenteel nog nagenoeg niet gerealiseerd zijn. De geologische informatie over de ondiepe ondergrond is minder bekend. Literatuur duidt echter op een technisch potentieel van 229 PJ per jaar (Schepers et al, 2018), waarbij aangegeven wordt dat ondiepe geothermie een belangrijke aanbieder kan zijn van duurzame warmte in stedelijk gebied.

Als boordiepte voor de referentie-installatie wordt 1000 meter verondersteld. Dit valt in het midden van het bereik van ondiepe geothermie, namelijk tussen 500 en 1.500 meter. Het komt overeen met een onttrekkingstemperatuur van ongeveer 40 °C en gaat uit van een retourtemperatuur van 10 °C. Het thermisch vermogen van de hele installatie wordt uitgelegd op het thermisch vermogen van de warmtepomp en bedraagt 8 MWth. De kosten voor de warmtepomp zijn wel meegenomen, kosten voor het warmtedistributienetwerk en kosten voor lokale aansluitingen niet (zie ook tabel 7.2). Verder geven we ter overweging geen nadere beperkingen op te leggen over de aard van de warmteafnemers; het aantal vollasturen is leidend.

Tabel 7.3
Technisch-economische parameters voor ondiepe geothermie (geen basislast)

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2024	Advies SDE++ 2025
Installatiegrootte	[MW]	8,0	8,0
Vollasturen	[uur/jaar]	3.500	3.500
Investeringskosten	[€/kW]	2.504	2.799
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	82	97
SPF - warmtepomp	[-]	4,2	3,3
SPF - Systeem	[-]	3,7	3,0
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0367	0,0364
Elektriciteitsverbruik	[MWh/jaar]	7.572	9.310
Basisbedrag	[€/kWh]	0,1646	0,1793
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

7.3 Ondiepe geothermie (basislast)

Deze categorie verschilt van de categorie zonder basislast enkel door het aantal vollasturen. In plaats van 3.500 uur wordt nu met 6.000 uur gerekend, typerend voor een project in de glastuinbouw of een andere afnemer met een meer continu warmtevraagprofiel. Het hogere aantal

vollasturen werkt door in de operationele kosten waarin de stroomkosten voor de warmtepomp en de opvoerpomp (ESP) van het doublet zijn inbegrepen. De specifieke investeringskosten zijn iets lager dan die van de OGT-installatie zonder basislast, omdat de bouwkosten in niet-stedelijk gebied lager ingeschat worden. Verder geven we ter overweging geen nadere beperkingen op te leggen over de aard van de warmteafnemers; het aantal vollasturen is leidend.

Tabel 7.4

Technisch-economische parameters voor ondiepe geothermie (basislast)

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2024	Advies SDE++ 2025
Installatiegrootte	[MW]	8,0	8,0
Vollasturen	[uur/jaar]	6.000	6.000
Investeringskosten	[€/kW]	2.274	2.540
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	33	35
SPF - warmtepomp	[-]	4,2	3,3
SPF - systeem	[-]	3,7	3,0
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0280	0,0260
Elektriciteitsverbruik	[MWh/jaar]	12.981	15.960
Basisbedrag	[€/kWh]	0,0862	0,0890
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

7.4 Diepe geothermie (basislast)

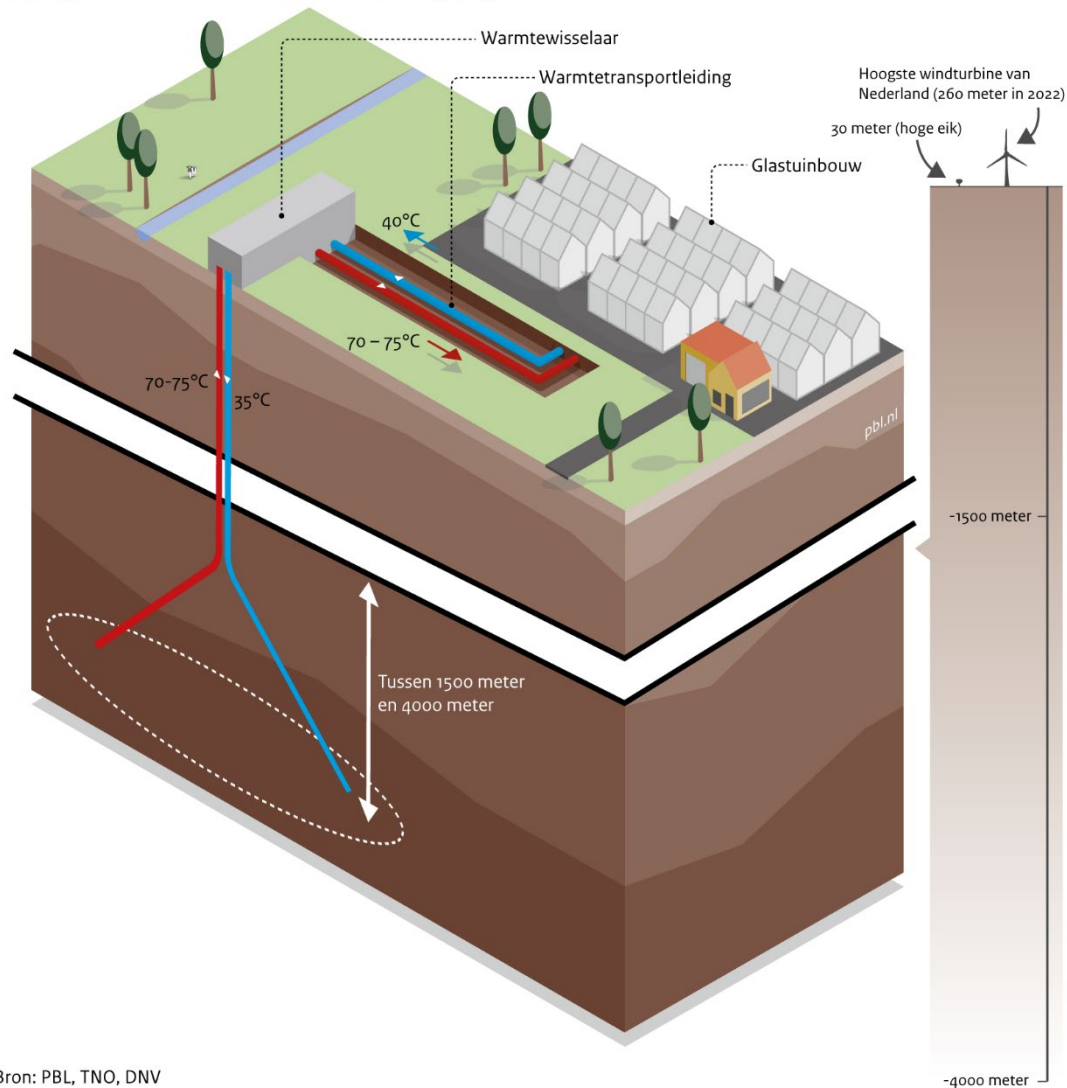
Deze categorie is representatief voor het toepassingsgebied van een groot aantal geothermische projecten, vooral in de glastuinbouw, maar ook voor geothermische projecten die gebruikmaken van een doublet bestaande uit verlaten olie- of gasputten. De dieptegrens voor deze categorie is afgebakend op een diepte vanaf 1.500 meter tot een maximale diepte van 4.000 meter. Opslagssystemen, zoals warmte-koudeopslag en andere seizoensopslagsystemen, vallen niet onder deze categorie. Deze categorie betreft geothermische projecten met een grote en vrij gelijkmatige jaarlijkse warmtevraag en kent daarmee een hoog aantal vollasturen. Stadsverwarmingstoepassingen kennen een beperktere warmtevraag gedurende een deel van het jaar en hebben daarmee een lager aantal vollasturen. Voor deze toepassing is een separate doorrekening opgenomen. Stadsverwarmingprojecten die 6.000 vollasturen kunnen halen, kunnen ook aanvragen in deze categorie. Verder geven we ter overweging geen nadere beperkingen op te leggen over de aard van de warmteafnemers; het aantal vollasturen is leidend.

Parameters met een grote invloed op het bronvermogen voor de geothermieprojecten in deze categorie zijn onder andere de brontemperatuur die gerelateerd is aan onder andere de boordiepte van het doublet, de retourtemperatuur en het debiet van de vloeistofstromen en de diameter van de productie- en injectieputten. Zowel de boordiepte als de putdiameter hebben een grote invloed op het investeringsbedrag voor geothermische projecten. Voor gerealiseerde projecten wijkt het werkelijke productievermogen vaak af van het beschikte productievermogen. In dit advies zijn de gemiddelde werkelijke productievermogens leidend, niet de gemiddelde beschikte vermogens.

Voor de optie met verlaten olie- of gasputten die dienen als geothermisch doublet, bleek uit het advies SDE+ 2018 (Lensink en Cleijne, 2017) dat de berekende basisbedragen voor deze optie in dezelfde range liggen als de basisbedragen voor de diepe geothermische basislastprojecten. Daarom valt deze optie ook binnen het advies van de voorliggende categorie.

Figuur 7.3

Diepe geothermie met collectieve warmtepomp



Bron: PBL, TNO, DNV

Dit advies bevat een verdere differentiatie naar vermogen voor de categorie diepe geothermie, waardoor indirect ook rekening gehouden wordt met het verschillende aardwarmtepotentieel in verschillende regio's in Nederland. Dit wordt ook ondersteund door de kostenbevindingen. Daaruit valt af te leiden dat de economische parameters tussen projecten kleiner dan 12 MWth, van 12 MWth tot 20 MWth en groter dan 20 MWth verschillen en aanleiding geven om hier een onderscheid in te maken. Kleinere projecten hebben relatief hoge specifieke investeringskosten, terwijl grotere projecten, vaak ook de recentere aanvragen, juist hogere specifieke vaste O&M-kosten hebben.

Tabel 7.5a

Technisch-economische parameters voor diepe geothermie (basislast) < 12 MWth

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2024	Advies SDE++ 2025
Installatiegrootte	[MW]	9	9,2
Vollasturen	[uur / jaar]	6.000	6.000
Investeringskosten	[€/kW]	1.909	2.364
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	69	88
SPF - systeem	[-]	18,1	17,4
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0072	0,0061
Elektriciteitsverbruik	[MWh/jaar]	2.923	3.174
Basisbedrag	[€/kWh]	0,0589	0,0708
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

Tabel 7.5b

Technisch-economische parameters voor diepe geothermie (basislast) 12-20 MWth

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2024	Advies SDE++ 2025
Installatiegrootte	[MW]	16	15,7
Vollasturen	[uur / jaar]	6.000	6.000
Investeringskosten	[€/kW]	1.423	1.867
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	93	102
SPF - systeem	[-]	21,7	21,7
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0064	0,0052
Elektriciteitsverbruik	[MWh/jaar]	4.399	4.343
Basisbedrag	[€/kWh]	0,0525	0,0619
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

Tabel 7.5c

Technisch-economische parameters voor diepe geothermie (basislast) ≥ 20 MWth

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2024	Advies SDE++ 2025
Installatiegrootte	[MW]	26	26,4
Vollasturen	[uur / jaar]	6.000	6.000
Investeringskosten	[€/kW]	1.119	1.498
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	94	113
SPF – systeem	[-]	20,0	20,3
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0067	0,0055
Elektriciteitsverbruik	[MWh/jaar]	7.903	7.809
Basisbedrag	[€/kWh]	0,0466	0,0567
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

7.5 Diepe geothermie (basislast) hogetemperatuur warmtenet (met warmtepomp)

In deze categorie worden geothermiesystemen beschouwd ter verduurzaming van bestaande hogetemperatuur warmtenetten voor de gebouwde omgeving, met een stooklijn en dus gemiddeld een hogere afgiftetemperatuur van 90 tot 100 °C. We adviseren deze categorie onder te brengen binnen het hekje van de laagtemperatuurcategorieën overeenkomstig de definitie uit de uitgangspunten. Voor deze categorie is aangenomen dat de maximale afgiftetemperatuur van deze hogere temperatuur warmtepomp 120 °C bedraagt, met name in de winter. Hierdoor sluit deze dan ook aan bij de bedrijfsvoering van het warmtetransportnet volgens een stooklijn. Bij het vaststellen van de jaargemiddelde warmtepomp COP, de SPF, is rekening gehouden met deze stooklijn.

Bovenstaande betekent ook dat de warmtepomp een grotere temperatuurlift moet leveren en dus bijgevolg hogere investerings- en onderhoudskosten vergt en ook een minder goede SPF heeft. Voor de berekening van het basisbedrag gaan we uit van SPF, geldend voor het systeem met inbegrip van de SPF voor de warmtepomp. Tevens wordt ervan uitgegaan dat deze installatie nog niet over een voldoende grote elektriciteitsaansluiting beschikt en dat er bijkomende kosten voor verzwaring ervan worden meegenomen.

De dieptegrensafbakening voor deze categorie is gelijk aan die voor de categorie diepe geothermie (basislast). Omdat ook voor diepe geothermieprojecten dit hogere temperatuurniveau slechts in uitzonderlijke gevallen gehaald kan worden uit de geothermiebron, gaan we ervan uit dat deze toepassing gebruikmaakt van een warmtepomp om de brontemperatuur op de gewenste afgiftetemperatuur te brengen.

Voor de berekening van het basisbedrag gaan we uit van een geothermisch bronvermogen van 13 MWth, en een warmtepomp met een thermisch outputvermogen van 18 MWth. Kosten voor de warmtepomp en voor de bijkomende elektriciteitsaansluiting van de warmtepomp zijn hierin meegenomen, alsook bijkomende kosten voor constructie en installatie in de gebouwde omgeving.

Dit advies geeft verdere differentiatie naar vermogen voor de categorie diepe geothermie (basislast) gekoppeld aan een hogetemperatuurwarmtenet (met warmtepomp). Uit de consultatie met de markt in 2024 is namelijk gebleken dat de er behoefte is aan een advies over kleinere vermogens, voor kleinere en startende warmtenetten. Tevens wordt op deze manier ook indirect rekening gehouden met het verschillende aardwarmtepotentieel in verschillende regio's in Nederland. Voor de afbakening van deze vermogensknip, is de 12MWth-grens gebruikt, welke ook bij de categorie diepe geothermie (basislast) van toepassing is.

Tabel 7.6a

Technisch-economische parameters voor diepe geothermie (basislast) hogetemperatuur warmtenet (met warmtepomp) <12 MWth

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2024	Advies SDE++ 2025
Installatiegrootte	[MW]	-	11,2
Vollasturen	[uur/jaar]	-	6000
Investeringskosten	[€/kW]	-	3.142
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	-	169
SPF – Systeem	[-]	-	2,9
SPF – Warmtepomp	[-]	-	3,5
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	-	0,0312
Elektriciteitsverbruik	[MWh/jaar]	-	22.821
Basisbedrag	[€/kWh]	-	0,1374
Looptijd subsidie	[jaar]	-	15

Tabel 7.6b

Technisch-economische parameters voor diepe geothermie (basislast) hogetemperatuur warmtenet (met warmtepomp) ≥ 12 MWth

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2024	Advies SDE++ 2025
Installatiegrootte	[MW]	18	18,5
Vollasturen	[uur/jaar]	6.000	6.000
Investeringskosten	[€/kW]	2.405	2.874
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	146	158
SPF - Systeem	[-]	3,0	2,9
SPF – Warmtepomp	[-]	3,5	3,5
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0374	0,0293
Elektriciteitsverbruik	[MWh/jaar]	37.513	37.651
Basisbedrag	[€/kWh]	0,1255	0,1269
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

We geven wel ter overweging om aan de aard van de warmtelevering voor deze categorie, bijvoorbeeld een percentage van de warmte die direct aan een distributienetwerk voor stadsverwarming geleverd wordt. Hierbij moet gewaakt worden dat voor de warmte en de aard van de afnemers de kans bestaat op oneigenlijk gebruik van deze categorie wegens het hogere basisbedrag. Dit advies is ook van toepassing op situaties waarbij cascadering wordt toegepast na een voldoende hoge retourtemperatuur na de eerste afnemer. Hierbij wordt bij een tweede afnemer warmte geleverd door een verdere uitkoeling van de retourtemperatuur ten behoeve van een laagwaardigere warmtevraag.

7.6 Diepe geothermie (middenlast)

In deze categorie worden geothermiesystemen beschouwd ter verduurzaming van bijvoorbeeld warmtenetten of ter transitie naar gasloze woonwijken, tuinbouw en utiliteitsgebouwen, al dan niet in combinatie met andere duurzame warmtebronnen. De dieptegrensafbakening voor deze categorie is gelijk aan die voor diepe geothermie (basislast). Deze categorie gaat uit van invoeding in een (middel)groot warmtenet en daarmee van 5.000 vollasturen (middenlast). Verder is er aangenomen dat deze categorie op een middentemperatuurnet invoedt van rond 70 of 75 °C en daarom geen gebruikmaakt van een warmtepomp. Verder geven we ter overweging geen nadere beperkingen op te leggen over de aard van de warmteafnemers; het aantal vollasturen is leidend.

De kosten zijn afgeleid van projectaanvragen uit 2022 waarbij rekening is gehouden met extra kosten voor realisatie in een bebouwde omgeving, onder andere voor kosten voor de bouwsite, geluidsbeperking en aansluiting op de transportleiding.

Tabel 7.7

Technisch-economische parameters voor diepe geothermie (middenlast)

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2024	Advies SDE++ 2025
Installatiegrootte	[MW]	9	19
Vollasturen	[uur/jaar]	5.000	5.000
Investeringskosten	[€/kW]	2.634	2.458
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	110	118
SPF - Systeem	[-]	21,6	20,4
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0095	0,0089
Elektriciteitsverbruik	[MWh/jaar]	2.083	4.646
Basisbedrag	[€/kWh]	0,1029	0,0986
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

We geven wel ter overweging mee nadere eisen te stellen aan de aard van de warmtelevering om voor deze categorie in aanmerking te mogen komen. Dit kan bijvoorbeeld met een minimumpercentage (bijvoorbeeld 50 procent) van de geproduceerde geothermische warmte die direct aan een gebiedsverwarmingsdistributienetwerk geleverd wordt. Zonder nadere eisen voor de aflevertemperatuur van de warmte bestaat de kans op oneigenlijk gebruik van deze categorie. Wel moet gegarandeerd worden dat bij een voldoende hoge retourtemperatuur na de eerste afnemer nog steeds cascadering kan worden toegepast. Hierbij wordt bij een tweede afnemer de retourtemperatuur verder uitgekoeld ten behoeve van zijn laagwaardigere warmtevraag.

7.7 Diepe geothermie (geen basislast)

In deze categorie worden geothermiesystemen beschouwd ter verduurzaming van bijvoorbeeld warmtenetten of ter transitie naar gasloze woonwijken en utiliteitsgebouwen, al dan niet in combinatie met andere duurzame warmtebronnen. Opslagssystemen zoals warmte-koudeopslag en andere seizoensopslagsystemen vallen niet onder deze categorie. De dieptegrensafbakening voor deze categorie is gelijk aan die voor diepe geothermie (basislast). Een geothermieproject dat warmte levert aan een klein, al dan niet nieuw warmtenet voor de gebouwde omgeving kent minder vollasturen per jaar dan een geothermisch project dat warmte levert aan een middelgroot warmtenet of aan de glastuinbouwsector. Er is uitgegaan van een zogenoemd badkuippatroon voor het warmtevraagprofiel van de referentiecasi, dat wil zeggen een hoge warmtevraag in de wintermaanden en een beduidend lagere vraag tijdens de zomermaanden. Dit leidt ertoe dat de

referentie-installatie voor geen-basislastprojecten 3500 vollasturen maakt. Om hiervoor een verschil te maken hebben we deze categorie zonder basislast in het advies opgenomen, waarbij rekening gehouden wordt met extra kosten die gemaakt worden bij uitvoering in een gebouwde omgeving: onder andere kosten voor de bouwsite, geluidsbeperking en aansluiting op de transportleiding.

Dit advies bevat een verdere differentiatie naar vermogen voor de categorie diepe geothermie (geen basislast). Uit de consultatie met de markt is namelijk gebleken dat de er behoefte is aan kleinere vermogens, voor kleinere en startende warmtenetten. Tevens wordt op deze manier ook indirect rekening gehouden wordt met het verschillende aardwarmtepotentieel in verschillende regio's in Nederland. Voor de afbakening van deze vermogensknip, is de 12MWth-grens gebruikt, welke ook bij de categorie diepe geothermie (basislast) van toepassing is.

Tabel 7.8a

Technisch-economische parameters voor diepe geothermie (geen basislast) <12 MWth

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2024	Advies SDE++ 2025
Installatiegrootte	[MW]	-	8,0
Vollasturen	[uur/jaar]	-	3500
Investeringskosten	[€/kW]	-	2983
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	-	127
SPF – Systeem	[-]	-	13,3
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	-	0,0127
Elektriciteitsverbruik	[MWh/jaar]	-	2.111
Basisbedrag	[€/kWh]	-	0,1665
Looptijd subsidie	[jaar]	-	15

Tabel 7.8b

Technisch-economische parameters voor diepe geothermie (geen basislast) ≥ 12 MWth

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2024	Advies SDE++ 2025
Installatiegrootte	[MW]	18	16,8
Vollasturen	[uur/jaar]	3.500	3.500
Investeringskosten	[€/kW]	2.147	2.733
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	109	119
SPF - Systeem	[-]	13,6	13,3
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0139	0,0127
Elektriciteitsverbruik	[MWh/jaar]	4.561	4.434
Basisbedrag	[€/kWh]	0,1319	0,1543
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

We geven wel ter overweging om aan de aard van de warmtelevering voor deze categorie, bijvoorbeeld een percentage van de warmte die direct aan een distributienetwerk voor stadsverwarming geleverd wordt. Hierbij moet gewaakt worden dat voor de warmte en de aard van de afnemers de kans bestaat op oneigenlijk gebruik van deze categorie wegens het hogere basisbedrag. Dit advies is ook van toepassing op situaties waarbij cascadering wordt toegepast na een voldoende hoge retourtemperatuur na de eerste afnemer. Hierbij wordt bij een tweede afnemer warmte geleverd door een verdere uitkoeling van de retourtemperatuur ten behoeve van een laagwaardigere warmtevraag.

7.8 Diepe geothermie (geen basislast) hogetemperatuur warmtenet (met warmtepomp)

In deze categorie worden geothermiesystemen beschouwd ter verduurzaming van bestaande hogetemperatuurwarmtenetten voor de gebouwde omgeving, met een hogere afgiftetemperatuur met een stooklijn van 90 tot 120 °C tijdens de winter. We adviseren deze onder te brengen binnen het hekje van de lagetemperatuurcategorieën, overeenkomstig de definitie uit de uitgangspunten, voor een jaargemiddelde temperatuur van ongeveer 100 °C. Voor deze categorie is aangenomen dat de maximale afgifte temperatuur van deze hogeretemperatuurwarmtepomp 120 °C bedraagt die hoort bij een stooklijn van het warmtetransportnet. Bij het vaststellen van de warmtepomp-SPF is rekening gehouden met deze stooklijn. Tevens is rekening gehouden met hogere specifieke investeringskosten voor de warmtepomp.

Bovenstaande betekent ook dat de warmtepomp een grotere temperatuurlift moet leveren en dus bijgevolg hogere investerings- en onderhoudskosten vergt en ook een minder goede SPF heeft. Tevens wordt ervan uitgegaan dat deze installatie nog niet over een voldoende grote elektriciteitsaansluiting beschikt en dat er bijkomende kosten voor verzwaring ervan moeten worden meegenomen. De dieptegrensafbakening voor deze categorie is gelijk aan die voor de categorie diepe geothermie (basislast). Voor de berekening van het basisbedrag gaan we uit van een geothermisch bronvermogen van 13,2 MWth, en een warmtepomp met een thermisch outputvermogen van 18,5 MWth.

Tabel 7.9

Technisch-economische parameters voor diepe geothermie (geen basislast) hogetemperatuur warmtenet (met warmtepomp)

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2024	Advies SDE++ 2025
Installatiegrootte	[MW]	-	18,5
Vollasturen	[uur/jaar]	-	3.500
Investeringskosten	[€/kW]	-	2.874
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	-	173
SPF - Systeem	[-]	-	2,9
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	-	0,0313
Elektriciteitsverbruik	[MWh/jaar]	-	21.963
Basisbedrag	[€/kWh]	-	0,2035
Looptijd subsidie	[jaar]	-	15

7.9 Diepe geothermie (uitbreiding)

Geothermische projecten kunnen hun vermogen en dus duurzame warmteproductie vergroten door het uitbreiden van het bestaande project met een extra put. Als referentie voor deze categorie is uitgegaan van een uitbreiding van een doublet met een extra, derde put. Door het boren van een extra put zal het geothermisch doublet veranderen in een geothermisch triplet. Uitbreiding van bestaande projecten, niet beperkt tot een doublet, met een extra put valt ook binnen het advies voor deze categorie. Hiernaast valt ook een vervangingsput, waarbij een bestaand project een enkele put afsluit en een enkele nieuwe boort, binnen het advies voor deze categorie, mits er geen warmteproductievermindering plaatsvindt. De dieptegrensafbakening voor deze categorie is gelijk aan die voor diepe geothermie (basislast).

De referentie-installatie heeft een configuratie waarbij we ervan uitgegaan dat de extra put tot een vergelijkbare diepte als het bestaande doublet wordt geboord. Waar een doublet bestaat uit een productie- en injectieput, heeft een triplet twee productieputten en één injectieput, of twee injectieputten en één productieput. Die uitbreiding kan dus of een productieput of een injectieput zijn. Naast de boorkosten voor het boren van de extra put zijn ook de benodigde bovengrondse aanpassingen meegenomen bij de bepaling van het voorgestelde basisbedrag. Dit zijn bijvoorbeeld kosten voor de pompen, warmtewisselaars, warmtetransportleiding en uitbreiding van de installatie voor olie- en gasafvangst. Ook vereist de uitbreiding vaak aanpassingen – en dus kosten – aan de ondergrondse infrastructuur van de bestaande putten.

Het extra debiet dat wordt gerealiseerd door het boren van een extra put kent verschillende onzekerheden die een significant effect kunnen hebben op de kostprijs. Een vergelijkbare onzekerheid in kostprijs bestaat overigens ook voor nieuwe geothermische doubletten. Voor de referentiecasi is het extra vermogen, gerealiseerd door inzet van een derde put, gebaseerd op subsidieaanvragen en rekenmodellen. Op basis van deze gegevens is onze inschatting dat het mogelijk is dat er een verdubbeling van het vermogen gerealiseerd wordt door het in gebruik nemen van een derde put bij een bestaand doublet. De O&M-kosten voor een dergelijke extra put wijken niet af van die van een doublet. Het boren van een extra put leidt vaak tot een beduidende vermogenstoename. Maar net zoals bij doubletten bestaat de kans dat het producerend vermogen niet het niveau haalt van het aangevraagde vermogen. We nemen aan dat de verhouding tussen het producerend vermogen en het aangevraagd vermogen bij projectuitbreiding gelijk is aan die bij een nieuw doublet.

Tabel 7.10 geeft de technisch-economische parameters weer voor de referentiecasi van deze categorie, met een boordiepte van 2.200 meter en met een additioneel bronvermogen van 16 MWth. Voor extra-putprojecten zal veelal gelden dat deze alleen worden uitgevoerd als het debiet gunstig ingeschat kan worden. Hogere debieten in de ondergrond uiten zich ook in een lagere kostprijs. De investeringen en onderhoudskosten zijn afgeleid van subsidieaanvragen. Het aantal vollasturen voor deze categorie is gelijkgesteld aan het aantal vollasturen bij diepe geothermie (basislast). Er zijn ook kosten opgenomen voor veiligheidseisen met dubbelwandige buizen. Ten opzichte van het vorige advies is voornamelijk het elektriciteitsverbruik aangepast door een actualisatie van de systeem-COP naar 21,7. Verder geven we ter overweging geen nadere beperkingen op te leggen over de aard van de warmteafnemers; het aantal vollasturen is leidend.

Tabel 7.10

Technisch-economische parameters voor diepe geothermie (uitbreiding)

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2024	Advies SDE++ 2025
Installatiegrootte	[MW]	16	16
Vollasturen	[uur/jaar]	6.000	6.000
Investeringskosten	[€/kW]	588	735
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	93	102
SPF – Systeem	[-]	21,7	21,7
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0064	0,0052
Elektriciteitsverbruik	[MWh/jaar]	4.426	4.426
Basisbedrag	[€/kWh]	0,0341	0,0376
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

7.10 Ultradiepe geothermie

Deze categorie is nu op de groslijst geplaatst.

7.11 Correctiebedragen

Voor alle geothermie-warmtecategorieën gaan we ervan uit dat de belangrijkste techniek die vervangen wordt een gasgestookte WKK is. Het correctiebedrag hiervoor is 70% van de TTF-gasprijs.

8 Verbranding en vergassing van biomassa

In dit hoofdstuk behandelen we de basisbedragen in de SDE++ 2025 voor de categorieën voor verbranding en vergassing van biomassa, te weten:

- Productie van waterstof uit afval;
- Productie van groen gas uit afval;
- Productie van groen gas uit biomassa;
- Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MWth;
- Ketel op vloeibare biomassa;
- Ketel voor stoom uit houtpellets 5-50 MWth;
- Ketel voor stoom uit houtpellets ≥ 50 MWth;
- Levensduurverlenging ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MWth;
- Directe inzet van houtpellets voor industriële toepassingen.

Net als vorig jaar wordt op verzoek van het ministerie dit jaar geen advies uitgebracht voor de categorie voor productie van waterstof uit biomassa. De categorieën voor productie van groen gas uit afval en productie van waterstof uit afval zijn wel opgenomen in het advies. Voor deze twee categorieën gaan we uit van huishoudelijk restafval (Rijkswaterstaat, 2023). Daarbij gaan we uit van vergassing van afvalstromen die volgens de minimumstandaarden in het LAP mogen worden verbrand

De categorie voor Ketel voor warmte uit houtpellets ≥ 5 MWth is niet opgenomen in het huidige advies. Dat komt voort uit het feit dat er vanaf 2021 geen subsidie meer wordt verstrekt als er houtige biomassa voor laagwaardige warmte wordt gebruikt. Ook is een toepassing in de tuinbouw uitgesloten. Dit geldt ook voor de categorie Ketel op vaste biomassa 0,5-5 MWth. Deze ketels worden in vrijwel alle gevallen ingezet voor lage temperatuurtoepassing. In de wijzigingennotitie heeft PBL aangegeven deze categorieën te herijken en mogelijk aan te passen naar een andere referentiebrandstof. De consultatieronde heeft ons onvoldoende marktinformatie gegeven over welke alternatieve brandstof dit dan zou moeten zijn. Daarom is ervoor gekozen om dit jaar deze categorie niet op te nemen in het eindadvies. Hetzelfde geldt voor de categorie Levensduurverlenging ketel op vaste of vloeibare biomassa 0,5-5 MWth. Alle projecten die oorspronkelijk voor deze categorie in aanmerking zouden kunnen komen, stoken houtige biomassa in de uitgesloten marktsegmenten. Daarmee vervalt de mogelijkheid van indiening en daarmee het nut van deze categorie. Daarom is ervoor gekozen om dit jaar deze categorie niet op te nemen in het eindadvies. Voor de categorie Ketel op B-hout zijn er de afgelopen jaren geen aanvragen geweest. We zijn ook niet bekend met projecten die momenteel in ontwikkeling zijn. Daarom is ervoor gekozen om dit jaar deze categorie eveneens niet op te nemen in het eindadvies.

In overeenstemming met de uitgangspunten wordt voor verbrandingscategorieën gerekend met een subsidietermijn van 12 jaar. Voor vergassingscategorieën wordt een termijn van 15 jaar gehanteerd. Dit is in lijn met de wens van de markt en consistent met categorieën binnen het thema hernieuwbare biobrandstoffen.

In paragraaf 8.1 zetten we de rekenmethode uiteen. In deze paragraaf wordt ingegaan op de verschillende kostencomponenten en de correcties voor bijvoorbeeld inflatie. In paragraaf 8.2 gaan we in op de gehanteerde biomassaprijzen. In paragraaf 8.3 tot en met 8.5 behandelen we de technisch-economische parameters van de referentie-installaties behorende bij de verschillende biomassacategorieën. In paragraaf 8.6 zijn de basisbedragen in één tabel samengebracht (tabel 8.12).

8.1 Rekenmethode

8.1.1 Investeringskosten

Om tot de basisbedragen voor de categorieën voor biomassaverbranding en -vergassing te komen, worden verschillende installatietypes met bijbehorende investeringen gebruikt. Boven op de kosten voor de mechanische werken, te weten voor ketels en vergassers komen kosten voor de bouwkundige werken, te weten biomassaopslag en gebouwen. Kosten voor het transport van de apparatuur naar de locatie en de montage en inbedrijfstelling zijn onderdeel van de investeringskosten. Dit zijn dus de bouwkosten van de installatie binnen de grenzen van de biomassa-installatie, exclusief de kosten van het terrein.

Eerder is gebleken dat industriële stoomketels doorgaans op afstand worden geplaatst (dus niet op eigen terrein) van de afnemer. Daarom wordt waar dit van toepassing is rekening gehouden met het aanleggen van een stoomleiding tussen de energiecentrale en de industriële afnemer. Eveneens wordt rekening gehouden met investeringen om te kunnen voldoen aan de emissiegrenswaarden.

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

De vaste O&M-kosten bestaan uit de kosten voor de garantie- en onderhoudscontracten en verzekeringen. Daarnaast zijn directe personele lasten onderdeel van de vaste O&M-kosten. Er wordt rekening gehouden met kosten voor pachten van grond voor het plaatsen van een industriële stoomketel aan een aanliggend terrein bij een industriële afnemer.

De variabele jaarlijkse kosten betreffen gebruiksmaterialen zoals chemicaliën en afvoerkosten van assen. Ook kosten van elektriciteit voor onder meer aandrijving van ventilatoren en pompen behoren tot de variabele O&M-kosten. Ook wordt rekening gehouden met een verhoogde afvalstoffenheffing voor het afvoeren van as. Dit is van toepassing op de categorieën die houtsnippers, snoeien dunningshout en B-hout gebruiken. Voor houtpellets is het effect van verhoging van de afvalstoffenheffing op de O&M-kosten verwaarloosbaar. De kosten van biomassa zijn geen onderdeel van de O&M-kosten, maar worden separaat gerapporteerd.

8.1.3 Overzicht van kostencomponenten

Om op een consistente wijze de SDE++-basisbedragen te kunnen berekenen, worden systeemgrenzen in acht genomen. Daarom wordt in tabel 8.1 opgesomd welke kostencomponenten wel en welke niet meegewogen worden.

8.1.4 Baten: opbrengsten

Het basisbedrag is tot stand gekomen door bovengenoemde kosten te combineren met de energieopbrengst van de biomassacentrales door levering van warmte of hernieuwbaar gas. Hiertoe wordt naast een capaciteit een aantal vollasturen vastgesteld. Gezamenlijk bepalen deze de subsidiabele productie.

Tabel 8.1

Overzicht wel- en niet meegenomen kosten biomassaverbranding en vergassing

Categorie	Groep	Kosten		
Meegewogen kosten	Investeringskosten	Ketel		
		Houtlijn		
		Bunkers/silo's		
		Rookgasreiniging		
		Ketelhuis		
		Waterzijdige aansluiting		
		Stoomleiding (industrieel, voor stoomketels)		
		Stoomzijdige inpassing		
		Bouwrijp maken van de locatie van de biomassa installatie		
		Transport, opbouw en kranen		
	Variabele O&M-kosten	Kosten voor chemicaliën		
		Kosten voor as-afzet		
		Elektriciteitskosten		
		Reservedelen		
		Vaste O&M-kosten	Garantie- en onderhoudscontracten	Bedrijfsvoeringskosten
				Verzekeringen
				Beheer
				Pachtkosten grond (industrieel, voor stoomketels)
				Grondkosten
		Niet meege- wogen kosten	Directe kosten	Engineering (eigenaarsdeel)
Projectontwikkelingskosten (eigenaarsdeel)				
Beginvoorraad biomassa en verbruiksstoffen				
Kosten voor randapparatuur zoals utiliteiten (water, stikstof, perslucht), riolering, drogers, (uitgebreid) leidingwerk (anders dan stoomleiding), buffers, weegbruggen, hekwerk, beveiliging				
Back-upvoorzieningen en hulpketels				
Onvoorzien	Onvoorziene kosten			
Financiering en juridisch	Financieringskosten en kosten ten gevolge van juridische procedures			

8.1.5 Overige ontwikkelingen

Normalisering van inflatie

In de afgelopen jaren was er door diverse internationale crises veel onrust op de markten voor materialen, die voor de realisatie van biomassa installaties in de SDE++ categorie verbranding en vergassing nodig zijn, zoals bijvoorbeeld staal en beton. De gemiddelde inflatie steeg tijdelijk naar meer dan 10%. In deze tumultueuze fase was er ook sprake van onzekerheden met betrekking tot de verwachte verdere ontwikkelingen en had daarmee invloed op inflatieprojecties. Zo blijkt dat de door De Nederlandsche Bank (DNB) gemaakte projectie van de kerninflatie voor het jaar 2023 (6,8%) aanzienlijk hoger was dan de daadwerkelijke inflatie in dat jaar (4,1%). Ook de projecties voor de jaren 2024 – 2026 zijn door DNB naar beneden bijgesteld.

Vanwege de hoge verwachte prijsstijgingen hadden we vorig jaar de investerings- en onderhoudskosten vooruit voor deze verwachte prijsstijgingen gecorrigeerd. Dit hebben we gedaan als technologieafhankelijke meerjarige inflatiecorrectie op de investeringskosten en vaste operationele kosten. Aangezien de werkelijke inflatie 2-3%pt lager blijkt te zijn dan vorig jaar door DNB geprognostiseerd, kennen wij dit jaar geen extra inflatiecorrectie toe op investeringskosten en vaste O&M-kosten.

8.2 Biomassaprijzen

Biomassa als brandstof is er in verschillende kwaliteiten. In dit hoofdstuk tonen we een aantal referentiebrandstoffen. Voor vaste biomassa worden houtsnippers, snoei- en dunningshout, houtpellets of B-hout als referentie gebruikt. Voor vloeibare biomassa wordt dierlijk vet als prijsreferentie aangehouden. Tabel 8.2 geeft een overzicht van de prijzen. In de daaropvolgende paragrafen lichten we de getallen uit de tabel toe.

Tabel 8.2

Gehanteerde biomassaprijzen SDE++ 2025, in actuele prijzen tenzij anders aangegeven

Biomassa voor verbranding en vergassing	Energie-inhoud [GJ/t]	Prijs [€/t]	Referentieprij SDE++ 2024 [€/GJ]	Referentieprij SDE++ 2025 [€/GJ]
Houtsnippers	11	77	6,7	7,0
Snoei- en dunningshout	9	54	5,9	6,0
Houtpellets, ketels	17	240 ^{a)}	13,8	14,1
B-hout	13	0	0,0	0,0
Dierlijk vet	39	1385	18,5	35,5
Huishoudelijk restafval ^{b)}	12,5	-104,2	-8,1	-8,3

a) Dit is inclusief een opslag voor certificering en verificatie.

b) Bovenwaarde

8.2.1 Houtsnippers

Houtsnippers worden gemaakt van reststromen uit de bosbouw en houtverwerkende industrie. Deze houtsnippers zijn vrij van twijgen, naald- en bladmateriaal en bevatten weinig zand. Het vochtpercentage varieert per seizoen en kan liggen tussen 35 en 55 procent. In het advies rekenen we met een gehalte van 35 procent, overeenkomstig het vochtgehalte dat bijvoorbeeld gehanteerd wordt in de [C.A.R.M.E.N.-database](#).

Vanaf het vierde kwartaal 2021 is een (regionale) schaarste in houtsnippers ontstaan met als gevolg prijsstijgingen. Na een piek te hebben bereikt in het derde en vierde kwartaal van 2022, zijn met de dalende energieprijzen ook de biomassaprijzen wat gedaald. Deze waren vorig jaar en zijn nu ook nog steeds ruim boven het niveau van 2021. De markt blijft naar verwachting volatiel en sterk afhankelijk van de beschikbaarheid en kosten van alternatieven. Het is op dit moment niet mogelijk om de ontwikkeling van de biomassaprijs goed in te schatten. Daarom adviseren we de biomassaprijs te nemen gecorrigeerd voor 1 jaar indexatie. Dat wil zeggen dat een prijs van 73 euro/t (prijsspeil 2024) gehanteerd wordt. Dit prijspeil is ook in lijn met huidige marktdata. Net als vorig jaar wordt er rekening gehouden met een indexatie voor de tijd tussen het afsluiten van het contract en het in bedrijf stellen van de installatie. Daarbij zien we dat het ontwikkelen en realiseren van een biomassagestookte installatie relatief veel tijd kost.

Aangezien kleine ketels niet meer in het advies opgenomen zijn, worden houtsnippers in ons advies alleen nog gebruikt in de categorie “Productie van groengas uit biomassa”. We gaan in deze categorie uit van een indexatietermijn van drie jaar, met een indexatie van 2 procent per jaar. Alles bij elkaar genomen zorgt dit voor een geadviseerde prijs van 76 euro/t. Een biomassaprijs van 77 euro/t bij 35 procent vocht (11 GJ/t) komt overeen met een specifieke prijs van 7,0 euro/GJ.

8.2.2 Snoei- en dunningshout

Net als andere jaren wordt voor de categorie Ketels op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MWth snoei- en dunningshout als referentiebrandstof gekozen. De biomassa bestaat uit vers hout (chips) afkomstig uit bossen, landschappen en plantsoenen. De energie-inhoud van vers hout ligt in de orde van 7 GJ/t. Installaties zullen veel hout echter uit voorraad geleverd krijgen. Vanwege natuurlijke drogingsprocessen van de houtvoorraad wordt gerekend met een jaargemiddelde energie-inhoud van 9 GJ/t.

Net als bij de houtsnippers wordt geadviseerd de biomassaprijs gelijk te stellen aan die van vorig jaar met inachtneming van 1 jaar indexatie. Dit levert een prijs van 50,5 euro/t. Net als bij houtsnippers geldt ook hier dat er tijd zit tussen de opdrachtverstrekking en inbedrijfstelling. Daarbij zien we dat het ontwikkelen en realiseren van een (een grotere) biomassa gestookte installatie relatief veel tijd kost. We gaan uit van een typische indexatietermijn van drie jaar voor grotere installaties, en een indexatie van 2 procent per jaar. Uiteindelijk leidt dit tot een geadviseerde biomassaprijs van 54 euro/t, oftewel 6,0 euro/GJ.

8.2.3 Houtpellets

De prijs van houtpellets is gebaseerd op informatie verkregen vanuit de markt en vanuit openbare bronnen zoals de Argus-data. Na een periode van sterk stijgende prijzen zijn de prijzen van de houtpelletprijzen gestabiliseerd. We zien wel grote verschillen tussen termijnprijzen van Europese en intercontinentale leveranciers. Dit jaar adviseren we een prijs van 220 euro/t voor de prijs CIF ARA.⁸ Dat is een zeer beperkte prijsstijging ten opzichte van vorig jaar en is naar verwachting een prijs

⁸ CIF ARA: term voor vervoer per schip, in Nederland bekend als ‘kostprijs, verzekering en vracht’. De verkoper regelt en betaalt het vervoer tot de afgesproken haven, in dit geval één van de havens van Antwerpen, Rotterdam of Amsterdam (ARA).

waarvoor grote partijen houtpellets voor langere termijn gecontracteerd kunnen worden. Hierbij wordt ervan uitgegaan dat de pellets worden aangevoerd vanuit de Verenigde Staten, Canada, Zuid-Europa of de Baltische Staten. Eventuele valutarisico's zijn hierbij afgedekt. Tevens wordt er vanuit gegaan dat deze pellets voldoen aan de duurzaamheidseisen zoals voorgesteld in de Europese Renewable Energy Directive (REDIII) en aan de huidige Nederlandse eisen.

Daarnaast wordt 20 euro/t voor de logistieke kosten van het vervoer van de haven naar de centrale in de prijs opgenomen. Deze kosten bevatten aanvullende opslagkosten (silo's), een extra overslagstap en vervoer per vrachtauto (maximaal 150 km). De hier gehanteerde prijs wordt daarmee 240 euro/t.

8.2.4 B-Hout

B-hout is sloophout met een geringe mate van vervuiling, bijvoorbeeld doordat het geleverd, gelakt of verlijmd is. Dit hout heeft een typische stookwaarde van 13 GJ/t. Om te vermijden dat de SDE++-regeling een prijsopdrijvend effect creëert op de B-houtmarkt, waar energietoepassingen en hergebruik met elkaar concurreren in periodes van schaarste, wordt voor B-hout vastgehouden aan een prijs van 0 euro/t. Als ondergrens is dit tevens gerechtvaardigd doordat bij overaanbod verbranden in een AVI het alternatief is.

8.2.5 Vloeibare biomassa

In het algemeen zien we een markt die sterk in beweging is, afhankelijk van de soort en de kwaliteit van de olie of de vetten (dierlijk, plantaardig, hernieuwbare oliën, vetten tegenover vetzuren, vloeibaarheid). Er is momenteel druk op de grondstofprijzen als gevolg van verhoogde marktprijzen van biodiesel. Waar we vorig jaar zijn uitgegaan van 700 euro/ton, gaan we op basis van bovenstaande dit jaar uit van 750 euro/t. Dit levert een vijfjarig gemiddelde prijs van 730 euro/t⁹. Er wordt gerekend met een stookwaarde van 39 GJ/t. Voor plantaardige oliën is er een goed ontwikkelde internationale markt. De prijzen voor deze oliën liggen echter hoger dan de prijs voor dierlijke vetten.

Alle bovengenoemde bedragen zijn zonder accijns. De hoogte van de accijns hangt af van de toepassing van de olie. Voor de toepassing van vloeibare biomassa voor verwarmingsdoeleinden hebben voorgaande jaren met het accijnstarief van zware stookolie gerekend. Dat is het meest waarschijnlijke tarief dat van toepassing is. Het tarief voor zware stookolie was relatief laag, maar het accijnstarief wordt per 1 januari 2025 meer dan vertienvoudigd. De overheid heeft dit tarief verhoogd met als doel het fiscale voordeel weg te nemen voor het gebruik van zware stookolie als motorbrandstof ter vervanging van gasolie (diesel), zie de [factsheets bij het wetsvoorstel belastingplan 2024](#). Dit heeft dus ook een direct gevolg voor het gebruik van oliën in ketels. Waar het tarief voor zware stookolie vorig jaar nog 41,31 euro/t was, is dat vanaf 1 januari 2025 gelijk aan 654,53 euro/t, zie [Wet op de accijns](#), artikel 27. Er volgt dan een prijs van 1384,53 euro/t, afgerond tot 1385 euro/t.

⁹ Dit is het gemiddelde van de prijzen van de afgelopen 5 jaar, te weten $(500 + 550 + 1150 + 700 + 750) / 5 = 730$ €/t.

8.2.6 Huishoudelijk restafval

Voor het poorttarief van het afval bij het afvalontvangststation wordt gerekend met een tarief van 104,23 euro/t bij een calorische waarde van 12,50 GJ/t (bovenwaarde). Deze prijs is geschat op basis van prijzen voor afvalverbrandingsinstallaties voor welke een typisch poorttarief van 65 euro/t geldt als kosten voor verwerking en marge, vermeerderd met 39,23 euro/t afvalstoffenbelasting.

8.3 Vergassing

8.3.1 Productie van waterstof uit afval

De referentie-installatie voor deze categorie bestaat uit een grootschalige installatie die huishoudelijk afval¹⁰ verwerkt tot syngas. Dit syngas wordt daarna opgewerkt tot waterstofgas waarbij pure CO₂ vrijkomt. Voor de bepaling van de technisch-economische parameters wordt uitgegaan van een proces waarbij het afval ontvangen wordt in een ontvangststation, waar metaal, glas en stenen afgescheiden worden. Het resterende afval wordt na verkleining en verdichting omgezet tot RDF of SRF-pellets. Deze worden na eventueel transport verder verbouwd in een torrefactiereactor, waarna de getorreficeerde pellets na maling in een hogetemperatuurvergasser geblazen worden.

De vergasser wordt bedreven onder zuurstof. Een aparte luchtscheidingseenheid zorgt voor het zuurstof. Het syngas wordt vervolgens gewassen. In een daaropvolgende *shift*-reactor wordt naast het syngas ook water ingevoerd om het koolmonoxide in het syngas om te zetten naar CO₂ onder vermeerdering van waterstof. Dit resulteert in een koolmonoxide tot waterstof ratio van circa 1: 1,4. Verdere reiniging vindt plaats in aanvullende reinigungsstappen en uiteindelijk wordt in een PSA-installatie het waterstof gescheiden van de CO₂.

De referentiecasse heeft een ingangsvermogen aan afval van 690 kton per jaar. Dit komt overeen met ongeveer 320 MW ingaand vermogen. Dit levert 50 kton waterstofgas (1970 GWh, HHV) per jaar oftewel een outputvermogen van 260 MW bij 7.500 vollasturen. Er wordt uitgegaan van 7500 vollasturen per jaar, omdat de combinatie van een vergasser en een gasopwaarderingsinstallatie leidt tot een complexe productie-installatie met operationele condities die normaliter leiden tot meer gepland en ongepland onderhoud dan in het geval van een algemeen bewezen verbrandingsinstallatie.

Net als vorig jaar adviseren we specifieke investeringskosten van 3500 euro/kW. De vaste O&M-kosten bestaan uit kosten voor onderhoud en beheer, in het bijzonder het grootschalige onderhoud en personeel. De vaste O&M-kosten zijn 168 euro/kW. De variabele onderhoudskosten bestaan ten eerste uit specifieke kleinere verbruiksmiddelen. Daarnaast heeft de installatie, in het bijzonder de luchtscheidingseenheid, een niet te verwaarlozen behoefte aan elektriciteit. Zowel de benodigde elektriciteit als het aardgas is meegenomen als variabele O&M-kosten. De installatie zal ook warmte maken in de vorm van stoom. De stoom heeft een waarde die wordt bepaald door de langetermijnprijs van gas (70% \times TTF). De stoom wordt gezien als opbrengst en verlaagt daarmee de

¹⁰ Ook hier geldt de aanname dat het in de uiteindelijke projecten gaat om afvalstromen die een poorttarief hebben dat vergelijkbaar is met huishoudelijk afval.

variabele O&M-kosten. Ook wordt rekening gehouden met inkomsten uit bijproducten, met name metalen. Dit elkaar opgeteld worden de variabele O&M-kosten 0,0190 euro/kWh.

De vermeden hoeveelheid CO₂ is ónafhankelijk van de AVI-factor (de fractie biogeen in het afval). De waterstof-uit-huishoudelijke-afval-route leidt ertoe dat er netto minder CO₂ naar de atmosfeer wordt uitgestoten dan wanneer waterstof geproduceerd wordt uit aardgas (grijze waterstof). De vermeden CO₂-emissies door productie van waterstof en stoom via vergassing van huishoudelijk afval, bestaan uit:

- CO₂-emissies van waterstofproductie door een SMR-installatie (aardgas), en
- CO₂-emissies voor de productie van warmte (stoom) door een aardgasgestookte ketel
- *minus*
- CO₂-emissies voortkomend uit de productie van elektriciteit en warmte die anders door een afvalenergiecentrale zou worden geproduceerd door verbranding van het huishoudelijk afval. Dit afval is nu niet beschikbaar voor de afvalverbrandingsinstallatie, waardoor de elektriciteit en warmte door andere (fossiele) bronnen geproduceerd dient te worden. Uit CBS-cijfers blijkt dat zo'n 15% van het afval kan worden omgezet in elektriciteit en 21% in warmte, en
- CO₂-emissies voortkomend uit het gebruik van aardgas en elektriciteit voor het vergassingsproces.

Uiteindelijk leidt dit (per kWh_{HHV} waterstof) tot een verbruik van 0,221 kWh aan elektriciteit, verbruik van 0,14 kWh aan aardgas, en opbrengst van 0,177 kWh aan warmte. Dit resulteert in een netto emissiefactor van 0,1296.

Bij de productie van grijze waterstof aan de hand van een SMR komt fossiele CO₂ vrij waardoor bedrijven emissierechten moeten aankopen. Dit betekent dat de groene waterstof die geproduceerd wordt uit het biogene deel van het afval een ETS-voordeel heeft. De grootte van dit voordeel kan uitgerekend worden via de formule: ETS_prijs * Emissiefactor waterstof¹¹ * %biogeen in afval.

Tabel 8.3
Technisch-economische parameters voor waterstof uit afval

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2024	Advies SDE++ 2025
Brandstof	[-]	Huishoudelijk restafval	Huishoudelijk restafval
Outputvermogen	[MW output]	260	260
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	7500	7500
Investeringskosten	[€/kW output]	3500	3500
Vaste O&M-kosten	[€/kW output/jaar]	136	168
Variabele O&M-kosten	[€/kWh output]	0,0230	0,0190

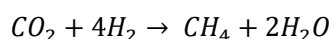
¹¹ Waterstofproductie via SMR (0,229 kg CO₂/ kWh_{HHV} H₂)

8.3.2 Productie van groen gas uit afval

Net als vorig jaar wordt wederom een categorie groen gas uit afval geadviseerd. De markt geeft aan dat er inderdaad behoefte is aan een dergelijke categorie. Specifiek is dit jaar in de wijzigingnotitie aan marktpartijen gevraagd welke afvalstromen voorzien werden voor vergassingsdoeleinden. Hier werd specifiek huishoudelijk afval, niet recyclebaar papier en niet recyclebare kunststof genoemd welke volgens het LAP als brandstof gebruikt mogen worden.¹²

In de referentie installatie gaan we uit van een inputstroom van 75 kt per jaar aan huishoudelijk restafval¹³, wat overeenkomt met een ingaand vermogen van ongeveer 35 MW bij 7.500 vollast-uren. Het afval kan na voorbereiding tot SRF- of RDF-pellets en eventuele torrefactie, vergast worden tot een syngas. Het syngas wordt vervolgens gereinigd en opgewerkt tot groen gas. In tegenstelling tot vorig jaar wordt de referentie installatie dit jaar niet afgeleid aan die van ‘productie van groen gas uit biomassa’, maar wordt de referentie installatie bepaald aan de hand van een kleinere geschaalde versie van de categorie Waterstof uit afval, met een additionele methanisatie stap. Het brandstofrendement van de syngas productie is gelijk aan dat uit de categorie Waterstof uit afval.

In de methanisatiestap wordt het syngas via de Sabatierreactie omgezet in een mix van methaan en water volgens:



De methanisatiestap heeft een brandstofrendement van 78%. Dit zorgt voor een totaal brandstofrendement van de referentie installatie van 64%. Dit geeft de installatie met een inputvermogen van 35 MWth, een outputvermogen van 22 MWth aan groen gas. Net als vorig jaar rekenen we met specifieke investeringskosten van 4.275 euro/kW. De vaste O&M-kosten bestaan uit kosten voor onderhoud en beheer. De vaste O&M-kosten zijn door de nieuwe referentie installatie gestegen naar 284 euro/kW. De variabele O&M-kosten zijn bepaald op 0,0325 euro/kWh.

De vermeden hoeveelheid CO₂ is ónafhankelijk van de AVI-factor (de fractie biogeen in het afval). Hoewel de biogene factor uiteraard wel van belang is voor de uiteindelijke nationale CO₂-balans, is dat hier niet van toepassing. De vermeden CO₂-emissies door de productie van groen gas via vergassing van huishoudelijk afval, bestaan uit de vermeden CO₂-emissies van aardgas *minus* de procesemissies van zowel het voorbereidingsproces van MSW tot SRF of RDF als van de vergassing en *minus* de CO₂-emissies voortkomend uit de productie van elektriciteit en warmte die anders door een afvalenergiecentrale zouden worden geproduceerd door verbranding van het huishoudelijk afval. Dit geeft een netto emissiefactor van 0,0545. Dit is aanzienlijk lager dan de netto emissiefactor van de categorie ‘waterstof uit afval’ door twee redenen: Ten eerste is het brandstofrendement van deze categorie lager, wat resulteert in minder bespaarde emissies per euro investering. Ten tweede wordt er bij de categorie ‘waterstof uit afval’ een SMR vervangen (0,229 kg CO₂/ kWh H₂) terwijl er bij ‘groengas uit afval’ emissies vermeden worden doordat de verbranding van fossiel gas vervangen wordt (0,182 kg CO₂/ kWh gas). Dit resulteert in een significant hogere subsidie-intensiteit voor de categorie Groengas uit afval.

¹² Sectorplannen LAP3, geldend vanaf 1 januari 2024

¹³ Dit zal met name gelden voor bedrijfsrestafval.

Tabel 8.4

Technisch-economische parameters voor de productie van groen gas uit afval

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2024	Advies SDE++ 2025
Brandstof	[-]	Huishoudelijk restafval	Huishoudelijk restafval
Inputvermogen	[MW input]	35	35
Vollasturen	[uur/jaar]	7500	7500
Investeringskosten	[€/kW output]	4275	4275
Vaste O&M-kosten	[€/kW output/jaar]	199	284
Variabele O&M-kosten	[€/kWh output]	0,0230	0,0325

8.3.3 Productie van groen gas uit biomassa

Een bio-SNG-centrale voor groen gasproductie door vergassing bestaat uit drie onderdelen: een installatie voor vergassing, gasreiniging en gasopwaardering. In de vergassingsinstallatie wordt vaste biomassa omgezet in gasvormige brandstof, syngas genoemd. In de gasreinigingsinstallatie worden onzuiverheden uit het gas verwijderd. Ten slotte wordt het gas opgewaardeerd tot aardgaskwaliteit (bio-SNG), waarna het als hernieuwbaar gas in het aardgasnet gevoerd kan worden.

De referentie-installatie heeft eveneens als de categorie Groengas uit afval een inputvermogen van 35 MWth aan biomassa dat met een brandstofrendement van 64% wordt omgezet in 22 MWth aan SNG. De installatie wordt beoogd om 7500 vollasturen per jaar te maken. De installatie kan in haar eigen warmtebehoefte voorzien. Wel is de inkoop van elektriciteit voor eigen verbruik meegenomen.

De investeringskosten omvatten vergassing, reiniging, opwaardering en invoeding in het gasnet. Net als vorig jaar rekenen we met specifieke investeringskosten van 3.252 euro/kW. De vaste O&M-kosten bestaan uit kosten voor onderhoud en beheer. De vaste O&M-kosten zijn 197 euro/kW. De variabele O&M-kosten zijn bepaald op 0,0137 euro/kWh. Als referentiebrandstof wordt uitgegaan van houtsnippers of B-hout. Een los basisbedrag en subsidie-intensiteit is toegekend aan de vergassing van houtsnippers en B-hout zoals te zien is in tabel 8.12.

Tabel 8.5

Technisch-economische parameters voor productie van groen gas uit biomassa

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2024	Advies SDE++ 2025
Brandstof (hoofdcategorie)	[-]	Houtsnippers	Houtsnippers
Brandstof (subcategorie)	[-]	B-hout	B-hout
Inputvermogen	[MW input]	35	35
Vollasturen	[uur/jaar]	7500	7500
Investeringskosten	[€/kW output]	3252	3252
Vaste O&M-kosten	[€/kW output/jaar]	199	197
Variabele O&M-kosten	[€/kWh output]	0,0140	0,0137

8.4 Warmte- en stoomketels

8.4.1 Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MWth

In deze categorie is het mogelijk om warmtelevering (>100 °C) of stoomlevering te realiseren met een ketel op vaste biomassa ter vervanging van of aanvulling op een gasgestookte WKK in de industrie. Er wordt uitgegaan van een referentie-installatie die bestaat uit een met snoeihout gestookte stoomketel. Deze stoomketel levert stoom aan een proces of industrie waarbij de biomassa op locatie of in de nabijheid beschikbaar is. De installatie is ingeschaald als basislastvoorziening of voor campagnebedrijf, en niet als pieklastvoorziening. Verondersteld is dus dat deze installatie relatief veel vollasturen maakt. De installatie heeft een referentie grootte van 10 MWth output. Het snoeihout wordt opgeslagen in bunkers (voorraad voor enkele dagen). Het hout wordt vervolgens getransporteerd naar een verbrandingsrooster waar het verbrand wordt voor het opwekken van stoom. De warmte wordt geleverd aan nabijgelegen industrie.

Bij de bepaling van de investeringskosten worden kosten voor aanvullende biomassaopslag en stoffilters en civiele werken meegenomen. Ook worden kosten voor een stoomleiding naar de nabijgelegen industrie of voor transport van de stoom op locatie meegenomen. Voor deze stoomleiding wordt een lengte van 500 meter gehanteerd.

Tabel 8.6

Technisch-economische parameters voor ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MWth

Parameter	Eenheid	Advies SDE++	Advies SDE++
		2024	2025
Brandstof	[-]	Snoei- en dunningshout	Snoei- en dunningshout
Thermisch outputvermogen	[MW input]	10	10
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	7000	7000
Investeringskosten	[€/kW output]	939	939
Vaste O&M-kosten	[€/kW output/jaar]	55	55
Variabele O&M-kosten	[€/kWh output]	0,0062	0,0063

Er wordt eveneens rekening gehouden met een SCR-installatie voor de verlaging van de emissie van NOx. De vaste O&M-kosten bevatten onder meer kosten voor asafzet, vaste kosten voor (uitbesteed) onderhoud en loonkosten voor bedrijfsvoering.

Warmtestaffel

De benodigde subsidie voor de productie van hernieuwbare warmte is afhankelijk van de hoeveelheid geleverde warmte (bijvoorbeeld bij campagnebedrijf). Het basisbedrag is hiervoor berekend voor een specifiek aantal vollasturen. Dit aantal vollasturen is echter niet voor alle projecten haalbaar. Daarom wordt dit jaar nog een warmtestaffel gehanteerd. Binnen de warmtestaffel wordt het basisbedrag berekend voor een verschillend aantal vollasturen. De methodiek die hiervoor gebruikt wordt is vrijwel gelijk aan de methodiek die geadviseerd is in de najaarsnotitie warmtestaffel (Lensink en Cremers, 2018). De kostenparameters (investeringskosten, vaste O&M-kosten, variabele O&M-kosten) nemen lineair toe met het aantal vollasturen. Op verzoek van het ministerie van KGG begint de staffel bij 4500 vollasturen (zie tabel 8.14). We merken op dat de laatste aanvragen voor deze categorie uit 2020 stammen. Deze aanvragen hadden een beoogd aantal vollasturen van 7000 uur per jaar, conform de referentie.

8.4.2 Ketel op vloeibare biomassa

In sommige gevallen zijn gasgestookte ketels relatief snel en eenvoudig om te bouwen naar ketels op vloeibare biomassa, bijvoorbeeld dierlijk of plantaardig vet. Als referentiebrandstof is gekozen voor dierlijk vet. Voor de investeringskosten wordt uitgegaan van het gebruik van een bestaande ketel, waarbij de branders in de ketel vervangen worden. Er wordt rekening gehouden met bijbehorend leidingwerk. Om aan het Activiteitenbesluit te kunnen voldoen, wordt eveneens rekening gehouden met een SNCR-installatie en doekenfilter. Hiermee is de berekening representatief voor zowel inzet van vloeibare biomassa in nieuwe op vloeibare biomassa ontworpen ketels als inzet van vloeibare biomassa in aangepaste bestaande gasketels. De vaste O&M-kosten omvatten de kosten voor de bedrijfsvoering en het onderhoud van de (omgebouwde) ketel. De investeringskosten voor een nieuwe ketel bedragen circa 84 €/kW output. In onze advies rekenen we echter niet met investeringen, om zowel nieuwe als bestaande ketels in deze categorie aan te kunnen laten vragen.

Tabel 8.7
Technisch-economische parameters voor ketel op vloeibare biomassa

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2024	Advies SDE++ 2025
Brandstof	[-]	Dierlijk vet	Dierlijk vet
Thermisch outputvermogen	[MW input]	10	10
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	7000	7000
Investeringskosten	[€/kW output]	-	-
Vaste O&M-kosten	[€/kW output/jaar]	23	23
Variabele O&M-kosten	[€/kWh output]	0,0020	0,0020

8.4.3 Ketel voor stoom uit houtpellets 5-50 MWth

Voor deze categorie is de referentie-installatie een waterpijpketel met rooster die stoom levert, waarbij houtpellets ingezet worden als referentiebrandstof. De installatie levert stoom op het terrein, eventueel op kleine afstand van de hoofdstoomleiding. De opslag vindt plaats in silo's. De ontvangst van de pellets vindt plaats in losstation voor vrachtwagens. Het losstation, de silo's en de ketels zijn vrijwel aangrenzend. De referentieketel is een 30 bar-stoomketel met een leveringsvermogen van 20 MWth output. De ketel wordt verondersteld een rendement van 90 procent te hebben bij 8500 vollasturen. Daarnaast gaan we uit van een stoomleiding met een lengte van 500 meter en een pelletopslag van ongeveer een week. Net als bij de ketel op vaste of vloeibare biomassa van ≥ 5 MWth wordt rekening gehouden met een aanvullende SCR-installatie. Bij de variabele O&M-kosten wordt rekening gehouden met het periodiek vervangen van de katalysatorpakketten, kosten voor ureum en kosten voor extra elektriciteitsgebruik als gevolg van de drukval over de SCR.

Tabel 8.8
Technisch-economische parameters voor ketel voor stoom uit houtpellets 5-50 MWth

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2024	Advies SDE++ 2025
Brandstof	[-]	Houtpellets	Houtpellets
Thermisch outputvermogen	[MW input]	20	20
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	8500	8500
Investeringskosten	[€/kW output]	924	924
Vaste O&M-kosten	[€/kW output/jaar]	56	56
Variabele O&M-kosten	[€/kWh output]	0,0059	0,0065

8.4.4 Ketel voor stoom uit houtpellets ≥ 50 MWth

Voor deze categorie is de referentie-installatie een wervelbedketel die stoom levert, waarbij houtpellets ingezet worden als referentiebrandstof. De installatie bevindt zich op een groot industrieel terrein. De stoom wordt geleverd via een centrale stoomleiding waarop één of meerdere afnemers aangesloten zijn. Gezien de grootte van de installatie en de verwachte afstand tot afnemers wordt rekening gehouden met een stoomleiding van 1.000 meter.

De pellets worden aangevoerd per schip (duwbak) en gelost bij een bestaande loskade die beperkte uitbreiding nodig heeft om voldoende loscapaciteit te hebben voor de duwbakken. Met een pneumatische losinstallatie worden de pellets via een gesloten leiding en via gesloten transportbanden naar een samenstel van silo's getransporteerd. De silo's hebben een gezamenlijke opslagcapaciteit van minimaal een week. Vanuit de silo's worden de pellets de ketel ingevoerd.

De referentieketel is een zobar-stoomketel met een leveringsvermogen van 60 MWth output. De ketel wordt verondersteld een rendement van 92 procent te hebben. De ketel is voorzien van een uitgebreide rookgasreinigingsinstallatie, ten minste bestaande uit een doekenfilter met actief kool en een SCR.

De ketel zal primair in de stoombehoefte van de industrie moeten voorzien. Dat betekent dat deze een must-run-WKK vervangt. Eventuele redundante ketels voor de must-run-WKK blijven operationeel, en er zijn dus geen aanvullende back-upketels nodig. De voeding van de silo's is kritisch. Dat betekent dat naast een loskade voor schepen ook rekening gehouden wordt met een separaat ontvangst- en losstation voor vrachtwagens. Daardoor wordt er voor deze ketel van uitgegaan dat deze het maximaal technisch realiseerbare aantal van 8500 vollasturen weet te halen. De installatie zal normaliter vanuit een centrale wach bediend worden. Echter, een dergelijke installatie zal daarnaast ook een eigen kleine controlekamer bij de installatie hebben.

De investeringskosten omvatten kosten voor alle infrastructuur, inclusief houtlijnen, silo's, en een of meerdere ketels. Dat de investeringskosten zijn significant hoger dan de investeringskosten voor een kleine ketel (5-50 MW, zie voorgaande paragraaf). Redenen hiervoor zijn onder andere dat de totale complexiteit groter is en dat de eisen (onder andere ten aanzien van beschikbaarheid en betrouwbaarheid) die aan deze grote ketels worden gesteld zwaarder zijn, hetgeen leidt tot duurdere materialen, meer redundantie, enzovoort. Ook zijn de emissiegrenswaarden iets strikter. Daarnaast worden hogere eisen gesteld aan de toeleveranciers (bijvoorbeeld wat betreft garanties en aansprakelijkheid). We hebben op basis van nieuwe inschattingen de investeringskosten licht verhoogd.

De vaste O&M-kosten bestaan uit kosten voor personeel en vaste onderhoudscontracten en kosten voor grootschalig periodiek onderhoud en zijn ongeveer gelijk aan die van de kleinere stoomketel. Dit geldt ook voor de variabele O&M-kosten die bestaan uit verbruiksmiddelen voor bijvoorbeeld de rookgasreinigingsinstallatie, afvoer van assen en bijproducten, elektriciteitsverbruik, vervanging van de katalysatorpakketten, en regulier (klein) of incidenteel onderhoud. De vaste OM-kosten zijn beperkt hoger dan vorig jaar. De verlaging van de variabele O&M-kosten is vooral het gevolg van de lagere prijzen voor elektriciteit die verbruikt wordt in de installatie.

Tabel 8.9Technisch-economische parameters voor ketel voor stoom uit houtpellets ≥ 50 MWth

Parameter	Eenheid	Advies SDE++	Advies SDE++
		2024	2025
Brandstof	-	Houtpellets	Houtpellets
Thermisch outputvermogen	[MW input]	60	60
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	8500	8500
Investeringskosten	[€/kW output]	1714	1854
Vaste O&M-kosten	[€/kW output/jaar]	78	84
Variabele O&M-kosten	[€/kWh output]	0,0062	0,0055

8.4.5 Levensduurverlenging ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MW

Zoals aangegeven in paragraaf 8.1.7 wordt geen subsidie meer verleend voor lage- of hogetemperatuurwarmte uit houtige biograndstoffen voor warmtelevering aan een warmtenet of de glastuinbouw. Dit geldt ook voor deze categorie. We adviseren deze categorie echter in stand te houden voor projecten die warmte leveren aan afnemers niet zijnde een warmtenet of de glastuinbouw, en/of projecten die alternatieve subsidiabele biograndstoffen gebruiken.

Deze categorie betreft in eerste instantie aanvragen voor een stoomketel waaraan mogelijk een stoomturbine gekoppeld is. De geproduceerde stoom wordt gebruikt voor industriële processen en mogelijk gedeeltelijk voor het opwekken van elektriciteit. Alleen de warmtelevering wordt als subsidiabel gezien. Warmte die een eventuele stoomturbine voedt wordt niet als subsidiabel gezien. In de referentie-installatie is geen stoomturbine opgenomen.

De referentie-installatie verstoekt snoei- of dunningshout in een stoomketel. De ketel heeft een referentie-grootte van 10 MWth output. Het snoeihout wordt opgeslagen in bunkers (voorraad voor enkele dagen tot een week). Het hout wordt vervolgens getransporteerd naar een verbrandingsrooster waar het verbrand wordt voor het opwekken van stoom. De warmte wordt geleverd aan nabijgelegen industrie, met hulp van een warmtewisselaar overgedragen aan een warmtenet of omgezet naar elektriciteit via een stoomturbine. Het rendement van de stoomketel wordt gesteld op 90 procent, gelijk aan het rendement van de ketel op vaste of vloeibare biomassa van ≥ 5 MWth.

De instandhoudingskosten bij een installatie van meer dan 12 jaar oud blijken veelal hoger te zijn dan die van een relatief nieuwe installatie. De extra kosten zijn onder meer toe te schrijven aan het aanvullende onderhoud aan de houtlijn, het vervangen van bemetseling op keteldelen, beperkte vervanging en reparatie van keteldelen, het vernieuwen van leidingwerk en aan upgrades van het distributed control system (DCS). Daarom wordt voor deze categorie met hogere vaste onderhoudskosten gerekend dan in de hiervoor genoemde ketel op biomassa. Aangezien de lopende beschikkingen 8000 vollasturen hebben, wordt dit aantal vollasturen voor deze categorie gehandhaafd.

Tabel 8.10Levensduurverlenging ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MWth

Parameter	Eenheid	Advies SDE++	Advies SDE++
		2024	2025
Brandstof	[-]	Snoei- en dun- ningshout	Snoei- en dun- ningshout
Thermisch outputvermogen	[MW input]	10	10
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	8000	8000
Investeringskosten	[€/kW output]	0	0
Vaste O&M-kosten	[€/kW output/jaar]	96	96
Variabele O&M-kosten	[€/kWh output]	0,0062	0,0062

8.5 Directe inzet van houtpellets voor industriële toepassingen

De categorie voor directe inzet van houtpellets heeft betrekking op installaties waarbij poederhout (houtstof) direct wordt ingezet voor warmtevoorziening, zonder tussenkomst van een warmwater- of stoomsysteem (directe verwarming). De directe inzet van houtpellets in branders gebeurt onder andere in de sector van de bouwmaterialen (asfalt, kalkzandsteen, baksteen) als directe ovenstook of als naverbrander. De techniek wordt nu al toegepast, weliswaar met bruinkoolstof. Houtstof is een minder voorkomende brandstof. De techniek en inzet zijn niet wezenlijk verschillend van die met bruinkoolstof. De referentiegrootte voor een dergelijke installatie voor directe stook wordt vastgesteld op 10 MWth. Het aantal vollasturen is wegens de niet-continue bedrijfsvoering van dergelijke processen gelegd op 3.000 uur.

Tabel 8.11

Technisch-economische parameters voor biomassaverbranding met directe inzet van houtpellets voor industriële toepassingen

Parameter	Eenheid	Advies SDE++	Advies SDE++
		2024	2025
Brandstof	[-]	Houtpellets	Houtpellets
Thermisch outputvermogen	[MW input]	10	10
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	3000	3000
Investeringskosten	[€/kW output]	95	95
Vaste O&M-kosten	[€/kW output/jaar]	4,5	4,5
Variabele O&M-kosten	[€/kWh output]	0,0020	0,0020

8.6 Basisbedragen

In tabel 8.12 zijn de basisbedragen voor de verschillende biomassacategorieën weergegeven, inclusief de berekeningswijze voor het correctiebedrag. De verschillende berekeningswijzen voor het correctiebedrag zijn weergegeven in tabel 8.13. Voor de ketel op vaste of vloeibare biomassa van ≥ 5 MWth is in deze tabel uitgegaan van de referentiewaarde voor het aantal vollasturen (7.000). In tabel 8.14 wordt de bijbehorende warmtestaffel uitgewerkt.

Tabel 8.12
Basisbedragen voor de SDE++-2025 [euro/kWh]

Categorie	Productie-type	Advies SDE++ 2024	Advies SDE++ 2025	Berekeningswijze correctiebedrag
Waterstof uit afval	Waterstof	0,0517	0,0652	30
Groen gas uit afval	Groen gas	0,0692	0,0922	13
Vergassing biomassa - houtsnippers	Groen gas	0,1314	0,1311	13
Vergassing biomassa - B-hout	Groen gas	0,0915	0,0915	13
Ketel op vaste/vloeibare biomassa \geq 5 MWth	Warmte	0,0586	0,0608	17
Ketel op vloeibare biomassa	Warmte	0,0887	0,1597	16
Ketel voor stoom uit houtpellets 5-50 MWth	Warmte	0,0885	0,0911	17
Ketel voor stoom uit houtpellets \geq 50 MWth	Warmte	0,1022	0,1079	17
Levensduurverlenging ketel op vaste of vloeibare biomassa \geq 5 MWth	Warmte	0,0458	0,0457	17
Biomassaverbranding met directe inzet van houtpellets voor industriële toepassingen	Warmte	0,0687	0,0696	20

Zie tabel 8.14 voor de bijbehorende warmtestaffel.

Tabel 8.13
Berekeningswijzen correctiebedrag

ID	Producttypering	Berekeningswijze correctiebedrag
13	Hernieuwbaar gas HHV	TTF[HHV]
16	Warmte, middelgroot	(TTF[LHV] + EB ₃) / Gasketelrendement
17	Warmte, groot_1	70% \times TTF[LHV]
20	Directe warmte	TTF[LHV] + EB ₃
30	Waterstof	(0,29 + 49 \times TTF[HHV])/39,32

a) EB₃ = Energiebelasting gas 3e schijf; Gasketelrendement = 90%.

Tabel 8.14
Technisch-economische parameters en basisbedragen binnen de geadviseerde warmtestaffel voor de SDE++-2025 voor de ketel op vaste of vloeibare biomassa \geq 5 MWth.

Vollasturen	Basisbedrag [€/kWh]	Investeringskosten [€/kW output]	O&M-kosten vast [€/kW output]	O&M-kosten variabel [€/kWh]
4500	0,0649	698	39,4	0,00636
5000	0,0637	747	42,5	0,00635
5500	0,0628	795	45,6	0,00634
6000	0,0620	843	48,8	0,00633
6500	0,0614	891	51,9	0,00631
7000 (ref)	0,0608	939	55,0	0,00630
7500	0,0603	987	58,1	0,00629
8000	0,0598	1035	61,3	0,00628
8500	0,0595	1083	64,4	0,00626

9 Vergisting van biomassa

9.1 Inleiding

9.1.1 Overzicht

In dit hoofdstuk bespreken we de bevindingen voor de SDE++-categorieën die betrekking hebben op vergisting van biomassa. De volgende clusters zijn onderscheiden:

- Allesvergisting;
- Vergisting van uitsluitend dierlijke mest (verder Monomestvergisting);
 - Tot 110 kW input (Monomestvergisting tot 110 kW input);
 - Van 110 tot 275 kW input (Monomestvergisting van 110 tot 275 kW input);
 - Van 275 tot 450 kW input (Monomestvergisting van 275 tot 450 kW input);
 - Van 450 tot 1500 kW input (Monomestvergisting van 450 tot 1500 kW input);
 - 1500 kW en groter (Monomestvergisting vanaf 1500 kW input);
- Slibgisting bij waterzuiveringsinstallaties;
- Warmte uit compostering van biomassa;
- Levensduurverlenging van bestaande biomassavergisting.

Met uitzondering van compostering van biomassa geldt voor elk van deze clusters dat we een optie voor groen gas, gecombineerde opwekking (WKK) en warmte hebben doorgerekend. Voor levensduurverlenging hebben we ook de optie voor ombouw van een vergister naar groen gas onderzocht. Hetzelfde geldt voor bestaande slibgisting met een ombouw naar groen gas. In de volgende paragraaf gaan we in op de gehanteerde prijzen voor de grondstoffen en het algemene beeld op de benodigde investering. Daarna komen de doorrekening van de verschillende clusters en de opties op basis van de daarin beschreven referentie-installaties aan de orde. Voor alle mestvergistingscategorieën en allesvergisting hebben we dit jaar de operationele kosten opnieuw berekend, daarbij rekening houdend met zowel vaste als variabele kosten. Voorheen waren deze kosten allemaal weergegeven als vaste kosten.

9.1.2 Vergisting van uitsluitend dierlijke mest

Zoals in het overzicht is weergegeven, is de clustering van vergisting van uitsluitend dierlijke mest (monomestvergisting) wederom aangepast ten opzichte van voorgaande jaren. Dit komt doordat KGG voor 2025 heeft verzocht om te verifiëren of de categorie indeling in lijn is met de markt wensen. Hierom is de keuze gemaakt om de oude categorie Vergisting van uitsluitend dierlijke mest 110 tot 450 kW op te splitsen in twee categorieën, namelijk: Vergisting van uitsluitend dierlijke mest 110 tot 275 kW en Vergisting van uitsluitend dierlijke mest 275 kW tot 450 kW. Verder wordt er een nieuwe categorie toegevoegd die gebaseerd is op een centrale mestvergister waar meerdere kleine boerderijen hun mest heen vervoeren. Deze categorie geldt als zogeheten mest hub. Na vergisting in de centrale vergisting wordt de mest weer wordt teruggevoerd naar het bedrijf en als digestaat op het land ingezet. We gaan ervanuit dat het ophalen en terugleveren van de mest in 1 retourbeweging bewerkstelligd kan worden.

Uit aangeleverde marktinformatie blijkt dat de vermogens stap tussen de ondergrens van de oude middel monomestvergistingscategorie (110 kW) en de grote monomestvergistingscategorie (450

kW) te groot was. Dit kan ertoe leiden dat de businesscases voor projecten met vermogens in het midden van deze range niet uitkomen. Hierom is besloten om deze grote categorie in twee kleinere subcategorieën te herverdelen¹⁴.

De indeling voor vergisting van uitsluitend dierlijke mest is als volgt bepaald:

- Vergisting van uitsluitend dierlijke mest tot 110 kW (micro) – referentievermogen 72 kW;
- Vergisting van uitsluitend dierlijke mest van 110 tot 275 kW (klein) – referentievermogen 200 kW;
- Vergisting van uitsluitend dierlijke mest van 275 tot 450 kW (midden) – referentievermogen 350 kW
- Vergisting van uitsluitend dierlijke mest van 450 kW tot 1500 kW (mesthub) – referentievermogen 1250 kW
- Vergisting van uitsluitend dierlijke mest groter dan 1500 kW (groot) – referentievermogen 2200 kW.

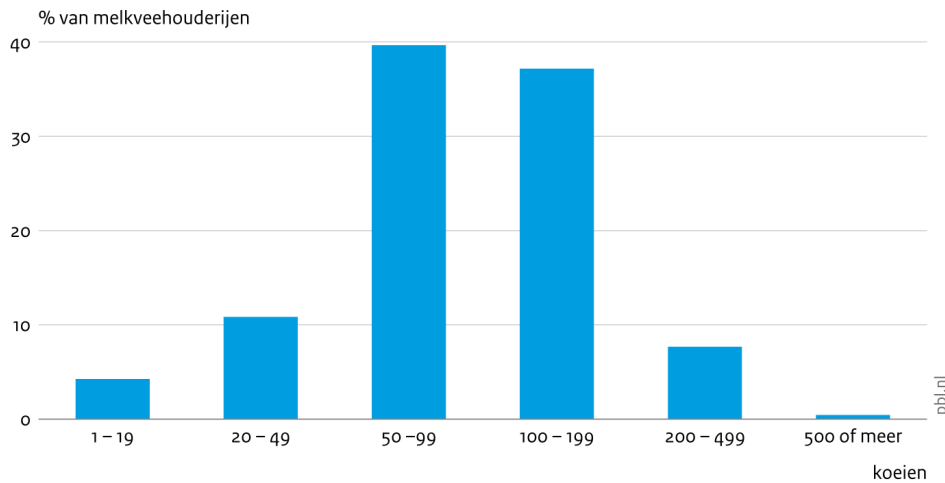
De redenatie achter de gekozen vermogensgrenzen is als volgt. De kleinschalige opties wijken af van de grotere monomestvergistingscategorieën. Met name groen gas wijkt af doordat de schaal-grootte niet past bij typische opwerk- en invoedinstallaties. Hierdoor wordt bij deze categorieën gekozen voor een hub met centrale opwerkeenheid. Daarbij geldt tevens dat de kostenstructuur voor deze categorieën, gekenmerkt door een beperkte opbrengst en relatief hoge investeringen en operationele kosten, significant afwijkt van de grotere categorieën en daarom wordt de kleinschalige variant apart doorgerekend (voor alle drie producten, dus voor groen gas, WKK en warmte afzonderlijk).

Belangrijk hierbij is dat er een grote populatie van veehouderijen tot circa 200 koeien is (zie ook figuur 9.1)¹⁵, en dat de uitbreiding van het advies met een extra kleinschalige categorie meer recht doet aan het uitgangspunt dat het merendeel van de projecten uit moet kunnen. Om deze reden is in 2024 een extra categorie toegevoegd voor veehouderijen tot 200 koeien met een vermogen van 110 kW input en een referentievermogen van 72 kW. Deze categorie wordt in 2025 aangehouden als de microcategorie.

¹⁴ Achtergrond info biogaspotentieel kleinschalige categorieën (boerderijschaal): om de grenzen van de nieuwe categorisering te bepalen (kW biogas input) gaan we per koe uit van 77 kg mest per dag, rekening houdend met kalveren en pinken, of ongeveer 28 ton per jaar. Bij 27 m³ biogas per ton mest (0,57 GJ/t) komt dit neer op 4.400 kWh per jaar aan output bij 8.000 bedrijfsuren, of 0,55 kW biogasinput per koe.

¹⁵ In 2022 besloeg het aantal veehouderijen met 200 of minder koeien circa 92% van het totaal aantal (melk)veehouderijen (bron, CBS).

Figuur 9.1
Verdeling melkveehouderijen naar grootte, 2022



Bron: CBS

Veehouderijen met meer dan 200 koeien beslaan circa 8 procent van de totale (melk)veesector (zie figuur 9.1), het overgrote deel van deze veehouderijen heeft tussen de 200 en 500 koeien, wat neerkomt op een input tussen de 110 en 275 kW. Om deze reden is besloten om de volgende categorie grens te plaatsen op 275 kW met een referentievermogen van 200 kW genaamde de ‘kleine’ categorie. Om de referentie beter aan te laten sluiten tussen 110 en 275 kW, passen we de referentie-grootte voor elektriciteit en warmte en voor warmte aan zodat deze nu even groot is de referentie-grootte van de groengascategorie (270 kW, circa 500 koeien). Gezien de beperkte hoeveelheid veehouderijen met 500 koeien of meer, blijven we vasthouden aan het concept voor het lenen van mest van naburige installaties voor de kleine categorie, de situatie waarin een boerderij de vergister met alleen eigen mest kan bedrijven beschouwen we als een niet-karakteristieke uitzondering in deze categorie. De oude grens tot 450 kW voor de midden categorie wordt dit jaar aangehouden wat de nieuwe middencategorie een begrenzing geeft van 275 kW tot 450 kW en een referentievermogen van 350 kW.

Ten slotte stellen we een additionele categorie voor boven de 450 kW. Bij deze categorie gaan we uit van een referentie-installatie waarbij mest centraal wordt vergist en weer wordt teruggevoerd naar de boerderij (de zogeheten mesthub). We stellen hierbij de grens op 1500 kW. Dit achten we een realistische grootte voor het bereiken van voldoende boerderijen binnen een gewenste schaal. De mesthub dient als referentie-installatie voor projecten van deze orde-grote. Voor de grootschalige mestvergisting (>1500 kW) blijven we vasthouden aan het concept van de centrale vergisting, waarbij de grootte van een veehouderij geen rol speelt en het mest moet worden afgevoerd.

9.2 Gehanteerde investeringsparameters en grondstofprijzen

9.2.1 Inflatie

In de afgelopen jaren was er door diverse internationale crises veel onrust op de markten voor materialen, die voor de realisatie van biomassa-installaties in de SDE++-categorie vergisting nodig zijn, zoals bijvoorbeeld staal en beton. De gemiddelde inflatie steeg tijdelijk naar meer dan 10%. In deze tumultueuze fase was er ook sprake van onzekerheden met betrekking tot de verwachte verdere ontwikkelingen en had daarmee invloed op inflatieprojecties. Zo blijkt dat de door De Nederlandsche Bank (DNB) gemaakte projectie van de kerninflatie voor het jaar 2023 (6,8%) aanzienlijk hoger was dan de daadwerkelijke inflatie in dat jaar (4,1%). Ook de projecties voor de jaren 2024 – 2026 zijn door DNB naar beneden bijgesteld.

Vanwege de hoge verwachte prijsstijgingen hadden we vorig jaar de investeringskosten en O&M-kosten vooruit voor deze verwachte prijsstijgingen gecorrigeerd. Dit hebben we gedaan als technologieafhankelijke meerjarige inflatiecorrectie op de investeringskosten en vaste operationele kosten. Aangezien de werkelijke inflatie 2 tot 3 procentpunt lager blijkt te zijn dan vorig jaar door DNB geprognoseerd, kennen wij dit jaar geen extra inflatiecorrectie toe op investeringskosten en vaste O&M-kosten. Wel heeft nieuwe prijsinformatie ervoor gezorgd dat de investeringsparameters per geval verschillen. Hetzelfde geldt voor de elektriciteitsprijzen, deze zijn tevens geactualiseerd, wat van invloed is op de O&M-kosten.

9.2.2 Grondstofprijzen voor allesvergisting

Bij grootschalige allesvergisting wordt een installatie beschouwd die reststromen verwerkt uit bijvoorbeeld de voedings- en genotsmiddelenindustrie of agriculturele sector. Deze markt is doorgaans gebaseerd op kortetermijncontracten (3-maanden). Doordat de SDE++ wordt doorgerekend over 12 jaar, is het onwenselijk dat de gehanteerde SDE++-prijs te veel meebeweegt met (mogelijk) kortetermijneffecten. Om deze korte termijn effecten op te vangen hanteren we de prijsstijgingen op basis van 5-jarige gemiddelden van de snijmaisprijzenindices. Deze laatste beschouwen we als maatstaf voor prijsfluctuaties, terwijl we op basis van marktinformatie de grondstofkosten verifiëren. Sinds 2020 hebben de gepeilde biomassaprijzen een significante stijging doorgemaakt (tussen 30 en 40%). Daarnaast zijn afzetkosten van digestaat voor allesvergisting door de jaren heen gestegen mede door de veranderende marktomstandigheden. We hebben daarom besloten om het ijkpunt voor de grondstofprijzen te herzien. Het gehanteerde ijkpunt stamt uit 2013 het nieuwe ijkpunt is op basis van historische gegevens uit 2020 en inclusief digestaat afzetkosten. De jaarlijkse indexatiemethodiek blijft ongewijzigd. Op basis van het 5-jarig gemiddelde geldt dat de prijzen circa 5,6% zijn gestegen.

Tabel 9.1

Prijzontwikkeling allesvergisting (gebaseerd op indices en gebruikt voor advies) [€/t]

Peildatum	2020	Jul 21	Jul 22	Jul 23	Jul 24
Indexatie 5-jaarsgemiddelde	-	4,7%	6,5%	11,7%	5,7%
Grondstofprijzen historisch	32,4	35,6	45,3	45,3	-
Advies	23,4	30,9	33,0	36,9	42,6

9.2.3 Grondstofprijzen monomestvergisting

Voor vergisting van uitsluitend dierlijke mest is, zoals aangegeven in 9.1.2, de indeling veranderd. Voor zowel kleinschalige (micro) monomestvergisting (<110 kW), kleine (110-275 kW) als ook middelgrote monomestvergisting is (275-450 kW) uitgegaan van een vergister op boerderijschaal. We gaan hierbij uit van verse ongescheiden rundveemest. Op basis van de hierbij horende gehanteerde biogasopbrengst van 27 m³, of 0,57 GJ/t mest, komt de gekozen referentie voor groen gas op 72 kW (monomest tot <110 kW) 200 kW (monomest van 110 tot 275 kW) en 300 kW (275-450 kW)) overeen met een boerderij met ongeveer 130 respectievelijk 360 en 640 koeien.

De kleinste categorie beschouwen we als categorie waarin alle mest van het eigen bedrijf afkomstig is. Daarbij geldt dan ook kostenneutraliteit ten aanzien van mest en digestaat. Voor de categorieën van 110 kW tot 275 kW en van 275 kW tot 450 kW schatten we in dat hiervoor een deel van de mest extern wordt aangevoerd door bijvoorbeeld een naburige boerderij zonder vergister. Voor de categorieën monomest van 110 tot 275 kW en monomest van 275 tot 450 kW geldt dat het aantal bedrijven met genoeg koeien (360 respectievelijk 640) in Nederland in beperkte mate voorkomen. Een significant deel van de boerderijhouders die het voornemen hebben om op deze schaalgrootte groen gas, of elektriciteit of warmte te gaan produceren door vergisting zullen doordoor mest extern moeten aanvoeren. Voor een deel geldt hierbij een kostenneutrale aanvoer en afvoer. We achten het wel aannemelijk dat een deel van de mest wordt aangevoerd door melkveehouders die de mest zelf willen uitrijden op eigen land. In dit geval zijn de kosten voor het transport voor de eigenaar van de vergister. We gaan voor beide categoriegroottes uit van een veehouderij met circa 250 koeien, hierdoor moet 30% en respectievelijk 60% extern worden aangevoerd. Daarbij hanteren we dat er een deel wordt geleend, als ook een gedeelte kostenneutraal extern wordt verwerkt.

Voor de categorie 450 tot 1500 kW gaan we uit van een mesthub, waarbij de mest centraal wordt vergist. Hierbij achten we het wenselijk dat de mest dag- of weekvers wordt aangevoerd. Het digestaat wordt tevens teruggevoerd naar de verschillende boerderijen. Hierbij geldt dus dat alle mest weer terug gaat naar de boerderij. We schatten dat het transport met bijbehorende kosten neerkomt op 5,5 euro/t mest voor de geleende mest. Voor de mesthub gaan we ervan uit dat 100% van de mest extern wordt aangevoerd en daarom ook de volledige transportkosten van toepassing zijn. Voor de andere monomestcategorieën worden de transportkosten naar rato van het percentage externe mest berekend (hoe lager het percentage externe mest hoe lager ook de transportkosten). Voor de monomestcategorieën hanteren we dan verdeling en bijbehorende kosten zoals die is weergegeven in tabel 9.2.

Tabel 9.2

Verdeling eigen mest "geleende" mest en extern verwerkte mest Middelgrote categorie

Categorie	Eigen mest	Geleende mest	Overig (externe verwerking)
<110 kW	100%	0%	0%
110 -275 kW	70%	20%	10%
275 - 450 kW	40%	40%	20%
450-1500 kW	0%	100%	0%
>1500	0%	0%	100%

Ten slotte geldt voor de categorie > 2000 kW dat het mest moet worden afgevoerd voor externe verwerking of export. Een grootschalige mestverwerkingsinstallatie zonder vergisting heeft in het algemeen het poorttarief nodig om te kunnen renderen. Het poorttarief is het geld dat wordt

toegegeven bij aflevering van de mest. Daartegenover staan administratieve kosten en kosten voor de afvoer of verwerking van het digestaat. De omzetting van mest naar biogas leidt tot een geringe volumedaling. In de SDE++-advisering en berekeningen hanteren we het uitgangspunt van neutrale kosten voor mestaanvoer en digestaatafvoer. Daarom wordt netto een prijs van 0 euro/t verondersteld voor de mest ten behoeve van de grootschalige vergistingsinstallatie. In tabel 9.3 is de samenvatting gegeven voor alle vergistingscategorieën.

Tabel 9.3
Gehanteerde grondstofparameters voor vergistingsinstallaties SDE++ 2025

Biomassa voor vergisting	Energie-inhoud vergistingsinput [GJ/t] ^a	Prijs vergistingsinput [€/t]	Referentie-prijs biogas [€/GJ]	Vermeden methaanemissie [kg/t]
Allesvergisting	3,40	42,6	11,42	0
Monomestvergisting (< 110 kW)	0,57	0	0	-54,0 ^b
Monomestvergisting (110 - 275 kW)	0,57	1,1	1,93	-54,0
Monomestvergisting (275 - 450 kW)	0,57	2,2	3,86	-54,0
Monomestvergisting Mesthub	0,57	5,5	9,65	-53,6 ^c
Monomestvergisting (>1500kW)	0,53	0	0	-22,5 ^d

a) De energie-inhoud van de vergistingsinput is gegeven in GJ biogas per ton en de referentieprijs in euro per GJ biogas.

b) De vermeden methaanemissies voor monomestvergisting zijn afkomstig uit de RED (54 kg/t verse mest).

c) Voor de mesthub rekenen we met een aanpassing doordat we transport als integraal onderdeel beschouwen. (zie ook 9.7)

d) Voor de grootschalige vergisting wordt de mest voor langere tijd opgeslagen waardoor een deel van de mest alsnog methaan aan de atmosfeer afstaat en de vermeden emissies dus lager ligt.

9.3 Allesvergisting

Voor grootschalige allesvergisting wordt een bestaande industriële productie-installatie aangepast waarbij de vergister in een bestaande installatie wordt geïntegreerd. Voor de input wordt als referentiesubstraat uitgegaan van reststoffen uit de voedings- en genotmiddelenindustrie. Voor alle categorieën (groen gas, WKK en warmte) geldt dat de capaciteit aan ruw biogas circa 954 m³ per uur is, overeenkomend met een grootte van ongeveer 5,5 MW input. De naamgeving van de paragrafen sluit aan bij de naamgeving van de categorieën in de SDE++ 2024.

9.3.1 Allesvergisting, hernieuwbaar gas

Als referentie voor deze categorie wordt uitgegaan van de eerdergenoemde vergister met een opwerkfaciliteit voor een productiecapaciteit van 591 m³ per uur groen gas. De substraatinput is 47 kiloton per jaar bij een gemiddelde biogasopbrengst van iets boven de 160 m³ biogas per ton.

Als referentie-opwerkinstallatie is gekozen voor membraantechnologie. De warmte die nodig is voor het verwarmen van de vergister, is afkomstig van de vrijgekomen restwarmte uit de opwerkinstallatie en opgewekt door middel van een warmtepomp of soortgelijk alternatief. De vereiste elektriciteit wordt afgenomen van het net. De totale investeringen in de vergistingsinstallatie, inclusief de opwaardering naar groen gas, worden geschat op 8,4 miljoen euro. De O&M-kosten worden geschat op 0,86 miljoen euro per jaar.

Op basis van de HICP-inflatie betekent dit voor het FID-jaar (2027) 8,8 miljoen euro aan investeringskosten en 0,90 miljoen euro per jaar aan O&M-kosten. Tabel 9.4 geeft de technisch-economische parameters weer.

Tabel 9.4

Technisch-economische parameters voor productie van groen gas uit allesvergisting

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2024	Advies SDE++ 2025
Referentiegrootte	[MW input]	5,5	5,5
Output groen gas	[MW output]	5,47	5,47
Interne warmtevraag	[% MW input]	5%	5%
Vollasturen	[uur/jaar]	8.000	8.000
Investeringskosten	[€/kW input]	1.675	1.592
O&M-kosten vast	[€/kW input]	108	101
O&M-kosten variabel	[€/kWh output]	0,009	0,007
Energie-inhoud	[GJ biogas/t]	3,4	3,4
Grondstofkosten	[€/t]	36,9	42,6

9.3.2 Allesvergisting, gecombineerde opwekking

Als referentie voor deze categorie wordt uitgegaan van een vergister met een elektriciteitsproductie van 2,3 MWe. Voor de SDE++-basisbedragen wordt gerekend met een elektrisch rendement van 41% bij de omzetting van het biogas naar netto-elektriciteitslevering. Voor de warmte is aangenomen dat alle beschikbare warmte (na aftrek van de interne warmtebehoefte voor de vergister) beschikbaar is voor bijvoorbeeld hygiënisatie van de reststroom. De mogelijkheid om de warmte te benutten in de droging en hygiënisatie van digestaat, maakt dat het aantal vollasturen warmte is aangenomen op 7.300 uur. De totale investeringen voor de referentie-installatie worden geschat op 6,3 miljoen euro. O&M-kosten bedragen 0,52 miljoen euro per jaar.

Op basis van de HICP-inflatie betekent dit voor het FID-jaar (2027) 6,5 miljoen euro aan investeringskosten en 0,54 miljoen euro per jaar aan O&M-kosten. Tabel 9.5 geeft de technisch-economische parameters weer.

Tabel 9.5

Technisch-economische parameters voor allesvergisting, gecombineerde opwekking

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2024	Advies SDE++ 2025
Referentiegrootte	[MW input]	5,5	5,5
Interne warmtevraag	[% MW input]	5%	5%
Vollasturen warmte	[uur/jaar]	7.167	7.167
Output warmte	[kWth]	2.640	2.640
Vollasturen elektrisch	[uur/jaar]	8.000	8.000
Netto-output (elektrisch)	[kWe]	2.090	2.090
Elektrisch rendement (netto)	[%]	38%	38%
Investeringskosten	[€/kW input]	1.232	1.185
O&M-kosten vast	[€/kW input]	92	85
O&M-kosten variabel	[€/kWh output]	0,002	0,002
Energie-inhoud	[GJ biogas/t]	3,4	3,4
Grondstofkosten	[€/t]	36,9	42,6

9.3.3 Allesvergisting, warmte

De referentie-installatie is grotendeels gelijk aan de referentie-installatie voor gecombineerde opwekking, alleen wordt het biogas nu verstoekt in een gasketel. Deze ketel levert warmte of stoom van circa 120 °C. Er zijn geen kosten meegenomen voor een gasleiding of een warmtenet of invoeding daarop. De geproduceerde warmte wordt deels gebruikt om te voorzien in de warmtevraag van de bestaande industriële installatie. De investeringen in de vergistingsinstallatie bedragen 5,5 miljoen euro. De O&M-kosten worden geschat op 0,59 miljoen euro per jaar. Op basis van de HICP-inflatie betekent dit voor het FID-jaar (2027) 5,7 miljoen euro aan investeringskosten en 0,6 miljoen euro per jaar aan O&M-kosten. Tabel 9.6 geeft de technisch-economische parameters weer.

Tabel 9.6
Technisch-economische parameters voor productie van warmte via allesvergisting

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2024	Advies SDE++ 2025
Referentie grootte	[MW input]	5,5	5,5
Interne warmtevraag	[%MW input]	5%	5%
Output warmte	[kWth]	4.700	4.700
Vollasturen warmte	[uur/jaar]	7.000	7000
Investeringskosten	[€/kW input]	1.027	1.031
O&M-kosten vast	[€/kW input]	70	76
O&M-kosten variabel	[€/kWh output]	0,007	0,006
Energie-inhoud	[GJ biogas/t]	3,4	3,4
Grondstofkosten	[€/t]	36,9	42,6

9.4 Vergisting van uitsluitend dierlijke mest tot 110 kW

We refereren naar hoofdstuk 9.1.2 voor de onderbouwing van de toevoeging van deze categorie. Hierbij is ook de referentie bepaald op 72 kW input (circa 130 koeien), wat we representatief achten voor een groot deel van boerenbedrijven. De categorie is verder voor groen gas en warmte gebaseerd op een hub-samenwerking, al dan niet coöperatief, waar de mest lokaal wordt vergist en het geproduceerde biogas via leidingwerk wordt getransporteerd naar een centrale installatie, waar het biogas wordt omgezet in hernieuwbaar gas in een membraaninstallatie, of wordt omgezet in warmte door middel van een ketel. Voor hernieuwbare elektriciteit geldt dat deze direct wordt ingezet in een WKK-installatie. De elektriciteit en warmte wordt vervolgens ingezet op het eigen bedrijf of geëxporteerd aan het net. Mest is in deze categorieën afkomstig van het eigen bedrijf en het digestaat wordt daar ook weer ingezet. Daarom wordt voor deze categorie geen kostprijs of afvoerprijs meegenomen voor mest.

9.4.1 Monomestvergisting tot 110 kW, hernieuwbaar gas

Voor de referentie-installatie wordt uitgegaan van een vergister op het eigen bedrijf van een boer, waarbij de mest direct uit de stal wordt gehaald voor vergisting (dagvers) en een centrale opwaardeer eenheid waarbij meerdere boeren samenwerken (hub). We houden hierbij rekening met de benodigde kosten voor de additionele tussenopslag van het digestaat (civiele aanpassingen). Voor de hub gaan we uit van circa twaalf losstaande bedrijven met een centrale opwerkeenheid. Dit

maakt dat de totale opwerkeenheid een capaciteit heeft van circa 145 m³ biogas per uur. We gaan tevens uit van een gemiddelde lengte van een kilometer ondergrondse leiding per bedrijf. Voor de kosten van de centrale opwerkeenheid en leiding gaan we uit van een centraal (extern) bedrijf. Deze kosten, operationele kosten en investeringskosten, zitten daarbij verrekend in de operationele kosten. Hiervoor hanteren we zowel variabele kosten per kilowattuur voor centrale opwerking en ondergrondse leiding, als vaste kosten voor vastrecht en ondergrondse leiding.

De benodigde warmte van de referentie-installatie is afkomstig van een warmtepomp. De totale investering van de installatie wordt geschat op 0,4 miljoen euro. De operationele kosten worden ingeschat op 0,067 miljoen euro per jaar. Op basis van de HICP-inflatie betekent dit voor het FID-jaar (2027) 0,41 miljoen euro aan investeringskosten en 0,068 miljoen euro per jaar aan O&M-kosten. Tabel 9.7 geeft de technisch-economische parameters weer.

Tabel 9.7

Technisch-economische parameters voor monomestvergisting (klein), hernieuwbaar gas

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2024	Advies SDE++ 2025
Referentiegrootte	[kW input]	72	72
Output groen gas	[kW output]	71,6	71,6
Interne warmtevraag	[% kW input]	30%	30%
Vollasturen	[uur/jaar]	8.000	8.000
Investeringskosten	[€/kW input]	5.419	5.754
O&M-kosten vast	[€/kW input]	400	400
O&M-kosten variabel	[€/kWh output]	0,073	0,062
Energie-inhoud	[GJ biogas/t]	0,57	0,57
Grondstofkosten	[€/t]	0	0

9.4.2 Monomestvergisting tot 110 kW, gecombineerde opwekking

Voor de referentie-installatie wordt uitgegaan van een vergister op het eigen bedrijf van een boer waar de mest direct uit de stal wordt gehaald voor de vergisting (dagvers). Het geproduceerde biogas wordt ingezet in een kleinschalige warmtekrachtkoppeling. We houden hierbij rekening met de benodigde kosten voor de additionele tussenopslag van het digestaat als civiele aanpassingen. De vrijgekomen warmte wordt gebruikt op het eigen bedrijf, bijvoorbeeld voor hygiënisatie of voor verwarming van de installatie. Het surplus aan elektriciteit bovenop het eigen gebruik wordt ingevoed op het elektriciteitsnet.

De totale investering van de vergistingsinstallatie wordt geschat op 0,39 miljoen euro en de operationele kosten worden geschat op 0,025 miljoen euro per jaar. Op basis van de HICP-inflatie betekent dit voor FID (2027) 0,41 miljoen euro aan investeringskosten en 0,026 miljoen euro per jaar aan O&M-kosten. Tabel 9.8 geeft de technisch-economische parameters weer.

Tabel 9.8

Technisch-economische parameters voor monomestvergisting (klein), gecombineerde opwekking

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2024	Advies SDE++ 2025
Referentiegrootte	[kW input]	72	72
Interne warmtevraag	[% kW input]	30%	30%
Vollasturen warmte	[uur/jaar]	3.083	3.083
Output warmte	[kWth]	34,6	34,6
Vollasturen elektrisch	[uur/jaar]	8.000	8.000
Netto-output (elektrisch)	[kWe]	21,6	21,6
Elektrisch rendement (netto)	[-]	30%	30%
Investeringskosten	[€/kW input]	5.149	5.696
O&M-kosten vast	[€/kW input]	327	344
O&M-kosten variabel	[€/kWh output]	0,003	0,003
Energie-inhoud	[GJ biogas/t]	0,57	0,57
Grondstofkosten	[€/t]	0	0

9.4.3 Monomestvergisting tot 110 kW, warmte

Voor de referentie-installatie wordt uitgegaan van een vergister op het eigen bedrijf van een boer, waarbij de mest dagvers direct uit de stal wordt gehaald voor vergisting en waarbij het biogas nuttig wordt aangewend in een bestaande (industriële) gasketel. Voor het totale vermogen werken meerdere boeren samen in een hub. We houden op het eigen bedrijf rekening met de benodigde kosten voor de additionele tussenopslag van het digestaat via civiele aanpassingen. Voor de hub gaan we uit van circa twaalf losstaande bedrijven met een centrale bestaande ketel. De benodigde aanpassingen aan de ketel worden als beperkt gezien. We gaan voor de hub uit van een gemiddelde lengte van een kilometer ondergrondse leiding per bedrijf. Voor de kosten van de benodigde centrale punten, zoals gasbol en fakkels, en leiding rekenen we met een centraal (extern) bedrijf. De hiermee gepaarde kosten zitten daarbij verrekend in de operationele kosten. Hiervoor hanteren we zowel variabele kosten per kilowattuur (centrale opwerking en ondergrondse leiding), als ook vaste kosten (vastrecht, ondergrondse leiding).

De totale investering van de vergistingsinstallatie wordt ingeschat op 0,4 miljoen euro. De jaarlijkse operationele kosten worden ingeschat op 0,05 miljoen euro per jaar. Op basis van de HICP-inflatie betekent dit voor FID (2027) 0,41 miljoen euro aan investeringskosten en 0,05 miljoen euro per jaar aan O&M-kosten. Tabel 9.9 geeft de technisch-economische parameters weer.

Tabel 9.9

Technisch-economische parameters voor monomestvergisting (klein), warmte

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2024	Advies SDE++ 2025
Referentiegrootte	[kW input]	72	72
Interne warmtevraag	[% kW input]	30%	30%
Output warmte	[kWth]	64,8	64,8
Vollasturen warmte	[uur/jaar]	8.000	8.000
Investeringskosten	[€/kW input]	5.419	5.754
O&M-kosten vast	[€/kW input]	400	400
O&M-kosten variabel	[€/kWh output]	0,05	0,042
Energie-inhoud	[GJ biogas/t]	0,57	0,57
Grondstofkosten	[€/t]	0	0

9.5 Vergisting van uitsluitend dierlijke mest 110 tot 275 kW

Voor de kleine categorie is de schaalgrootte van de referentie-installatie voor gecombineerde opwekking en voor alleen warmte aangepast om beter tussen de schaalgrootte tot 110 kW en vanaf 275 kW aan te sluiten. De referentie-installatie is een vergister op het eigen bedrijf waarbij een deel van de Mest wordt aangevoerd van een boerderij in de buurt en na vergisting weer wordt teruggebracht. De vergister een ruwbiogasproductie van 47 m³ per uur. Voor de referentiesystemen van monomestvergisting wordt dagverse mest gehanteerd. We houden hierbij rekening met de benodigde kosten voor de additionele tussenopslag van het digestaat (civiele aanpassingen).

9.5.1 Monomestvergisting van 110 tot 275 kW, hernieuwbaar gas

De referentie-installatie voor groen gas zet het geproduceerde biogas om in groen gas. Als referentie-opwekking is gekozen voor membraantechnologie. De benodigde warmte die nodig is voor het verwarmen van de vergister wordt deels vrij van de opwaardeerinstallatie. De resterende warmte wordt opgewekt met een warmtepomp. De vereiste elektriciteit wordt afgenomen van het net zodat de groengasproductie gemaximeerd is. De totale investeringen in de vergistingsinstallatie, inclusief de opwaardering naar groen gas, worden geschat op 1,08 miljoen euro. De O&M-kosten worden geschat op 0,09 miljoen euro per jaar. Op basis van de HICP-inflatie betekent dit voor FID (2027) 1,1 miljoen euro aan investeringskosten en 0,095 miljoen euro per jaar aan O&M-kosten. Tabel 9.10 geeft de technisch-economische parameters weer.

Tabel 9.10

Technisch-economische parameters voor hernieuwbaar gas via monomest vergisting (klein)

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2024	Advies SDE++ 2025
Referentiegrootte	[kW input]	270	200
Interne warmtevrage	[% kW input]	28%	26%
Output groen gas	[kW output]	269	199
Vollasturen	[uur/jaar]	8.000	8000
Investeringskosten	[€/kW input]	5.130	5.627
O&M-kosten vast	[€/kW input]	262	287
O&M-kosten variabel	[€/kWh output]	0,025	0,021
Energie-inhoud	[GJ biogas/t]	0,57	0,57
Grondstofkosten	[€/t]	2,2	1,1

9.5.2 Monomestvergisting van 110 tot 275 kW, gecombineerde opwekking

De referentie-installatie voor gecombineerde opwekking wordt mede bepaald op basis van de energie-inhoud van de mest en het elektrisch rendement van de gasmotor. Voor deze categorie is gekozen voor een schaalgrootte die overeenkomt met een boerderij met circa 360 koeien. Dit levert netto een elektrische output van 58 kWe. Bij elektriciteit is technisch sprake van een WKK-installatie, waarbij de 96 kWth warmte grotendeels gebruikt wordt voor het interne vergistingsproces. Voor de resterende warmte is aangenomen dat deze wordt ingezet voor hygiënisatie. De investeringen bedragen 0,84 miljoen euro en de O&M-kosten worden geschat op 0,047 miljoen euro per jaar. Op basis van de HICP-inflatie betekent dit voor FID (2027) 0,87 miljoen euro aan

investeringskosten en 0,0492 miljoen euro per jaar aan O&M-kosten. Tabel 9.11 geeft de technisch-economische parameters weer.

Tabel 9.11

Technisch-economische parameters monomestvergisting (klein), gecombineerde opwekking

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2024	Advies SDE++ 2025
Referentiegrootte	[kW input]	270	200
Interne warmtevraag	[% kW input]	28%	26%
Vollasturen warmte	[uur/jaar]	3.318	3.667
Output warmte	[kWth]	130	96
Vollasturen elektrisch	[uur/jaar]	8.000	8.000
Netto-output (elektrisch)	[kWe]	78.3	58
Elektrisch rendement (netto)	[%]	29%	29%
Investeringskosten	[€/kW input]	4.042	4,361
O&M-kosten vast	[€/kW input]	217	234
O&M-kosten variabel	[€/kWh output]	0,003	0,0031
Energie-inhoud	[GJ biogas/t]	0,57	0,57
Grondstofkosten	[€/t]	2,2	1,1

a) totale O&M-kosten (vast en variabel) in €/kW input

9.5.3 Monomestvergisting van 110 tot 275 kW, warmte

De referentie-installatie voor de productie van warmte is dezelfde referentie als voor gecombineerde opwekking, met in plaats van WKK alleen warmteproductie. Belangrijkste wijziging dit jaar, naast de toevoeging van de kosten voor tussenopslag, is dat we uitgaan van een biogashub, net als bij de kleinschalige vergisters. Mede hierdoor heeft de vergister 8000 draaiuren. De benodigde warmte wordt dan met een warmtepomp opgewerkt. De veronderstelde benodigde investeringen bedragen 0,89 miljoen euro en de O&M-kosten worden geschat op 0,092 miljoen euro per jaar. De kosten voor het leidingwerk als ook de centrale verbranding worden door een samenwerkingsverband afgezet, de investering wordt daardoor verrekend in de zowel de vaste als variabele kosten. Op basis van de HICP-inflatie betekent dit voor FID (2027) 0,93 miljoen euro aan investeringskosten en 0,095 miljoen euro per jaar aan O&M-kosten. Tabel 9.12 geeft de technisch-economische parameters weer.

Tabel 9.12

Technisch-economische parameters voor monomestvergisting (klein), warmte

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2024	Advies SDE++ 2025
Referentiegrootte	[kW input]	270	200
Output warmte	[kWth]	30%	180
Interne warmtevraag	[% kW input]	243	26%
Vollasturen warmte	[uur/jaar]	8.000	8.000
Investeringskosten	[€/kW input]	4.266	4.646
O&M-kosten vast	[€/kW input]	243	269
O&M-kosten variabel	[€/kWh output]	0,033	0,029
Energie-inhoud	[GJ biogas/t]	0,57	0,57
Grondstofkosten	[€/t]	2,2	1,1

a) totale O&M-kosten (vast en variabel) in €/kW input

9.6 Vergisting van uitsluitend dierlijke mest 275 tot 450 kW

Voor de middelcategorie met een vermogens bereik tussen de 275 en 450 kW, is een schaalgrootte van de referentie-installatie van 350 kW gekozen. De referentie-installatie is qua ontwerp gelijk aan dat van de kleine monomestvergistingscategorie namelijk, een vergister op het eigen bedrijf waarbij een deel van de mest wordt aangevoerd van een boerderij in de buurt en na vergisting weer wordt teruggebracht. Voor deze categorie worden bij de referentiesystemen van monomestvergisting dagverse mest gehanteerd.

9.6.1 Monomestvergisting van 275 tot 450 kW, hernieuwbaar gas

De referentie-installatie voor groen gas zet het geproduceerde biogas om in groen gas. Als referentie-opwerkinstallatie is gekozen voor membraantechnologie. De benodigde warmte die nodig is voor het verwarmen van de vergister wordt deels vrij van de opwaardeerinstallatie. De resterende warmte wordt opgewekt met een warmtepomp. De vereiste elektriciteit wordt afgenomen van het net zodat de groengasproductie gemaximeerd is. De totale investeringen in de vergistingsinstallatie, inclusief de opwaardering naar groen gas, worden geschat op 1,2 miljoen euro. De O&M-kosten worden geschat op 0,14 miljoen euro per jaar. Op basis van de HICP-inflatie betekent dit voor FID (2027) 1,3 miljoen euro aan investeringskosten en 0,14 miljoen euro per jaar aan O&M-kosten. Tabel 9.13 geeft de technisch-economische parameters weer.

Tabel 9.13

Technisch-economische parameters voor productie van hernieuwbaar gas via monomest vergisting (middel)

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2024	Advies SDE++ 2025
Referentiegrootte	[kW input]	-	350
Output groen gas	[kW output]	-	348
Interne warmtevraag	[% kW input]	-	25%
Vollasturen	[uur/jaar]	-	8.000
Investeringskosten	[€/kW input]	-	3611
O&M-kosten vast	[€/kW input]	-	212
O&M-kosten variabel	[€/kWh output]	-	0.021
Energie-inhoud	[GJ biogas/t]	-	0,57
Grondstofkosten	[€/t]	-	2,2

9.6.2 Monomestvergisting van 275 tot 450 kW, gecombineerde opwekking

De referentie-installatie voor gecombineerde opwekking wordt mede bepaald op basis van de energie-inhoud van de mest en het elektrisch rendement van de gasmotor. Voor deze categorie is gekozen voor een schaalgrootte die overeenkomt met een boerderij met circa 360 koeien. Dit levert netto een elektrische output van 130 kWe. Bij elektriciteit is technisch sprake van een WKK-installatie, waarbij de 168 kWth warmte grotendeels gebruikt wordt voor het interne vergistingsproces. Voor de resterende warmte is aangenomen dat deze wordt ingezet voor hygiënisatie. De investeringen bedragen 1 miljoen euro en de O&M-kosten worden geschat op 0,07 miljoen euro per jaar. Op basis van de HICP-inflatie betekent dit voor FID (2027) 1,1 miljoen euro aan

investeringskosten en 0,07 miljoen euro per jaar aan O&M-kosten. Tabel 9.14 geeft de technisch-economische parameters weer.

Tabel 9.14

Technisch-economische parameters monomestvergisting (middel), gecombineerde opwekking

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2024	Advies SDE++ 2025
Referentiegrootte	[kW input]	-	350
Interne warmtevraag	[% kW input]	-	25%
Vollasturen warmte	[uur/jaar]	-	3.833
Output warmte	[kWth]	-	168
Vollasturen elektrisch	[uur/jaar]	-	8.000
Netto-output (elektrisch)	[kWe]	-	130
Elektrisch rendement (netto)	[-]	-	37%
Investeringskosten	[€/kW input]	-	3.015
O&M-kosten vast	[€/kW input]	-	189
O&M-kosten variabel	[€/kWh output]	-	0,003
Energie-inhoud	[GJ biogas/t]	-	0,57
Grondstofkosten	[€/t]	-	2,2

9.6.3 Monomestvergisting van 275 tot 450 kW, warmte

De referentie-installatie voor de productie van warmte is dezelfde referentie als voor gecombineerde opwekking, met in plaats van WKK alleen warmteproductie. We gaan bij deze subcategorie niet uit van een biogashub. Mede hierdoor heeft de vergister ca 5.800 draaiuren. De benodigde warmte wordt gehaald uit het geproduceerde biogas. De veronderstelde benodigde investeringen bedragen 0,9 miljoen euro en de O&M-kosten worden geschat op 0,08 miljoen euro per jaar..

Op basis van de HICP-inflatie betekent dit voor FID (2027) 0,9 miljoen euro aan investeringskosten en 0,08 miljoen euro per jaar aan O&M-kosten. Tabel 9.15 geeft de technisch-economische parameters weer.

Tabel 9.15

Technisch-economische parameters voor monomestvergisting (middel), warmte

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2024	Advies SDE++ 2025
Referentiegrootte	[kW input]	-	350
Interne warmtevraag	[% kW input]	-	25%
Output warmte	[kWth]	-	315
Vollasturen warmte	[uur/jaar]	-	5.778
Investeringskosten	[€/kW input]	-	2.594
O&M-kosten vast	[€/kW input]	-	163
O&M-kosten variabel	[€/kWh output]	-	0,019
Energie-inhoud	[GJ biogas/t]	-	0,57
Grondstofkosten	[€/t]	-	2,2

a) totale O&M-kosten (vast en variabel) in €/kW input

9.7 Vergisting van uitsluitend dierlijke mest van 450 tot 1500 kW (mesthub)

Een alternatief voor kleinschalige vergisting, is centrale vergisting middels een mesthub. Met een mesthub wordt invulling gegeven aan de optie voor kleinschalige boeren om energie uit mest te halen bij een groep regionale, kleine melkboeren (minder dan 200 koeien), die dagverse mest door vrachtwagens laten verzamelen, om naar de centrale vergister toe te laten brengen. Na de vergisting brengen de vrachtwagens de mest weer naar de boeren terug. De mest is na de vergisting geschikt voor bemesting van grasland.

Als referentie installatie gaan we uit van een groep van 25 regionale boeren die zich gemiddeld op 10 kilometer afstand van de centrale vergister bevinden. Uitgaande van een referentievermogen van 1250 kW betekent dit een gemiddelde van 90 koeien per boerderij wat goed aansluit bij de beoogde doelgroep van deze categorie, kleine boeren. Doordat de mest wordt opgehaald (en het digestaat weer wordt teruggevoerd) beschouwen we het transport als integraal onderdeel van de vergister. Op basis van de gehanteerde parameters schatten we in dat er per dag 8 ritten van en naar de vergister wordt gemaakt (1 x per 3 dagen bij een boer). Dit houdt in dat er circa 160 km / dag wordt gereden. Dit komt neer op 40 liter diesel per dag (bij 4 km/l). Met een emissiewaarde van 2,6 kgCO₂/liter (diesel) en circa 65 kton mest per jaar komt dit neer op een emissie van 0,4 kgCO₂eq / ton mest.

Het verschil met de subcategorie van groter dan 1500 kW zit in eerste instantie in hogere investeringskosten doordat we uitgaan van extra investeringen voor transport en mogelijke aansluitkosten. Daarnaast zijn de operationele kosten hoger (door aanzienlijk omvangrijkere transportbewegingen van de decentraal verzamelde mest). Om de mest van de boerderij naar de vergister te transporteren en het digestaat terug te transporteren gaan we uit van circa zeven transportbewegingen per dag.

9.7.1 Monomestvergisting van 450 tot 1500 kW (mesthub), hernieuwbaar gas

De referentie-installatie voor groen gas zet het geproduceerde biogas om in groen gas. Als referentie-opwerkinstallatie is gekozen voor membraantechnologie. De benodigde warmte die nodig is voor het verwarmen van de vergister wordt deels vrij van de opwaardeerinstallatie. De resterende warmte wordt opgewekt met een warmtepomp. De vereiste elektriciteit wordt afgenomen van het net zodat de groengasproductie gemaximeerd is. De totale investeringen in de vergistingsinstallatie, inclusief de opwaardering naar groen gas, worden geschat op 4,9 miljoen euro. De O&M-kosten worden geschat op 0,49 miljoen euro per jaar. Op basis van de HICP-inflatie betekent dit voor FID (2027) 5,1 miljoen euro aan investeringskosten en 0,50 miljoen euro per jaar aan O&M-kosten. Tabel 9.16 geeft de technisch-economische parameters weer.

Tabel 9.16

Technisch-economische parameters voor monomestvergisting (mesthub), hernieuwbaar gas

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2024	Advies SDE++ 2025
Referentiegrootte	[MW input]	-	1,25
Output groen gas	[MW output]	-	1,24
Interne warmtevraag	[% MW input]	-	25%
Vollasturen	[uur/jaar]	-	8.000
Investeringskosten	[€/kW input]	-	4.072
O&M-kosten vast	[€/kW input]	-	239
O&M-kosten variabel	[€/kWh output]	-	0,0182
Energie-inhoud	[GJ biogas/t]	-	0,53
Grondstofkosten	[€/t]	-	5,5

9.7.2 Monomestvergisting van 450 tot 1500 kW (mesthub), gecombineerde opwekking

De referentiegrootte van deze installatie komt overeen met die voor de productie van groen gas: een productiecapaciteit van 210 m³ per uur ruw biogas dat wordt ingezet in een WKK-gasmotor. We rekenen met een elektrisch rendement bij de omzetting van het biogas naar netto-elektriciteitslevering van 37 procent. Voor de warmte is aangenomen dat de beschikbare warmte voor circa 25 procent gebruikt wordt voor de interne warmtebehoefte van de vergister. Het restant van de warmte wordt op het eigen bedrijf toegepast voor bijvoorbeeld droging of hygiënisatie. De jaarlijkse nettoproductie van warmte (na aftrek van de interne warmtevraag) komt overeen met 3.800 vollasturen bij de vermelde vermogens. De investeringskosten voor de installatie worden geschat op 4,6 miljoen euro en O&M-kosten op 0,27 miljoen euro per jaar. Op basis van de HICP-inflatie betekent dit voor FID (2027) 4,7 miljoen euro aan investeringskosten en 0,28 miljoen euro per jaar aan O&M-kosten. Tabel 9.17 geeft de technisch-economische parameters weer.

Tabel 9.17

Technisch-economische parameters voor monomestvergisting (mesthub), gecombineerde opwekking

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2024	Advies SDE++ 2025
Referentiegrootte	[MW input]	-	1,25
Interne warmtevraag	[% MW input]	-	25%
Vollasturen warmte	[uur/jaar]	-	3.917
Output warmte	[kWth]	-	600
Vollasturen elektrisch	[uur/jaar]	-	8.000
Netto-output (elektrisch)	[kWe]	-	463
Elektrisch rendement (netto)	[-]	-	37%
Investeringskosten	[€/kW input]	-	3.788
O&M-kosten vast	[€/kW input]	-	208
O&M-kosten variabel	[€/kWh output]	-	0,0029
Energie-inhoud	[GJ biogas/t]	-	0,53
Grondstofkosten	[€/t]	-	5,5

9.7.3 Monomestvergisting van 450 tot 1500 kW (mesthub), warmte

De referentie-installatie voor de productie van warmte is dezelfde referentie als voor gecombineerde opwekking, met in plaats van een WKK-installatie een biogasketel voor warmteproductie. De veronderstelde benodigde investeringen bedragen 4,4 miljoen euro en de vaste O&M-kosten worden geschat op 0,32 miljoen euro per jaar. Op basis van de HICP-inflatie betekent dit voor FID (2027) 4,6 miljoen euro aan investeringskosten en 0,33 miljoen euro per jaar aan O&M-kosten. Tabel 9.18 geeft de technisch-economische parameters weer.

Tabel 9.18

Technisch-economische parameters voor monomestvergisting (mesthub), warmte

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2024	Advies SDE++ 2025
Referentiegrootte	[MW input]	-	1,25
Interne warmtevrage	[% MW input]	-	25%
Output warmte	[kWth]	-	1.125
Vollasturen warmte	[uur/jaar]	-	5.822
Investeringskosten	[€/kW input]	-	3.673
O&M-kosten vast	[€/kW input]	-	201
O&M-kosten variabel	[€/kWh output]	-	0,0162
Energie-inhoud	[GJ biogas/t]	-	0,53
Grondstofkosten	[€/t]	-	5,5

9.8 Vergisting van uitsluitend dierlijke mest groter dan 1500 kW (groot)

Bij de grootschalige mestvergisting gaan we uit van een centrale mestvergister nabij industrie. De referentie-installatie wordt vastgesteld op 2.200 kW voor alle drie de categorieën, met een ruwbio-gasproductie van 381 m³ per uur.

9.8.1 Monomestvergisting groter dan 1500 kW, hernieuwbaar gas

De referentie-installatie voor groen gas is uitgevoerd met membraantechnologie met een productie van 248 m³ per uur groen gas. De mestinput is bijna 120 kiloton per jaar, waarbij eenzelfde soort mix als bij kleinschalige mestvergisting wordt aangehouden. De warmte die nodig is voor het verwarmen van de vergister, is deels afkomstig van de opwaardeerinstallatie en wordt opgewekt met een warmtepomp. De vereiste elektriciteit wordt afgenomen van het net. De totale investeringskosten voor de referentie-installatie worden geschat op 6,1 miljoen euro. De O&M-kosten worden geschat op 0,75 miljoen per jaar euro. Op basis van de HICP-inflatie betekent dit voor FID (2027) 6,3 miljoen euro aan investeringskosten en 0,80 miljoen euro per jaar aan O&M-kosten. Tabel 9.19 geeft de technisch-economische parameters weer.

Tabel 9.19

Technisch-economische parameters voor monomestvergisting (groot), hernieuwbaar gas

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2024	Advies SDE++ 2025
Referentiegrootte	[MW input]	2,2	2,2
Output groen gas	[MW output]	2,19	2,19
Interne warmtevraag	[% MW input]	25%	25%
Vollasturen	[uur/jaar]	8.000	8.000
Investeringskosten	[€/kW input]	3.035	2.876
O&M-kosten vast	[€/kW input]	215	202
O&M-kosten variabel	[€/kWh output]	0.021	0,018
Energie-inhoud	[GJ biogas/t]	0,53	0,53
Grondstofkosten	[€/t]	0	0

9.8.2 Monomest groter dan 1500 kW, gecombineerde opwekking

De referentiegrootte van deze installatie komt overeen met die voor de productie van groen gas: een productiecapaciteit van 370 m³ per uur ruw biogas dat wordt ingezet in een WKK-gasmotor. We rekenen met een elektrisch rendement bij de omzetting van het biogas naar netto-elektriciteitslevering van 37 procent. Voor de warmte is aangenomen dat de beschikbare warmte voor circa 25 procent gebruikt wordt voor de interne warmtebehoefte van de vergister. Het restant van de warmte wordt op het eigen bedrijf toegepast voor bijvoorbeeld droging of hygiënisatie. De jaarlijkse nettoproductie van warmte (na aftrek van de interne warmtevraag) komt overeen met 3800 vollasturen bij de vermelde vermogens. De investeringskosten voor de installatie worden geschat op 5,7 miljoen euro en O&M-kosten op 0,39 miljoen euro per jaar. Op basis van de HICP-inflatie betekent dit voor FID (2027) 5,9 miljoen euro aan investeringskosten en 0,41 miljoen euro per jaar aan O&M-kosten. Tabel 9.20 geeft de technisch-economische parameters weer.

Tabel 9.20

Technisch-economische parameters voor monomestvergisting (groot), gecombineerde opwekking

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2024	Advies SDE++ 2025
Referentiegrootte	[MW input]	2,2	2,2
Interne warmtevraag	[% MW input]	25%	25%
Vollasturen warmte	[uur/jaar]	3.833	3.833
Output warmte	[kWth]	1.056	1.056
Vollasturen elektrisch	[uur/jaar]	8.000	8.000
Netto-output (elektrisch)	[kWe]	814	814
Elektrisch rendement (netto)	[-]	37%	37%
Investeringskosten	[€/kW input]	2.902	2.679
O&M-kosten vast	[€/kW input]	188	173
O&M-kosten variabel	[€/kWh output]	0,003	0,003
Energie-inhoud	[GJ biogas/t]	0,53	0,53
Grondstofkosten	[€/t]	0	0

9.8.3 Monomestvergisting groter dan 1500 kW, warmte

De referentie-installatie voor de productie van warmte is dezelfde referentie als voor gecombineerde opwekking, met in plaats van een WKK-installatie een biogasketel voor warmteproductie. De veronderstelde benodigde investeringen bedragen 5,4 miljoen euro en de vaste O&M-kosten worden geschat op 0,48 miljoen euro per jaar. Op basis van de HICP-inflatie betekent dit voor FID (2027) 6,1 miljoen euro aan investeringskosten en 0,53 miljoen euro per jaar aan O&M-kosten. Tabel 9.21 geeft de technisch-economische parameters weer.

Tabel 9.21

Technisch-economische parameters voor monomestvergisting (groot), warmte

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2024	Advies SDE++ 2025
Referentiegrootte	[MW input]	2,2	2,2
Interne warmtevraag	[% MW input]	25%	25%
Output warmte	[kWth]	1.980	1.980
Vollasturen warmte	[uur/jaar]	6.000	6.000
Investeringskosten	[€/kW input]	2.645	2.553
O&M-kosten vast	[€/kW input]	172	164
O&M-kosten variabel	[€/kWh output]	0,019	0,016
Energie-inhoud	[GJ biogas/t]	0,53	0,53
Grondstofkosten	[€/t]	0	0

9.9 Slibgisting bij waterzuiveringsinstallaties

Slibgisting heeft meerdere voordelen, onder andere de reductie van verwerkingskosten, verbeterde ontwatering en stabilisatie van slib, reductie van pathogene micro-organismen en heeft als tevens de productie van biogas voor de terugwinning van energie als doel. Om die redenen heeft de vergisting van primair RWZI-slib doorgaans geen subsidie nodig omdat die onderdeel is van het waterzuiverings- en slib-reductieproces.

Mesofiele vergisting - vergisting bij een temperatuur van circa 38 °C - van primair slib wordt veel toegepast in rioolwaterzuiveringsinstallaties, waarbij het biogas wordt ingezet op een warmtekrachtkoppeling, hetgeen doorgaans een positieve businesscase voor de RWZI oplevert. Daarom is deze analyse zowel gericht op de productie van groen gas bij bestaande installaties, als ook op technologieën die leiden tot meer biogasproductie. Voorbeelden hiervan zijn thermofiele gisting, vergisting bij een temperatuur van circa 55 °C, thermische-drukhydrolyse, warmtebehandeling en meertrapsvergisting, waarbij meer secundair slib uit het proces wordt gehaald dan wel centraal wordt vergist.

Dit advies is opengesteld voor de productie van groen gas uit bestaande installaties of voorproductie van extra biogas uit zuiverings-slib (Verbeterde slibgisting). Voor de verbeterde slibgisting geldt dat projecten de huidige biogasproductie met minimaal 25 procent moeten verhogen. De installatiedelen die verantwoordelijk zijn voor de meer-productie van biogas moeten nieuw zijn. Voor de verbeterde slibgistingscategorieën geldt dat door de afbraak van secundair slib slibverwerkingskosten worden bespaard. Dit berekenen we ten opzichte van de referentiesituatie waarin alle slib, na ontwatering, afgevoerd moet worden. Dit komt terug als negatief bedrag bij de O&M-kosten. De referentiecasse is berekend op basis van een slibverwerkingsprijs van 64 euro/t die wordt uitgespaard bij nuttige toepassing door vergisting.

9.9.1 Verbeterde slibgisting, hernieuwbaar gas

Voor deze categorie wordt een basisbedrag berekend voor thermofiele vergistingsinstallaties waarin secundair slib, afkomstig van meerdere RWZI's, centraal wordt verwerkt. Als referentie voor deze categorie wordt uitgegaan van een thermofiele vergister met een productiecapaciteit van circa 130 m³/uur groen gas. Als referentiegaszuiveringstechniek is gekozen voor membraantechnologie, aangezien deze technologie voor meerdere recente hernieuwbaar-gasprojecten is toegepast.

De warmte die nodig is voor het verwarmen van de vergister wordt opgewekt door een deel van het ruwe biogas in een ketel te verstoppen. Het rendement van de gasproductie is 61%. De vereiste elektriciteit wordt afgenomen van het net. De veronderstelde benodigde investeringen bedragen 10.5 miljoen euro. Op basis van de HICP-inflatie betekent dit voor FID (2027) 11 miljoen euro aan investeringskosten. Tabel 9.22 geeft de technisch-economische parameters van de productie hernieuwbaar gas.

Tabel 9.22

Technisch-economische parameters voor productie van hernieuwbaar gas via verbeterde slibvergisting

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2024	Advies SDE++ 2025
Referentie grootte	[MW input]	1,9	1,9
Interne Warmtevraag	[% MW input]	37%	37%
Vollasturen	[uur/jaar]	8.000	8.000
Investeringskosten	[€/kW input]	6.842	5.793
O&M-kosten vast	[€/kW input]	-272,67	13
O&M-kosten variabel ^a	[€/kWh output]	b)	-0,037
Energie inhoud	[GJ biogas/t]	0,36	0,36

a) totale O&M-kosten (vast en variabel) in €/kW input

b) inbegrepen in vaste O&M-kosten

9.9.2 Verbeterde slibgisting, gecombineerde opwekking

Voor deze categorie wordt een basisbedrag berekend voor thermofiele vergistingsinstallaties waarin secundair slib, afkomstig van meerdere RWZI's, centraal wordt verwerkt waarna het geproduceerde biogas door middel van een WKK-installatie wordt omgezet in warmte en elektriciteit. Naast de negatieve O&M-kosten zijn de kosten voor de gasmotor-WKK in de case meegenomen. De veronderstelde benodigde investeringen bedragen 10.4 miljoen euro. Op basis van de HICP-inflatie betekent dit voor FID (2027) 10.8 miljoen euro aan investeringskosten. Tabel 9.23 geeft de technisch-economische parameters weer.

Tabel 9.23

Technisch-economische parameters voor verbeterde slibgisting, gecombineerde opwekking

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2024	Advies SDE++ 2025
Referentiegrootte	[MW input]	1,9	1,9
Interne Warmtevraag	[% MW input]	37%	37%
Vollasturen warmte	[uur/jaar]	1.833	1.833
Output Warmte	[kWth]	0,91	0,91
Vollasturen Elektrisch	[uur/jaar]	8.000	8.000
Netto output (elektrisch)	[kWe]	0,72	0,72
Elektrisch rendement (netto)	[-]	38%	38%
Investeringskosten	[€/kW input]	6.947	5.699
O&M-kosten vast	[€/kW input]	-320	15
O&M-kosten variabel	[€/kWh output]	b)	-0,073
Energie inhoud	[GJ biogas/t]	0,36	0,36

a) totale O&M-kosten (vast en variabel) in €/kW input

b) inbegrepen in vaste O&M-kosten

9.9.3 Verbeterde slibgisting, warmte

De referentie-installatie voor de productie van hernieuwbare warmte is ook gebaseerd op thermofiele-vergistingstechnologie. In de referentie-installatie wordt een ketel van 1,9 MW toegepast. De veronderstelde benodigde investeringen bedragen 10,1 miljoen euro. Op basis van de HICP-inflatie betekent dit voor FID (2027) 10,5 miljoen euro aan investeringskosten. Tabel 9.24 geeft de technisch-economische parameters weer.

Tabel 9.24

Technisch-economische parameters voor verbeterde slibgisting, warmte

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2024	Advies SDE++ 2025
Referentiegrootte	[MW input]	1,9	1,9
Interne Warmtevraag	[% MW input]	37%	37%
Output Warmte	[MWth]	1,6	1,7
Vollasturen warmte	[uur/jaar]	7.000	4.138
Investeringskosten	[€/kW input]	6.474	5.546
O&M-kosten vast	[€/kW output]	-321	4
O&M-kosten variabel	[€/t]	b)	-0,104
Energie inhoud	[GJ biogas/t]	0,36	0,36

a) totale O&M-kosten (vast en variabel) in €/kW input

b) inbegrepen in vaste O&M-kosten

9.9.4 Bestaande slibgisting, hernieuwbaar gas

Voor het advies van SDE++ 2024 hadden we deze categorie niet doorgerekend. Op basis van de marktconsultatie hebben we besloten om de categorie voor het advies van SDE++ 2025 opnieuw door te rekenen en te adviseren. Voor de bestaande slibgisting hernieuwbaar gas gaan we uit van een bestaande installatie welke wil ombouwen van een WKK-installatie naar een groengasinstallatie. De referentie die we hanteren is 1,9 MW input en 1.1 MW output. De benodigde warmte wordt deels opgewekt door eigen biogas in de bestaande WKK in te zetten. Daarnaast zullen tekortkomingen voor warmte worden aangevuld met een warmtepomp. Door de WKK in gebruik te houden voorzien we dat de benodigde elektriciteit voor het vergistingsproces en opwaardeer installatie kan

worden geleverd door de WKK. De opwaardeerinstallatie is gebaseerd op membraantechnologie met een output van 130 m³/uur hernieuwbaar gas. De veronderstelde investeringskosten voor de modificatie en opwaardeerplant zijn vastgesteld op 2,3 miljoen euro. De operationele kosten zijn voornamelijk de onderhoudskosten en beperkte variabele kosten, in totaal komt dit neer op 0.037 miljoen euro. Op basis van de HICP-inflatie betekent dit voor FID (2027) 2,4 miljoen euro aan investeringskosten en 0.04 euro operationele kosten. Tabel 9.25 geeft de technisch-economische parameters weer.

Tabel 9.25

Technisch-economische parameters voor verbeterde slibgisting, gecombineerde opwekking

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2024	Advies SDE++ 2025
Referentie grootte	[MW input]	-	1,9
Interne warmtevraag	[% MW input]	-	37%
Vollasturen	[uur/jaar]	-	8.000
Investeringskosten	[€/kW input]	-	1282
O&M-kosten vast	[€/kW input]	-	13
O&M-kosten variabel	[€/kWh output]	-	0
Energie inhoud	[GJ biogas/ton]	-	0,36

9.10 Warmte uit compostering van biomassa

Sinds de SDE++ 2020 is de categorie voor de productie van duurzame warmte uit compostering bij champignonkwekerijen opengesteld. De nadruk ligt hier op de productie van duurzame energie of het vermijden van broeikasgaseffecten, zoals reductie van methaan- of CO₂-uitstoot. In het advies SDE++ 2021 hebben we geschreven over het toepassingsgebied. Het huidige advies continueert dat advies om de subsidie voor de productie van hernieuwbare warmte uit compostering beschikbaar te stellen voor hoofdzakelijk champost, met eventuele bijmenging van biogene stromen in lijn met de meststoffenwet. Er wordt geadviseerd om het composteren van uitsluitend dierlijke mest niet open te stellen.

9.10.1 Compostering van biomassa (champost), warmte

Aangenomen is dat composteringsinstallaties van champost en groen afval decentraal geplaatst zullen worden, maar niet bij de kwekers zelf. De typische businesscase zoals voorgesteld is daarom groter dan de huidige proeflocatie(s) voor champost. In dit advies behandelen we grootschalige compostering met warmtelevering van meer dan 500 kW. De warmte wordt typisch geleverd aan de gebouwde omgeving of glastuinbouw.

In Nederland zijn er diverse locaties waar hernieuwbare warmte door compostering gewonnen kan worden. Deze bestaande installaties zijn echter om enkele redenen niet geschikt voor de verwerking van champost:

- de composteringsinstallaties zijn vaak grootschalig en staan centraal opgesteld;
- champost is doorgaans geen grondstof voor compostering, mede doordat het compostproduct dan als mest in plaats van compost moet worden aangeduid.

Om deze redenen gaan we voor de berekening uit van een nieuwe installatie voor de verwerking van champost, namelijk een tunnelcomposteringsinstallatie met warmteterugwinning. De investeringskosten van de referentie-installatie met een input van 60 kiloton champost per jaar (2 GJ/t),

een input van 6,4 MW en een output van 5,5 MW, worden geschat op ongeveer 6,3 miljoen euro. De vaste O&M-kosten schatten we op 0,5 miljoen euro per jaar. Een deel van de geproduceerde warmte wordt intern gebruikt.

De eventuele netto besparing op de afzetkosten wordt bepaald op basis van een massabalans. Op basis van 60 kt/jaar wordt ongeveer 50% volumedaling behaald, waarbij een deel wordt omgezet in warmte en een deel in schoon water. Op basis van een poorttarief van 5 euro/t en afzetkosten van 10 euro/ton komt dit neer op een nettoprijs van 0,06 euro/t. Andere afvoerstromen, zoals schoon water, hebben een beperkte waarde. Daarom stellen we de nettoprijs op nihil. Eventuele kosten gerelateerd aan de inkoop van CO₂ (bijvoorbeeld in het geval composteringswarmte een WKK in de glastuinbouw vervangt) zijn geen onderdeel van SDE+-subsiëring en worden dus niet meegenomen in de berekeningen. Op basis van de HICP-inflatie betekent dit voor FID (2027) 6,6 miljoen euro aan investeringskosten en 0,52 miljoen euro per jaar aan O&M-kosten. Tabel 9.26 geeft de technisch-economische parameters weer.

Tabel 9.26

Technisch-economische parameters voor productie van warmte via compostering

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2024	Advies SDE++ 2025
Referentiegrootte	[MW input]	6,4	6,4
Vollasturen warmte	[uur/jaar]	5.200	5.200
Thermisch outputvermogen	[MWth]	5,5	5,5
Investeringskosten	[€/kW Input]	1.089	1.024
O&M-kosten	[€/kW input]	87	81
Energie-inhoud compost	[GJ biogas/t]	1,99	1,99
Grondstofkosten	[€/t]	0	0

9.11 Levensduurverlenging bestaande vergisting

Met behulp van SDE-subsidie zijn sinds 2008 diverse soorten vergistingsinstallaties tot stand gekomen, waarvan de eerste lichter inmiddels aan het eind van de subsidieperiode van twaalf jaar komt. Het ministerie van KGG heeft aan het PBL gevraagd advies uit te brengen over de verlengde levensduur van SDE-vergistingsinstallaties. Op grond van de door het ministerie meegegeven uitgangspunten gaan we hierbij uit van de goedkoopste manier om reeds afgeschreven installaties te kunnen renoveren. Ook gaan we uit van de categorie-indeling voor nieuwe vergistingsinstallaties, met een berekening van het basisbedrag voor de toepassingen groen gas, WKK, warmte en een eventuele ombouw naar groen gas.

Het ministerie van KGG vraagt om de kenmerken te baseren op de projecten die daadwerkelijk in bedrijf zijn genomen en die in 2025 een aanvraag voor verlengde levensduur zouden kunnen indienen, uitgaande van zo'n aanvraag drie jaar voor het aflopen van de SDE-beschikking. Ook vraagt KGG ons rekening te houden met de huidige uitgangspunten en categorieën. Dit betekent dat we ons advies over levensduurverlenging baseren op vergistingsprojecten waarvan de SDE-beschikking in 2028 afloopt, dus die in 2016 in gebruik zijn genomen. Uit de gevoerde analyse in de wijzigingennotitie is bepaald dat de clusters voor allesvergisting en monomestvergisting tot 450 kW in aanmerking komen.

Voor de bepaling van de basisbedragen zijn de volgende referentie-installaties aangehouden als bij de categorieën voor een nieuwe installatie:

- Allesvergisting
- Monomestvergisting 275-450 kW).

Voor alle vergistingsinstallaties waarvan de SDE-beschikking gaat aflopen, geldt dat in het algemeen moet worden geïnvesteerd in de renovatie van de bestaande vergisters. Dit betreft met name vervanging van het dak, inclusief membranen, en de mixer. De installaties die hernieuwbaar gas produceren krijgen te maken met kosten van de gasopwaarderingsinstallatie. Analoog daaraan zullen bedrijven in de WKK-categorie moeten investeren in de gasmotor en meetapparatuur voor duurzame warmte. Bij de keuze om duurzame warmte af te zetten zijn investeringen in de ketel met bijbehorende aansluitingen en energiemeters noodzakelijk.

9.11.1 Levensduurverlenging allesvergisting, hernieuwbaar gas

De totale investeringen voor het renoveren van de afgeschreven vergistingsinstallatie, inclusief de opwaardering naar groen gas, worden geschat op 2,4 miljoen euro. De vaste O&M-kosten worden geschat op 0,87 miljoen euro per jaar. Op basis van de HICP-inflatie betekent dit voor FID (2027) 2,6 miljoen euro aan investeringskosten en 0,9 miljoen euro per jaar aan O&M-kosten. Tabel 9.27 geeft de technisch-economische parameters weer.

Tabel 9.27

Technisch-economische parameters voor levensduurverlenging allesvergisting, hernieuwbaar gas

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2024	Advies SDE++ 2025
Referentiegrootte	[MW input]	5,5	5,5
Output groen gas	[MW output]	5,47	5,47
Interne warmtevraag	[% MW input]	5%	5%
Vollasturen	[uur/jaar]	8.000	8.000
Investeringskosten	[€/kW input]	425	463
O&M-kosten vast	[€/kW input]	108	101
O&M-kosten variabel	[€/kWh output]	0,009	0,007
Energie-inhoud	[GJ biogas/t]	3,4	3,4
Grondstofkosten	[€/t]	36,9	42,6

9.11.2 Levensduurverlenging allesvergisting, gecombineerde opwekking

Als referentie wordt uitgegaan van dezelfde vergistingsinstallatie als bij een nieuwe installatie in deze categorie met vergelijkbare productstromen. De totale investeringen voor renovatie van de afgeschreven vergister en WKK bedragen ongeveer 2,4 miljoen euro. De O&M-kosten worden geschat op 0,5 miljoen euro per jaar. Op basis van de HICP-inflatie betekent dit voor FID (2027) 2,5 miljoen euro aan investeringskosten en 0,54 miljoen euro per jaar aan O&M-kosten. Tabel 9.28 geeft de technisch-economische parameters weer.

Tabel 9.28

Technisch-economische parameters levensduurverlenging allesvergisting, gecombineerde opwekking

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2024	Advies SDE++ 2025
Referentiegrootte	[MW input]	5,5	5,5
Interne warmtevraag	[% MW input]	5%	5%
Vollasturen warmte	[uur/jaar]	7.167	7.167
Output warmte	[kWth]	2.640	2.640
Vollasturen elektrisch	[uur/jaar]	8.000	8.000
Netto-output (elektrisch)	[kWe]	2.090	2.090
Elektrisch rendement (netto)	[%]	38%	38%
Investeringskosten	[€/kW input]	419	458
O&M-kosten vast	[€/kW input]	92	85
O&M-kosten variabel	[€/kWh output]	0,002	0,002
Energie-inhoud	[GJ biogas/t]	3,4	3,4
Grondstofkosten	[€/t]	36,9	42,6

9.11.3 Levensduurverlenging allesvergisting, warmte

Als referentie wordt uitgegaan van dezelfde vergistingsinstallatie als bij een nieuwe installatie in deze categorie met vergelijkbare productstromen. De geproduceerde warmte wordt deels gebruikt om te voorzien in de warmtevraag van de bestaande industriële installatie. De totale investeringen in renovatie van de afgeschreven vergistingsinstallatie en de ketel bedragen 1,9 miljoen euro. De O&M-kosten worden geschat op 0,6 miljoen euro per jaar. Op basis van de HICP-inflatie betekent dit voor FID (2027) 2 miljoen euro aan investeringskosten en 0,6 miljoen euro per jaar aan O&M-kosten. Tabel 9.29 geeft de technisch-economische parameters weer.

Tabel 9.29

Technisch-economische parameters voor verlengde levensduur allesvergisting, warmte

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2024	Advies SDE++ 2025
Referentiegrootte	[MW input]	5,5	5,5
Interne warmtevraag	[% MW input]	5%	5%
Output warmte	[kWth]	4.703	4.703
Vollasturen warmte	[uur/jaar]	7.000	7.000
Investeringskosten	[€/kW input]	316	370
O&M-kosten vast	[€/kW input]	70	76
O&M-kosten variabel	[€/kWh output]	0,007	0,006
Energie-inhoud	[GJ biogas/t]	3,4	3,4
Grondstofkosten	[€/t]	36,9	42,6

9.11.4 Levensduurverlenging allesvergisting, ombouw naar hernieuwbaar gas

Mocht een producent na afloop van de looptijd van de subsidie besluiten groen gas te gaan produceren in plaats van elektriciteit of warmte, dient er naast de investeringen in de renovatie van de vergister ook te worden geïnvesteerd in een nieuwe opwerkinstallatie en aanpassingen aan de bestaande installatie. Als referentie wordt dezelfde vergistingsinstallatie als bij hernieuwbaar gas

aangehouden. Voor de gaszuiveringstechniek is gekozen voor membraantechnologie, aangezien deze technologie voor meerdere recente groengasprojecten is toegepast. Voor de renovatie en modificatie houden we rekening met ongeveer 2,2 miljoen euro, terwijl voor de nieuwe opwerkinstallatie en toebehoren rekening wordt gehouden met 2,3 miljoen euro. De vaste O&M-kosten worden geschat op 0,87 miljoen euro per jaar. Op basis van de HICP-inflatie betekent dit voor FID (2027) 4,65 miljoen euro aan investeringskosten en 0,9 miljoen euro per jaar aan O&M-kosten.

Tabel 9.30

Technisch-economische parameters voor productie van hernieuwbaar gas via allesvergisting (ombouw)

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2024	Advies SDE++ 2025
Referentiegrootte	[MW input]	5,5	5,5
Output groen gas	[MW output]	5,47	5,47
Interne warmtevraag	[% MW input]	5%	5%
Vollasturen	[uur/jaar]	8.000	8.000
Investeringskosten	[€/kW input]	830	846
O&M-kosten vast	[€/kW input]	108	101
O&M-kosten variabel	[€/kWh output]	0,009	0,007
Energie-inhoud	[GJ biogas/t]	3,4	3,4
Grondstofkosten	[€/t]	36,9	42,6

9.11.5 Levensduurverlenging monomestvergisting tot 450 kW, hernieuwbaar gas

Als referentie wordt uitgegaan van dezelfde vergistingsinstallatie en met vergelijkbare productstromen als bij een nieuwe installatie in deze categorie. De totale investeringen in renovatie van de vergistingsinstallatie, inclusief de opwaardering naar hernieuwbaar gas, worden geschat op 0,36 miljoen euro. De vaste O&M-kosten worden geschat op 0,14 miljoen euro per jaar. Op basis van de HICP-inflatie betekent dit voor FID (2027) 0,37 miljoen euro aan investeringskosten en 0,14 miljoen euro per jaar aan O&M-kosten. Tabel 9.31 geeft de technisch-economische parameters weer.

Tabel 9.31

Technisch-economische parameters voor levensduurverlenging monomestvergisting (middelgroot), hernieuwbaar gas

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2024	Advies SDE++ 2025
Referentiegrootte	[kW input]	270	350
Output groen gas	[kW output]	269	348
Interne warmtevraag	[% kW input]	28%	25%
Vollasturen	[uur/jaar]	8.000	8.000
Investeringskosten	[€/kW input]	1.183	1.056
O&M-kosten vast	[€/kW input]	262	212
O&M-kosten variabel	[€/kWh output]	0,025	0,021
Energie-inhoud	[GJ biogas/t]	0,57	0,57
Grondstofkosten	[€/t]	2,2	2,2

9.11.6 Levensduurverlenging monomestvergisting tot 450 kW, gecombineerde opwekking

Als referentie wordt uitgegaan van dezelfde vergistingsinstallatie en met vergelijkbare productstromen als bij een nieuwe installatie in deze categorie. De veronderstelde benodigde investeringen voor renovatie bedragen voor de afgeschreven vergistingsinstallatie 0,33 miljoen euro. De vaste O&M-kosten worden geschat op 0,069 miljoen euro per jaar. Op basis van de HICP-inflatie betekent dit voor FID (2027) 0,34 miljoen euro aan investeringskosten en 0,071 miljoen euro per jaar aan O&M-kosten. Tabel 9.32 geeft de technisch-economische parameters weer.

Tabel 9.32

Technisch-economische parameters verlengde levensduur monomestvergisting (middelgroot), gecombineerde opwekking

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2024	Advies SDE++ 2025
Referentiegrootte	[kW input]	270	350
Interne warmtevraag	[% kW input]	28%	25%
Vollasturen warmte	[uur/jaar]	3.318	3.833
Output warmte	[kWth]	129,6	168,0
Vollasturen elektrisch	[uur/jaar]	8.000	8.000
Netto-output (elektrisch)	[kWe]	78,3	129,5
Elektrisch rendement (netto)	[-]	29%	37%
Investeringskosten	[€/kW input]	1.013	978
O&M-kosten vast	[€/kW input]	217	189
O&M-kosten variabel	[€/kWh output]	0,003	0,003
Energie-inhoud	[GJ biogas/t]	0,57	0,57
Grondstofkosten	[€/t]	2,2	2,2

9.11.7 Levensduurverlenging monomestvergisting van 450 kW, warmte

Als referentie wordt uitgegaan van dezelfde vergistingsinstallatie als bij een nieuwe installatie in deze categorie met vergelijkbare productstromen. De totale investeringen in renovatie van de afgeschreven vergistingsinstallatie en de ketel bedragen 0,28 miljoen euro. De O&M-kosten worden geschat op 0,08 miljoen euro per jaar. Op basis van de HICP-inflatie betekent dit voor FID (2027) 0,291 miljoen euro aan investeringskosten en 0,08 miljoen euro per jaar aan O&M-kosten. Tabel 9.33 geeft de technisch-economische parameters weer.

Tabel 9.33

Technisch-economische parameters voor productie van warmte via monomest vergisting (middelgroot)

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2024	Advies SDE++ 2025
Referentiegrootte	[kW input]	270	350
Interne warmtevraag	[% kW input]	28%	25%
Output warmte	[kWth]	243	315
Vollasturen warmte	[uur/jaar]	5.503	5.778
Investeringskosten	[€/kW input]	909	828
O&M-kosten vast	[€/kW input]	243	163
O&M-kosten variabel	[€/kWh output]	0,033	0,019
Energie-inhoud	[GJ biogas/t]	0,57	0,57
Grondstofkosten	[€/t]	2,2	2,2

9.11.8 Levensduurverlenging monomestvergisting van 450 kW, ombouw naar hernieuwbaar gas

Als een producent besluit groen gas te gaan produceren in plaats van elektriciteit of warmte, dan dient er naast de investeringen in de renovatie van de vergister ook te worden geïnvesteerd in een nieuwe opwerkinstallatie en modificaties aan de bestaande installatie. Als referentie wordt dezelfde vergistingsinstallatie als bij groen gas aangehouden. Voor de gaszuiveringstechniek is gekozen voor membraantechnologie, aangezien deze technologie voor meerdere recente groengasprojecten is toegepast. Voor de renovatie en modificatie plus nieuwe opwerkinstallatie wordt rekening gehouden met 0,64 miljoen euro. De vaste O&M-kosten worden geschat op 0,14 miljoen per jaar euro. Op basis van de HICP-inflatie betekent dit voor FID (2027) 0,67 miljoen euro aan investeringskosten en 0,14 miljoen euro per jaar aan O&M-kosten. Tabel 9.34 geeft de technisch-economische parameters weer.

Tabel 9.34

Technisch-economische parameters voor levensduurverlenging monomestvergisting, ombouw naar hernieuwbaar gas

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2024	Advies SDE++ 2025
Referentie grootte	[kW input]	270	350
Output groen gas	[kW output]	269	348
Interne warmtevraag	[% kW input]	28%	25%
Vollasturen	[uur/jaar]	8.000	8.000
Investeringskosten	[€/kW input]	2.113	1.912
O&M-kosten vast	[€/kW input]	262	232
O&M-kosten variabel	[€/kWh output]	0,025	0,020
Energie-inhoud	[GJ biogas/t]	0,57	0,57
Grondstofkosten	[€/t]	2,2	2,2

9.12 Basisbedragen en correctiebedragen

Tabel 9.36

Basisbedragen voor de SDE++-2025 in euro/kWh

Categorie	Productietype	Advies SDE++ 2024	Advies SDE++ 2025	Berekeningswijze correctiebedrag
Allesvergisting	Groen gas	0,0877	0,0903	13
Allesvergisting	WKK	0,0981	0,1034	25
Allesvergisting	Warmte	0,0951	0,1024	16
Monomestvergisting < 110 kW	Groen gas	0,2187	0,2107	13
Monomestvergisting < 110 kW	WKK	0,2903	0,3122	23
Monomestvergisting < 110 kW	Warmte	0,2249	0,2212	16
Monomestvergisting 110-275 kW	Groen gas	0,1588	0,1571	13
Monomestvergisting 110-275 kW	WKK	0,2473	0,2350	23
Monomestvergisting 110-275 kW	Warmte	0,1765	0,1736	16
Monomestvergisting 275-450 kW	Groen gas	-	0,1216	13
Monomestvergisting 275-450 kW	WKK	-	0,1621	23
Monomestvergisting 275-450 kW	Warmte	-	0,1431	16
Monomestvergisting mesthub 450-1500 kW	Groen gas	-	0,1523	13
Monomestvergisting mesthub 450-1500 kW	WKK	-	0,2301	23
Monomestvergisting mesthub 450-1500 kW	Warmte	-	0,2057	16
Monomestvergisting > 1500 kW	Groen gas	0,1001	0,0918	13
Monomestvergisting > 1500 kW	WKK	0,1355	0,1231	25
Monomestvergisting > 1500 kW	Warmte	0,1274	0,1187	16
Verbeterde slibgisting	Groen gas	0,1313	0,1136	13
Verbeterde slibgisting	WKK	0,1489	0,1353	24
Verbeterde slibgisting	Warmte	0,1018	0,1041	16
Slibgisting groen gas	Groen gas	-	0,0375	13
Compostering	Warmte	0,0574	0,0529	16
Levensduurverlenging monomestvergisting <= 450 kW	Ombouw	0,1083	0,0938	13
Levensduurverlenging monomestvergisting <= 450 kW	Groen gas	0,0928	0,0798	13
Levensduurverlenging monomestvergisting <= 450 kW	WKK	0,1328	0,1006	23
Levensduurverlenging monomestvergisting <= 450 kW	Warmte	0,1074	0,0939	16
Levensduurverlenging allesvergisting	Ombouw	0,0746	0,0781	13
Levensduurverlenging allesvergisting	Groen gas	0,0684	0,0718	13
Levensduurverlenging allesvergisting	WKK	0,0786	0,0871	25
Levensduurverlenging allesvergisting	Warmte	0,0767	0,0864	16

Tabel 9.37

Berekeningswijzen correctiebedrag

ID	Berekeningswijze correctiebedrag ^a
13	TTF_HHV
16	(TTF_LHV + EB ₃) / Gasketelrendement
23	(EPEX + WK x (TTF_LHV + EB ₁) / 90%) / (1 + WK-factor)
24	(EPEX + WK x (TTF_LHV + EB ₂) / 90%) / (1 + WK-factor)
25	(EPEX + WK x (TTF_LHV + EB ₃) / 90%) / (1 + WK-factor)

a) EB₃ = Energiebelasting gas 3e schijf; Gasketelrendement = 90%

10 Geavanceerde hernieuwbare brandstoffen

10.1 Inleiding

Deze categorie richt zich op productie van geavanceerde hernieuwbare brandstoffen om de broeikasgasemissies in de vervoerssector te verminderen. De meeste geavanceerde hernieuwbare brandstoftechnologieën zijn echter nog niet commercieel operationeel en de huidige productievolumes zijn klein. Van de verschillende opties is de productie van bio-LNG een commerciële technologie, aangezien zowel de biogasproductie als het liquefactieproces reeds commercieel is. De huidige productie van bio-LNG is weliswaar nog beperkt, maar neemt in Europa toe. De verwachting is dat de productie van ethanol uit lignocellulose op het punt staat om te worden gecommercialiseerd. De productie van biobrandstoffen via vergassing blijft gering, zowel in Europa als in andere landen. Er zijn twee biodieselfabrieken in Noord-Europa (Finland en Zweden), waar tallolie als belangrijkste grondstof wordt gebruikt. Niettemin is zowel de biochemische als de thermochemische omzetting van lignocellulosehoudende grondstoffen in brandstoffen een veelbelovend traject voor de productie van verschillende brandstoffen zoals ethanol, methanol of Fischer-Tropsch-brandstoffen. Er zijn al veel installaties in aanbouw of in de planningsfase. Verwacht wordt dat de capaciteit voor de productie van cellulose-ethanol in de Europese Unie zou kunnen toenemen tot ongeveer 500 kt wanneer alle faciliteiten (ongebruikt, in aanbouw en gepland) operationeel worden, zie de [database van IEA bioenergy-task 39](#). Er is ook een aantal vergassingsinstallaties gepland voor de komende periode.

In dit hoofdstuk bespreken we de adviezen voor geavanceerde hernieuwbare brandstoffen, waarbij we ingaan op het kostenonderzoek, de referentie-installaties en de geadviseerde basisbedragen. Bij de technieken voor hernieuwbare brandstoffen richten we ons op onderstaande categorieën:

- technologie productie neutrale biomethanol;
- technologie-neutrale drop-in-diesel- en -benzineproductie;
- bio-ethanol uit lignocellulosehoudende grondstoffen;
- bio-LNG uit monomest- en allesvergisting.

Voor de productie van drop-in-brandstoffen en ook voor de biomethanolproductie wordt de vergassing van lignocellulosehoudende biomassa beschouwd als referentietechnologie en gebruikt als referentie-installatie om de basisbedragen te berekenen. Andere technologieën, zoals hydrothermische liquefactie, die drop-in-diesel en -benzine produceren, of elke andere technologie die biomethanol produceert, vallen binnen de kaders van dit advies, met uitzondering van bijmenging van biogas of hernieuwbaar gas in een bestaande methanolinstallatie.

In alle gevallen geldt als voorwaarde dat biomassa wordt gebruikt uit de lijst van bijlage IX A van de Richtlijn voor hernieuwbare energie en dat de duurzaamheidseisen in acht worden genomen. Deze lijst omvat specifieke biomassacategorieën, waaronder de biomassafractie van gemengd huishoudelijk afval. Gescheiden huishoudelijk afval dat onder de recyclingdoelstellingen valt, wordt echter niet opgenomen.

De waarden van hernieuwbare-brandstofeenheden (HBE's) zijn in dit eindadvies in het correctiebedrag opgenomen. Ze zijn noch onderdeel van de productprijs noch van de langetermijnprijs. Deze geavanceerde biobrandstoffen worden meegerekend in de verplichting voor leveranciers om hernieuwbare brandstoffen in Nederland op de markt te brengen. Met de implementatie van REDIII wordt het HBE-systeem per 1 januari 2026 omgezet naar het ERE-systeem (Emissiereductie eenheden), waarbij de focus ligt op CO₂-ketenemissiereductie. Eén ERE vertegenwoordigt één kilogram bespaarde CO₂-ketenemissies.

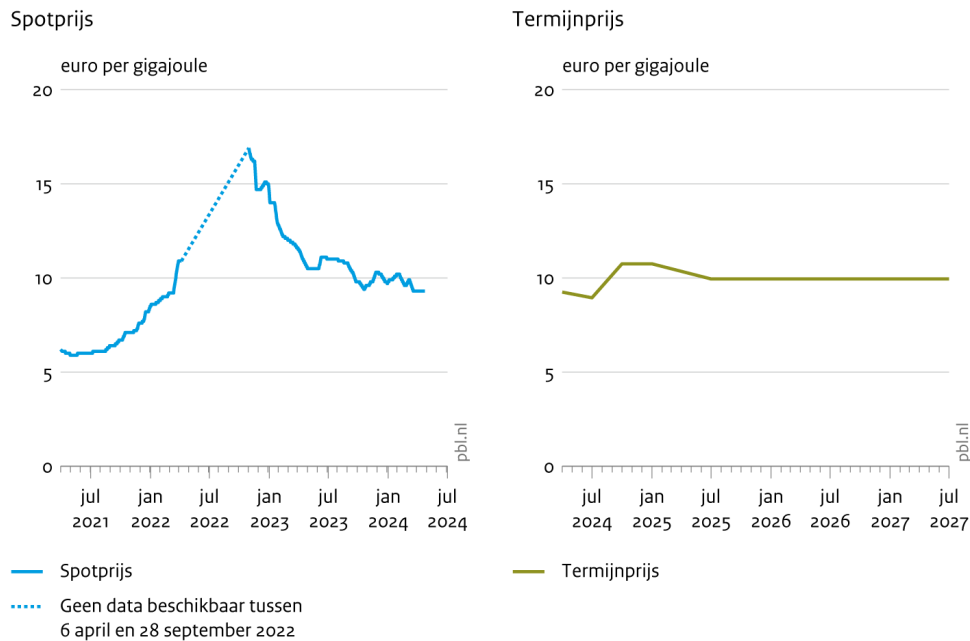
10.2 Kosten biomassa

De meeste bestaande of geplande installaties om ethanol te produceren uit lignocellulosehoudende biomassa zijn gericht op het gebruik van gemengde grondstoffen met de focus op landbouwresiduen, omdat deze grondstoffen groter in aanbod en daarom veel goedkoper zijn dan houtsnippers. Bedrijven hebben echter aangegeven dat zij tegen veel problemen aanlopen bij het verwerken van deze niet-homogene grondstoffen, hetgeen resulteert in hoge onderhoudskosten. Daarnaast zijn deze landbouwresiduen geen commodity en daarom moeten ze gehaald worden uit de regio's nabij de fabrieken. Bovendien is hun aanbodpotentieel in Nederland beperkt. Om deze redenen wordt in dit eindadvies gemengde houtachtige biomassa, inclusief afvalhout, beschouwd als belangrijkste grondstof voor de referentiecategorie ethanol uit lignocellulose.

Dit geldt ook voor nieuwe installaties die via vergassing methanol of drop-in-biobrandstoffen produceren. We nemen aan dat een nieuwe installatie een mix zal gebruiken van houtsnippers en afvalhout (B-hout). Als de installatie goed draait, kan het aandeel houtsnippers worden vermindert en kan het aandeel ander kwaliteitsafvalhout worden vergroot (bijvoorbeeld mindere kwaliteit B-hout en andere residuen) om een economisch optimum te bereiken. In dit advies gaan we er vanuit dat de brandstofmix voor de referentie bestaat uit 50% houtsnippers en 50% B-hout. De prijzen van deze grondstoffen worden weergegeven in tabel 10.1. De referentie-installaties voor hernieuwbare brandstoffen zijn aanzienlijk groot en de houtsnippers zullen waarschijnlijk afkomstig zijn van de Europese markt. Daarom gebruiken we de spotmarktprijs van houtsnippers en de marktonderzoeken voor de termijnprijzen. Figuur 10.1 illustreert de prijsontwikkeling van industriële houtsnippers in Noordwest-Europa tussen maart 2021 en april 2024. De figuur geeft ook de indicaties van de termijnprijzen tot 2027. We gebruiken de gemiddelde prijs uit de periode 2021-2027 om de marktprijs voor houtsnippers voor de categorie geavanceerde hernieuwbare brandstoffen te bepalen.

De keuze voor een mix van 50% houtsnippers en 50% B-hout is uitsluitend gemaakt voor het berekenen van een referentieprijs voor de input van de grondstofmix bij de gegeven referentie-installatie. Goedkopere grondstoffen kunnen vragen om aanpassingen aan de installatie of leiden tot hogere operationele risico's. Door de beperkte ervaring met de toepassing van deze technologie, is er geen uitsluitsel te geven over het kostenoptimum. We achten ons advies daarom ook passend voor installaties die grondstoffen uit bijlage IX A in andere samenstellingen of verhoudingen gebruiken. We geven KGG ter overweging mee om geen nadere eis te stellen aan het percentage B-hout.

Figuur 10.1
Spotprijs en termijnprijs van houtsnippers



Bron: Argus Biomass Markets 2022, 2023 en 2024

In de categorie bio-LNG via allesvergisting wordt een installatie beschouwd die reststromen gebruikt uit de voedings- en genotmiddelenindustrie, waarbij het prijsniveau mede wordt bepaald door veevoedermarkten. Deze markt is doorgaans gebaseerd op kortetermijncontracten (3 maanden). Om te voorkomen dat de 12-jarige SDE++-subsidie te veel wordt beïnvloed door kortetermijnprijsfluctuaties, worden prijsstijgingen gebaseerd op 5-jaarlijkse gemiddelden van snijmaïsprijsindices, waarbij marktgegevens worden gebruikt om de grondstofkosten te verifiëren. Voor toelichting op de gehanteerde prijzen, zie paragraaf 9.2.2. Voor bio-LNG via mestvergisting worden dezelfde prijzen gehanteerd als voor een grootschalige mestvergistingsinstallatie (zie monovergisting >1500kW). Een grootschalige mestverwerkingsinstallatie zonder vergisting heeft in het algemeen het poorttarief (dat wil zeggen dat bij aflevering geld wordt toegegeven) van mest nodig om te kunnen renderen zonder vergistingsinstallatie. Daartegenover staan administratieve kosten en kosten voor de afvoer of verwerking van het digestaat. De omzetting van mest naar biogas zorgt voor een geringe volumedaling. In de SDE++-adviesing en -berekeningen gaan we uit van neutrale kosten voor mestaanvoer en -afvoer van digestaat, omdat de SDE++-systematiek niet bedoeld is voor subsidiëring van mestverwerking. Daarom wordt een nettoprijs van 0 euro/t voor de mest ten behoeve van de vergistingsinstallatie verondersteld (zie 9.3.2, Grondstofprijzen monomestvergisting).

B-hout is sloophout met een geringe mate van vervuiling, bijvoorbeeld doordat het geleverd, gelakt of verlijmd is. Dit hout heeft een typische stookwaarde van 13 GJ/t. Om te vermijden dat de SDE++-regeling een prijsopdrijvend effect creëert op de B-houtmarkt, waar energietoepassingen en hergebruik met elkaar concurreren in periodes van schaarste, wordt voor B-hout vastgehouden aan een prijs van 0 euro/t. Als ondergrens is dit tevens gerechtvaardigd doordat bij overaanbod verbranden in een AVI het alternatief is.

Tabel 10.1

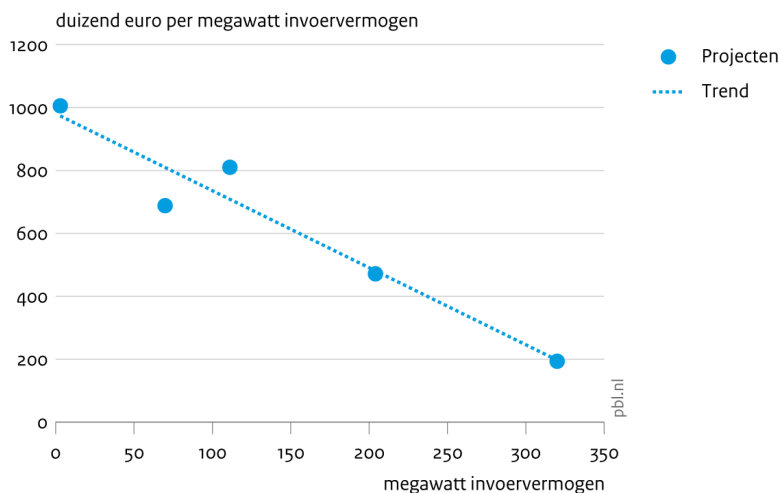
Gehanteerde biomassaprijzen voor geavanceerde biobrandstoffen SDE++ 2025

Biomassa voor verbranding en vergassing	Energie-inhoud [GJ/t]	Prijs [€/t]	Referentieprijs [€/GJ]
Houtsnippers	11	101	9
B-hout	13	0	0
Gemiddelde gemengde biomassa	12	50,7	4,2
Biomassa voor allesvergisting ^a	3,4	42,6	12,5
Biomassa voor monomestvergisting ^a	0,53	0	0

a) De energie-inhoud van de vergistingsinput is gegeven in GJ biogas per ton en de referentieprijs in euro per GJ biogas

10.3 Vergassingskosten

Feedback met betrekking tot vergassingskosten werd dit jaar ontvangen van marktpartijen en extra informatie werd verstrekt. Daarom hebben de investeringskosten voor de categorieën Biomethanol uit lignocellulosehoudende biomassa en Drop-in brandstoffen uit lignocellulosehoudende biomassa een significante aanpassing ondergaan in vergelijking met de waarden in het Eindadvies SDE++2024. De informatie van vergassingsprojecten verstrekt door verschillende marktpartijen werd vergeleken en er werd een correlatie afgeleid tussen de investeringskosten en schaal (input-basis). Omdat de verstrekte informatie verschillende soorten grondstoffen en producten betrof, werd de vergelijking alleen gemaakt tussen de investeringskosten voor de vergassingsystemen

Figuur 10.2**Investeringskosten vergassingssystemen bij verschillende invoervermogens, 2025**

Bron: PBL

Andere bijkomende kosten die dit jaar zijn opgenomen, hebben betrekking op engineering- en bouwkosten en onvoorziene kosten. Uit de door de markt verstrekte informatie is besloten om 15% van de totale investering te gebruiken voor bouw- en engineeringkosten en 2,5% voor onvoorziene kosten.

10.4 Biomethanol uit lignocellulosehoudende biomassa

De belangrijkste stappen om methanol te produceren uit lignocellulose biomassa bestaan uit de voorbehandeling van biomassa, de vergassing ervan om syngas te produceren, syngasconditionering en reiniging om te voldoen aan de kwaliteitseisen van methanolsynthese, gevolgd door methanolsynthese en de zuivering van de ruwe methanol tot de gewenste kwaliteit. Afhankelijk van de kwaliteit van de biomassa en de vergassingstechniek zal de biomassa eerst moeten worden voorbehandeld. De voorbehandelingsfase bestaat uit drogen en indien nodig verkleinen. Vergassing vindt plaats bij verhoogde temperaturen (700-1100 °C voor wervelbed en tot 1400 °C voor stofwolk/*entrained flow*-vergassing) met behulp van zuurstof of lucht. Dit resulteert in syngas, een mengsel van hoofdzakelijk koolmonoxide (CO) en waterstof (H₂), maar ook met kooldioxide (CO₂) en water (H₂O). Het ruwe syngas uit de vergassing moet worden gereinigd en geconditioneerd. Gasconditionering heeft tot doel een optimale molaire verhouding te verkrijgen in (H₂-CO₂)/(CO + CO₂) voor methanolsynthese en methanolomzetting om de opbrengst te maximaliseren en energieverliezen te beperken. De optimale molaire verhouding (ook wel R-ratio genoemd) ligt volgens de literatuur rond de 2 (Dimitriou et al. 2018).

10.4.1 Investeringskosten

De referentie-installatie omvat een voorbehandelingsfase waarin de biomassa wordt gedroogd tot een vochtgehalte van 10% met behulp van stoom afkomstig uit de warmteterugwinning van de syngaskoeling. De droge biomassa gaat onder druk in de met zuurstof gevoede vergasser bij hoge temperaturen, waar ruw syngas wordt gegenereerd. De zuurstof wordt geproduceerd via de luchtscheidingseenheid en samen met de stoom naar de vergasser geleid. Het geproduceerde ruwe syngas passeert de cyclonen en teerkrakers, waarna de resterende deeltjes worden verwijderd en teer wordt vernietigd door toevoeging van zuurstof en stoom. Lichte koolwaterstoffen worden omgezet in syngas. Vervolgens wordt het syngas afgekoeld en worden de CO₂ en zwavelverbindingen verwijderd. Het syngas gaat naar een water-shift-gasreactor om de waterstofproductie te maximaliseren en de juiste R-ratio te creëren. Het schone syngas wordt uiteindelijk naar de methanolsynthesereactor geleid, waar methanol uit syngas (in de juiste verhouding) wordt geproduceerd.

De referentie-installatie zal ongeveer 83 MW methanol produceren. Uitgegaan wordt van een energetisch rendement van biomassa naar methanol van 46%. De specifieke investeringsbehoefte van de referentie-installatie voor deze capaciteit is gesteld op 4.316 euro/kW output. De investeringskosten zijn 36% hoger dan de kosten gepresenteerd in het Eindadvies SDE++ van vorige jaar voor deze categorie. De belangrijkste reden voor dit verschil zijn de aanpassing van de vergassingskosten en de extra bouw- en onvoorziene kosten. De elektriciteitsbehoefte van deze biomassa-naar-methanolfabriek is ongeveer 0,10 kWe/kW methanol. De installatie draait 8000 vollasturen per jaar en de economische levensduur is gesteld op 15 jaar.

10.4.2 O&M-kosten

De O&M-kosten bestaan uit vaste en variabele kosten. Vaste O&M-kosten omvatten loonkosten, en onderhoudskosten en worden vastgesteld op 6% van de investeringskosten. De variabele kosten omvatten kosten voor nutsvoorzieningen en kosten van andere verbruiksgoederen en bedragen ongeveer 4% van de investeringskosten (inclusief elektriciteit kosten).

Tabel 10.2

Technisch-economische parameters en subsidieparameters voor biomethanol

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2024	Advies SDE++ 2025
Installatiegrootte	[MW output]	83	83
Vollasturen	[uur/jaar]	8.000	8.000
Investeringskosten	[€/kW output]	3.164	4.316
Vaste O&M-kosten	{€/kW output/jaar}	190	259
Variabele O&M-kosten (exclusief biomassakosten)	[€/kWh]	0,0158	0,0216
Thermisch rendement	[MW methanol/MW biomassa]	46%	46%
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

10.5 Drop-in-biobrandstoffen uit lignocellulosehoudende biomassa

De eerste stap voor het geselecteerde proces van biomassa naar vloeistoffen via vergassing is de ontvangst, opslag en behandeling van grondstoffen. De tweede stap behelst de vergassing, gasreiniging en conditionering in overeenstemming met de specifieke gaskwaliteit en -samenstelling. De derde en laatste stap is de brandstofsynthese met het Fischer-Tropschproces (FT). De *circulating fluidised bed*-vergasning is gekozen als referentietechnologie vanwege de hogere flexibiliteit wat betreft type grondstof, grootte en de lagere investeringskosten in vergelijking met de entrained flow-technologie. Volgens de literatuur resulteert het FT-proces in een operationele modus voor dieselproductie in twee verhoudingen. Ofwel de verhouding 60% diesel met 25% kerosine en 15% benzine (naar gewicht), ofwel 70% diesel en 30% benzine. Voor dit conceptadvies is gekeken naar de laatstgenoemde productmix, aangezien deze configuratie de dieselproductie maximaliseert.

10.5.1 Investeringskosten

In de investeringskosten wordt rekening gehouden met de biomassavoorbehandeling, vergassing, gasbehandeling, FT-synthese-eenheden en de nutsvoorzieningen zoals hiervoor beschreven. De referentie-installatie zal ongeveer 80 MW drop-in-diesel en -benzine produceren. Hierbij overheerst het aandeel drop-in-dieselproductie. Het energetisch rendement van biomassa naar brandstoffen is vastgesteld op 47%. De specifieke investeringsbehoefte van de hierboven geïntroduceerde standalone-installatie voor deze capaciteit wordt bepaald op 4.238 euro/kW output. De vollasturen en de economische levensduur worden vastgesteld op respectievelijk 8.000 uur/jaar en 15 jaar. Net als bij de biomethanolcategorie zijn de investeringskosten hoger in vergelijking met de berekening van vorig jaar. Het verschil is opnieuw te wijten aan de aanpassing van de kosten van het vergassingssysteem en de toevoeging van bouw- en onvoorziene kosten.

10.5.2 O&M-kosten

De O&M-kosten bestaan uit vaste en variabele kosten. Vaste O&M-kosten zijn inclusief loonkosten en onderhoudskosten. Deze kostencategorie wordt verondersteld 6% van de investeringen in vaste activa te zijn. De variabele kosten omvatten nutsvoorzieningen en kosten van andere verbruiksgoederen (bijvoorbeeld katalysatoren). Aangenomen wordt dat deze variabele O&M-kosten circa 4% van de totale investering uitmaken (inclusief elektriciteitskosten). Tabel 10.3 geeft de voorgestelde technisch-economische en subsidieparameters voor deze categorie en het bijbehorende basisbedrag.

Tabel 10.3

Technisch-economische parameters en subsidieparameters voor drop-in biobrandstoffen

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2024	Advies SDE++ 2025
Installatiegrootte	[MW output]	80	80
Vollasturen	[uur/jaar]	8.000	8.000
Investeringskosten	[€/kW output/]	3.053	4.238
Vaste O&M-kosten	{€/kW output/jaar}	183	254
Variabele O&M-kosten (exclusief biomassakosten)	[€/kWh]	0,015	0,021
Thermisch rendement	[MW synthetische brandstoffen/MW biomassa]	47%	47%
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

10.6 Bio-ethanol uit lignocellulosehoudende biomassa

In deze categorie worden lignocellulosehoudende grondstoffen gebruikt om bio-ethanol ($\text{CH}_3\text{CH}_2\text{OH}$) te produceren. De referentiecasis betreft een standalone-productiefaciliteit waarbij het proces zelfvoorzienend is (er wordt intern voldaan aan de vraag naar stoom en elektriciteit).

De belangrijkste stappen om ethanol uit lignocellulose te produceren zijn voorbereiding van biomassa, gevolgd door enzymatische hydrolyse en fermentatie en de terugwinning met ethanol als eindproduct. Het voorbereidingsproces is gericht op het optimaliseren van de hydrolyse en de processen erna en is afhankelijk van de karakteristieken van de grondstof. Tijdens de voorbereiding worden cellulose en hemicellulose gescheiden van lignine. Lignine wordt doorgaans gescheiden en gedroogd, om vervolgens als brandstof te dienen voor de processen. Enzymatische hydrolyse is een cruciale stap waarbij de cellulose wordt afgebroken tot glucose. Hemicellulose wordt door autohydrolyse omgezet in fermenteerbare suikers (C5- en C6-suikers). In het fermentatieproces worden alle suikers omgezet in bio-ethanol door verschillende micro-organismen. De lage concentratie bio-ethanol wordt via distillatie, rectificatie en dehydratering opgewaardeerd naar de gewenste hoge concentratie om benut te worden als biobrandstof. We nemen aan dat de procesenergie gewonnen wordt via lignineverbranding in een eigen boiler en dat elektriciteitsproductie plaatsvindt met de resulterende stoom. Er is dus geen externe energievoorziening nodig en er wordt – afhankelijk van de bedrijfsmodus – netto-elektriciteit opgewekt.

Afhankelijk van de fysieke eigenschappen en de chemische samenstelling van de belangrijkste grondstoffen zijn verschillende fabrieksconfiguraties ontwikkeld. In dit advies is een fabrieksconfiguratie gekozen die gemengde lignocellulosehoudende grondstoffen (inclusief B-hout) verwerkt. De installatie heeft een referentie grootte van 77 MWth output (ongeveer 80 kt outputcapaciteit) met de mogelijkheid om verschillende lignocellulosehoudende biomassa te gebruiken als grondstoffen (bijvoorbeeld houtsnippers, snoei- en dunningshout, houtpellets of afvalhout). Er wordt hierbij uitgegaan van een grootschalig commercieel project. Het energetisch rendement van biomassa naar bio-ethanol is gesteld op 37%.

10.6.1 Investeringskosten

Momenteel bestaat er wereldwijd een beperkt aantal eerste-generatie-ethanolfabrieken die lignocellulose gebruiken en die opereren op commerciële schaal. Veel commerciële fabrieken zijn inmiddels, om verschillende redenen, gesloten. Er zijn ook enkele fabrieken die nu gebouwd worden, of die gepland staan om in de komende periode gebouwd te worden.

De capaciteiten van deze fabrieken variëren tussen 10 en 90 kt ethanol. Voor de SDE++ wordt een fabriek van ongeveer 80 kt outputcapaciteit beschouwd als referentie-installatie. Naar aanleiding van het overleg met de marktpartijen is de totale investering vastgesteld op 4.090 euro/kW output. Deze investeringskosten hebben betrekking op de installatieconfiguratie die gemengde biomassa, inclusief afvalhout, kan verwerken. Vanwege het gebrek aan marktreacties zijn er geen specifieke wijzigingen aangebracht in de investeringskosten van deze categorie in vergelijking met de berekeningen van vorig jaar.

10.6.2 O&M-kosten

De operationele kosten bestaan uit vaste en variabele bedrijfskosten. Vaste bedrijfskosten omvatten arbeid, onderhoud en verschillende overheadcomponenten. Variabele bedrijfskosten bestaan uit chemicaliën en enzymvoedingsstoffen alsmede inkomsten uit het terugleveren van elektriciteit aan het elektriciteitsnetwerk. De vaste O&M-kosten worden gesteld op 204,5 euro/kW output. De totale O&M-kosten komen overeen met 5% van de investeringskosten. Voor de elektriciteitsprijs wordt een groothandelsprijs gehanteerd van 0,0699 euro/kWh. Dit is berekend op basis van de ongewogen gemiddelde elektriciteitsprijzen van 2025 tot en met 2039, op basis van de KEV 2024. Tabel 10.4 geeft de voorgestelde technisch-economische en subsidieparameters voor deze categorie en het bijbehorende basisbedrag.

Tabel 10.4

Technisch-economische parameters en subsidieparameters voor bio-ethanol uit lignocellulosehoudende biomassa

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2024	Advies SDE++ 2025
Installatiegrootte	[MW output]	77	77
Vollasturen	[uur/jaar]	8.000	8.000
Investeringskosten	[€/kW output/]	4.090	4.090
Vaste O&M-kosten	{€/kW output/jaar}	205	205
Variabele O&M-kosten (exclusief biomassakosten)	[€/kWh]	0,019	0,023
Thermisch rendement	[MW synthetische brandstoffen/MW biomassa]	37%	37%
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

10.7 Bio-LNG uit monomestvergisting

Deze categorie bouwt voort op de categorieën voor monomestvergisting en allesvergisting, gevolgd door de biogasopwaarding naar biomethaan met een zuiverheid van 96-99% en omgezet in bio-LNG via een liquefactieproces. Biogasopwaarding naar biomethaan omvat de verwijdering van waterstofsulfide (H₂S) door middel van actief kool en het verwijderen van vocht, van andere verontreinigingen en van CO₂ door membraanscheiding als de meest gebruikte upgradetechnologie. De biomethaanstroom voorafgaand aan liquefactie moet voldoen aan de technische

specificaties op het gebied van CO₂, vochtgehalte en H₂S (CO₂ dient beperkt te blijven tot 50 ppm; H₂O rond 0,1-1 ppm en H₂S niet meer dan 1-4 ppm). Om deze niveaus te bereiken kunnen extra verwijderingstappen nodig zijn, genaamd 'polijsten'. Vervolgens wordt het biomethaan naar -155 tot -160 °C gekoeld, waardoor het vloeibaar wordt. Hiermee wordt het biomethaan omgezet in bio-LNG. De in Europa geïmplementeerde bio-LNG-installaties zijn tussen de 500-1500 Nm³/uur biogas en het advies voor grootschalige monomestvergisting in de SDE++ 2024 heeft een biogascapaciteit van 381 Nm³/uur. Deze referentie bouwt voort op grootschalige monomestvergisting voor hernieuwbaar gas (>1500 kW), en gaat uit van twee vergistingsinstallaties. De mestinput per installatie is bijna 120 kt per jaar.

10.7.1 Investeringskosten

De totale investeringskosten omvatten onder andere de kosten van vergisting, gasopwaardering en de liquefactie. De categorie bouwt voort op monomestvergisting > 1500 kWth en aangenomen is dat het liquefactieproces aan het eind van de productieketen geïnstalleerd is, na opwaardering van biogas. Daarom worden de economische data voor vergisting en gasopwaardering gebaseerd op monomestvergisting > 1500 kWth, waarin schaalvoordelen, met name op gebied van gasopwaardering en warmtebehoefte, zijn meegenomen. De totale investeringskosten omvatten onder andere de kosten van de vergistingsinstallaties, gasopwaarderingsinstallaties en de liquefactie.

10.7.2 O&M-kosten

De O&M-kosten zijn net als de investeringskosten gebaseerd op monomestvergisting > 1500 kWth. Daarnaast zijn de O&M-kosten voor de liquefactie inbegrepen. Voor het liquefactieproces worden de vaste O&M-kosten gesteld op 10% van de totale investeringskosten van liquefactie. De variabele kosten omvatten ook de kosten van elektriciteitsverbruik. Voor de elektriciteitsprijzen wordt het Elektriciteitskostenmodel SDE++2025 van PBL gebruikt. Dit omvat naast de elektriciteitsprijs ook de netwerkkosten transport en de energiebelasting. We gaan ervan uit dat de aansluitcapaciteit voldoende is voor deze categorie.

Tabel 10.5

Technisch-economische parameters en subsidieparameters voor bio-LNG uit monomestvergisting

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2024	Advies SDE++ 2025
Installatiegrootte	[MW input]	4,4	4,4
Vollasturen	[uur/jaar]	8.000	8.000
Investeringskosten	[€/kW input]	3.246	3.341
Vaste O&M-kosten	{€/kW input/jaar}	754	248,6
Variabele O&M-kosten (exclusief biomassakosten)	[€/kWh output]	0,0255	0,0351
Thermisch rendement	[MW bio-LNG/MW biogas]	99%	99%
Energie-inhoud biomassa	[GJ/t]	0,53	0,53
Grondstofkosten	[€/t]	0	0
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12

10.8 Bio-LNG uit allesvergisting

Het startpunt van deze categorie is bio-LNG uit grootschalige vergisting. Voor de input wordt als referentiesubstraat uitgegaan van reststoffen uit de voedings- en genotmiddelenindustrie. Met deze techniek wordt door vergisting van reststromen methaan verkregen, die na opwerking en liquefactie als bio-LNG voor vervoersdoeleinden kan worden ingezet. De categorie bouwt voort op de grootschalige vergisting en aangenomen is dat het liquefactieproces aan het eind van de productieketen geïnstalleerd is, na opwaardering van biogas. Daarom worden de technisch-economische data met betrekking tot vergisting afgeleid uit de grootschalige vergisting voor allesvergisting. De substraatinput is ongeveer 47 kton per jaar bij een gemiddelde biogasopbrengst van iets boven de 160 m³ biogas per ton.

10.8.1 Investeringskosten

De totale investeringskosten omvatten de kosten van vergisting, gasopwaardering en de liquefactie. De totale investeringskosten voor de referentie-vergistingsinstallatie worden geschat op 4,8 miljoen euro. De investeringskosten voor de gasopwaardering en het liquefactieproces worden geschat op ongeveer 4,3 miljoen euro.

10.8.2 O&M-kosten

De vaste O&M-kosten worden geschat op 0,61 miljoen euro per jaar voor vergisting en opwaardering. Voor het liquefactieproces worden de vaste O&M-kosten gesteld op 10% van de totale investeringskosten van liquefactie. De variabele kosten omvatten onder meer de kosten van elektriciteitsverbruik. Voor de elektriciteitsprijzen wordt het Elektriciteitskostenmodel SDE++2025 van PBL gebruikt. Dit omvat naast de elektriciteitsprijs ook de netwerkkosten transport en de energiebelasting. We gaan ervan uit dat de aansluitcapaciteit voldoende is voor deze categorie. Tabel 10.6 geeft de voorgestelde technisch-economische en subsidieparameters en het basisbedrag voor deze categorie weer.

Tabel 10.6
Technisch-economische parameters en subsidieparameters voor bio-LNG uit allesvergisting

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2024	Advies SDE++ 2025
Installatiegrootte	[MW input]	5,5	5,5
Vollasturen	[uur/jaar]	8.000	8.000
Investeringskosten	[€/kW input]	2.058	2.061
Vaste O&M-kosten	{€/kW input/jaar}	193	101
Vaste O&M-kosten (liquefactie)	[€/kW output/jaar]	47	47
Variabele O&M-kosten (exclusief biomassakosten)	[€/kWh output]	0,0175	0,0265
Thermisch rendement	[MW bio-LNG/MW biogas]	95%	99%
Energie-inhoud biomassa	[GJ /t]	3,4	3,4
Grondstofkosten	[€/t]	33,0	42,6
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12

10.9 Basisbedragen

In onderstaande tabel zijn alle basisbedragen weergegeven van de categorie geavanceerde brandstoffen.

Tabel 10.7
Basisbedragen voor de SDE++-2025 [€/kWh]

Categorie	Advies SDE++ 2024	Advies SDE++ 2025	Berekenings- wijze correctie- bedrag
Biomethanol uit lignocellulosehoudende biomassa	0,1427	0,1653	36
Drop-in-biobrandstoffen uit lignocellulosehoudende biomassa	0,1390	0,1626	42
Bio-ethanol uit lignocellulosehoudende biomassa	0,1750	0,1648	36
Bio-LNG uit monovergisting	0,1799	0,1165	40
Bio-LNG uit allesvergisting	0,1174	0,1247	40

11 Elektrificatie

11.1 Grootschalige elektrische boilers

11.1.1 Algemene ontwikkelingen

De flexibele inzet van grootschalige elektrische boilers ofwel E-boilers kan een significante bijdrage leveren aan een duurzame elektrificatie van de industriële hogetemperatuurwarmteproductie. Een belangrijke uitdaging hierbij is de omgang met de huidige krapte op het Nederlandse elektriciteitsnetwerk.

Netwerkkosten bepalend voor basisbedrag

De afgelopen jaren zijn de nettarieven voor elektriciteit enorm gestegen. Bij de regionale netbeheerders zijn de transporttarieven in 2024 twee keer zo groot als in 2019 en op het hoogspanningsnet van Tennet gaat het om een factor zes. Ook op de middellange termijn zijn verdere stijgingen voorzien. De netwerkkosten vormen daardoor een bepalende bijdrage aan het basisbedrag en de subsidie-intensiteit van deze categorie. In het vorige eindadvies kwamen we zelfs tot de conclusie dat hybride E-boilers in veel gevallen vanzelf rendabel zijn als er geen additionele netwerkkosten zijn, bijvoorbeeld bij grootschalige elektriciteitsproductie op de bedrijfslocatie, of als de bedrijfslocatie onderdeel is van een zogenaamde energiehub, waarbij de netaansluiting wordt gedeeld met meerdere bedrijven.

In de uitgangspunten is gevraagd om de invloed van de netwerkkosten op het basisbedrag inzichtelijk te maken. Dit doen we door het basisbedrag te berekenen voor drie situaties: met uitbreiding van de vaste netcapaciteit, met flexibel netgebruik, én voor projecten zonder additionele netwerkkosten, zie paragraaf 11.1.9. We constateren dat de berekende basisbedragen voor 2025 ook zonder netwerkkosten hoger zijn dan de langetermijnprijs. Er resteert dus ook zonder netwerkkosten een onrendabele top. Het verschil met vorig jaar is deels te verklaren door de lagere langetermijnprijs. De energieprijstramingen uit de KEV, waar deze op gebaseerd is, zijn in 2024 naar beneden bijgesteld. Desalniettemin is de bijdrage van de netwerkkosten aan het basisbedrag met 33% substantieel.

Toepassen non-firm-ATO leidt tot lagere netwerkkosten referentie-installatie

In de uitgangspunten is gevraagd rekening te houden met de schaarste van netwerkkapaciteit. Het gebrek aan beschikbare capaciteit in Nederland speelt op alle netvlakken en in het grote merendeel van de voedingsgebieden, zie de [capaciteitskaart van Netbeheer Nederland](#). We nemen dan ook aan dat de beschikbaarheid van netcapaciteit ook voor het grote merendeel van de elektrificatieprojecten met elektrische boilers de beschikbaarheid van netcapaciteit een beperkende factor vormt. Met de introductie van alternatieve transportrechten (ATR) en de zogenaamde *non-firm* aansluit- en transportovereenkomst (non-firm-ATO) kan buiten de piekuren – waar beschikbaar – de resterende transportcapaciteit buiten de piekuren worden ontsloten voor flexibel netgebruik. Hybride elektrische boilers (met gasketel als achtervang) zijn uitstekend in staat om hier gebruik van te maken. Voor nieuwe projecten in deze categorie zal een ATR of non-firm-ATO vaak de enige manier zijn om voldoende netcapaciteit vrij te spelen. Ook voor het tegengaan van netcongestie in het energiesysteem als geheel is het wenselijk om het elektriciteitsgebruik waar mogelijk te verschuiven naar momenten buiten de piekuren van netcongestie. Ook voor het tegengaan van

netcongestie in het energiesysteem als geheel is het wenselijk om het elektriciteitsgebruik waar mogelijk te verschuiven naar de momenten buiten de piekuren van netcongestie. De bijbehorende compensatie kan voor de betreffende netgebruikers een flinke besparing op de transportkosten betekenen.

Rekeninghoudend met de capaciteitsschaarste is het aannemelijk dat de meeste projecten in deze categorie gebruik zullen maken van een ATR of non-firm-ATO. Rekeninghoudend met de capaciteitsschaarste en de beschikbaarheid van ATR is het aannemelijk dat de meeste projecten in deze categorie gebruik zullen maken van een ATR of non-firm-ATO. Daarom nemen we dit ook bij de referentie-installatie van deze categorie als uitgangspunt. De toepassing van een non-firm-ATO, zoals beschreven in paragraaf 11.1.3, leidt in dit geval tot een vermindering van de meegenomen transportkosten met 46 procent. Ondanks de verdere stijging van de nettarieven ten opzichte van het vorige eindadvies, komen de meegenomen netwerkkosten in dit advies daardoor lager uit.

Extra categorie voor bestaande elektrische boilers

Desalniettemin zijn er gerealiseerde SDE++-projecten die op dit moment niet rendabel kunnen draaien, omdat bij de aanvraag in eerdere subsidierondes werd uitgegaan van lagere netwerkkosten. In de uitgangspunten is advies gevraagd over een extra categorie voor deze bestaande installaties, waarbij alleen de operationele kosten worden meegenomen, gedurende een looptijd van 5 jaar. Daarbij nemen we in overweging dat het aantal vollasturen met hernieuwbare elektriciteit in de komende jaren nog beperkt is. Het advies en bijbehorend basisbedrag staan in paragraaf 0.

Berekening vollasturen hernieuwbare elektriciteit aangepast op Noordwest-Europa

In lijn met de uitgangspunten gaan we ervanuit dat de elektrische boiler alleen produceert op momenten dat hernieuwbare elektriciteit de marginale optie is. Het aantal vollasturen van de categorie is een schatting van het aantal uren met hernieuwbare elektriciteit als marginale optie. In de eindadviezen voor de SDE++ 2020 tot en met SDE++ 2023 werd deze schatting gebaseerd op de marginale kosten van de Nederlandse productie-eenheden uit de elektriciteitsprijsraming van het model Competes zoals gebruikt in de prijsramingen voor de KEV.

In 2023 heeft de Europese Commissie verzocht om deze vollasturenschatting aan te passen, zodat de invloed van Noordwest-Europese productie-eenheden wordt meegenomen. Immers, door interconnecties op het Europese netwerk kan additioneel elektriciteitsgebruik in Nederland leiden tot het bijschakelen van een buitenlandse centrale. Omdat het destijds niet haalbaar was de berekening met Competes aan te passen, hebben we de het maximum aantal vollasturen gebaseerd op het prijsniveau waarbij geen enkele fossiel aangedreven centrale rendabel kan zijn. Deze schatting is toegepast op de regelingen van 2023 en 2024. Met de modellering voor de KEV 2024 hebben we meer inzicht gekregen in de buitenlandse productie-eenheden, waardoor het bepalen van de uurlijkse marginale optie kan worden uitgebreid naar productie-eenheden in Noordwest-Europa.

11.1.2 Investeringskosten

De investeringskosten voor de elektrische boiler zijn vastgesteld op basis van de RVO-aanvragen uit voorgaande jaren, en bedragen 257 euro/kWth. De kosten voor uitbreiding van de netwerkaansluiting zijn apart berekend en bedragen 48 euro/kWth. Zie ook tabel 11.1 voor een overzicht van de meegenomen investeringskosten.

Tabel 11.1

Overzicht van wel en niet meegenomen kosten van grootschalige elektrische boilers

Kostencategorisering	Kostencomponent
Meegewogen kosten	Directe kosten (boiler, pompsystemen, elektriciteitsinfrastructuur binnen en buiten het hek, leidingwerk, meetapparatuur, civiele werken, steigers, kranen). Indirecte kosten (engineering, supervisie, afsluitprovisie, uitbreiding netwerkaansluiting).
Niet meegewogen kosten	Participatiekosten en voorbereidingskosten (bijvoorbeeld kosten geologisch onderzoek, haalbaarheidsstudies of vergunningen).

11.1.3 Vaste operationele kosten

De vaste operationele kosten bestaan uit de operationele- en onderhoudskosten en de netwerk-kosten. De operationele en onderhoudskosten zijn gezet op 3% van de aanschafprijs plus installatiekosten van de elektrische boiler. De kosten voor het flexibel kunnen inzetten van de elektrische boiler (bediening, software, enzovoort) zijn ook in dit percentage meegenomen.

Netwerkkosten

De netaansluiting van de referentie-installatie valt onder de regionale netbeheerders, in de aansluitcategorie tussenpanning. In de berekening is aangenomen dat de bedrijfslocatie aanvankelijk een netaansluiting heeft in de categorie Trafo HS + TS/MS. Voor installatie van de elektrische boiler is een nieuwe aansluiting nodig in de categorie tussenspanning. De additionele investeringskosten hiervoor zijn meegenomen in de berekening.

De vaste netwerkkosten bestaan uit de kosten voor vastrecht en transportkosten. Voor de transportkosten zijn we uitgegaan van de nettarieven in 2024, vermenigvuldigd met de verwachte gemiddelde stijging in de subsidieperiode 2025-2039 van 191 procent. Voor de regionale netbeheerders is deze gebaseerd op het ontwikkelpad B (hoge investeringen en operationele kosten en hoge volumes) uit het rapport Ontwikkeling netkosten tot 2050 (ACM, 2024b), aangevuld met de gemiddelde verwachte tariefstijging van de regionale netbeheerders in 2025.

Voor het verkrijgen van de benodigde netcapaciteit gaan we ervan uit dat er een non-firm-ATO wordt gebruikt. Voor de bijbehorende reductie van de transporttarieven nemen we aan dat die rechtvaardig is met de verhouding tussen het aantal niet benodigde uren en de 8760 uren in een jaar. Bij 4.700 vollasturen elektriciteitsgebruik betekent dat een reductie van 46 procent. De vaste netwerkkosten komen daarmee uit op 85 euro/kW_{th} per jaar.

11.1.4 Variabele operationele kosten

De variabele operationele kosten bestaan uit inkoopkosten en energiebelasting voor elektriciteit.

Marktprijs elektriciteit

Voor de inkoopkosten kijken we naar de 4.700 vollasturen met de laagste groothandelsprijs, gemiddeld over de subsidieperiode. Baten uit balanshandhaving worden niet meegenomen. Op basis van de Competes elektriciteitsprijsraming voor de KEV 2024 komen we voor de gemiddelde groothandelsprijs uit op 0,0444 euro/kWhe.

Belastingen elektriciteit

De schatting van de gemiddelde energiebelasting in de subsidieperiode is gebaseerd op de raming van de energiebelasting zoals gebruikt in de KEV 2024 en het totale jaarlijkse elektriciteitsverbruik van de referentie-installatie. Deze kosten bedragen 0,0026 euro/kWhe.

11.1.5 Vollasturen

We gaan ervanuit dat de elektrische boiler alleen wordt gebruikt in de uren dat CO₂-vrije elektriciteitsproductie bron de marginale optie is. We berekenen het aantal CO₂-vrije uren met data uit de elektriciteitsproductieraming voor de KEV 2024, specifiek de raming voor vastgesteld en voorgenoemen beleid. Voor de berekening wordt per uur uit de beschikbare productie-eenheden de marginale optie geselecteerd. De verzameling beschikbare productie-eenheden hebben we dit jaar uitgebreid van alleen de Nederlandse eenheden naar eenheden in Noordwest-Europa. Buitenlandse eenheden worden alleen meegenomen in de uren dat de interconnectie met het betreffende buurland nog niet volledig is belast. Immers, zonder beschikbare interconnectiecapaciteit kan de elektriciteit niet naar Nederland worden doorgevoerd. Het resulterende jaarlijks aantal CO₂-vrije uren elektriciteitsgebruik is weergegeven in tabel 11.2.

Door statistische variatie in de modellering, specifiek de (timing van) gesimuleerde investeringsbeslissingen, kan het voorkomen dat een bepaalde productie-eenheid het ene jaar wel in de modeluitkomsten zit en het andere niet. Bij beschouwing van een enkel zichtjaar kan dit leiden tot een jaar-op-jaar verschil van honderden vollasturen. We hebben daarom voor de schatting van het aantal vollasturen niet gekeken naar een enkel zichtjaar, maar naar het gemiddelde aantal vollasturen over de laatste tien jaar van de subsidieperiode: 2030 tot en met 2039. Daarmee komen we op een totaal van 4.700 vollasturen. In de uitgangspunten wordt gevraagd om ook het jaarlijks aantal vollasturen te berekenen waarvoor de jaargemiddelde CO₂-emissie van de elektriciteitsproductie voor gebruik van een elektrische boiler lager is dan de CO₂-emissie van een gasketel. We zijn daarbij uitgegaan van dezelfde productie-eenheden in Noordwest-Europa en houden voor de gasketel een emissie aan van 0,225 kg CO₂/kWhth. Het resultaat staat in tabel 11.3. Hieruit blijkt dat de hybride E-boiler ook in de eerste jaren van de subsidieperiode minder uitstoot veroorzaakt dan een gasketel.

Tabel 11.2

Jaarlijks aantal uren waarin elektriciteitsproductie uit hernieuwbare bron de marginale optie is voor elektriciteitsgebruik in Nederland. Gebaseerd op beschikbare productie-eenheden in Noordwest Europa

Jaar	Aantal uren hernieuwbaar elektriciteitsgebruik
2025	712
2026	984
2027	2.987
2028	2.409
2029	3.124
2030	3.722
2031	4.344
2032	4.747
2033	4.929
2034	4.929
2035	5.244
2036	4.941
2037	4.710
2038	4.747
2039	4.863

Tabel 11.3

Aantal vollasturen waarvoor de jaargemiddelde CO₂-emissie van de elektriciteitsproductie voor gebruik van een elektrische boiler lager is dan de emissie van een gasketel

Jaar	Aantal uren CO ₂ -emissie E-boiler lager dan gasketel
2025	6.271
2026	6.996
2027	7.905
2028	8.148
2029	8.760

11.1.6 Beschrijving referentie-installatie

Dit advies is gericht op de toepassing van grootschalige elektrische warmteproductie. De categorie is van toepassing op elektrische stoomboilers, maar ook op de elektrische verwarming van andere media, zoals olie en lucht. De installatie dient als flexibele vervanging van een fossiel gestookte verwarmingsinstallatie, bijvoorbeeld een gasketel of WKK, in de uren dat CO₂-vrije elektriciteit de marginale optie is. Het is aannemelijk dat dit ook de momenten zijn met de laagste prijzen.

De referentie-installatie voor deze categorie is een elektrische boiler met een verbruiksvermogen van 20 MWe en een efficiëntie van 99%, voor warmtelevering op 10 tot 20 bar (circa 180-210 °C). De installatie bestaat uit de elektrische boiler (inclusief controlepaneel), de benodigde elektriciteitsinfrastructuur (kabels, transformatoren) binnen en buiten het hek en de aansluiting op het warmtewerk (leidingwerk). De boiler wordt 4.700 uur per jaar ingezet als flexibele capaciteit. Er is gerekend met een aanpassing van de netaansluiting naar tussenspanning, waarbij gebruik wordt gemaakt van een alternatieve transportovereenkomst, zie toelichting in paragraaf 11.1.3. De productie-eenheid voor deze categorie is de geleverde en nuttig aangewende warmte.

11.1.7 Aanname restwaarde en vermeden CO₂-emissies

Er wordt aangenomen dat de economische levensduur van de elektrische boiler 15 jaar is. Er restteert daarom geen restwaarde na de 15 jaar subsidieperiode.

De vermeden CO₂-emissies worden bepaald aan de hand van een generieke emissiefactor voor omzetting van aardgas naar warmte van 0,225 kg CO₂/kWh op basis van een gasgestookte ketel met een efficiëntie van 90% (op basis van onderwaarde).

11.1.8 Basisbedrag

Tabel 11.4 geeft een samenvatting van de technisch-economische parameters en subsidieparameters. De invloed van de netwerkkosten op het basisbedrag zijn inzichtelijk gemaakt in tabel 11.5. Er zijn drie situaties vergeleken. In het eerste geval wordt uitgegaan van een vaste transportovereenkomst en worden de volledige netwerkkosten meegerekend. In de tweede situatie – het uitgangspunt voor de referentie-installatie – wordt er een non-firm-ATO afgesloten, met een reductie van 46% in de transporttarieven. In de derde situatie is er reeds voldoende transportcapaciteit op de bedrijfslocatie en heeft het project geen additionele netwerkkosten. De basisbedragen zijn in alle gevallen hoger dan de langetermijnprijs. Op basis van de huidige prijsramingen en bij 4.700 vollasturen is er voor industriële elektrische boilers (waar geen sprake is van een ETS-correctie) dus zowel met als zonder netwerkkosten sprake van een onrendabele top.

Tabel 11.4

Technisch-economische en subsidieparameters parameters voor grootschalige elektrische boiler

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2024	Advies SDE++ 2025
Inputvermogen	[kWe]	20.000	20.000
Outputvermogen	[kWth]	19.800	19.800
Vollasturen warmteafzet	[uren/jaar]	3.300	4.700
Investeringskosten	[€/kWth]	257	305
Vaste O&M-kosten - netwerkkosten	[€/kWth/jaar]	190	85
Vaste O&M-kosten - onderhoud	[€/kWth/jaar]	4,77	4,80
Variabele O&M-kosten	[€/kWth]	0,0328	0,0444
Basisbedrag SDE++	[€/kWth]	0,1113	0,0780
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

Tabel 11.5

Invloed van situatie netaansluiting op het basisbedrag voor elektrische boilers

Situatie	O&M netwerkkosten [€/kWth/jaar]	Basisbedrag [€/kWth]
Vaste transportovereenkomst – volledige netwerkkosten	156	0,0950
Non-firm-ATO – 46% korting op transporttarieven	85	0,0780
Voldoende transportcapaciteit – geen netwerkkosten	0	0,0568

11.2 Operationele kosten van bestaande elektrische boilers

Sinds 2020 zijn de transporttarieven op de regionale netten ruim verdubbeld. In eerdere subsidierondes was deze stijging niet voorzien. Installaties met een bestaande beschikking krijgen daardoor in sommige gevallen te maken met operationele kosten die hoger zijn dan de netto subsidiebedragen, waardoor de installaties minder of niet worden gebruikt. In de uitgangspunten is advies gevraagd over een extra categorie voor bestaande elektrische boilers, waarbij alleen de operationele kosten worden meegenomen, met een looptijd van 5 jaar. Daarvoor moeten onder anderen de langetermijnprijs en de basisenergieprijs worden aangepast op de kortere looptijd. Ook de operationele kosten en vollasturen worden aangepast op de jaren 2025-2029. De referentie-installatie is dezelfde als voor de hoofdcategorie elektrische boilers: een elektrische boiler voor de productie van stoom op 10 tot 20 bar. Investeringskosten worden niet meegenomen en de vermeden CO₂-emissie is gelijk aan de reguliere elektrische boiler.

11.2.1 Vollasturen

We gaan ervanuit dat de installatie alleen wordt gebruikt op de momenten dat CO₂-vrije elektriciteitsproductie de marginale optie is. In de jaren tot 2030 is het opgesteld vermogen hernieuwbare opwek nog sterk in ontwikkeling. Het beschikbaar aantal vollasturen komt daardoor lager uit. Voor de jaren 2025 tot en met 2029 gaat het om afgerond gemiddeld 2.000 vollasturen per jaar, zie tabel 11.2.

11.2.2 Vaste operationele kosten

De onderhoudskosten zijn gelijk aan die van een nieuw project en bedragen 3% van de investeringskosten voor hoofd- en hulpapparatuur, plus installatiekosten, in totaal 4,8 euro/kWth per jaar. De verwachte stijging van de nettarieven is aangepast aan de kortere subsidieperiode 2025-2029 en bedraagt 138% ten opzichte van 2024. Ook voor deze categorie gaan we ervan uit dat voor de benodigde netcapaciteit een non-firm-ATO wordt afgesloten. Onder de aanname dat de bijbehorende korting evenredig is aan het aantal niet benodigde uren netgebruik, zouden we voor 2000 vollasturen uitkomen op een besparing van 77% op de transportkosten. Het is echter nog niet duidelijk of de korting op de regionale netten ook bij minder dan de helft van de gebruikte uren nog lineair doorstijgt. Voor de hoogspanningsnetten zijn al wél concrete getallen beschikbaar. De combinatie van een tijdsduurgebonden transportovereenkomst (85/15) en de beperking van het elektriciteitsgebruik in de uren met een hogere wegingsfactor voor het nieuwe tarief $kW_{\max-gewogen}$ leidt tot een totale korting van ongeveer 65%. Omdat het nog onduidelijk is of er met 2000 vollasturen een nog hogere korting haalbaar is, kiezen we ervoor deze ontwikkeling op de hoogspanningsnetten te extrapoleren naar de referentie-installatie in de aansluitcategorie tussenspanning. De netwerkcosten komen daarmee uit op 55,5 euro/kWth per jaar.

11.2.3 Variabele operationele kosten

De inkoopkosten voor elektriciteit voor de laagst geprijsde 2000 uren in de jaren 2025 tot en met 2029 en bedragen gemiddeld 0,0263 euro/kWhe. De energiebelasting bedraagt 0,0026 euro/kWhe.

11.2.4 Basisbedrag

De subsidieparameters van deze categorie zijn weergegeven in tabel 11.6. Ter vergelijking zijn de basisbedragen ook berekend voor de situatie met volledige netwerkcosten en zonder netwerkcosten, zoals weergegeven in tabel 11.7.

Tabel 11.6

Technisch-economische en subsidieparameters parameters voor operationele kosten elektrische boiler

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2025
Inputvermogen	[kWe]	20.000
Outputvermogen	[kWth]	19.800
Vollasturen warmteafzet	[uren/jaar]	2.000
Investeringskosten	[€/kWth]	-
Vaste O&M-kosten - netwerkcosten	[€/kWth/jaar]	56
Vaste O&M-kosten - onderhoud	[€/kWth/jaar]	4,8
Variabele O&M-kosten	[€/kWthh]	0,0292
Basisbedrag SDE++	[€/kWthh]	0,0660
Looptijd subsidie	[jaar]	5

Tabel 11.7

Invloed van situatie netaansluiting op het basisbedrag voor operationele kosten elektrische boilers

Situatie	O&M netwerkcosten [€/kWth/jaar]	Basisbedrag [€/kWthh]
Vaste transportovereenkomst – volledige netwerkcosten	157	0,1230
Non-firm-ATO – 65% korting op transporttarieven	37	0,0667
Voldoende transportcapaciteit – geen netwerkcosten	0	0,0359

11.3 Hogetemperatuur-thermische opslag

11.3.1 Algemene ontwikkelingen

Na de introductie van deze categorie in het vorige eindadvies is in de SDE++ 2024 voor het eerst de mogelijkheid opgenomen om subsidie aan te vragen voor elektrisch aangedreven warmteproductie waarbij sprake is van uitgestelde levering (HT-TES). Hierbij is voor de verhouding tussen het elektrisch vermogen en thermisch vermogen een ondergrens gesteld van 1,5. In dit advies gaan we uit van de effectieve vermogensverhouding, dat wil zeggen de verhouding tussen het elektrisch en thermisch vermogen vermenigvuldigd met de efficiëntie. In de regeling is verder een ondergrens opgenomen voor de opslagcapaciteit, van 3 MWh opslag per MW thermisch vermogen.

Ondergrens voor opslagcapaciteit

In de uitgangspunten voor dit advies wordt gevraagd te onderzoeken of er inderdaad een ondergrens voor de opslagcapaciteit kan worden gehanteerd. Uit onze uitvraag naar dit onderwerp in de marktconsultatie zijn geen bezwaren naar boven gekomen tegen het hanteren van een ondergrens. De beoogde opslagcapaciteit verschilt per project, met waardes tussen ongeveer 5 en 20 MWh/MWth. Uit het uitgangspunt van hernieuwbaar elektriciteitsgebruik kan ook een minimale opslagcapaciteit worden afgeleid.

De toegevoegde waarde van deze categorie ten opzichte van de conventionele elektrische boiler is het hogere aantal vollasturen warmtelevering. Afhankelijk van het gewenste aantal vollasturen warmtelevering en de momenten van elektriciteitsgebruik is ook een zekere opslagcapaciteit nodig. Elektriciteit uit hernieuwbare opwek is niet altijd beschikbaar. De periodes zonder wind en zon, zogenaamde *dunkelflauten*, kunnen tot wel een week aanhouden. De capaciteit van een thermische opslag is een maat voor het aantal uren warmtelevering dat zonder elektriciteitsgebruik overbrugd kan worden en vormt dus ook een beperkende factor voor het totaal aantal vollasturen dat met hernieuwbare elektriciteit kan worden ingevuld. Bijvoorbeeld, bij 8000 vollasturen warmtelevering blijven er slechts 760 uren per jaar over die niet vanuit de opslag hoeven te worden overbrugd. Uitgaande van 4700 vollasturen opladen (zie paragraaf 11.3.6), is er voor het invullen van de resterende uren een opslagcapaciteit nodig van 28 MWh per MW thermisch vermogen (berekend met prijsdata uit de elektriciteitskostenraming voor de KEV 2024). Dit is beduidend groter dan de typische capaciteit van bij ons bekende projecten. De referentie-installatie in dit eindadvies levert 7000 vollasturen. De bijbehorende minimale opslagcapaciteit is 9 MWh/MWth.

In principe is kunnen de vollasturen ook door een kleinere opslag worden ingevuld, maar dan moet deze wel vaker worden opgeladen, deels buiten de uren met hernieuwbare elektriciteit als marginale optie. Door een passende ondergrens voor de opslagcapaciteit te hanteren, kan het risico op gebruik van deels niet-hernieuwbare energie worden verkleind.

Combinatie E-boiler en thermische opslag

In de marktconsultatie hebben we verschillende reacties gekregen over interesse in de combinatie van HT-TES met een elektrische boiler. Het gaat om het indienen van twee aanvragen, een voor een E-boiler en een voor HT-TES, of om het bijplaatsen van HT-TES bij een bestaande E-boiler. De E-boiler wordt dan voor warmtelevering in de laagst geprijsde uren gebruikt en de thermische opslag wordt voornamelijk ingezet voor uitgestelde levering in de uren zonder hernieuwbare elektriciteit. Deze combinatie kan financieel voordelig zijn. Daarnaast is het aantrekkelijk om zo een hoger aantal vollasturen duurzame warmtelevering te realiseren.

Echter, de periodes zonder hernieuwbare elektriciteitsproductie blijven gelijk, en ook de benodigde opslagcapaciteit om die te overbruggen. Indien het elektriciteitsgebruik daadwerkelijk wordt beperkt tot de uren met hernieuwbare opwek, is er voor een groter totaal aantal vollasturen (bij gelijkblijvend thermisch vermogen) een grotere opslagcapaciteit nodig. Zonder extra opslag kunnen de extra vollasturen alleen worden ingevuld door elektriciteitsgebruik buiten de emissievrije uren.

In navolging van de uitgangspunten worden de categorieën in dit advies afzonderlijk beschouwd. Dat geldt ook voor de categorieën elektrische boilers en HT-TES. De oorspronkelijke situatie is voor beide een gasgestookte warmtevoorziening. We gaan er vanuit dat de HT-TES wordt gebruikt voor zowel de directe als uitgestelde levering. Bij installaties die tegelijk kunnen opladen en uitkoppelen is dat geen probleem.

Er zijn ook technologieën, bijvoorbeeld met hete lucht als tussenmedium, waarbij op- en ontladen niet goed tegelijk gaat, of additioneel elektrisch vermogen relatief hoge investeringskosten heeft. In dat geval kan de combinatie van thermische opslag en een E-boiler uitkomst bieden. We merken op dat ook deze projecten een waardevolle bijdrage kunnen leveren aan een flexibele elektrificatie van de industriële warmteproductie.

11.3.2 Beschrijving technologie en referentie-installatie

Deze categorie betreft het gebruik van thermische opslag voor de uitgestelde levering van hoge-temperatuurwarmte (boven de 100 °C) aan industriële productieprocessen. In dit advies richten we ons op HT-TES voor de warmtelevering aan industriële processen in Nederland, maar niet op warmteproductie voor ruimteverwarming. Er zijn verschillende technieken in ontwikkeling en op de markt. Als opslagmedium kan gesmolten zout worden gebruikt, maar ook bijvoorbeeld zand, steen en staalslakken.

De drie belangrijkste eigenschappen van een HT-TES-systeem zijn de opslagcapaciteit, het elektrisch vermogen (opladen) en het thermisch vermogen (ontladen) van de opslag. De verhouding tussen opslagcapaciteit en thermisch vermogen geeft het aantal uren warmtelevering dat met de opslag kan worden overbrugd. Het elektrisch vermogen bepaalt het benodigd aantal uren om de opslag op te laden. Een hoger laadvermogen betekent een grotere investering maar lagere variabele elektriciteitskosten, omdat het elektriciteitsgebruik verder kan worden geconcentreerd in de goedkoopste uren. Deze afwegingen tussen technische parameters, kosten, bedrijfsvoering en CO₂-reductie zijn voor elk project anders.

Referentie-installatie

De referentie-installatie is een HT-TES-systeem voor uitgestelde warmtelevering in een industrieel proces met stoom op 10 tot 20 bar (circa 180-210 °C). De installatie heeft een thermisch vermogen van 12,5 MW_{th} en een elektrisch vermogen van 19,7 MW_e. Met inbegrip van het warmteverlies van 5% per laadcyclus heeft de installatie een effectieve vermogensverhouding van 1,5. De opslagcapaciteit bedraagt 119 MWh, waarmee kan worden voorzien in ruim 9 vollasturen warmtelevering.

Afbakening

Hoewel het basisbedrag wordt berekend voor één referentie-installatie, kan het advies ook worden toegepast op HT-TES-projecten met andere technische parameters. Hierbij adviseren we enkele beperkingen te hanteren. Ten eerste adviseren we het vermogen voor warmtelevering te beperken tot 50 MW_{th}, omdat daarboven nog weinig kosteninformatie beschikbaar is en de aanname van een lineaire kostenschaling niet meer onderbouwd zou zijn. Bij grotere installaties kan verwacht

worden dat het schaalvoordeel leidt tot relatief lagere investeringskosten. Ten tweede moet er rekening worden gehouden met het voorgeschreven maximum van 4700 vollasturen elektriciteitsgebruik. Daartoe adviseren we om de effectieve vermogensverhouding van projecten in deze categorie te beperken tot waarden van 1,5 en groter, bij 7000 vollasturen warmtelevering. Ten slotte is er voor 7.000 vollasturen warmtelevering uit de uren met CO₂-vrije elektriciteit een opslagcapaciteit nodig van 9 MWh/MWth of groter. Dit advies is ook van toepassing op projecten met een kleinere opslagcapaciteit, maar dan met minder vollasturen. Dit wordt nader toegelicht in paragraaf 11.2.6.

11.3.3 Investeringskosten

Er is nog onvoldoende kosteninformatie beschikbaar om een referentie-installatie vast te stellen die voor het merendeel van de projecten passend is. We gaan daarom uit van een kosteneffectief project. De investeringskosten zijn berekend met informatie uit de marktconsultatie. De kostenverdeling over de opslag zelf en de techniek voor het opladen en ontladen verschillen per technologie en per project. De opslagsystemen voor de bij ons bekende projecten, met vermogens tussen de 5 en 20 MWth, zijn vaak modulair opgebouwd. De investeringskosten schalen in dat geval ongeveer lineair met capaciteit en vermogen. Voor het vermogen voor opladen en ontladen gaan we uit van respectievelijk 150 euro/kWe en 150 euro/kWth. De opslag zelf schatten we in op 40 euro/kWh. Voor de randapparatuur, leidingwerk en elektrische infrastructuur binnen het hek nemen we een vaste post op van 2.000.000 euro, in lijn met de referentie-installatie van de categorie elektrische boilers. Ten slotte worden de meerkosten meegenomen voor het aanpassen van de netwerkaansluiting naar tussenspanning, ter waarde van 954.546 euro.

11.3.4 Vaste operationele kosten

De vaste operationele kosten bestaan uit de onderhoudskosten en netwerkkosten voor elektriciteit. Voor de onderhoudskosten gaan we uit van jaarlijks 3% van de investeringskosten voor hoofdapparatuur en besturing van de HT-TES, ofwel 22,2 euro/kWth per jaar. De netwerkkosten zijn op dezelfde manier bepaald als voor de elektrische boiler. We gaan ervanuit dat projecten met thermische hogetemperatuuropslag gebruikmaken van alternatieve transportovereenkomsten. Voor referentie-installatie wordt een non-firm-ATO afgesloten voor een aansluiting op tussenspanning. De schatting van de resulterende effectieve transporttarieven is gegeven door de normale tarieven, vermenigvuldigd met de verhouding tussen het aantal vollasturen elektriciteitsgebruik en het aantal uren in het jaar. Voor 4700 vollasturen opladen bedraagt die verhouding 54%. Daarnaast worden de transporttarieven van 2024 vermenigvuldigd met de gemiddelde stijging over de subsidieperiode van 191%, zoals bepaald in de netwerkkostenraming, paragraaf 3.3. De netwerkkosten komen daarmee uit op 132 euro/kWth per jaar.

11.3.5 Variabele operationele kosten

De variabele operationele kosten bestaan uit de inkoopkosten en de belastingen voor elektriciteit.

Marktprijs elektriciteit

Voor het elektriciteitsgebruik worden dezelfde aannames gebruikt als voor de categorie elektrische boilers, namelijk een flexibele inzet in de 4700 vollasturen met de laagste groothandelsprijs. Baten uit balanshandhaving zijn hierin niet meegenomen. Op basis van de elektriciteitsprijsraming voor de KEV 2024 komen we voor de gemiddelde groothandelsprijs elektriciteit in de laagsteprijsde 4.700 uur in de subsidieperiode uit op 0,0413 euro/kWhe.

Belastingen elektriciteit

De schatting van de gemiddelde energiebelasting in de subsidieperiode is gebaseerd op de raming van de energiebelasting zoals gebruikt in de KEV 2024 en het totale jaarlijkse elektriciteitsverbruik van de referentie-installatie. Deze kosten bedragen 0,0026 euro/kWhe.

11.3.6 Vollasturen

In lijn met de categorie elektrische boilers gaan we uit van 4.700 uren vollast elektriciteitsgebruik. Dit is het gemiddeld aantal uren met hernieuwbare elektriciteit als marginale optie in de jaren 2030 tot 2039. Bij een effectieve vermogensverhouding van 1,5 leidt dat tot maximaal 7000 vollasturen warmtelevering. Daarmee kan een proces in continubedrijf goeddeels van warmte worden voorzien.

De opslagcapaciteit die nodig is om de uren zonder hernieuwbare elektriciteit voldoende te kunnen overbruggen hebben we ingeschat op basis van de elektriciteitsprijsraming voor de KEV 2024. De minimale capaciteit waarbij gemiddeld over de subsidieperiode jaarlijks 1.760 vollasturen warmtelevering niet uit opslag kunnen worden ingevuld, bedraagt 9 MWh/MWth. Voor de referentie-installatie komen we daarmee uit op een opslagcapaciteit van 119 MWh. Voor installaties met minder vollasturen kan een installatie met minder opslagcapaciteit en een lagere vermogensverhouding ook voldoen. Ter vergelijking hebben we het basisbedrag ook bepaald voor een installatie met 6000 vollasturen warmtelevering en een vermogensverhouding van 1,3. De resultaten zijn weergegeven in tabel 11.8.

Tabel 11.8

Basisbedragen en maximum aantal vollasturen CO₂-vrije warmtelevering voor HT-TEO-projecten met verschillende effectieve vermogensverhoudingen.

Effectieve vermogensverhouding	Opslagcapaciteit [MWh/MWth]	Maximum aantal vollasturen warmtelevering	Basisbedrag [€/kWhth]
> 1,3	4	6.000	0,0918
> 1,5	9	7.000	0,0930

11.3.7 Aannee restwaarde en vermeden CO₂-emissies

Er wordt aangenomen dat de economische levensduur van de installatie 15 jaar is. Er resteert daarom geen restwaarde na de 15 jaar subsidieperiode.

De vermeden CO₂-emissies worden bepaald aan de hand van een generieke emissiefactor voor omzetting van aardgas naar warmte van 0,225 kgCO₂/kWhth op basis van een gasgestookte ketel met een efficiëntie van 90% (op basis van onderwaarde).

11.3.8 Basisbedrag

De subsidieparameters voor deze categorie zijn weergegeven in tabel 11.9.

Tabel 11.9

Technisch-economische en subsidieparameters parameters voor thermische hogetemperatuuropslag

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2024	Advies SDE++ 2025
Inputvermogen	[kWe]	19.737	19.737
Outputvermogen	[kWth]	12.500	12.500
Vollasturen elektriciteitsgebruik	[uur/jaar]	3.300	4.700
Vollasturen warmtelevering	[uur/jaar]	5.000	7.000
Investeringskosten	[€/kWth]	1.069	1.005
Vaste O&M-kosten - netwerkkosten	[€/kWth /jaar]	297	95
Vaste O&M-kosten - onderhoud	[€/kWth/jaar]	29	22
Variabele O&M-kosten	[€/kWthh]	0,0339	0,0466
Basisbedrag SDE++	[€/kWthh]	0,1359	0,0930
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

11.4 Industriële warmtepompen

11.4.1 Algemene ontwikkelingen

Lagere langetermijnprijs gas leidt tot minder rendabele projecten

Ten opzichte van het vorige eindadvies is de langetermijnprijs voor aardgas gedaald, van 0,0514 naar 0,0275 euro/kWh in onderwaarde. Dit leidt tot een hogere subsidie-intensiteit voor de categorieën industriële warmtepompen. Bij een voldoende hoge COP-waarde zijn de variabele operationele kosten voor gebruik van de warmtepomp lager dan de kosten voor warmte uit de WKK. Uitgaande van de prijsramingen uit het vorige eindadvies lag het omslagpunt op een COP van 3,6. Nu ligt dat omslagpunt bij een waarde van 5,2. Om op die manier ook de vaste projectkosten tijdig terug te verdienen, en daarmee de meeste projecten vanzelf rendabel te maken, is een nog hogere COP nodig. In de voorgaande eindadviezen hebben we voor alle categorieën industriële warmtepomp deze maximale COP-waarde berekend. Bij de huidige langetermijnprijzen constateren we echter dat de vaste en variabele kosten van industriële warmtepompen met alleen een besparing op aardgas niet kunnen worden terugverdiend.

Het ETS-voordeel door inzet van een warmtepomp werd tot nu toe niet meegenomen in de berekening van de maximale COP-waarde. Voor de rangschikking wordt bij industriële warmtepompen wel uitgegaan van ETS-installaties. Voor projecten met ETS-voordeel geldt een lagere maximale COP-waarde. Daarom geven we in dit eindadvies de COP-waardes mee, waarbij een groot deel van de projecten mét ETS-voordeel vanzelf rendabel zijn. De overweging om deze waarde wel of niet toe te passen als maximale COP laten we bij het ministerie.

Halogeenvrije koudemiddelen zijn staande praktijk in de industrie

In de adviesvraag van dit jaar is als nieuw uitgangspunt het verzoek opgenomen om bij warmtepompen uit te gaan van het gebruik van natuurlijke koudemiddelen. Uit eerdere subsidieaanvragen blijkt dat er voor nieuwe warmtepompen in de industrie vrijwel uitsluitend gebruik wordt gemaakt van natuurlijke koudemiddelen. Voor deze categorieën is dit uitgangspunt dus in lijn met de eerdere adviezen.

Vollasturenstaffel voor gesloten warmtepompen

Er is veel variatie in de toepassing van industriële warmtepompen, en daarmee ook in het aantal vollasturen warmteproductie. Naast de categorie van 8.000 vollasturen voor continubedrijf was er een categorie van 3.000 vollasturen, specifiek voor campagnebedrijven. Maar er zijn ook andere situaties met minder vollasturen, bijvoorbeeld een weekbedrijf of batch-productie. In de uitgangspunten is gevraagd om advies uit te brengen over een subcategorie industriële warmtepompen met tussen de 4.500 en 6.000 vollasturen, mits voldoende afgebakend van de huidige categorieën. Technisch gezien hebben we geen noemenswaardig verschil kunnen vaststellen tussen projecten met meer en minder vollasturen. Desalniettemin leidt de variatie in bedrijfsvoering en gebruiksprofielen tot significante verschillen in de onrendabele top per kWh geleverde warmte. Daarom adviseren we de huidige twee subcategorieën te vervangen door een vollasturenstaffel met drie tredes: 3.000, 5.000 en 8.000 vollasturen.

Hierbij nemen we in overweging dat aanvragers zelf de best passende trede op zullen zoeken. De uitgekeerde subsidie is het hoogste als het aantal vollasturen in het OT-model en de realisatie overeenkomen. Is het aantal gerealiseerde vollasturen lager dan waarvoor is aangevraagd, dan betekent dat een lagere dekking van de investeringskosten en vaste operationele kosten. Wordt het aantal gesubsidieerde vollasturen overschreden, dan worden in de resterende uren geen variabele kosten meer gedekt. Voor de referentie-installatie, met een COP van 3,5, elektriciteitskosten van 7,26 eurocent per kWh en een langetermijnprijs voor warmte van 1,93 eurocent per kWhth betekent dat een licht verlies. Voor installaties met een COP boven de 3,75 zijn de geraamde netto variabele operationele kosten positief.

Vastleggen warmtebesparingscoëfficiënt procesgeïntegreerde warmtepompen leidt tot beperking CO₂-reductie en verhoogd elektriciteitsgebruik

Naar aanleiding van het vorige eindadvies is in de SDE++ 2024 voor het eerst de categorie voor procesgeïntegreerde warmtepompen in een verdampingsproces opengesteld. De categorie is echter opengesteld met een wijziging ten opzichte van het eindadvies: de warmtebesparingscoëfficiënt (COP_{sys}) wordt niet vastgesteld per installatie, maar is uniform vastgelegd op een waarde van 3,5 omdat het in de uitvoering lastig bleek deze per installatie te bepalen. In de uitgangspunten voor dit advies wordt gevraagd te onderzoeken wat de effecten zijn van het hanteren van een vastgelegde en minimale COP_{sys} .

Bij een vastgelegde COP_{sys} schaalde de uitgekeerde subsidie lineair met het elektriciteitsgebruik van de warmtepompen. Deze opzet leidt ertoe dat minder efficiënte installaties meer subsidie opleveren. Om te voorkomen dat er zeer inefficiënte warmtepompen worden gebruikt, kan een ondergrens worden gehanteerd. De warmtebesparingscoëfficiënt kent echter een grote variatie. Voor installaties waarbij proceswarmte al relatief hoogwaardig wordt hergebruikt, is de potentiële warmtereductie kleiner dan bij installaties waarin veel warmte verloren gaat. Voor de bij ons bekende projecten in deze categorie varieert COP_{sys} tussen ongeveer 2,5 en 6, maar kan oplopen tot boven de 10 als een ongebruikte hoogwaardige restwarmtestroom wordt benut.

Projecten met COP_{sys} onder de ondergrens kunnen niet aanvragen. Anderzijds is de subsidiabele productie (berekend met vastgelegde COP_{sys}) bij systemen met een hogere efficiëntie kleiner dan de daadwerkelijke warmtereductie. Efficiënte systemen worden dan mogelijk onvoldoende ondersteund. De vastgelegde ondergrens stimuleert zo alle projectontwikkelaars om de systemen zo dicht mogelijk bij de ondergrens te brengen. Er wordt dan wel CO_2 -emissie gereduceerd, maar in sommige gevallen waarschijnlijk minder dan mogelijk. De lagere efficiëntie wordt gecompenseerd met een hoger elektriciteitsgebruik.

Een zo efficiënt mogelijke verduurzaming wordt alleen bereikt wanneer COP_{sys} per project afzonderlijk wordt vastgesteld. Hiervoor kan naast het elektriciteitsgebruik van de gebruikte warmtepompen, ook het conventionele warmtegebruik wordt vastgesteld, in zowel de situatie voor als na integratie van de warmtepompen. Mogelijk kunnen hiervoor onafhankelijk getoetste warmtestroomdiagrammen van het warmtesysteem worden gebruikt.

Wanneer voor een vastgelegde COP_{sys} wordt gekozen, is het van belang dat een geschikte waarde wordt gekozen. Bij een te hoge vaste COP_{sys} ligt het aantal projecten dat niet kan inschrijven op de categorie te hoog, terwijl bij een te lage vaste COP_{sys} er waarschijnlijk veel potentiële CO_2 -reductie niet gerealiseerd wordt omdat efficiëntere projecten aangepast worden aan de COP_{sys} die in de regeling bepaald wordt. De afweging tussen deze twee nadelen is een beleidsmatige keuze.

Wanneer voor aanvang van het project wordt vastgesteld hoeveel warmte er maximaal kan worden gereduceerd, kan deze maximale warmtereductie ook worden gebruikt als bovengrens voor de subsidiabele productie. Het is immers alleen de reductie van fossiel opgewekt warmtegebruik waardoor CO_2 -emissies worden gereduceerd, en waarvoor subsidie wordt verleend.

Categorie procesgeïntegreerde warmtepompen kan worden opengesteld voor alle warmtepompen in bestaande verdampingsinstallaties

Sinds de eerste openstelling in de SDE++ 2020 zijn er in de categorie open warmtepompen slechts enkele aanvragen geweest en er waren in augustus 2024 nog geen projecten gerealiseerd. Enerzijds kunnen open warmtepompen door de kleine temperatuursprong een hoge efficiëntie bereiken. Anderzijds moet er bij de inpassing in bestaande installaties rekening worden gehouden met de huidige toepassingen van de gebruikte warmtebron, meestal hoogwaardige proceswarmte uit een verdampingsproces. Met andere woorden: ondanks de wellicht hoge COP van de warmtepomp zelf kan de reductie van fossiel opgewekte warmte en daarmee COP_{sys} lager uitvallen. In de huidige methodiek van de categorieën industriële warmtepompen (open en gesloten systeem) gaan we uit van ongebruikte restwarmte, waardoor dergelijke projecten, door de hoge COP van de warmtepomp zelf, niet in aanmerking komen voor subsidie.

Voor dergelijke projecten met open warmtepompen kan de methodiek van de warmtebesparingscoëfficiënt uitkomst bieden. De warmtehuishouding van de huidige installatie wordt dan meegenomen in de berekening van de subsidiabele productie. We adviseren dan ook om de categorie procesgeïntegreerde warmtepompen breder open te stellen, zodat de inpassing van open warmtepompen in bestaande installaties hier ook onder valt. De lijst met vereiste specifieke aanpassingen aan de procesinstallatie kan dan worden vervangen door de eis dat de warmtepomp in een bestaande installatie wordt geïntegreerd.

11.5 Industriële warmtepompen (gesloten systeem)

11.5.1 Beschrijving technologie

In deze categorie richten we ons op de toepassing van elektrisch gedreven grootschalige warmtepompen voor het opwaarderen van restwarmte uit de industrie, voor gebruik *on-site* in eigen processen. Het betreft hier de zogenaamde gesloten warmtepompen, waarbij gebruik wordt gemaakt van een tussenmedium om de warmtestroom naar een hogere temperatuur te brengen. Door hergebruik van warmte die anders zou worden weggekoeld, wordt energie bespaard en CO₂-emissie vermeden. De efficiëntie van de warmtepomp wordt uitgedrukt in de *Coefficient of Performance*. Er zijn diverse manieren om deze COP uit te drukken. Voor deze categorie wordt de jaargemiddelde COP van de warmtepomp gebruikt. Dat wil zeggen dat de genoemde COP is gegeven door de hoeveelheid warmte die de warmtepomp produceert in kWh per jaar te delen door de hoeveelheid elektriciteit die nodig is om de warmtepomp aan te drijven, eveneens in kWh per jaar.

11.5.2 Referentie-installatie

De referentie-installatie is een industriële gesloten warmtepomp voor productie van warm water met een jaargemiddelde COP van 3,5. Naar aanleiding van recente RVO-aanvragen en de marktconsultatie is het thermisch vermogen van de referentie-installatie aangepast van 2.800 kWth naar 1.400 kWth. Deze aanpassing heeft geen invloed op de subsidieparameters. In deze referentiecasijs wordt de restwarmte van een centrale koelvriesinstallatie (25 °C) door de warmtepomp op een uitvoertemperatuur van 70 °C gebracht.

11.5.3 Investeringskosten

De investeringskosten voor de referentie-installatie zijn bepaald aan de hand van eerdere subsidieaanvragen en bedragen 1.096 euro/kWth. Er is voldoende informatie om een referentie-installatie op te stellen die passend is voor het merendeel van de projecten. Desalniettemin kunnen investeringskosten soms hoger uitvallen, met name als er extra bouwtechnische aanpassingen nodig zijn. Uit de aanvraagdata blijkt dat een nieuwe netaansluiting in de meeste gevallen niet nodig is. Tabel 11.10 geeft een overzicht van de meegewogen en niet meegewogen investeringskosten.

Tabel 11.10

Overzicht van wel en niet meegenomen kosten van grootschalige warmtepompen

Kostencategorisering	Kostencomponenten
Meegewogen kosten	Warmtepompsysteem, warmtewisselaars, aanpassingen infrastructuur binnen het hek, civiele werken, afkoppelen huidige warmtevoorziening, pompen, engineering, afsluitprovisie.
Niet meegewogen kosten	Participatiekosten en voorbereidingskosten (bijvoorbeeld kosten geologisch onderzoek, haalbaarheidsstudies of vergunningen).

11.5.4 Vaste operationele kosten

Vaste operationele kosten

Voor de operationele kosten en onderhoud gaan we uit van 4% van de investeringskosten voor aanschaf en installatie van de hoofd- en hulpapparatuur. Aanpassingen aan infrastructuur, civiele werken en engineering worden daarbij niet meegenomen.

Netwerkkosten elektriciteit

De bedrijfslocatie valt zowel voor als na de installatie van de warmtepomp in de aansluitcategorie Trafo HS+TS/MS, zie de [tarievencode elektriciteit art. 3.2.3](#). Wel is het nodig om voor het elektriciteitsgebruik van de warmtepomp de capaciteit van de transportovereenkomst uit te breiden. De gehanteerde nettarieven bestaan uit de gewogen gemiddelde transporttarieven bij de regionale netbeheerders in 2024, vermenigvuldigd met een langjarige stijging van 191%, zoals beschreven in paragraaf 3.3. De vaste netwerkkosten bedragen daarmee 66,0 euro/kWth per jaar.

11.5.5 Variabele operationele kosten

De variabele operationele kosten bestaan uit de inkoopkosten van elektriciteit en energiebelasting. De gebruikte groothandelsprijs voor elektriciteit is gegeven door het ongewogen gemiddelde van de langetermijnelektriciteitsprijzen van 2025 tot en met 2039 zoals geraamd voor de KEV 2024 (PBL, 2024) en bedraagt 0,0699 euro/kWhe. De kosten voor de energiebelasting zijn gebaseerd op een raming van de belastingtarieven tot 2030 en een verdere verhoging door inflatie voor de jaren tot en met 2039. Het additionele elektriciteitsgebruik van de warmtepomp valt in de laatste belastingsschijf. De energiebelasting komt daarmee uit op 0,0026 euro/kWhe.

11.5.6 Vollasturen

Naar aanleiding van het uitgangspunt om een subcategorie met 4.500 tot 6.000 vollasturen te onderzoeken, alsook de marktconsultatie, adviseren we om voor de gesloten warmtepompen een vollasturenstaffel te introduceren met drie tredes: 3.000, 5.000 en 8.000 vollasturen. Dit zorgt voor een betere aansluiting tussen de subsidie en het daadwerkelijke gebruiksprofiel van warmtepomp-projecten.

11.5.7 Aannee restwaarde en vermeden CO₂-emissies

De economische levensduur van een warmtepomp is gezet op 12 jaar. Er is daarom geen sprake van restwaarde na de 12 jaar subsidieperiode.

De vermeden CO₂-emissies worden bepaald aan de hand van een generieke emissiefactor voor omzetting van aardgas naar warmte van 0,225 kgCO₂/kWh_{th} en de gemiddelde marginale CO₂-emissiefactor voor elektriciteitsopwekking in 2036: 0,130 kgCO₂/kWh_e. Dit resulteert in een vermeden specifieke CO₂-emissie van 0,1879kgCO₂/kWh_{th}.

11.5.8 Basisbedrag

De referentie-installatie is een compressiewarmtepomp met een COP van 3,5 en een thermisch vermogen van 1400 kWth. Dit advies is ook toepasbaar op gesloten warmtepompen met een ander vermogen of COP-waarde. Bij warmtepompen met hogere COP kunnen de netto operationele kosten (inclusief vermeden kosten voor conventionele warmteproductie) positief zijn. Echter, uitgaande van de lagere langetermijnprijs voor aardgas uit de KEV 2024 constateren we dat – op basis van de warmtecorrectie alleen – industriële warmtepompen ook bij hoge COP niet vanzelf rendabel

zijn. Warmtepompen op ETS-installaties zijn eerder vanzelf rendabel. In dit advies geven we daarom een inschatting mee van de COP-waarde waarbij verwacht kan worden dat een significant deel van de projecten vanzelf rendabel is. De resulterende subsidieparameters staan in tabel 11.11.

Tabel 11.11

Technisch-economische parameters en subsidieparameters voor elektrisch gedreven warmtepompen (gesloten systeem met 8000 vollasturen)

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2024	Advies SDE++ 2025
Inputvermogen	[kWe]	800	400
Outputvermogen	[kWth]	2.800	1.400
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	8.000	8.000
Investeringskosten	[€/kWth]	1.152	1.096
Vaste O&M-kosten – netaansluiting	[€/kWth/jaar]	50,6	66,0
Vaste O&M-kosten – onderhoud	[€/kWth/jaar]	30,3	25,3
Variabele O&M-kosten	[€/kWhth]	0,0276	0,0207
Basisbedrag SDE++	[€/kWhth]	0,0610	0,0532
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12
COP	[-]	3,5	3,5
Maximale COP	[-]	10 (excl. ETS-correctie)	5,5 (incl. ETS-correctie)

De subsidieparameters voor de vollasturenstaffel met 8.000, 5.000 en 3.000 vollasturen staan in tabel 11.12. Behalve de vollasturen zijn de technisch-economische parameters van deze categorieën identiek. Bij een lager aantal vollasturen maken de variabele operationele kosten een kleiner deel uit van het basisbedrag, waardoor een hogere COP-waarde nodig is om zonder subsidie rendabel te kunnen zijn.

Tabel 11.12

Technisch-economische parameters en subsidieparameters voor elektrisch gedreven warmtepompen (gesloten systeem)

Parameter	Eenheid	8.000 vollasturen	5.000 vollasturen	3.000 vollasturen
Basisbedrag SDE++ 2024	[€/kWhth]	0,0610	-	0,1065
Basisbedrag SDE++ 2025	[€/kWhth]	0,0532	0,0715	0,1041
COP	[-]	3,5	3,5	3,5
Maximale COP (incl. ETS-correctie)	[-]	5,5	11	-

11.6 Procesgeïntegreerde warmtepompen in een verdampingsproces

Deze categorie betreft de integratie van elektrisch aangedreven warmtepompen in een bestaand verdampingsproces, afgekort PWP. De warmtepompen dienen om latente warmte uit het verdampingsproces terug te winnen voor hergebruik in hetzelfde proces. Er kunnen open warmtepompen, maar ook gesloten warmtepompsystemen worden gebruikt.

Bij de procesintegratie moet rekening worden gehouden met de warmtehuishouding in de bestaande situatie. De subsidiabele productie voor deze categorie is dan ook gegeven door de vermindering van het fossiel opgewekte warmtegebruik van het warmtesysteem, als gevolg van integratie van de warmtepomp. Naast een directe meting, waarvoor een fysieke afbakening van het warmtesysteem nodig is, kan de warmtebesparing ook worden bepaald door het elektriciteitsgebruik van de warmtepompen te vermenigvuldigen met de (vooraf bepaalde) warmtebesparingscoëfficiënt:

$$COP_{sys} = \frac{\text{Verwachte vermindering warmtegebruik}}{\text{Elektriciteitsgebruik warmtepompen}}$$

De verwachte vermindering van het warmtegebruik kan worden berekend als het verschil tussen het netto warmtegebruik voor en na de warmte-integratie, waarbij het netto warmtegebruik is gegeven door het ingaande vermogen voor verwarming minus de nuttig aangewende uitgaande warmtestroom.

Voor de referentie-installatie van deze categorie gaan we uit van een warmtebesparingscoëfficiënt van 3,0, gebaseerd op technische informatie over de bij ons bekende projecten. De haalbare warmtereductie verschilt echter per situatie, waardoor COP_{sys} kan variëren tussen waarden van ongeveer 2,5 tot zelfs boven de 10, indien het een ongebruikte warmtebron betreft die efficiënt kan worden hergebruikt. We adviseren daarom de warmtebesparingscoëfficiënt voor elke aanvraag afzonderlijk vast te stellen. De subsidiabele productie kan dan worden berekend door deze COP_{sys} te vermenigvuldigen met het gemeten elektriciteitsgebruik van de warmtepomp.

Wanneer om uitvoeringstechnische redenen voor een vastgelegde COP_{sys} wordt gekozen, is het van belang dat een geschikte waarde wordt gekozen. Bij een te hoge vaste COP_{sys} ligt het aantal projecten dat niet kan inschrijven op de categorie te hoog, terwijl bij een te lage vaste COP_{sys} er waarschijnlijk veel potentiële CO_2 -reductie niet gerealiseerd wordt omdat efficiëntere projecten aangepast worden aan de COP_{sys} die in de regeling bepaald wordt. De afweging tussen deze twee nadelen is een beleidsmatige keuze, maar het berekende basisbedrag is het meest passend bij de COP_{sys} die in de referentie-installatie gebruikt wordt.

Bij de introductie van deze categorie hebben we geadviseerd de categorie alleen open te stellen voor projecten waarbij één of meer van een drietal specifiek aangeduide aanpassingen aan de procestechniek nodig zijn. Naar aanleiding van de marktconsultatie hebben we deze lijst aangepast. Een project valt onder deze categorie als voor een efficiënte werking van de warmtepomp in het systeem één of meer van de volgende aanpassingen aan de procestechniek nodig zijn:

- Er moeten aanpassingen aan de procestechniek gedaan worden om over te stappen van batch- naar continubedrijf;
- Er moet een nieuw verdampingsvat of -reactor geplaatst worden om de warmtepomp te kunnen integreren;
- Er moeten nieuwe onderdelen worden geïnstalleerd om het aanzuigen van lucht te voorkomen, teneinde het condensatiepunt van de damp te verhogen.
- Voor condensatie van de damp is een nieuw vat of warmtewisselaar nodig.

De categorie zou echter breder kunnen worden opgesteld dan voor bovenstaande lijst. Alle projecten met integratie van een of meer warmtepompen in een bestaand verdampingssysteem, waarbij de verdampingswarmte wordt teruggewonnen voor hetzelfde proces zouden onder deze categorie kunnen vallen. Open warmtepompen, met tot nu nog een aparte categorie, kunnen dan ook onder deze categorie worden geschaard. Dit geldt expliciet niet voor de installatie van open warmtepompen in een nieuwe situatie: deze warmtepompen zijn veelal rendabel zonder subsidie, tenzij deze een zeer lage COP_{sys} hebben. De in dit advies meegenomen meerkosten voor aanpassing van de procestechniek bedragen 13% van de totale investeringskosten. Dit verschil is kleiner dan de onderlinge variatie tussen projecten, zowel voor de PWP als voor de open warmtepompen. Ook de variatie in schaalgrootte speelt hierbij een rol. Bij 50% lagere investeringskosten zou de referentie-installatie met 8000 vollasturen met inbegrip van de langetermijnprijs en ETS-correctie vanzelf rendabel zijn. Wel willen we hierbij benoemen dat de methodiek zoals in de huidige open warmtepompencategorie meer toegespitst is op variaties in COP tussen projecten wanneer bij procesgeïntegreerde warmtepompen voor een vaste COP_{sys} gekozen zou worden. De eerder genoemde risico's op een lagere CO_2 -reductie en/of een categorie die niet passend is voor alle projecten geldt dan ook voor alle open warmtepompen.

11.6.1 Productie-eenheid en referentie-installatie

De productie-eenheid van deze categorie is de vermindering van het totale fossiel opgewekte warmtegebruik van het warmtesysteem, als gevolg van integratie van de warmtepomp. Het warmtesysteem omvat een verdampingsproces met één of meerdere processtappen en de verbindingen daartussen. De productie-eenheid omvat het verschil in warmteproductie tussen de aanvankelijke en de nieuwe situatie. Om de subsidiabele productie te kunnen meten, moet ook de warmtebesparingscoëfficiënt van de installatie worden bepaald.

De referentie-installatie is een grootschalig verdampingssysteem voor verdamping van water, waarvan een verdampingsstap wordt uitgerust met mechanische damprecompressie (MVR). Om de benodigde compressiefactor binnen bereik van MVR te krijgen is een nieuw verdampingsvat nodig. De uitgaande waterdamp wordt met een compressor met een elektrisch vermogen van 7,1 MW opgewaardeerd naar 120 °C en na condensatie teruggevoerd in het verdampingsvat. De netto reductie van de warmtevraag van het systeem is 25 MW. Daarmee heeft de referentie-installatie een warmtebesparingscoëfficiënt $COP_{sys} = \frac{25}{73} = 3,0$. Deze referentiewaarde is representatief voor de bij ons bekende projecten, maar ook hogere of lagere waardes komen voor.

11.6.2 Investeringskosten

Voor deze categorie is nog beperkt kosteninformatie beschikbaar. We baseren ons op de reeds beschikbare informatie, met een correctie voor inflatie. Er wordt uitgegaan van een kosteneffectief project. De kosten voor het warmtepompsysteem, warmtewisselaars, aanpassingen van infrastructuur op de bedrijfslocatie, civiele werken, pompen en engineering worden meegenomen. Ook nemen we de kosten mee voor de procesinstallaties die vervangen of aangepast moeten worden om het warmtepompsysteem in het proces te kunnen integreren. Kosten van procesinstallaties die tegelijkertijd vervangen worden maar die niet nodig zijn om het warmtepompsysteem te integreren nemen we niet mee. De totale investering voor de referentie-installatie bedraagt 33,9 miljoen euro, ofwel 1.346 euro/kWth vermeden warmtegebruik. De meerkosten ten behoeve van procesintegratie zijn hierbij inbegrepen en bedragen 170 euro/kWth, 13% van het totaal.

Aanname restwaarde

De economische levensduur van de warmtepomp wordt ingeschat op 12 jaar, gelijk aan de subsidieperiode. Voor de aanpassingen aan de procestechniek gaan we uit van een economische levensduur van 25 jaar. De restwaarde van de procestechniek bedraagt daarmee 52% van de investeringskosten voor procesintegratie en wordt verdisconteerd in het laatste jaar van de subsidie looptijd.

11.6.3 Vaste operationele kosten

Voor de onderhoudskosten gaan we uit van jaarlijks 4% van de investeringskosten voor aanschaf en installatie van de hoofd- en hulpapparatuur. De vaste netwerkkosten zijn berekend voor een aansluiting in de categorie tussenspanning en bedragen 52,2 euro/kWth per jaar.

11.6.4 Variabele operationele kosten

De variabele operationele kosten voor het elektriciteitsgebruik bedragen 0,0699 euro/kWhe.

11.6.5 Vollasturen

In lijn met de andere categorieën industriële warmtepompen worden de subsidieparameters berekend voor 8.000, 5.000, en 3.000 vollasturen.

11.6.6 Vermeden CO₂-emissies

Met een emissiefactor voor omzetting van aardgas naar warmte van 0,225 kgCO₂/kWhth, een gemiddelde CO₂-emissiefactor voor elektriciteitsopwekking in 2036 van 0,130 kgCO₂/kWh en een warmtebesparingscoëfficiënt van 3,5 is de vermeden specifieke CO₂-emissie 0,1817 kgCO₂/kWhth.

11.6.7 Basisbedrag procesgeïntegreerde warmtepompen

De subsidieparameters en technisch-economische parameters zijn weergegeven in tabel 11.13. De subsidieparameters voor 5.000 en 3.000 vollasturen zijn weergegeven in tabel 11.14. In de tabellen is ook een maximale warmtebesparingscoëfficiënt opgenomen. Dat is de waarde waarbij verwacht wordt dat een significant deel van de projecten vanzelf rendabel is, waarbij in tegenstelling tot het vorige eindadvies een ETS-correctie is meegenomen. Door de lagere langetermijnprijs voor aardgas zijn zonder ETS-correctie ook zeer efficiënte projecten in deze categorie niet vanzelf rendabel.

Tabel 11.13

Technisch-economische parameters en subsidieparameters voor procesgeïntegreerde warmtepompen in een verdampingssysteem

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2024	Advies SDE++ 2025
Inputvermogen	[kWe]	14.286	7.143
Outputvermogen	[kWth]	50.000	25.000
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	8.000	8.000
Investeringskosten	[€/kWth]	1.319	1.346
Restwaarde na subsidieperiode	[€/kWth]	141	89
Vaste O&M-kosten – aansluiting	[€/kWth /jaar]	53,9	44,9
Vaste O&M-kosten – onderhoud	[€/kWth /jaar]	19,5	19,9
Variabele O&M-kosten	[€/kWth]	0,0276	0,0207
Basisbedrag SDE++	[€/kWth]	0,0623	0,0579
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12
Warmtebesparingscoëfficiënt	[-]	3,5	3,0
Maximale warmtebesparingscoëfficiënt	[-]	10 (excl. ETS-correctie)	5,5 (incl. ETS-correctie)

Tabel 11.14

Subsidieparameters bij 8000, 5000, en 3000 vollasturen voor procesgeïntegreerde warmtepompen in een verdampingssysteem

Parameter	Eenheid	8.000 vollast-uren	5.000 vollast-uren	3.000 vollast-uren
Basisbedrag SDE++ 2024	[€/kWth]	0,0623	-	0,1095
Basisbedrag SDE++ 2025	[€/kWth]	0,0579	0,0768	0,1104
Warmtebesparingscoëfficiënt	[-]	3,5	3,5	3,5
Maximale warmtebesparingscoëfficiënt	[-]	5,5	12	-

11.7 Industriële warmtepompen (open systeem)

Open warmtepompen zijn warmtepompen waarbij de warmtebron zélf als overdrachtsmedium wordt gebruikt. In dit advies richten we ons specifiek op mechanische damprecompressie (MVR), waarbij de latente warmte uit een verdampingsproces na compressie wordt teruggewonnen op een hogere temperatuur. In de methodiek van deze categorie is de subsidiabele productie (analoog aan de warmtepomp in gesloten systeem, paragraaf 11.5) gegeven door de uitgaande warmtestroom. De bijbehorende aanname is dat de warmtebron ongebruikte restwarmte betreft. Door de vaak hoge COP zijn de netto variabele operationele kosten (inclusief correctie voor warmteproductie) van open warmtepompprojecten in veel gevallen positief. Bij voldoende vollasturen verdient de installatie zichzelf dan terug. Echter, door de lagere langetermijnprijs voor aardgas is de subsidie-intensiteit ten opzichte van het vorige eindadvies gestegen. Zonder inbegrip van een ETS-correctie worden open warmtepompen in bestaande installaties daarom niet meer als vanzelf rendabel beschouwd. Met inbegrip van de ETS-correctie, en daarmee ook in de rangschikking, is de subsidie-intensiteit wel negatief.

Voor projecten waarbij de warmtebron in de oorspronkelijke situatie al hoogwaardig wordt benut, kan de methodiek van de warmtebesparingscoëfficiënt worden toegepast. Mits het mogelijk is deze per project afzonderlijk te bepalen, kunnen projecten ook worden ondergebracht bij de categorie procesgeïntegreerde warmtepompen.

11.7.1 Productie-eenheid en referentie-installatie

De productie-eenheid voor deze categorie is de geleverde warmte door de warmtepomp. We gaan uit van restwarmte uit een verdampingsproces als warmtebron. Er hoeven geen andere onderdelen van het systeem te worden aangepast. De referentie-installatie voor deze categorie is een MVR-installatie die wordt aangesloten op een bestaande verdampingsinstallatie met een warmtebehoefte van 10 MWth. De uitgaande waterdamp wordt opgewaardeerd naar 120 °C en teruggevoerd in het proces. We gaan ervan uit dat het proces zelf of andere processen in de fabriek hiervoor niet of nauwelijks hoeven te worden aangepast. De compressoren hebben een elektrisch vermogen van 714 kW en het project leidt tot volledige elektrificatie. De warmtepomp heeft daarmee een COP-waarde van 14.

11.7.2 Investeringskosten

In de marktconsultatie is geen nieuwe kosteninformatie over open warmtepompen ontvangen. Er is onvoldoende informatie beschikbaar om een referentie-installatie op te stellen die passend is voor het merendeel van de projecten. De investeringskosten worden daarom gelijkgesteld aan de categorie procesgeïntegreerde warmtepompen, minus de kosten voor procesaanpassingen, en bedragen 1.176 euro/kWth.

11.7.3 Vaste operationele kosten

Voor de onderhoudskosten gaan we uit van jaarlijks 4% van de investeringskosten voor aanschaf en installatie van de hoofd- en hulpapparatuur. De vaste netwerkkosten zijn berekend voor een aansluiting in de categorie tussenspanning en bedragen 10,8 euro/kWth per jaar.

11.7.4 Variabele operationele kosten

De variabele operationele kosten volgen uit het additioneel elektriciteitsgebruik en bedragen 0,0726 euro/kWhe.

11.7.5 Vollasturen

In lijn met de andere categorieën industriële warmtepompen worden de subsidieparameters berekend voor 8.000, 5.000, en 3.000 vollasturen.

11.7.6 Aanname restwaarde en vermeden CO₂-emissies

Gegeven de economische levensduur van warmtepompen van 12 jaar is er bij deze categorie geen sprake van restwaarde.

Met een emissiefactor voor omzetting van aardgas naar warmte van 0,225 kgCO₂/kWth, een gemiddelde CO₂-emissiefactor voor elektriciteitsopwekking in 2036 van 0,130 kgCO₂/kWhe en een warmtebesparingscoëfficiënt van 14 is de vermeden specifieke CO₂-emissie 0,2157 kgCO₂/kWth.

11.7.7 Basisbedrag industriële warmtepomp (open systeem)

De subsidieparameters en technisch-economische parameters zijn weergegeven in tabel 11.15. De subsidieparameters voor 5.000 en 3.000 vollasturen zijn weergegeven in tabel 11.16. Hierbij is ook een maximale COP weergegeven, de waarde waarvoor van een significant deel van de projecten verwacht kan worden dat ze vanzelf rendabel zijn, met inbegrip van de ETS-correctie.

Tabel 11.15

Technisch-economische parameters en subsidieparameters voor elektrisch gedreven warmtepompen (open systeem met 8000 vollasturen)

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2024	Advies SDE++ 2025
Inputvermogen	[kWe]	714	714
Outputvermogen	[kWth]	10.000	10.000
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	8.000	8.000
Investeringskosten	[€/kWth]	1.152	1.176
Vaste O&M-kosten – aansluiting	[€/kWth]	13,6	12,9
Vaste O&M-kosten – onderhoud	[€/kWth /jaar]	19,4	19,8
Variabele O&M-kosten	[€/kWth /jaar]	0,0069	0,0052
Basisbedrag SDE++	[€/kWhth]	0,0319	0,0296
Looptijd subsidie	[€/kWhth]	12	12
COP	[jaar]	14	14
Maximale COP	[-]	10 (excl. ETS-correctie)	5,0 (incl. ETS-correctie)

Tabel 11.16

Subsidieparameters bij 8000, 5000, en 3000 vollasturen voor elektrisch gedreven warmtepompen (open systeem)

Parameter	Eenheid	8.000 vollasturen	5.000 vollasturen	3.000 vollasturen
Basisbedrag SDE++ 2024	[€/kWhth]	0,0319	-	0,0710
Basisbedrag SDE++ 2025	[€/kWhth]	0,0296	0,0439	0,0694
COP	[-]	14	14	14
Maximale COP (incl. ETS-correctie)	[-]	5,0	9,0	-

11.8 Elektrificatie van offshore olie- en gasplatformen

11.8.1 Inleiding en algemene ontwikkelingen

Onder het elektrificeren van offshore olie- en gasplatformen wordt verstaan het vervangen van fossiel gedreven eenheden door elektrische eenheden voor de productie van elektriciteit, warmte en kracht. Offshore olie- en gasplatformen hebben de mogelijkheid een aansluiting op het stroomnet te realiseren en (een deel van) de gasgedreven productiemiddelen op het platform te vervangen door elektrisch gedreven eenheden. Deze eenheden kunnen op verschillende manieren van elektriciteit worden voorzien:

- een aansluiting op het net op zee;
- een aansluiting op het net op land;
- een directe aansluiting op (nieuw te installeren) windturbines op zee;
- het verplaatsen van de compressiestap naar een locatie op land waar al een aansluiting op het elektriciteitsnet bestaat.

In dit advies behandelen we het aansluiten op het net op zee en het aansluiten op nieuw te installeren windturbines op zee. Het aansluiten op het net op land behandelen we niet, omdat een offshore platform in het algemeen te ver uit de kust ligt om op het net op land aan te kunnen sluiten.

Net als vorig jaar adviseren we niet over compressie op land met een bestaande elektriciteitsaansluiting. We hebben geen signalen ontvangen dat er significante wijzigingen in projecten of kosten zijn in deze categorie en zien daarom geen aanleiding om dit aan te passen.

We hebben van KGG dit jaar een uitgangspunt meegekregen waarin gevraagd werd te onderzoeken of er aanleiding bestaat om een staffel te introduceren vanwege (regionale) verschillen in kabel-lengte. Dit hebben we onderzocht en besproken in de marktconsultatie. Hieruit is gebleken dat het voor platformen die verder dan ongeveer 30 kilometer van een onderstation verwijderd liggen, logischer / aantrekkelijker is om aan te sluiten op een kabel van/naar een ander platform in plaats van een volledig nieuwe kabel naar een nieuw platform te leggen. Ondanks regionale verschillen in afstand tot een onderstation is het dus niet nodig om een staffel voor kabellengte te introduceren. We hebben de kabellengte van de referentie-installatie aangepast naar 30 kilometer. Omdat de kosten voor deze kabels hierdoor een stuk lager uitvallen, is het basisbedrag dit jaar lager dan vorig jaar.

11.8.2 Scope

We berekenen het basisbedrag door een geëlektrificeerd platform te vergelijken met een gasgedreven olie- en gasplatform. Binnen deze categorie wordt uitgegaan van de volgende uitgangssituatie:

- het betreft elektrificatie van offshore olie- en gasplatformen op de Noordzee;
- de elektriciteit wordt op een gasgedreven platform opgewekt door een single-cycle-gasturbine;
- er wordt op een gasgedreven olie- en gasplatform gebruikgemaakt van gasgedreven direct-drive-compressoren.

De belangrijkste aannames voor deze categorie zijn:

- Het bespaarde stookgas heeft dezelfde verbrandingswaarde als het gas dat op de gasmarkt wordt verhandeld, waardoor het volledige bespaarde volume op de markt kan worden gebracht. De hieruit verworven inkomsten worden niet meegenomen in het basisbedrag, maar opgenomen in het correctiebedrag.¹⁶
- De vraag naar aardgas in Nederland neemt niet toe door het besparen van aardgasverbruik op het platform, dus de additionele gasverkopen gaan ten koste van import uit het buitenland of productie elders in Nederland.¹⁷

¹⁶ Er wordt verondersteld dat het vrijgekomen gasvolume door elektrificatie zal worden verhandeld op de gasmarkt. Het is echter niet op voorhand vast te stellen of het vrijgekomen volume direct verhandeld zal worden, of dat het leidt tot een verlenging van de levensduur van het gasveld. In beide gevallen is de verwachting dat er additionele inkomsten zullen zijn, maar ze vallen op een ander moment in de tijd. In het tweede geval kan dit betekenen dat de in het SDE++-basisbedrag verrekende inkomsten pas later worden gerealiseerd.

¹⁷ Voor dit advies is overwogen of het bespaarde gasverbruik op het platform zal leiden tot een hoger gasverbruik en CO₂-uitstoot elders, waardoor deze technologie naar verwachting netto niet zou

11.8.3 CO₂-reductie algemeen

De uitgangspunten van de SDE++ schrijven voor dat de netto-emissiereductie van een SDE++-technologie wordt bepaald op basis van de directe CO₂-reductie (scope 1) op de site, gecorrigeerd voor emissies gerelateerd aan elektriciteitsproductie (scope 2) en emissies op Nederlands grondgebied (scope 3). Door het aansluiten van offshore platformen op het net op zee (de feitelijke elektrificatie van het platform) worden gasturbines overbodig en zal de scope 1-CO₂-uitstoot sterk gereduceerd worden. Bij het gebruik van eigen windturbines zal de gasturbine nog in gebruik blijven om het gas te comprimeren op momenten dat de windturbine(s) niet voldoende elektriciteit genereren. Hier is de gasturbine dus niet overbodig, maar de scope 1-CO₂-uitstoot wordt nog steeds in sterke mate verminderd.

Omdat wordt uitgegaan van elektriciteitsgebruik met een CO₂-uitstoot van 0 kg CO₂/kWh zijn er geen scope 2-emissies. Scope 3-emissies worden voor de SDE++ alleen meegenomen als de primair vermeden CO₂ leidt tot toename van CO₂-emissies elders op Nederlands grondgebied. Aangenomen wordt dat het vermeden gasverbruik op het platform leidt tot een toename in de gasverkopen van de operator, maar niet tot een toename van het gasverbruik op Nederlands grondgebied. Daarom wordt er voor deze categorie niet voor scope 3-emissies gecorrigeerd.

De netto-emissiefactor is het verschil in CO₂-emissies per kWh tussen de conventionele situatie en een geëlektrificeerde situatie. Een gasgedreven olie- en gasplatform maakt gebruik van stookgas met een emissiefactor van 0,203 kg CO_{2,eq}/kWh (56,5 kg CO₂/GJ). Met de vastgestelde factor voor het berekenen van de gasbesparing (3,48 kWh/kWhe) komt de emissiefactor van de conventionele situatie op 0,706 kg CO_{2,eq}/kWhe. Omdat in de nieuwe, geëlektrificeerde situatie geen uitstoot is, is de netto emissiereductiefactor voor elektrificatie van offshore olie- en gasplatformen dus 0,706 kg CO_{2,eq}/kWhe.

leiden tot CO₂-reductie. Omdat we ervan uitgaan dat het gasgebruik in Nederland door de onderzochte elektrificatie niet wijzigt en dat de prijs en consumptie niet beïnvloed worden door extra aanbod van het uitgespaarde gas, kan niet worden vastgesteld dat het leidt tot additioneel gasgebruik in Nederland. Er wordt in dit advies dan ook niet voor deze CO₂-uitstoot gecorrigeerd.

11.8.4 Kosten

Tabel 11.17 geeft een overzicht van de relevante kosten voor de totstandkoming van het basisbedrag.

Tabel 11.17

Overzicht van wel en niet meegenomen kosten van elektrificatie van offshore olie- en gasplatformen

Categorieën	Groep	Kosten
Meegenomen kosten	Investeringskosten	Kabelkosten Eenmalige aansluitkosten Elektrisch gedreven compressoren Platformmodificatie Windturbine, indien van toepassing Onderstation, indien van toepassing
Meegenomen kosten	Variabele O&M-kosten	Elektriciteitsgebruik
Meegenomen kosten	Vaste O&M-kosten	Transporttarief (kW_{contract}) Transporttarief (kW_{max}) Onderhoud Verzekering
Niet meegenomen kosten	Directe kosten	Verwijderen van bestaande installaties Projectontwikkelkosten Kosten voor het operationeel houden van conventionele installaties, zoals een gasturbine, als back-upvoorziening
Niet meegenomen kosten	Onvoorzien	Onvoorziene kosten
Niet meegenomen kosten	Lopende kosten	Variabele O&M-kosten

Investeringskosten

Onder de investeringskosten worden verstaan de kosten voor de aansluiting (op een offshore onderstation), elektrisch gedreven compressoren en platformmodificaties. De investeringskosten voor compressie die in aanmerking komen voor de SDE++ zijn enkel de additionele kosten ten opzichte van een gas gedreven compressor. De platformmodificaties omvatten onder andere vernieuwde elektrische infrastructuur (transformatoren, omvormers en bekabeling). De kosten voor de netaansluiting zijn afhankelijk van de afstand tot het aansluitpunt en de capaciteit van de aansluiting. Voor de categorie met een aansluiting op eigen windturbines worden ook de kosten voor de windturbines en het onderstation meegenomen. In dit geval zijn er geen aansluitkosten voor de netaansluiting. Anders dan vorig jaar hebben we dit jaar geen uitgebreide projectinformatie ontvangen waarop we de investeringskosten kunnen baseren. We hebben daarom de investeringskosten (anders dan kosten voor de netwerkaansluiting en kabel) slechts verhoogd met inflatie van 2,4 procent.

O&M-kosten

Onder variabele O&M-kosten vallen de kosten voor het elektriciteitsgebruik. De gebruikte groothandelsprijs in de berekening van het basisbedrag is het ongewogen gemiddelde van de elektriciteitsprijzen gedurende de subsidieperiode zoals geraamd in de KEV 2024, van de 4.700 uren waarbij de CO₂ emissie 0 kg/kWh is (zie hoofdstuk 11.1.5). Vaste O&M-kosten zijn de kosten voor transport, onderhoud en verzekeringen gerelateerd aan elektrificatie. Voor het onderhoud en de verzekering worden ook enkel de additionele kosten ten opzichte van de uitgangssituatie gerekend.

Omdat het op dit moment niet mogelijk is om elektriciteit af te nemen van het net op zee bestaat er ook geen tariefstructuur voor het gebruik van het net. In dit advies gebruiken we daarom de tariefstructuur voor het net op land.

De kosten voor de netaansluiting zijn gebaseerd op de methode zoals beschreven in paragraaf 3.3. Er wordt een vast percentage aangenomen voor overige O&M-kosten (waaronder verzekeringen), goed voor 2 procent van de investering in de compressor en modificaties aan het olie- en gasplatform. Hierbij is 2 procent van de *greenfield*-investering genomen voor zowel *brownfield* als *greenfield* bij de elektrificatie van offshore olie- en gasplatformen om te voorkomen dat de onderhoudskosten over de ombouwinvestering worden berekend.

Niet meegenomen kosten

Kosten voor het verwijderen van de bestaande installaties, projectontwikkelingskosten en onvoorziene kosten blijven buiten beschouwing. Ook kosten voor het in stand houden van conventionele installaties zoals gasturbines als back-up nemen we niet mee.

11.8.5 Beschrijving referentie-installaties

In dit advies zijn een gas gedreven olie- en gasplatform (de uitgangssituatie) en een geëlektrificeerd olie- en gasplatform (als referentiesituatie) opgenomen. Deze configuraties zijn gebaseerd op de huidige bestaande olie- en gasplatformen, maar kunnen op onderdelen (zoals de huidige energievoorziening) verschillen van individuele bestaande olie- en gasplatformen. Dat betekent niet dat deze olie- en gasplatformen uitgesloten hoeven te worden van de SDE++.

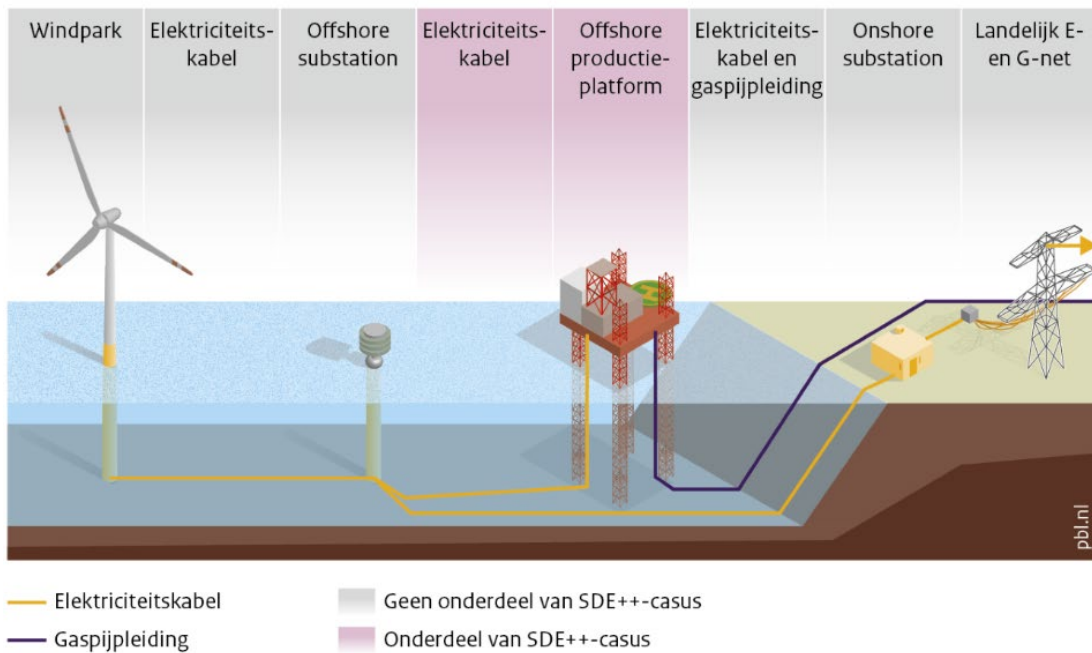
Elektrificatie bestaand offshore olie- en gasplatform

De uitgangspositie van dit advies is een bestaand offshore olie- en gasplatform met een elektrisch inputvermogen van 15 MW voor productie, zuivering en compressie van het product en facilitaire processen op het platform.

De elektriciteit op het platform wordt in de niet-geëlektrificeerde situatie opgewekt met een gasturbine, gevoed door gas geproduceerd door het platform of een nabijgelegen platform. De compressor bestaat in de conventionele situatie uit een gasturbine-gedreven compressor. Eventueel dieselgebruik voor elektriciteitsproductie uit noodaggregaten is verwaarloosbaar en buiten beschouwing gelaten in dit eindadvies. Daarnaast is het van belang op te merken dat de platformen in het noordelijk deel van de Noordzee verschillen van die in het zuidelijk deel van de Noordzee. Met name in de afstand tot een onderstation kan sterke variatie zitten. Echter blijkt dat platformen die verder van een onderstation vandaan liggen veelal de elektriciteitskabel aansluiten via een ander platform ('doorlussen') waardoor de totale kabellengte die nieuw aangelegd moet worden niet hoger is dan ongeveer 30 kilometer. Voor de referentie-installatie gaan we dan ook uit van een kabellengte van 30 kilometer. Het offshore olie- en gasplatform zal worden voorzien van een aansluiting op een elektriciteitsnet. Voor de referentie-installatie gaan we er hier van uit dat er aangesloten wordt op het elektriciteitsnet op zee door te verbinden met een offshore onderstation.

Figuur 11.1

Elektrificatie van offshore productieplatformen



Bron: Guidehouse

Extra aannames voor deze subcategorie zijn:

- In de Elektriciteitswet wordt onderscheid gemaakt tussen een elektriciteitsnetwerk op land (net op land) en een elektriciteitsnetwerk op zee (net op zee). Het net op zee is momenteel alleen bedoeld om windparken op zee te verbinden met het net op land. We gaan ervan uit dat de verwachte Energiewet het aansluiten op het net op zee en het afnemen van elektriciteit mogelijk maakt;
- We gaan uit van 30 kilometer voor aansluiting op het net;
- Er wordt een tariefstructuur vastgesteld voor het gebruik van het net op zee. In dit advies nemen we aan dat deze tariefstructuur op dezelfde manier wordt vormgegeven als die op land. Het is nog zeer onzeker of dit in werkelijkheid zo zal zijn.

Elektrificatie nieuw offshore olie- en gasplatform

Deze categorie is gebaseerd op dezelfde referentie-installatie als in de voorgaande categorie, met als verschil dat het platform nieuw is. Er worden daarom de volle kosten van een gasturbine vermeden. Er wordt wel van uitgegaan dat er meerkosten zijn ten opzichte van een gasgedreven compressor voor de infrastructuur (kabels, transformatoren) en dat de installatiekosten hoger zijn. Omdat het platform nieuw is, wordt ervan uitgegaan dat de elektrische motor en compressor optimaal kunnen worden geïnstalleerd en daarmee onderhoudskosten en operationele kosten hebben die gelijk zijn aan die van een gasgedreven compressor. De extra aannames in deze subcategorie zijn hetzelfde als bij de subcategorie elektrificatie van een bestaand offshore platform.

Elektrificatie offshore olie- en gasplatform met eigen windturbines

Deze categorie is bedoeld voor offshore platforms die te ver van een offshore elektriciteitsvoorziening liggen om hierop aangesloten te kunnen worden. Als alternatief wordt er in deze categorie meegenomen dat er windturbines gebouwd worden die alleen gebruikt worden voor het offshore platform (*dedicated wind turbine generator*, DWTG). Op dit moment ontbreekt het juridische kader

voor deze opstelling, dat via een aangepaste Wet windenergie op zee mogelijk gemaakt zou kunnen worden.

De referentie-installatie is een bestaand offshore olie- en gasplatform met een elektrisch inputvermogen van 15 MW voor productie, zuivering en compressie van het product en facilitaire processen op het platform, in combinatie met twee windturbines van elk 15 MW en bijbehorende kabels en onderstation. Er is gekozen voor een vermogensverhouding van 50 procent (15MW-compressor met 30MW-windturbines) omdat dit het meest kosteneffectief blijkt. Bij meer turbinevermogen (bijvoorbeeld drie windturbines van 15 MW) kan de compressor meer vollasturen maken, maar de kosten voor de windturbines zijn hoger. Bij minder turbinevermogen (bijvoorbeeld één windturbine van 15 MW of twee van 10 MW) zijn de kosten voor de windturbines lager, maar kunnen ook minder vollasturen gemaakt worden. Bij een vermogensverhouding van 50 procent is het benodigde basisbedrag het laagst. Deze berekeningswijze volgt dezelfde lijn als de categorie directelijn-electrolyzers, zie hoofdstuk 13.1.2.

Er is rekening gehouden met een afstand van 5 km tussen de windturbines en het platform. Uit de marktconsultatie is gebleken dat dit de meest waarschijnlijke afstand is. Er wordt gerekend met een hoger vermogen voor de windturbines, zodat bij minder wind de installatie kan blijven draaien. Wanneer het niet of te weinig waait, zal het platform draaien op een back-up-gasturbine. We gaan ervan uit dat de gasturbine die al op het platform aanwezig is hiervoor wordt gebruikt. De kosten voor het operationeel houden van deze gasturbine en de voorzieningen voor het draaien op gas zijn niet meegenomen in de referentie-situatie. Ook zijn de uren waarin op gas wordt gedraaid niet subsidiabel. Met deze configuratie kan het offshore platform 5.100 vollasturen per jaar draaien op windenergie. De berekeningswijze van het aantal vollasturen wordt op dezelfde wijze gedaan als bij een directelijn-electrolyzer, zie hoofdstuk 13.1.2.

Omdat er zowel voor een bestaand als een nieuw offshore olie- en gasplatform met eigen windturbine ook een gasturbine nodig is, kunnen deze kosten niet vermeden worden bij het bouwen van een nieuw offshore olie- en gasplatform, zoals dit bij een netgebonden platform wel het geval is. Daarom wordt er geen onderscheid gemaakt tussen een nieuw en een bestaand olie- en gasplatform en worden de volledige kosten voor een elektrische compressor meegenomen.

11.8.6 Basisbedrag

Tabel 11.18 geeft een samenvatting van de technisch-economische parameters voor de verschillende subcategorieën van elektrificatie van offshore olie- en gasplatformen. Het valt op dat de basisbedragen voor netgebonden platforms significant lager zijn dan vorig jaar. Dit komt echter voornamelijk door het hogere aantal vollasturen: de investeringskosten worden over een groter aantal uren verdeeld.

Tabel 11.18

Technisch-economische parameters voor elektrificatie van offshore olie- en gasplatformen en subsidieparameters voor nieuwe subcategorieën

Parameter	Eenheid	Bestaand platform	Bestaand platform	Nieuw platform	Nieuw platform	Met windtur-	Met windtur-
		SDE++ 2024	SDE++ 2025	SDE++ 2024	SDE++ 2025	bine(s)	bine(s)
Inputvermogen	[MW input]	15	15	15	15	15	15
Draaiuren	[uur/jaar]	3.300	4.700	3.300	4.700	5.200	5.100
Kabellengte	[kilometer]	70	30	70	30	5	5
Kabelkosten (materiaal en aanleg)	[€/kW input]	4.909	2.438	4.909	2.438	349	405
Aansluitkosten	[€/kW input]	104	145	104	145	0	0
Compressor ^a en platformaanpassing	[€/kW input]	4.476	4.583	1.760	1.802	5.734	5.872
Onderstation en windturbines	[€/kW input]	0	0	0	0	7.680	7.864
Investeringskosten (totaal)	[€/kW input]	9.489	7.166	6.773	4.385	13.763	14.141
Vaste O&M-kosten - netwerk	€/kW input/jaar	290	259	290	259	0	0
Vaste O&M-kosten - overig	[€/kW input/jaar]	35,2	36,0	35,2	36,0	124,9	274,7
Vaste O&M-kosten (totaal)	[€/kW input/jaar]	325,2	295,0	325,2	295,0	124,9	274,7
Groothandelsprijs	[€/kWh input]	0,0298	0,0413	0,0298	0,0413	0	0
Energiebelasting	[€/kWh input]	0,0027	0,0070	0,0027	0,0070	0	0
Variabele O&M-kosten (totaal)	[€/kWh input]	0,0325	0,0483	0,0325	0,0483	0	0
Basisbedrag SDE++	[€/kWh]	0,5680	0,3413	0,4460	0,2555	0,4181	0,4601
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12	12	12	12	12

a) additionele kosten elektrische drivers

12 Benutting restwarmte uit industrie of datacenters

In dit hoofdstuk bespreken we de verschillende categorieën en de daarbij horende technisch-economische parameters en de subsidieparameters voor de benutting van restwarmte uit de industrie of datacenters.

12.1 Algemene ontwikkelingen

Op verzoek van het ministerie van Klimaat en groene groei hebben we de inpassing van een categorie voor restwarmtebenutting met invoeding op een bestaand stadverwarmingsnet met behulp van een hoge-temperatuur warmtepomp onderzocht. Op basis van voldoende interesse uit de markt en voldoende beschikbare projectinformatie adviseren wij dit jaar om naast de bestaande categorieën 'Restwarmtebenutting zonder warmtepomp' en 'Restwarmtebenutting met warmtepomp' de categorie 'Restwarmtebenutting met hoge-temperatuur warmtepomp' toe te voegen.

De aanleiding voor het toevoegen van deze categorie is dat de referentie-installatie voor projecten met een groot vermogen in de eerdere SDE++-categorisering niet goed overeenkwam met de praktijk zoals die door marktpartijen wordt beschreven. Het belangrijkste verschil ontstaat doordat projecten met een groot vermogen moeten inkoppelen op het hoge-temperatuur transportnet in plaats van het lokale wijknet, aangezien het transportnet meer vermogen kan vervoeren. Om de stooklijn van het transportnet te halen, die in de winter kan oplopen tot 120 °C, is voor deze installaties een hoge-temperatuurwarmtepomp vereist. Dit leidt tot een substantiële verhoging in het basisbedrag van deze installaties en rechtvaardigt daarom de toevoeging van een nieuwe categorie. De technisch-economische parameters van de nieuwe categorie worden in meer detail toegelicht in paragraaf 12.2.3.

In tabel 12.1 wordt per subonderdeel van een restwarmteproject weergegeven welke soort investeringskosten er onder vallen. Volgens de uitgangspunten die worden meegegeven door het ministerie van KGG zijn de volgende kosten niet subsidiabel in de SDE++:

- Kosten voor haalbaarheidsstudies;
- Pre-engineerings- en ontwikkelingskosten vóór de SDE++-aanvraag;
- Legeskosten.

In tabel 12.2 staat een overzicht van de operationele kosten die worden meegenomen bij de berekeningen van de basisbedragen.

Tabel 12.1

Kostenposten per subonderdeel van de investeringskosten die worden aangenomen in de subcategorieën die vallen onder de categorie voor restwarmtebenutting uit industrie of datacenters

Uitkoppeling	Warmtepomp (indien van toepassing)	Transportleiding	Overig
<ul style="list-style-type: none"> - Aanpassing en aansluiting van leidingen - Automatiseringssystemen - Bouwkundige voorzieningen - Buffer(s) - Elektrotechnische voorzieningen (exclusief nieuwe netaansluiting) - Engineering - Expansievat(en) - Hydraulische pompen - Installatiekosten - Kleppen en appendages - Koppeling met koelsystemen van de bron - Meet- en monitoringssystemen - Temperatuuroptometers - Verdelers - Warmtewisselaar(s) 	<ul style="list-style-type: none"> - Aanschaf warmtepomp - Installatie warmtepomp - Omkasting warmtepomp 	<ul style="list-style-type: none"> - Aanschaf pijpleidingen en appendages - Afzetting werk - Bestrating openen en dichtmaken - Bouwkundige voorzieningen - Grondonderzoek - Graafwerkzaamheden - Grondreiniging en afvoer - Installatie pijpleidingen - Projectmanagement 	<ul style="list-style-type: none"> - Onvoorzien - Projectmanagement gehele project - T-stuk (aansluiting op bestaand warmtenet) óf WOS (overdracht naar bestaand warmtenet via en warmteoverdrachtstation)

Tabel 12.2

Operationele kosten die worden meegenomen bij de berekeningen van de basisbedragen voor de subcategorieën die vallen onder de categorie voor restwarmtebenutting uit industrie of datacenters

Vaste operationele kosten	Variabele operationele kosten
<ul style="list-style-type: none"> - Vaste jaarlijkse onderhoudskosten - Kosten managers en supervisors - Overheadkosten personeel - Administratiekosten - Engineeringkosten (na subsidieaanvraag) - Opstalvergoeding/pacht - Monitoring - Verzekeringen - Milieubelastingen en afvoerkosten (voor bijvoorbeeld afval) - Netwerk- en transportkosten elektriciteit (periodieke aansluitingskosten, periodieke meerlengte kosten, vastrechtstarief, kW-gecontracteerd, kW-max) 	<ul style="list-style-type: none"> - Elektriciteitsverbruik (groothandelsprijs, energiebelasting, elektriciteitsnetwerkkosten)

In de volgende paragrafen lichten we enkele kostenparameters en aannames toe die gelden voor alle subcategorieën.

12.1.1 Investeringskosten

De investeringskosten zijn gebaseerd op data uit recente projectplannen, informatie uit de marktconsultatie en op een rapport van CE Delft ten behoeve van het PBL-model Vesta-MAIS (CE Delft, 2022). In het advies SDE++-2024 is er een verlaging doorgevoerd voor de aangenomen kosten voor uitkoppeling nadat uit analyse van de projectplannen bleek dat deze te hoog was ingeschat. De meest recente projectplannen lijken deze kostenverlaging te bevestigen voor de restwarmtecategorieën zonder warmtepomp, en de restwarmtecategorieën met een conventionele warmtepomp. Voor de categorieën met een warmtepomp wordt er dit jaar specifiek uitgegaan van een warmtepomp met een halogeenvrij koudemiddel. Omdat halogeenvrije koudemiddelen vaak extra technische uitdagingen met zich meedragen zoals ontvlambaarheid of toxiciteit is er een verhoging in de investeringskosten van de warmtepompen doorgevoerd om hier rekening mee te houden. Om zoveel mogelijk rekening te houden met de meest recente kostencijfers en de inflatie van de afgelopen periode worden alle verzamelde kostengegevens toegerekend naar euro₂₀₂₄. Hierbij is rekening gehouden met de kerninflatie op basis van de meest recente cijfers van DNB uit de [voorjaarsraming 2024](#): +2,9% in juni 2024 ten opzichte van juni 2023. Hierbij merken we op dat kerninflatie de inflatie zonder energie en voeding betreft. De doorwerking van materiaalkosten in de prijzen van industriële goederen is dus wel onderdeel van de kerninflatie.

12.1.2 Operationele kosten

Vaste operationele kosten

De vaste operationele kosten zijn periodieke kosten voor het bedrijf dat het project beheert, ongeacht de hoeveelheid warmte die wordt geproduceerd. Er is bij de bepaling van het basisbedrag uitgegaan van jaarlijkse vaste operationele kosten van 3 procent van de totale investeringskosten. In het eindadvies van 2024 is dit met 1 procentpunt verhoogd van 2 tot 3 procent omdat uit projectinformatie bleek dat 2 procent buiten het bereik lag van wat er voor bestaande aanvragen werd genomen als percentage voor de vaste operationele kosten. Projectinformatie die sinds deze verhoging verkregen is, onderschrijft deze verhoging, en dus wordt 3 procent aangehouden.

Hierbij zijn nog apart de vaste kosten voor elektriciteitsverbruik bij opgeteld. Deze kosten zijn namelijk afhankelijk van het elektrische inputvermogen en de bedrijfstijd van de transportpompen en eventueel de warmtepomp en het specifieke elektriciteitsverbruiksprofiel voor wat betreft piekvermogen en bedrijfstijd. De vaste kosten voor het elektriciteitsverbruik zijn onderverdeeld in de kostenpost Netwerk en transportkosten elektriciteit (zie tabel 12.2). Hieronder vallen de transportkosten: kW-gecontracteerd, kW-max, additionele periodieke aansluitingsvergoedingskosten en additionele kosten voor het vastrechtstarief.

Variabele operationele kosten

Variabele operationele kosten zijn kosten die alleen worden gemaakt wanneer er daadwerkelijk warmte wordt geleverd. In de referentieprojecten vallen alleen de variabele elektriciteitskosten, de kosten van de elektriciteit die gemaakt moeten worden voor het bedrijven van de transportpompen en eventueel de warmtepomp, onder de variabele operationele kosten. De kosten voor de energiebelasting zijn gebaseerd op het gemiddelde van de verwachte ontwikkelingen in tarieven tussen 2024 en 2030 en het totale jaarlijkse elektriciteitsverbruik van de referentie-installatie. De gebruikte groothandelsprijs in de berekening van het basisbedrag is het ongewogen gemiddelde van de elektriciteitsprijzen van 2025 tot en met 2039 (basislast) zoals geraamd in de KEV 2024: 0,0699 euro/kWhe.

12.1.3 Vollasturen

Het aantal vollasturen dat er per jaar aan warmte kan worden geleverd hangt met name af van de vraag naar warmte. Hierbij wordt rekening gehouden met het zogeheten badkuiprofiel met hoge vraag in de winter en lage vraag in de zomer. Daarom is ervoor gekozen om, net als bij het advies SDE++ 2024, voor alle subcategorieën uit te gaan van 5.500 vollasturen per jaar. Dit getal strookt met het aantal vollasturen dat we zien bij projecten die al eerder SDE++ hebben aangevraagd en bij projecten die in ontwikkeling zijn. Een hoger aantal vollasturen per jaar kan bij de meeste projecten niet gehaald worden.

12.1.4 Restwaarde

Er is aangenomen dat er geen restwaarde is na een subsidieperiode van 15 jaar. Dit hangt niet zo zeer samen met de technische levensduur maar met de onzekerheden over levering van warmte op langere termijn. In de praktijk is de verwachting dat leveringscontracten voornamelijk beperkt zullen blijven tot contracten van maximaal 15 jaar. Mogelijk zijn er zelfs extra verwijderingskosten als warmtetransportpijpleidingen na de subsidieperiode niet meer gebruikt worden. Gezien deze onzekerheid rond eventuele restwaarde of juist verwijderingskosten is dus voor gekozen om zowel geen restwaarde aan de installatie toe te rekenen, als geen verwijderingskosten.

12.1.5 Vermeden CO₂-emissies

De vermeden CO₂-emissies worden bepaald aan de hand van een generieke emissiefactor voor omzetting van aardgas naar warmte van 0,225 kg CO₂/kWh_{th}. Voor de netto-emissiefactor moet echter wel rekening worden gehouden met de emissies die worden veroorzaakt voor de input van elektriciteit. Deze emissiefactor (gemiddelde ongewogen emissiefactor rekening houdend met de marginale-eenheid basislast elektriciteit per uur in het jaar 2035) voor de input van elektriciteit is berekend op 0,13 kg CO₂/kWh_e. Deze emissiefactor is berekend op basis van data die zijn gebruikt voor de KEV 2024.

12.1.6 Correctiebedrag

Voor dit eindadvies gaan we er net als vorig jaar van uit dat voor alle categorieën restwarmte de benutte restwarmte een gasgestookte WKK, veelal een STEG, vervangt. Daarom kiezen we net als voorgaande jaren voor een correctiebedrag van Warmte, groot (70 procent x TTF[LHV]) (Methode-ID 17).

12.1.7 EU ETS -correctie

De EU ETS-correctie per categorie wordt bepaald aan de hand van een beslisboom (zie bijlage 4). De weergegeven ETS-correctie is te lezen als de meest representatieve waarde voor het ETS-voordeel in een categorie, als een ETS-voordeel op een project van toepassing is. Voor de categorieën die vallen onder Restwarmtebenutting zonder warmtepomp wordt uitgegaan van een referentieproject waarbij er warmte geleverd wordt een aan stadswarmtenet (ETS-correctie-ID 5). Voor de categorieën die vallen onder Restwarmtebenutting met warmtepomp en Restwarmtebenutting met hoge-temperatuurwarmtepomp wordt er uitgegaan van een referentieproject waarbij er warmte geleverd wordt een aan stadswarmtenet (met een stooklijn), via een warmtepomp (ETS-correctie-ID 6).

12.2 Subsidieparameters

Voor alle categorieën voor restwarmte geldt dat subsidie kan worden aangevraagd in een van de volgende klassen:

- Verhoudingsklasse 1: Lengte-vermogenverhouding $\geq 0,00$ en $< 0,10$ m/kWth
- Verhoudingsklasse 2: Lengte-vermogenverhouding $\geq 0,10$ en $< 0,20$ m/kWth
- Verhoudingsklasse 3: Lengte-vermogenverhouding $\geq 0,20$ en $< 0,30$ m/kWth
- Verhoudingsklasse 4: Lengte-vermogenverhouding $\geq 0,30$ en $< 0,40$ m/kWth
- Verhoudingsklasse 5: Lengte-vermogenverhouding $\geq 0,40$ m/kWth

Hierbij wordt in deze categorie met 'lengte' de tracélengte in meters bedoeld van de transportleidingen die lopen vanaf de bron tot aan een aansluiting (T-stuk) bij een bestaand warmtenet of een warmteoverdrachtstation (WOS) bij een afnemer of een distributienet in een wijk. Met 'vermogen' wordt hier het thermische vermogen (in kilowatt) bedoeld dat gemiddeld gedurende de 5.500 vollasturen door het jaar heen kan worden geleverd aan een bestaand warmtenet of een andere soort afnemer. Als meetpunt voor de warmte hanteren we het aansluitingspunt (T-stuk) bij een bestaand warmtenet of, wanneer hier sprake van is, de plek waar de transportleiding een WOS binnenkomt.

Per verhoudingsklasse wordt een ander basisbedrag toegekend. Deze basisbedragen zijn bepaald op basis van verschillende referentieprojecten per subcategorie. Elk referentieproject heeft hetzelfde vermogen, maar een verschillende tracélengte, waardoor er een verschil in verhoudingsklasse ontstaat. De referentievermogens zijn gekozen op basis van de aannames voor de temperatuur van de aanvoer- en retourtransportleidingen en de pijpleidingdikte in combinatie met het aantal vollasturen. Deze aannames worden in de volgende paragrafen toegelicht. Voor de referentieverhoudingen is in elke klasse gekozen voor 0,01 boven de ondergrens zodat het basisbedrag is geënt op de meest kostengunstige projecten in een bepaalde klasse om zoveel mogelijk oversubsidiëring te voorkomen. De referentietracélengtes zijn een gevolg van de keuzes voor de referentievermogens en de referentieverhoudingen.

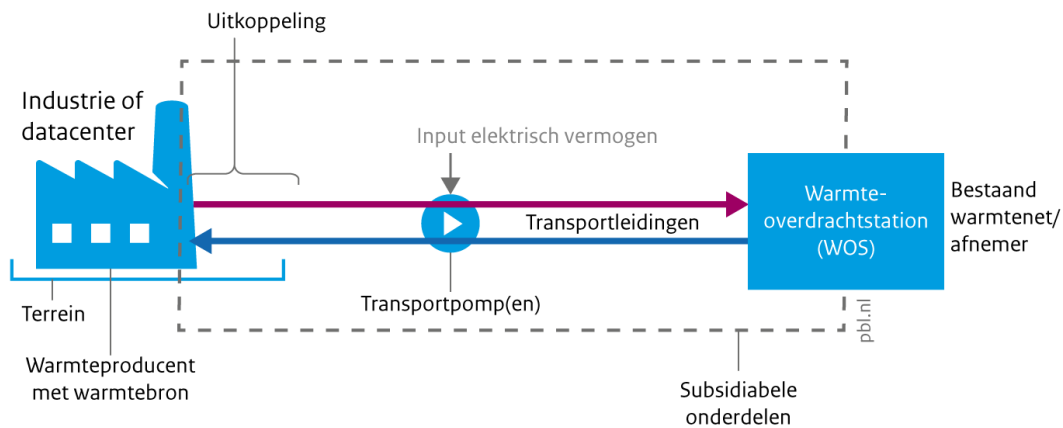
12.2.1 Categorieën restwarmtebenutting zonder warmtepomp

In figuur 12.1 is een schematische illustratie weergegeven van referentieprojecten die horen bij de subcategorieën die vallen onder deze categorie. In deze figuur is te zien welke onderdelen binnen het referentieproject vallen.

In deze categorie wordt uitgegaan van een referentieproject waarin warm water vanuit de restwarmtebron via een warmtewisselaar getransporteerd wordt naar een bestaand warmtenet of direct naar een afnemer. Er wordt voor de berekeningen aangenomen dat er bij de bron warm water beschikbaar is van tussen de 80 en 120 °C en dat er gemiddeld door het jaar heen bij het T-stuk/WOS circa 80 °C kan worden afgeleverd ($T_{\text{aanvoerleiding}} = 80$ °C). Daarnaast wordt aangenomen dat er gemiddeld circa 50 °C retour komt ($T_{\text{retourleiding}} = 50$ °C). Dit betekent dat we uitgaan van een ΔT (gemiddelde verschil tussen de temperatuur van de aanvoerleidingen en de retourleidingen) van 30 °C voor het hele jaar (rekening houdend met aantal aangenomen vollasturen). Ten slotte gaan we voor de berekeningen uit van een gemiddelde drukval van 1 bar/km en een maximum debiet (stroomsnelheid) van 2 m/s bij leidingen met een binnendiameter van 250 mm (DN250). Gecombineerd met de aanname voor het aantal vollasturen van 5.500 uur/jaar, zie paragraaf 12.1.3, resulteert deze binnendiameter in een gemiddeld warmtetransportvermogen van 8.000 kWth.

Figuur 12.1

Referentieproject restwarmtebenutting zonder warmtepomp



Bron: PBL

De aannames van bovenstaande temperatuurniveaus zijn gebruikt voor de berekeningen van het referentieproject. Daarnaast wordt, in het referentieproject waar de berekeningen op zijn gebaseerd, uitgegaan van levering aan een stadswarmtenet of de glastuinbouw. De referentie is dus niet gebaseerd op industrieel gebruik van de restwarmte. Het advies heeft betrekking op projecten voor levering aan een stadswarmtenet of aan de glastuinbouw, ongeacht de gebruikte temperatuurniveaus. Het advies heeft geen betrekking op gebruik van restwarmte voor andere toepassingen.

Er wordt in de uiteindelijke resultaten geen rekening gehouden met warmteverlies door het transporteren van de warmte over een bepaalde afstand, omdat er wordt aangenomen dat er standaard staal-PUR-PE-leidingen worden gebruikt voor de restwarmteprojecten en het warmteverlies over de afstanden die horen bij de referentieprojecten met dergelijke leidingen verwaarloosbaar is. Daarnaast geeft het feit dat het referentieproject geen rekening houdt met warmteverlies een stimulans om restwarmtebronnen te ontsluiten met een zo kort mogelijke afstand tot een warmtenet of afnamepunt. Er wordt daarnaast aangenomen dat de winterpiek bij de vraagkant en een eventuele downtime van de restwarmteleverancier worden opgevangen met een piek- of hulpketel of bufferinstallatie. Deze voorzieningen maken geen onderdeel uit van het referentieproject.

Voor de totale pompenergie wordt uitgegaan van een waarde van $0,0015 \text{ MJe/MJth} \times \text{lengte transportleiding (kilometer tracé)}$. Daarnaast wordt ervan uitgegaan dat het project de benodigde elektriciteit kan afnemen van een bestaande aansluiting waar nog voldoende elektrisch vermogen op vrij is en er dus geen meerkosten zijn voor een nieuwe elektriciteitsaansluiting. In tabel 12.3 zijn alle subsidieparameters weergegeven die horen bij deze categorie.

Tabel 12.3a

Technisch-economische parameters voor de categorieën restwarmtebenutting zonder warmtepomp

Parameter	Eenheid	Advies	Advies	Advies	Advies	Advies	Advies
		SDE++ 2024	SDE++ 2025	SDE++ 2024	SDE++ 2025	SDE++ 2024	SDE++ 2025
Lengte-vermogensverhouding	[m/kWth]	0,0-0,1	0,0-0,1	0,1-0,2	0,1-0,2	0,2-0,3	0,2-0,3
Referentievermogen	[kWth]	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000
Tracélengte	[m]	80	80	880	880	1.680	1.680
Vollasturen	[uur/jaar]	5.500	5.500	5.500	5.500	5.500	5.500
Investeringskosten uitkoppeling	[€/kWth]	250	260	250	260	250	260
Investeringskosten pijpleidingen	[€/kWth]	21	22	233	239	444	457
Investeringskosten warmtepomp	[€/kWth]	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.
Investeringskosten overig	[€/kWth]	126	127	147	149	168	171
Investeringskosten totaal	[€/kWth]	397	409	630	648	863	888
Vaste O&M-kosten	[€/kWth/ jaar]	12	14	19	21	27	29
Variabele O&M-kosten	[€/kWth]	0,0000	0,0000	0,0001	0,0001	0,0002	0,0002
Basisbedrag	[€/kWth]	0,0119	0,0125	0,0190	0,0196	0,0262	0,0269
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15	15	15	15	15
Subsidie-intensiteit	[€/t CO ₂]	-107	-68	-75	-36	-43	-4

a) getoond worden afgeronde getallen

Tabel 12.3b

Technisch-economische parameters voor de categorieën restwarmtebenutting zonder warmtepomp

Parameter	Eenheid	Advies	Advies	Advies	Advies
		SDE++ 2024	SDE++ 2025	SDE++ 2024	SDE++ 2025
Lengte-vermogensverhouding	[m/kWth]	0,3-0,4	0,3-0,4	≥ 0,40	≥ 0,40
Referentievermogen	[kWth]	8.000	8.000	8.000	8.000
Tracélengte	[m]	2.480	2.480	3.280	3.280
Vollasturen	[uur/jaar]	5.500	5.500	5.500	5.500
Investeringskosten uitkoppeling	[€/kWth]	250	260	250	260
Investeringskosten pijpleidingen	[€/kWth]	656	675	867	892
Investeringskosten warmtepomp	[€/kWth]	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.
Investeringskosten overig	[€/kWth]	190	192	211	214
Investeringskosten totaal	[€/kWth]	1.095	1127	1328	1366
Vaste O&M-kosten	[€/kWth/jaar]	34	37	41	44
Variabele O&M-kosten	[€/kWth]	0,0004	0,0003	0,0005	0,0004
Basisbedrag	[€/kWth]	0,0334	0,0341	0,0405	0,0413
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15	15	15
Subsidie-intensiteit	[€/t CO ₂]	-11	28	20	60

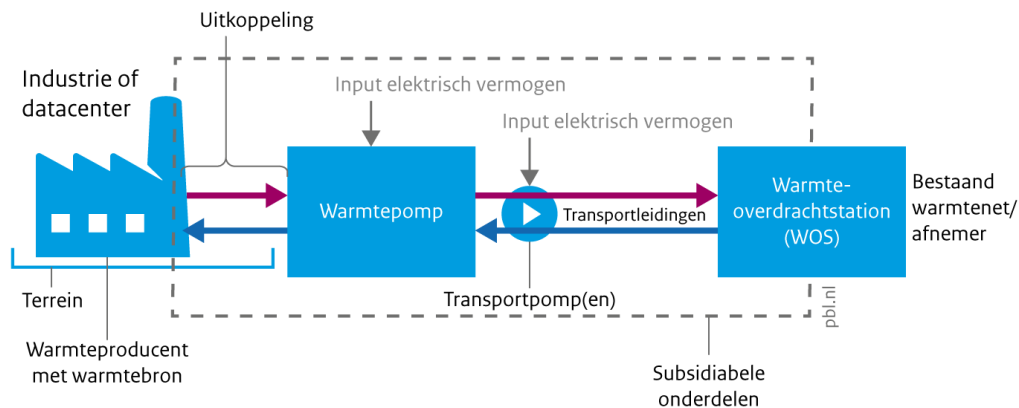
Wanneer de subsidieparameters vergeleken worden met die van het eindadvies SDE++ 2024 zijn geen grote veranderingen op te merken. De aanpassingen die vorig jaar gedaan zijn aan de uitkoppelingskosten worden dit jaar behouden. Verder zijn de investeringskosten en O&M-kosten beiden licht toegenomen door invloed van de inflatie. Ten gevolge hiervan is er een kleine toename zichtbaar in de basisbedragen en subsidie-intensiteiten.

12.2.2 Categorieën restwarmtebenutting met warmtepomp

In figuur 12.2 is een schematische illustratie weergegeven van referentieprojecten die horen bij de subcategorieën die vallen onder deze categorie. In deze figuur is te zien welke onderdelen binnen het referentieproject vallen.

Figuur 12.2

Referentieproject restwarmtebenutting met warmtepomp



Bron: PBL

De meeste aannames en parameters die zijn beschreven voor de categorieën die worden gepresenteerd in paragraaf 12.2.1 gelden hier ook. Er zijn echter enkele verschillen. In deze categorie wordt uitgegaan van een referentieproject waarin restwarmte van een relatief lage temperatuur van circa 30 °C wordt opgewaardeerd via een warmtepomp naar circa 80 °C. In het referentieproject wordt uitgegaan van een centrale warmtepomp nabij het terrein van de restwarmtebron, voordat de warmte over een langere afstand wordt getransporteerd. Door deze aanname geldt hier hetzelfde referentievermogen als in de categorie zónder warmtepomp, namelijk een gemiddeld warmte-transportvermogen van 8.000 kWth. Daarnaast gaan we, gezien de gekozen locatie van de warmtepomp, ervan uit dat het project de benodigde elektriciteit kan afnemen van een bestaande aansluiting met voldoende beschikbaar vermogen. Hierdoor zullen er geen extra kosten zijn voor een nieuwe elektriciteitsaansluiting. We adviseren deze exacte plaatsing van de warmtepomp niet als vereiste te stellen voor de subsidieaanvraag, maar we rekenen wel met deze opstelling. Er zijn nog te weinig gerealiseerde praktijkvoorbeelden om hier nu van af te wijken.

Voor de jaargemiddelde *Seasonal Performance Factor* (SPF, of ook wel *Seasonal Coefficient Of Performance* genoemd (SCOP)) wordt net als in het vorige eindadvies uitgegaan van een waarde van 3,5. Dit betekent dat we uitgaan van een beschikbaar thermisch vermogen bij de bron van circa 5.000 à 6.000 kWth. Daarnaast geldt ook hier dat in het referentieproject, waar de berekeningen op zijn gebaseerd, wordt uitgegaan van levering aan een stadswarmtenet of de glastuinbouw. De referentie is dus niet gebaseerd op industrieel gebruik van de restwarmte. In tabel 12.4 zijn alle subsidieparameters weergegeven die horen bij deze categorie.

Tabel 12.4a

Technisch-economische parameters voor de categorieën restwarmtebenutting met warmtepomp

Parameter	Eenheid	Advies	Advies	Advies	Advies	Advies	Advies
		SDE++ 2024	SDE++ 2025	SDE++ 2024	SDE++ 2025	SDE++ 2024	SDE++ 2025
Lengte-vermogensverhouding	[m/kWth]	0,0-0,1	0,0-0,1	0,1-0,2	0,1-0,2	0,2-0,3	0,2-0,3
Referentievermogen	[kWth]	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000
Tracélengte	[m]	80	80	880	880	1.680	1.680
Vollasturen	[uur/jaar]	5.500	5.500	5.500	5.500	5.500	5.500
Investeringskosten uitkoppeling	[€/kWth]	200	210	200	210	200	210
Investeringskosten pijpleidingen	[€/kWth]	21	22	233	239	444	457
Investeringskosten warmtepomp	[€/kWth]	320	360	320	360	320	360
Investeringskosten overig	[€/kWth]	153	158	174	180	195	202
Investeringskosten totaal ^a	[€/kWth]	694	750	927	989	1.160	1.228
Vaste O&M-kosten	[€/kWth/jaar]	100	95	108	102	115	109
Variabele O&M-kosten ^a	[€/kWhth]	0,0276	0,0207	0,0277	0,0208	0,0278	0,0209
Basisbedrag	[€/kWhth]	0,0670	0,0593	0,0741	0,0665	0,0813	0,0736
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15	15	15	15	15
Subsidie-intensiteit	[€/t CO ₂]	165	181	204	219	242	257

a) getoond worden afgeronde getallen

Tabel 12.4b

Technisch-economische parameters voor de categorieën restwarmtebenutting met warmtepomp

Parameter	Eenheid	Advies	Advies	Advies	Advies
		SDE++ 2024	SDE++ 2025	SDE++ 2024	SDE++ 2025
Lengte-vermogensverhouding	[m/kWth]	0,3-0,4	0,3-0,4	≥ 0,40	≥ 0,40
Referentievermogen	[kWth]	8.000	8.000	8.000	8.000
Tracélengte	[m]	2.480	2.480	3.280	3.280
Vollasturen	[uur/jaar]	5.500	5.500	5.500	5.500
Investeringskosten uitkoppeling	[€/kWth]	200	210	200	210
Investeringskosten pijpleidingen	[€/kWth]	656	675	867	892
Investeringskosten warmtepomp	[€/kWth]	320	360	320	360
Investeringskosten overig	[€/kWth]	217	223	238	245
Investeringskosten totaal	[€/kWth]	1.392	1.468	1.625	1.707
Vaste O&M-kosten	[€/kWth/jaar]	122	117	130	124
Variabele O&M-kosten	[€/kWhth]	0,0280	0,0210	0,0281	0,0211
Basisbedrag	[€/kWhth]	0,0884	0,0809	0,0956	0,0882
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15	15	15
Subsidie-intensiteit	[€/t CO ₂]	280	296	319	335

Wanneer de subsidieparameters vergeleken worden met die van het eindadvies SDE++ 2024 vallen de volgende punten op:

- De totale investeringskosten zijn toegenomen ten opzichte van vorig jaar ten gevolge van een toename in de investeringskosten van de warmtepomp. Dit jaar wordt uitgegaan van nieuw aangeleverde projectdata waarin specifiek warmtepompen gebruikt worden met een natuurlijk koudemiddel. Op basis hiervan is een verhoging van circa 11% doorgevoerd in de investeringskosten van de warmtepomp.
- Door een substantiële daling in de elektriciteitsprijs, daalt de variabele operationele kosten voor elektriciteit ten opzichte van 2024. Ten gevolgen hiervan vallen de totale O&M-kosten dit jaar lager uit dan vorig jaar.

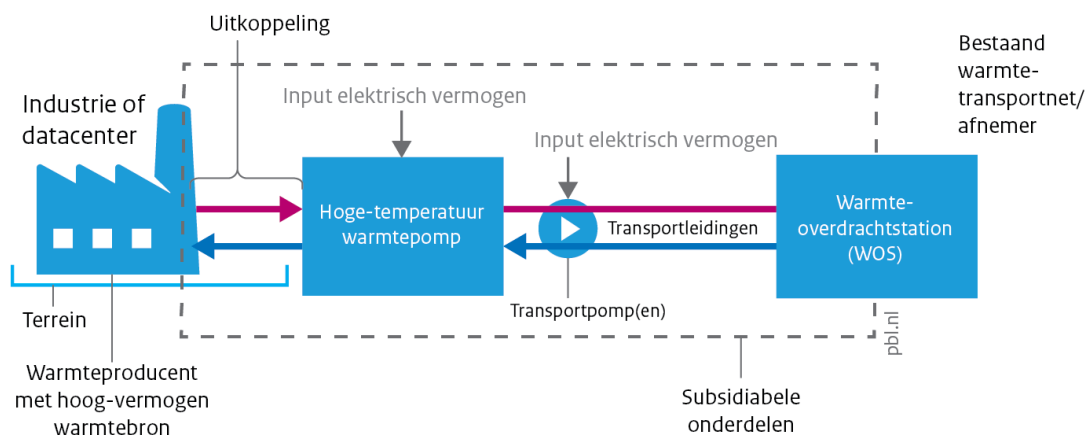
Zoals te zien in tabel 12.4 vallen door een verlaging van de operationele kosten de basisbedragen iets lager uit ten opzichte van vorig jaar, ondanks een verhoging in totale investeringskosten. Echter, door een lagere langetermijnprijs valt de subsidie-intensiteit wel iets hoger uit dan vorig jaar.

12.2.3 Categorieën restwarmtebenutting met hoge-temperatuur warmtepomp

In figuur 12.3 is een schematische illustratie weergegeven van referentieprojecten die horen bij de subcategorieën die vallen onder deze categorie. In deze figuur is te zien welke onderdelen binnen het referentieproject vallen.

Figuur 12.3

Referentieproject restwarmtebenutting met hoge-temperatuur warmtepomp



Bron: PBL

De referentie-installaties, parameters en aannames voor de categorie 'Restwarmtebenutting met hoge-temperatuur warmtepomp' lijken op die voor de categorie 'Restwarmtebenutting met warmtepomp' zoals gepresenteerd in paragraaf 12.2.3. De installatie omvat een uitkoppeling van de warmtebron die de warmte richting een hoge-temperatuur warmtepomp vervoert die dichtbij de warmtebron aanwezig is. Deze warmtepomp moet de stooklijn van het warmtenet kunnen volgen waar het op invoedt (circa 110-120 °C in de winter, 80-90 °C in de zomer). Vervolgens wordt deze warmte via transportleidingen richting een WOS of T-stuk vervoerd.

Omdat deze categorie nieuw toegevoegd wordt, zijn hieronder de verschillen in technisch-economische parameters tussen deze categorie en de categorie Restwarmtebenutting met warmtepomp vermeld en toegelicht.

- Zoals genoemd in paragraaf 12.1 is deze categorie specifiek van toepassing op projecten met een groter vermogen. Deze projecten verschillen van die met een klein vermogen aangezien deze niet ingevoerd kunnen worden op lokale netten, maar op het hoge-temperatuur transportnet. Op basis van projectdata is daarom een referentievermogen van 25.000 kWth vastgesteld. Als gevolg van dit grotere vermogen is voor dezelfde lengte/vermogen verhouding een grotere tracélengte meegenomen.
- Aangezien de installatie op het hoge-temperatuur transportnet aangesloten moet worden moet het ingevoerde water de stooklijn van het transportnet kunnen halen. Om deze reden wordt in de referentie-installatie uitgegaan van een warmtebron van 30 °C die wordt opgewaardeerd via een hoge-temperatuur warmtepomp naar 110 °C. De warmte wordt geretourneerd met een temperatuur van 60 °C wat een ΔT geeft van 50 °C. Een additioneel gevolg van de hogere ΔT is een lagere *Seasonal Performance Factor* (SPF, of ook wel *Seasonal Coëfficiënt Of Performance* genoemd (SCOP)) van 2,75 voor de referentie-installaties.
- De uitkoppelingskosten voor de restwarmtecategorieën met een hoge-temperatuur warmtepomp zijn significant hoger dan voor de uitkoppeling van de restwarmtecategorieën met een conventionele warmtepomp of zonder warmtepomp. Dit is te verklaren door hogere kosten voor bouwkundige voorzieningen. Projecten met een hoge-temperatuur warmtepomp zijn vaak projecten met grotere vermogens, en dus kan de uitkoppeling vaak niet in het bestaande gebouw bijgevoegd worden.
- Op basis van projectdata is vastgesteld dat de investeringskosten voor hoge-temperatuur warmtepompen significant hoger liggen dan voor conventionele warmtepompen. Voor de referentie installaties worden investeringskosten van 750 euro per kWth aangehouden voor de warmtepomp.

Daarnaast geldt ook hier dat in het referentieproject, waar de berekeningen op zijn gebaseerd, wordt uitgegaan van levering aan een stadswarmtenet of de glastuinbouw. De referentie is dus niet gebaseerd op industrieel gebruik van de restwarmte.

In tabel 12.5 zijn alle subsidieparameters weergegeven die horen bij deze categorie.

Tabel 12.5

Technisch-economische parameters voor de categorieën restwarmtebenutting met hoge-temperatuur warmtepomp

Parameter	Eenheid	Advies	Advies	Advies	Advies	Advies
		SDE++ 2025	SDE++ 2025	SDE++ 2025	SDE++ 2025	SDE++ 2025
Lengte-vermogensverhouding	[m/kWth]	0,0-0,1	0,1-0,2	0,2-0,3	0,3-0,4	≥ 0,4
Referentievermogen	[kWth]	25.000	25.000	25.000	25.000	25.000
Tracélengte	[m]	250	2.750	5.250	7.750	10.250
Vollasturen	[uur/jaar]	5.500	5.500	5.500	5.500	5.500
Investeringskosten uitkoppeling	[€/kWth]	430	430	430	430	430
Investeringskosten pijpleidingen	[€/kWth]	27	297	568	838	1.108
Investeringskosten warmte-pomp	[€/kWth]	750	750	750	750	750
Investeringskosten overig	[€/kWth]	220	247	274	301	328
Investeringskosten totaal ^a	[€/kWth]	1.427	1.724	2.021	2.319	2.616
Vaste O&M-kosten	[€/kWth/jaar]	133	143	152	162	172
Variabele O&M-kosten ^a	[€/kWhth]	0,0264	0,0267	0,0270	0,0272	0,0275
Basisbedrag	[€/kWhth]	0,0891	0,0983	0,1076	0,1168	0,1261
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15	15	15	15
Subsidie-intensiteit ^b	[€/t CO ₂]	362	415	469	523	577
Subsidie-intensiteit (afgetopt)	[€/t CO ₂]	362	400	400	400	400

a) getoond worden afgeronde getallen

b) voor hoge-temperatuur warmte categorieën binnen de SDE++ geldt dat de subsidie-intensiteit afgetopt wordt op 400

13 Waterstof via elektrolyse

In dit eindadvies gaan we in op waterstofproductie via elektrolyse. Op verzoek van het ministerie van KGG gebruiken we de eenheid kilowattuur waterstof (HHV¹⁸) als grondslag, en niet kilogram waterstof; 1 kWh_{HHV} waterstof komt overeen met 0,0254 kg, en 1 kg waterstof komt overeen met 39,32 kWh_{HHV} (Gasunie, 1980).

13.1 Referentie-installaties

In dit advies zijn 2 categorieën onderscheiden:

1. elektrolyzers op land die een *power purchase agreement* (PPA) met een windpark op zee en een verbinding met het hoogspanningsnet van Tennet hebben. De elektrolyzer heeft dus geen directe lijn met het windpark op zee;
2. elektrolyzers die hun elektriciteit via een directe lijn van een wind- en/of zonnepark op land betrekken.

Dit onderscheid is gemaakt omdat de specifieke investeringskosten, het aantal CO₂-vrije vollast-uren, de aansluitkosten op het elektriciteitsnet, de elektriciteitsprijzen en dus ook de basisbedragen in deze gevallen verschillend zijn. Er wordt in dit advies geen onderscheid gemaakt tussen AEL-elektrolyzers en PEM-elektrolyzers: de berekende basisbedragen gelden dus voor beide typen.

In dit eindadvies is net als vorig jaar verondersteld dat zowel AEL- als PEM-elektrolyzers gedurende periodes dat er geen of onvoldoende¹⁹ CO₂-vrije elektriciteit beschikbaar is kunnen worden uit- en aangezet, maar dat dit wel leidt tot versnelde degradatie van de stacks. Daarbij wordt in alle categorieën uitgegaan van een jaarlijkse degradatie van 2 procent, ook al is het aantal stops en starts niet in alle gevallen gelijk. Volgens ISPT (ISPT, 2022) worden stacks vervangen als het omzettingsrendement 10 procent gedaald is. In dit eindadvies is daarom verondersteld dat in alle gevallen in het 6e en in het 11e jaar van de subsidieperiode nieuwe stacks worden geïnstalleerd. De vervangingskosten worden apart meegenomen in het OT-model.

Net als vorig jaar is in dit eindadvies de hoogte van de specifieke investeringskosten (in euro/kWe) van elektrolyzers afhankelijk van het inputvermogen: ze zijn lager naarmate het inputvermogen hoger is. Daarbij is op basis van marktinformatie uitgegaan van een schaalfactor van 0,8.²⁰

¹⁸ Higher heating value. Voor waterstof is die 141,6 MJ/kg.

¹⁹ Verondersteld is dat elektrolyzers geheel worden uitgezet als het elektriciteitsaanbod kleiner is dan 10 procent van het elektrolyservermogen. Waarschijnlijk moeten al bij tussen 30 en 50% van het vermogen één of meerdere stacks worden uitgezet.

²⁰ Bijvoorbeeld: als de investeringskosten voor een elektrolyzer van 10 MWe y euro bedragen, dan bedragen de investeringskosten voor een elektrolyzer van 100 MWe geen $10y$ euro, maar $(100/10)^{0,8} * y$ euro, oftewel $6,3y$ euro. De specifieke investeringskosten (in euro/kWe) voor de 100 MWe elektrolyzer zijn dus 63 procent van die voor de 10 MWe elektrolyzer. Doorgaans wordt in de chemische industrie een schaalfactor van 0,6 gehanteerd; de specifieke investeringskosten dalen bij opschaling van de installatie bij die schaalfactor harder dan bij een schaalfactor van 0,8. Bij een elektrolyzer zijn de stacks echter modulair en dus niet schaalbaar: een 10 keer zo grote fabriek bevat 10 keer zoveel stacks en dat is 10 keer zo duur.

13.1.1 Power purchase agreement met windpark op zee

Deze categorie simuleert een configuratie die voldoet aan de criteria die in de gedelegeerde handeling 2023/1184 worden gesteld aan hernieuwbare waterstof. De referentie betreft een elektrolyser van 100 MWe op land die via het hoogspanningsnet van Tennet hernieuwbare elektriciteit betreft van een windpark op zee, en waarbij de eigenaren van de elektrolyser en het windpark in een *power purchase agreement* (PPA) hebben vastgelegd hoeveel elektriciteit tegen welke prijs wordt geleverd. Het gaat om een simulatie omdat niet bekend is welke afspraken daarover in de praktijk in een PPA zullen worden gemaakt. In dit eindadvies is uitgegaan van het aantal vollasturen dat een windpark in een windrijke zone van de Noordzee kan realiseren. De elektrolyser heeft – anders dan bij de configuraties met een directe lijn is verondersteld (paragraaf 13.1.2) – géén voorrang op levering aan andere afnemers²¹. Dat betekent dat als het windpark waar de elektrolyser de PPA mee heeft afgesloten op bijvoorbeeld half vermogen produceert, ook de elektrolyser op half vermogen produceert. Het aantal vollasturen van de elektrolyser is dus nagenoeg gelijk aan dat van het windpark²². Bij deze configuratie zijn er jaarlijks 330 stops en starts. Tijdens de stops is alleen voor de veiligheids- en hulpsystemen een geringe hoeveelheid elektriciteit van het net nodig. De indirecte CO₂-emissie die daarmee samenhangt wordt in dit advies verwaarloosd.

13.1.2 Directe lijn met wind- en/of zonnepark op land

Voor elektrolyzers die via een directe lijn zijn gekoppeld worden 3 verschillende referentieconfiguraties onderscheiden:

- Een elektrolyser van 25 MWe, gekoppeld aan een modern windpark van 100 MWe, gelegen aan de kust. Het basisbedrag is bij deze vermogensverhouding van 25 procent lager dan bij hogere of lagere vermogensverhoudingen. Weliswaar is het aantal vollasturen van de elektrolyser bij een lagere vermogensverhouding (bijvoorbeeld 10 procent) hoger, maar omdat ook de specifieke investeringskosten en de gemiddelde elektriciteitsprijs dan hoger zijn, is het basisbedrag dan toch hoger dan bij een vermogensverhouding van 25 procent. Bij hogere vermogensverhoudingen dan 25 procent zijn de specifieke investeringskosten en de gemiddelde elektriciteitsprijs weliswaar lager, maar zorgt het lagere aantal vollasturen ervoor dat het basisbedrag dan per saldo toch hoger is.

²¹ Hier is voor gekozen omdat als elektrolyzers wél voorrang op andere afnemers zouden hebben, ze geen rol zouden kunnen spelen in het leveren van flexibiliteit in het elektriciteitssysteem: een rol die in het Nationaal plan energiesysteem (NPE) voor elektrolyzers wordt beoogd. Daarmee wordt bedoeld dat elektrolyzers vooral elektriciteit afnemen als er overvloedig aanbod van WOZ-energie is. Een voorrangregeling zou feitelijk neerkomen op het tegenovergestelde. Bij deze categorie (PPA met WOZ) gaat het naar verwachting om zeer grote projecten (> 100 MWe), met potentieel grote invloed op het elektriciteitssysteem; bij de directelijnprojecten – waar zoals gezegd wel met een voorrangregeling is gerekend – kan worden betoogd dat het om kleinere projecten gaat en dat de constructie naar verwachting niet vaak zal voorkomen. In dat geval zal de voorrangregeling relatief weinig invloed hebben op het elektriciteitssysteem.

²² Het aantal vollasturen van de elektrolyser is 3 procent lager vanwege gepland en niet-gepland onderhoud.

- Een elektrolyser van 10 MWe, gekoppeld aan een zonnepark van 100 MW_p. Het basisbedrag is bij deze vermogensverhouding lager dan bij hogere of lagere vermogensverhoudingen.
- Een elektrolyser van 50 MWe, gekoppeld aan een gecombineerd wind- en zonnepark, bestaande uit een windpark van 100 MWe, een zonnepark van 200 MWe met een omvormer van 100 MWe en een gezamenlijke kabel van 100 MWe (cable pooling). Deze configuratie is gericht op het maximaliseren van het aantal vollasturen. Het basisbedrag is bij een vermogensverhouding van 50 procent²³ lager dan bij hogere of lagere vermogensverhoudingen.

In alle directelijnconfiguraties heeft de elektrolyser voorrang op levering aan het elektriciteitsnet: dat betekent dat als het geleverde vermogen van het wind-, zonne- of gecombineerde park op wind- en/of zonarme momenten lager is dan het vermogen van de elektrolyser, alle opgewekte elektriciteit aan de elektrolyser wordt geleverd. Op systeemniveau kleeft er een nadeel aan dergelijke lage vermogensverhoudingen, aangezien elektrolyzers op zon- en/of windrijke momenten slechts een deel van de opgewekte elektriciteit zullen gebruiken, en daardoor nauwelijks zullen bijdragen aan het oplossen van netcongestieproblemen die het gevolg zijn van de toename van het totale wind- en zonvermogen in Nederland. In alle configuraties is ervan uitgegaan dat de elektrolyser wordt uitgeschakeld als het elektriciteitsaanbod onder 10 procent van het elektrolyservermogen zakt. Tevens is verondersteld dat de elektrolyzers jaarlijks 3 procent van de tijd gepland of niet-gepland stilstaan voor onderhoud. Die uitgangspunten leiden jaarlijks tot 150 stops en starts bij koppeling met een windpark, 365 stops en starts bij koppeling met een zonnepark en 145 stops en starts bij koppeling met een gecombineerd park met *cable pooling*. Net als bij netgekoppelde elektrolyzers is gedurende de stops alleen voor de veiligheids- en hulpsystemen een geringe hoeveelheid elektriciteit van het net nodig.²⁴ De indirecte CO₂-emissie die daarmee samenhangt wordt in dit advies verwaarloosd.

13.2 Specifiek elektriciteitsgebruik

In alle categorieën is uitgegaan van een gemiddeld elektriciteitsgebruik van 1,48 kWh/kWh_{HHV} H₂ over de gehele subsidieduur (15 jaar). Dit komt overeen met 58,3 kWh/kg H₂ en een energetisch omzettingsrendement (η) van 67,5 procent. Deze waarde is berekend op basis van een initieel elektriciteitsgebruik van 1,42 kWh/kWh_{HHV} H₂ ($\eta = 70,2$ procent) voor de gehele fabriek (dus inclusief elektriciteitsverbruik door compressoren, pompen, verlichting en dergelijke), een degradatie van de elektroden van 2 procent per jaar en vervanging van de stacks in het 6^e en in het 11^e jaar van de subsidieperiode.

²³ Ten opzichte van het vermogen van de kabel (100 MW).

²⁴ De netstroom kan via de netaansluiting van het wind- of zonnepark en de directe lijn aan de elektrolyser worden geleverd. De elektrolyser heeft dus in principe geen eigen netaansluiting nodig.

13.3 Kosten

13.3.1 Specifieke investeringskosten en kosten vervanging van stacks

Op basis van (TNO, 2024) is in dit advies voor een elektrolyser van 100 MWe gerekend met specifieke investeringskosten van 3.050 euro/kWe. Deze kosten betreffen de totale kosten van installatie.²⁵ Bij directelinprojecten vallen hieronder ook de kosten voor de aansluiting op het wind- of zonnepark. Voorbereidingskosten (zoals vergunningen en leges), alsmede kosten voor eventuele pijpleidingen of *tube trailers* met bijbehorende compressoren voor transport van waterstof vanaf de fabriek zijn niet subsidiabel en zijn daarom niet meegenomen in de investeringskosten. De kosten voor vervanging van de stacks in het 6^e en 11^e jaar zijn voor een 100MWe-elektrolyser geraamd op 2 maal 10 procent van de investeringskosten, oftewel 305 euro/kWe per keer. Uitgaande van een schaalfactor van 0,8 (zie paragraaf 13.1) bedragen de specifieke investeringskosten voor elektrolyzers van 50, 25 en 10 MWe respectievelijk 3.504, 4.024 en 4.834 euro/kWe. De kosten voor het vervangen van de stacks bedragen ook bij deze kleinere elektrolyzers 305 euro/kWe per keer²⁶.

13.3.2 Vaste O&M-kosten

Onderhoud

Op basis van (TNO, 2024) is in dit advies voor een elektrolyser van 100 MWe gerekend met jaarlijkse vaste onderhoudskosten van 76,3 euro/kWe/jaar. Dat komt overeen met 2,5% van de investeringskosten. Uit figuur 3.2 in (TNO, 2024) kan worden afgeleid dat voor de onderhoudskosten een schaalfactor van 0,85 geldt. Daarmee is berekend dat de vaste onderhoudskosten voor elektrolyzers van 50, 25 en 10 MWe respectievelijk 85,6, 93,9 en 107,7 euro/kWe/jaar bedragen.

Netwerkkosten en vaste kosten elektriciteitsaansluiting

De netwerkkosten en vaste kosten voor de elektriciteitsaansluiting van een netgekoppelde elektrolyser van 100 MWe (categorie 1) bedragen 121,6 euro/kWe/jaar. Daarbij is verondersteld dat de elektrolyzers zijn verbonden met het hoogspanningsnet van TenneT en vanwege hun flexibele inzetbaarheid in aanmerking komen voor de tijdsduurgebonden alternatieve transportovereenkomst 85/15%. Hiermee kan maximaal 15% van de tijd het transport door TenneT beperkt worden om verwachte piekmomenten op het net op te vangen. Met deze transportovereenkomst betalen de gebruikers gemiddeld 55% van het normale transporttarief.

Elektrolyzers die via een directe lijn zijn gekoppeld met een wind- of zonnepark zullen doorgaans geen eigen netaansluiting nodig hebben en dus ook geen netwerkkosten hebben. De eenmalige kosten voor de aanleg van de elektriciteitsverbinding met het wind- of zonnepark zijn zoals gezegd meegenomen in de investeringskosten.

²⁵ Hieronder vallen: *electrolyser system, balance of plant, compressor, indirect costs, costs for the owner en contingency*.

²⁶ Omdat de stacks een modulair karakter hebben is verondersteld dat de kosten per kWe onafhankelijk zijn van het vermogen van de elektrolyser. Anders gezegd: het vervangen van 100 MWe aan stacks kost 10 keer zoveel als het vervangen van 10 MWe aan stacks.

13.3.3 Variabele O&M-kosten

Bij directelijnprojecten met een wind- en/of zonnepark en bij een PPA met een windpark op zee is verondersteld dat de uurlijkse prijzen van de geleverde elektriciteit gelijk zijn aan de uurlijkse groothandelsprijzen van elektriciteit van het net. De gemiddelde elektriciteitsprijzen waarmee in het OT-model is gerekend, zijn berekend door de som van de 8.760²⁷ uitkomsten van het uurlijkse verbruik van de elektrolyzers maal de uurlijkse groothandelsprijs²⁸ te delen door het jaarlijkse verbruik van de elektrolyzers. Het betreft dus een gewogen gemiddelde prijs op basis van verbruik.

- In categorie 1 (PPA met windpark op zee en verbinding via het hoogspanningsnet van Tennet) bedraagt de aldus berekende gemiddelde elektriciteitsprijs 0,063 euro/kWhe. Daarbij is rekening gehouden met 0,0027 euro/kWhe energiebelasting op 10 procent van het elektriciteitsgebruik²⁹. Uitgaande van een omzettingsrendement van 67,5 procent bedragen de elektriciteitskosten 0,093 euro/kWh_{HHV} H₂.
- In categorie 2 (directelijnverbinding met wind- en/of zonnepark op land) bedraagt de aldus berekende gemiddelde prijs van elektriciteit uit een windpark 0,0579 euro/kWhe (bij een vermogensverhouding van 25 procent), die van elektriciteit uit een zonnepark 0,0642 euro/kWhe (bij een vermogensverhouding van 10 procent) en die van elektriciteit uit het gecombineerde wind- en zonnepark 0,0585 euro/kWhe (bij een vermogensverhouding van 50 procent³⁰). Er is daarbij geen rekening gehouden met eventuele premies die betaald moeten worden om voorrang te krijgen op levering aan het net, aangezien er geen betrouwbare informatie is over de hoogte daarvan. Voor elektriciteit die via een directe lijn wordt geleverd hoeft geen energiebelasting te worden betaald. Uitgaande van een omzettingsrendement van 67,5 procent bedragen de elektriciteitskosten bij directelijnprojecten met een windpark, zonnepark of een gecombineerd park respectievelijk 0,086, 0,095 en 0,087 euro/kWh_{HHV} H₂.

²⁷ Het aantal uren in een jaar.

²⁸ Deze uurlijkse groothandelsprijzen (berekend met COMPETES voor de KEV 2024) zijn het gemiddelde van de uurlijkse groothandelsprijzen in de jaren 2025-2039. Voor directelijnprojecten met zon zijn de uurlijkse verbruikscijfers van de elektrolyser gebaseerd op de uurlijkse zonnestroomproductiecijfers van een bestaand modern zonnepark. Voor directelijnprojecten met wind op land en voor de PPA met wind op zee zijn de uurlijkse verbruikscijfers van de elektrolyser in beginsel gebaseerd op de uurlijkse windstroomproductiecijfers uit COMPETES. De *load duration*-curves voor windproductie uit COMPETES zijn echter zodanig gecorrigeerd dat die de vorm hebben gekregen van een individueel windpark (respectievelijk aan de kust en op de Noordzee); de *load duration*-curves in COMPETES zijn namelijk gebaseerd op meerdere parken op verschillende locaties, waardoor die niet rechtstreeks bruikbaar zijn voor berekening van het basisbedrag van elektrolyzers die hun elektriciteit van individuele windparken zullen betrekken.

²⁹ Bij de berekening van de elektriciteitsprijs is verondersteld dat 90 procent van het elektriciteitsverbruik wordt gebruikt voor de elektrolyser en dat over dat deel geen energiebelasting hoeft te worden betaald. De overige 10 procent wordt gebruikt voor randapparatuur zoals pompen en verlichting; voor dat deel moet wel energiebelasting worden betaald.

³⁰ Deze prijs geldt alleen voor een gecombineerd park met specificaties zoals in paragraaf 13.1.1 zijn beschreven.

Kosten gedemineraliseerd water (demiwater)

Er is verondersteld dat de jaarlijkse kosten voor demiwater en periodieke vervanging van de ionenwisselaar of het membraan van de demiwaterinstallatie in alle drie categorieën verwaarloosbaar zijn.

Potentiële waarde van zuurstof en restwarmte (bijproducten van elektrolyse)

Voor zowel zuurstof als restwarmte is de potentiële waarde op nul euro gesteld. De reden daarvoor is dat de waarde van zuurstof en restwarmte laag is in vergelijking met de productiekosten, en het bovendien onzeker is of deze bijproducten kunnen worden afgezet. Voor een meer uitgebreide toelichting wordt verwezen naar paragraaf 13.4 van het eindadvies SDE++ 2023.

Potentiële waarde van Hernieuwbare Brandstofeenheden (HBE's)

Voor de inzet van groene waterstof als transportbrandstof worden door de overheid Hernieuwbare Brandstofeenheden (HBE's) verstrekt, en ook voor de inzet van groene waterstof die wordt ingezet ter vervanging van grijze waterstof bij de raffinage van aardolie. Bij de inzet in raffinaderijen zal wel een correctiefactor van (waarschijnlijk)³¹ 0,4 worden toegepast (voor directe levering als brandstof is de factor 1), zie [ook nieuwsberichten hierover](#). De potentiële opbrengsten van HBE's zijn niet meegenomen in het correctiebedrag.

13.4 Vermeden CO₂

De vermeden CO₂ ten opzichte van de te vervangen grijze waterstof bepaalt de subsidie-intensiteit. In dit advies wordt SMR (*steam methane reforming*) als referentie gebruikt. SMR heeft volgens IEAGHG³² een emissiefactor van 9 kg CO₂ per kg H₂, oftewel 0,229 kg CO₂ per kWh_{HHV} H₂. Aangezien elektrolyzers in alle categorieën alleen CO₂-vrije elektriciteit gebruiken³³ is de vermeden CO₂-emissie eveneens 0,229 kg CO₂ per kWh_{HHV} H₂.

³¹ Definitieve besluitvorming heeft in november 2024 nog niet plaatsgevonden.

³² Techno-Economic Evaluation of SMR Based Standalone (Merchant) Hydrogen Plant with CCS.

³³ Zoals eerder is aangegeven wordt de indirecte CO₂-emissie die samenhangt met de geringe hoeveelheid elektriciteit die nodig is voor hulp- en veiligheidssystemen verwaarloosd.

13.5 Overzicht technisch-economische en subsidieparameters

13.5.1 PPA met windpark op zee

Tabel 13.1 geeft voor een elektrolyser met een PPA met een windpark op zee en een aansluiting op het net een overzicht van het basisbedrag en de daarbij gebruikte gegevens.

Tabel 13.1

Technisch-economische parameters waterstofproductie via elektrolyse met een PPA en een netverbinding met een windpark op zee

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2024	Advies SDE++ 2025
Installatiegrootte	[MWe]	100	100
Installatiegrootte	[MW _{HHV} H ₂]	67,5	67,5
Vollasturen	[uur/jaar]	3.740	3.683
Specifieke investeringskosten	[€/kWe]	2.200	3.050
Vaste O&M-kosten	[€/kWe/jaar]	362,0	197,9
Variabele O&M-kosten	[€/kWh _{HHV} H ₂]	0,1121	0,0933
Basisbedrag	[€/kWh _{HHV} H ₂]	0,4082	0,3825
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

13.5.2 Directe lijn

Tabel 13.2 geeft voor directelijnprojecten met een windpark een overzicht van het basisbedrag en de daarbij gebruikte gegevens.

Tabel 13.2

Technisch-economische parameters waterstofproductie via elektrolyse met een directelijnverbinding met een windpark van 100 MWe

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2024	Advies SDE++ 2025
Installatiegrootte	[MWe]	25	25
Installatiegrootte	[MW _{HHV} H ₂]	16,88	16,88
Vollasturen	[uur/jaar]	5.448	5.367
Specifieke investeringskosten	[€/kWe]	2.903	4.024
Vaste O&M-kosten	[€/kWe/jaar]	116,1	93,4
Variabele O&M-kosten	[€/kWh _{HHV} H ₂]	0,1143	0,0858
Basisbedrag	[€/kWh _{HHV} H ₂]	0,2727	0,2769
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

Tabel 13.3 geeft voor directelijnprojecten met een zonnepark een overzicht van het basisbedrag en de daarbij gebruikte gegevens.

Tabel 13.3

Technisch-economische parameters waterstofproductie via elektrolyse met een directelijnverbinding met een zonnepark van 100MWe

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2024	Advies SDE++ 2025
Installatiegrootte	[MWe]	10	10
Installatiegrootte	[MW _{HHV} H ₂]	6,75	6,75
Vollasturen	[uur/jaar]	3.180	3.180
Specifieke investeringskosten	[€/kWe]	3.487	4.834
Vaste O&M-kosten	[€/kWe/jaar]	139,5	107,7
Variabele O&M-kosten	[€/kWh _{HHV} H ₂]	0,1298	0,0951
Basisbedrag	[€/kWh _{HHV} H ₂]	0,4427	0,4688
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

Tabel 13.4 geeft voor directelijnprojecten met een gecombineerd wind- en zonnepark een overzicht van het basisbedrag en de daarbij gebruikte gegevens.

Tabel 13.4

Technisch-economische parameters waterstofproductie via elektrolyse met een directelijnverbinding met een gecombineerd wind- en zonnepark (een 100 MW windpark + 200 MW zonnepark met 100 MW omvormer en een gezamenlijke 100 MW kabel)

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2024	Advies SDE++ 2025
Installatiegrootte	[MWe]	50	50
Installatiegrootte	[MW _{HHV} H ₂]	33,75	33,75
Vollasturen	[uur/jaar]	5.845	5.845
Specifieke investeringskosten	[€/kWe]	2.527	3.504
Vaste O&M-kosten	[€/kWe/jaar]	101,1	93,9
Variabele O&M-kosten	[€/kWh _{HHV} H ₂]	0,1163	0,0867
Basisbedrag	[€/kWh _{HHV} H ₂]	0,2482	0,2462
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

14 CO₂-afvang en -opslag

In dit hoofdstuk gaan we in op SDE++-categorieën die betrekking hebben op CO₂-afvang en -opslag (CCS). Voor verschillende processen is op basis van literatuur en marktdata inzicht verkregen in de kosten van toepassing van CCS. Op basis van karakteristieken van de afvangprocessen, de zuiverheid van de bronnen en de aanwezigheid van afvanginstallaties wordt advies uitgebracht over 8 SDE++-subcategorieën:

- Variant 1: gedeeltelijke CO₂-opslag bij bestaande CO₂-afvanginstallaties
- Variant 2: volledige CO₂-opslag bij bestaande CO₂-afvanginstallaties
- Variant 3: nieuwe pre-combustion CO₂-afvanginstallaties bij bestaande installaties
- Variant 4: nieuwe pre-combustion CO₂-afvanginstallaties bij waterstofproductie uit industriële reststoffen
- Variant 5: nieuwe post-combustion CO₂-afvanginstallaties bij bestaande industriële installaties
- Variant 6: nieuwe post-combustion CO₂-afvanginstallaties bij bestaande afval- en biomassaverbrandingsinstallaties
- Variant 7: nieuwe pre-combustion CO₂-afvanginstallaties bij nieuwe installaties
- Variant 8: nieuwe post-combustion CO₂-afvanginstallaties bij nieuwe installaties

Voor alle varianten wordt er onderscheid gemaakt tussen gasvormig transport van CO₂ (variant A) en vloeibaar transport van CO₂ (variant B). Voor Variant 1 is er ook een Variant C toegevoegd waarbij de referentie vloeibaar transport van CO₂ is, gebruikmakend van een bestaande vervloeiingsinstallatie. Hierdoor zijn er in totaal 17 varianten.

14.1 Algemene ontwikkelingen

Het advies is op enkele punten aangepast vergeleken met het eindadvies voor de SDE++ 2024.

Er zijn enkele algemene veranderingen aangebracht op basis van de KEV 2024: het elektriciteits-tarief is verlaagd naar 0,0699 euro/kWh, het warmtetarief is verlaagd naar 0,0248 euro/kWhth en de gemiddelde emissiefactor van elektriciteit is verhoogd naar 0,1275 kg CO₂/kWh. De verlaging van de energiekosten heeft een significant effect op de berekende basisbedragen.

Voor de categorie bestaande CO₂-afvanginstallatie, gedeeltelijke opslag (variant 1) is de referentie voor het energieverbruik aangepast naar een afvalenergiecentrale (AEC) omdat de meeste projecten die binnen deze categorie subsidie aanvragen een AEC zijn. Als gevolg zijn de basisbedragen gestegen en is het verschil toegenomen ten opzichte van variant 2 waar als referentie voor het energieverbruik een bestaande SMR is gebruikt.

Voor alle categorieën is een algemene inflatiecorrectie toegepast op basis van de kerninflatie. De afgelopen jaren zijn de kosten voor CCS-projecten toegenomen door stijgingen in onder andere materiaal- en arbeidskosten. Hoe de kostenstijgingen doorwerken in individuele projecten is door het project-specifieke karakter van CCS-projecten lastig te bepalen. De afgelopen jaren is er door de onzekerheid van de effecten op projecten geen inflatiecorrectie doorgevoerd. Dit jaar achten we de stijging voldoende zeker om een algemene inflatiecorrectie door te voeren. Voor alle categorieën wordt aangenomen dat FID in 2027 genomen wordt. De inflatiecorrectie op de investerings-

en operationele kosten zorgt ervoor dat de sterke daling in energiekosten enigszins gedempt wordt in de basisbedragen.

De transport- en opslagtarieven zijn geactualiseerd op basis van de meest recente [externe review door Xodus](#). Deze tarieven zijn ook aangepast voor de vergelijking met de basisbedragen voor de SDE++ 2024, waardoor de 2024-basisbedragen in dit hoofdstuk afwijken van de gepubliceerde basisbedragen uit het eindadvies SDE++ 2024.

14.2 Reflectie op biogene emissies en CCS in het buitenland

In de uitgangspunten voor het eindadvies voor de SDE++ 2025 staat dat er zowel naar fossiele als naar biogene emissies gekeken dient te worden en dat CO₂ in het buitenland opgeslagen kan worden. Op basis van deze uitgangspunten zijn er in de uitvraag voor de marktconsultatie een aantal vragen gesteld in de wijzigingsnotitie SDE++ 2025 (Lensink, 2024). Op basis van de marktconsultatie zien we geen aanleiding om aanpassingen te maken aan de CCS-categorieën in het advies. Dit wordt hieronder toegelicht.

14.2.1 Biogene emissies

Er is veel interesse in de markt voor de afvang en opslag van biogene emissies, met name bij afvalenergiecentrales, biomassaenergiecentrales en mogelijk ook bij de opwaardering van biogas. Het type installatie is vergelijkbaar met fossiele installaties, waardoor we verwachten dat de generieke categorieën pre-combustionafvang en post-combustionafvang ook afdoende zijn voor de afvang van biogene CO₂. Voor afval- en biomassaenergiecentrales is er al een aparte variant met een maximum capaciteit van 100 MWe. Voor (zeer) grote biomassaenergiecentrales verwachten we dat er voldoende schaalvoordelen zijn waardoor deze projecten ook onder de generieke categorie voor post-combustion-CCS bij industriële installaties zouden passen.

Een aandachtspunt voor CCS bij biogene CO₂ is het correctiebedrag. Momenteel is er doorgaans geen ETS-voordeel voor het opslaan van biogene CO₂. Beleid rondom negatieve emissies in de ETS en ander beleid is nog in de maak, waardoor het nog niet zeker is wat eventuele baten kunnen zijn van de opslag van biogene CO₂. Er is mogelijk een bestaand voordeel in de vrijwillige CO₂ markt, waarin bedrijven betalen voor de compensatie voor hun CO₂-uitstoot, maar deze markt is relatief onzeker en het is niet mogelijk voor ons om hiervoor een correctiebedrag te bepalen. Er is ook een mogelijk voordeel bij de productie van biobrandstoffen of groen gas als er bij toepassing van CCS respectievelijk additionele emissiereductie eenheden (ERE's) en groengaseenheden (GGE's) verkregen worden. Omdat nog niet duidelijk is of CCS toepassing zal leiden tot additionele ERE's en GGE's en omdat de waarde die ERE's en GGE's gaan krijgen nog onzeker is, kunnen wij momenteel ook deze mogelijke voordelen niet kwantificeren.

Dat er geen nieuwe categorieën nodig geacht worden voor de afvang van biogene CO₂ en het gebrek aan een (ETS-)voordeel, betekent dat de bestaande categorieën en een correctiebedrag van o afdoende lijkt te zijn voor projecten voor de afvang en opslag van biogene CO₂. Echter betekent het ontbreken van een (ETS-)voordeel ook dat er geen sterke financiële prikkel is voor partijen om biogene CO₂ af te vangen en op te slaan. Aan het uitstoten van biogene emissies zitten geen kosten verbonden. Als de SDE++ de meerkosten van CO₂-afvang en -opslag dekt heeft de uitstoter geen

additionele kosten, maar ook geen significante additionele baten. De ontwikkeling van het beleid rondom negatieve emissies is zodoende belangrijk voor het stimuleren van de afvang en opslag van biogene emissies via de SDE++. Terwijl er geen kosten verbonden zijn aan het uitstoten van biogene emissies, zijn er wel baten mogelijk bij het afvangen en gebruiken van de biogene CO₂ (CCU). Hierdoor is het aannemelijk dat bio-CCU momenteel aantrekkelijker is voor een uitstoter van biogene emissies dan CCS. CCU in de glastuinbouw wordt behandeld in hoofdstuk 15.

14.2.2 CCS in het buitenland

Er is ook veel interesse in het opslaan van CO₂ in het buitenland, bijvoorbeeld in Noorwegen, het Verenigd Koninkrijk en in Denemarken. Zowel transport via schip als via pijpleidingen zijn genoemd als mogelijkheden. Marktpartijen zien CO₂-opslag in het buitenland met name als een uitbreiding van de beschikbare mogelijkheden. Hiermee ontstaat er meer concurrentie en hebben de emitters meer flexibiliteit in het ontwikkelen van projecten. Qua kosten is er weinig concrete informatie beschikbaar. Kwalitatieve inschattingen van marktpartijen geven aan dat de verwachtingen zijn dat opslag in het buitenland voor vergelijkbare of lagere tarieven kan dan de huidige transport- en opslagtarieven in Nederland. Hierdoor adviseren we in dit advies om geen verdere differentiatie te maken in de categorieën, maar opslag in het buitenland mogelijk te maken binnen de bestaande categorieën. Doordat de exacte tarieven voor opslag in het buitenland niet duidelijk zijn adviseren we ook om wederom een externe studie uit te laten voeren naar de CO₂-transport- en -opslagtarieven in Nederland en in het buitenland.

Naast CO₂-opslag in het buitenland hebben marktpartijen aangegeven dat er een aantal alternatieve routes voor CO₂-transport en -opslag in Nederland in ontwikkeling zijn. Voorbeelden hiervan zijn CO₂-pijpleidingen vanuit Limburg (Delta Rhine Corridor) of Zeeland of gasvormig transport naar de kust voor vervloeiing en verscheping naar het buitenland. Ook zijn er momenteel projecten die CO₂ vloeibaar per truck beogen te transporteren naar pijpleidingen (OCAP of Porthos). Uitbreiding van het aantal varianten voor transport en opslag of een andere indeling van de transport- en opslagvarianten kan nodig worden om CCS-projecten die gebruik willen maken van deze opties mogelijk te maken. Omdat de verwachting is dat de meeste projecten in de SDE++ 2025 gebruik zullen maken van opslag via Aramis of opslag in het buitenland zijn varianten in dit advies niet aangepast en zijn de transport- en opslagtarieven uit de meest recente review van Xodus gebruikt voor de berekening van de basisbedragen.

14.3 CO₂-opslag bij bestaande afvanginstallaties

Deze subcategorie is bedoeld voor industriële installaties waar al CO₂-afvang plaatsvindt en waar deze deels nuttig wordt gebruikt (tuinders, frisdrank, ureum) en deels afgeblazen wordt. Het afvangen en nuttig gebruiken van CO₂ duiden we hier aan met CCU. Het gedeelte dat wordt afgeblazen kan worden opgeslagen. Bij levering aan tuinders is dit volume afhankelijk van seizoensinvloeden. Bij deze categorie zijn er meerdere configuraties mogelijk (continuering CCU met aanvullende CCS of complete overstap naar CCS). Er is in deze subcategorie daarom voor twee varianten (gedeeltelijke levering voor CCS en volledige levering voor CCS) een referentie-installatie vastgesteld. We maken geen keuze tussen de twee varianten. Er is een aparte categorie voor CO₂-levering aan de glastuinbouw toegevoegd in hoofdstuk 15.

14.3.1 Variant 1: gedeeltelijke levering van CO₂ aan een CO₂-transportnetwerk voor CO₂-opslag

Als referentiesituatie is gekozen voor continue CO₂-afvang met seizoenslevering aan tuinders. Uitgangspunt is dat de huidige levering aan tuinders gecontinueerd wordt en dat de CO₂-opslag additioneel is. Daarom wordt er voor de referentie-installatie aangenomen dat deze halftijds (4.000 draaiuren) zal opereren. De kosten voor de CO₂-afvanginstallatie worden gedekt door de huidige activiteiten, waardoor de investeringen voor variant 1A beperkt zijn tot een additionele compressor en aansluiting op een CO₂-transport- en -opslagnetwerk. Additionele compressie is vereist, omdat de CCU-pijpleiding op een lagere druk (22 bar) opereert dan het CO₂-transport- en -opslagnetwerk (35 bar). De capaciteit van de aansluiting is gedimensioneerd op de maximale CO₂-afvangcapaciteit, zodat afgevangen CO₂ kan worden ingevoerd in het CO₂-transport- en -opslagnetwerk wanneer er geen levering plaatsvindt aan afnemers.

De operationele kosten bestaan uit de verwerkingstoelage, energiekosten voor afvang en compressie, en vaste en variabele O&M-kosten voor compressie en de aansluiting op het CO₂-transport- en opslagnetwerk. Voor de variabele O&M-kosten en energiekosten voor CO₂-afvang is een bestaande post-combustion afvanginstallatie bij een afvalverbrandingscentrale (AEC) als referentie gebruikt.

Voor variant 1B is aangenomen dat er gasvormig CO₂ geleverd wordt aan nabijgelegen glastuinders en dat additioneel afgevangen CO₂ vloeibaar getransporteerd wordt naar een CO₂-transport- en opslagnetwerk. Investeringskosten zijn voor een nieuwe vervloeiingsinstallatie en tijdelijke opslag op de afvanglocatie voor transport plaatsvindt. Door de onregelmatige levering van CO₂ aan de tuinders en voor opslag gedurende het jaar is de benodigde vervloeiingscapaciteit ingeschat op basis van de benodigde piekcapaciteit van 125 ton CO₂ per uur (of 1 Mton CO₂ per jaar). De operationele kosten bestaan uit de verwerkingstoelage, energiekosten voor afvang en vervloeiing, en vaste en variabele O&M-kosten voor de vervloeiingsinstallatie. Voor de variabele O&M-kosten en energiekosten voor CO₂-afvang is een bestaande post-combustionafvanginstallatie bij een afvalverbrandingscentrale (AEC) als referentie gebruikt.

Voor variant 1C is aangenomen dat er al vloeibaar CO₂ geleverd wordt aan de tuinders en dat er voor CCS gebruik gemaakt kan worden van de bestaande vervloeiingsinstallatie. Hierdoor worden er geen extra investeringskosten en vaste O&M-kosten gemaakt voor de vervloeiingsinstallatie. Er is aangenomen dat de CO₂-opslag op de afvanglocatie uitgebreid wordt met voldoende capaciteit om maximaal 3 dagen afgevangen CO₂ voor opslag op te slaan. Investerings- en onderhoudskosten voor de uitbreiding van de CO₂-buffercapaciteit zijn wel meegenomen in de berekening van het basisbedrag. De operationele kosten bestaan uit O&M-kosten voor de buffercapaciteit, energiekosten voor afvang en vervloeiing en een verwerkingstoelage voor transport en opslag. Voor de variabele O&M-kosten en de energiekosten voor CO₂-afvang is een bestaande post-combustionafvanginstallatie bij een afvalverbrandingscentrale (AEC) als referentie gebruikt.

Voor deze varianten is op basis van de marktconsultatie aangenomen dat de jaarlijks kosten voor CO₂-transport en -opslag gelijk zijn aan de jaarlijkse kosten voor volledige levering van CO₂ voor opslag. Doordat er de helft zo veel CO₂ opgeslagen wordt, betekent dit een verdubbeling van het verwerkingstarief ten opzichte van de referentietarieven.

14.3.2 Variant 2: volledige levering van CO₂ aan een CO₂-transportnetwerk voor CO₂-opslag

Als referentie-situatie is gekozen voor continue CO₂-afvang bij een installatie waar nu deels CO₂ geleverd wordt aan derden voor nuttig gebruik en waar deels de CO₂ afgeblazen wordt. Voorbeelden hiervan zijn bestaande afvanginstallaties bij waterstofproductie door middel van *steam methane reforming* (SMR) bij de productie van kunstmest of industriële gassen. Aangenomen is dat de CO₂ levering aan derden doorgezet wordt en dat de CO₂ die nu wordt afgeblazen opgeslagen wordt.

Aangenomen is dat de bestaande CO₂-afvang-installatie gebruikt kan worden en er geen additionele investeringen gemaakt moeten worden voor de CO₂-afvang. De investeringskosten voor variant A beperken zich daardoor tot de uitbreiding van compressie en de aansluiting op het CO₂-transport- en -opslagnetwerk. Voor variant 2B is net als bij variant 1B aangenomen dat er een nieuwe vervloeiingsinstallatie nodig is.

De operationele kosten bestaan uit de verwerkingstoelage, energiekosten voor afvang en compressie of vervloeiing, en vaste en variabele O&M-kosten voor compressie en de aansluiting op het CO₂-transport- en opslagnetwerk. Voor de variabele O&M-kosten en de energiekosten voor CO₂-afvang is een bestaande pre-combustionafvanginstallatie bij waterstofproductie door middel van *steam methane reforming* als referentie gebruikt.

Opgemerkt wordt dat als bij deze variant de CO₂ die nu geleverd wordt voor nuttig gebruik omgebogen wordt voor opslag, dat de gebruikers die CO₂ geleverd kregen afhankelijk kunnen worden van alternatieve bronnen voor CO₂. Hiermee is geen rekening gehouden bij het bepalen van de rangschikking van deze technologie in termen van kosten per vermeden CO₂-emissie. Voor de referentie-installatie zijn de volgende kostenparameters gebruikt (zie tabel 14.2).

Tabel 14.1

Technisch-economische en subsidieparameters voor CO₂-afvang bij bestaande CO₂-afvanginstallatie, gedeeltelijke levering van CO₂ aan een CO₂-opslagnetwerk^a

Parameter	Eenheid	Variant 1A SDE++ 2024	Variant 1A SDE++ 2025	Variant 1B SDE++ 2024	Variant 1B SDE++ 2025	Variant 1C SDE++ 2024	Variant 1C SDE++ 2025
Aantal draaiuren	[uur/jaar]	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000
Piekcapaciteit CO ₂ -aansluiting	[t CO ₂ afvang/uur]	125	13,75	125	13,75	125	13,75
Afgevangen CO ₂ voor opslag	[Mt CO ₂ afvang/jaar]	0,50	0,06	0,50	0,06	0,50	0,06
Vermeden CO ₂	[Mt CO ₂ vermeden/jaar]	0,45	0,04	0,45	0,04	0,45	0,04
Investeringskosten	[miljoen €]	33,7	4,6	151,1	20,2	6,8	0,9
Vaste O&M-kosten	[miljoen €/jaar]	1,0	0,1	4,5	0,6	0,3	0,05
Energieverbruik elektriciteit	[kWh/t CO ₂ afvang]	175	175	212	212	212	212
Energieverbruik warmte	[kWhth/t CO ₂ afvang]	313	1.028	313	1.028	313	1.028
Energiekosten elektriciteit	[€/t CO ₂]	16,4	12,2	19,9	14,8	19,9	14,8
Energiekosten warmte	[€/t CO ₂]	14,5	25,4	14,5	25,4	14,5	25,4
Variabele O&M-kosten	[€/t CO ₂]	4,9	6,8	4,9	6,8	4,9	6,8
Verwerkingstoelage	[€/t CO ₂]	181,2	181,2	225,6	225,6	225,6	225,6

Parameter	Eenheid	Variant	Variant	Variant	Variant	Variant	Variant
		1A SDE++ 2024	1A SDE++ 2025	1B SDE++ 2024	1B SDE++ 2025	1C SDE++ 2024	1C SDE++ 2025
Basisbedrag	[€/t CO ₂]	249,6473	260,8309	340,8704	359,1369	293,6963	302,8137
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15	15	15	15	15

a) Gebruikte varianten:

Variant 1A: Gedeeltelijke CO₂-opslag bij bestaande CO₂-afvanginstallaties, gasvormig transport.

Variant 1B: Gedeeltelijke CO₂-opslag bij bestaande CO₂-afvanginstallaties, vloeibaar transport.

Variant 1C: Gedeeltelijke CO₂-opslag bij bestaande CO₂-afvanginstallaties, vloeibaar transport met bestaande vervloeiingsinstallatie.

Tabel 14.2

Technisch-economische en subsidieparameters voor CO₂-afvang bij bestaande CO₂-afvanginstallatie, volledige levering van CO₂ aan een CO₂-opslagnetwerk^a

Parameter	Eenheid	SDE++ 2024	SDE++ 2024	SDE++ 2024	SDE++ 2025
		Variant 2A	Variant 2A	Variant 2B	Variant 2B
Aantal draaiuren	[uur/jaar]	8.000	8.000	8.000	8.000
Piekcapaciteit CO ₂ -aansluiting	[t CO ₂ afvang/uur]	125	125	125	125
Afgevangen CO ₂ voor opslag	[Mt CO ₂ afvang/jaar]	1,0	1,0	1,0	1,0
Vermeden CO ₂	[Mt CO ₂ vermeden/jaar]	0,90	0,74	0,90	0,74
Investeringskosten	[miljoen €]	33,7	42,0	151,1	184,7
Vaste O&M-kosten	[miljoen €/jaar]	1,0	1,3	4,5	5,5
Energieverbruik elektriciteit	[kWh/t CO ₂ afvang]	175	175	212	212
Energieverbruik warmte	[kWh/t CO ₂ afvang]	313	313	313	313
Energiekosten elektriciteit	[€/t CO ₂]	16,4	12,2	19,9	14,8
Energiekosten warmte	[€/t CO ₂]	14,5	7,7	14,5	7,7
Variabele O&M-kosten	[€/t CO ₂]	4,9	5,2	4,9	5,2
Verwerkingstoelage	[€/t CO ₂]	90,6	90,6	112,8	112,8
Basisbedrag	[€/t CO ₂]	144,5032	134,0182	192,0387	184,2055
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15	15	15

a) Gebruikte varianten:

Variant 2A: Continue CO₂-opslag bij bestaande CO₂-afvanginstallaties, gasvormig transport.

Variant 2B: Continue CO₂-opslag bij bestaande CO₂-afvanginstallaties, vloeibaar transport.

14.3.3 Combinatie van CCS en CCU

De varianten waar een gedeelte van de afgevangen CO₂ ingezet wordt voor nuttig gebruik (varianten 1A, 1B, en 1C) zijn ook te combineren met nieuwe CO₂-afvanginstallaties uit het SDE++-advies voor CO₂-afvang en -gebruik in de glastuinbouw. CCS-variant 1A kan gekoppeld worden aan alle CCU-varianten. CCS-variant 1B kan gecombineerd worden met gasvormige levering van CO₂ aan de glastuinbouw. De benodigde investering in een vervloeiingsinstallatie om vloeibaar CO₂ te transporteren voor CCS wordt met deze combinatie gedekt in de CCS-variant. CCS-variant 1C kan alleen gecombineerd worden met CCU-varianten met vloeibare CO₂-levering aan de glastuinbouw, omdat daar de kosten voor een vervloeiingsinstallatie meegenomen worden in het bepalen van het CCU-basisbedrag. Deze kosten worden niet meegenomen in het bepalen van het basisbedrag voor CCS-variant 1C, waardoor er geen sprake is van dubbele ondersteuning voor de vervloeiingsinstallatie. Ook voor CCU-variant 8B waar gasvormig CO₂ geleverd wordt aan de glastuinbouw via een bestaand CO₂-transportnetwerk is er een vervloeiingsinstallatie meegenomen in de referentie,

waardoor deze variant niet gecombineerd kan worden met CCS-variant 1B maar wel met CCS-variant 1C. Door het verschil in verwachte (energie)kosten tussen CCS-variant 1 en CCU-variant 8 is het echter onzeker of er in de praktijk gebruik gemaakt zal worden van een gecombineerde aanvraag voor CCU-variant 8 met CCS-variant 1. Een overzicht van de mogelijke combinaties is gegeven in tabel 14.3.

Tabel 14.3
Combinatiemogelijkheden van CCS- en CCU-varianten in de SDE++

Combinatiemogelijkheden	CCS-variant 1A	CCS-variant 1B	CCS-variant 1C
CCU-variant 1A	Ja	Ja	Nee
CCU-variant 1B	Ja	Ja	Nee
CCU-variant 1C	Ja	Nee	Ja
CCU-variant 2A	Ja	Ja	Nee
CCU-variant 2B	Ja	Ja	Nee
CCU-variant 2C	Ja	Nee	Ja
CCU-variant 3A	Ja	Ja	Nee
CCU-variant 3B	Ja	Ja	Nee
CCU-variant 3C	Ja	Nee	Ja
CCU-variant 4A	Ja	Ja	Nee
CCU-variant 4B	Ja	Ja	Nee
CCU-variant 4C	Ja	Nee	Ja
CCU-variant 5A	Ja	Ja	Nee
CCU-variant 5B	Ja	Ja	Nee
CCU-variant 5C	Ja	Nee	Ja
CCU-variant 6A	Ja	Ja	Nee
CCU-variant 6B	Ja	Ja	Nee
CCU-variant 6C	Ja	Nee	Ja
CCU-variant 7A	Ja	Ja	Nee
CCU-variant 7B	Ja	Nee	Ja
CCU-variant 8A	Ja	Ja	Nee
CCU-variant 8B	Ja	Nee	Ja

14.4 CO₂-opslag bij bestaande industriële installaties

14.4.1 Nieuwe pre-combustion-CO₂-afvanginstallaties bij bestaande installaties

Deze subcategorie is bedoeld voor alle bestaande industriële installaties waarvoor pre-combustion-CCS wordt overwogen. Bij pre-combustion-CO₂-afvang wordt de CO₂ verwijderd in het productieproces. Doorgaans zijn dit stromen met middelhoge CO₂-concentraties (circa 50-90%). Als referentie is gekozen voor het toepassen van CO₂-afvang bij bestaande waterstofproductie door middel van *steam methane reforming*. Dit is in Nederland de meest toegepaste productiemethode voor waterstof. Als referentieschaal is een installatie met een productiecapaciteit van 80 kiloton waterstof per jaar gebruikt. Er is aangenomen dat er circa 50% van de CO₂ die bij deze referentie-installatie ontstaat afgevangen wordt. Na CO₂-afvang met behulp van pre-combustionstechnieken

wordt de CO₂ gecomprimeerd of vervloeid en getransporteerd. Waterstof wordt in Nederland op verschillende locaties geproduceerd en in verschillende configuraties: standalone en geïntegreerd. Op basis van de beschikbare literatuur kan worden aangenomen dat er een (klein) verschil is in CO₂-afvangkosten, maar dit hebben we niet met de beschikbare industriedata kunnen onderbouwen. Daarom is er geen aanleiding om verschillende basisbedragen te berekenen.

Investeringskosten voor de referentie-installatie voor variant 3A bestaan uit een pre-combustion-CO₂-afvanginstallatie, reinigingsinstallatie, compressie en een aansluiting op een gasvormig-CO₂-transport- en opslagnetwerk. Voor variant 3B bestaan de investeringskosten uit een pre-combustion-CO₂-afvanginstallatie, reinigingsinstallatie en een vervloeingsinstallatie, inclusief een terminal met op- en overslagfaciliteiten.

Tabel 14.4
Technisch-economische en subsidieparameters voor nieuwe pre-combustion-CO₂-afvang bij bestaande installaties^a

Parameter	Eenheid	SDE++ 2024 Variant 3A	SDE++ 2025 Variant 3A	SDE++ 2024 Variant 3B	SDE++ 2025 Variant 3B
Aantal draaiuren	[uur/jaar]	8.000	8.000	8.000	8.000
Piekcapaciteit CO ₂ -aansluiting	[t CO ₂ afvang/uur]	45	45	45	45
Afgevangen CO ₂ voor opslag	[Mt CO ₂ afvang/jaar]	0,36	0,36	0,36	0,36
Vermeden CO ₂	[Mt CO ₂ vermeden/jaar]	0,33	0,33	0,33	0,32
Investeringskosten	[miljoen €]	70,1	87,2	104,7	129,1
Vaste O&M-kosten	[miljoen €/jaar]	2,1	2,6	3,1	3,8
Energieverbruik elektriciteit	[kWh/t CO ₂ afvang]	175	175	212	212
Energieverbruik warmte	[kWhth/t CO ₂ afvang]	313	313	313	313
Energiekosten elektriciteit	[€/t CO ₂]	16,4	12,2	19,9	14,8
Energiekosten warmte	[€/t CO ₂]	14,5	7,7	14,5	7,7
Variabele O&M-kosten	[€/t CO ₂]	4,9	5,2	4,9	5,2
Verwerkingstoelage	[€/t CO ₂]	90,6	90,6	112,8	112,8
Basisbedrag	[€/t CO ₂]	170,9900	166,2166	214,9569	212,0737
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15	15	15

a) Gebruikte varianten:

Variant 3A: Nieuwe pre-combustion-CO₂-afvang, bestaande installatie, gasvormig transport.

Variant 3B: Nieuwe pre-combustion-CO₂-afvang, bestaande installatie, vloeibaar transport.

14.4.2 Nieuwe pre-combustion-CO₂-afvanginstallatie bij waterstofproductie uit industriële reststoffen bij bestaande installatie

Deze subcategorie is bedoeld voor alle bestaande industriële installaties waar industriële reststoffen gebruikt worden om energie te leveren voor processen. Bij deze installaties kan CO₂ na verbranding afgevangen worden (post-combustion-CO₂-afvang). Het kan evenwel voorkomen dat het goedkoper is om de reststoffen om te zetten in waterstof en daar de CO₂ af te vangen, vergeleken met post-combustion-afvang toepassen op meerdere schoorstenen. De waterstof wordt vervolgens verbrand om energie te leveren waar dit eerder gedaan werd door middel van verbranding van de reststoffen.

De referentie-installatie is een nieuwe ATR met een productiecapaciteit van 80 kiloton waterstof per jaar, inclusief pre-combustion-CO₂-afvang waarbij 90% van de CO₂ afgevangen wordt. De referentie voor het proces is het gebruik van methaanrijke restgassen. De investeringskosten bestaan uit de essentiële onderdelen voor het afvangen van de CO₂ uit de restgassen, namelijk een ATR, de benodigde apparatuur voor zuivering van de restgassen, de installatie voor de afvang en compressie of vervloeiing van CO₂ en additionele inpassingskosten, zoals benodigde pijpleidingen op locatie. Kosten voor aanpassingen aan installaties voor de omschakeling van de verbranding van reststoffen naar de verbranding van waterstof (bijvoorbeeld de branders) zijn niet meegenomen. Ook gaan we ervan uit dat er pure zuurstof gebruikt wordt in de ATR, waarvoor de investeringskosten voor een nieuwe luchtscheidingsinstallatie (*air separation unit*, ASU) ook meegenomen zijn. Voor de referentie-installatie zijn de kostenparameters van tabel 14.5 gebruikt. Voor de ASU is een elektriciteitsverbruik van 100 kWh_e/t CO₂ aangenomen.

Bij de omzetting van reststoffen naar waterstof is er een energetisch verlies, waardoor er met de geproduceerde waterstof minder energie geleverd kan worden dan geleverd werd met de reststoffen. Dit energetisch verlies kan gecompenseerd worden door extra aardgas om te zetten naar waterstof of door een alternatieve energiebron te gebruiken om in de resterende energievraag te voorzien. Conform het uitgangspunt van het ministerie van KGG hebben we geen rekening gehouden met additionele kosten verbonden met het energetisch verlies in de berekening van het basisbedrag voor deze variant.

Voor deze subcategorie is aangenomen dat de geproduceerde waterstof gebruikt wordt voor energiedoelinden en niet ingezet wordt als grondstof of verhandeld wordt. Inzet als grondstof of verkoop van de waterstof kan een extra voordeel zijn, in de vorm van additionele inkomsten, wat niet meegenomen is in de berekening van het basisbedrag en het correctiebedrag. Hierdoor kan er sprake zijn van oversubsidiëring. Ook kan de verkoop van deze waterstof de bestaande waterstofmarkt verstoren.

Tabel 14.5

Technisch-economische en subsidieparameters voor nieuwe pre-combustion-CO₂-afvang bij waterstofproductie uit industriële reststoffen^a

Parameter	Eenheid	SDE++ 2024 Variant 4A	SDE++ 2025 Variant 4A	SDE++ 2024 Variant 4B	SDE++ 2025 Variant 4B
Aantal draaiuren	[uur/jaar]	8.000	8.000	8.000	8.000
Piekcapaciteit CO ₂ -aansluiting	[t CO ₂ afvang/uur]	81,25	81,25	81,25	81,25
Afgevangen CO ₂ voor opslag	[Mt CO ₂ afvang/jaar]	0,65	0,65	0,65	0,65
Vermeden CO ₂	[Mt CO ₂ vermeden/jaar]	0,62	0,62	0,62	0,61
Investeringskosten	[miljoen €]	285,9	333,9	362,5	405,7
Vaste O&M-kosten	[miljoen €/jaar]	5,7	6,6	7,2	8,1
Energieverbruik elektriciteit	[kWh/t CO ₂ afvang]	275	275	312	312
Energieverbruik warmte	[kWhth/t CO ₂ afvang]	313	313	313	313
Energiekosten elektriciteit	[€/t CO ₂]	25,8	19,2	29,3	21,8
Energiekosten warmte	[€/t CO ₂]	14,5	7,7	14,5	7,7
Variabele O&M-kosten	[€/t CO ₂]	0,4	0,5	0,4	0,5
Verwerkingstoelage	[€/t CO ₂]	90,6	90,6	112,8	112,8
Basisbedrag	[€/t CO ₂]	211,8525	206,8338	258,1535	250,7019
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15	15	15

a) Gebruikte varianten:

Variant 4A: Nieuwe pre-combustion-CO₂-afvang bij waterstofproductie uit industriële reststoffen, bestaande installatie, gasvormig transport.

Variant 4B: Nieuwe pre-combustion-CO₂-afvang bij waterstofproductie uit industriële reststoffen, bestaande installatie, vloeibaar transport.

14.4.3 Nieuwe post-combustion-CO₂-afvanginstallaties bij bestaande industriële installaties

Deze subcategorie is bedoeld voor alle bestaande industriële installaties waarvoor post-combustion-CCS wordt overwogen. Post-combustionstechnieken verwijderen CO₂ uit rook- of restgassen. Als referentie is gekozen voor post-combustion-CO₂-afvang uit de rookgassen van bestaande waterstofproductie door middel van SMR, met een referentieschaal van 80 kiloton waterstof per jaar. Rookgassen van een SMR zijn relatief schoon en hebben voor post-combustiontoepassingen een relatief hoge CO₂-concentratie (circa 20%), waardoor het een kostenefficiënte toepassing van post-combustion is. Met post-combustionafvang bij een SMR kan er een groter aandeel van de CO₂-uitstoot afgevangen worden dan met pre-combustion. Voor deze berekening is 90% CO₂-afvang aangenomen. Ook voor post-combustion-CO₂-afvang is er (nog) geen aanleiding om verschillende basisbedragen te berekenen op basis van opzichzelfstaande en geïntegreerde configuraties.

Investeringskosten voor de referentie-installatie voor variant 5A bestaan uit een CO₂-afvanginstallatie, reinigingsinstallatie en compressie en een aansluiting op een gasvormig-CO₂-transport- en opslag-netwerk. Voor variant 5B bestaan de investeringen uit een CO₂-afvanginstallatie, reinigingsinstallatie en een vervloeiingsinstallatie, inclusief een terminal met op- en overslagfaciliteiten. Voor de referentie-installatie zijn de kostenparameters van tabel 14.6 gebruikt.

Tabel 14.6

Technisch-economische en subsidieparameters voor nieuwe post-combustion-CO₂-afvang bij bestaande industriële installaties^a

Parameter	Eenheid	SDE++ 2024 Variant 5A	SDE++ 2025 Variant 5A	SDE++ 2024 Variant 5B	SDE++ 2025 Variant 5B
Aantal draaiuren	[uur/jaar]	8.000	8.000	8.000	8.000
Piekcapaciteit CO ₂ -aansluiting	[t CO ₂ afvang/uur]	81,25	81,25	81,25	81,25
Afgevangen CO ₂ voor opslag	[Mt CO ₂ afvang/jaar]	0,65	0,65	0,65	0,65
Vermeden CO ₂	[Mt CO ₂ vermeden/jaar]	0,54	0,54	0,53	0,53
Investeringskosten	[miljoen €]	234,5	286,6	300,1	368,6
Vaste O&M-kosten	[miljoen €/jaar]	7,0	8,5	8,0	11,0
Energieverbruik elektriciteit	[kWh/t CO ₂ afvang]	175	175	212	212
Energieverbruik warmte	[kWhth/t CO ₂ afvang]	670	670	670	670
Energiekosten elektriciteit	[€/t CO ₂]	16,4	12,2	19,9	14,8
Energiekosten warmte	[€/t CO ₂]	31,0	16,6	31,0	16,6
Variabele O&M-kosten	[€/t CO ₂]	4,9	5,2	4,9	5,2
Verwerkingstoelage	[€/t CO ₂]	90,6	90,6	112,8	112,8
Basisbedrag	[€/t CO ₂]	216,4108	207,9232	259,6245	255,5942
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15	15	15

a) Gebruikte varianten:

Variant 5A: Nieuwe post-combustion CO₂-afvang, bestaande installatie, gasvormig transport.

Variant 5B: Nieuwe post-combustion CO₂-afvang, bestaande installatie, vloeibaar transport.

14.4.4 Nieuwe post-combustion-CO₂-afvanginstallaties bij bestaande afvalenergiecentrales

Deze subcategorie is bedoeld voor bestaande afvalverbrandingsinstallaties (AVI's of AEC's) waarvoor post-combustion-CCS wordt overwogen. Als referentie-schaal is gekozen voor een AVI met CO₂-afvanginstallatie van 110 kiloton per jaar. Ook hier is 90% CO₂-afvang aangenomen. Rookgasen van een AVI hebben een relatief lage CO₂-concentratie (circa 5-10%) voor post-combustiontoepassingen en hebben hogere onzuiverheid dan bijvoorbeeld de rookgasen van een SMR of gasgestookte WKK. Hierdoor liggen de afvang- en zuiveringskosten hoger dan bij de post-combustionvariant voor bestaande industriële installaties.

Investeringskosten voor de referentie-installatie voor variant 6A bestaan uit een CO₂-afvanginstallatie, reinigingsinstallatie en compressie en een aansluiting op een gasvormig-CO₂-transport- en opslag-netwerk. Voor variant 6B bestaan de investeringen uit een CO₂-afvanginstallatie, reinigingsinstallatie en een vervloeiingsinstallatie, inclusief een terminal met op- en overslagfaciliteiten. Voor de referentie-installatie zijn de kostenparameters van tabel 14.7 gebruikt.

Het is de verwachting dat AVI's onder het ETS gaan vallen en dat er daardoor een ETS-voordeel zal ontstaan bij toepassing van CCS. Omdat het ETS alleen geldt voor het fossiele deel van de afgevangen en opgeslagen CO₂ geldt het ETS-voordeel alleen voor de fossiele fractie van de uitstoot. Deze was in 2023 36%. Omdat het nog niet duidelijk is hoe snel de AVI's ondergebracht zullen worden in het ETS, is er in dit advies gerekend met een correctiebedrag van 0.

14.4.5 Nieuwe post-combustion-CO₂-afvanginstallaties bij bestaande biomassaenergiecentrales

Deze subcategorie is bedoeld voor bestaande biomassaenergiecentrales (BEC's) met een maximale capaciteit van 100 MWe waarvoor post-combustion-CCS overwogen wordt. De schaal en de rookgassen van BEC's zijn vergelijkbaar met AEC's en daarom worden dezelfde kosten en subsidieparameters uit tabel 14.7 gebruikt. Voor de meerderheid van biomassaenergiecentrales verwachten we geen ETS-voordeel bij het toepassen van CCS. Het correctiebedrag is voor de berekening van de rangschikking daarom op 0 gezet.

Tabel 14.7

Technisch-economische en subsidieparameters voor nieuwe post-combustion-CO₂-afvang bij bestaande AVI- of BEC-installaties^a

Parameter	Eenheid	SDE++ 2024 Variant 6A	SDE++ 2025 Variant 6A	SDE++ 2024 Variant 6B	SDE++ 2025 Variant 6B
Aantal draaiuren	[uur/jaar]	8.000	8.000	8.000	8.000
Piekcapaciteit CO ₂ -aansluiting	[t CO ₂ afvang/uur]	13,75	13,75	13,75	13,75
Afgevangen CO ₂ voor opslag	[Mt CO ₂ afvang/jaar]	0,11	0,11	0,11	0,11
Vermeden CO ₂	[Mt CO ₂ vermeden/jaar]	0,08	0,08	0,08	0,08
Investeringskosten	[miljoen €]	44,3	51,7	57,2	66,7
Vaste O&M-kosten	[miljoen €/jaar]	1,3	1,5	1,7	2,0
Energieverbruik elektriciteit	[kWh/t CO ₂ afvang]	175	175	212	212
Energieverbruik warmte	[kWh/t CO ₂ afvang]	1028	1028	1028	1028
Energiekosten elektriciteit	[€/t CO ₂]	16,4	12,2	19,9	14,8
Energiekosten warmte	[€/t CO ₂]	47,5	25,4	47,5	25,4
Variabele O&M-kosten	[€/t CO ₂]	6,4	6,8	6,4	6,8
Verwerkingstoelag	[€/t CO ₂]	90,6	90,6	112,8	112,8
Basisbedrag	[€/t CO ₂]	242,8764	223,6561	290,5437	273,4164
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15	15	15

a) Gebruikte varianten:

Variant 6A: Nieuwe post-combustion-CO₂-afvang, bestaande afval- of biomassaenergiecentrale, gasvormig transport.

Variant 6B: Nieuwe post-combustion-CO₂-afvang, bestaande afval- of biomassaenergiecentrale, vloeibaar transport.

14.5 CO₂-opslag bij nieuwe industriële installaties

14.5.1 Nieuwe pre-combustion-CO₂-afvang bij nieuwe installaties

Deze subcategorie is bedoeld voor alle nieuwe installaties waarvoor pre-combustion-CCS wordt overwogen. Als referentie-installatie is gekozen voor een nieuwe ATR-waterstoffabriek met een productiecapaciteit van 80 kiloton waterstof per jaar. Er is voor de berekening aangenomen dat 90% van de vrijkomende CO₂ afgevangen wordt. Met behulp van pre-combustionstechnieken wordt CO₂ uit het syngas verwijderd, gecomprimeerd of vervloeid en getransporteerd.

Investeringskosten voor de referentie-installatie voor variant 7A bestaan uit een CO₂-afvanginstallatie, reinigingsinstallatie, compressie en een aansluiting op een gasvormig CO₂-transport- en opslagnetwerk. Voor variant 7B bestaan de investeringskosten uit een CO₂-afvanginstallatie, reinigingsinstallatie en een vervloeiingsinstallatie, inclusief een terminal met op- en overslagfaciliteiten. Voor de referentie-installatie zijn de kostenparameters van tabel 14.8 gebruikt. De investeringskosten, operationele kosten en het energieverbruik zijn lager dan aangenomen voor pre-combustion-CO₂-afvanginstallaties bij bestaande installaties (tabel 14.4) omdat er aangenomen is dat een CO₂-afvanginstallatie goedkoper en efficiënter gebouwd kan worden bij een nieuwe industriële installatie dan dat er een ingepast kan worden bij een bestaande installatie.

Tabel 14.8

Technisch-economische en subsidieparameters voor nieuwe pre-combustion-CO₂-afvang bij nieuwe installaties^a

Parameter	Eenheid	SDE++ 2024 Variant 7A	SDE++ 2025 Variant 7A	SDE++ 2024 Variant 7B	SDE++ 2025 Variant 7B
Aantal draaiuren	[uur/jaar]	8.000	8.000	8.000	8.000
Piekcapaciteit CO ₂ -aansluiting	[t CO ₂ afvang/uur]	81,25	81,25	81,25	81,25
Afgevangen CO ₂ voor opslag	[Mt CO ₂ afvang/jaar]	0,65	0,65	0,65	0,65
Vermeden CO ₂	[Mt CO ₂ vermeden/jaar]	0,59	0,59	0,59	0,59
Investeringskosten	[miljoen €]	63,3	79,2	148,0	182,3
Vaste O&M-kosten	[miljoen €/jaar]	1,3	1,6	2,9	3,6
Energieverbruik elektriciteit	[kWh/t CO ₂ afvang]	175	175	212	212
Energieverbruik warmte	[kWh/t CO ₂ afvang]	286	286	286	286
Energiekosten elektriciteit	[€/t CO ₂]	16,4	12,2	19,9	14,8
Energiekosten warmte	[€/t CO ₂]	13,2	7,1	13,2	7,1
Variabele O&M-kosten	[€/t CO ₂]	0,4	0,5	0,4	0,5
Verwerkingstoelage	[€/t CO ₂]	90,6	90,6	112,8	112,8
Basisbedrag	[€/t CO ₂]	147,6072	139,7080	195,7078	190,7006
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15	15	15

a) Gebruikte varianten:

Variant 7A: Nieuwe pre-combustion-CO₂-afvang, nieuwe installatie, gasvormig transport.

Variant 7B: Nieuwe pre-combustion-CO₂-afvang, nieuwe installatie, vloeibaar transport.

14.5.2 Nieuwe post-combustion-CO₂-afvanginstallaties bij nieuwe installaties

Deze subcategorie is bedoeld voor alle nieuwe installaties waarvoor post-combustion-CCS wordt overwogen. Als referentie-installatie is gekozen voor een nieuwe SMR-waterstoffabriek met een productiecapaciteit van 80 kiloton waterstof per jaar. Ook hier is aangenomen dat 90% van de vrijkomende CO₂ afgevangen wordt. Met behulp van post-combustionstechnieken wordt CO₂ uit het rookgas verwijderd, gecomprimeerd of vervloeid en getransporteerd.

Investeringskosten voor de referentie-installatie voor variant 8A bestaan uit een CO₂-afvanginstallatie, reinigingsinstallatie, compressie en een aansluiting op een gasvormig-CO₂-transport- en opslagnetwerk. Voor variant 8B bestaan de investeringskosten uit een CO₂-afvanginstallatie, reinigingsinstallatie en een vervloeiingsinstallatie, inclusief een terminal met op- en overslagfaciliteiten. Voor de referentie-installatie zijn de kostenparameters van tabel 14.9 gebruikt. De investeringskosten,

operationele kosten en het energieverbruik zijn lager dan aangenomen voor post-combustion-CO₂-afvanginstallaties bij bestaande installaties (tabel 14.6) omdat er aangenomen is dat een CO₂-afvanginstallatie goedkoper en efficiënter gebouwd kan worden bij een nieuwe industriële installatie dan dat er een ingepast kan worden bij een bestaande installatie.

Tabel 14.9

Technisch-economische en subsidieparameters voor nieuwe post-combustion-CO₂-afvang bij nieuwe installaties^a

Parameter	Eenheid	SDE++ 2024 Variant 8A	SDE++ 2025 Variant 8A	SDE++ 2024 Variant 8B	SDE++ 2025 Variant 8B
Aantal draaiuren	[uur/jaar]	8.000	8.000	8.000	8.000
Piekcapaciteit CO ₂ -aansluiting	[t CO ₂ afvang/uur]	81,25	81,25	81,25	81,25
Afgevangen CO ₂ voor opslag	[Mt CO ₂ afvang/jaar]	0,65	0,65	0,65	0,65
Vermeden CO ₂	[Mt CO ₂ vermeden/jaar]	0,54	0,54	0,54	0,54
Investeringskosten	[miljoen €]	184,2	225,2	239,7	295,1
Vaste O&M-kosten	[miljoen €/jaar]	3,7	4,5	4,8	5,9
Energieverbruik elektriciteit	[kWh/t CO ₂ afvang]	175	175	212	212
Energieverbruik warmte	[kWh/t CO ₂ afvang]	600	600	600	600
Energiekosten elektriciteit	[€/t CO ₂]	16,4	12,2	19,9	14,8
Energiekosten warmte	[€/t CO ₂]	27,7	14,9	27,7	14,9
Variabele O&M-kosten	[€/t CO ₂]	4,9	5,2	4,9	5,2
Verwerkingstoelage	[€/t CO ₂]	90,6	90,6	112,8	112,8
Basisbedrag	[€/t CO ₂]	197,0111	187,1660	238,3560	230,5914
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15	15	15

a) Gebruikte varianten:

Variant 8A: Nieuwe post-combustion-CO₂-afvang, nieuwe installatie, gasvormig transport.

Variant 8B: Nieuwe post-combustion-CO₂-afvang, nieuwe installatie, vloeibaar transport.

15 CCU in de glastuinbouw

Voor het SDE++-advies voor 2025 heeft het ministerie van KGG gevraagd om voor CO₂-afvang ten behoeve van gebruik in de glastuinbouw een geactualiseerd advies te schrijven. In het vorige hoofdstuk hebben we de afvang van CO₂ met het oog op permanente opslag in ondergrondse bergingen (CCS) behandeld. In dit hoofdstuk behandelen we de afvang van CO₂ voor gebruik in de glastuinbouw, dus zonder langdurige opslag. Andere toepassingen van het gebruik van CO₂ als “product” (*commodity*), maken vooralsnog geen onderdeel uit van dit advies, ofschoon dit tijdens de marktconsultatie in 2024 wel meermaals ingebracht werd. Dit is wel als toekomstige categorie opgenomen in de groslijst voor 2025.

In dit CCU-advies maken we onderscheid tussen de volgende categorieën:

- Categorie 1 : nieuwe pre-combustion-CO₂-zuivering bij bestaande industriële afvang-installaties
- Categorie 2 : bijkomende pre-combustion-CO₂-afvang bij bestaande industriële afvang-installaties
- Categorie 3 : nieuwe pre-combustion-CO₂-zuivering bij nieuwe industriële afvang-installaties
- Categorie 4 : nieuwe post-combustion-CO₂-afvang bij bestaande industriële installaties
- Categorie 5 : nieuwe post-combustion-CO₂-afvang bij nieuwe industriële installaties
- Categorie 6 : nieuwe post-combustion-CO₂-afvang bij bestaande afvalverbrandingsinstallaties (AVI of AEC) of grootschalige biomassa-energiecentrales (BEC)
- Categorie 7 : nieuwe post-combustion-CO₂-afvang bij kleinschalige biomassa-installaties
- Categorie 8 : Direct Air Capture (DAC)

Bovenvermelde categorieën worden verder opgedeeld in een aantal varianten: voor de categorieën 1 tot en met 6 wordt verder onderscheid gemaakt naar gasvormig transport via een bestaande pijpleiding (variant A), gasvormig transport via een nieuwe of een uitbreiding van een bestaande pijpleiding (variant B) en vloeibaar of gebonden gasvormig transport per as (variant C). Voor categorie 7 is er enkel een onderscheid naar gasvormig (variant A) en vloeibaar (variant B). Voor categorie 8 is er een onderscheid naar gasvormig (variant A) op locatie en gasvormig bij bestaande transportinfrastructuur (variant B).

15.1 Algemene ontwikkeling

Het afvangen en gebruiken van CO₂ (*CO₂ Capture and Utilisation, CCU*) in de glastuinbouw voor extra plantbemesting is een reeds toegepaste techniek. Die CO₂ kan zelf geproduceerd worden met (gas)gestookte installaties, zoals met een ketel of WKK, of ingekocht worden bij derden. De ingekochte CO₂ is dan afkomstig van een industriële installatie waar CO₂-afvang plaatsvindt. In dit laatste geval is er sprake van CCU. Jaarlijks wordt er op dit moment ongeveer 600 tot 700 kiloton CO₂ geleverd aan de glastuinbouw, waarvan het meeste in gasvormige vorm. CO₂ wordt in de glastuinbouw toegepast om de CO₂-concentratie in de kas te verhogen en zo de groeisnelheid en opbrengst van planten, groenten en vruchten te stimuleren. Afhankelijk van de teelt bedraagt de gewenste CO₂-concentratie 500 tot meer dan 1.000 ppm in de kas, gemiddeld zo'n 800 ppm; ter vergelijking, de CO₂-concentratie in de atmosfeer is ongeveer 400 ppm (425 ppm in 2024 en stijgend).

CO₂ wordt door gewassen het meest opgenomen bij veel licht, dus overdag. Sinds de introductie van 'Het Nieuwe Telen', een nieuw teelconcept dat in de afgelopen jaren is geïmplementeerd in de glastuinbouw, wordt met behulp van slimmer gebruik van schermen en kasluchtbevochtiging zowel het kasklimaat als de CO₂-concentratie optimaal benut. Ondanks dat daarbij heel beperkt gelucht wordt (ook in de zomer), blijft de meeste CO₂ verloren gaan. Op die momenten dat er wel veel gelucht moet worden (voorheen was het in de zomer gebruikelijk om de ramen te openen), wordt de CO₂-dosering teruggeschakeld. Bovendien heeft de tuinder door de prijs van externe CO₂ een prikkel om daar zo zuinig mogelijk mee om te gaan. De SDE++-subsidie voor CCU maakt CO₂-levering voor de tuinder niet gratis en daarmee blijft de prikkel tot efficiënte inzet van CO₂-dosering bestaan.

Gasvormige CO₂ wordt momenteel via een omgebouwde oude oliepijpleiding naar tuinders in het Westland en omgeving geleverd. De CO₂ is afkomstig van bedrijven in het Rotterdamse havengebied. De afnemers (tuinders) zijn rechtstreeks aangesloten op de CO₂-leiding. In Zeeuws-Vlaanderen levert een bedrijf niet enkel CO₂ aan het nabijgelegen tuinbouwgebied, maar ook restwarmte uit zijn productieproces. Dit laatste is een combinatie die in de toekomst zeer gewenst is voor de glastuinbouwsector, omdat dit bijdraagt aan een verdere reductie van de CO₂-uitstoot in die sector.

Vloeibaar gemaakte CO₂ wordt aan tuinders geleverd door bedrijven die industriële gassen produceren. De vloeibare CO₂ wordt lokaal bij tuinders in een tank opgeslagen en via een ontspan- en verdelingssysteem gasvormig terug in de kas gebracht.

Bij verduurzaming van de invulling van de warmtevraag in de kassen valt de eigen bron om CO₂ in de kas te doseren weg. De warmtevraag in de glastuinbouw wordt momenteel bijvoorbeeld verduurzaamd met behulp van geothermie, met de levering van (rest)warmte of door elektrificatie (warmtepompen). Het is nu gebruikelijk om voor de benodigde CO₂ de gasketel of gasmotor-WKK in te zetten, waarbij de CO₂ uit de gereinigde rookgassen (de-NO_x, methaan- en etheenverwijdering) gebruikt wordt. Als dit in de zomer gebeurt – omdat er in de zomer een lagere warmtevraag is (enkel voor vochtregulering in de kas) en omdat de CO₂-vraag in de zomer het hoogst is – wordt dit 'zomerstook' genoemd. Ook in andere periodes gedurende het jaar is er een vraag naar CO₂. Waar de piek van de warmtevraag in de winter valt, valt die voor CO₂ in de zomer. Dit laatste kan problemen met de levering van CO₂ veroorzaken als de industriële leveranciers van de CO₂ bijvoorbeeld in zomeronderhoud gaan.

De afgevangen CO₂ telt bij de installaties waar de CO₂ afgevangen wordt niet als emissiereductie. De CO₂ wordt enkel verplaatst naar een andere locatie waar deze in de kaslucht terecht komt en een deel opgenomen wordt door planten of vruchten. Die opname telt als kortcyclische CO₂ en wordt internationaal (EU-ETS, UNFCCC-IPCC) niet gezien als langdurige vastlegging van koolstof in organisch materiaal (CO₂-sink) en telt dus volledig mee als emissie voor de afvangende bedrijven. Het emissiereductie-effect treedt op bij de tuinders door het vermeden gasverbruik voor CO₂-productie in de kas. Volgens een studie van WEcR (WEcR, 2020) wordt er per geleverde ton CO₂ aan de glastuinbouw 0,91 tot 0,95 ton CO₂ uitgespaard door het glastuinbedrijf zelf (vergelijkbaar met scope 1-emissies). Voor de berekening van de onrendabele top van CO₂-levering aan de glastuinbouw is uitgegaan van het perspectief van de investeerder in de CO₂-afvanginstallatie om CO₂ uiteindelijk in de kas bij de tuinder af te leveren.

Ten opzichte van het advies SDE++ 2024 zijn onder andere de volgende veranderingen doorgevoerd:

- de kosten voor het oplosmiddelverbruik per ton CO₂ afgevangen voor CCU bij AEC en BEC zijn herzien;
- de kosten voor transport per as zijn herzien;
- om rekening te houden met een langere doorlooptijd tussen aanvraag en FID, zijn de kosten, met name de investeringen en vaste operationele kosten, voorzien van een vooruitkijkende inflatiecorrectie;
- er zijn categorieën Direct Air Capture (DAC) toegevoegd.

Er zijn ook enkele algemene veranderingen aangebracht op basis van de KEV 2024: het elektriciteitsstarief is verlaagd naar 0,07 euro/kWh, het warmtetarief is verlaagd naar 0,025 euro/kWh en de gemiddelde emissiefactor van elektriciteit is verhoogd naar 0,130 kg CO₂/kWh.

15.2 Kosten

15.2.1 Investeringskosten

Voor CO₂-afvang zijn investeringen vereist voor onder andere een afvanginstallatie, zuivering, compressie en een aansluiting op het CO₂-transportnetwerk of vervloeiing. De investeringskosten zijn grotendeels afhankelijk van het volume van de CO₂-afvang, de concentratie van CO₂, het proces waarvan wordt afgevangen en de gekozen technologie. Deze worden per categorie vastgesteld in een referentie-installatie. Voor de kostenfactoren die voor alle CCU-cases gelden, zijn de volgende aannames gemaakt over meegenomen kostenposten in het bepalen van het basisbedrag:

- **Afvang:** dit betreft de kosten voor de CO₂-afvang bij industriële processen of uit rookgasen van afvalenergiecentrales of biomassa-energiecentrales en van kleinschalige biomassaverbrandingsinstallaties.
- **Zuivering:** het is gebruikelijk dat er specificaties afgegeven worden over de benodigde zuiverheid van CO₂ voor gebruik in de glastuinbouw; zo wordt gesproken van 'OCAP-kwaliteit' voor gasvormige CO₂ en pure CO₂ bij levering van vloeibare CO₂. Daarom worden deze waarden gebruikt als benadering van de zuiveringskosten.
- **Buffer:** kosten voor een dag-nacht-bufferopslag bij de afvang.
- **Compressie:** bij gasvormige levering moet de CO₂ op druk gebracht worden (22 bar) vooraleer die in de transportleiding terechtkomt.
- **Vervloeiing:** bij levering van vloeibare CO₂ zijn er kosten gemoeid met de vervloeiingsinstallatie bij de locatie waar CO₂ afgevangen wordt.
- **Aansluitkosten:** dit betreft de kosten voor het aansluiten van de afgevangen gasvormige CO₂ aan het CO₂-transportnetwerk. Deze investering komt voor rekening van de aanvragende partij. Er is aangenomen dat de aanvragers zich zullen beperken tot het gebied waar het CO₂-transportnetwerk bestaat of gerealiseerd gaat worden. Hierdoor zal de afstand voor de aansluiting relatief kort zijn, in de referentie ongeveer 3 km. De kosten voor de pijpleiding van de afvanginstallatie naar het CO₂-transportnetwerk worden geschat op 1,5 euro/km/t CO₂ per jaar. De totale aansluitkosten bij de leverancier worden hiermee geschat op euro 0,45 miljoen.

Niet meegenomen kosten voor de bepaling van de basisbedragen voor CCU zijn:

- kosten voor CO₂-afvang met het oog op opslag (CCS);
- kosten voor een CO₂-transportleiding (vergelijkbaar met de bestaande);
- kosten voor transport en verwerking van CO₂ met het oog op opslag (verwerkingstoelage bij CCS);
- kosten voor aansluiting, opslag en verdeelsystemen bij de tuinder;
- kosten voor (ver)nieuwbouw van kassen zodat ze geschikt zijn voor dosering van extern geleverde CO₂;
- kosten voor CO₂-productie door back-upinstallaties bij de tuinders (ketel of WKK).

Voor elke categorie is een referentie-installatie vastgesteld waarvoor de kosten zijn bepaald. Op basis hiervan wordt het basisbedrag geadviseerd. Als referentiesituatie is gekozen voor CO₂-levering met een seizoensafhankelijk profiel gedurende het jaar aan tuinders. Uitgangspunt is dat het huidige leveringspatroon aan tuinders gecontinueerd wordt. Daarom wordt er voor de referentie-afvanginstallatie aangenomen dat deze deeltijds (4.000 vollastdraaiuren) zal opereren. De capaciteit van de aansluiting is gedimensioneerd op de maximale CO₂-afvang- en leveringscapaciteit.

15.2.2 Operationele kosten

Er worden drie typen operationele kosten onderscheiden: vaste O&M-kosten, variabele O&M-kosten en de energiekosten. Ook voor operationele kosten geldt dat deze worden beïnvloed door het proces waarvan CO₂ wordt afgevangen en de gekozen technologie. De vaste O&M-kosten bestaan uit jaarlijkse O&M- en overheadkosten.

Energiekosten bestaan uit kosten voor warmte of stoom voor CO₂-afvang en elektriciteit voor compressie en vervloeiing. De benodigde hoeveelheden energie voor CO₂-afvang, compressie en vervloeiing komen uit beschikbare informatie van marktpartijen. De volgende aannames zijn gemaakt voor het elektriciteits- en warmtegebruik bij CO₂-afvang voor de berekening van het basisbedrag:

- warmte bij CO₂-afvang, pre-combustion: 312,5 kWhth/t CO₂ afgevangen (bestaand) en 286 kWhth/t CO₂ afgevangen (nieuw);
- warmte bij CO₂-afvang, post-combustion: 670 kWhth/t CO₂ afgevangen (bestaand) en 600 kWhth/t CO₂ afgevangen (nieuw);
- warmte bij CO₂-afvang bij AVI en BEC : 1.028 kWhth/t CO₂ afgevangen;
- elektriciteit bij CO₂-afvang, pre-combustion en post-combustion: 50 kWhe/t CO₂ afgevangen;
- elektriciteit bij compressie : 82,5 kWhe/t CO₂ afgevangen;
- elektriciteit bij vervloeiing : 190 kWhe/t CO₂ afgevangen bij groen gas opwerking en 162 kWhe/t CO₂ bij de overige installaties.

Wel is het zo dat een deel van de warmtevraag door onbenutte restwarmte zou kunnen worden ingevuld, dit is niet meegenomen. De energiekosten zijn opgenomen in de variabele operationele kosten in de berekening van het basisbedrag. De variabele operationele kosten worden ook bepaald door het gebruik van bijvoorbeeld chemicaliën (oplosmiddelen) die nodig zijn bij het afvangen van CO₂. In de berekening zijn deze meegenomen met 7,5 euro/ton CO₂ afgevangen voor AVI's en BEC's (categorie 6) en als 4,9 euro/ton CO₂ afgevangen voor de andere CCU-categorieën in de berekening van het basisbedrag.

15.2.3 Transporttoeslag

CCU wijkt af van de – op het eerste zicht gelijkaardige – situatie bij CCS. Bij CCS geldt de afgevangen CO₂ als emissiereductie bij de afvanger en wordt deze via een tussenpartij, die instaat voor transport en opslag, permanent ondergronds op te slaan en dus uit de CO₂-boekhouding van de afvangende en dus investerende partij verwijderd. Bij CCU is er een partij die investeert in de CO₂-afvang, maar daarna de CO₂ als commercieel product aanbiedt aan de markt, met name tuinders. Het komt voor dat een derde handelspartij kan instaan voor het transport, maar die rekent de bijkomende kosten voor dat transport door aan de uiteindelijke afnemer, zijnde de tuinders. Die maken de afweging of het voor hen economisch interessant is om CO₂ in te kopen, daarbij rekening houdend met de kosten van afvang en transport, of om zelf CO₂ te produceren.

In de berekening van het basisbedrag, wordt voor alle categorieën CCU uitgegaan van systeemgrenzen vanaf de partij die de CO₂ afvangt tot de uiteindelijke afnemer, de tuinder. Bovendien wordt in de varianten 1A tot en met 6A voor gasvormige CO₂ uitgegaan van de huidige situatie, namelijk een bestaande pijplijn waarop nog reservetransportcapaciteit beschikbaar is. Hiervoor een forfaitaire transporttoeslag van 5 euro/ton CO₂ meegenomen in de berekening van het basisbedrag.

Voor de varianten 1B tot en met 6B wordt uitgegaan van een nog niet bestaande, nieuw aan te leggen pijpleiding of van een uitbreiding van een bestaande transportpijpleiding, waarvoor, naar analogie van de methode gebruikt voor het SDE++ eindadvies voor CCS, kosten worden meegenomen voor transporttoeslag via de pijpleiding. Deze worden voor CCU begroot op 18,0 euro/ton CO₂ (zie tekstkader 15.1 voor een toelichting). Voor transport van vloeibaar of gebonden gasvormig CO₂ (varianten 1C tot en met 6C) wordt uitgegaan van transport per tankauto en daarvoor wordt 25 euro/t CO₂ aangenomen, dat is inclusief afschrijvings-, personeels- en brandstofkosten. In de berekening van het basisbedrag worden de transportkosten als variabele kosten (euro/t CO₂ afgevangen) meegenomen.

Tekstkader 15.1

Toelichting bij de berekening van transportkosten nieuwe of uitbreiding bestaande pijpleiding voor CCU

Varianten 1B-6B

De verwerkingstoeslag voor de te transporteren CO₂ via een nog niet bestaande, nieuw aan te leggen pijpleiding, wordt vastgesteld aan de hand van het jaarlijkse volume en de piekcapaciteit. Dit laatste is van invloed op de kosten voor het transport want de pijpleiding moet gedimensioneerd worden op de pieklevering (in de zomer):

- het jaarlijkse volume dat wordt getransporteerd is voor de referentie-installatie 55 kt CO₂, wat neer komt op gemiddeld 13,75 t CO₂ per uur;
- de piekcapaciteit voor levering bedraagt 25 t CO₂ per uur; de zogenoemde *load factor* is dan $25 \text{ t CO}_2 / 13,75 \text{ t CO}_2 = 1,82$;
- het transporttarief is 9,9 euro/t CO₂ getransporteerd per pijplijn onshore op basis van volcontinue levering (eindadvies SDE++ 2022 CCS). Het transporttarief voor de CCU-varianten B wordt dan $9,9 * 1,82 = 18,0$ euro/t CO₂.

15.3 CCU bij industriële installaties

Onder deze subcategorie vallen bestaande installaties waar CO₂ wordt afgevangen of verder gezuiverd uit sterk geconcentreerde tot zo goed als zuivere CO₂-stromen, in de vorm van pre-combustionafvang, en uit matig geconcentreerde CO₂-stromen uit rookgas, in de vorm van post-combustionafvang. De afgevangen CO₂ wordt getransporteerd voor gebruik bij tuinders. Aansluiting op het gasvormig CO₂-transportnetwerk kan met behulp van een aftakking op de bestaande verbinding tussen afvang/compressie en het CCU-netwerk.

Een andere toepassing onder deze subcategorie is CO₂-afvang bij een industriële installatie waarbij een geconcentreerde, zo goed als zuivere CO₂-stroom vrijkomt die via pre-combustion-CO₂-afvang (varianten 1A tot en met 1C (bestaand) 3A tot en met 3C (nieuw)). Voor CCU wordt er uitgegaan van CO₂-afvang bij een biogasproductie-installatie als referentie en geen ATR zoals bij CCS; dit wegens het verschil in schaalgrootte en de uiteindelijke inzet van de afgevangen CO₂. Dit advies maakt geen onderscheid naar de bron van het biogas, dat kan bijvoorbeeld een vergister, vergasser of een waterzuiveringsinstallatie zijn. De CO₂-afvang vindt hierbij reeds plaats bij de opwerkingsstap van het ruwe biogas naar aardgaskwaliteit (of LNG), en dus worden de kosten hiervan niet meegenomen in de berekening van het basisbedrag CCU. Door de minder zuivere ruwe biogasstroom, waaruit CO₂ afgevangen wordt, is er voor CCU meer zuivering nodig om de afgevangen CO₂ te kunnen leveren aan de glastuinbouw, hiervoor worden wel bijkomende kosten meegenomen.

In varianten 2A tot en met 2C betreft het een bijkomende CO₂-afvang bij een bestaande installatie waar CO₂-afvang reeds plaatsvindt, bijvoorbeeld ten behoeve van gebruik in de voedingsmiddelenindustrie of andere toepassing. Er moet wel ruimte zijn om de 4.000 vollasturen voor levering aan de tuinbouw te realiseren. Hierbij hoeven geen investeringskosten meer gemaakt te worden voor de CO₂-afvang en compressor, en zijn er enkel bijkomende investeringen vereist voor de aansluiting op de CO₂-transportleiding en eventuele vervloeiing van de CO₂. Bijkomende operationele kosten zijn verbonden aan deze extra afvang.

Voor de varianten van afvang bij bestaande industriële installaties (4A tot en met 4C) van deze subcategorie zijn investeringen vereist in een CO₂-afvanginstallatie, compressor en de aansluiting op het CO₂-transportnetwerk. In de berekening van het basisbedrag zijn hiervoor zowel investeringskosten (inclusief inpassings- en aanpassingskosten) als operationele kosten opgenomen. In het geval van vervloeiing van de CO₂ vervallen de compressiekosten en de aansluitkosten op een CO₂-netwerk, maar worden er extra kosten voor de vervloeiing meegenomen.

Een andere toepassing is die waarbij een matig geconcentreerde CO₂-stroom vrijkomt uit rookgasen die via een post-combustionafvang voor CCU ingezet kan worden (varianten 5A tot en met 5C). De kosten van afvang liggen voor een nieuwe installatie lager dan bij varianten met afvang bij een bestaande installatie, naar analogie van gelijkaardige variant in het advies voor CCS. Er wordt eveneens van uitgegaan dat deze nieuwe installatie in de variant met gasvormig transport door een bestaande pijpleiding in de buurt van een bestaande CO₂-pijpleiding wordt gerealiseerd. Er zijn ook varianten uitgewerkt waarbij wordt uitgegaan van een nog niet bestaande, nieuw aan te leggen pijpleiding of uitbreiding van een bestaand CO₂-pijpleidingnetwerk en een variant waarbij de CO₂ vloeibaar gemaakt wordt voor levering.

Voor alle varianten voor CCU worden 4.000 vollasturen per jaar aangenomen.

Tabel 15.1

Technisch-economische en subsidieparameters voor nieuwe pre-combustion-CO₂-zuivering bij bestaande industriële afvanginstallaties^a

Parameter	Eenheid	SDE++ 2024 Variant 1A	SDE++ 2025 Variant 1A	SDE++ 2024 Variant 1B	SDE++ 2025 Variant 1B	SDE++ 2024 Variant 1C	SDE++ 2025 Variant 1C
Aantal draaiuren	[uur/jaar]	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000
Afgevangen CO ₂ voor CCU	[kt CO ₂ afvang/jaar]	55	55	55	55	55	55
Piekcapaciteit CO ₂ -aansluiting	[t CO ₂ afvang/uur]	25	25	25	25	25	25
Afgevangen CO ₂ voor levering	[t CO ₂ afvang/uur]	14,0	13,75	14,0	13,75	14,0	13,75
Zuivering en buffering	[miljoen €]	17,5	18,2	17,5	18,2	14,1	15,0
Vervloeiing	[miljoen €]	-	-	-	-	7,0	7,4
Aansluiting transportnet- werk	[miljoen €]	0,5	0,5	0,5	0,5		
Vaste O&M-kosten	[miljoen € /jaar]	0,5	0,6	0,5	0,6	0,6	0,7
Energieverbruik elektriciteit	[kWhe/t CO ₂ afvang]	132,5	133,0	132,5	133,0	240,0	240,0
Energieverbruik warmte	[kWhth/t CO ₂ afvang]	312,5	313,0	312,5	313,0	312,5	313,0
Variabele O&M-, transport- en energiekosten	[€/t CO ₂ afvang]	36,8	27,0	49,8	40,0	64,2	54,0
Basisbedrag	[€/t CO ₂ afvang]	90,6325	80,9106	105,0264	95,3474	130,4494	121,1495
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15	15	15	15	15

a) Gebruikte varianten:

1A : gasvormig transport, bestaande pijpleiding.

1B: gasvormig transport, nieuwe of uitbreiding bestaande pijpleiding.

1C: vloeibaar transport.

Tabel 15.2

Technisch-economische en subsidieparameters voor bijkomende pre-combustion-CO₂-afvang bij bestaande industriële installaties^a

Parameter	Eenheid	SDE++	SDE++	SDE++	SDE++	SDE++	SDE++
		2024 Variant 2A	2025 Variant 2A	2024 Variant 2B	2025 Variant 2B	2024 Variant 2C	2025 Variant 2C
Aantal draaiuren	[uur/jaar]	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000
Afgevangen CO ₂ voor CCU	[kt CO ₂ afvang/jaar]	55	55	55	55	55	55
Piekcapaciteit CO ₂ -aansluiting	[t CO ₂ afvang/uur]	25	25	25	25	25	25
Afgevangen CO ₂ voor levering	[t CO ₂ afvang/uur]	14,0	13,75	14,0	13,75	14,0	13,75
Zuivering en buffering	[miljoen €]	2,7	2,3	2,7	2,3	2,2	2,3
Vervloeiing	[miljoen €]	-	-	-	-	16,5	17,6
Aansluiting transportnetwerk	[miljoen €]	0,5	0,5	0,5	0,5	-	-
Vaste O&M-kosten	[miljoen €/jaar]	0,2	0,2	0,2	0,2	0,7	0,7
Energieverbruik elektriciteit	[kWh/t CO ₂ afvang]	132,5	133,0	132,5	133,0	212,0	212,0
Energieverbruik warmte	[kWh/t CO ₂ afvang]	312,5	313,0	312,5	313,0	312,5	313,0
Variabele O&M-, transport- en energiekosten	[€/t CO ₂ afvang]	36,8	27,0	49,8	40,0	61,6	52,0
Basisbedrag	[€/t CO ₂ afvang]	50,3342	39,7774	64,7281	54,2143	123,2570	114,7042
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15	15	15	15	15

a) Gebruikte varianten:

- 2A : gasvormig transport, bestaande pijpleiding.
- 2B: gasvormig transport, nieuwe of uitbreiding bestaande pijpleiding.
- 2C: vloeibaar transport.

Tabel 15.3

Technisch-economische en subsidieparameters voor nieuwe pre-combustion-CO₂-zuivering bij nieuwe industriële afvanginstallaties^a

Parameter	Eenheid	SDE++	SDE++	SDE++	SDE++	SDE++	SDE++
		2024 Variant 3A	2025 Variant 3A	2024 Variant 3B	2025 Variant 3B	2024 Variant 3C	2025 Variant 3C
Aantal draaiuren	[uur/jaar]	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000
Afgevangen CO ₂ voor CCU	[kt CO ₂ afvang/jaar]	55	55	55	55	55	55
Piekkapaciteit CO ₂ -aansluiting	[t CO ₂ afvang/uur]	25	25	25	25	25	25
Afgevangen CO ₂ voor levering	[t CO ₂ afvang/uur]	14,0	13,75	14,0	13,75	14,0	13,75
Zuivering en buffering	[miljoen €]	17,5	18,2	17,5	18,2	14,1	15,0
Vervloeiing	[miljoen €]	-	-	-	-	7,0	7,4
Aansluiting transportnetwerk	[miljoen €]	0,5	0,5	0,5	0,5	-	-
Vaste O&M-kosten	[miljoen € /jaar]	0,5	0,6	0,5	0,6	0,6	0,7
Energieverbruik elektriciteit	[kWh/t CO ₂ afvang]	132,5	133,0	132,5	133,0	240,0	240,0
Energieverbruik warmte	[kWhth/t CO ₂ afvang]	286,4	286,0	286,4	286,0	286,4	286,0
Variabele O&M-, transport- en energiekosten	[€/t CO ₂ afvang]	35,6	26,0	48,6	39,0	63,0	54,0
Basisbedrag	[€/t CO ₂ afvang]	89,2968	80,1998	103,6907	94,6366	129,1138	120,4388
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15	15	15	15	15

a) Gebruikte varianten:

3A : gasvormig transport, bestaande pijpleiding.

3B: gasvormig transport, nieuwe of uitbreiding bestaande pijpleiding.

3C: vloeibaar transport.

Tabel 15.4

Technisch-economische en subsidieparameters voor nieuwe post-combustion-CO₂-afvang bij bestaande industriële installaties^a

Parameter	Eenheid	SDE++ 2024 Va- riant 4A	SDE++ 2025 Va- riant 4A	SDE++ 2024 Va- riant 4B	SDE++ 2025 Va- riant 4B	SDE++ 2024 Va- riant 4C	SDE++ 2025 Va- riant 4C
Aantal draaiuren	[uur/jaar]	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000
Afgevangen CO ₂ voor CCU	[kt CO ₂ afvang/jaar]	55	55	55	55	55	55
Piekcapaciteit CO ₂ -aansluiting	[t CO ₂ afvang/uur]	25	25	25	25	25	25
Afgevangen CO ₂ voor levering	[t CO ₂ afvang/uur]	14,0	13,75	14,0	13,75	14,0	13,75
Zuivering en buffering	[miljoen €]	42,1	44,3	42,1	44,3	36,1	38,5
Vervloeiing	[miljoen €]	-	-	-	-	16,5	17,6
Aansluiting transportnetwerk	[miljoen €]	0,5	0,5	0,5	0,5	-	-
Vaste O&M-kosten	[miljoen € /jaar]	1,0	1,0	1,0	1,0	1,3	1,4
Energieverbruik elektriciteit	[kWhe/t CO ₂ afvang]	132,5	133,0	132,5	133,0	212,0	212,0
Energieverbruik warmte	[kWth/t CO ₂ afvang]	670	670	670	670	670	670
Variabele O&M-, transport- en energiekosten	[€/t CO ₂ afvang]	53,3	36,0	66,3	49,0	78,1	61,0
Basisbedrag	[€/t CO ₂ afvang]	172,2054	155,1815	186,5993	169,6184	230,7191	215,4209
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15	15	15	15	15

a) Gebruikte varianten:

4A : gasvormig transport, bestaande pijpleiding.

4B: gasvormig transport, nieuwe of uitbreiding bestaande pijpleiding.

4C: vloeibaar transport.

Tabel 15.5

Technisch-economische en subsidieparameters voor nieuwe post-combustion-CO₂-afvang bij nieuwe industriële installaties^a

Parameter	Eenheid	SDE++	SDE++	SDE++	SDE++	SDE++	SDE++
		2024 Variant 5A	2025 Variant 5A	2024 Variant 5B	2025 Variant 5B	2024 Variant 5C	2025 Variant 5C
Aantal draaiuren	[uur/jaar]	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000
Afgevangen CO ₂ voor CCU	[kt CO ₂ afvang/jaar]	55	55	55	55	55	55
Piekkapaciteit CO ₂ -aansluiting	[t CO ₂ afvang/uur]	25	25	25	25	25	25
Afgevangen CO ₂ voor levering	[t CO ₂ afvang/uur]	14,0	13,75	14,0	13,75	14,0	13,75
Zuivering en buffering	[miljoen €]	33,6	35,3	33,6	35,3	26,0	27,7
Vervloeiing	[miljoen €]	-	-	-	-	16,5	17,6
Aansluiting transportnetwerk	[miljoen €]	0,5	0,5	0,5	0,5	-	-
Vaste O&M-kosten	[miljoen € /jaar]	0,8	0,9	0,8	0,9	1,1	1,2
Energieverbruik elektriciteit	[kWh/t CO ₂ afvang]	132,5	133,0	132,5	133,0	212,0	212,0
Energieverbruik warmte	[kWhth/t CO ₂ afvang]	600	600	600	600	600	600
Variabele O&M-, transport- en energiekosten	[€/t CO ₂ afvang]	50,1	34,0	63,1	47,0	74,8	60,0
Basisbedrag	[€/t CO ₂ afvang]	146,3869	130,5946	160,7808	145,0315	200,4535	186,3011
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15	15	15	15	15

a) Gebruikte varianten:

- 5A : gasvormig transport, bestaande pijpleiding.
- 5B: gasvormig transport, nieuwe of uitbreiding bestaande pijpleiding.
- 5C: vloeibaar transport.

15.3.1 CCU bij afvalverbandingsinstallaties of bij grootschalige biomassa-energiecentrales

Onder deze categorie (varianten 6A tot en met 6C) vallen installaties waar CO₂ wordt afgevangen uit rookgassen met een lagere concentratie aan CO₂, in de vorm van post-combustionafvang bij afvalverbandingsinstallaties. Hieronder kunnen ook qua thermisch vermogen grote (> 50 MWth) biomassa-energiecentrales vallen. De afgevangen CO₂ wordt dan verder getransporteerd voor gebruik bij tuinders. Aansluiting op het CO₂-transportnetwerk kan met behulp van een aftakking op een bestaande verbinding of met een uitbreiding of nieuw CCU-netwerk. Voor deze categorie zijn investeringen vereist in een CO₂-afvanginstallatie, compressor en de aansluiting op het CO₂-transportnetwerk. In de berekening van het basisbedrag zijn hiervoor zowel investeringskosten (inclusief inpassings- en aanpassingskosten) als operationele kosten opgenomen. In het geval van vervloeiing van de CO₂ vervallen de aansluitkosten op een CO₂-netwerk, maar worden er extra kosten voor de vervloeiing meegenomen.

Tabel 15.6

Technisch-economische en subsidieparameters voor nieuwe post-combustion-CO₂-afvang bij afvalverbandingsinstallaties of grootschalige bio-energiecentrales^a

Parameter	Eenheid	SDE++	SDE++	SDE++	SDE++	SDE++	SDE++
		2024 Variant 6A	2025 Variant 6A	2024 Variant 6B	2025 Variant 6B	2024 Variant 6C	2025 Variant 6C
Aantal draaiuren	[uur/jaar]	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000
Afgevangen CO ₂ voor CCU	[kt CO ₂ afvang/jaar]	55	55	55	55	55	55
Piekcapaciteit CO ₂ -aansluiting	[t CO ₂ afvang/uur]	25	25	25	25	25	25
Afgevangen CO ₂ voor levering	[t CO ₂ afvang/uur]	14,0	13,75	14,0	13,75	14,0	13,75
Zuivering en buffering	[miljoen €]	46,1	48,7	46,1	48,7	42,5	45,3
Vervloeiing	[miljoen €]	-	-	-	-	16,5	17,6
Aansluiting transportnetwerk	[miljoen €]	0,5	0,5	0,5	0,5	-	-
Vaste O&M-kosten	[miljoen € /jaar]	1,1	1,1	1,1	1,1	1,5	1,6
Energieverbruik elektriciteit	[kWh/t CO ₂ afvang]	132,5	133,0	132,5	133,0	212,0	212,0
Energieverbruik warmte	[kWhth/t CO ₂ afvang]	1028	1028	1028	1028	1028	1028
Variabele O&M-, transport- en energiekosten	[€/t CO ₂ afvang]	71,4	47,0	84,4	60,0	96,1	73,0
Basisbedrag	[€/t CO ₂ afvang]	202,8852	178,5352	217,2791	192,9721	267,4250	244,9171
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15	15	15	15	15

a) Gebruikte varianten:

6A : gasvormig transport, bestaande pijpleiding.

6B: gasvormig transport, nieuwe of uitbreiding bestaande pijpleiding.

6C: vloeibaar transport.

15.3.2 CCU bij kleinschalige biomassaketels

Naast CCU bij grootschalige installaties zoals hiervoor beschreven, is er ook berekend wat de onrendabele top zou zijn als CO₂ wordt afgevangen bij kleinschalige lokale biomassa-installaties (varianten 7A en 7B).

De referentie-installatie is een biomassaketel (≥ 5 MWth, en < 50 MWth), bijvoorbeeld bij een tuinder of bij een cluster van tuinders, of in de omgeving daarvan, waar een CO₂-afvanginstallatie wordt bijgebouwd. Dit valt onder de noemer post-combustionafvang waarbij CO₂ uit rookgasen afgevangen wordt. Naar analogie van de andere CCU-categorieën wordt ook hier uitgegaan van 4.000 vollasturen per jaar voor de CO₂-afvang, hoewel het kan voorkomen dat de biomassa-installatie meer vollasturen maakt voor warmteproductie. De kosten voor de biomassaketel zelf, zoals investeringen en brandstof en operationele kosten, maken geen deel uit van het basisbedrag voor deze categorie. Ook is er geen vereiste dat de biomassa-installatie waarbij CCU wordt toegepast een SDE-beschikking moet hebben.

Ook hier zijn de twee CO₂-toepassingen mogelijk, namelijk gasvormig of vloeibaar. In het eerste geval moet de CO₂ na afvang enkel gedroogd worden, extra compressie is niet nodig. Bij toepassing van vloeibare CO₂ vindt extra compressie en vervloeiing plaats. Lokale CO₂-buffering maakt in beide gevallen voor het basisbedrag onderdeel uit van de referentie-installatie. Kosten voor verdeel-, meet- en monitoringsinstallaties in de kassen worden niet meegenomen in de berekening van het basisbedrag omdat die installaties geacht worden reeds aanwezig te zijn.

Tabel 15.7

Technisch-economische en subsidieparameters voor nieuwe post-combustion-CO₂-afvang bij kleinschalige biomassa-installaties^a

Parameter	Eenheid	SDE++ 2024 Variant 7A	SDE++ 2025 Variant 7A	SDE++ 2024 Variant 7B	SDE++ 2025 Variant 7B
Aantal draaiuren	[uur/jaar]	4.000	4.000	4.000	4.000
Afgevangen CO ₂ voor CCU	[kt CO ₂ afvang/jaar]	12,8	12,8	12,8	12,8
Piekcapaciteit CO ₂ -aansluiting	[t CO ₂ afvang/uur]	6,25	6,25	6,25	6,25
Afgevangen CO ₂ voor levering	[t CO ₂ afvang/uur]	3,20	3,20	3,20	3,20
CO ₂ -afvang en buffering	[miljoen €]	7,9	8,4	6,9	7,4
Vervloeiing	[miljoen €]	-	-	3,2	3,4
Aansluiting transportnetwerk	[miljoen €]	-	-	-	-
Vaste O&M-kosten	[miljoen €/jaar]	0,2	0,2	0,3	0,3
Energieverbruik elektriciteit	[kWh/t CO ₂ afvang]	40	40	195	195
Energieverbruik warmte	[kWhth/t CO ₂ afvang]	670	670	670	670
Variabele O&M-, transport- en energiekosten	[€/t CO ₂ afvang]	39,6	24,0	54,2	35,0
Basisbedrag	[€/t CO ₂ afvang]	135,6886	120,6819	179,8150	161,3930
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15	15	15

a) Gebruikte varianten:

7A : gasvormige levering.

7B: vloeibare levering.

15.4 Direct Air Capture (DAC)

Naar aanleiding van inbreng vanuit marktpartijen is in dit advies een alternatieve optie voor CO₂-levering aan de glastuinbouw via Direct Air Capture (DAC) opgenomen. DAC is een relatief nieuwe technologie, waarbij CO₂ wordt afgevangen uit omgevingslucht. Hierdoor is de CO₂ op elk moment van het jaar beschikbaar en kan de tuinder het naar wens in de kas doseren. Bij een DAC-systeem wordt omgevingslucht naar binnen gezogen en bindt de CO₂ in deze lucht zich aan een sorptiemiddel. Vervolgens wordt het mengsel van sorptiemiddel en CO₂ verhit om de CO₂ los te laten zodat de CO₂ in de kas gedoseerd kan worden. De benodigde warmte voor die verhitting kan met een warmtepomp gegenereerd worden, of afkomstig zijn van een (externe) warmtebron. We gaan in dit advies uit van DAC met een vaste stof als sorptiemiddel. In dit eindadvies onderzoeken we alleen het gebruik van DAC voor de glastuinbouw. Inzet van DAC voor CCS is technisch ook mogelijk, maar niet meegenomen in dit eindadvies.

15.4.1 Beschrijving referentie-installatie

Voor dit advies zullen we twee verschillende referentie-installaties onderzoeken:

1. Een installatie op locatie bij de tuinder. Deze installatie levert CO₂ voor alleen deze tuinder.
2. Een installatie bij bestaande CO₂-transportinfrastructuur. Dit gaat om een grootschalige installatie die CO₂ kan leveren aan meerdere tuinders, overeenkomstig met andere CCU categorieën.

Het verbruiksprofiel van tuinders is seizoensafhankelijk, waarbij de piek van de CO₂-vraag in de zomer ligt. We sluiten aan bij de aannames voor bestaande CCU-categorieën door 4000 vollasturen aan te nemen voor beide DAC-referentie-installaties, overeenkomstig met het CO₂-verbruiksprofiel van tuinders.

Op locatie bij de tuinder

We gaan uit van een gemiddeld glastuinbouwbedrijf van 5 ha. Een recente actualisatie van de verwachte CO₂-behoefte in 2030 van het WEcr voorspelt een lagere CO₂-behoefte in de glastuinbouw dan eerder onderzoek (WEcr, 2024), door nieuwe kennis en inzichten vanuit 'Het nieuwe telen'. In lijn met deze schatting zullen we een CO₂-vraag van 25 kg/m²/jaar hanteren, overeenkomstig met alle andere CCU-categorieën, waar op basis van gegevens van marktpartijen hetzelfde wordt gehanteerd. Voor de referentie-installatie gaan we uit van een jaarlijkse CO₂-vraag van 1,25 kton.

De referentie-installatie bestaat in ieder geval uit een afvanginstallatie en een warmtepomp op locatie bij de tuinder. De afvanginstallatie is daarmee volledig elektrisch. De warmtepomp wordt gebruikt om lokaal aanwezige laagwaardige warmte op te waarden naar het benodigde temperatuurniveau om de CO₂ te kunnen scheiden van het sorptiemiddel (ca. 95 graden). De verwachte COP van de warmtepomp is 2,7. We gaan uit van gasvormige levering met een dag/nacht buffer voor CO₂-opslag.

De verwachting is dat de installatie 1300 kWh_e en 550 kWh_{th} zal gebruiken per afgevangen ton CO₂. Dit komt overeen met een benodigd elektrisch vermogen van 400 kWh_e, wat naar verwachting makkelijk past binnen de huidige netwerkaansluiting van de tuinder. We gaan er dus van uit dat er geen nieuwe netwerkaansluiting nodig is voor de installatie

Bij bestaande CO₂-transportinfrastructuur

Bij plaatsing bij bestaande CO₂-transportinfrastructuur bestaat de referentie-installatie uit een hybride afvanginstallatie, namelijk een DAC-afvanginstallatie en een voorziening voor externe warmte voor de CO₂-scheiding. Daarnaast zal bij de referentie-installatie een opslagtank geplaatst worden. We nemen aan dat er voldoende (rest)warmte op locatie aanwezig is en er geen aanvullende warmtepomp nodig is. We gaan uit van een transportnetwerk zoals OCAP, waarbij CO₂ gasvormig via pijpleidingen aan tuinders geleverd wordt. Voor optimale gasvormige invoeding in de transportinfrastructuur gaan we uit van vloeibare opslag in cryogene opslagtanks. Om de CO₂ op de juiste druk te brengen voor het transportnetwerk wordt een compressor gebruikt. We gaan uit van 55 kton CO₂ afvang/jaar, overeenkomend met andere industriële CCU-categorieën.

De verwachting is dat de installatie 990 kWh_e en 1000 kWh_{th} per ton CO₂ afgevangen zal gebruiken. Dit komt overeen met een 16 MWe netwerkaansluiting. We verwachten dat er op de afvanglocatie nog geen netwerkaansluiting is, of deze significant verzwakt moet worden. Daarom nemen we de kosten voor een nieuwe netwerkaansluiting mee in de investerings- en vaste operationele kosten.

15.4.2 Kosten

We gaan uit van realisatie in 2027 bij aanvraag in 2025. Om in de investeringskosten zo goed mogelijk rekening te houden met inflatie van de komende jaren zullen we gebruik maken van de kerninflatie (HICP), exclusief energie en voeding uit de [voorjaarsraming 2024 van DNB](#). Dit resulteert in een inflatie van 2,4% en tweemaal 2,0% voor 2025, 2026 en 2027, respectievelijk. Dit komt overeen met een totale geprojecteerde kostenstijging van 6,5%. Hiermee wordt dezelfde inflatiecorrectie gehanteerd als de andere CCU-categorieën.

15.4.3 Investeringskosten

Referentie 8A: Op locatie bij de tuinder

Bij plaatsing op locatie bij de tuinder zijn investeringen vereist voor de afvanginstallatie, een warmtepomp en een dag/nacht-buffer. We nemen aan dat er geen nieuwe elektrische netwerkaansluiting nodig is voor plaatsing van de installatie. Er wordt verder uitgegaan van 5% onvoorziene kosten omdat de kosten voor deze nieuwe technologie nog onzeker zijn.

Referentie 8B: Bij bestaande CO₂-transportinfrastructuur

Wanneer een referentie-installatie bij bestaande CO₂-infrastructuur (8B) geplaatst wordt zijn er investeringen nodig voor de afvanginstallatie, vervloeibaring met een bijbehorende opslagtank en aansluiting aan een CO₂-transportnetwerk. De kosten voor een nieuwe netwerkaansluiting op het elektriciteitsnet worden ook meegenomen. Er wordt daarnaast uitgegaan van 5% onvoorziene kosten omdat de kosten voor deze nieuwe technologie nog onzeker zijn.

15.4.4 Operationele kosten

De operationele kosten bestaan uit vaste operationele kosten, variabele operationele kosten en energiekosten. De vaste operationele kosten bestaan uit jaarlijkse O&M- en overheadkosten. Dit hebben we vastgesteld op 4% van de totale investeringskosten, dit percentage wordt ook in andere SDE++-categorieën gehanteerd.

Variabele operationele kosten omvatten de kosten voor het vervangen van de sorptiemiddelen, naar verwachting zullen deze elke 30 maanden vervangen moeten worden. De kosten voor het vervangen van sorptiemiddelen zijn meegenomen als 30 euro/ton CO₂ afgevangen. Energiekosten zijn kosten voor elektriciteit en warmte. Deze zijn gebaseerd op de volgende aannames:

- Elektriciteit bij DAC installatie op locatie met warmtepomp: 1.300 kWhe/t CO₂ afgevangen.
- Warmte bij DAC installatie op locatie met warmtepomp: 550 kWhth/t CO₂ afgevangen. Dit is laagwaardige warmte, welke met een warmtepomp opgewaardeerd wordt. We rekenen geen kosten voor de laagwaardige warmte, de kosten van de benodigde elektriciteit is verwerkt in de elektriciteitskosten.
- Elektriciteit bij hybride installatie bij bestaande CO₂-infrastructuur: 990 kWhe/t CO₂ afgevangen.
- Warmte bij hybride installatie bij bestaande CO₂-infrastructuur: 1.000 kWhth/t CO₂ afgevangen.

Kosten voor elektriciteitsverbruik bestaan uit de groothandelsprijs voor elektriciteit, netwerkkosten voor transport en energiebelasting. De groothandelsprijs en energiebelasting baseren we op de KEV2024 ramingen. De netwerkkosten worden gebaseerd op tarievenbesluiten van de netbeheerders in 2024, gecombineerd met verwachte kostenstijgingen.

Als warmteprijs hanteren we 90% van de langetermijngasprijs (LHV) die ook in de KEV 2024 gehanteerd is. Voor vervloeiing gaan we, overeenkomstig met CCU-categorieën voor industriële installaties, uit van 162 kWhe/t CO₂ afgevangen. Tabel 15.8 en 15.9 bevatten een overzicht van de technisch-economische parameters en subsidieparameters. De gebruikte investerings- en operationele kosten zijn afgerond om schijnnaauwkeurigheid te voorkomen.

Tabel 15.8

Technisch-economische en subsidieparameters voor nieuwe DAC-installaties voor afvang op locatie bij de tuinder

Parameter	Eenheid	SDE++ 2025 Variant 8A
Vollasturen	[uur/jaar]	4.000
Afgevangen CO₂ voor CCU	[kt CO ₂ afvang/jaar]	1,25
Jaargemiddelde afgevangen CO₂ per uur	[t CO ₂ afvang/uur]	0,3125
Investeringskosten	[miljoen €]	1,42
Vaste O&M-kosten	[miljoen €/jaar]	0,056
Energieverbruik elektriciteit	[kWhe/t CO ₂ afvang]	1.300
Energieverbruik warmte	[kWhth/t CO ₂ afvang]	550
Variabele O&M- en energiekosten	[€/t CO ₂ afvang]	124,3
Basisbedrag	[€/t CO ₂ afvang]	318,5969
Looptijd subsidie	[jaar]	15

Tabel 15.9

Technisch-economische en subsidieparameters voor nieuwe DAC-installaties voor afvang bij bestaande CO₂-infrastructuur

Parameter	Eenheid	SDE++ 2025 Variant 8B
Vollasturen	[uur/jaar]	4.000
Afgevangen CO ₂ voor CCU	[kt CO ₂ afvang/jaar]	55
Afgevangen CO ₂ per uur	[t CO ₂ afvang/uur]	13,75
Investeringskosten	[miljoen €]	70,62
Vaste O&M-kosten	[miljoen €/jaar]	5,23
Energieverbruik elektriciteit	[kWh/t CO ₂ afvang]	1.152
Energieverbruik warmte	[kWh/t CO ₂ afvang]	1.000
Variabele O&M- en energiekosten	[€/t CO ₂ afvang]	144
Basisbedrag	[€/t CO ₂ afvang]	413,4118
Looptijd subsidie	[jaar]	15

15.5 Correctiebedrag

De subsidie wordt bepaald door het basisbedrag te verminderen met de inkomsten die worden gegenereerd door de technologie. CCU betreft een toepassing waarbij een verhandelbaar product, al dan niet via een tussenpartij die instaat voor het transport, aan de glastuinbouw geleverd wordt. Door die CO₂-levering bespaart de tuinder op het eigen gasverbruik (om anders zelf de CO₂ te produceren). Deze besparing ligt aan de basis van de bepaling van het correctiebedrag. Als referentie wordt een verdeling aangehouden, waarbij ervan uitgegaan wordt dat 90 procent van de tuinders die gebruik zouden kunnen maken van CO₂-levering, de eigen CO₂-vraag via een WKK invult en de resterende 10 procent via een gasketel. Verder wordt aangenomen dat er in het geval van WKK een correctie plaatsvindt op basis van de inkomsten uit de verkoop van de geproduceerde elektriciteit. Gas- en elektriciteitsprijzen zijn overgenomen uit de KEV 2024. Ook wordt de gemiddelde reductiecoëfficiënt voor CO₂-levering aan een tuinder uit de WEcR-studie (WEcR, 2020), vergelijkbaar met scope 1, in rekening gebracht: 0,93 ton CO₂ vermeden/ton CO₂ geleverd. Omdat CO₂-afvang voor CCU niet telt als emissiereductie bij de afvanger, is er ten behoeve van de SDE++ geen ETS-correctie noodzakelijk voor de CCU-categorieën.

Hierbij dient opgemerkt te worden dat de jaar-op-jaar volatiliteit van de energieprijzen beduidend kunnen afwijken van de lange termijn prijzen die bij de berekening van het basisbedrag gebruikt worden. Deze jaar-op-jaar volatiliteit wordt echter wel in de jaarlijkse correctiebedragen meegenomen wat de rendabiliteit van CO₂-afvangprojecten kan belemmeren. Het is aan de overheid die bevoegd is voor de uitvoering van de SDE++ om hier een aanpak voor te bepalen.

16 Correctiebedragen en basisprijzen

16.1 Toelichting op begrippen

De SDE++-subsidie wordt uitgerekend als het verschil tussen de productiekosten van een product (basisbedrag) en de marktprijs van dat product (correctiebedrag). De correctiebedragen in de SDE++ representeren dus de marktwaarde van het geproduceerde product. De voorlopige correctiebedragen geven de correctiebedragen aan die gebruikt worden om de hoogte van de subsidiebevoorschotting te bepalen. In de SDE++-regelgeving is vastgelegd over welke periode het gemiddelde van de marktprijzen genomen moet worden. Voor de voorlopige correctiebedragen voor 2025 is dat de periode van september 2023 tot en met augustus 2024. De definitieve correctiebedragen voor 2025, waar in dit rapport verder niet over wordt geschreven, zullen in het begin van 2026 berekend worden aan de hand van de marktprijzen tussen 1 januari 2025 en 31 december 2025.

De basisprijzen vormen de bodem van de correctiebedragen. Het correctiebedrag in enig jaar kan nooit lager zijn dan de basisprijs. Zowel de basisprijs als het correctiebedrag wordt per categorie vastgesteld. Het correctiebedrag wordt elk jaar gedurende de looptijd van de beschikking aangepast aan de gerealiseerde marktprijzen. De basisprijs staat gedurende de gehele looptijd vast.

Bij het correctiebedrag is de marktwaarde, zoals eerder geschreven, gebaseerd op het 12-maands-gemiddelde van de marktprijs, typisch op basis van een transparante en liquide marktindex. Bij de basisprijs is de marktwaarde twee derde van de langetermijnprijs, waarbij de langetermijnprijs gebaseerd is op het 15-jaarsgemiddelde van de verwachte toekomstige marktprijs.

Ten behoeve van de voorlopige correctiebedragen worden verder vermeld de waarde van eventuele ETS-voordelen en de waarde van GvO's (Garanties van Oorsprong, voor hernieuwbare elektriciteit) en HBE's (Hernieuwbare Brandstofeenheden, voor transportbrandstoffen). In deze paragraaf behandelen we alleen de categorieën die in dit rapport staan vermeld.

16.2 Berekeningswijze

De berekeningswijzen van de correcties, dat wil zeggen de productprijs en eventuele voordelen uit GvO's, HBE's of ETS, staan vermeld in de notitie Voorlopige correctiebedragen 2024 (Lensink et al, 2024). Iedere categorie die ooit in opengesteld in de SDE-regeling, dat wil zeggen de SDE, de SDE+ of de SDE++, kent een berekeningswijze voor de productprijs. Het aantal verschillende berekeningswijzen is echter veel kleiner dan het aantal verschillende categorieën. De verschillende berekeningswijzen hebben we daarom gekarakteriseerd met behulp van een zogenoemde Methode_ID. Ook de karakterisering van de GvO- en HBE-inkomsten maakt gebruik van deze Methode_ID. De ETS-voordelen worden gekarakteriseerd met eigen unieke nummers. De tabellen in hoofdstuk 17 tonen de berekeningswijze per categorie en de resulterende waarde. De formule van de berekening en de achterliggende databronnen staan uitgebreid vermeld in eerder genoemde notitie over de voorlopige correctiebedragen. De in dit advies geadviseerde berekeningswijzen staan in tabel 16.1 en 16.2.

Tabel 16.1
Berekeningswijzen correctiebedragen

Me-thode ID	Omschrijving	Waarde	Berekening	Toelichting
1.3	Elektriciteit	0,0802 €/kWh	EPEX	Gem. elektriciteitsprijs exclusief uren met negatieve prijs
4.3	Elektriciteit-WOL	0,0654 €/kWh	EPEX x PIF_WOL	Captured price voor windenergie op land
6.3	Elektriciteit-Zonpv-netlevering	0,0533 €/kWh	EPEX x PIF_pv	Captured price voor zon-pv
7.3	Elektriciteit-Zonpv-niet-netlevering, klein	0,1103 €/kWh	EPEX x PIF_pv + EB3_e + ODE3_e + transport	Eigen gebruik bij kleine pv-instalatie
8.3	Elektriciteit-Zonpv-niet-netlevering, groot	0,0928 €/kWh	EPEX x PIF_pv + EB3_e + ODE3_e	Eigen gebruik bij grote pv-instalatie
13	Hernieuwbaar gas HHV	0,0379 €/kWh	TTF[HHV]	Gasprijs in bovenste verbrandingswaarde
14	Warmte, klein	0,1204 €/kWh	(TTF[LHV] + EB1) / 90%	Prijs van warmte, opgewekt met gasketel
15	Warmte, middelklein	0,0750 €/kWh	(TTF[LHV] + EB2) / 90%	Prijs van warmte, opgewekt met gasketel
16	Warmte, middel-groot	0,0630 €/kWh	(TTF[LHV] + EB3) / 90%	Prijs van warmte, opgewekt met gasketel
17	Warmte, groot_1	0,0294 €/kWh	70% x TTF[LHV]	Prijs van warmte, opgewekt met flexibele WKK
18	Warmte, groot	0,0379 €/kWh	90% x TTF[LHV]	Prijs van warmte, opgewekt met must-run WKK
18.1	Warmte, groot, 5 jaar	0,0379 €/kWh	90% x TTF[LHV]	Prijs van warmte, opgewekt met must-run WKK
20	Directe warmte	0,0567 €/kWh	TTF[LHV] + EB3	Prijs van warmte bij directe inzet van aardgas
23.3.062	WKK, klein	0,0956 €/kWh	(EPEX + WK x (TTF[LHV] + EB1 + ODE1) / 90%) / (1 + WK-factor)	Samengestelde energieprij uit kleine WKK (WK-factor is 0,62)
23.3.076	WKK, klein	0,0976 €/kWh	(EPEX + WK x (TTF[LHV] + EB1 + ODE1) / 90%) / (1 + WK-factor)	Samengestelde energieprij uit kleine WKK (WK-factor is 0,76)
24.3.062	WKK, middelklein	0,0782 €/kWh	(EPEX + WK x (TTF[LHV] + EB2 + ODE2) / 90%) / (1 + WK-factor)	Samengestelde energieprij uit middelkleine WKK (WK-factor is 0,62)
25.3.029	WKK, middelgroot	0,0763 €/kWh	(EPEX + WK x (TTF[LHV] + EB3 + ODE3) / 90%) / (1 + WK-factor)	Samengestelde energieprij uit middelgrote WKK (WK-factor is 0,29)
25.3.062	WKK, middelgroot	0,0736 €/kWh	(EPEX + WK x (TTF[LHV] + EB3 + ODE3) / 90%) / (1 + WK-factor)	Samengestelde energieprij uit middelgrote WKK (WK-factor is 0,62)
25.3.064	WKK, middelgroot	0,0735 €/kWh	(EPEX + WK x (TTF[LHV] + EB3 + ODE3) / 90%) / (1 + WK-factor)	Samengestelde energieprij uit middelgrote WKK (WK-factor is 0,64)
25.3.113	WKK, middelgroot	0,0711 €/kWh	(EPEX + WK x (TTF[LHV] + EB3 + ODE3) / 90%) / (1 + WK-factor)	Samengestelde energieprij uit middelgrote WKK (WK-factor is 1,13)
30	Waterstof	0,0546 €/kWh	(0,29 + 49 x TTF[HHV]) / 39,32	Prijs van waterstof geproduceerd uit aardgas
31	CCS	68,8526 €/t CO ₂	EUA	Prijs van CO ₂ -rechten in het ETS
32	CCS_AVI	24,7869 €/t CO ₂	EUA x AVI_CO ₂	Prijs van CO ₂ -rechten voor fossiele uitstoot
36	Benzine	0,0976 €/kWh	Ol	Prijs van levering van benzine aan de pomp
37	Benzine/diesel	0,0987 €/kWh	57% x ol + 43% x dies	Prijs van levering van benzine en diesel aan de pomp in verhouding 57:43
38	Offshore elektrificatie	0,1464 €/kWh	3,48 x TTF[LHV]	Prijs van vermeden inzet van aardgas
39	Hernieuwbaar gas LHV	0,0421 €/kWh	TTF[LHV]	Aardgasprijs in onderste verbrandingswaarde
40	LNG	0,0453 €/kWh	TTF[LHV] + 0,00319	Prijs van levering van LNG aan de pomp

Me-thode ID	Omschrijving	Waarde	Berekening	Toelichting
42	FT	0,0994 €/kWh	30% x ol + 70% x dies	Prijs van levering van benzine en diesel aan de pomp in verhouding 30:70
43	CCS buiten ETS	0,0000 €/kWh	0	Product heeft geen prijs
45	CO ₂ -gebruik incl. vermeden O&M	89,4731 €/t CO ₂	TTF[LHV] / ketel_CO ₂ x 1000 - 90% x 1000 x EPEX1/wkk_CO ₂ + CO ₂ _vermeden_opex_wkk_ketel	Prijs (kosten minus baten) van inzet van aardgas voor CO ₂ -productie

Tabel 16.2
Berekeningswijze ETS-correctie

ETS-correctie-ID	Omschrijving	Waarde	Berekeningswijze
0	Geen ETS-correctie	0,0000	0
1	CCS 100% ETS-correctie	68,8526 €/t CO ₂	EUA
2.000	Warmte 100% ETS-correctie	0,0155 €/kWh	ETS_max_warmte
2.029	Warmte 100% ETS-correctie voor warmtelevering met WKK (WK-factor is 0,29)	0,0035 €/kWh	(ETS_max_warmte * WK-factor)/(1+WK-factor)
2.062	Warmte 100% ETS-correctie voor warmtelevering met WKK (WK-factor is 0,62)	0,0059 €/kWh	(ETS_max_warmte * WK-factor)/(1+WK-factor)
2.064	Warmte 100% ETS-correctie voor warmtelevering met WKK (WK-factor is 0,64)	0,0060 €/kWh	(ETS_max_warmte * WK-factor)/(1+WK-factor)
2.076	Warmte 100% ETS-correctie voor warmtelevering met WKK (WK-factor is 0,76)	0,0067 €/kWh	(ETS_max_warmte * WK-factor)/(1+WK-factor)
2.113	Warmte 100% ETS-correctie voor warmtelevering met WKK (WK-factor is 1,13)	0,0082 €/kWh	(ETS_max_warmte * WK-factor)/(1+WK-factor)
4	Elektrificatie offshore platforms	0,0485 €/kWh	Gasbesparing_EOP * (Ef_gas * 0,0036) / 1000 * EUA * (100%-Niet_CL_offshore_gas)
5	Restwarmte zonder warmtepomp levering aan stadverwarming	0,0046 €/kWh	ETS_max_warmte * Allocatie_gratis_EUA_warmtenet
6.275	Restwarmte met warmtepomp levering aan stadverwarming (COP is 2,75)	0,0030 €/kWh	ETS_max_warmte * Allocatie_gratis_EUA_warmtenet*(COP-1)/COP
6.350	Restwarmte met warmtepomp levering aan stadverwarming (COP is 3,5)	0,0033 €/kWh	ETS_max_warmte * Allocatie_gratis_EUA_warmtenet*(COP-1)/COP
7.300	Hernieuwbare warmte met warmtepomp	0,0103 €/kWh	ETS_max_warmte * (COP-1)/COP
7.350	Hernieuwbare warmte met warmtepomp	0,0111 €/kWh	ETS_max_warmte * (COP-1)/COP
7.500	Hernieuwbare warmte met warmtepomp	0,0124 €/kWh	ETS_max_warmte * (COP-1)/COP
7.1400	Hernieuwbare warmte met warmtepomp	0,0144 €/kWh	ETS_max_warmte * (COP-1)/COP
8	Hernieuwbare warmte zonder warmtepomp levering aan stadsverwarming	0,0015 €/kWh	ETS_max_warmte * D_ketel_warmtenet_inflex
9.230	Hernieuwbare warmte met warmtepomp levering aan stadsverwarming (COP is 2,3)	0,0003 €/kWh	ETS_max_warmte * D_ketel_warmtenet_inflex * Allocatie_gratis_EUA_warmtenet * (COP-1)/COP
9.250	Hernieuwbare warmte met warmtepomp levering aan stadsverwarming (COP is 2,5)	0,0003 €/kWh	ETS_max_warmte * D_ketel_warmtenet_inflex * Allocatie_gratis_EUA_warmtenet * (COP-1)/COP
9.290	Hernieuwbare warmte met warmtepomp levering aan stadsverwarming (COP is 2,9)	0,0003 €/kWh	ETS_max_warmte * D_ketel_warmtenet_inflex * Allocatie_gratis_EUA_warmtenet * (COP-1)/COP
9.300	Hernieuwbare warmte met warmtepomp levering aan stadsverwarming (COP is 3,0)	0,0003 €/kWh	ETS_max_warmte * D_ketel_warmtenet_inflex * Allocatie_gratis_EUA_warmtenet * (COP-1)/COP
9.310	Hernieuwbare warmte met warmtepomp levering aan stadsverwarming (COP is 3,1)	0,0003 €/kWh	ETS_max_warmte * D_ketel_warmtenet_inflex * Allocatie_gratis_EUA_warmtenet * (COP-1)/COP
9.330	Hernieuwbare warmte met warmtepomp levering aan stadsverwarming (COP is 3,3)	0,0003 €/kWh	ETS_max_warmte * D_ketel_warmtenet_inflex * Allocatie_gratis_EUA_warmtenet * (COP-1)/COP
9.360	Hernieuwbare warmte met warmtepomp levering aan stadsverwarming (COP is 3,6)	0,0003 €/kWh	ETS_max_warmte * D_ketel_warmtenet_inflex * Allocatie_gratis_EUA_warmtenet * (COP-1)/COP

ETS-correctie-ID	Omschrijving	Waarde	Berekeningswijze
10	Elektrische boiler levering aan stadsverwarming	0,0054 €/kWh	ETS_max_warmte * D_ketel_warmtenet_flex * (1 - Allocatie_gratis_EUA_warmtenet)
11	Waterstof 100% ETS-correctie	0,0158 €/kWh	ETS_max_waterstof
12	Waterstof uit afval	0,0101 €/kWh	ETS_max_waterstof * (1 - AVI_CO ₂)
13	ETS-correctie CCS AVI	24,7869 €/t CO ₂	EUA * AVI_CO ₂

De in tabel 16.1 en tabel 16.2 gehanteerde parameters staan hierop volgend toegelicht.

Tabel 16.3
Omschrijving van parameters in berekeningswijzen

Parameter	Omschrijving
EPEX1	Elektriciteitsprijs (inclusief negatieve uren)
EPEX	Elektriciteitsprijs (negatieve uren niet meegenomen)
PIF_WOL	Profiel- en onbalansfactor wind op land
PIF_pv	Profiel- en onbalansfactor zon-pv
TTF[HHV]	Gasprijs in bovenwaarde
TTF[LHV]	Gasprijs in onderwaarde
AVI_CO ₂	Fossiele fractie van CO ₂ -uitstoot bij AVI's
EUA	Prijs CO ₂ -emissierechten
transport	Marginale transporttarieven
WK	Warmtekrachtverhouding (categorie-specifiek)
EB _{3_e}	Energiebelasting elektriciteit, schijf 50.001 t/m 10 mln kWh
EB ₁	Energiebelasting gas, schijf 1.001 t/m 170.000 m ³
EB ₂	Energiebelasting gas, schijf 170.001 t/m 1 mln m ³
EB ₃	Energiebelasting gas, schijf meer dan 1 mln t/m 10 mln m ³
ol	Kale pompprijs benzine
dies	Kale pompprijs dieselprijs
ketel_CO ₂	CO ₂ vermeden door tuinder per gasinput
wkk_CO ₂	CO ₂ vermeden door tuinder per elektriciteitsoutput
GvO_e	Garantie van Oorsprong voor elektriciteit
HBE	Hernieuwbare Brandstofeenheid
ef_aardgas	Emissiefactor aardgas
CO ₂ _vermeden_opex_wkk_ketel	Vermeden O&M WKK/ketel bij tuinder
eff_gasketel	Rendement gasketel
ETS_max_warmte	Voorlopige waarde van de maximale kosten voor ETS
Allocatie_gratis_EUA_warmtenet	Percentage gratis gealloceerde rechten bij levering aan warmtenet
D_ketel_warmtenet_inflex	Aanname aandeel gasketelwarmtevervang in warmtenet (niet-flexibele warmte)
D_ketel_warmtenet_flex	Aanname aandeel gasketelwarmtevervang in warmtenet (flexibele warmte)
Niet_CL_offshore_gas	Aandeel niet-Carbon-Leakage-gevoelig offshore gaswinning in EU ETS-fase 4
COP	Coefficient of Performance, ook wel Seasonal Performance Factor (SPF)
Gasbesparing_EOP	Verhouding vermeden aardgas op gebruikte elektriciteit
Emfac_waterstof	SMR heeft een emissiefactor van 9 kg CO ₂ /r kg H ₂ (0,229 kg CO ₂ / kWhHHV H ₂)

16.3 Overige correcties en toekomstige aanpassingen

Voor de GvO-waarde is voor windenergie en zon-pv een waarde van 0,004 euro/kWh aangehouden. De GvO-waarde lijkt afgelopen jaar wel enigszins gedaald te zijn, maar het PBL heeft onvoldoende informatie uit de markt ontvangen om een aanpassing van de waarde te kunnen onderbouwen. Voor de HBE-waarde toont het PBL een waarde die afkomstig is van een broker, doch zonder deze te hebben kunnen toetsen. We hebben geen aanwijzingen om te veronderstellen dat de waarde niet representatief zou zijn. De ETS-voordelen volgen de logica van het Europese emissiehandelssysteem (ETS). Hiertoe is een ETS-beslisboom opgesteld die in bijlage 4 te zien is. Er is één ETS_ID toegevoegd in dit advies en die heeft betrekking op het ETS-voordeel van waterstofproductie uit afval. De ETS_ID is 12. De berekeningswijze volgt het ETS-voordeel van waterstofproductie uit elektrolyse, zoals dat gaat gelden zodra dit onder het ETS is gebracht, vermenigvuldigd met de biogene fractie van de CO₂-uitstoot uit een afvalverbrandingsinstallatie.

We geven KGG ter overweging mee om het mogelijke ETS-voordeel door groen gas in de industrie in te zetten, te zien als een ondergrens voor de waarde van een garantie van oorsprong voor groen gas. Dit heeft geen gevolgen voor de rangschikking, maar het zou betekenen dat alle projecten voor groen gas een korting op de subsidie krijgen ter grootte van het ETS-voordeel, maar niet gekort worden voor een eventueel hogere waarde van de Gvo voor groen gas.

Waar we voor de productprijs via de zogenoemde Methode_ID een vaste berekeningswijze adviseren gedurende de looptijd van een beschikking, adviseren we dit niet voor de overige correcties. De overige correcties ontstaan typisch vanuit andere overheidsregelingen, denk aan de verplichting om deels hernieuwbare brandstoffen in te zetten in de transportsector, het emissiehandelssysteem of het systeem voor verhandelbare garanties van oorsprong. Mochten deze regelingen veranderen, dan is het ook mogelijk dat de berekeningswijze voor de additionele inkomsten (dus correcties voor GvO-, HBE- of ETS-voordelen) veranderen. Concreet bijvoorbeeld wordt het systeem voor de verplichting in de transportsector herzien. Zodra die regeling uitgewerkt is, adviseren we de correcties binnen de SDE-regeling voor HBE-waardes te herzien naar de toekomstige ERE-waardes. Het is nu nog niet mogelijk om aan te geven welke ERE-waarde generiek representatief is voor de afzonderlijke categorieën. Een andere mogelijk aanpassing zou kunnen ontstaan bij de opslag van biogene CO₂-emissies. Zodra de opslag van deze emissies een waarde krijgt, adviseren we deze te verwerken in de correcties binnen de SDE++. Ook mogelijke effecten van bijmengverplichtingen voor bijvoorbeeld groen gas in de gebouwde omgeving of waterstof in de industrie zouden in de toekomst in de correcties verwerkt moeten kunnen worden voor beschikkingen die al voor de SDE++ 2025 worden afgegeven. Dit creëert synergie tussen de SDE++-regeling en toekomstige verplichtingen. Noodzakelijke randvoorwaarde is evenwel dat ontwikkelaars voldoende duidelijkheid hebben over de toekomstige afrotingen, dat het niet wezenlijk extra onzekerheid creëert voor de businesscase.

In diverse berekeningswijzen wordt expliciet verwezen naar de energiebelasting. Dat leidt ertoe dat wijzigingen in de energie vanzelfsprekend worden meegenomen in de correcties, typische voor hernieuwbare warmte. Daar is echter een belangrijke uitzondering op. De warmte uit grootschalige installaties wordt berekend als 70% van de gasprijs. De fractie van 70% is een resultante van de sparkspread over meerdere jaren en een aantal karakteristieken van de referentie gas-WKK die veronderstelt wordt vervangen te worden door de hernieuwbare-warmte-installatie. Onderliggend aan de berekening van de 70% is ook gerekend met energiebelasting. Mochten de

energiebelastingtarieven voor gas-WKK's gaan veranderen, adviseren we de correcties voor groot-schalige warmte te herzien voor nieuwe beschikkingen. Op dit moment kunnen we echter nog onvoldoende inschatten of een herziening ook tot aanpassing dient te leiden.

Voor de cijfermatige onderbouwing verwijzen we naast de notitie over de voorlopige correctiebedragen 2025 en de tabellen van hoofdstuk 17, ook naar het OT-model dat te downloaden is via de PBL-website.

16.4 Basisprijzen

De basisprijzen volgen de berekeningswijzen van de productprijs. De overige inkomsten (HBE, GvO, ETS-voordelen) worden buiten beschouwing gelaten voor de basisprijs. Voor de onderliggende elektriciteits-, gas- en CO₂-prijzen worden prijsprojecties uit de KEV 2024 (PBL, 2024) gebruikt. Van deze prijzen wordt 2/3^e van het 15-jaarsgemiddelde van de reële prijzen gebruikt. Overigens worden de overige inkomsten wel meegewogen in de rangschakking. De cijfermatige uitwerking is in te zien via het OT-model dat op de [PBL-website](#) is gepubliceerd.

17 Cijfermatige resultaten

Tabel 17.1

Energie uit water en lucht, rangschikkingsparameters

Categorie	Productie-type	Subsidie-intensiteit	Subsidie-intensiteit afgetopt	Basisbedrag	Langetermijn-prijs	Emissie-factor	Domein	Vollast-uren
	[eenheid]	[€/tCO ₂]	[€/tCO ₂]	[€/eenheid]	[€/eenheid]	[kg CO ₂ /eenheid]		[uur/jaar]
Waterkracht, valhoogte < 50 cm	kWh	1.222	300	0,2288	0,0699	0,1300	Elektriciteit	3.700
Aquathermie – geen basislast, met WKO	kWh	792	400	0,1614	0,0193	0,1794	Lagetemperatuurwarmte	3.850
Aquathermie – basislast, met WKO	kWh	640	400	0,1342	0,0193	0,1794	Lagetemperatuurwarmte	6.350
Aquathermie – geen basislast, met WKO en directe levering	kWh	294	294	0,0734	0,0193	0,1839	Lagetemperatuurwarmte	3.850
Aquathermie – geen basislast, met WKO, Hogere temperatuur warmtepomp	kWh	1.008	400	0,1896	0,0198	0,1685	Lagetemperatuurwarmte	3.850
Aquathermie – geen basislast, zonder WKO	kWh	668	400	0,1430	0,0193	0,1852	Lagetemperatuurwarmte	3.500
Aquathermie – basislast, zonder WKO	kWh	501	400	0,1104	0,0193	0,1818	Lagetemperatuurwarmte	6.000
Aquathermie – basislast, zonder WKO, Hogere temperatuur warmtepomp	kWh	686	400	0,1354	0,0198	0,1685	Lagetemperatuurwarmte	6.000
Aquathermie – basislast, zonder WKO met bestaand warmtenet	kWh	321	321	0,0779	0,0193	0,1827	Lagetemperatuurwarmte	6.000
Energie uit lucht met warmtepomp, lage temperatuur, glastuinbouw	kWh	230	230	0,0635	0,0193	0,1925	Lagetemperatuurwarmte	3.850
Energie uit lucht met warmtepomp, middentemperatuur, gebouwde omgeving	kWh	596	400	0,1555	0,0468	0,1824	Lagetemperatuurwarmte	3.850
Energie uit lucht - geen basislast, hogere temperatuur	kWh	903	400	0,1761	0,0198	0,1730	Lagetemperatuurwarmte	3.850
Energie uit lucht - basislast, hogere temperatuur	kWh	650	400	0,1322	0,0198	0,1730	Lagetemperatuurwarmte	6.000

Tabel 17.2

Energie uit water en lucht, overzicht correcties

Categorie	Productie-type	Berekeningswijze correctie-bedrag	Berekeningswijze ETS-correctie	Langetermijn-productprijs	Bodemprijs of basisprijs	Voorlopig correctie-bedrag	Voorlopige GvO-waarde	Voorlopige ETS-correctie
	[eenheid]	[Methode-ID]	[Correctie-ID]	[€/eenheid]	[€/eenheid]	[€/eenheid]	[€/eenheid]	[€/eenheid]
Waterkracht, valhoogte < 50 cm	kWh	1,3	0	0,0699	0,0466	0,0802	0,0000	0,0000
Aquathermie – geen basislast, met WKO	kWh	17	9,290	0,0193	0,0129	0,0294	0,0000	0,0003
Aquathermie – basislast, met WKO	kWh	17	9,290	0,0193	0,0129	0,0294	0,0000	0,0003
Aquathermie – geen basislast, met WKO en directe levering	kWh	17	0	0,0193	0,0129	0,0294	0,0000	0,0000
Aquathermie – geen basislast, met WKO, Hogere temperatuur warmtepomp	kWh	17	9,230	0,0193	0,0129	0,0294	0,0000	0,0003
Aquathermie – geen basislast, zonder WKO	kWh	17	9,330	0,0193	0,0129	0,0294	0,0000	0,0003
Aquathermie – basislast, zonder WKO	kWh	17	9,300	0,0193	0,0129	0,0294	0,0000	0,0003
Aquathermie – basislast, zonder WKO, Hogere temperatuur warmtepomp	kWh	17	9,230	0,0193	0,0129	0,0294	0,0000	0,0003
Aquathermie – basislast, zonder WKO met bestaand warmtenet	kWh	17	9,310	0,0193	0,0129	0,0294	0,0000	0,0003
Energie uit lucht met warmtepomp, lage temperatuur, glastuinbouw	kWh	17	0	0,0193	0,0129	0,0294	0,0000	0,0000
Energie uit lucht met warmtepomp, middentemperatuur, gebouwde omgeving	kWh	16	9,310	0,0468	0,0366	0,0630	0,0000	0,0003
Energie uit lucht - geen basislast, hogere temperatuur	kWh	17	9,250	0,0193	0,0129	0,0294	0,0000	0,0003
Energie uit lucht - basislast, hogere temperatuur	kWh	17	9,250	0,0193	0,0129	0,0294	0,0000	0,0003

Tabel 17.3
Zonne-energie, rangschikingsparameters

Categorie	Productietype	Subsidie-intensiteit	Subsidie-intensiteit afgetopt	Basisbedrag	Langetermijnprijs	Emissiefactor [kg CO ₂ /eenheid]	Domein	Vollasturen
	[eenheid]	[€/tCO ₂]	[€/tCO ₂]	[€/eenheid]	[€/eenheid]			[uur/jaar]
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 15 kWp en < 1 MWp, gebouwgebonden	kWh	107	107	0,0752	0,0559	0,1799	Elektriciteit	840
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 15 kWp en < 1 MWp, gebouwgebonden met lichte dakaanpassing	kWh	128	128	0,0790	0,0559	0,1799	Elektriciteit	840
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 15 kWp en < 1 MWp, gevel oost-west	kWh	297	297	0,1086	0,0559	0,1775	Elektriciteit	600
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 15 kWp en < 1 MWp, zon-pv op infrastructuur oost-west	kWh	407	300	0,1071	0,0559	0,1259	Elektriciteit	825
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 15 kWp en < 1 MWp, grondgebonden	kWh	159	159	0,0759	0,0559	0,1259	Elektriciteit	855
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 15 kWp en < 1 MWp, grondgebonden natuurinclusief	kWh	223	223	0,0840	0,0559	0,1259	Elektriciteit	855
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 15 kWp en < 1 MWp, overdekte parkeerplaats	kWh	391	300	0,1051	0,0559	0,1259	Elektriciteit	840
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 15 kWp en < 1 MWp, drijvend	kWh	227	227	0,0845	0,0559	0,1259	Elektriciteit	855
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 15 kWp en < 1 MWp, drijvend natuurinclusief	kWh	260	260	0,0886	0,0559	0,1259	Elektriciteit	855
Fotovoltaïsche zonnepanelen, > 1 MWp, gebouwgebonden	kWh	76	76	0,0679	0,0559	0,1574	Elektriciteit	840
Fotovoltaïsche zonnepanelen, > 1 MWp, gebouwgebonden met lichte dakaanpassing	kWh	100	100	0,0716	0,0559	0,1574	Elektriciteit	840
Fotovoltaïsche zonnepanelen, > 1 MWp en < 20 MWp, grondgebonden	kWh	99	99	0,0628	0,0559	0,0700	Elektriciteit	855
Fotovoltaïsche zonnepanelen, > 1 MWp en < 20 MWp, grondgebonden natuurinclusief	kWh	174	174	0,0681	0,0559	0,0700	Elektriciteit	855
Fotovoltaïsche zonnepanelen, > 1 MWp en < 20 MWp, overdekte parkeerplaats	kWh	443	300	0,0869	0,0559	0,0699	Elektriciteit	840
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 15 kWp en < 1 MWp, agri-pv op hoogte	kWh	242	242	0,0864	0,0559	0,1259	Elektriciteit	855
Fotovoltaïsche zonnepanelen, > 1 MWp agri-pv op hoogte	kWh	251	251	0,0735	0,0559	0,0700	Elektriciteit	855
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 15 kWp en < 1 MWp, agri-pv verticaal	kWh	202	202	0,0813	0,0559	0,1259	Elektriciteit	825
Fotovoltaïsche zonnepanelen, > 1 MWp agri-pv verticaal	kWh	172	172	0,0679	0,0559	0,0699	Elektriciteit	825
Fotovoltaïsche zonnepanelen, > 20 MWp, grondgebonden	kWh	60	60	0,0597	0,0559	0,0630	Elektriciteit	855
Fotovoltaïsche zonnepanelen, > 20 MWp, grondgebonden natuurinclusief	kWh	125	125	0,0638	0,0559	0,0630	Elektriciteit	855
Fotovoltaïsche zonnepanelen, > 1 MWp, drijvend	kWh	207	207	0,0704	0,0559	0,0700	Elektriciteit	855
Fotovoltaïsche zonnepanelen, > 1 MWp, drijvend natuurinclusief	kWh	230	230	0,0720	0,0559	0,0700	Elektriciteit	855
Fotovoltaïsche zonnepanelen, > 1 MWp en < 20 MWp, zonvolgend land	kWh	99	99	0,0628	0,0559	0,0699	Elektriciteit	1.045
Fotovoltaïsche zonnepanelen, > 1 MWp en < 20 MWp, zonvolgend land natuurinclusief	kWh	175	175	0,0681	0,0559	0,0699	Elektriciteit	1.045

Categorie	Productietype	Subsidie-intensiteit	Subsidie-intensiteit afgetopt	Basisbedrag	Langetermijnprijs	Emissiefactor [kg CO ₂ /eenheid]	Domein	Vollasturen
	[eenheid]	[€/tCO ₂]	[€/tCO ₂]	[€/eenheid]	[€/eenheid]			[uur/jaar]
Fotovoltaïsche zonnepanelen, > 20 MWp, zonvolgend land	kWh	60	60	0,0597	0,0559	0,0629	Elektriciteit	1.045
Fotovoltaïsche zonnepanelen, > 20 MWp, zonvolgend land natuurinclusief	kWh	126	126	0,0638	0,0559	0,0629	Elektriciteit	1.045
Fotovoltaïsche zonnepanelen, > 1 MWp, zonvolgend drijvend	kWh	207	207	0,0704	0,0559	0,0699	Elektriciteit	1.190
Fotovoltaïsche zonnepanelen, > 1 MWp, zonvolgend drijvend natuurinclusief	kWh	230	230	0,0720	0,0559	0,0699	Elektriciteit	1.190
Zonthermie, ≥ 140 kWth tot 1 MWth	kWh	232	232	0,1111	0,0589	0,2250	Lagetemperatuur-warmte	600
Zonthermie, ≥ 1 MWth voor warmtenet	kWh	332	332	0,0939	0,0193	0,2250	Lagetemperatuur-warmte	600
PVT voor gebouw	kWh	5	5	0,0599	0,0589	0,2042	Lagetemperatuur-warmte	3.500
PVT aan warmtenet	kWh	333	333	0,0899	0,0193	0,2120	Lagetemperatuur-warmte	4.600

Tabel 17.4
Zonne-energie, overzicht correcties

Categorie	Productie-type	Berekeningswijze correctiebedrag ^a	Berekeningswijze ETS-correctie	Langetermijn-productprijs	Bodemprijs of basisprijs	Voorlopig correctiebedrag	Voorlopige GvO-waarde	Voorlopige ETS-correctie
	[eenheid]	[Methode-ID]	[Correctie-ID]	[€/eenheid]	[€/eenheid]	[€/eenheid]	[€/eenheid]	[€/eenheid]
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 15 kWp en < 1 MWp, gebouwgebonden	kWh	6.3/7.3	0	0,0519	0,0346	0,0533	0,0040	0,0000
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 15 kWp en < 1 MWp, gebouwgebonden met lichte dakaanpassing	kWh	6.3/7.3	0	0,0519	0,0346	0,0533	0,0040	0,0000
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 15 kWp en < 1 MWp, gevel oost-west	kWh	6.3/7.3	0	0,0519	0,0346	0,0533	0,0040	0,0000
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 15 kWp en < 1 MWp, zon-pv op infrastructuur oost-west	kWh	6.3/7.3	0	0,0519	0,0346	0,0533	0,0040	0,0000
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 15 kWp en < 1 MWp, grondgebonden	kWh	6.3/7.3	0	0,0519	0,0346	0,0533	0,0040	0,0000
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 15 kWp en < 1 MWp, grondgebonden natuurinclusief	kWh	6.3/7.3	0	0,0519	0,0346	0,0533	0,0040	0,0000
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 15 kWp en < 1 MWp, overdekte parkeerplaats	kWh	6.3/7.3	0	0,0519	0,0346	0,0533	0,0040	0,0000

Categorie	Productie-type [eenheid]	Berekeningswijze correctiebedrag ^a [Methode-ID]	Berekeningswijze ETS-correctie [Correctie-ID]	Langetermijn-productprijs [€/eenheid]	Bodemprijs of basisprijs [€/eenheid]	Voorlopig correctiebedrag [€/eenheid]	Voorlopige GvO-waarde [€/eenheid]	Voorlopige ETS-correctie [€/eenheid]
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 15 kWp en < 1 MWp, drijvend	kWh	6.3 / 7.3	0	0,0519	0,0346	0,0533	0,0040	0,0000
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 15 kWp en < 1 MWp, drijvend natuurinclusief	kWh	6.3 / 7.3	0	0,0519	0,0346	0,0533	0,0040	0,0000
Fotovoltaïsche zonnepanelen, > 1 MWp, gebouwgebonden	kWh	6.3 / 8.3	0	0,0519	0,0346	0,0533	0,0040	0,0000
Fotovoltaïsche zonnepanelen, > 1 MWp, gebouwgebonden met lichte dakaanpassing	kWh	6.3 / 8.3	0	0,0519	0,0346	0,0533	0,0040	0,0000
Fotovoltaïsche zonnepanelen, > 1 MWp en < 20 MWp, grondgebonden	kWh	6.3 / 8.3	0	0,0519	0,0346	0,0533	0,0040	0,0000
Fotovoltaïsche zonnepanelen, > 1 MWp en < 20 MWp, grondgebonden natuurinclusief	kWh	6.3 / 8.3	0	0,0519	0,0346	0,0533	0,0040	0,0000
Fotovoltaïsche zonnepanelen, > 1 MWp en < 20 MWp, overdekte parkeerplaats	kWh	6.3 / 8.3	0	0,0519	0,0346	0,0533	0,0040	0,0000
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 15 kWp en < 1 MWp, agri-pv op hoogte	kWh	6.3 / 7.3	0	0,0519	0,0346	0,0533	0,0040	0,0000
Fotovoltaïsche zonnepanelen, > 1 MWp agri-pv op hoogte	kWh	6.3 / 8.3	0	0,0519	0,0346	0,0533	0,0040	0,0000
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 15 kWp en < 1 MWp, agri-pv verticaal	kWh	6.3 / 7.3	0	0,0519	0,0346	0,0533	0,0040	0,0000
Fotovoltaïsche zonnepanelen, > 1 MWp agri-pv verticaal	kWh	6.3 / 8.3	0	0,0519	0,0346	0,0533	0,0040	0,0000
Fotovoltaïsche zonnepanelen, > 20 MWp, grondgebonden	kWh	6.3 / 8.3	0	0,0519	0,0346	0,0533	0,0040	0,0000
Fotovoltaïsche zonnepanelen, > 20 MWp, grondgebonden natuurinclusief	kWh	6.3 / 8.3	0	0,0519	0,0346	0,0533	0,0040	0,0000
Fotovoltaïsche zonnepanelen, > 1 MWp, drijvend	kWh	6.3 / 8.3	0	0,0519	0,0346	0,0533	0,0040	0,0000
Fotovoltaïsche zonnepanelen, > 1 MWp, drijvend natuurinclusief	kWh	6.3 / 8.3	0	0,0519	0,0346	0,0533	0,0040	0,0000
Fotovoltaïsche zonnepanelen, > 1 MWp en < 20 MWp, zonvolgend land	kWh	6.3 / 8.3	0	0,0519	0,0346	0,0533	0,0040	0,0000
Fotovoltaïsche zonnepanelen, > 1 MWp en < 20 MWp, zonvolgend land natuurinclusief	kWh	6.3 / 8.3	0	0,0519	0,0346	0,0533	0,0040	0,0000
Fotovoltaïsche zonnepanelen, > 20 MWp, zonvolgend land	kWh	6.3 / 8.3	0	0,0519	0,0346	0,0533	0,0040	0,0000
Fotovoltaïsche zonnepanelen, > 20 MWp, zonvolgend land natuurinclusief	kWh	6.3 / 8.3	0	0,0519	0,0346	0,0533	0,0040	0,0000
Fotovoltaïsche zonnepanelen, > 1 MWp, zonvolgend drijvend	kWh	6.3 / 8.3	0	0,0519	0,0346	0,0533	0,0040	0,0000
Fotovoltaïsche zonnepanelen, > 1 MWp, zonvolgend drijvend natuurinclusief	kWh	6.3 / 8.3	0	0,0519	0,0346	0,0533	0,0040	0,0000
Zonthermie, ≥ 140 kWth tot 1 MWth	kWh	15	8	0,0589	0,0487	0,0750	0,0000	0,0015
Zonthermie, ≥ 1 MWth voor warmtenet	kWh	17	8	0,0193	0,0129	0,0294	0,0000	0,0015
PVT voor gebouw	kWh	15	7.500	0,0589	0,0487	0,0750	0,0000	0,0124
PVT aan warmtenet	kWh	17	9.360	0,0193	0,0129	0,0294	0,0000	0,0003

a) Weergave: net-levering/ niet-netlevering

Tabel 17.5
Windenergie, rangschikkingsparameters

Categorie	Productie-type [eenheid]	Subsidie-intensiteit [€/tCO ₂]	Subsidie-intensiteit afgetopt [€/tCO ₂]	Basisbedrag [€/eenheid]	Langetermijn-prijs [€/eenheid]	Emissie-factor [kg CO ₂ / eenheid]	Domein	Vollasturen [uur/jaar]
Wind op land, ≥ 8,5 m/s	kWh	1	1	0,0486	0,0485	0,1093	Elektriciteit	3.850
Wind op land, ≥ 8 en < 8,5 m/s	kWh	22	22	0,0509	0,0485	0,1093	Elektriciteit	3.660
Wind op land, ≥ 7,5 en < 8 m/s	kWh	70	70	0,0561	0,0485	0,1093	Elektriciteit	3.290
Wind op land, ≥ 7,0 en < 7,5 m/s	kWh	118	118	0,0614	0,0485	0,1093	Elektriciteit	2.980
Wind op land, ≥ 6,75 en < 7 m/s	kWh	156	156	0,0655	0,0485	0,1093	Elektriciteit	2.780
Wind op land, < 6,75 m/s	kWh	199	199	0,0702	0,0485	0,1093	Elektriciteit	2.580
Wind op land, hoogtebeperkt ≥ 8,5 m/s	kWh	71	71	0,0563	0,0485	0,1093	Elektriciteit	3.250
Wind op land, hoogtebeperkt ≥ 8 en < 8,5 m/s	kWh	102	102	0,0597	0,0485	0,1093	Elektriciteit	3.040
Wind op land, hoogtebeperkt ≥ 7,5 en < 8 m/s	kWh	167	167	0,0667	0,0485	0,1093	Elektriciteit	2.690
Wind op land, hoogtebeperkt ≥ 7,0 en < 7,5 m/s	kWh	236	236	0,0743	0,0485	0,1093	Elektriciteit	2.390
Wind op land, hoogtebeperkt ≥ 6,75 en < 7 m/s	kWh	287	287	0,0799	0,0485	0,1093	Elektriciteit	2.210
Wind op land, hoogtebeperkt < 6,75 m/s	kWh	350	300	0,0868	0,0485	0,1093	Elektriciteit	2.020
Wind op waterkeringen, ≥ 8,5 m/s	kWh	54	54	0,0544	0,0485	0,1093	Elektriciteit	3.860
Wind op waterkeringen, ≥ 8 en < 8,5 m/s	kWh	76	76	0,0568	0,0485	0,1093	Elektriciteit	3.680
Wind op waterkeringen, ≥ 7,5 en < 8 m/s	kWh	131	131	0,0628	0,0485	0,1093	Elektriciteit	3.300
Wind op waterkeringen, ≥ 7,0 en < 7,5 m/s	kWh	184	184	0,0686	0,0485	0,1093	Elektriciteit	3.000
Wind op waterkeringen, ≥ 6,75 en < 7 m/s	kWh	225	225	0,0731	0,0485	0,1093	Elektriciteit	2.800
Wind op waterkeringen, < 6,75 m/s	kWh	276	276	0,0787	0,0485	0,1093	Elektriciteit	2.590

Tabel 17.6

Windenergie, overzicht correcties

Categorie	Productie- type [eenheid]	Berekeningswijze correctiebedrag [Methode-ID]	Berekenings-wijze ETS-correctie [Correctie-ID]	Langetermijn- productprijs [€/eenheid]	Bodemprijs of basisprijs [€/eenheid]	Voorlopig correc- tie-bedrag [€/eenheid]	Voorlopige GvO-waarde [€/eenheid]	Voorlopige ETS- correctie [€/eenheid]
Wind op land, ≥ 8,5 m/s	kWh	4.3	0	0,0445	0,0297	0,0654	0,0040	0,0000
Wind op land, ≥ 8 en < 8,5 m/s	kWh	4.3	0	0,0445	0,0297	0,0654	0,0040	0,0000
Wind op land, ≥ 7,5 en < 8 m/s	kWh	4.3	0	0,0445	0,0297	0,0654	0,0040	0,0000
Wind op land, ≥ 7,0 en < 7,5 m/s	kWh	4.3	0	0,0445	0,0297	0,0654	0,0040	0,0000
Wind op land, ≥ 6,75 en < 7 m/s	kWh	4.3	0	0,0445	0,0297	0,0654	0,0040	0,0000
Wind op land, < 6,75 m/s	kWh	4.3	0	0,0445	0,0297	0,0654	0,0040	0,0000
Wind op land, hoogtebeperkt ≥ 8,5 m/s	kWh	4.3	0	0,0445	0,0297	0,0654	0,0040	0,0000
Wind op land, hoogtebeperkt ≥ 8 en < 8,5 m/s	kWh	4.3	0	0,0445	0,0297	0,0654	0,0040	0,0000
Wind op land, hoogtebeperkt ≥ 7,5 en < 8 m/s	kWh	4.3	0	0,0445	0,0297	0,0654	0,0040	0,0000
Wind op land, hoogtebeperkt ≥ 7,0 en < 7,5 m/s	kWh	4.3	0	0,0445	0,0297	0,0654	0,0040	0,0000
Wind op land, hoogtebeperkt ≥ 6,75 en < 7 m/s	kWh	4.3	0	0,0445	0,0297	0,0654	0,0040	0,0000
Wind op land, hoogtebeperkt < 6,75 m/s	kWh	4.3	0	0,0445	0,0297	0,0654	0,0040	0,0000
Wind op waterkeringen, ≥ 8,5 m/s	kWh	4.3	0	0,0445	0,0297	0,0654	0,0040	0,0000
Wind op waterkeringen, ≥ 8 en < 8,5 m/s	kWh	4.3	0	0,0445	0,0297	0,0654	0,0040	0,0000
Wind op waterkeringen, ≥ 7,5 en < 8 m/s	kWh	4.3	0	0,0445	0,0297	0,0654	0,0040	0,0000
Wind op waterkeringen, ≥ 7,0 en < 7,5 m/s	kWh	4.3	0	0,0445	0,0297	0,0654	0,0040	0,0000
Wind op waterkeringen, ≥ 6,75 en < 7 m/s	kWh	4.3	0	0,0445	0,0297	0,0654	0,0040	0,0000
Wind op waterkeringen, < 6,75 m/s	kWh	4.3	0	0,0445	0,0297	0,0654	0,0040	0,0000

Tabel 17.7
Geothermie, rangschikkingsparameters

Categorie	Productie-type	Subsidie-intensiteit	Subsidie-intensiteit afgetopt	Basisbedrag	Langetermijn-prijs	Emissiefactor [kg CO ₂ /eenheid]	Domein	Vollasturen [uur/jaar]
	[eenheid]	[€/tCO ₂]	[€/tCO ₂]	[€/eenheid]	[€/eenheid]	[€/eenheid]		
Ondiepe geothermie (geen basislast)	kWh	440	400	0,1793	0,0193	0,3636	Lagetemperatuurwarmte	3.500
Ondiepe geothermie (basislast)	kWh	192	192	0,0890	0,0193	0,3636	Lagetemperatuurwarmte	6.000
Diepe geothermie (basislast); < 12 MWth	kWh	118	118	0,0708	0,0193	0,4351	Lagetemperatuurwarmte	6.000
Diepe geothermie (basislast); 12-20 MWth	kWh	97	97	0,0619	0,0193	0,4380	Lagetemperatuurwarmte	6.000
Diepe geothermie (basislast); ≥ 20 MWth	kWh	86	86	0,0567	0,0193	0,4372	Lagetemperatuurwarmte	6.000
Diepe geothermie (basislast) hogetemperatuurwarmtenet (met warmtepomp); < 12 MWth	kWh	325	325	0,1374	0,0199	0,3617	Lagetemperatuurwarmte	6.000
Diepe geothermie (basislast) hogetemperatuurwarmtenet (met warmtepomp); ≥ 12 MWth	kWh	296	296	0,1269	0,0199	0,3618	Lagetemperatuurwarmte	6.000
Diepe geothermie (middenlast)	kWh	175	175	0,0986	0,0221	0,4373	Lagetemperatuurwarmte	5.000
Diepe geothermie (geen basislast); <12 MWth	kWh	336	336	0,1665	0,0221	0,4304	Lagetemperatuurwarmte	3.500
Diepe geothermie (geen basislast); ≥12 MWth	kWh	307	307	0,1543	0,0221	0,4304	Lagetemperatuurwarmte	3.500
Diepe geothermie (geen basislast) hogetemperatuur warmtenet (met warmtepomp)	kWh	507	400	0,2035	0,0199	0,3618	Lagetemperatuurwarmte	3.500
Diepe geothermie (uitbreiding)	kWh	42	42	0,0376	0,0193	0,4380	Lagetemperatuurwarmte	6.000

Tabel 17.8
Geothermie, overzicht correcties

Categorie	Productie-type	Berekeningswijze correctiebedrag	Berekeningswijze ETS-correctie	Langetermijn-productprijs	Bodemprijs of basisprijs	Voorlopig correctiebedrag	Voorlopige GvO-waarde	Voorlopige ETS-correctie
	[eenheid]	[Methode-ID]	[Correctie-ID]	[€/eenheid]	[€/eenheid]	[€/eenheid]	[€/eenheid]	[€/eenheid]
Ondiepe geothermie (geen basislast)	kWh	17	9.300	0,0193	0,0129	0,0294	0,0000	0,0003
Ondiepe geothermie (basislast)	kWh	17	0	0,0193	0,0129	0,0294	0,0000	0,0000

Categorie	Productie- type [eenheid]	Berekenings- wijze correc- tiebedrag [Methode-ID]	Berekenings- wijze ETS- correctie [Correctie-ID]	Langeter- mijn-pro- ductprijs [€/eenheid]	Bodemprijs of basisprijs [€/eenheid]	Voorlopig correctie-be- drag [€/eenheid]	Voorlopige GvO-waarde [€/eenheid]	Voorlopige ETS-correctie [€/eenheid]
Diepe geothermie (basislast); < 12 MWth	kWh	17	8	0,0193	0,0129	0,0294	0,0000	0,0015
Diepe geothermie (basislast); 12-20 MWth	kWh	17	8	0,0193	0,0129	0,0294	0,0000	0,0015
Diepe geothermie (basislast); ≥ 20 MWth	kWh	17	8	0,0193	0,0129	0,0294	0,0000	0,0015
Diepe geothermie (basislast) hogetemperatuurwarmtenet (met warm- tepomp); < 12 MWth	kWh	17	9.290	0,0193	0,0129	0,0294	0,0000	0,0003
Diepe geothermie (basislast) hogetemperatuurwarmtenet (met warm- tepomp); ≥ 12 MWth	kWh	17	9.290	0,0193	0,0129	0,0294	0,0000	0,0003
Diepe geothermie (middenlast)	kWh	17	8	0,0193	0,0129	0,0294	0,0000	0,0015
Diepe geothermie (geen basislast); <12 MWth	kWh	17	8	0,0193	0,0129	0,0294	0,0000	0,0015
Diepe geothermie (geen basislast); ≥12 MWth	kWh	17	8	0,0193	0,0129	0,0294	0,0000	0,0015
Diepe geothermie (geen basislast) hogetemperatuur warmtenet (met warmtepomp)	kWh	17	9.290	0,0193	0,0129	0,0294	0,0000	0,0003
Diepe geothermie (uitbreiding)	kWh	17	8	0,0193	0,0129	0,0294	0,0000	0,0015

Tabel 17.9

Verbranding en vergassing van biomassa, rangschikkingsparameters

Categorie	Productie-type [eenheid]	Subsidie-intensiteit [€/tCO ₂]	Subsidie-intensiteit afgetopt [€/tCO ₂]	Basisbedrag [€/eenheid]	Langetermijnprijs [€/eenheid]	Emissie-factor [kg CO ₂ /eenheid]	Domein	Vollast-uren [uur/jaar]
Waterstof uit afval	kWh	65	65	0,0652	0,0568	0,1296	Moleculen	7.500
Groengas uit afval	kWh	1.234	400	0,0922	0,0248	0,0546	Moleculen	7.500
Groengas uit biomassa (≥ 95% biogeen)	kWh	644	400	0,1311	0,0248	0,1651	Moleculen	7.500
Groengas uit biomassa (B-hout)	kWh	404	400	0,0915	0,0248	0,1651	Moleculen	7.500
Ketel op vaste biomassa 5 MWth (8.500 uur)	kWh	179	179	0,0595	0,0193	0,2250	Hogetemperatuur-warmte	8.500
Ketel op vaste biomassa 5 MWth (8.000 uur)	kWh	180	180	0,0598	0,0193	0,2250	Hogetemperatuur-warmte	8.000
Ketel op vaste biomassa 5 MWth (7.500 uur)	kWh	182	182	0,0603	0,0193	0,2250	Hogetemperatuur-warmte	7.500
Ketel op vaste biomassa 5 MWth (7.000 uur)	kWh	184	184	0,0608	0,0193	0,2250	Hogetemperatuur-warmte	7.000
Ketel op vaste biomassa 5 MWth (6.500 uur)	kWh	187	187	0,0614	0,0193	0,2250	Hogetemperatuur-warmte	6.500
Ketel op vaste biomassa 5 MWth (6.000 uur)	kWh	190	190	0,0620	0,0193	0,2250	Hogetemperatuur-warmte	6.000
Ketel op vaste biomassa 5 MWth (5.500 uur)	kWh	193	193	0,0628	0,0193	0,2250	Hogetemperatuur-warmte	5.500
Ketel op vaste biomassa 5 MWth (5.000 uur)	kWh	197	197	0,0637	0,0193	0,2250	Hogetemperatuur-warmte	5.000
Ketel op vaste biomassa 5 MWth (4.500 uur)	kWh	203	203	0,0649	0,0193	0,2250	Hogetemperatuur-warmte	4.500
Ketel op vloeibare biomassa (stadsverwarming)	kWh	489	400	0,1597	0,0496	0,2250	Hogetemperatuur-warmte	7.000
Ketel op vloeibare biomassa (industrie)	kWh	376	384	0,1597	0,0751	0,2250	Hogetemperatuur-warmte	7.000
Ketel stoom uit houtpellets 5 - 50 MWth	kWh	193	193	0,0911	0,0476	0,2250	Hogetemperatuur-warmte	8.500
Ketel stoom uit houtpellets > 50 MWth	kWh	268	268	0,1079	0,0476	0,2250	Hogetemperatuur-warmte	8.500
Levensduurverlenging ketel op vaste of vloeibare biomassa > 5 MWth	kWh	117	117	0,0457	0,0193	0,2250	Hogetemperatuur-warmte	8.000
Directe inzet van houtpellets voor industriële toepassingen	kWh	-4	-4	0,0696	0,0705	0,2250	Hogetemperatuur-warmte	3.000

Tabel 17.10

Verbranding en vergassing van biomassa, overzicht correcties

Categorie	Productie-type [eenheid]	Berekeningswijze correctiebedrag [Methode-ID]	Berekeningswijze ETS- correctie [Correctie-ID]	Langetermijn- productprijs [€/eenheid]	Bodemprijs of basisprijs [€/eenheid]	Voorlopig correctie- bedrag [€/eenheid]	Voorlopige GvO- waarde [€/eenheid]	Voorlopige ETS- correctie [€/eenheid]
Waterstof uit afval	kWh	30	12	0,0383	0,0280	0,0546	0,0000	0,0101
Groengas uit afval	kWh	13	2.000	0,0248	0,0165	0,0379	0,0000	0,0155
Groengas uit biomassa (≥ 95% biogeen)	kWh	13	2.000	0,0248	0,0165	0,0379	0,0000	0,0155
Groengas uit biomassa (B-hout)	kWh	13	2.000	0,0248	0,0165	0,0379	0,0000	0,0155
Ketel op vaste biomassa 5 MWth (8.500 uur)	kWh	17	2.000	0,0193	0,0129	0,0294	0,0000	0,0155
Ketel op vaste biomassa 5 MWth (8.000 uur)	kWh	17	2.000	0,0193	0,0129	0,0294	0,0000	0,0155
Ketel op vaste biomassa 5 MWth (7.500 uur)	kWh	17	2.000	0,0193	0,0129	0,0294	0,0000	0,0155
Ketel op vaste biomassa 5 MWth (7.000 uur)	kWh	17	2.000	0,0193	0,0129	0,0294	0,0000	0,0155
Ketel op vaste biomassa 5 MWth (6.500 uur)	kWh	17	2.000	0,0193	0,0129	0,0294	0,0000	0,0155
Ketel op vaste biomassa 5 MWth (6.000 uur)	kWh	17	2.000	0,0193	0,0129	0,0294	0,0000	0,0155
Ketel op vaste biomassa 5 MWth (5.500 uur)	kWh	17	2.000	0,0193	0,0129	0,0294	0,0000	0,0155
Ketel op vaste biomassa 5 MWth (5.000 uur)	kWh	17	2.000	0,0193	0,0129	0,0294	0,0000	0,0155
Ketel op vaste biomassa 5 MWth (4.500 uur)	kWh	17	2.000	0,0193	0,0129	0,0294	0,0000	0,0155
Ketel op vloeibare biomassa (stadsverwarming)	kWh	16	8	0,0468	0,0366	0,0630	0,0000	0,0015
Ketel op vloeibare biomassa (industrie)	kWh	16	2.000	0,0468	0,0366	0,0630	0,0000	0,0155
Ketel stoom uit houtpellets 5 - 50 MWth	kWh	17	2.000	0,0193	0,0129	0,0294	0,0000	0,0155
Ketel stoom uit houtpellets > 50 MWth	kWh	17	2.000	0,0193	0,0129	0,0294	0,0000	0,0155
Levensduurverlenging ketel op vaste of vloeibare biomassa > 5 MWth	kWh	17	2.000	0,0193	0,0129	0,0294	0,0000	0,0155
Directe inzet van houtpellets voor industriële toepassingen	kWh	20	2.000	0,0422	0,0330	0,0567	0,0000	0,0155

Tabel 17.11

Vergisting van biomassa, rangschikkingsparameters

Categorie	Productie-type	Subsidie-intensiteit	Subsidie-intensiteit afgetopt	Basisbedrag	Langetermijn-prijs	Emissiefactor [kg CO ₂ /eenheid]	Domein	Vollast-uren
	[eenheid]	[€/tCO ₂]	[€/tCO ₂]	[€/eenheid]	[€/eenheid]			[uur/jaar]
Allesvergisting, Hernieuwbaar gas	kWh	381	381	0,0903	0,0248	0,1720	Moleculen	8.000
Allesvergisting, Gecombineerde opwekking	kWh	253	253	0,1034	0,0577	0,1804	Elektriciteit	7.535
Allesvergisting, Warmte	kWh	255	255	0,1024	0,0468	0,2181	Lagetemperatuurwarmte	7.000
Monomestvergisting <110 kW, Hernieuwbaar gas	kWh	364	364	0,2107	0,0248	0,5113	Moleculen	8.000
Monomestvergisting <110 kW, Gecombineerde opwekking	kWh	326	300	0,3122	0,0831	0,7032	Elektriciteit	4.974
Monomestvergisting <110 kW, Warmte	kWh	481	400	0,2212	0,0468	0,3624	lagetemperatuurwarmte	8.000
Monomestvergisting 110-275 kW, Hernieuwbaar gas	kWh	261	261	0,1571	0,0248	0,5065	Moleculen	8.000
Monomestvergisting 110-275 kW, Gecombineerde opwekking	kWh	225	225	0,2350	0,0848	0,6687	Elektriciteit	5.299
Monomestvergisting 110-275 kW, Warmte	kWh	350	350	0,1736	0,0468	0,3624	lagetemperatuurwarmte	8.000
Monomestvergisting 275-450 kW, Hernieuwbaar gas	kWh	315	315	0,1216	0,0248	0,3069	Moleculen	8.000
Monomestvergisting 275-450 kW, Gecombineerde opwekking	kWh	239	239	0,1621	0,0657	0,4033	Elektriciteit	5.647
Monomestvergisting 275-450 kW, Warmte	kWh	228	228	0,1431	0,0589	0,3690	Lagetemperatuurwarmte	5.778
Monomestvergisting Mesthub 450-1500 kW, Hernieuwbaar gas	kWh	401	400	0,1523	0,0248	0,3179	Moleculen	8.000
Monomestvergisting Mesthub 450-1500 kW, Gecombineerde opwekking	kWh	403	300	0,2301	0,0609	0,4195	Elektriciteit	5.694
Monomestvergisting Mesthub 450-1500 kW, Warmte	kWh	417	400	0,2057	0,0468	0,3812	Lagetemperatuurwarmte	5.822
Monomestvergisting > 1500 kW, Hernieuwbaar gas	kWh	211	211	0,0918	0,0248	0,3177	Moleculen	8.000
Monomestvergisting > 1500 kW, Gecombineerde opwekking	kWh	147	147	0,1231	0,0611	0,4211	Elektriciteit	5.647
Monomestvergisting > 1500 kW, Warmte	kWh	189	189	0,1187	0,0468	0,3810	Lagetemperatuurwarmte	6.000
RWZI Verbeterde slibgisting, Hernieuwbaar gas	kWh	521	400	0,1136	0,0248	0,1705	Moleculen	8.000
RWZI verbeterde slibgisting, Gecombineerde opwekking	kWh	467	300	0,1353	0,0647	0,1513	Elektriciteit	4.558
RWZI verbeterde slibgisting, Warmte	kWh	217	217	0,1041	0,0589	0,2086	Lagetemperatuurwarmte	4.138
RWZI Verbeterde slibgisting, Nieuw hernieuwbaar gas	kWh	74	74	0,0375	0,0248	0,1716	Moleculen	8.000
Compostering, Warmte	kWh	27	27	0,0529	0,0468	0,2250	Lagetemperatuurwarmte	5.200
Allesvergisting Levensduurverlenging, Hernieuwbaar gas	kWh	273	273	0,0718	0,0248	0,1720	Moleculen	8.000
Allesvergisting Levensduurverlenging, Gecombineerde opwekking	kWh	163	163	0,0871	0,0577	0,1804	Elektriciteit	7.535
Allesvergisting Levensduurverlenging, Warmte	kWh	182	182	0,0864	0,0468	0,2181	Lagetemperatuurwarmte	7.000
Allesvergisting Levensduurverlenging, Nieuw hernieuwbaar gas	kWh	310	310	0,0781	0,0248	0,1720	Moleculen	8.000

Categorie	Productie-type	Subsidie-intensiteit	Subsidie-intensiteit afgetopt	Basisbedrag	Langetermijn-prijs	Emissiefactor [kg CO ₂ /eenheid]	Domein	Vollasturen
	[eenheid]	[€/tCO ₂]	[€/tCO ₂]	[€/eenheid]	[€/eenheid]			[uur/jaar]
Monomestvergisting levensduurverlenging <= 450 kW, Hernieuwbaar gas	kWh	179	179	0,0798	0,0248	0,3069	Moleculen	8.000
Monomestvergisting Levensduurverlenging <= 450 kW, Gecombineerde opwekking	kWh	87	87	0,1006	0,0657	0,4033	Elektriciteit	5.647
Monomestvergisting levensduurverlenging <= 450 kW, Warmte	kWh	95	95	0,0939	0,0589	0,3690	Lagetemperatuurwarmte	5.778
Monomestvergisting Levensduurverlenging <= 450 kW, Nieuw hernieuwbaar gas	kWh	225	225	0,0938	0,0248	0,3069	Moleculen	8.000

Tabel 17.12

Vergisting van biomassa, overzicht correcties

Categorie	Productie-type	Berekeningswijze correctiebedrag	Berekeningswijze ETS-correctie	Langetermijn-productprijs	Bodemprijs of basisprijs	Voorlopig correctiebedrag	Voorlopige GvO-waarde	Voorlopige ETS-correctie
	[eenheid]	[Methode-ID]	[Correctie-ID]	[€/eenheid]	[€/eenheid]	[€/eenheid]	[€/eenheid]	[€/eenheid]
Allesvergisting, Hernieuwbaar gas	kWh	13	2.000	0,0248	0,0165	0,0379	0,0000	0,0155
Allesvergisting, Gecombineerde opwekking	kWh	25.3.113	2.113	0,0577	0,0413	0,0711	0,0000	0,0082
Allesvergisting, Warmte	kWh	16	2.000	0,0468	0,0366	0,0630	0,0000	0,0155
Monomestvergisting <110 kW, Hernieuwbaar gas	kWh	13	0	0,0248	0,0165	0,0379	0,0000	0,0000
Monomestvergisting <110 kW, Gecombineerde opwekking	kWh	23.3.062	2.062	0,0831	0,0648	0,0956	0,0000	0,0059
Monomestvergisting <110 kW, Warmte	kWh	16	2.000	0,0468	0,0366	0,0630	0,0000	0,0155
Monomestvergisting 110-275 kW, Hernieuwbaar gas	kWh	13	0	0,0248	0,0165	0,0379	0,0000	0,0000
Monomestvergisting 110-275 kW, Gecombineerde opwekking	kWh	23.3.076	2.076	0,0848	0,0671	0,0976	0,0000	0,0067
Monomestvergisting 110-275 kW, Warmte	kWh	16	2.000	0,0468	0,0366	0,0630	0,0000	0,0155
Monomestvergisting 275-450 kW, Hernieuwbaar gas	kWh	13	2.000	0,0248	0,0165	0,0379	0,0000	0,0155
Monomestvergisting 275-450 kW, Gecombineerde opwekking	kWh	24.3.062	2.062	0,0657	0,0474	0,0782	0,0000	0,0059
Monomestvergisting 275-450 kW, Warmte	kWh	15	2.000	0,0589	0,0487	0,0750	0,0000	0,0155
Monomestvergisting Mesthub 450-1500 kW, Hernieuwbaar gas	kWh	13	2.000	0,0248	0,0165	0,0379	0,0000	0,0155
Monomestvergisting Mesthub 450-1500 kW, Gecombineerde opwekking	kWh	25.3.064	2.064	0,0609	0,0427	0,0735	0,0000	0,0060
Monomestvergisting Mesthub 450-1500 kW, Warmte	kWh	16	2.000	0,0468	0,0366	0,0630	0,0000	0,0155

Categorie	Productie-type [eenheid]	Berekeningswijze correctie-bedrag [Methode-ID]	Berekeningswijze ETS-correctie [Correctie-ID]	Langetermijn-productprijs [€/eenheid]	Bodemprijs of basisprijs [€/eenheid]	Voorlopig correctie-bedrag [€/eenheid]	Voorlopige GvO-waarde [€/eenheid]	Voorlopige ETS-correctie [€/eenheid]
Monomestvergisting > 1500 kW, Hernieuwbaar gas	kWh	13	2.000	0,0248	0,0165	0,0379	0,0000	0,0155
Monomestvergisting > 1500 kW, Gecombineerde opwekking	kWh	25.3.062	2.062	0,0611	0,0428	0,0736	0,0000	0,0059
Monomestvergisting > 1500 kW, Warmte	kWh	16	2.000	0,0468	0,0366	0,0630	0,0000	0,0155
RWZI Verbeterde slibgisting, Hernieuwbaar gas	kWh	13	2.000	0,0248	0,0165	0,0379	0,0000	0,0155
RWZI verbeterde slibgisting, Gecombineerde opwekking	kWh	25.3.029	2.029	0,0647	0,0444	0,0763	0,0000	0,0035
RWZI verbeterde slibgisting, Warmte	kWh	15	2.000	0,0589	0,0487	0,0750	0,0000	0,0155
RWZI Verbeterde slibgisting, Nieuw hernieuwbaar gas	kWh	13	2.000	0,0248	0,0165	0,0379	0,0000	0,0155
Compostering, Warmte	kWh	16	2.000	0,0468	0,0366	0,0630	0,0000	0,0155
Allesvergisting Levensduurverlenging, Hernieuwbaar gas	kWh	13	2.000	0,0248	0,0165	0,0379	0,0000	0,0155
Allesvergisting Levensduurverlenging, Gecombineerde opwekking	kWh	25.3.113	2.113	0,0577	0,0413	0,0711	0,0000	0,0082
Allesvergisting Levensduurverlenging, Warmte	kWh	16	2.000	0,0468	0,0366	0,0630	0,0000	0,0155
Allesvergisting Levensduurverlenging, Nieuw hernieuwbaar gas	kWh	13	2.000	0,0248	0,0165	0,0379	0,0000	0,0155
Monomestvergisting levensduurverlenging <= 450 kW, Hernieuwbaar gas	kWh	13	2.000	0,0248	0,0165	0,0379	0,0000	0,0155
Monomestvergisting Levensduurverlenging <= 450 kW, Gecombineerde opwekking	kWh	24.3.062	2.062	0,0657	0,0474	0,0782	0,0000	0,0059
Monomestvergisting levensduurverlenging <= 450 kW, Warmte	kWh	15	2.000	0,0589	0,0487	0,0750	0,0000	0,0155
Monomestvergisting Levensduurverlenging <= 450 kW, Nieuw hernieuwbaar gas	kWh	13	2.000	0,0248	0,0165	0,0379	0,0000	0,0155

Tabel 17.13

Geavanceerde hernieuwbare brandstoffen, rangschikkingsparameters

Categorie	Productie-type [eenheid]	Subsidie-intensiteit [€/tCO ₂]	Subsidie-intensiteit afgetopt [€/tCO ₂]	Basisbedrag [€/eenheid]	Langetermijn-prijs [€/eenheid]	Emissiefactor [kg CO ₂ /eenheid]	Domein	Vollast-uren [uur/jaar]
Biomethanol uit lignocellulose biomassa	kWh	-50	-50	0,1653	0,1776	0,2470	Moleculen	8.000
Drop-in-biobrandstoffen uit lignocellulosehoudende biomassa	kWh	-43	-43	0,1626	0,1737	0,2607	Moleculen	8.000
Bio-ethanol uit lignocellulosehoudende biomassa	kWh	-45	-45	0,1648	0,1776	0,2830	Moleculen	8.000
Bio-LNG uit monomestvergisting	kWh	5	5	0,1165	0,1146	0,3848	Moleculen	8.000
Bio-LNG uit allesvergisting	kWh	42	42	0,1247	0,1146	0,2383	Moleculen	8.000

Tabel 17.14

Geavanceerde hernieuwbare brandstoffen, overzicht correcties

Categorie	Productie-type [eenheid]	Berekeningswijze correctiebedrag [Methode-ID]	Berekeningswijze ETS-correctie [Correctie-ID]	Langetermijn-productprijs [€/eenheid]	Bodemprijs of basisprijs [€/eenheid]	Voorlopig correctie-bedrag [€/eenheid]	Voorlopige GvO-waarde [€/eenheid]	Voorlopige ETS-correctie [€/eenheid]
Biomethanol uit lignocellulose biomassa	kWh	36	0	0,0937	0,0624	0,0976	0,0000	0,0000
Drop-in-biobrandstoffen uit lignocellulosehoudende biomassa	kWh	42	0	0,0898	0,0599	0,0994	0,0000	0,0000
Bio-ethanol uit lignocellulosehoudende biomassa	kWh	36	0	0,0937	0,0624	0,0976	0,0000	0,0000
Bio-LNG uit monomestvergisting	kWh	40	0	0,0307	0,0215	0,0453	0,0000	0,0000
Bio-LNG uit allesvergisting	kWh	40	0	0,0307	0,0215	0,0453	0,0000	0,0000

Tabel 17.15
Elektrificatie, rangschikkingsparameters

Categorie	Productie- type	Subsidie- intensi- teit	Subsidie- intensiteit afgetopt	Basisbe- drag	Langeter- mijn-prijs	Emissie- factor	Domein	Vollasturen
	[eenheid]	[€/tCO ₂]	[€/tCO ₂]	[€/eenheid]	[€/eenheid]	[kg CO ₂ / eenheid]		[uur/jaar]
Grootschalige elektrische boiler (stadsverwarming)	kWh	192	192	0,0780	0,0347	0,2250	Hogetemperatuur- warmte	4.700
Grootschalige elektrische boiler (industrie)	kWh	236	236	0,0780	0,0248	0,2250	Hogetemperatuur- warmte	4.700
Grootschalige elektrische boiler (operationele kosten)	kWh	183	183	0,0660	0,0248	0,2250	Hogetemperatuur- warmte	2.000
Thermische opslag op hoge temperatuur	kWh	303	303	0,0930	0,0248	0,2250	Hogetemperatuur- warmte	7.000
Industriële warmtepomp, gesloten systeem (8.000 uur)	kWh	73	73	0,0532	0,0395	0,1879	Lagetemperatuur- warmte	8.000
Industriële warmtepomp, gesloten systeem (5.000 uur)	kWh	170	170	0,0715	0,0395	0,1879	Lagetemperatuur- warmte	5.000
Industriële warmtepomp, gesloten systeem (3.000 uur)	kWh	344	344	0,1041	0,0395	0,1879	Lagetemperatuur- warmte	3.000
Procesgeïntegreerde warmtepomp in een verdampingsproces (8.000 uur)	kWh	108	108	0,0579	0,0382	0,1817	Hogetemperatuur- warmte	8.000
Procesgeïntegreerde warmtepomp in een verdampingsproces (5.000 uur)	kWh	205	205	0,0768	0,0382	0,1879	Hogetemperatuur- warmte	5.000
Procesgeïntegreerde warmtepomp in een verdampingsproces (3.000 uur)	kWh	384	384	0,1104	0,0382	0,1879	Hogetemperatuur- warmte	3.000
Industriële warmtepomp, open systeem (8.000 uur)	kWh	-74	-74	0,0296	0,0456	0,2157	Hogetemperatuur- warmte	8.000
Industriële warmtepomp, open systeem (5.000 uur)	kWh	-8	-8	0,0439	0,0456	0,2157	Hogetemperatuur- warmte	5.000
Industriële warmtepomp, open systeem (3.000 uur)	kWh	110	110	0,0694	0,0456	0,2157	Hogetemperatuur- warmte	3.000
Elektrificatie bestaand offshore productieplatform	kWh	222	222	0,3413	0,1845	0,7060	Generiek	4.700
Elektrificatie nieuw offshore productieplatform	kWh	101	101	0,2555	0,1845	0,7060	Generiek	4.700
Elektrificatie bestaand offshore platform met eigen windturbine	kWh	390	300	0,4601	0,1845	0,7060	Generiek	5.100

Tabel 17.16
Elektrificatie, overzicht correcties

Categorie	Productie-type [eenheid]	Berekeningswijze correctie-bedrag [Methode-ID]	Berekeningswijze ETS-correctie [Correctie-ID]	Langetermijn-productprijs [€/eenheid]	Bodemprijs of basisprijs [€/eenheid]	Voorlopig correctie-bedrag [€/eenheid]	Voorlopige GvO-waarde [€/eenheid]	Voorlopige ETS-correctie [€/eenheid]
Grootschalige elektrische boiler (stadsverwarming)	kWh	18	10	0,0248	0,0165	0,0379	0,0000	0,0054
Grootschalige elektrische boiler (industrie)	kWh	18	0	0,0248	0,0165	0,0379	0,0000	0,0000
Grootschalige elektrische boiler (operationele kosten)	kWh	18	0	0,0248	0,0165	0,0379	0,0000	0,0000
Thermische opslag op hoge temperatuur	kWh	18	0	0,0248	0,0165	0,0379	0,0000	0,0000
Industriële warmtepomp, gesloten systeem (8.000 uur)	kWh	17	7.350	0,0193	0,0129	0,0294	0,0000	0,0111
Industriële warmtepomp, gesloten systeem (5.000 uur)	kWh	17	7.350	0,0193	0,0129	0,0294	0,0000	0,0111
Industriële warmtepomp, gesloten systeem (3.000 uur)	kWh	17	7.350	0,0193	0,0129	0,0294	0,0000	0,0111
Procesgeïntegreerde warmtepomp in een verdampingsproces (8.000 uur)	kWh	17	7.300	0,0193	0,0129	0,0294	0,0000	0,0103
Procesgeïntegreerde warmtepomp in een verdampingsproces (5.000 uur)	kWh	17	7.300	0,0193	0,0129	0,0294	0,0000	0,0103
Procesgeïntegreerde warmtepomp in een verdampingsproces (3.000 uur)	kWh	17	7.300	0,0193	0,0129	0,0294	0,0000	0,0103
Industriële warmtepomp, open systeem (8.000 uur)	kWh	17	7.1400	0,0193	0,0129	0,0294	0,0000	0,0144
Industriële warmtepomp, open systeem (5.000 uur)	kWh	17	7.1400	0,0193	0,0129	0,0294	0,0000	0,0144
Industriële warmtepomp, open systeem (3.000 uur)	kWh	17	7.1400	0,0193	0,0129	0,0294	0,0000	0,0144
Elektrificatie bestaand offshore productieplatform	kWh	38	4	0,0958	0,0639	0,1464	0,0000	0,0485
Elektrificatie nieuw offshore productieplatform	kWh	38	4	0,0958	0,0639	0,1464	0,0000	0,0485
Elektrificatie bestaand offshore platform met eigen windturbine	kWh	38	4	0,0958	0,0639	0,1464	0,0000	0,0485

Tabel 17.17

Benutting restwarmte, rangschikkingsparameters

Categorie	Productie- type	Subsidie-in- tensiteit	Subsidie- intensiteit afgetopt	Basisbe- drag	Langeter- mijn-prijs	Emissie- factor [kg CO ₂ / eenheid]	Domein	Vollast- uren
	[eenheid]	[€/tCO ₂]	[€/tCO ₂]	[€/eenheid]	[€/eenheid]			[uur/jaar]
Restwarmtebenutting zonder warmtepomp, lengte-vermogenverhouding ≥ 0,00 en < 0,10	kWh	-68	-68	0,0125	0,0278	0,2250	Lagetemperatuurwarmte	5.500
Restwarmtebenutting zonder warmtepomp, lengte-vermogenverhouding ≥ 0,10 en < 0,20	kWh	-36	-36	0,0196	0,0278	0,2248	Lagetemperatuurwarmte	5.500
Restwarmtebenutting zonder warmtepomp, lengte-vermogenverhouding ≥ 0,20 en < 0,30	kWh	-4	-4	0,0269	0,0278	0,2247	Lagetemperatuurwarmte	5.500
Restwarmtebenutting zonder warmtepomp, lengte-vermogenverhouding ≥ 0,30 en < 0,40	kWh	28	28	0,0341	0,0278	0,2245	Lagetemperatuurwarmte	5.500
Restwarmtebenutting zonder warmtepomp, lengte-vermogenverhouding ≥ 0,40	kWh	60	60	0,0413	0,0278	0,2244	Lagetemperatuurwarmte	5.500
Restwarmtebenutting met warmtepomp, lengte-vermogenverhouding ≥ 0,00 en < 0,10	kWh	181	181	0,0593	0,0254	0,1878	Lagetemperatuurwarmte	5.500
Restwarmtebenutting met warmtepomp, lengte-vermogenverhouding ≥ 0,10 en < 0,20	kWh	219	219	0,0665	0,0254	0,1877	Lagetemperatuurwarmte	5.500
Restwarmtebenutting met warmtepomp, lengte-vermogenverhouding ≥ 0,20 en < 0,30	kWh	257	257	0,0736	0,0254	0,1877	Lagetemperatuurwarmte	5.500
Restwarmtebenutting met warmtepomp, lengte-vermogenverhouding ≥ 0,30 en < 0,40	kWh	296	296	0,0809	0,0254	0,1874	Lagetemperatuurwarmte	5.500
Restwarmtebenutting met warmtepomp, lengte-vermogenverhouding ≥ 0,40	kWh	335	335	0,0882	0,0254	0,1872	Lagetemperatuurwarmte	5.500
Restwarmtebenutting met hoge-temperatuur warmtepomp, lengte-vermogenverhouding ≥ 0,00 en < 0,10	kWh	362	362	0,0891	0,0247	0,1777	Hogetemperatuurwarmte	5.500
Restwarmtebenutting met hoge-temperatuur warmtepomp, lengte-vermogenverhouding ≥ 0,10 en < 0,20	kWh	415	400	0,0983	0,0247	0,1772	Hogetemperatuurwarmte	5.500
Restwarmtebenutting met hoge-temperatuur warmtepomp, lengte-vermogenverhouding ≥ 0,20 en < 0,30	kWh	469	400	0,1076	0,0247	0,1767	Hogetemperatuurwarmte	5.500
Restwarmtebenutting met hoge-temperatuur warmtepomp, lengte-vermogenverhouding ≥ 0,30 en < 0,40	kWh	523	400	0,1168	0,0247	0,1762	Hogetemperatuurwarmte	5.500
Restwarmtebenutting met hoge-temperatuur warmtepomp, lengte-vermogenverhouding ≥ 0,40	kWh	577	400	0,1261	0,0247	0,1757	Hogetemperatuurwarmte	5.500

Tabel 17.18

Benutting restwarmte, overzicht correcties

Categorie	Productie-type [eenheid]	Berekenings- wijze correctie- bedrag [Methode-ID]	Berekenings- wijze ETS- correctie [Correctie-ID]	Langetermijn- productprijs [€/eenheid]	Bodemprijs of basisprijs [€/eenheid]	Voorlopig correctie- bedrag [€/eenheid]	Voorlopige GvO- waarde [€/eenheid]	Voorlopige ETS- correctie [€/eenheid]
Restwarmtebenutting zonder warmtepomp, lengte-vermogenverhouding $\geq 0,00$ en $< 0,10$	kWh	17	5	0,0193	0,0129	0,0294	0,0000	0,0046
Restwarmtebenutting zonder warmtepomp, lengte-vermogenverhouding $\geq 0,10$ en $< 0,20$	kWh	17	5	0,0193	0,0129	0,0294	0,0000	0,0046
Restwarmtebenutting zonder warmtepomp, lengte-vermogenverhouding $\geq 0,20$ en $< 0,30$	kWh	17	5	0,0193	0,0129	0,0294	0,0000	0,0046
Restwarmtebenutting zonder warmtepomp, lengte-vermogenverhouding $\geq 0,30$ en $< 0,40$	kWh	17	5	0,0193	0,0129	0,0294	0,0000	0,0046
Restwarmtebenutting zonder warmtepomp, lengte-vermogenverhouding $\geq 0,40$	kWh	17	5	0,0193	0,0129	0,0294	0,0000	0,0046
Restwarmtebenutting met warmtepomp, lengte-vermogenverhouding $\geq 0,00$ en $< 0,10$	kWh	17	6.350	0,0193	0,0129	0,0294	0,0000	0,0033
Restwarmtebenutting met warmtepomp, lengte-vermogenverhouding $\geq 0,10$ en $< 0,20$	kWh	17	6.350	0,0193	0,0129	0,0294	0,0000	0,0033
Restwarmtebenutting met warmtepomp, lengte-vermogenverhouding $\geq 0,20$ en $< 0,30$	kWh	17	6.350	0,0193	0,0129	0,0294	0,0000	0,0033
Restwarmtebenutting met warmtepomp, lengte-vermogenverhouding $\geq 0,30$ en $< 0,40$	kWh	17	6.350	0,0193	0,0129	0,0294	0,0000	0,0033
Restwarmtebenutting met warmtepomp, lengte-vermogenverhouding $\geq 0,40$	kWh	17	6.350	0,0193	0,0129	0,0294	0,0000	0,0033
Restwarmtebenutting met hoge-temperatuur warmtepomp, lengte-vermogenverhouding $\geq 0,00$ en $< 0,10$	kWh	17	6.275	0,0193	0,0129	0,0294	0,0000	0,0030
Restwarmtebenutting met hoge-temperatuur warmtepomp, lengte-vermogenverhouding $\geq 0,10$ en $< 0,20$	kWh	17	6.275	0,0193	0,0129	0,0294	0,0000	0,0030
Restwarmtebenutting met hoge-temperatuur warmtepomp, lengte-vermogenverhouding $\geq 0,20$ en $< 0,30$	kWh	17	6.275	0,0193	0,0129	0,0294	0,0000	0,0030
Restwarmtebenutting met hoge-temperatuur warmtepomp, lengte-vermogenverhouding $\geq 0,30$ en $< 0,40$	kWh	17	6.275	0,0193	0,0129	0,0294	0,0000	0,0030
Restwarmtebenutting met hoge-temperatuur warmtepomp, lengte-vermogenverhouding $\geq 0,40$	kWh	17	6.275	0,0193	0,0129	0,0294	0,0000	0,0030

Tabel 17.19

Waterstof uit elektrolyse, rangschikkingsparameters

Categorie	Productie- type	Subsidie- intensiteit	Subsidie-in- tensiteit af- getopt	Basisbedrag	Langeter- mijn-prijs	Emissie- factor [kg CO ₂ / eenheid]	Domein	Vollast-uren
	[eenheid]	[€/tCO ₂]	[€/tCO ₂]	[€/eenheid]	[€/eenheid]			[uur/jaar]
Waterstofproductie via elektrolyse, netgekoppeld met stroomafnameovereenkomst met windpark op zee	kWh	1.377	400	0,3825	0,0671	0,2290	Moleculen	3.683
Waterstofproductie via elektrolyse, directe lijn met windpark, 25% vermogensverhouding	kWh	916	400	0,2769	0,0671	0,2290	Moleculen	5.367
Waterstofproductie via elektrolyse, directe lijn met zonnepark, 10% vermogensverhouding	kWh	1.754	400	0,4688	0,0671	0,2290	Moleculen	3.180
Waterstofproductie via elektrolyse, directe gemeenschappelijke lijn met wind- en zonnepark, 50% vermogensverhouding	kWh	782	400	0,2462	0,0671	0,2290	Moleculen	5.840

Tabel 17.20

Waterstof uit elektrolyse, overzicht correcties

Categorie	Productie- type	Berekeningswijze correctiebedrag	Berekenings- wijze ETS- correctie	Langetermijn- productprijs	Bodemprijs of basisprijs	Voorlopig correctie- bedrag	Voorlopige GvO- waarde	Voorlopige ETS- correctie
	[eenheid]	[Methode-ID]	[Correctie-ID]	[€/eenheid]	[€/eenheid]	[€/eenheid]	[€/eenheid]	[€/eenheid]
Waterstofproductie via elektrolyse, netgekoppeld met stroomafnameovereenkomst met windpark op zee	kWh	30	11	0,0383	0,0280	0,0546	0,0000	0,0158
Waterstofproductie via elektrolyse, directe lijn met windpark, 25% vermogensverhouding	kWh	30	11	0,0383	0,0280	0,0546	0,0000	0,0158
Waterstofproductie via elektrolyse, directe lijn met zonnepark, 10% vermogensverhouding	kWh	30	11	0,0383	0,0280	0,0546	0,0000	0,0158
Waterstofproductie via elektrolyse, directe gemeenschappelijke lijn met wind- en zonnepark, 50% vermogensverhouding	kWh	30	11	0,0383	0,0280	0,0546	0,0000	0,0158

Tabel 17.21

CO₂-afvang en -opslag, rangschikkingsparameters

Categorie	Productie- type	Subsidie- intensiteit	Subsidie- intensiteit afgetopt	Basisbedrag	Langeter- mijn-prijs	Emissie- factor [kg CO ₂ / eenheid]	Domein	Vollast- uren
	[eenheid]	[€/tCO ₂]	[€/tCO ₂]	[€/eenheid]	[€/eenheid]			[uur/jaar]
CCS - Gedeeltelijke CO ₂ -opslag bij bestaande installaties, gasvormig transport (variant 1A)	t CO ₂	350	300	260,8309	0,0000	745,9500	CCS/CCU	4.000
CCS - Gedeeltelijke CO ₂ -opslag bij bestaande installaties, vloeibaar transport (variant 1B)	t CO ₂	485	300	359,1369	0,0000	741,1400	CCS/CCU	4.000
CCS - Gedeeltelijke CO ₂ -opslag bij bestaande installaties, vloeibaar transport met bestaande vervloeiingsinstallatie (variant 1C)	t CO ₂	409	300	302,8137	0,0000	741,1400	CCS/CCU	4.000
CCS - Continue CO ₂ -opslag bij bestaande installaties, gasvormig transport (variant 2A)	t CO ₂	9	9	134,0182	125,9254	906,8250	CCS/CCU	8.000
CCS - Continue CO ₂ -opslag bij bestaande installaties, vloeibaar transport (variant 2B)	t CO ₂	65	65	184,2055	125,9254	902,0150	CCS/CCU	8.000
CCS - Nieuwe pre-combustion-CO ₂ -afvang, bestaande installaties, gasvormig transport (variant 3A)	t CO ₂	44	44	166,2166	125,9254	906,8250	CCS/CCU	8.000
CCS - Nieuwe pre-combustion-CO ₂ -afvang, bestaande installaties, vloeibaar transport (variant 3B)	t CO ₂	96	96	212,0737	125,9254	902,0150	CCS/CCU	8.000
CCS - Nieuwe pre-combustion-CO ₂ -afvang bij waterstofproductie uit industriële reststoffen, bestaande installatie, gasvormig transport (variant 4A)	t CO ₂	91	91	206,8338	125,9254	893,8250	CCS/CCU	8.000
CCS - Nieuwe pre-combustion-CO ₂ -afvang bij waterstofproductie uit industriële reststoffen, bestaande installatie, vloeibaar transport (variant 4B)	t CO ₂	140	140	250,7019	125,9254	889,0150	CCS/CCU	8.000
CCS - Nieuwe post-combustion-CO ₂ -afvang, bestaande industriële installatie, gasvormig transport (variant 5A)	t CO ₂	99	99	207,9232	125,9254	826,5000	CCS/CCU	8.000
CCS - Nieuwe post-combustion-CO ₂ -afvang, bestaande industriële installatie, vloeibaar transport (variant 5B)	t CO ₂	158	158	255,5942	125,9254	821,6900	CCS/CCU	8.000
CCS - Nieuwe post-combustion-CO ₂ -afvang, bestaande AVI's, gasvormig transport (variant 6A)	t CO ₂	300	300	223,6561	0,0000	745,9500	CCS/CCU	8.000
CCS - Nieuwe post-combustion-CO ₂ -afvang, bestaande bestaande biomassaenergiecentrales, gasvormig transport (variant 6A)	t CO ₂	300	300	223,6561	0,0000	745,9500	CCS/CCU	8.000
CCS - Nieuwe post-combustion-CO ₂ -afvang, bestaande AVI's, vloeibaar transport (variant 6B)	t CO ₂	369	300	273,4164	0,0000	741,1400	CCS/CCU	8.000
CCS - Nieuwe post-combustion-CO ₂ -afvang, bestaande biomassaenergiecentrales, vloeibaar transport (variant 6B)	t CO ₂	369	300	273,4164	0,0000	741,1400	CCS/CCU	8.000
CCS - Nieuwe pre-combustion-CO ₂ -afvang, nieuwe installatie, gasvormig transport (variant 7A)	t CO ₂	15	15	139,7080	125,9254	912,9000	CCS/CCU	8.000
CCS - Nieuwe pre-combustion-CO ₂ -afvang, nieuwe installatie, vloeibaar transport (variant 7B)	t CO ₂	71	71	190,7006	125,9254	908,0900	CCS/CCU	8.000
CCS - Nieuwe post-combustion-CO ₂ -afvang, nieuwe installatie, gasvormig transport (variant 8A)	t CO ₂	73	73	187,1660	125,9254	842,2500	CCS/CCU	8.000

Categorie	Productie- type	Subsidie- intensiteit	Subsidie- intensiteit afgetopt	Basisbedrag	Langeter- mijn-prijs	Emissie- factor [kg CO ₂ / eenheid]	Domein	Vollast- uren
	[eenheid]	[€/tCO ₂]	[€/tCO ₂]	[€/eenheid]	[€/eenheid]			[uur/jaar]
CCS - Nieuwe post-combustion-CO ₂ -afvang, nieuwe installatie, vloeibaar transport (variant 8B)	t CO ₂	125	125	230,5914	125,9254	837,4400	CCS/CCU	8.000

Tabel 17.22
CO₂-afvang en -opslag, overzicht correcties

Categorie	Productie- type	Berekeningswijze correctiebedrag	Berekenings- wijze ETS- correctie	Langeter- mijn-pro- ductprijs	Bodemprijs of basisprijs	Voorlopig cor- rectie-bedrag	Voorlopige GvO- waarde	Voorlopige ETS-correctie
	[eenheid]	[Methode-ID]	[Correctie-ID]	[€/eenheid]	[€/eenheid]	[€/eenheid]	[€/eenheid]	[€/eenheid]
CCS - Gedeeltelijke CO ₂ -opslag bij bestaande installaties, gasvormig transport (variant 1A)	t CO ₂	43	0	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
CCS - Gedeeltelijke CO ₂ -opslag bij bestaande installaties, vloeibaar transport (variant 1B)	t CO ₂	43	0	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
CCS - Gedeeltelijke CO ₂ -opslag bij bestaande installaties, vloeibaar transport met bestaande vervloeiingsinstallatie (variant 1C)	t CO ₂	43	0	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
CCS - Continue CO ₂ -opslag bij bestaande installaties, gasvormig transport (variant 2A)	t CO ₂	31	0	125,9254	83,9503	68,8526	0,0000	0,0000
CCS - Continue CO ₂ -opslag bij bestaande installaties, vloeibaar transport (variant 2B)	t CO ₂	31	0	125,9254	83,9503	68,8526	0,0000	0,0000
CCS - Nieuwe pre-combustion-CO ₂ -afvang, bestaande installaties, gasvormig transport (variant 3A)	t CO ₂	31	0	125,9254	83,9503	68,8526	0,0000	0,0000
CCS - Nieuwe pre-combustion-CO ₂ -afvang, bestaande installaties, vloeibaar transport (variant 3B)	t CO ₂	31	0	125,9254	83,9503	68,8526	0,0000	0,0000
CCS - Nieuwe pre-combustion-CO ₂ -afvang bij waterstofproductie uit industriële reststoffen, bestaande installatie, gasvormig transport (variant 4A)	t CO ₂	31	0	125,9254	83,9503	68,8526	0,0000	0,0000
CCS - Nieuwe pre-combustion-CO ₂ -afvang bij waterstofproductie uit industriële reststoffen, bestaande installatie, vloeibaar transport (variant 4B)	t CO ₂	31	0	125,9254	83,9503	68,8526	0,0000	0,0000
CCS - Nieuwe post-combustion-CO ₂ -afvang, bestaande industriële installatie, gasvormig transport (variant 5A)	t CO ₂	31	0	125,9254	83,9503	68,8526	0,0000	0,0000
CCS - Nieuwe post-combustion-CO ₂ -afvang, bestaande industriële installatie, vloeibaar transport (variant 5B)	t CO ₂	31	0	125,9254	83,9503	68,8526	0,0000	0,0000
CCS - Nieuwe post-combustion-CO ₂ -afvang, bestaande AVI's, gasvormig transport (variant 6A)	t CO ₂	43	0	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
CCS - Nieuwe post-combustion-CO ₂ -afvang, bestaande bestaande biomas-saenergiecentrales, gasvormig transport (variant 6A)	t CO ₂	43	0	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

Categorie	Productie- type	Berekeningswijze correctiebedrag	Berekenings- wijze ETS- correctie	Langeter- mijn-pro- ductprijs	Bodemprijs of basisprijs	Voorlopig cor- rectie-bedrag	Voorlopige GvO- waarde	Voorlopige ETS-correctie
	[eenheid]	[Methode-ID]	[Correctie-ID]	[€/eenheid]	[€/eenheid]	[€/eenheid]	[€/eenheid]	[€/eenheid]
CCS - Nieuwe post-combustion-CO ₂ -afvang, bestaande AVI's, vloeibaar transport (variant 6B)	t CO ₂	43	0	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
CCS - Nieuwe post-combustion-CO ₂ -afvang, bestaande biomassaenergie-centrales, vloeibaar transport (variant 6B)	t CO ₂	43	0	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
CCS - Nieuwe pre-combustion-CO ₂ -afvang, nieuwe installatie, gasvormig transport (variant 7A)	t CO ₂	31	0	125,9254	83,9503	68,8526	0,0000	0,0000
CCS - Nieuwe pre-combustion-CO ₂ -afvang, nieuwe installatie, vloeibaar transport (variant 7B)	t CO ₂	31	0	125,9254	83,9503	68,8526	0,0000	0,0000
CCS - Nieuwe post-combustion-CO ₂ -afvang, nieuwe installatie, gasvormig transport (variant 8A)	t CO ₂	31	0	125,9254	83,9503	68,8526	0,0000	0,0000
CCS - Nieuwe post-combustion-CO ₂ -afvang, nieuwe installatie, vloeibaar transport (variant 8B)	t CO ₂	31	0	125,9254	83,9503	68,8526	0,0000	0,0000

Tabel 17.23
CO₂-afvang en -gebruik, rangschikkingsparameters

Categorie	Productie- type	Subsidie-in- tensiteit	Subsidie-in- tensiteit afge- topt	Basisbedrag	Langeter- mijn-prijs	Emissie- factor [kg CO ₂ / eenheid]	Domein	Vollast- uren
	[eenheid]	[€/tCO ₂]	[€/tCO ₂]	[€/eenheid]	[€/eenheid]			[uur/jaar]
CCU bestaande installatie, precombustion, bestaande pijpleiding (variant 1A)	t CO ₂	57	57	80,9106	33,0752	842,4625	CCS/CCU	4.000
CCU bestaande installatie, precombustion, nieuwe pijpleiding (variant 1B)	t CO ₂	74	74	95,3474	33,0752	842,4625	CCS/CCU	4.000
CCU bestaande installatie, precombustion, vloeibaar (variant 1C)	t CO ₂	106	106	121,1495	33,0752	828,4875	CCS/CCU	4.000
Extra CCU bestaande installatie, bestaande pijpleiding (variant 2A)	t CO ₂	8	8	39,7774	33,0752	842,4625	CCS/CCU	4.000
Extra CCU bestaande installatie, nieuwe pijpleiding (variant 2B)	t CO ₂	25	25	54,2143	33,0752	842,4625	CCS/CCU	4.000
Extra CCU bestaande installatie, vloeibaar (variant 2C)	t CO ₂	98	98	114,7042	33,0752	832,1275	CCS/CCU	4.000
CCU nieuwe installatie, precombustion, bestaande pijpleiding (variant 3A)	t CO ₂	56	56	80,1998	33,0752	848,3350	CCS/CCU	4.000
CCU nieuwe installatie, precombustion, nieuwe pijpleiding (variant 3B)	t CO ₂	73	73	94,6366	33,0752	848,3350	CCS/CCU	4.000
CCU nieuwe installatie, precombustion, vloeibaar (variant 3C)	t CO ₂	105	105	120,4388	33,0752	834,3600	CCS/CCU	4.000
CCU bestaande installatie, postcombustion, bestaande pijpleiding (variant 4A)	t CO ₂	160	160	155,1815	33,0752	762,0250	CCS/CCU	4.000

Categorie	Productie- type	Subsidie-in- tensiteit	Subsidie-in- tensiteit afge- topt	Basisbedrag	Langeter- mijn-prijs	Emissie- factor [kg CO ₂ / eenheid]	Domein	Vollast- uren
	[eenheid]	[€/tCO ₂]	[€/tCO ₂]	[€/eenheid]	[€/eenheid]	[€/eenheid]		[uur/jaar]
CCU bestaande installatie, postcombustion, nieuwe pijpleiding (variant 4B)	t CO ₂	179	179	169,6184	33,0752	762,0250	CCS/CCU	4.000
CCU bestaande installatie, postcombustion, vloeibaar (variant 4C)	t CO ₂	243	243	215,4209	33,0752	751,6900	CCS/CCU	4.000
CCU nieuwe installatie, postcombustion, bestaande pijpleiding (variant 5A)	t CO ₂	125	125	130,5946	33,0752	777,7750	CCS/CCU	4.000
CCU nieuwe installatie, postcombustion, nieuwe pijpleiding (variant 5B)	t CO ₂	144	144	145,0315	33,0752	777,7750	CCS/CCU	4.000
CCU nieuwe installatie, postcombustion, vloeibaar (variant 5C)	t CO ₂	200	200	186,3011	33,0752	767,4400	CCS/CCU	4.000
CCU afvalverbrandingsinstallatie, bestaande pijpleiding (variant 6A)	t CO ₂	213	213	178,5352	33,0752	681,4750	CCS/CCU	4.000
CCU afvalverbrandingsinstallatie, nieuwe pijpleiding (variant 6B)	t CO ₂	235	235	192,9721	33,0752	681,4750	CCS/CCU	4.000
CCU afvalverbrandingsinstallatie, vloeibaar (variant 6C)	t CO ₂	316	300	244,9171	33,0752	671,1400	CCS/CCU	4.000
CCU kleinschalige biomassa, gasvormig (variant 7A)	t CO ₂	113	113	120,6819	33,0752	774,0500	CCS/CCU	4.000
CCU kleinschalige biomassa, vloeibaar (variant 7B)	t CO ₂	170	170	161,3930	33,0752	753,9000	CCS/CCU	4.000
Direct Air Capture - bij tuinder, gasvormig (variant 8A)	t CO ₂	375	300	318,5969	33,0752	761,0000	CCS/CCU	4.000
Direct Air Capture - Restwarmte (variant 8B)	t CO ₂	685	300	413,4118	33,0752	555,2400	CCS/CCU	4.000

Tabel 17.24
CO₂-afvang en -gebruik, overzicht correcties

Categorie	Produc- tie-type [een- heid]	Berekenings- wijze correctie- bedrag [Methode-ID]	Berekenings- wijze ETS- correctie [Correctie-ID]	Langeter- mijn-pro- ductprijs [€/eenheid]	Bodemprijs of basisprijs [€/eenheid]	Voorlopig correctie-be- drag [€/eenheid]	Voorlopige GvO-waarde [€/eenheid]	Voorlopige ETS-correctie [€/eenheid]
CCU bestaande installatie, precombustion, bestaande pijpleiding (variant 1A)	t CO ₂	45	0	33,0752	22,0501	89,4731	0,0000	0,0000
CCU bestaande installatie, precombustion, nieuwe pijpleiding (variant 1B)	t CO ₂	45	0	33,0752	22,0501	89,4731	0,0000	0,0000
CCU bestaande installatie, precombustion, vloeibaar (variant 1C)	t CO ₂	45	0	33,0752	22,0501	89,4731	0,0000	0,0000
Extra CCU bestaande installatie, bestaande pijpleiding (variant 2A)	t CO ₂	45	0	33,0752	22,0501	89,4731	0,0000	0,0000
Extra CCU bestaande installatie, nieuwe pijpleiding (variant 2B)	t CO ₂	45	0	33,0752	22,0501	89,4731	0,0000	0,0000
Extra CCU bestaande installatie, vloeibaar (variant 2C)	t CO ₂	45	0	33,0752	22,0501	89,4731	0,0000	0,0000

Categorie	Productie-type [eenheid]	Berekeningswijze correctiebedrag [Methode-ID]	Berekeningswijze ETS-correctie [Correctie-ID]	Langetermijn-productprijs [€/eenheid]	Bodemprijs of basisprijs [€/eenheid]	Voorlopig correctiebedrag [€/eenheid]	Voorlopige GvO-waarde [€/eenheid]	Voorlopige ETS-correctie [€/eenheid]
CCU nieuwe installatie, precombustion, bestaande pijpleiding (variant 3A)	t CO ₂	45	0	33,0752	22,0501	89,4731	0,0000	0,0000
CCU nieuwe installatie, precombustion, nieuwe pijpleiding (variant 3B)	t CO ₂	45	0	33,0752	22,0501	89,4731	0,0000	0,0000
CCU nieuwe installatie, precombustion, vloeibaar (variant 3C)	t CO ₂	45	0	33,0752	22,0501	89,4731	0,0000	0,0000
CCU bestaande installatie, postcombustion, bestaande pijpleiding (variant 4A)	t CO ₂	45	0	33,0752	22,0501	89,4731	0,0000	0,0000
CCU bestaande installatie, postcombustion, nieuwe pijpleiding (variant 4B)	t CO ₂	45	0	33,0752	22,0501	89,4731	0,0000	0,0000
CCU bestaande installatie, postcombustion, vloeibaar (variant 4C)	t CO ₂	45	0	33,0752	22,0501	89,4731	0,0000	0,0000
CCU nieuwe installatie, postcombustion, bestaande pijpleiding (variant 5A)	t CO ₂	45	0	33,0752	22,0501	89,4731	0,0000	0,0000
CCU nieuwe installatie, postcombustion, nieuwe pijpleiding (variant 5B)	t CO ₂	45	0	33,0752	22,0501	89,4731	0,0000	0,0000
CCU nieuwe installatie, postcombustion, vloeibaar (variant 5C)	t CO ₂	45	0	33,0752	22,0501	89,4731	0,0000	0,0000
CCU afvalverbrandingsinstallatie, bestaande pijpleiding (variant 6A)	t CO ₂	45	0	33,0752	22,0501	89,4731	0,0000	0,0000
CCU afvalverbrandingsinstallatie, nieuwe pijpleiding (variant 6B)	t CO ₂	45	0	33,0752	22,0501	89,4731	0,0000	0,0000
CCU afvalverbrandingsinstallatie, vloeibaar (variant 6C)	t CO ₂	45	0	33,0752	22,0501	89,4731	0,0000	0,0000
CCU kleinschalige biomassa, gasvormig (variant 7A)	t CO ₂	45	0	33,0752	22,0501	89,4731	0,0000	0,0000
CCU kleinschalige biomassa, vloeibaar (variant 7B)	t CO ₂	45	0	33,0752	22,0501	89,4731	0,0000	0,0000
Direct Air Capture - bij tuinder, gasvormig (variant 8A)	t CO ₂	45	0	33,0752	22,0501	89,4731	0,0000	0,0000
Direct Air Capture - Restwarmte (variant 8B)	t CO ₂	45	0	33,0752	22,0501	89,4731	0,0000	0,0000

18 Rangschikking

De tabel 18.1 toont de rangschikking van alle categorieën in dit advies naar subsidie-intensiteit. De subsidie-intensiteit is gedefinieerd als de verwachte subsidie-uitbetaling gedeeld door de verwachte CO₂-reductie. Bij de berekening van de verwachte subsidie-uitbetaling is geen rekening gehouden met de waarde van GvO's en HBE's. Een mogelijk ETS-voordeel is enkel verwerkt in de rangschikking indien we het aannemelijk achten dat het ETS-voordeel in het merendeel van de projecten binnen een categorie te gelde gemaakt kan worden.

Tabel 18.1
Rangschikkingstabel

Categorie	Productie-type [eenheid]	Subsidie-intensiteit [€/tCO ₂]	Basisbedrag [€/eenheid]	Langetermijnprijs [€/eenheid]	Emissiefactor [kg CO ₂ /eenheid]
Industriële warmtepomp, open systeem (8.000 uur)	kWh	-74	0,0296	0,0456	0,2157
Restwarmtebenutting zonder warmtepomp, lengte-vermogenverhouding ≥ 0,00 en < 0,10	kWh	-68	0,0125	0,0278	0,2250
Biomethanol uit lignocellulose biomassa	kWh	-50	0,1653	0,1776	0,2470
Bio-ethanol uit lignocellulosehoudende biomassa	kWh	-45	0,1648	0,1776	0,2830
Drop-in-biobrandstoffen uit lignocellulosehoudende biomassa	kWh	-43	0,1626	0,1737	0,2607
Restwarmtebenutting zonder warmtepomp, lengte-vermogenverhouding ≥ 0,10 en < 0,20	kWh	-36	0,0196	0,0278	0,2248
Industriële warmtepomp, open systeem (5.000 uur)	kWh	-8	0,0439	0,0456	0,2157
Directe inzet van houtpellets voor industriële toepassingen	kWh	-4	0,0696	0,0705	0,2250
Restwarmtebenutting zonder warmtepomp, lengte-vermogenverhouding ≥ 0,20 en < 0,30	kWh	-4	0,0269	0,0278	0,2247
Wind op land, ≥ 8,5 m/s	kWh	1	0,0486	0,0485	0,1093
PVT voor gebouw (net=70%)	kWh	5	0,0599	0,0589	0,2042
Bio-LNG uit monomestvergisting	kWh	5	0,1165	0,1146	0,3848
Extra CCU bestaande installatie, bestaande pijpleiding (variant 2A)	t CO ₂	8	39,7774	33,0752	842,4625
CCS - Continue CO ₂ -opslag bij bestaande installaties, gasvormig transport (variant 2A)	t CO ₂	9	134,0182	125,9254	906,8250
CCS - Nieuwe pre-combustion-CO ₂ -afvang, nieuwe installatie, gasvormig transport (variant 7A)	t CO ₂	15	139,708	125,9254	912,9000
Wind op land, ≥ 8 en < 8,5 m/s	kWh	22	0,0509	0,0485	0,1093
Extra CCU bestaande installatie, nieuwe pijpleiding (variant 2B)	t CO ₂	25	54,2143	33,0752	842,4625
Compostering, Warmte	kWh	27	0,0529	0,0468	0,2250
Restwarmtebenutting zonder warmtepomp, lengte-vermogenverhouding ≥ 0,30 en < 0,40	kWh	28	0,0341	0,0278	0,2245
Diepe geothermie (uitbreiding)	kWh	42	0,0376	0,0193	0,4380
Bio-LNG uit allesvergisting	kWh	42	0,1247	0,1146	0,2383
CCS - Nieuwe pre-combustion-CO ₂ -afvang, bestaande installaties, gasvormig transport (variant 3A)	t CO ₂	44	166,2166	125,9254	906,8250
Wind op waterkeringen, ≥ 8,5 m/s	kWh	54	0,0544	0,0485	0,1093
CCU nieuwe installatie, precombustion, bestaande pijpleiding (variant 3A)	t CO ₂	56	80,1998	33,0752	848,3350
CCU bestaande installatie, precombustion, bestaande pijpleiding (variant 1A)	t CO ₂	57	80,9106	33,0752	842,4625
Fotovoltaïsche zonnepanelen, > 20 MWp, grondgebonden (net=50%)	kWh	60	0,0597	0,0559	0,0630

Categorie	Productie- type [eenheid]	Subsidie- intensiteit [€/tCO ₂]	Basisbedrag [€/eenheid]	Langeter- mijnprijs [€/eenheid]	Emissiefactor [kg CO ₂ /eenheid]
Fotovoltaïsche zonnepanelen, > 20 MWp, zonvolgend land (net=70%)	kWh	60	0,0597	0,0559	0,0629
Restwarmtebenutting zonder warmtepomp, lengte-vermogenverhouding ≥ 0,40	kWh	60	0,0413	0,0278	0,2244
Waterstof uit afval	kWh	65	0,0652	0,0568	0,1296
CCS - Continue CO ₂ -opslag bij bestaande installaties, vloeibaar transport (variant 2B)	t CO ₂	65	184,2055	125,9254	902,0150
Wind op land, ≥ 7,5 en < 8 m/s	kWh	70	0,0561	0,0485	0,1093
Wind op land, hoogtebeperkt ≥ 8,5 m/s	kWh	71	0,0563	0,0485	0,1093
CCS - Nieuwe pre-combustion-CO ₂ -afvang, nieuwe installatie, vloeibaar transport (variant 7B)	t CO ₂	71	190,7006	125,9254	908,0900
Industriële warmtepomp, gesloten systeem (8.000 uur)	kWh	73	0,0532	0,0395	0,1879
CCS - Nieuwe post-combustion-CO ₂ -afvang, nieuwe installatie, gasvormig transport (variant 8A)	t CO ₂	73	187,166	125,9254	842,2500
CCU nieuwe installatie, precombustion, nieuwe pijpleiding (variant 3B)	t CO ₂	73	94,6366	33,0752	848,3350
RWZI Verbeterde slibgisting, Nieuw hernieuwbaar gas	kWh	74	0,0375	0,0248	0,1716
CCU bestaande installatie, precombustion, nieuwe pijpleiding (variant 1B)	t CO ₂	74	95,3474	33,0752	842,4625
Fotovoltaïsche zonnepanelen, > 1 MWp, gebouwgebonden (net=50%)	kWh	76	0,0679	0,0559	0,1574
Wind op waterkeringen, ≥ 8 en < 8,5 m/s	kWh	76	0,0568	0,0485	0,1093
Diepe geothermie (basislast); ≥ 20 MWth	kWh	86	0,0567	0,0193	0,4372
Monomestvergisting Levensduurverlenging ≤ 450 kW, Gecombineerde opwekking	kWh	87	0,1006	0,0657	0,4033
CCS - Nieuwe pre-combustion-CO ₂ -afvang bij waterstofproductie uit industriële reststoffen, bestaande installatie, gasvormig transport (variant 4A)	t CO ₂	91	206,8338	125,9254	893,8250
Monomestvergisting levensduurverlenging ≤ 450 kW, Warmte	kWh	95	0,0939	0,0589	0,3690
CCS - Nieuwe pre-combustion-CO ₂ -afvang, bestaande installaties, vloeibaar transport (variant 3B)	t CO ₂	96	212,0737	125,9254	902,0150
Diepe geothermie (basislast); 12-20 MWth	kWh	97	0,0619	0,0193	0,4380
Extra CCU bestaande installatie, vloeibaar (variant 2C)	t CO ₂	98	114,7042	33,0752	832,1275
Fotovoltaïsche zonnepanelen, > 1 MWp en < 20 MWp, grondgebonden (net=50%)	kWh	99	0,0628	0,0559	0,0700
Fotovoltaïsche zonnepanelen, > 1 MWp en < 20 MWp, zonvolgend land (net=70%)	kWh	99	0,0628	0,0559	0,0699
CCS - Nieuwe post-combustion-CO ₂ -afvang, bestaande industriële installatie, gasvormig transport (variant 5A)	t CO ₂	99	207,9232	125,9254	826,5000
Fotovoltaïsche zonnepanelen, > 1 MWp, gebouwgebonden met lichte dakaanpassing (net=50%)	kWh	100	0,0716	0,0559	0,1574
Elektrificatie nieuw offshore productieplatform	kWh	101	0,2555	0,1845	0,7060
Wind op land, hoogtebeperkt ≥ 8 en < 8,5 m/s	kWh	102	0,0597	0,0485	0,1093
CCU nieuwe installatie, precombustion, vloeibaar (variant 3C)	t CO ₂	105	120,4388	33,0752	834,3600
CCU bestaande installatie, precombustion, vloeibaar (variant 1C)	t CO ₂	106	121,1495	33,0752	828,4875
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 15 kWp en < 1 MWp, gebouwgebonden (net=50%)	kWh	107	0,0752	0,0559	0,1799
Procesgeïntegreerde warmtepomp in een verdampingsproces (8.000 uur)	kWh	108	0,0579	0,0382	0,1817
Industriële warmtepomp, open systeem (3.000 uur)	kWh	110	0,0694	0,0456	0,2157
CCU kleinschalige biomassa, gasvormig (variant 7A)	t CO ₂	113	120,6819	33,0752	774,0500
Levensduurverlenging ketel op vaste of vloeibare biomassa > 5 MWth	kWh	117	0,0457	0,0193	0,2250
Wind op land, ≥ 7,0 en < 7,5 m/s	kWh	118	0,0614	0,0485	0,1093
Diepe geothermie (basislast); < 12 MWth	kWh	118	0,0708	0,0193	0,4351
Fotovoltaïsche zonnepanelen, > 20 MWp, grondgebonden natuurinclusief (net=50%)	kWh	125	0,0638	0,0559	0,0630
CCS - Nieuwe post-combustion-CO ₂ -afvang, nieuwe installatie, vloeibaar transport (variant 8B)	t CO ₂	125	230,5914	125,9254	837,4400
CCU nieuwe installatie, postcombustion, bestaande pijpleiding (variant 5A)	t CO ₂	125	130,5946	33,0752	777,7750
Fotovoltaïsche zonnepanelen, > 20 MWp, zonvolgend land natuurinclusief (net=70%)	kWh	126	0,0638	0,0559	0,0629
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 15 kWp en < 1 MWp, gebouwgebonden met lichte dakaanpassing (net=50%)	kWh	128	0,079	0,0559	0,1799

Categorie	Productie- type [eenheid]	Subsidie- intensiteit [€/tCO ₂]	Basisbedrag [€/eenheid]	Langeter- mijnprijs [€/eenheid]	Emissiefactor [kg CO ₂ /eenheid]
Wind op waterkeringen, ≥ 7,5 en < 8 m/s	kWh	131	0,0628	0,0485	0,1093
CCS - Nieuwe pre-combustion-CO ₂ -afvang bij waterstofproductie uit industriële reststoffen, bestaande installatie, vloeibaar transport (variant 4B)	t CO ₂	140	250,7019	125,9254	889,0150
CCU nieuwe installatie, postcombustion, nieuwe pijpleiding (variant 5B)	t CO ₂	144	145,0315	33,0752	777,7750
Monomestvergisting > 1500 kW, Gecombineerde opwekking	kWh	147	0,1231	0,0611	0,4211
Wind op land, ≥ 6,75 en < 7 m/s	kWh	156	0,0655	0,0485	0,1093
CCS - Nieuwe post-combustion-CO ₂ -afvang, bestaande industriële installatie, vloeibaar transport (variant 5B)	t CO ₂	158	255,5942	125,9254	821,6900
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 15 kWp en < 1 MWp, grondgebonden (net=50%)	kWh	159	0,0759	0,0559	0,1259
CCU bestaande installatie, postcombustion, bestaande pijpleiding (variant 4A)	t CO ₂	160	155,1815	33,0752	762,0250
Allesvergisting Levensduurverlenging, Gecombineerde opwekking	kWh	163	0,0871	0,0577	0,1804
Wind op land, hoogtebeperkt ≥ 7,5 en < 8 m/s	kWh	167	0,0667	0,0485	0,1093
Industriële warmtepomp, gesloten systeem (5.000 uur)	kWh	170	0,0715	0,0395	0,1879
CCU kleinschalige biomassa, vloeibaar (variant 7B)	t CO ₂	170	161,393	33,0752	753,9000
Fotovoltaïsche zonnepanelen, > 1 MWp agri-pv verticaal (net=70%)	kWh	172	0,0679	0,0559	0,0699
Fotovoltaïsche zonnepanelen, > 1 MWp en < 20 MWp, grondgebonden natuurinclusief (net=50%)	kWh	174	0,0681	0,0559	0,0700
Fotovoltaïsche zonnepanelen, > 1 MWp en < 20 MWp, zonvolgend land natuurinclusief (net=70%)	kWh	175	0,0681	0,0559	0,0699
Diepe geothermie (middenlast)	kWh	175	0,0986	0,0221	0,4373
Ketel op vaste biomassa 5 MWth (8.500 uur)	kWh	179	0,0595	0,0193	0,2250
Monomestvergisting levensduurverlenging ≤ 450 kW, Hernieuwbaar gas	kWh	179	0,0798	0,0248	0,3069
CCU bestaande installatie, postcombustion, nieuwe pijpleiding (variant 4B)	t CO ₂	179	169,6184	33,0752	762,0250
Ketel op vaste biomassa 5 MWth (8.000 uur)	kWh	180	0,0598	0,0193	0,2250
Restwarmtebenutting met warmtepomp, lengte-vermogenverhouding ≥ 0,00 en < 0,10	kWh	181	0,0593	0,0254	0,1878
Ketel op vaste biomassa 5 MWth (7.500 uur)	kWh	182	0,0603	0,0193	0,2250
Allesvergisting Levensduurverlenging, Warmte	kWh	182	0,0864	0,0468	0,2181
Grootschalige elektrische boiler (operationele kosten)	kWh	183	0,066	0,0248	0,2250
Wind op waterkeringen, ≥ 7,0 en < 7,5 m/s	kWh	184	0,0686	0,0485	0,1093
Ketel op vaste biomassa 5 MWth (7.000 uur)	kWh	184	0,0608	0,0193	0,2250
Ketel op vaste biomassa 5 MWth (6.500 uur)	kWh	187	0,0614	0,0193	0,2250
Monomestvergisting > 1500 kW, Warmte	kWh	189	0,1187	0,0468	0,3810
Ketel op vaste biomassa 5 MWth (6.000 uur)	kWh	190	0,062	0,0193	0,2250
Ondiepe geothermie (basislast)	kWh	192	0,089	0,0193	0,3636
Grootschalige elektrische boiler (stadsverwarming)	kWh	192	0,078	0,0347	0,2250
Ketel op vaste biomassa 5 MWth (5.500 uur)	kWh	193	0,0628	0,0193	0,2250
Ketel stoom uit houtpellets 5 - 50 MWth	kWh	193	0,0911	0,0476	0,2250
Ketel op vaste biomassa 5 MWth (5.000 uur)	kWh	197	0,0637	0,0193	0,2250
Wind op land, < 6,75 m/s	kWh	199	0,0702	0,0485	0,1093
CCU nieuwe installatie, postcombustion, vloeibaar (variant 5C)	t CO ₂	200	186,3011	33,0752	767,4400
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 15 kWp en < 1 MWp, agri-pv verticaal (net=70%)	kWh	202	0,0813	0,0559	0,1259
Ketel op vaste biomassa 5 MWth (4.500 uur)	kWh	203	0,0649	0,0193	0,2250
Procesgeïntegreerde warmtepomp in een verdampingsproces (5.000 uur)	kWh	205	0,0768	0,0382	0,1879
Fotovoltaïsche zonnepanelen, > 1 MWp, drijvend (net=50%)	kWh	207	0,0704	0,0559	0,0700
Fotovoltaïsche zonnepanelen, > 1 MWp, zonvolgend drijvend (net=70%)	kWh	207	0,0704	0,0559	0,0699

Categorie	Productie- type [eenheid]	Subsidie- intensiteit [€/tCO ₂]	Basisbedrag [€/eenheid]	Langeter- mijnprijs [€/eenheid]	Emissiefactor [kg CO ₂ /eenheid]
Monomestvergisting > 1500 kW, Hernieuwbaar gas	kWh	211	0,0918	0,0248	0,3177
CCU afvalverbrandingsinstallatie, bestaande pijpleiding (variant 6A)	t CO ₂	213	178,5352	33,0752	681,4750
RWZI verbeterde slibgisting, Warmte	kWh	217	0,1041	0,0589	0,2086
Restwarmtebenutting met warmtepomp, lengte-vermogenverhouding ≥ 0,10 en < 0,20	kWh	219	0,0665	0,0254	0,1877
Elektrificatie bestaand offshore productieplatform	kWh	222	0,3413	0,1845	0,7060
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 15 kWp en < 1 MWp, grondgebonden natuurinclusief (net=50%)	kWh	223	0,084	0,0559	0,1259
Wind op waterkeringen, ≥ 6,75 en < 7 m/s	kWh	225	0,0731	0,0485	0,1093
Monomestvergisting 110-275 kW, Gecombineerde opwekking	kWh	225	0,235	0,0848	0,6687
Monomestvergisting Levensduurverlenging ≤ 450 kW, Nieuw hernieuwbaar gas	kWh	225	0,0938	0,0248	0,3069
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 15 kWp en < 1 MWp, drijvend (net=50%)	kWh	227	0,0845	0,0559	0,1259
Monomestvergisting 275-450 kW, Warmte	kWh	228	0,1431	0,0589	0,3690
Energie uit lucht met warmtepomp, lage temperatuur, glastuinbouw	kWh	230	0,0635	0,0193	0,1925
Fotovoltaïsche zonnepanelen, > 1 MWp, drijvend natuurinclusief (net=50%)	kWh	230	0,072	0,0559	0,0700
Fotovoltaïsche zonnepanelen, > 1 MWp, zonvolgend drijvend natuurinclusief (net=70%)	kWh	230	0,072	0,0559	0,0699
Zonthermie, ≥ 140 kWth tot 1 MWth	kWh	232	0,1111	0,0589	0,2250
CCU afvalverbrandingsinstallatie, nieuwe pijpleiding (variant 6B)	t CO ₂	235	192,9721	33,0752	681,4750
Wind op land, hoogtebeperkt ≥ 7,0 en < 7,5 m/s	kWh	236	0,0743	0,0485	0,1093
Grootschalige elektrische boiler (industrie)	kWh	236	0,078	0,0248	0,2250
Monomestvergisting 275-450 kW, Gecombineerde opwekking	kWh	239	0,1621	0,0657	0,4033
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 15 kWp en < 1 MWp, agri-pv op hoogte (net=50%)	kWh	242	0,0864	0,0559	0,1259
CCU bestaande installatie, postcombustion, vloeibaar (variant 4C)	t CO ₂	243	215,4209	33,0752	751,6900
Fotovoltaïsche zonnepanelen, > 1 MWp agri-pv op hoogte (net=50%)	kWh	251	0,0735	0,0559	0,0700
Allesvergisting, Gecombineerde opwekking	kWh	253	0,1034	0,0577	0,1804
Allesvergisting, Warmte	kWh	255	0,1024	0,0468	0,2181
Restwarmtebenutting met warmtepomp, lengte-vermogenverhouding ≥ 0,20 en < 0,30	kWh	257	0,0736	0,0254	0,1877
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 15 kWp en < 1 MWp, drijvend natuurinclusief (net=50%)	kWh	260	0,0886	0,0559	0,1259
Monomestvergisting 110-275 kW, Hernieuwbaar gas	kWh	261	0,1571	0,0248	0,5065
Ketel stoom uit houtpellets > 50 MWth	kWh	268	0,1079	0,0476	0,2250
Allesvergisting Levensduurverlenging, Hernieuwbaar gas	kWh	273	0,0718	0,0248	0,1720
Wind op waterkeringen, < 6,75 m/s	kWh	276	0,0787	0,0485	0,1093
Wind op land, hoogtebeperkt ≥ 6,75 en < 7 m/s	kWh	287	0,0799	0,0485	0,1093
Aquathermie – geen basislast, met WKO en directe levering	kWh	294	0,0734	0,0193	0,1839
Diepe geothermie (basislast) hogetemperatuurwarmtenet (met warmtepomp); ≥ 12 MWth	kWh	296	0,1269	0,0199	0,3618
Restwarmtebenutting met warmtepomp, lengte-vermogenverhouding ≥ 0,30 en < 0,40	kWh	296	0,0809	0,0254	0,1874
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 15 kWp en < 1 MWp, gevel oost-west (net=50%)	kWh	297	0,1086	0,0559	0,1775
CCS - Nieuwe post-combustion-CO ₂ -afvang, bestaande AVI's, gasvormig transport (variant 6A)	t CO ₂	300	223,6561	0	745,9500
CCS - Nieuwe post-combustion-CO ₂ -afvang, bestaande bestaande biomassaenergiecentrales, gasvormig transport (variant 6A)	t CO ₂	300	223,6561	0	745,9500
Thermische opslag op hoge temperatuur	kWh	303	0,093	0,0248	0,2250
Diepe geothermie (geen basislast); ≥12 MWth	kWh	307	0,1543	0,0221	0,4304
Allesvergisting Levensduurverlenging, Nieuw hernieuwbaar gas	kWh	310	0,0781	0,0248	0,1720
Monomestvergisting 275-450 kW, Hernieuwbaar gas	kWh	315	0,1216	0,0248	0,3069

Categorie	Productie- type [eenheid]	Subsidie- intensiteit [€/tCO ₂]	Basisbedrag [€/eenheid]	Langeter- mijnprijs [€/eenheid]	Emissiefactor [kg CO ₂ /eenheid]
CCU afvalverbrandingsinstallatie, vloeibaar (variant 6C)	t CO ₂	316	244,9171	33,0752	671,1400
Aquathermie – basislast, zonder WKO met bestaand warmtenet	kWh	321	0,0779	0,0193	0,1827
Diepe geothermie (basislast) hogetemperatuurwarmtenet (met warmtepomp); < 12 MWth	kWh	325	0,1374	0,0199	0,3617
Monomestvergisting <110 kW, Gecombineerde opwekking	kWh	326	0,3122	0,0831	0,7032
Zonthermie, ≥ 1 MWth voor warmtenet	kWh	332	0,0939	0,0193	0,2250
PVT aan warmtenet (net =70%)	kWh	333	0,0899	0,0193	0,2120
Restwarmtebenutting met warmtepomp, lengte-vermogenverhouding ≥ 0,40	kWh	335	0,0882	0,0254	0,1872
Diepe geothermie (geen basislast); <12 MWth	kWh	336	0,1665	0,0221	0,4304
Industriële warmtepomp, gesloten systeem (3.000 uur)	kWh	344	0,1041	0,0395	0,1879
Wind op land, hoogtebeperkt < 6,75 m/s	kWh	350	0,0868	0,0485	0,1093
Monomestvergisting 110-275 kW, Warmte	kWh	350	0,1736	0,0468	0,3624
CCS - Gedeeltelijke CO ₂ -opslag bij bestaande installaties, gasvormig transport (variant 1A)	t CO ₂	350	260,8309	0	745,9500
Restwarmtebenutting met hoge-temperatuur warmtepomp, lengte-vermogenverhouding ≥ 0,00 en < 0,10	kWh	362	0,0891	0,0247	0,1777
Monomestvergisting <110 kW, Hernieuwbaar gas	kWh	364	0,2107	0,0248	0,5113
CCS - Nieuwe post-combustion-CO ₂ -afvang, bestaande AVI's, vloeibaar transport (variant 6B)	t CO ₂	369	273,4164	0	741,1400
CCS - Nieuwe post-combustion-CO ₂ -afvang, bestaande biomassaenergiecentrales, vloeibaar transport (variant 6B)	t CO ₂	369	273,4164	0	741,1400
Direct Air Capture - bij tuinder, gasvormig (variant 8A)	t CO ₂	375	318,5969	33,0752	761,0000
Ketel op vloeibare biomassa (industrie)	kWh	376	0,1597	0,0751	0,2250
Allesvergisting, Hernieuwbaar gas	kWh	381	0,0903	0,0248	0,1720
Procesgeïntegreerde warmtepomp in een verdampingsproces (3.000 uur)	kWh	384	0,1104	0,0382	0,1879
Elektrificatie bestaand offshore platform met eigen windturbine	kWh	390	0,4601	0,1845	0,7060
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 15 kWp en < 1 MWp, overdekte parkeerplaats (net=50%)	kWh	391	0,1051	0,0559	0,1259
Monomestvergisting Mesthub 450-1500 kW, Hernieuwbaar gas	kWh	401	0,1523	0,0248	0,3179
Monomestvergisting Mesthub 450-1500 kW, Gecombineerde opwekking	kWh	403	0,2301	0,0609	0,4195
Groengas uit biomassa (B-hout)	kWh	404	0,0915	0,0248	0,1651
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 15 kWp en < 1 MWp, zon-pv op infrastructuur oost-west (net=70%)	kWh	407	0,1071	0,0559	0,1259
CCS - Gedeeltelijke CO ₂ -opslag bij bestaande installaties, vloeibaar transport met bestaande vervloeiingsinstallatie (variant 1C)	t CO ₂	409	302,8137	0	741,1400
Restwarmtebenutting met hoge-temperatuur warmtepomp, lengte-vermogenverhouding ≥ 0,10 en < 0,20	kWh	415	0,0983	0,0247	0,1772
Monomestvergisting Mesthub 450-1500 kW, Warmte	kWh	417	0,2057	0,0468	0,3812
Ondiepe geothermie (geen basislast)	kWh	440	0,1793	0,0193	0,3636
Fotovoltaïsche zonnepanelen, > 1 MWp en < 20 MWp, overdekte parkeerplaats (net=50%)	kWh	443	0,0869	0,0559	0,0699
RWZI verbeterde slibgisting, Gecombineerde opwekking	kWh	467	0,1353	0,0647	0,1513
Restwarmtebenutting met hoge-temperatuur warmtepomp, lengte-vermogenverhouding ≥ 0,20 en < 0,30	kWh	469	0,1076	0,0247	0,1767
Monomestvergisting <110 kW, Warmte	kWh	481	0,2212	0,0468	0,3624
CCS - Gedeeltelijke CO ₂ -opslag bij bestaande installaties, vloeibaar transport (variant 1B)	t CO ₂	485	359,1369	0	741,1400
Ketel op vloeibare biomassa (stadsverwarming)	kWh	489	0,1597	0,0496	0,2250
Aquathermie – basislast, zonder WKO	kWh	501	0,1104	0,0193	0,1818
Diepe geothermie (geen basislast) hogetemperatuur warmtenet (met warmtepomp)	kWh	507	0,2035	0,0199	0,3618
RWZI Verbeterde slibgisting, Hernieuwbaar gas	kWh	521	0,1136	0,0248	0,1705
Restwarmtebenutting met hoge-temperatuur warmtepomp, lengte-vermogenverhouding ≥ 0,30 en < 0,40	kWh	523	0,1168	0,0247	0,1762
Restwarmtebenutting met hoge-temperatuur warmtepomp, lengte-vermogenverhouding ≥ 0,40	kWh	577	0,1261	0,0247	0,1757

Categorie	Productie- type [eenheid]	Subsidie- intensiteit [€/tCO ₂]	Basisbedrag [€/eenheid]	Langeter- mijnprijs [€/eenheid]	Emissiefactor [kg CO ₂ /eenheid]
Energie uit lucht met warmtepomp, middentemperatuur, gebouwde omgeving	kWh	596	0,1555	0,0468	0,1824
Aquathermie – basislast, met WKO	kWh	640	0,1342	0,0193	0,1794
Groengas uit biomassa (≥ 95% biogeen)	kWh	644	0,1311	0,0248	0,1651
Energie uit lucht - basislast, hogere temperatuur	kWh	650	0,1322	0,0198	0,1730
Aquathermie – geen basislast, zonder WKO	kWh	668	0,143	0,0193	0,1852
Direct Air Capture - Restwarmte (variant 8B)	t CO ₂	685	413,4118	33,0752	555,2400
Aquathermie – basislast, zonder WKO, Hogere temperatuur warmtepomp	kWh	686	0,1354	0,0198	0,1685
Waterstofproductie via elektrolyse, directe gemeenschappelijke lijn met wind- en zonnepark, 50% vermogensverhouding	kWh	782	0,2462	0,0671	0,2290
Aquathermie – geen basislast, met WKO	kWh	792	0,1614	0,0193	0,1794
Energie uit lucht - geen basislast, hogere temperatuur	kWh	903	0,1761	0,0198	0,1730
Waterstofproductie via elektrolyse, directe lijn met windpark, 25% vermogensverhouding	kWh	916	0,2769	0,0671	0,2290
Aquathermie – geen basislast, met WKO, Hogere temperatuur warmtepomp	kWh	1.008	0,1896	0,0198	0,1685
Waterkracht, valhoogte < 50 cm	kWh	1.222	0,2288	0,0699	0,1300
Groengas uit afval	kWh	1.234	0,0922	0,0248	0,0546
Waterstofproductie via elektrolyse, netgekoppeld met stroomafnameovereenkomst met windpark op zee	kWh	1.377	0,3825	0,0671	0,2290
Waterstofproductie via elektrolyse, directe lijn met zonnepark, 10% vermogensverhouding	kWh	1.754	0,4688	0,0671	0,2290

Afkortingen

ACM	Autoriteit Consument & Markt
AEC	Afvalenergiecentrale, zie ook AVI
AEL	<i>Alkaline Electrolysis</i>
ASU	<i>Air Separation Unit</i>
ATO	Aansluit- en transportovereenkomst
ATR	Alternatieve transportrechten
AVI	Afvalverbrandingsinstallatie, zie ook AEC
Bapv	<i>Building added pv</i>
BEC	Bio-energiecentrale
Blpv	<i>Building integrated pv</i>
CAR	<i>Construction All Risk</i>
CBS	Centraal Bureau voor de Statistiek
CCS	CO ₂ Capture and Storage, CO ₂ -afvang en -opslag
CCU	CO ₂ Capture and Utilization, CO ₂ -afvang en -gebruik
CIF ARA	<i>Costs, Insurance and Freight</i> , Amsterdam-Rotterdam-Antwerpen-regio
COP	<i>Coefficient of performance</i>
DAC	<i>Direct Air Capture</i>
DNB	De Nederlandsche Bank
DSC	<i>Distributed Control System</i>
DSCR	<i>Debt Service Coverage Ratio</i>
DWTG	<i>Dedicated Wind Turbine Generator</i>
EB	Energiebelasting
ECB	Europese Centrale Bank
EEX	<i>European Energy Exchange</i>
EHS	Extrahoogspanning
EIA	Energie-investeringsaftrek
EPEX	<i>European Power Exchange</i>
ERE	Emissiereductie-eenheden
ESP	<i>Electrical Submersible Pump</i> , opvoerpomp
EUA	<i>European Emission Allowances</i>
EU ETS	Europees emissiehandelssysteem
EV	Eigen vermogen
FID	<i>Final investment decision</i>
FT	<i>Fischer-Tropsch</i>
GGE	Groengaseenheden
GvO	Garantie van Oorsprong
HBE	Hernieuwbare Brandstofeenheid
HHV	<i>Higher Heating Value</i> , bovenste verbrandingswaarde
HICP	<i>Harmonized Index of Consumer Prices</i>
HS	Hoogspanning
H-TES	Thermische hogetemperatuuropslag
ICAO	<i>International Civil Aviation Organization</i>
ICE	<i>Intercontinental Exchange</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
I&W	Ministerie van Infrastructuur en Waterstaat
IP	Injectiepomp
IPCC	<i>The Intergovernmental Panel on Climate Change</i>

IRS	<i>Interest Rate Swap</i>
ISDE	Investeringssubsidie Duurzame Energie
ISPT	<i>Institute For Sustainable Process Technology</i>
KEV	Klimaat- en Energieverkenning
KGG	Ministerie van Klimaat en Groene Groei
LAP	Landelijk Afvalbeheer Plan
LHV	<i>Lower Heating Value</i> , onderste verbrandingswaarde
LNG	<i>Liquid Natural Gas</i>
MEP	Subsidieregeling Milieukwaliteit Elektriciteitsproductie
MFI	Monetaire Financiële Instelling
MIA	Milieu-investeringsaftrek
MS	Middenspanning
MSW	<i>Municipal solid waste</i> , huishoudelijke afval
MVR	Mechanische damprecompressie
NPE	Nationaal Plan Energiesysteem
O&M	<i>Operations and Maintenance</i> , beheer en onderhoud
OGT	Ondiepe geothermie
OT	Onrendabele top
OZB	Onroerendezaakbelasting
PBL	Planbureau voor de Leefomgeving
PEM	Proton-exchange Membrane
PFAS	Poly- en perfluoralkylstoffen
PO	Profiel- en onbalans
PPA	<i>Power purchase agreement</i>
PSA	<i>Pressure Swing Adsorption</i> , drukwisseladsorptie
PVT	<i>Photovoltaic-thermal</i>
PWP	Procesgeïntegreerde warmtepompen in verdampingssysteem
RDF	<i>Refuse-derived fuel</i>
RED	<i>Renewable Energy Directive</i> , in de volksmond Richtlijn voor hernieuwbare energie
RNES	Regeling nationale EZK- en LNV-subsidies
RVO	Rijksdienst voor Ondernemend Nederland
RWZI	Rioolwaterzuiveringsinstallatie
SCOP	<i>Seasonal coefficient of performance</i>
SCR	Selective Catalytic Reduction, selectieve katalytische reductie
SDE++	Stimulering Duurzame Energieproductie
SMR	<i>Steam Methane Reforming</i>
SNCR	<i>Selective Non-Catalytic Reduction</i> , selectieve niet-katalytische reductie
SNG	<i>Substitute Natural Gas</i>
SNL	Subsidiestelstel Natuur en Landschap
SodM	Staatstoezicht op de Mijnen
SPF	Seizoensgebonden prestatiefactor
SRF	<i>Solid Recovered Fuel</i>
TEA	Thermische energie uit afvalwater
TED	Thermische energie uit drinkwater
TEO	Thermische energie uit oppervlaktewater
TEZ	Thermische energie uit zeewater
TK	Tweede Kamer
TNO	Nederlandse organisatie voor toegepast-natuurwetenschappelijk onderzoek
TS	Tussenspanning
TTF	<i>Title Transfer Facility</i>
UNFCCC	<i>United Nations Framework Convention on Climate Change</i>
VAMIL	Willekeurige afschrijving milieu-investeringen
VV	Vreemd vermogen

WA	Wettelijke aansprakelijkheid
WACC	<i>Weighted Average Cost of Capital</i> , gewogen gemiddelde vermogenskostenvergoeding
WKK	Warmte-krachtkoppeling
WKO	Warmte-koudeopslag
WOS	Warmteoverdrachtstation
WOZ	Wind op zee

Referenties

- ACM (2024a), Concurrentie op de Nederlandse spaarmarkt, ACM/UIT/622124, 16 juli.
- ACM (2024b), [Ontwikkeling netkosten tot 2050 en de kostenverdeling over groepen gebruikers, Autoriteit Consument & Markt](#).
- ACM (2024c) [Tariefvoorstellen regionale netbeheerders en Tennet voor 2025](#).
- Van Aken, B. , A. Binani & K. Cesar (2021), [Towards nature inclusive east-west orientated solar parks](#).
- Beurskens, L., J. Lemmens (2018), [Advies najaar SDE+ 2018](#) zon-pv, PBL, juli 2018.
- Beurskens, L., J. Lemmens & A. van der Welle (2022), [Fotovoltaïsche zonne-energie op een kleinere netaansluiting](#). Eindadvies SDE++ 2022, Den Haag: Planbureau voor de Leefomgeving.
- CE Delft, IF Technology (2018), Weg van Gas, kansen voor de nieuwe concepten LageTemperatuur-Aardwarmte en Mijwater. Delft, CE Delft, mei 2018.
- CE Delft (2022), Warmtenetten in Vesta MAIS – Update berekeningsmethoden. CE Delft.
- Corti, P., F. Frontini (2024), [Building integrated Photovoltaics: a practical handbook for solar build-ings' stakeholders](#), SUPSI, 2024.
- Dimitriou, I., Goldingay H., Bridgwater A.V. (2018), 'Techno-economic and uncertainty analysis of Biomass to Liquid (BTL) systems for transport fuel production'. Renewable and sustainable Energy Reviews 88 (2018) 160-175.
- ECB (2024a), ECB Economic bulletin nr 5 2024, p. 29.
- ECB (2024b), MFIs lending margins on new loans to households and non-financial corporations - Netherlands.
- Eerens, H.C., & D. van Dam (2022), Decarbonisation options for large volume organic chemicals production, DOW Chemical Terneuzen. PBL en TNO EnergieTransitie, Den Haag.
- Gasunie (1980), Physical properties of natural gases.
- Geothermie Nederland (2021), Industriestandaard Duurzaam Putontwerp voor aardwarmteputten.
- Van Hooff, W., T. Kuijers, R. Quax, J. Witte (2021), [Ruimtelijk potentieel van zonnestroom in Nederland](#), TKI Urban Energy, maart 2021.
- ISPT (2022), A One-GigaWatt Green-Hydrogen Plant, advanced design and total installed-capital costs
- I&W (2024), Onderzoek naar de verwachte gevolgen van de verlaging vrijstelling groen beleggen bij Belastingplan 2025, Kamerstukken II 2023/24, 36 418 nr. 149.
- Lammers, B. en B. van Stiphout-Kramer ESB (2023), Bankwinsten stegen niet alleen door rente, ESB, 5 december.
- Lensink en Cleijne (red) (2017), Eindadvies SDE+ 2018, ECN, Petten.
- Lensink en Schoots (red) (2021), Eindadvies basisbedragen SDE++ 2021, PBL, Den Haag.
- Lensink en Schoots (red) (2022), Eindadvies basisbedragen SDE++ 2022, PBL, Den Haag.
- Lensink en Cremers (2018), Notitie advies najaar SDE+ 2018 warmtestaffel, PBL, Den Haag.
- Lensink, S. (red.) (2024), Eindadvies basisbedragen SDE++ 2024, PBL, Den Haag.
- PBL (2024), PBL, TNO, CBS en RIVM (2024), Klimaat- en Energieverkenning 2024, PBL, Den Haag.
- Oliveira, C. & A.W.N. van Dril (2021), Decarbonisation options for large volume organic chemicals production, SABIC Geleen. PBL en TNO EnergieTransitie, Den Haag.

- Oliveira, C., J. Moncada, K. West & T. Apeldoorn (2021), Pathways to industrial decarbonisation in the Netherlands: paper & board and steam cracking. TNO EnergieTransitie, Amsterdam.
- Reichel et al. (2022), [CO₂ emissions of silicon photovoltaic modules – impact of module design and production location](#), gepresenteerd op de WCPEC-8 in Milaan, september 2022.
- Schepers, B., T. Scholten, G. Willemsen, M. Koenders en B. de Zwart (2018), Weg van Gas. RVO, TKI Urban Energy, CE.
- Schotman, A. et al. (2021), [Verkenning van bodem en vegetatie in 25 zonneparken in Nederland : Eerste overzicht van de ligging van zonneparken in Nederland en stand van de kennis over het effect van zonneparken op de bodemkwaliteit](#).
- Rijkswaterstaat (2023), Landelijk afvalbeheerplant 3, Huishoudelijk restafval (fijn en grof) – LAP3, December 2023.
- RVO (2024), [Monitor zon-pv 2024](#), Rijksdienst voor Ondernemend Nederland, 2024.
- Tennet (2024), [Tienjaars-tariefprognose \(2024-2034\)](#), TenneT 2024.
- TK (2024), Kamerstukken II 2024/25, 36 602 nr. 93.
- TNO (2024), Evaluation of the levelised cost of hydrogen based on proposed electrolyser projects in the Netherlands; Renewable Hydrogen Cost Element Evaluation Tool (RHyceET).
- WEcR (2020), Effect extra CO₂ inkoop op emissie van de glastuinbouw in 2030, Wageningen.
- WEcR (2024), Actueel inzicht CO₂-behoefte Nederlandse glastuinbouw 2030, Wageningen.
- Wong, L., & A.W.N. Van Dril (2020), Decarbonisation options for large volume organic chemicals production, Shell Moerdijk. PBL en TNO EnergieTransitie, Den Haag.

Bijlagen

Bijlage 1.1 Externe review



PBL
t.a.v. Dhr. K. Schoots
Bezuidenhoutseweg 30
Den Haag
Postbus 30314
2500 GH Den Haag
Nederland

Uw kenmerk: 31200226

Ons kenmerk: 2410384

15/11/2024

Onderwerp: Externe review SDE++ 2025

Beste heer Schoots,

VITO heeft een review uitgevoerd van het concept eindadvies dat aanleiding geeft tot de basisbedragen voor de SDE++ 2025. Deze review omvatte volgende elementen.

Ten eerste werd het rapport "EINDADVIES BASISBEDRAGEN SDE++ 2025" (Versie 2.0-VITO) geanalyseerd. Dit betrof een gedetailleerde beoordeling van de technisch-economische parameters, aannames, berekeningen en gebruikte bronnen. Veranderingen ten opzichte van voorgaande jaren werden daarbij in acht genomen. Daarnaast werd er een controle uitgevoerd op overeenstemming met relevante literatuur en werden VITO-experts geconsulteerd. Tevens werd de consistentie tussen onderling gerelateerde technologieën onderzocht.

Ten tweede vond er een review plaats van de Excel-sheet "240917 OT-model V25_1.xls". Hierbij werden steekproefsgewijs crosschecks uitgevoerd met betrekking tot technisch-economische parameters en berekeningen, en werd gecontroleerd op consistentie met het bijhorende rapport.

Een lijst met gedetailleerde vragen en bemerkingen werd bezorgd aan het SDE Projectteam. Deze vragen werden besproken met de verschillende experts op twee overlegmomenten in oktober. PBL bezorgde ook schriftelijk antwoord op deze vragen in november.

Onze belangrijkste conclusies zijn als volgt:

- VITO is van mening dat het conceptadvies op een juiste en wetenschappelijk onderbouwde wijze is opgesteld.
- VITO acht de parameters en berekeningsmethoden een betrouwbare en gefundeerde basis voor het bepalen van de SDE++-subsidietarieven voor 2025.

Daarnaast zijn er nog enkele meer specifieke opmerkingen en suggesties die wij zouden willen aandragen.

VITO nv
Boeretang 200 - 2400 Mol - België
BTW BE 0244 195 916
Bank 375-1117334-90 ING
BE34 37511173-5490 - BBRUBEBB

Tel. +32 14 33 55 11
Fax +32 14 33 55 99
vito@vito.be

vito.be

Algemene bevindingen

Veelheid aan categorieën. De SDE++ is opgevat als een generieke steunregeling waarin verschillende technologieën met elkaar concurreren. Sinds een aantal jaren ligt de nadruk op verdieping in plaats van verbreding. Dit heeft ertoe geleid dat het aantal (sub)categorieën zeer uitgebreid is, en steeds meer specifieke situaties beschrijft. Het voordeel is dat hierdoor de steun goed afgestemd is op de specifieke context en eigenschappen van de installaties. Hierdoor wordt meer potentieel ontsloten en kunnen ook varianten die duurder zijn in aanmerking komen voor steun. De lijst met categorieën wordt jaarlijks herzien en marktpartijen kunnen nieuwe categorieën of aanpassingen voorstellen. Vanuit het rapport is echter niet altijd zeer inzichtelijk welke de redenen of methodologieën zijn om categorieën toe te voegen of aan te passen. Daarnaast maakt de veelheid aan categorieën het systeem meer ingewikkeld om te onderhouden en verhoogt het risico op fouten. Hieraan werd geredigeerd door de varianten waarvoor enkele jaren geen steun werd aangevraagd te verwijderen uit het advies.

Nieuwe, relatief zeldzame technologieën. De introductie van nieuwere, nog weinig voorkomende technologieën, zoals bijvoorbeeld de productie van waterstof, geavanceerde hernieuwbare brandstoffen, hoge-temperatuur warmtepompen, en compostering, brengt enkele belangrijke vragen met zich mee. Zijn de beperkte gegevens die momenteel beschikbaar zijn voldoende om een productiegericht ondersteuningssysteem te ontwikkelen? Hoe betrouwbaar zijn deze gegevens als het gaat om kosten, efficiënties, toegepaste technologieën, schaalfactoren en eventuele verwerkingskosten? En is de SDE++ wel het juiste instrument om de ontwikkeling van dergelijke technologieën te stimuleren?

Dergelijke technologieën worden vaak gekenmerkt door een klein aantal installaties, specifieke en complexe omstandigheden met betrekking tot brandstoffen en CO₂-effecten, en aanzienlijke onzekerheden over de kosten. De vraag is of een generiek instrument als de SDE++ hiervoor het meest geschikt is of dat een gericht instrument, dat meer de nadruk legt op demonstratie en opschaling, beter aansluit bij de huidige ontwikkelingsfase van deze technologieën. Mogelijk kan een duidelijkere prioritering vanuit de overheid hierin verbetering brengen. Een dergelijke sturing werd gedeeltelijk geïntroduceerd met de zogenaamde hekjes sinds 2023. Deze nemen echter de onzekerheden rond relatief nieuwe technologieën niet weg.

Representativiteit van de aannames. De aannames in verband met kosten, efficiënties, en gerelateerde parameters zijn veelal gebaseerd op informatie aangeleverd door marktpartijen in Nederland. Uit bredere literatuur blijkt soms dat deze gegevens afwijken, waarbij er sprake is van bijvoorbeeld lagere kosten. Dit verschil brengt het risico met zich mee dat bepaalde technologieën mogelijk overgefinancierd worden, wat de doelmatigheid van het beleid kan ondermijnen. Om dit risico te beheersen, is het belangrijk dat deze aannames goed worden gemonitord. Dit kan onder meer door de gerealiseerde projecten te bekijken: welke installaties zijn in de praktijk toegepast, en tegen welke kosten en rendementen is dat gebeurd? Deze informatie dient dan als terugkoppeling om de uitgangswaarden voor toekomstige

regelingen aan te passen. Voorbeelden waar de investeringskosten aan de hoge kant liggen in vergelijking met de literatuur zijn de hoge-temperatuur warmtepomp en de electrolyser.

Transparantie van de kosten. Voor een aantal categorieën worden de investeringskosten gegeven als een totaal bedrag per eenheid van (thermisch of elektrisch) vermogen, terwijl voor andere categorieën meer gedetailleerde informatie per onderdeel van die kosten wordt gepresenteerd. De beperkte informatie voor de eerste reeks categorieën heeft twee oorzaken. Enerzijds is er in sommige gevallen alleen informatie beschikbaar over de totale investeringskosten. Anderzijds is men terughoudend om deze gegevens te rapporteren, uit vrees dat kandidaat-installaties hogere kosteninschattingen zouden maken op basis van deze informatie. Niettemin zijn we als review experts van oordeel dat een maximale transparantie bijdraagt aan de correctheid van de basisbedragen. Om het inschatten van hogere bedragen te counteren kan eraan gedacht worden om bijvoorbeeld ook de werkelijke kosten op te vragen eens installaties operationeel zijn.

Inconsistenties van de aanames tussen verschillende categorieën. Voor gelijkaardige parameters in verschillende categorieën worden andere aanames gebruikt zonder duidelijke reden. Voorbeelden hiervan zijn de prijzen voor biomassa (houtsnippen – zie ook specifieke vaststellingen), en de kostprijs voor de vergister in de categorie productie van hernieuwbare brandstoffen en de categorie biomassavergisting.

Tekstuele aanpassingen. De tekst bevatte nog een aantal onnauwkeurigheden, alsook waren er verschillen tussen wat weergegeven was in de tekst en het OT-model (op basis van steekproef vastgesteld).

Specifieke bevindingen

Waterstof via electrolyse. De categorie grootschalige waterstofproductie bevat twee referentie-installaties: elektrolyzers op land met PPA met een windpark op zee en een verbinding met het hoogspanningsnet enerzijds, en elektrolyzers met directe verbinding met wind- en/of zonnepark op land anderzijds. Het gemiddeld aantal vollasturen waarvan uitgegaan wordt, is afgestemd op deze specifieke gevallen. Maar over de prijsafspraken in een PPA is weinig gekend. Het lijkt echter logischer om te veronderstellen dat in de praktijk de producent de dure installatie maximaal wil laten draaien en zal streven naar het afsluiten van PPA met meerdere hernieuwbare energieproducenten voor een maximum aantal vollasturen (wind op land, gecombineerde opwekking, PV, geografisch gespreid,...). Voor de referentie-installaties met directe lijnen over land zou in principe dezelfde redenering kunnen gevolgd worden. Men zou voor de elektriciteitsprijs kunnen uitgaan van de productieprijs van het gemiddelde van het hernieuwbare park in de KEV ramingen.

CO₂-opslag bij bestaande industriële installaties. Voor de categorie "nieuwe pre-combustion-CO₂-afvanginstallatie bij waterstofproductie uit industriële reststoffen bij bestaande installatie" is in het rapport beschreven dat er aangenomen is dat de

geproduceerde waterstof gebruikt wordt voor energiedoeleinden en niet ingezet wordt als grondstof of verhandeld wordt. Daarnaast wordt gesteld dat de inzet als grondstof of verkoop van de waterstof een extra voordeel kan zijn, in de vorm van additionele inkomsten. Dit is niet meegenomen in de berekeningen. Daarnaast kan dit leiden tot oversubsidiëring. Het Europese waterstofbeleid erkent de verschillende toepassingen, en het lijkt het meest efficiënt om groene waterstof eerst in te zetten waar de directe CO₂-winst het grootst is (als grondstof in de chemische industrie) en vervolgens, op de langere termijn, in moeilijk te verduurzamen energie- en transportsystemen.

Geavanceerde hernieuwbare brandstoffen en biomassaverbranding en -vergassing. Prijzen voor biomassa-houtsnippers zijn onzeker. De prijzen kenden de afgelopen jaren een erg volatiel verloop, net zoals alle energieprijzen. Voor de technologie hernieuwbare brandstoffen is een redenering opgebouwd op basis van spotprijzen en forward prijzen (101 euro/t, de gemiddelde prijs uit de periode 2021-2027 op basis van Argus). Omdat er in de periode 2022-2023 sterke prijsstijgingen genoteerd werden door de sterke inflatie is hier risico op overschatting van de prijs. Voor de technologie biomassaverbranding en -vergassing wordt een andere bron genomen (CARMEN) en wordt de biomassaprijs genomen gecorrigeerd voor 1 jaar indexatie: 73 euro/t (prijspeil 2024) wordt gehanteerd in lijn met huidige marktdata.

Fotovoltaïsche zonnepanelen. Naar aanleiding van de marktconsultatie wordt een nieuwe categorie voorgesteld, namelijk de solar carports. Het rapport geeft terecht aan dat er momenteel weinig informatie beschikbaar is over de kosten en voordelen van solar carports. Toch wordt voorgesteld om de investeringskosten in te schatten op anderhalf keer de kosten van reguliere grondgebonden systemen, zonder duidelijke onderbouwing. Dit maakt het voorstel kwetsbaar voor zowel over- als onderfinanciering. Een analyse van de meerkosten, bijvoorbeeld door gegevens van bestaande projecten of vergelijkbare systemen te gebruiken, is noodzakelijk om dit probleem te ondervangen. Het voorstel om in toekomstige SDE++-adviezen een concrete marktuitvraag te koppelen aan deze categorie is waardevol, maar het gebrek aan data maakt het huidige voorstel onzeker.

Elektrificatie. Voor elektrificatie categorieën als industriële warmtepompen en grootschalige elektrische boilers bestaan er argumenten om in het basisbedrag te corrigeren voor de fluctuerende elektriciteitsprijs. Deze technologieën zijn sterk afhankelijk van elektriciteit als energiebron, waardoor bij hoge prijzen de operationele kosten aanzienlijk stijgen. In het kader van die hogere gevoeligheid aan de elektriciteitsprijs zou een meer specifieke benadering voor de bepaling van het basisbedrag overwogen kunnen worden. Dit zou investeerders meer stabiliteit kunnen bieden, de concurrentiepositie van elektrificatie ten opzichte van fossiele technologieën kunnen verbeteren en kunnen bijdragen aan het verder ontsluiten van CO₂-reductiepotentieel.



De review werd uitgevoerd door Kelsey van Maris en Ils Moorkens van VITO. Wij hopen dat onze review zal bijdragen aan de kwaliteit van de SDE++-regeling voor 2025.

Hoogachtend,

Kelsey van Maris
Projectverantwoordelijke

Kopie: Dhr. M. De Groot (VITO)

Bijlage 1.2: Reactie PBL op externe review

De onderzoekers van PBL, TNO en DNV bedanken de reviewers van VITO voor de reactie op ons advies. Naar aanleiding van de externe review door VITO hebben we nog een paar zaken aangepast in ons advies, voor we het aan KGG hebben aangeboden. We geven in deze bijlage onze reactie op het ingebrachte review commentaar.

Veelheid aan categorieën

De veelheid aan categorieën zien we ook al risico voor de regeling. Het maakt het uitdagender om alle aannames in het advies consistent te houden en het vergroot de kans op fouten. Daarbij zijn er geen uitgangspunten meegegeven waarmee we eenduidig kunnen bepalen of een categorie wel of niet aan ons advies zou moeten worden toegevoegd. Zulke uitgangspunten zouden echter ook inbreuk maken op de flexibiliteit die we nu in onze adviesrol kunnen gebruiken, om in te spelen op onvoorzien in de marktconsultatie ingebrachte aspecten. We gebruiken dit reviewcommentaar dan ook vooral als oproep om terughoudend te zijn in het toevoegen van extra categorieën. We geven het ministerie van KGG mee dat we daarbij een bruikbaar kader ontlenen aan de huidige architectuur van de regeling, via de rangschikking op subsidie-intensiteit en de aftopping van subsidie op subsidie-intensiteit van 300 of 400 euro/ton CO₂.

Nieuwe, relatief zeldzame technologieën

De SDE++-regeling richt zich in beginsel op marktrijpe technologieën, ofschoon de SDE++ wel gecombineerd kan worden met bijvoorbeeld innovatiesubsidies. De SDE++ is daarbij een exploitatiesubsidie, wat impliceert dat de technologie in het project niet veelvuldig uit zou moeten vallen. Dit pleit tegen het opnemen van al te innovatieve technologieën, al is dat grotendeels voor het risico van de subsidie-aanvrager. In ons advies kijken we vooral of we voldoende informatie kunnen verzamelen die we ook kunnen valideren. Daarbij is de onzekerheid in kosten van nieuwe, relatief zeldzame technologieën een risico voor zowel ons advies als voor de ontwikkelaar. In de uitgangspunten zijn enkele aspecten meegenomen waardoor het innovatierisico, denk aan moeilijkere financiering of lagere vollasturen, geen weerslag krijgt in ons advies. Praktisch leidt de onzekerheid ertoe dat we wel een nieuwe categorie voor direct air capture (DAC) hebben opgenomen in het advies, maar een doorrekening van warmtelevering via ijzeroxidatie slechts hebben opgenomen in een bijlage, waarmee dat geen onderdeel is van ons advies voor de SDE++ 2025-regeling.

Representativiteit van de aannames

De kosten voor projecten kunnen verschillen tussen landen. Belastingregimes, vergunningverlening, investeringsklimaat en de eigenschap van de subsidieregelingen zelf hebben invloed op kosten en soms ook op vormgeving van projecten. Dat gesteld hebbende, zien we ook dat onze kostenaannames soms lager, maar in genoemde gevallen van waterstof uit elektrolyse en hogetemperatuur-warmtepompen hoger liggen dan in andere bronnen genoemd wordt. Deels haakt het in op het voorgaande punt, aangezien het relatief nieuwe en vrij innovatieve technologieën zijn met grotere onzekerheid in de kosten en weinig relevante projectrealisatie.

Transparantie van de kosten

We nemen dit punt, evenals de andere punten, ter harte. We zijn doorgaans terughoudend in het verstrekken van teveel detailinformatie. Vooral willen we voorkomen dat we onbedoeld vertrouwelijke informatie vrijgeven. Veel detailinformatie maakt soms namelijk zogenaamd *reverse engineering* van de kostendata mogelijk. Tegelijk vergroot het de kans van *cherry picking* in de marktconsultatie, waarbij de informatie-uitwisseling onevenwichtig dreigt te worden door op

deelaspecten in te gaan, waarbij het totaalbeeld van de kosten uit het oog verloren raakt. Desalniettemin nemen we dit aandachtspunt mee voor het opstellen van het advies voor de SDE++ 2026, zodat we waar mogelijk meer inzicht geven in de kostenopbouw van de referentie-installaties.

Inconsistenties van de aannames tussen verschillende categorieën

Vooraf rond de biomassacategorieën voor verbranding, vergisting en geavanceerde hernieuwbare transportbrandstoffen bleek sprake van inconsistenties. Deels is het te verklaren vanuit de eigenschappen van typische projecten, waarbij de productie van transportbrandstoffen vaak grootschaliger is dan andere toepassingen. Deels is het niet te verklaren en hebben we ons advies aangepast door de aannames te harmoniseren.

Tekstuele aanpassingen

De versie die we ter review aan VITO hebben aangeboden, was een conceptversie. We zijn VITO dankbaar voor het ons wijzen op de tekstuele onvolkomenheden in het concept.

Specifiek

Een aantal opmerkingen maakt VITO over wat specifieker zijn. Voor waterstof via elektrolyse wordt opgeworpen dat een productie van waterstof via elektrolyse met behulp van PPA's zal streven naar maximale productie in plaats van flexibele productie. Dat beeld herkennen we. We beschouwen het NPE echter als kaderstellend, waarbij de overheid voor waterstofproductie via elektrolyse een rol ziet als flexibiliteitsoptie. Ons advies is in lijn met de gedelegeerde handeling van de Europese Commissie om PPA's te gebruiken als basis voor productie van waterstof via elektrolyse, maar we geven toe dat er veel ruimte is voor interpretatie en dit vooral beleidsmatig ingevuld moet worden.

CO₂-opslag bij bestaande industriële installaties gaat gepaard met de geadviseerde randvoorwaarde dat de waterstof die geproduceerd wordt tijdens het afvangen van CO₂, gebruikt wordt voor energietoepassingen, namelijk primair het eigen energiegebruik. We houden daarbij vast aan de wijze waarop deze optie initieel bij het PBL aangekaart is. Voor een andere toepassing van waterstof zou een andere categorie, namelijk voor blauwewaterstofproductie, nodig zijn naast een CO₂-categorie.

Een paar opmerkingen hebben betrekking op de onzekere energieprijzen. Voor biomassaprijzen wordt gewezen op de prijsspiek van circa 2 jaar geleden die doorwerkt in een biomassaprijs die op een meerjarig historisch gemiddelde gebaseerd is. We zijn ons hiervan bewust. Tegelijk blijft er een relatief grote onzekerheid in de biomassaprijzen bestaan, is ons beeld. Daarom nemen we in onze overweging mee tegen welke prijs de biomassa nu meerjarig geconsulteerd kan worden. Ook de elektriciteitsprijs vormt een risico bij bijvoorbeeld de elektrificatiecategorieën. We merken daarbij de vraag op van KGG om te adviseren over een categorie voor e-boilers met een looptijd van slechts 5 jaar. Het is interessant te zien of en in welke mate deze categorie aansluit van de wensen van markt en overheid voor een adequate, efficiënte en effectieve subsidieregeling.

De laatste opmerking betreft de solar carports, de met pv-panelen overdekte parkeerplaatsen. We erkennen dat de doorrekening kwetsbaar is door het ontbreken van informatie over elementen die nodig zijn om de berekening generiek te maken en passend. We adviseren het dan ook niet als losstaande categorie.

Bijlage 2: Marktconsultatie

Tabel B2.1
Marktconsultatiereacties windenergie

Consultatie-inbreng	Reactie PBL, TNO en DNV
Kijkt PBL ook naar kosten m.b.t. cybersecurity?	Kosten voor cybersecurity zijn niet expliciet meegenomen. Wij moedigen het leveren van kostendata van bestaande of toekomstige windenergieprojecten omtrent cybersecurity wel aan.
Is er een uitvraag gedaan aan de turbinefabrikanten? Naast de turbineprijzen stijgen netaansluitkosten en ci-viele kosten ook aanzienlijk t.o.v. windturbine prijzen.	We hebben de windturbineleveranciers op de Nederlandse markt benaderd voor de prijzen van de turbinemodellen die over circa 2 jaar geleverd kunnen worden. We kunnen daarbij niet aangeven of en zo ja welke turbineleveranciers ook een reactie naar ons hebben toegestuurd.
Grondkosten zijn erg laag vergeleken met de praktijk en moeten in ieder geval worden geïndexeerd.	In de uitgangspunten is opgenomen dat de grondkosten voor de SDE++ 2025 gecorrigeerd worden voor inflatie.
Hoogtebeperkte parameters: vaste O&M gaan heel erg naar beneden met een kwart, waar komt zo'n enorme daling vandaan? We zien zeker geen kostenverlagingen in O&M-kosten bij recente projecten, juist andersom.	Belangrijkste reden achter deze daling is een lagere inschatting van de kosten voor vogeldetectiesystemen en naderingsdetectiesystemen. Eerdere schattingen waren te hoog en gebaseerd op grotere windparken met meer turbines dan de huidige referentiegroottes vanwege.
Het laten participeren van burgers in windparken wordt als zeer belangrijk ervaren door de overheid. Vooral het bereiken van een kansarme burgers is tijds- en dus kostenintensief. Het zou logisch zijn om extra inzet voor het bereiken van burgers en het verhogen van bewonersparticipatie aan te moedigen door kosten hiervoor deels mee te nemen in de SDE++. Het bedrag in de gedragscode neemt niet de enorme tijdsbesteding van de ontwikkelaar voor het meennemen van de omgeving mee.	De reactie is meegegeven aan KGG.
Kosten naderingsdetectie meegenomen, maar niet voor hoogtebeperkt, want bij luchthavens niet toegestaan: Als voor 2025 de categorie hoogtebeperkt wordt opgesteld voor alle lagere Wt's, dan dienen naderingsdetectiekosten wel worden meegenomen.	Ter kennisgeving aangenomen
Los van levensduur van windturbines, wil bv RWS een maximale exploitatieperiode van 20 jaar. Belastingdienst gaat ook naar een afschrijvingstermijn van 20 jaar. Daarnaast heeft in het OT-model de LT-elektriciteitsprijs voor die laatste 5 extra jaren een enorme invloed op het basisbedrag, het is onwenselijk om die zo ver in de toekomst als hard gegeven mee te nemen. Economische levensduur is anders dan de technische levensduur.	Ter kennisgeving aangenomen.
Aantal VLU tabel 6.4: VLU's zijn aan de hoge kant, gezien de P50 berekeningen. Is dat ook terug te zien in de data die RVO aanlevert?	De vollasturen per windsnelheidsklasse komen grotendeels overeen met Monitor Wind op Land 2023 van RVO
zog verliezen van 13 %: bespreken of dit aangepast kan vanwege de vele stilstandseisen en periodes van negatieve-prijzenstand (o.a. wegens gebrek aan netbeschikbaarheid) meenemen in de OPEX-kosten	Compensatie voor verlies aan winstgevende uren door negatieve prijzen is complex en overstijgt de windenergie-categorieën. Dit rapport bevat geen advies hoe dit effect binnen de SDE++ opgelost kan worden.
tabel 6.7 en 6.8 hoogtebeperkte parameters: Vaste O&M gaan heel erg naar beneden met een kwart, waar komt zo'n enorme daling vandaan? NedZero leden zien zeker geen kostenverlagingen in O&M-kosten bij recente projecten, juist andersom.	De daling is vooral gekomen door het verwijderen van oudere, onevenredig dure turbines qua vaste O&M-kosten uit het turbineportfolio
Wenselijk om de voorlopige correctiebedragen op termijn prijzen ipv huidige methode te baseren, dat maat de kans dat de voorschotten dichter in de buurt van de werkelijkheid liggen groter.	De reactie is meegegeven aan KGG.

<p>Waarom zijn mobiele micro-zonneveld nabij windturbine niet doorgerekend in de SDE++ 2024? Wordt dat wel gedaan voor 2025?</p>	<p>Mogelijk nieuwe categorieën plaatsen we op de groslijst, opdat KGG zich een mening kan vormen over de wenselijkheid. In dit geval sluit de SDE++-regeling bovendien een mobiele toepassing uit.</p>
<p>categorie hoogtebeperkt door landelijk beleid: zie ons voorstel uit de consultatie van SDE++ 2024 en de reactie van PBL: Wat is het resultaat van het advies om de categorie breder open te stellen? Want in de wijzigingsnotitie staat iets anders op pagina 12 (radar wordt toegevoegd als reden voor hoogtebeperking), dan op p 51 in de groslijst gezegd lijkt te worden (geen eisen meer mbt reden voor hoogtebeperking)</p>	<p>De groslijst is enkel een overzicht van mogelijke nieuwe categorieën of uitbreidingen van bestaande categorieën. Het is geen overzicht van categorieën die KGG aan het PBL gevraagd heeft om door te rekenen.</p>
<p>ROE Wind 1% hoger dan voor Zon pv, vanwege hogere voorbereidingskosten: Hoe heeft PBL doorgerekend dat 1 % verschil redelijk is gezien de veel langere voorbereidingstijd voor Wind dan voor Zon? Jan: zijn gezakt 1% gezakt sinds 2023, terwijl de risico's juist hoger zijn, moet zeker terug naar 12%, de IRR is ook hoger. Was in verleden 15%, terwijl er weinig is veranderd in de ontwikkelingstijd en -kosten. Rente percentages obligaties zitten op 8-9% (risicoloos), dat geld is ook veel duurder geworden en zou substantieel goedkoper moeten zijn dan eigen geld. Naarmate marktrente hoger is, moet ROE ook mee omhoog gaan, daarnaast moeten alle kosten die niet in het BB worden meegenomen nog worden meegewogen voor de bepaling van de ROE, dat zijn alle ontwikkelingskosten en onderzoekskosten en participatiekosten naast de afdrachten aan de omgeving die ook uit het rendement op eigen vermogen moeten worden betaald.</p> <p>i. Voorbereidingskosten: 5-7% capex (leges: 2%; studies en jur procedures)</p> <p>ii. Tijdseffect SDE aanvraag en realisatie door uitblijvende juridische duidelijkheid: capex ontwikkeling van 2-3% per jaar.</p> <p>iii. Participatiekosten: 0,5-1,0 Eu/MWh. De overheid wil dat de omgeving meevinvesteert, die zullen alleen geïnteresseerd zijn als het percentage hoger ligt dan obligaties (want wel risicovolle investering). , daarnaast moeten alle kosten die niet in het BB worden meegenomen nog worden meegenomen. Dit is een erg relevant onderwerp, want het effect ROE naar 11% is substantieel effect op verlaging BB.</p>	<p>1) Met info over voorbereidingskosten van wind en zon-pv zijn de impliciete opslagen op het rendement op eigen vermogen bepaald. Er is berekend welke opslag tot hetzelfde basisbedrag leidt als bij verrekening van voorbereidingskosten als CAPEX; 2) Het rendement op eigen vermogen wordt niet alleen bepaald door de rente, maar ook door andere variabelen zoals de marktrisicopremie, zie de uitleg hierover in het advies; 3) Voorbereidingskosten worden meegerekend voorzover daar bewijs voor is aangeleverd. Ook met het bouwrisico wordt rekening gehouden. Participatiekosten worden net als eerdere jaren beschouwd als winstdeling en daarom niet meegenomen.</p>
<p>Eventuele stilstand van de turbines is niet meegenomen en is onderdeel van keuzes bij de ontwikkeling van het windpark, net zoals keuzes voor locatie, indeling of turbintype. Zie reactie in wijzigingsnotitie over verschillende vormen van curtailment</p>	<p>Ter kennisgeving aangenomen.</p>
<p>De toeleveringsketens staan na COVID nog steeds onder druk en dit heeft zich ook gemanifesteerd in de inflatie voor WTG's. Onze verwachting op dit moment is een dubbelcijferige inflatie voor WTG's voor projecten die FID nemen in 2-3 jaar. In sommige projecten hebben managers overwogen om netcomponenten vroegtijdig aan te schaffen, als gevolg van de problemen met de toeleveringsketen.</p>	<p>Ter kennisgeving aangenomen.</p>
<p>De SDE++ is als instrument primair gericht om tegen de laagst mogelijke kosten de hoogst mogelijke CO₂-reductie te realiseren. Het is van belang dat deze doelstelling niet op onwenselijke wijze vermengd wordt met andere beleidsdoelen. Het is daarentegen wel de moeite waard om vraag te koppelen aan opwek en opties hiertoe verder te onderzoeken. Hierbij kan gedacht worden de wijze waarop wind- en zonne-energie</p>	<p>De reactie is meegegeven aan KGG.</p>

<p>middels een directe lijn / Gesloten Distributie Systeem (GDS) betere aansluiting kan vinden bij grootschalige afname in de vorm van bijvoorbeeld elektrolyzers of e-boilers.</p>	
<p>Over het algemeen moet het merendeel van de projecten gerealiseerd kunnen worden met het berekende basisbedrag: Voor wind en Zon pv wordt in 2024 voor het eerst het Opbrengstgrensbedrag toegevoegd aan de SDE++. De hoogte van dit OBG en de verrekeningsmethode zijn nog niet bekend en ook niet doorgerekend met de basisbedragen, daarom kunnen we nog geen consultatiereactie voor de SDE++ van 2025 geven. In de consultatie van de SDE++ 2023 is het gebied ónder de basisprijs óók gearceerd als te verrekenen subsidie, maar dat geldt NIET als het correctiebedrag ónder de basisprijs zakt, want dan wordt er in de SDE geen subsidie uitgekeerd. Gezien het grote potentiële effect van het OBG, moet het mogelijk zijn om ná de bekendmaking van het OBG nog een reactie te kunnen geven.</p>	<p>De reactie is meegegeven aan KGG. We kunnen in het proces van het adviseren over de SDE++ door PBL geen extra consultatieronde houden.</p>
<p>Participatiekosten worden steeds hoger, naast de 50 cent/MWh in de NWEA-gedragscode (nu NedZero code) wordt bijvoorbeeld vaak een bedrag per MW gevraagd voor ecologie</p>	<p>Ter kennisgeving aangenomen.</p>
<p>meerkosten naderingsdetectie (inclusief OPEX kosten ervan), transpondertechniek, stilstandregeling slagschaduw en geluid en daarvoor benodigde sensoren. Er zijn ook nog andere meerkosten voor beschermen van omwonenden/vogels/vleermuizen/natuur. Ook monitoringkosten die vanuit vergunningen worden geeist gaan hard omhoog, zeker als de nieuwe normen doorgaan, met de nieuwe normen de monitoringkosten extreem omhoog gaan, niet alleen in aanschaf van materiaal, maar vooral ook in de OPEX kosten.</p>	<p>Ter kennisgeving aangenomen.</p>
<p>beperkte hoogte door landelijk beleid of radar: vanuit EZK begrepen dat voor gemeentelijk en provinciaal beleid niet zal worden meegenomen en dat ook radar-toetsing als eis mogelijk niet wordt meegenomen. Met de uitbreiding van de defensie (PlanMER defensie) en de beperkingen bij repowerlocaties, zal dit het aantal locaties waar wind op land nog mogelijk is, danig verminderen. Dit terwijl Netbeheer duidelijk maakt dat er juist meer wind op land nodig is om de congestie te verminderen en een betere benutting van het net oplevert. In veel regio's kan industrie helemaal niet verduurzamen vanwege congestie. Voor bedrijven is er sprake van wettelijke verplichtingen om te vergroenen en/of van volledige congestie op afname en willen bedrijven voldoen aan de verduurzamingsverwachting- of zelfs aantoonbare eisen van klanten om nog in aanmerking te kunnen komen voor deelname aan aanbestedingen. Dit leidt tot vraag naar zon en of windontwikkeling door bedrijven voor directe voeding achter de meter. Voor Zon pv zijn hier al categorieën voor, maar voor wind niet. Om aan te passen aan het vraagprofiel is het wel heel wenselijk om een categorie met wind achter te meter te creëren waar ook lagere windturbines mee uit moeten kunnen komen. Een voorbeeldproject hiervoor staat in bijlage 1 uitgewerkt. We vragen PBL om proactief zo'n categorie te bedenken en door te rekenen. Daarnaast staat in Groslijst dat lagere windmolens vanwege gemeentelijk of provinciaal beleid juist van de groslijst afgaan, omdat de categorieën hoogtebeperkt worden aangepast zodat alle lagere windmolens hierop kunnen inschrijven.</p>	<p>De genoemde categorieën zijn opgenomen in de groslijst. Het is aan KGG om deze categorieën uit te vragen. We rekenen categorieën alleen proactief door wanneer het om nieuwe technieken gaat waar we in de marktconsultatie een grote interesse in zien. Wanneer het om beleidskeuzes gaat gaan we hier niet op eigen initiatief mee aan de slag.</p>

Echter in de wijzigingsnotitie staat nog steeds "landelijke wet- en regelgeving" als reden met als enige toevoeging dat radarverstoring hieraan wordt toegevoegd. Daar wordt niet gesproken over gemeentelijk of provinciaal beleid of over het volledig loslaten van de eis.

profiel en onbalanskosten. Voor de bepaling worden volgens de methoden verouderde parameters gebruikt. Het is, zeker in de huidige volitiele markt, onwenselijk om een nieuwe SDE ronde met verouderde getallen beginnen. Voorstel is om de P&O factor voor de bevoorschotting te bepalen aan de hand van de termijnprijzen van dat jaar, of liever nog adh van de prospects van het komende jaar. Mbt het al dan niet meenemen van curtailment in de correctiebedragen vindt Nedzero dat onwenselijk, omdat de redenen voor curtailment verschillend zijn: (1) curtailment als systeemdienst is heel wenselijk, verwerken in de correctiebedragen neemt de prikkel weg om aan curtailment te doen. In de huidige berekening wordt het meegenomen, waardoor bestaande assets die nog niet kunnen curtailen, alsnog apparatuur aanschaffen om dit wel te doen. Dat is heel wenselijk voor de het duurzame energiesysteem waar we naar op weg zijn waar flexibiliteit juist moet worden gestimuleerd. (2) curtailment wegens congestie als reden moet niet in de SDE worden verwerkt, want daar zijn andere instrumenten voor (congestiemanagemet en CBC's) en moeten bij de Netbeheerder blijven liggen zodat ze 'verzwaren tenzij' kunnen afwegen. (3) Curtailment vanwege vereisten in de vergunning, zoals stilstand voor slagschaduw en vogeldetectie. Deze kan verwerkt worden het aantal VLU waarvan wordt uitgegaan per categorie.

De reactie is meegegeven aan KGG.

Wat betreft het al dan niet meenemen van curtailment in de correctiebedragen: dat is wat ons betreft vooral afhankelijk van de reden voor curtailment.

(1) curtailment als flexdienst vanwege negatieve prijzen is heel wenselijk, verwerken in de correctiebedragen neemt de prikkel weg om aan curtailment te doen. Wat ons betreft worden in de huidige berekening van het correctiebedrag deze uren dan ook niet meegenomen, waardoor bestaande assets die nog niet kunnen curtailen, een prikkel hebben om alsnog apparatuur aanschaffen om dit wel te doen. Dat is heel wenselijk voor de het duurzame energiesysteem waar we naar op weg zijn waar flexibiliteit juist moet worden gestimuleerd. (2) curtailment wegens congestie als reden moet niet in de SDE worden verwerkt, want daar zijn andere instrumenten voor (congestiemanagemet en CBC's) en de bijbehorende kosten moeten bij de Netbeheerder blijven liggen zodat ze 'verzwaren tenzij' kunnen afwegen. (3) curtailment vanwege vereisten in de vergunning, zoals stilstand voor slagschaduw en vogeldetectie dienen te worden verwerkt in het aantal VLU waarvan wordt uitgegaan per categorie.

Bij 1) het correctiebedrag dient de productprijs van elektriciteit uit windenergie te reflecteren. Windenergie die ingezet wordt als flexdienst, verhoogt de waarde maar ook de prijs van windenergie. Dat geschreven hebbende, stellen we dat het verlies aan productie-uren, hoofdzakelijk tijdens negatieve-prijzen, een financieel groot en onvoorzien probleem kan zijn. Dat is voor ons echter een andere problematiek dan onder 1) benoemd is.

Bij 2) eens. Hier nemen we geen afslag voor op.

Bij 3) eens. Hier nemen we ook al een afslag voor op in het aantal vollasturen.

Tabel B2.2
Marktconsultatiereacties zonne-energie

Consultatie-inbreng	Reactie PBL, TNO en DNV
We begrijpen de achtergrond dat er geen rekening wordt gehouden met grondkosten omdat PBL en RVO speculatie en stijgende grondprijzen als gevolg van de bouw van zonneparken willen voorkomen. Echter nu de installatiekosten dalen, is het effect van grondkosten,	Ter kennisgeving aangenomen.

die daarentegen het afgelopen jaar zijn gestegen door inflatie, nu veel hoger dan een paar jaar geleden toen dit besluit voor het eerst werd genomen. Er moet ten minste rekening worden gehouden met een normale gemiddelde pacht prijs voor landbouwgrond, aangezien grond niet gratis beschikbaar kan worden gesteld. Dit voorkomt speculatie en erkent het feit dat we geen zonneparken kunnen bouwen zonder land te gebruiken. De huidige procedure benadeelt zonne-energie ook ten opzichte van andere technologieën waarbij wel rekening wordt gehouden met grondkosten, zoals wind-energie.

De werkelijke leasekosten voor grondgebonden systemen bedragen €7000-8000/ha, inclusief de gebieden die nodig zijn voor vergroening. Uitgaande van een vermogen van 1 MWp per ha, is dit ongeveer €7-8/kWp, wat een stijging is van 60% op basis van de aannames van PBL voor de OPEX. Ongeveer 15% van het maximale SDE-tarief voor grote grondgebonden systemen moet worden besteed aan de lease, waar helemaal geen rekening mee wordt gehouden. Dit zet zonneprojecten zwaar onder druk. In het verleden hebben onvoorspelbare marktontwikkelingen, zoals veel lagere moduleprijzen dan verwacht of lagere rentes, de niet in rekening gebrachte huur gecompenseerd. Dergelijke marktontwikkelingen zijn niet te verwachten door de huidige onrealistische aannames van PBL.

PBL geeft aan dat op basis van de SDE 2020-analyses geen hogere kosten voor stortplaatsen worden verondersteld. Wij begrijpen deze aannames niet. We hebben twee van dergelijke projecten gerealiseerd in 2019 en 2020 en in beide projecten hadden we veel hogere kosten voor de constructie (+50-75 €/kWp) vanwege strenge beperkingen voor funderingen en andere vereisten. Daarnaast waren er veel hogere kosten voor de bekabeling omdat de omvormers en transformatoren rond de stortplaats moesten worden geïnstalleerd in plaats van op de stortplaats zelf. Op basis van de huidige kabelprijzen leidt dit tot 10-20 €/kWp hogere kosten voor de bekabeling. Daarnaast kan het stortgebied vaak niet zo efficiënt worden gebruikt als andere gebieden, waardoor er meer land nodig is per MWp, wat weer leidt tot hogere kosten voor hekwerk en beveiliging per MWp. In totaal gaan we uit van €70-100/kWp hogere CAPEX voor onze geplande stortplaatsen in vergelijking met grondgebonden systemen.

Ter kennisgeving aangenomen.

Voor bijna-natuurlijke zonneparken gaat PBL uit van 10% meer grond, gebaseerd op pacht prijzen van €2000-12000/ha, met een gemiddelde van €7200/ha. De gemiddelde waarde is enigszins optimistisch, aangezien de hoge inflatie van de afgelopen jaren de pacht prijzen ook sterk heeft doen stijgen. Wij stellen een gemiddelde prijs van €8000/ha voor. De aanname dat de grond goedkoper zou zijn voor een groter zonnepark is niet realistisch. Wij ervaren dit effect niet op de markt. De genoemde pacht prijs geldt voor grote projecten met 10 MWp of meer. We zouden zelfs uitgaan van hogere leaseprijzen voor kleinere projecten.

Ter kennisgeving aangenomen.

Al met al moet PBL zich ervan bewust zijn dat de vraag naar een natuurinclusieve inpassing sterk is toegenomen. Het oppervlak dat door de modules wordt bedekt is vaak minder dan 50%, met alleen al 20-30% van het oppervlak voor groene gebieden buiten het zonnepark.

<p>Al deze gebieden moeten worden gehuurd tegen de genoemde prijzen. De aanname dat slechts 10% van het gebied beschikbaar is voor natuurinclusief onderschat daarom het werkelijke gebied dat de ontwikkelaar van het zonnepark nodig heeft voor een ecologische inpassing.</p>	
<p>In ons aangedragen voorbeeld wordt ongeveer 55% van de totale oppervlakte gebruikt voor landschappelijke inpassing, open ruimtes tussen de modules, enz. Dit is een aanzienlijke verbetering voor de biodiversiteit en een stimulans voor de natuur in vergelijking met het vroegere agrarische gebruik, maar er wordt onvoldoende rekening mee gehouden in de SDE++ .</p>	
<p>PBL gaat ervan uit dat de kosten voor Landschappelijke inpassing voor zonneparken >20 MWp worden gehalveerd. Dit is niet realistisch, omdat de landschapsinpassingseisen van de gemeenten ook lineair toenemen met de grootte van de zonneparken. Er moet rekening worden gehouden met dezelfde kosten als voor projecten <20 MWp. In het algemeen zijn de kostenaannames te laag.</p>	<p>De bedoelde kosten zijn aangepast in dit advies.</p>
<p>De OPEX-aannames lijken haalbaar, maar dit hangt af van de exacte definitie van welke aanvullende maatregelen moeten worden genomen om aan de eisen te voldoen.</p>	
<p>De prijshypothesen voor N-type modules lijken haalbaar als het mogelijk is om rechtstreeks bij de fabrikant te kopen. Dit is niet het geval voor veel installateurs en ook niet voor middelgrote projecten (<20 MWp). Hierbij moet rekening worden gehouden met handelsmarges voor distributie en distributiekosten. PBL zou de prijsaanneamen moeten herzien en voor deze projectcategorieën een kostenopslag moeten overwegen als deze nog niet in de investeringskosten is opgenomen.</p>	<p>Ter kennisgeving aangenomen.</p>
<p>De aannames voor de kosten van de omvormer lijken haalbaar.</p>	<p>Ter kennisgeving aangenomen.</p>
<p>PBL moet rekening houden met het feitelijke tekort aan arbeidskrachten op de markt voor installatiecapaciteit. Zonne-installaties nemen in heel Europa een hoge vlucht, maar er zijn weinig ervaren installatiebedrijven. We hebben de afgelopen jaren een bovengemiddelde stijging van de installatiekosten gezien en we verwachten niet dat dit op de middellange termijn zal veranderen. Er is meer vraag dan er installatieteams beschikbaar zijn, waardoor de prijzen bovengemiddeld stijgen. Hiermee moet rekening worden gehouden in de kostenaannames van PBL.</p>	<p>Ter kennisgeving aangenomen.</p>
<p>We kennen PBL's gedetailleerde berekening van de net-aansluitkosten niet, maar 43 €/kWp komt niet overeen met onze aannames. Op basis van de meest recente of-fertes zien we hogere kosten voor een systeem van 6-10 MVA (12-20 MWp).</p>	<p>Ter kennisgeving aangenomen. SDE++ is een generieke regeling.</p>
<p>Voor een 12 MWp project zou dit resulteren in een maximaal kabeltracé van 2,2 km, voor een 20 MWp project van 4 km, wat veel minder is dan we in werkelijkheid zien. Gemeenten geven geen prioriteit aan korte kabeltracés bij het bepalen van zoekgebieden voor zonneparken. Dit leidt vaak tot kabeltracés van 10 km en meer, zelfs bij 10 MWp. Langere kabeltracés moeten hier in de berekening worden meegenomen. We gaan er ook van uit dat de kosten sterk zullen blijven stijgen boven de inflatie.</p>	

<p>Het PBL lijkt geen rekening te houden met de sterke stijging van de arbeidskosten, waardoor de O&M-kosten de afgelopen twee jaar met 10-20% zijn gestegen. Daarom dienen de O&M-kosten en Groenonderhoud met 0,5-1,0 €/kWp te worden verhoogd.</p>	<p>De jaarlijkse kosten zijn in dit advies geüpdatet.</p>
<p>PBL dient er rekening mee te houden dat de meeste gemeenten nu een bijdrage aan een Omgevingsfonds van €2/MWh vragen. Hiermee lijkt geen rekening te zijn gehouden in de aannames. Op basis van 855 vollasturen betekent dit €1,71/kWp extra kosten per jaar.</p>	
<p>De beveiligingskosten lijken veel te laag te zijn, aangezien door de ernstige koperdiefstallen van de afgelopen jaren de behoefte van verzekeringsmaatschappijen aan beveiliging van de locatie sterk is toegenomen. 0,5 €/kWp kan de kosten van de beveiligingsdienst dekken, maar niet de kosten voor het onderhoud van de extra beveiligingsmaatregelen. Actieve volledige perimeterbeveiliging moet worden overwogen met supersnelle reactietijden (ter plaatse binnen 15 minuten). Bovendien moet rekening worden gehouden met de kosten voor het vervangen van de beveiligingssystemen om de 5-7 jaar, aangezien dit de typische levensduur is van de huidige buitencamera's. De kosten van volledige parameterbeveiliging liggen rond de €40.000-60.000 voor een 10 MWp project, afhankelijk van de systemen en specifieke verzekeringsseisen.</p>	
<p>PBL geeft in zijn eindadvies aan dat er een sterkdalende trend is in de investeringskosten en meerkosten van de drijvende zonsystemen ten opzichte van de zon op land en zon op daken systemen. Deze sterkdalende trend is in de markt niet zichtbaar. Wij verzoeken het PBL dan ook inzichtelijk te maken waar deze dalende trend zichtbaar is. Voor marktpartijen is op dit moment juist een stijgende kostprijs zichtbaar.</p>	<p>Zie de betreffende passage in de hoofdtekst. Er wordt in dit advies geen verdere daling verondersteld richting de toekomst.</p>
<p>In het geval van bifacial modules wijst u erop dat de extra capaciteit niet in aanmerking kan worden genomen voor oost-west grondgebonden systemen. Dit is niet juist, want er zijn verschillende manieren om oost-west te bouwen. Om redenen van natuurinclusiviteit en biodiversiteit wordt vaak gekozen voor een vlinderopstelling in plaats van een dakopstelling. Voor een dergelijke opstelling is een hogere bifaciale capaciteit van toepassing.</p>	<p>Er is voor gekozen om geen onderscheid te maken tussen verschillende oost-west opstellingen. Het is op dit moment onduidelijk hoeveel systemen een vlinder- of dakopstelling gebruiken.</p>
<p>Eens met advies om de categorie Daglichtkas in 2024 open te houden.</p>	<p>Ter kennisgeving aangenomen. Daglichtkas is in dit advies naar groslijst verplaatst.</p>
<p>Onze inschatting is dat de investeringskosten voor grootschalige zonnearmte installaties (groter dan 1MWth) hoger zijn dan in het advies aangenomen.</p>	<p>We gaan in SDE++ voor de genoemde categorie uit van standaard vlakkeplaatcollectoren met schaalvoordelen voor een grote installatie. De gebruikte investeringskosten zijn door verschillende experts getoetst en ze liggen in internationaal opzicht in de juiste range.</p>
<p>De vollasturen voor de categorie Zonthermie ≥ 1 MWth bedroegen in 2023 600 uur. Dit is 100 uur minder ten opzichte van 2019, destijds werden er 700 vollasturen toegewezen voor zonthermie. Door systeeminnovatie wordt verwacht dat soortgelijke installaties na 2026 in totaal circa 800 vollasturen kunnen draaien. We pleiten ervoor om het aantal vollasturen daarom te verhogen naar 800 vollasturen.</p>	<p>De keuze van 600 vollasturen per jaar is een compromis tussen energie-opbrengst en zo hoog mogelijk temperatuurniveau dat realiseerbaar is met standaard vlakkeplaatcollectoren. Een hoog aantal vollasturen verplicht installaties om deze ook allemaal te realiseren. Het verhogen van het aantal vollasturen maakt het voor veel projecten moeilijk om de totaal beschikbare subsidie binnen te halen. Het verlagen van het aantal vollasturen neemt voor projecten de prikkel weg om de installatie te ontwerpen op een hoge energieopbrengst. De nu gekozen 600 vollasturen per jaar vinden wij een goed compromis.</p>

<p>Het installatievermogen wordt door het PBL gebruikt om het maximaal aantal subsidiabele uren te berekenen. Door het installatievermogen met het aantal vollasturen te vermenigvuldigen wordt namelijk de totale jaarlijkse warmteproductie ingeschat. Net zoals bij het aantal vollasturen geldt dat indien het berekende installatievermogen onder het daadwerkelijke vermogen ligt, er een deel van de warmteproductie geen SDE++ vergoeding krijgt. Door de beperkende voorgeschreven 0,7 kWth/m² worden investeringen in innovatievere technieken met een hogere opbrengst onrendabel gemaakt. We pleiten ervoor om het installatievermogen vast te stellen op basis van een vrije energieopbrengstberekening die de aanvrager in de SDE++ aanvraag aanlevert, vergelijkbaar als bij de zon-pv categorieën.</p>	<p>De waarde van het veronderstelde geïnstalleerde vermogen heeft in het OT-model geen invloed op de hoogte van het basisbedrag. De conversiefactor 0,7 kW/m² geeft aan hoe efficiënt de collector is (per m² apertuuroppervlak) is. Een hogere energieopbrengst [kWh] geeft (bij gelijkblijvende kosten [€]) een lager basisbedrag [€/kWh]. Maar doel van de SDE++ regeling is vooral om een breed scala aan technieken voor zonnearmte te subsidiëren, en niet alleen de zeer efficiënte. Omdat de waarde 0,7 kW/m² internationaal erkend is willen we die als uitgangspunt houden.</p>
<p>De economische levensduur van zonnecollectoren bedragen tenminste 25 jaar. Wij verzoeken PBL daarom om de economische levensduur in het eindadvies 2025 te wijzigen naar 25 jaar. We verzoeken PBL daarnaast om, vanwege de langere levensduur, de emissiefactor voor het eindadvies 2025 te verhogen van 0,226 kg CO₂/kWh naar 0,3767 (0,226 / 15 jaar * 25 jaar).</p>	<p>Ter kennisgeving aangenomen. We passen dit niet aan in verband met de consistentie binnen SDE++.</p>
<p>We verzoeken PBL om EZK te adviseren een nieuwe categorie toe te voegen die laag temperatuur warmte opslag (tot 100 graden) met zonthermie combineert. Dit kan vergelijkbaar werken met de toevoeging van hoog temperatuur opslag in de SDE++ 2024, of aquathermie in combinatie met een WKO. Specifiek voorzien wij dat het combineren van (seizoens)opslag met andere opwektechnieken een goede aanvulling op de SDE++ zou zijn. Uit de recente SDE++ openstellingen blijkt dat er vanuit de markt weinig animo is om grootschalige zonthermie projecten te ontwikkelen omdat de opslag van warmte nu niet in de projecten kan worden meegenomen. Marktpartijen zien daarom af van het ontwikkelen van grootschalige zonthermie projecten, omdat er op voorhand geen sluitende businesscase mogelijk lijkt. Dit is een gemiste kans want er ligt een grote warmteopgave in de energietransitie.</p>	<p>De nieuw toegevoegde categorie PVT aan warmtenet subsidieert ook de kosten van een WKO.</p>
<p>We zien dat de categorie PVT-bestaande warmtepomp geschrapt wordt. De markt kijkt meer naar de omvang van de huidige installaties en ziet dat er vraag is naar een onderscheid in grootschalige en de huidige bestaande categorie PVT installaties in de SDE++. Daarom pleiten wij ervoor om een nieuwe SDE categorie te introduceren voor grootschalige PVT systemen, net zoals bij zonthermie is gedaan. Bij zonthermie is er onderscheid gemaakt tussen Zonthermie ≥ 1 Mwth en Zonthermie ≤ 1 Mwth. Wij willen eenzelfde splitsing voorstellen waarbij er een nieuwe categorie wordt geïntroduceerd voor PVTE met warmtepomp systemen ≥ 1 Mwth.</p>	<p>Zie de nieuw toegevoegde categorie PVT aan warmtenet.</p>
<p>Naar onze mening zijn de aannames m.b.t. de investeringskosten niet in overeenstemming met de werkelijke technisch-economische parameters voor de beoogde schaal. Naast de investeringskosten zijn er uiteraard jaarlijks ook kosten die gemaakt moeten worden voor de onderhoud en herinvestering van het systeem. Vanwege inflatie en materiaal schaarste zijn de prijzen de afgelopen jaren sterk gestegen. De toenemende vraag naar grondstoffen, gekoppeld aan verstoringen in de toeleveringsketen, heeft de kosten voor het produceren van deze technologieën verhoogd. Hoewel de prijzen naar verwachting zullen blijven stijgen in de nabije toekomst,</p>	<p>Ter kennisgeving aangenomen.</p>

<p>kunnen technologische innovaties en verbeteringen in de toeleveringsketen op de langere termijn helpen om deze stijgingen te matigen.</p>	
<p>Binnen de huidige categorie is het aantal vollasturen vastgesteld op 3.500 uur. Dit is aanzienlijk lager dan het aantal geschatte vollasturen wanneer PVT met warmtepomp op grote schaal wordt toegepast. Op grote schaal wordt er namelijk vooral gekeken naar de verduurzaming van warmtenetten. De warmtenetten waar PVT met warmtepomp een goede verduurzamingsbron voor zou kunnen zijn worden momenteel voornamelijk gevoed door WKK / WKC (groen)gas centrales. Om deze te verduurzamen dient de vervangende duurzame bron minimaal 80-90% van de jaarlijkse warmtevraag in te kunnen vullen. Dit betekent dat een PVT veld in combinatie met een warmtepomp een aanzienlijk hoger aantal vollasturen zal draaien dan de huidige 3.500 vollasturen. Het unieke van de pv-TE panelen ligt in hun vermogen om vrijwel het gehele jaar door energie te leveren, zelfs bij minder ideale weersomstandigheden leveren ze energie, al daalt de efficiëntie enigszins tijdens extreem koude dagen. Doordat de panelen ook 's nachts en in de tussenseizoenen kunnen draaien, kan het systeem tot wel 5.000 vollasturen per jaar bereiken waardoor er per paneel enorm veel energie geproduceerd kan worden. We pleiten ervoor om het aantal vollasturen daarom te verhogen naar 5.000.</p>	<p>Zie de nieuw toegevoegde categorie PVT aan warmtewet.</p>
<p>Wij verzoeken PBL om de indeling van Zonthermie ≥ 1 MWth in methode ID voor 2025 te wijzigen van methode ID 16 naar methode ID 17. De categorie zonthermie ≥ 1 MWth concurreert onder andere met de categorieën aquathermie en geothermie, maar zijn ingedeeld in een andere methode ID. Hieruit blijkt dat PBL de aanname doet dat grootschalige zonthermieprojecten de warmte direct op locatie verbruiken, waardoor energiebelasting zou worden vermeden. Daarnaast impliceert dit dat men ervanuit gaat dat de zonthermische installatie in eigendom is van de afnemer van de warmte wat bij installaties groter dan 1 MWth over het algemeen niet het geval is.</p>	<p>Deze suggestie is overgenomen, zie de hoofdtekst.</p>
<p>De categorie PVT met Warmtepomp concurreert onder andere met de categorieën aquathermie en geothermie, maar zijn ingedeeld in een andere methode ID. Hieruit blijkt dat PBL de aanname doet dat alle PVT met Warmtepomp projecten de warmte direct op locatie verbruiken, waardoor energiebelasting zou worden vermeden. Bij grootschalige PVT met Warmtepomp projecten in een veldopstelling is dit echter niet het geval. Bij dit soort projecten wordt de energie geleverd aan een net, waardoor er geen energiebelasting wordt vermeden. Wij verzoeken daarom om de categorie PVT met Warmtepomp op te splitsen in een categorie kleiner dan 1 MW en een categorie groter dan 1 MW. Voor de categorie kleiner dan 1 MW kan aangenomen worden dat de energie op locatie wordt verbruikt en dat er daarom energiebelasting wordt vermeden. Deze voorgestelde categorie past daarom binnen Methode ID 15. Voor de categorie groter dan 1 MW mag aangenomen worden dat deze in een veldopstelling de energie levert aan een net, waardoor er geen energiebelasting wordt vermeden. Om deze reden past deze categorie in Methode ID 17.</p>	<p>Zie de nieuw toegevoegde categorie PVT aan warmtewet.</p>
<p>Er worden verschillende potentiële kwaliteitseisen voor zonnepanelen genoemd. Als een van deze</p>	<p>Ter kennisgeving aangenomen</p>

<p>kwaliteitseisen een vereiste wordt voor SDE 2024 of SDE 2025, moet een toereikende prijspremie worden overwogen.</p>	
<p>We stellen voor dat PBL ook het toevoegen van capaciteit aan bestaande grondgebonden installaties evalueert. Aangezien dit een zeer projectspecifiek geval is, zou het moeilijk zijn om een oplossing te vinden die het verlies altijd precies compenseert. Daarom stellen we voor dat PBL voor dergelijke projecten een eenvoudige bonus introduceert. Bijvoorbeeld bij gebruik van een bestaande netaansluiting, ongeacht zonne-, wind- of andere installaties, is het geldende basisbedrag 2 ct/kWh hoger dan bij een alleenstaande netaansluiting. Concurrentie binnen de SDE zal je motiveren om met lagere prijzen in te stappen als dit haalbaar is voor jouw project.</p>	<p>Ter kennisgeving aangenomen</p>
<p>Graag horen we van marktspelers hoe natuurvriendelijk ontwerp er bij drijvende zon-pv uit zou moeten zien: Momenteel vinden er onderzoeken plaats die als doel hebben dat te formuleren maar we zijn nog niet zo ver dat er een antwoord is voor alle wateren. Het komt er op neer dat je per watersysteem moet kijken welke bedekkingsgraad haalbaar is zonder de primaire productie al te veel te verlagen. Dit kan met een modelleer studie. Daarnaast kan je compenserende maatregelen gaan opnemen bij het ontwerp.</p>	<p>Ter kennisgeving aangenomen</p>
<p>De ontwikkeling van Zon op Land zal door de aangescherpte voorkeursvolgorde zon gekenmerkt worden door multifunctioneel ruimtegebruik. Agri-pv is één van de belangrijke uitzonderingsgronden waar marktpotentieel in zit en zowel voor ontwikkelaar als agrarier diverse voordelen kent.</p>	<p>We hebben de inbreng meegenomen en voor dit jaar extra categorieën agri-pv toegevoegd aan het advies. Dit betreft verticaal oost/west en agri-pv op hoogte. Voor zonvolgende systemen was er al een categorie aanwezig.</p>
<p>Agri-pv projecten kennen andere karakteristieken dan reguliere zonne-energie projecten. Onze ervaringen tonen significante kostenverschillen (zowel CAPEX als OPEX) t.o.v. reguliere projecten</p>	
<p>Het is dan ook van groot belang dat er voor diverse Agri-pv toepassingen doorrekeningen gemaakt worden, opdat er geen vertraging in de uitrol van zonne-energie ontstaat en het potentieel maximaal benut wordt. Agri-pv kent diverse verschijningsvormen, hierbij zijn met name de volgende toepassingen (/sub-categorieën) relevant om door te rekenen: 1) zonvolgend systeem; 2) verticaal systeem; 3) verhoogde opstelling. In een gesprek lichten wij dit graag verder toe op basis van onze ervaringen.</p>	
<p>Gezien de ambitie van het kabinet voor 3 GW zon op zee in 2030, pleiten wij voor een aparte categorie voor zon-pv op zee. Op dit moment zijn de eerste demonstratieprojecten (orde grootte 10-20 MW) in voorbereiding, waarvan er een aantal financieel ondersteund kunnen worden met de beschikbare middelen uit het Klimaatfonds. Voor de verdere opschaling en uitrol (~50 MW en groter) is het meer passend om de onrendabele top af te dekken via de SDE++. De huidige categorie voor zon-pv drijvend op water sluit echter niet goed aan bij de schaalgrootte en kosten van zon op zee. Daarom pleiten wij voor het onderzoeken van en openstellen van een separate categorie voor drijvende zonnepanelen op zee.</p>	<p>Zon-op-zee staat op de groslijst.</p>
<p>Zoals elders voor windenergie vermeld, is de SDE++ als instrument primair gericht om tegen de laagst mogelijke kosten de hoogst mogelijke CO₂-reductie te</p>	<p>Ter kennisgeving aangenomen.</p>

realiseren. Het is van belang dat deze doelstelling niet op onwenselijke wijze vermengd wordt met andere beleidsdoelen zoals de reductie van schaarste op het net. Het is daarentegen wel de moeite waard om vraag te koppelen aan opwek en opties hiertoe verder te onderzoeken. Hierbij kan gedacht worden de wijze waarop wind- en zonne-energie middels een directe lijn / Gesloten Distributie Systeem (GDS) betere aansluiting kan vinden bij grootschalige afname in de vorm van bijvoorbeeld elektrolyzers of e-boilers. Het combineren van wind en zon is een aantrekkelijke manier om een net-aansluiting optimaal in te zetten, zij het door middel van cable pooling of de inzet van een GDS in combinatie met afname. Het actief kenbaar maken aan marktpartijen dat zon toevoegen aan wind middels cable pooling onder de SDE++ mogelijk is en daarbij de bestaande netaansluiting gemaximaliseerd kan worden, is mogelijk functioneel om de kennis in de markt te vergroten. Een aparte categorie voor de combinatie zon/wind wordt echter niet gezien als noodzakelijke stimulans, de beperkingen komen veelal voort uit beperkingen bij het lokale bevoegd gezag.

We hechten waarde aan een goede landschappelijke inpassing en natuurinclusieve ontwikkeling. Het is dan ook een positieve ontwikkeling dat hier binnen de SDE ruimte aan gegeven wordt door middel van de opening van deze categorie. We zien dat de bedragen voor enkele onderdelen te laag zijn als we dit vergelijken met wat wij in de praktijk zien. Met name de 10 MWp en 30MWp veldopstellingen komen aan investeringskosten aanzienlijk hoger uit in de praktijk. Wij zien met name verschillen in de volgende 2 aspecten: "Landschapsinpassing en natuurvriendelijk ontwerp" en "Nutriëntenwaarde van de grond verlagen".

Omgang met negatieve prijzen binnen de SDE++ regeling zal in de komende jaren in toenemende mate relevant zijn. Op basis van een sample van zonneparken in ons portfolio (verspreid over het land), zien we dat de zonproductie tijdens uren met negatieve prijzen in 2023 explosief is gestegen naar 11,3%, in de jaren hieraan voorafgaand schommelde dit tussen de 2,8% en 4%. Relevante factoren hierin zijn natuurlijk het aantal zonen winduren en momenten waarop zowel wind- als zon aanwezig is, maar een zeer belangrijke factor is de stijging van de geïnstalleerde capaciteit zon en wind versus de toename van flexibiliteit aan zowel vraag- als aanbodzijde. Hoewel 2023 mogelijk een uitzonderlijk jaar is geweest, verwachten we dat de trend van uren met negatieve prijzen stijgend zal zijn. Aanvullend vormen wind- en zonneparken met oude SDE-beschikkingen, waarin ook de productie tijdens negatieve uren gesubsidieerd zijn, een erfenis met een achteraf gezien negatieve impact op de prijzen. Om die reden is het des te relevanter om hier ook binnen de SDE++-regeling aandacht voor te hebben, een mogelijke oplossing is het jaarlijks corrigeren voor het percentage aan productiepotentieel tijdens negatieve uren. Door jaarlijks te corrigeren wordt eveneens aangesloten bij de feitelijke omstandigheden van het kalenderjaar. Een alternatieve eenvoudigere route is het aantal VLU per categorie simpelweg te verlagen en het basisbedrag hierop aan te passen, het risico hierbij is wel dat de variabiliteit van jaar op jaar in het aantal uren met negatieve prijzen minder goed weerspiegeld zal worden.

We hebben de inbreng in acht genomen en voor dit jaar de kosten voor landschapsinpassing en natuurvriendelijk ontwerp aangepast.

Hierover is in de hoofdtekst van het rapport geschreven.

<p>Om een natuurvriendelijk ontwerp voor zon op water te verkrijgen, moet je per watersysteem gaan modelleren welke ontwerp (bedekkingsgraad) haalbaar is zonder de waterkwaliteit aan te tasten of het ecologische potentieel te beïnvloeden. Ook kunnen compenserende maatregelen onderdeel zijn van een natuurinclusief ontwerp. Een natuurvriendelijk ontwerp is alleen bereikbaar als ontwerpers kunnen samenwerken met ecologen. Het is daarom belangrijk dat er binnen de SDE een bedrag beschikbaar wordt gesteld om tot een natuurinclusief ontwerp te komen.</p>	<p>Ter kennisgeving aangenomen.</p>
<p>Op de groslijst, pagina 317 van het eindadvies 2024 staan verschillende toepassingen van zonne-energie die onder het kader multifunctioneel ruimtegebruik vallen. Het opschonen van de groslijst zou hierbij logisch zijn. Wij vragen PBL en EZK echter wel expliciet om doorrekeningen te maken van agri-pv met de volgende toepassingen: verhoogde opstelling, verticale opstelling (statisch, niet zonvolgend) verticale opstelling (zonvolgend), micro-zonnevelden bij windturbines (op de groslijst van 2024), en expliciet door te rekenen wat een solarcarport categorie zou kunnen betekenen. Met de Kamerbrief van minister de Jonge betreffende de nieuwe voorkeursvolgorde zon kan er geconcludeerd worden dat mono-functionele zonneparken niet meer in Nederland gerealiseerd kunnen worden. De hiervoor genoemde multifunctionele zonne-energietoepassingen kunnen daardoor ook gezien worden als de nieuwe 'norm' voor zon-pv op land. Het opnemen van een categorie voor agri-pv & carports (als verhoogde opstelling) en agri-pv (verticale opstellingen) zou daarom een meer dan logische stap zijn.</p>	<p>We hebben de inbreng in acht genomen en voor dit jaar extra categorieën agri-pv toegevoegd aan het advies. Ook zijn carports toegevoegd aan ons advies van dit jaar. Zie de hoofdtekst.</p>
<p>Wij roepen het PBL en EZK op om de volgende categorieën aan de groslijst toe te voegen om in aanmerking te komen voor zonne-energie die onder het kader multifunctioneel ruimtegebruik, concreet drijvende systemen, vallen. Voor de categorie 'drijvende' systemen roepen wij het PBL en EZK op om te onderzoeken of het mogelijk is om de volgende verdeling aan te houden: zon op water standaard, zon op water voor actieve industriële terreinen/wateren (drinkwatervoorzieningen, kweldervlaktes en baggerdepots), zon op water op zout open binnenwater, zon op water waarbij t.o.v. het oppervlak aan zon meer dan 100% aan natuurontwikkeling wordt gedaan. De verschillende soorten locaties waar drijvende systemen op gerealiseerd kunnen worden vallen op dit moment onder één categorie namelijk, drijvende systemen, terwijl de locaties dusdanig van elkaar verschillen met als gevolg dat er sprake is van hoge meerkosten (+20% ten opzichte van standaard drijvende systemen). Wij roepen het PBL op om verder onderzoek te doen naar deze verschillende locaties en de bijkomende meerkosten.</p>	<p>We hebben ervoor gekozen om geen extra sub-categorieën voor drijvende systemen door te rekenen. We hebben deze reactie aan KGG meegegeven, omdat het al dan niet openstellen van nieuwe categorieën uiteindelijk een beleidsmatige afweging is.</p>
<p>Wij roepen het PBL en EZK op om de volgende categorieën aan de groslijst toe te voegen om in aanmerking te komen voor zonne-energie die onder het kader multifunctioneel ruimtegebruik, concreet zon op infra, vallen. Voor de categorie 'grondgebonden' systemen roepen wij het PBL en EZK op om te onderzoeken of het mogelijk is om de volgende verdeling aan te houden: zon op land natuurinclusief, zon op infra (snelwegen, treinspoor, vliegvelden, e.d.). Voor deze projecten waarbij multifunctioneel ruimtegebruik wordt toegepast is sprake van gemiddeld 20% meerkosten ten opzichte van de uitgangspunten van de traditionele zon op</p>	<p>We hebben de inbreng in acht genomen en voor dit jaar extra categorieën agri-pv en zon-pv op infrastructuur toegevoegd aan het advies.</p>

<p>land projecten. Wij roepen het PBL op om verder onderzoek te doen naar deze verschillende locaties en de bijkomende meerkosten.</p>	
<p>We zijn positief over het voornemen om de maatregelen voor natuurinclusieve grondgebonden zon-pv te compenseren in de SDE++ regeling. Graag pleiten voor een overgangsregeling voor parken die wel voldoen aan de minimale eisen van natuurinclusiviteit maar die in 2023 of 2024 zijn vergund, waarbij de gemeente nog niet de natuurinclusieve eisen hebben opgenomen in de vergunning. Zo kan er gedacht worden aan een onderbouwing van natuurinclusieve maatregelen bij de indiening van de SDE++ aanvraag.</p>	<p>Deze inbreng valt buiten het kader van dit SDE++ advies. Er is dus niets over een eventuele overgangsregeling opgenomen in dit rapport.</p>
<p>We adviseren PBL dit niet verder door te rekenen omdat we PBL adviseren om EZK op te roepen geen voorwaarden op te nemen. Er is onvoldoende onderzoek geweest naar algemene voorwaarden voor natuur-inclusieve drijvende zonneparken, waardoor er geen voor heel Nederland geldende eisen vastgesteld kunnen worden. In onze optiek dient dit overgelaten te worden aan de markt. Wij zien dat er verschillende factoren invloed hebben op de keuze voor de maatregelen voor een specifieke locatie. Allereerst, de locatie en daarbij de bestaande ecologie, waarbij het van belang is om te goed te kijken wat de activiteiten op de locatie zijn om te bepalen of natuurinclusieve maatregelen ook daadwerkelijke getroffen dienen te worden. Op locaties als bijvoorbeeld industrie, zandwinning en waterbassins zal het minder van belang zijn om een natuurinclusieve locatie te realiseren. Ten tweede is het sterk afhankelijk van het type drijvende systeem om te bepalen welke natuurinclusieve maatregelen daadwerkelijk impact hebben (denk aan lichtdoorlatendheid, het toepassen van zogenoemde 'constructiebootjes', de zichtlijnen, de wind-invloeden, de afstanden tot de oevers die mogelijk zijn met het type systeem en de manier van verankering. Dit is anders ten opzichte van grondgebonden systemen aangezien hier vaak gekozen wordt voor één type systeem. Het verplicht stellen van natuurinclusieve maatregelen voor dergelijke locaties zal een verre-gaande maatregel zijn die in onze optiek lokaal ingevuld dient te worden. Er dient gezamenlijk met gemeentes gekeken te worden naar de nodige natuurinclusieve maatregelen, indien deze van toepassing zijn op de locatie.</p>	<p>Ter kennisgeving aangenomen.</p>
<p>Momenteel gaan wij uit van een minimale levensduur van grondgebonden zon-pv systemen van 25 jaar, in lijn met de meeste omgevingsvergunningen. In de land-overeenkomsten wordt reeds uitgegaan van meerdere verlengingsmogelijkheden na die initiele 25 jaar. Een verlenging van deze termijn in de berekening zal het CO₂ besparingspotentieel van zon-pv op land significant vergroten.</p>	<p>Ter kennisgeving aangenomen.</p>
<p>Dit zijn echter wel kosten die door het project gedragen dienen te worden (b.v. Leges, advieskosten en overige ontwikkelkosten). Wij raden aan om deze kosten wel mee te nemen in de berekening van de basisbedragen.</p>	<p>De genoemde kosten zijn niet direct maar indirect meegenomen in het basisbedrag.</p>
<p>Dit vinden wij in principe een logische gang van zaken. Weet echter dat ca. 90% van de pv panelen uit China komen, aangezien Europese panelen zo'n 2.5x duurder zijn dan zonnepanelen geproduceerd in China. Europese fabrikanten zijn hierdoor genoodzaakt om hun deuren te sluiten. Een kwalijke zaak vinden wij, aangezien het enerzijds niet duurzaam is om pv panelen uit China te importeren en het anderzijds evidente risico's met zich</p>	<p>Ter kennisgeving aangenomen.</p>

meebrengt om volledig afhankelijk te zijn van China voor de import van pv panelen.	
Wij zijn voorstander van de integratie van zonne-energie in de bebouwde omgeving. Echter brengt dit door gaans additionele kosten met zich mee die ervoor zorgen dat de businesscase van dergelijke projecten lastiger is om rond te rekenen of zelfs helemaal niet sluit. Om deze reden raden wij aan om wél rekening te houden met eventuele kosten voor gebouwintegratie en/of hier een aparte zonne-energie categorie voor op te nemen.	In dit advies zijn extra categorieën zon-pv op infrastructuur en op gevels opgenomen.
Grondkosten en dakhuur zijn significante kosten posten in de businesscase van zon-pv en lijken ook niet meer dan logisch, het gebruiken van grond of dak heeft ten slotte een waarde. Wij vinden het vreemd dat deze niet mee worden genomen in de kosteninschatting en raden aan deze kosten wel mee te nemen in de berekeningen.	Dit is al toegelicht in eerdere eindadviezen, zie de consultatiebijlagen aldaar.
Wij kunnen ons vinden in deze beperking aangezien het in het belang van de energietransitie is dat het net op bepaalde momenten van de dag niet overbelast raakt. Beperking van de netcapaciteit heeft ons er toe doen bewegen om ons ook te gaan richten op het investeren in grote schaal batterij opslag projecten, naast onze bestaande zonneparken (on-site, dus gebruikmakend van dezelfde netaansluiting). Echter ervaren wij problemen met het rondrekenen van de businesscase van grote schaal batterij opslag projecten, met name door onzekerheid met betrekking tot verdienmodellen en hoge transportkosten. We raden dan ook aan om effectief beleid te voeren ten behoeve van het verlagen van de netkosten van de netbeheerders en batterij opslag projecten effectief te stimuleren d.m.v. subsidies.	Ter kennisgeving aangenomen.
We lezen dat er als aanname voor extra investeringskosten 2 €/kWp wordt aangehouden voor 10 MWp veldopstellingen en 1 €/kWp voor 30 MWp veldopstellingen. Wij vinden een goede landschappelijke inpassing met oog voor een natuurvriendelijk ontwerp erg belangrijk en besteden hier dan ook veel aandacht aan. Zodoende ervaren wij dat de kosten hiervoor ver boven de hierboven genoemde kosten liggen. Meestal is dit ook een verplichting vanuit de vergunning. Wij adviseren daarom om de aangenomen kosten in jullie berekening omhoog bij te stellen.	We hebben de inbreng in acht genomen en voor dit jaar de kosten voor landschapsinpassing en natuurvriendelijk ontwerp aangepast.
De toename van het aantal uren met een negatieve elektriciteitsprijs heeft een significant effect op de businesscase. Zeker nu sinds SDE++ aanvragen vanaf 2023 elk afzonderlijk uur met negatieve prijs niet meer in aanmerking komt voor subsidie. De gemiste opbrengsten kunnen deels gecompenseerd worden met curtailment, maar deze opbrengsten dekken lang niet de 'gewone' SDE++ opbrengsten, en zijn daarnaast onzeker.	Zie de hoofdtekst. Dit jaar zijn extra kosten voor afschakelapparatuur meegenomen in het advies.
Wij zien als een van de meest voor de hand liggende oplossingen voor het verlichten van de congestie het toevoegen van batterijsystemen, om zo optimaal het 'eigen verbruik' te stimuleren en het net te ontlasten op momenten van congestie.	Ter kennisgeving aangenomen.
Gezien de grote delen van het land waar teruglevercongestie speelt, is dit een begrijpelijke keuze. Echter speelt er in sommige stedelijke gebieden geen teruglevercongestie. Alleen grote afnamecongestie. Gezien de beperkte duurzame opwekmogelijkheden binnen onze gemeentegrenzen zouden we graag alle grote daken vol zonnepanelen zien. Gevolg van de 50% maatregel en	SDE++ is een generieke regeling, dit is niet mogelijk. Wellicht dat de nieuw voorgestelde categorieën zon-pv op infrastructuur en op gevels enig soelaas bieden.

<p>ook van de onaantrekkelijkheid in de SDE++-systematiek voor teruglevering van elektriciteit het net op is dat veel grote daken leeg blijven of slechts voor een klein deel (dat eigen verbruik dekt) wordt benut. In een stedelijke omgeving is dat niet wenselijk. Zou dit daarom aangepast kunnen worden om aan te sluiten bij dit soort situaties?</p>	
<p>Super goed dat er rekening gehouden wordt met de CO₂ uitstoot van de zonnepanelen zelf. Dit is een grote stap voorwaarts. Zou het echter mogelijk zijn om ook andere duurzaamheids en circulariteitscriteria mee te nemen? Bijvoorbeeld een verbod op de toxische stoffen PFAS, lood en antimoon? Verbod op dwangarbeid bij productie? Niet alleen lange opwekgarantie, maar ook lange product/fabrieksgarantie?</p>	<p>Niet in het huidige advies. Het punt is bekend en er is ook al in eerdere adviezen voor SDE++ over geschreven.</p>
<p>Het is ons ter ore gekomen dat de SDE++ eist dat een zonsysteem wordt aangelegd met nieuwe zonnepanelen. Echter blijkt uit steeds meer onderzoek dat een van de beste manieren om meer CO₂ uitstoot te voorkomen bij productie van zonnepanelen en om meer materiaalverbruik te voorkomen om zonnepanelen zo lang mogelijk te gebruiken. Zou het mogelijk zijn om hergebruik (circulair principe) te stimuleren voor de SDE++ de eis dat het nieuwe zonnepanelen moeten zijn te schrappen?</p>	<p>Zie de hoofdtekst.</p>
<p>"PBL verricht zijn onderzoek gevraagd en ongevraagd, onafhankelijk en wetenschappelijk gefundeerd". SVP uw aandacht voor het punt dat >90% van alle in NL geïnstalleerde zonnepanelen een backsheet met PFAS heeft. Helaas laatste jaren veel lage kwaliteit PFAS zoals Kynar/pvDF en zelfs f-coatings. De ca 30g PFAS per m² per paneel kan deels als poeder/schilfers op de bodem terecht komen en leiden tot ernstige bodem- en grondwater verontreiniging. Terwijl er hoog kwaliteit PFAS-vrije alternatieven beschikbaar zijn, waaronder glas-glas panelen. Glas-glas panelen hebben wereldwijd in 2023 een marktaandeel van >40% (bron: ITRpv), zijn dankzij de toepassing van 2x 1.6 m glas even zwaar en even duur (bron: onderzoek groothandels, April 2024) als glas-folie panelen. G-G geeft bovendien kans op langere levensduur.</p>	<p>Het punt is bekend en er is ook al in eerdere adviezen voor SDE++ over geschreven.</p>
<p>Het is in de basis een goed uitgangspunt dat lichtgewicht panelen gebruik kunnen maken van de regeling voor dakaanpassing. Zo blijft het een 'techniek-neutrale maatregel'. Het bedrag van de extra SDE subsidie dat hiervoor in de regeling 2024 is bestemd is echter helemaal aan de onderkant van de schattingen uit het rapport van Systemiq. Meestal betreft dit het aanbrengen van kipsteunen in de agrarische sector. Het is vreemd dat alleen die sector van agrarische ondernemingen wordt gesteund bij het installeren van zonnepanelen op constructief beperkte daken. Hiermee worden grote ondernemersgroepen bewust uitgesloten.</p>	<p>Ter kennisgeving aangenomen.</p>
<p>De definitie van het type referentiemodule is erg vaag en er wordt gesteld dat de goedkoopste, kwalitatief geschikte modules moeten worden gebruikt. Aangezien PBL geen rekening houdt met bepaalde projectkosten zoals ontwikkelingskosten en leasing, houdt de evaluatie van de goedkoopste module mogelijk geen rekening met de volledige kostprijs. Zeer efficiënte modules zijn cruciaal voor een realistische business case die rekening houdt met alle kosten. Daarom raden we PBL aan om de N-type modules (>22% efficiëntie), die volgens onze huidige marktkennis al de dominante module op de Nederlandse markt zijn, en niet de PERC-modules (<22%</p>	<p>Ter kennisgeving aangenomen.</p>

<p>efficiëntie) in aanmerking te nemen voor de prijsevaluatie van de modules. Dit betekent de High Efficiency categorie op pv-Exchange.</p>	
<p>We begrijpen de achtergrond dat er geen rekening wordt gehouden met grondkosten omdat PBL en RVO speculatie en stijgende grondprijzen als gevolg van de bouw van zonneparken willen voorkomen. Echter nu de installatiekosten dalen, is het effect van grondkosten, die daarentegen het afgelopen jaar zijn gestegen door inflatie, nu veel hoger dan een paar jaar geleden toen dit besluit voor het eerst werd genomen. Er moet ten minste rekening worden gehouden met een normale gemiddelde pacht prijs voor landbouwgrond, aangezien grond niet gratis beschikbaar kan worden gesteld. Dit voorkomt speculatie en erkent het feit dat we geen zonneparken kunnen bouwen zonder land te gebruiken. De huidige procedure benadeelt ons ook ten opzichte van andere technologieën waarbij wel rekening wordt gehouden met grondkosten, zoals windenergie.</p>	<p>Ter kennisgeving aangenomen. Zie ook eerdere SDE++-adviezen en consultatiebijlagen voor deze discussie.</p>
<p>Wij gaan ervan uit dat PBL de markt analyseert op beschikbaarheid en prijseffecten van een dergelijke CO₂-minimumeis. Wij stellen voor dat het PBL de grote internationale moduleproducenten rechtstreeks bevraagt over dit onderwerp, omdat wij ervan uitgaan dat zij niet op de hoogte zijn van deze landspecifieke discussie. Alleen de fabrikanten kunnen het benodigde inzicht verschaffen, aangezien modules met zo'n lage carbon footprint niet beschikbaar zijn op de Nederlandse markt voor zonnepanelen.</p>	<p>Ter kennisgeving aangenomen.</p>
<p>In het algemeen zijn we van mening dat dit idee in tegenspraak is met het algemene idee van SDE++ om de goedkoopste optie voor CO₂-besparing aan te bieden, aangezien verwacht wordt dat het prijseffect van dergelijke modules negatief is voor de waardering van zonne-energie.</p>	
<p>Wanneer Groenverklaring voor zonne-installaties wordt overwogen, moet ook rekening worden gehouden met de prijs van verhoogde eisen voor modules. Hetzelfde geldt als andere eisen kunnen worden beïnvloed (bijv. CO₂-footprint).</p>	<p>Ter kennisgeving aangenomen.</p>
<p>Ruimtelijke impact van zon-pv - Zorg ervoor dat de eisen vroeg genoeg worden gedefinieerd, zodat er rekening mee kan worden gehouden in het vergunningsproces. Als de eisen te laat worden gedefinieerd, kan het lastig zijn om de vergunningen nog voor de SDE-aanvraag aan te passen. Een oplossing zou zijn om het tot de realisatie aan het risico van de ontwikkelaar over te laten om de vergunning aan te passen, zodat projecten de bonus ook kunnen aanvragen als de huidige vergunning nog niet aan de eisen voldoet bij het aanvragen van de SDE++.</p>	<p>Ter kennisgeving aangenomen.</p>
<p>Het toevoegen van zonnecentrales aan bestaande projecten is een goede optie om meer zonnecentrales in het systeem te integreren. Maar de oude projecten worden geëvalueerd op basis van volledige benutting van de netcapaciteit en vaak is uitbreiding van de netcapaciteit niet mogelijk. PBL zou er verstandig aan doen om voor dergelijke projecten een oplossing uit te werken. Bij de waardering moet er rekening mee worden gehouden dat het nieuwe zonnepark, waar geen netcapaciteit kan worden toegevoegd, het volledige verlies van de extra capaciteit moet dragen, omdat het niet kan interfereren met de financiën van het oude project. Daarom moet het nieuwe zonnepark ongeveer het dubbele</p>	<p>We hebben de inbreng in acht genomen en besloten om geen extra categorie te definiëren voor bijplaatsen van zonnepanelen bij bestaande SDE-projecten, vanwege beperkt draagvlak in de sector en de complexiteit van de uitvoering.</p>

<p>verlies dragen dan in het normale aansluitingsgeval met 50% beperking. Wij stellen voor om voor dergelijke projecten een speciale categorie in het leven te roepen, waarvoor een hoger tarief moet worden aangevraagd. Aangezien dergelijke projecten in totaal kosten besparen op de uitbreiding van het elektriciteitsnet, moet dit worden meegenomen in de beoordeling.</p>	
<p>De combinatie van zonne- en windenergie is ook een slimme oplossing, maar ook hier moet er rekening mee worden gehouden dat een verhoging van de netcapaciteit in veel gevallen niet mogelijk is en dat het nieuw toegevoegde project normaal gesproken alle verliezen moet dekken. We zouden ook een extra categorie met een hoger tarief voor dergelijke projecten willen voorstellen. Aangezien dergelijke projecten in het algemeen netkosten besparen, moet dit worden meegenomen in de beoordeling.</p>	<p>We hebben de inbreng in acht genomen en besloten om geen extra categorie te definiëren voor de combinatie zon en wind, omdat is vernomen dat de tarieven al passend lijken te zijn en obstakels elders liggen.</p>
<p>We doen tot op heden alleen vrije veldinstallaties, waar fysieke directe lijnen zelden mogelijk zijn. Heel vaak zijn er industriegebieden in de buurt van het zonnepark, maar de individuele klanten hebben zelden een hoge capaciteit, dus zouden we het zonnepark moeten opsplitsen in veel kleine eenheden met individuele net-aansluitingen, wat de kosten enorm zou verhogen. In geen van de gevallen die we tot nu toe hebben geanalyseerd, heeft dit zin gehad. Er zou een hogere vergoeding moeten zijn voor projecten die hun netaansluiting verdelen over bestaande aansluitingen en geen nieuwe aansluiting gebruiken.</p>	<p>Ter kennisgeving aangenomen.</p>
<p>In het algemeen zijn er veel manieren om gebruik te maken van de bestaande netaansluiting, maar deze hebben altijd een negatief effect op de nieuw toegevoegde zonne-installatie. De afzonderlijke oplossingen kunnen erg complex worden en het proberen te vinden van specifieke oplossingen voor alle verschillende mogelijke oplossingen is misschien niet haalbaar. Wij stellen daarom voor dat het PBL een nieuwe categorie introduceert voor zonneparken die over het algemeen zijn aangesloten op bestaande netaansluitingen. Voor deze categorie zou een hoger tarief moeten gelden dan voor normale projecten met een netplafond van 50%.</p>	<p>Ter kennisgeving aangenomen.</p>
<p>PBL gaat uit van huurprijzen van €2000-12000/ha, met een gemiddelde van €7200/ha. De gemiddelde waarde is enigszins optimistisch, aangezien de hoge inflatie van de afgelopen jaren de huurprijzen ook sterk heeft doen stijgen. Wij stellen een gemiddelde prijs van €8000/ha voor. De veronderstelling dat de grond voor een groter zonnepark goedkoper zou zijn, is niet realistisch. Wij ervaren dit effect niet op de markt. De genoemde pacht prijs geldt voor grote projecten met 10 MWp of meer. We zouden zelfs uitgaan van hogere leaseprijzen voor kleinere projecten. In het algemeen lijken de OPEX-aannames haalbaar, maar ze zijn sterk afhankelijk van de precieze definitie van de vereisten voor dergelijke zonneparken. Zonder deze te kennen, is het niet mogelijk om de cijfers te beoordelen. PBL geeft aan dat geluidsreducerende constructies en aanpassingen mogelijk zijn zonder noemenswaardige extra kosten, bijvoorbeeld afschermingskasten of het plaatsen van omvormers op grotere afstand van huizen. Wij begrijpen niet hoe PBL tot de conclusie komt dat dit niet tot hogere kosten leidt. Bekabeling is veel duurder als het ontwerp van het zonnepark niet geoptimaliseerd is voor bekabeling, maar om andere redenen, bijvoorbeeld geluidsoverlast. Dit kan ertoe leiden dat de lengte van de</p>	<p>Ter kennisgeving aangenomen.</p>

<p>kabels wordt verdubbeld of verdrievoudigd. Als bijvoorbeeld een transformator niet in het midden van een blok stringomvormers kan worden geplaatst, maar aan het noordelijke of zuidelijke uiteinde van het blok, moeten er niet alleen twee keer zoveel kabels worden gelegd voor de AC-laagspanningsbekabeling, maar zullen de kabelsleuven ook veel breder en complexer te bouwen zijn. We verwachten dat de bekabelingskosten (inclusief installatie) zullen verdubbelen als we geen kabelgeoptimaliseerde projecten kunnen bouwen. De bekabelingskosten inclusief installatie bedragen ongeveer 20-30 €/kWp per project, gebaseerd op de huidige koper- en aluminiumprijzen. De aannames van 0 €/kWp voor een geluidsgeoptimaliseerde plaatsing van omvormer en transformator komt niet overeen met de werkelijkheid. De aannames van in totaal slechts 3 €/kWp als extra investeringskosten voor een zonnepark van 10 MWp en 1,4 €/kWp voor een park van 30 MWp lijkt veel te optimistisch, maar is ook sterk afhankelijk van de exacte definitie van en vraag naar dergelijke zonneparken. Zonder dit te weten, is het moeilijk om de kwestie volledig te beoordelen. Zoals reeds vermeld, kunnen hoge eisen voor geluidsbescherming leiden tot aanzienlijk hogere kosten.</p>	
<p>Sinds 2018 hebben we alle zonneparken al uitgerust met monitoring- en besturingshardware die curtailmentsignalen kan verwerken. Daarnaast is een redundante dataverbinding handig.</p>	<p>Ter kennisgeving aangenomen.</p>
<p>Bij negatieve elektriciteitsprijzen schakelen alle moderne op grootverbruikersaansluiting aangesloten wind- en zonneparken uit. Dit zelfde geldt voor alle installaties groter dan 1 MWp, omdat zij verplicht zijn om mee te doen aan congestiemanagement. Dit heeft een grote impact op het aantal vollasturen voor zon-pv en ook voor wind. Wij zien het aantal negatieve uren per jaar alleen maar toenemen de komende jaren. Dat betekent dat het aantal vollasturen dus zal moeten dalen. Wij adviseren PBL om een standaard formule te ontwikkelen waarbij het aantal verwachte negatieve uren gekoppeld kan worden aan de daaraan gerelateerde daling van het aantal vollasturen. Wij dragen wel ter overweging aan om daarbij ook te differentiëren naar de mate van eigen verbruik al dan niet door uitgestelde levering (door niet SDE++ gesubsidieerde batterijen, directe lijnen, cable pooling, een GDS, verbruik achter de meter). Echter, zou een dergelijk onderscheid er wel toe leiden dat er een prikkel gecreëerd wordt om meer aan het net te leveren dan direct te verbruiken of uitgesteld te leveren. Concluderend, zou het aan EZK moeten zijn of zij een onderscheid in vollasturen wenselijk zouden vinden. Immers, is dit een vraag die ook gaat over de impact van de SDE++ op het kosteneffectief realiseren van een breder duurzaam energiesysteem.</p>	<p>Zie de hoofdtekst.</p>

Tabel B2.3
Marktconsultatiereacties geothermie

<p>Consultatie-inbreng</p>	<p>Reactie PBL, TNO en DNV</p>
<p>Er wordt gesproken over typische temperaturen in bestaande warmtenetten van 90 tot 100 graden. Het is belangrijk te begrijpen dat de temperatuur in de transportleidingen van warmtenetten gedurende het jaar varieert. In de zomer is typisch 80-85 graden aan de</p>	<p>verwerkt in het eindadvies 2025</p>

<p>bron nodig om veilig tapwater te kunnen leveren in de woning (rekening houdend met temperatuurval over de verschillende warmtewisselaars in het systeem en warmteverliezen). Daarnaast is het warmtenet ontworpen op een temperatuur van ~120 graden bij een buitentemp van -10 C. Om de geobron ook op de koudste momenten in te kunnen zetten moet de warmtepomp deze stooklijn kunnen volgen en moet dus ook temperaturen boven de 100 graden kunnen maken. Dat wil echter niet zeggen dat de jaargemiddelde temperatuur boven de 100 graden is.</p> <p>Bovenstaande heeft 2 implicaties voor de SDE voor 'Diepe geothermie (basislast) hogetemperatuurwarmtenet (met warmtepomp)':</p> <ul style="list-style-type: none"> -Ten eerste dient bij de CAPEX rekening gehouden te worden met een hoge temperatuurwarmtepomp die ook temperaturen boven de 100 graden kan maken. Zie hiervoor onze input voor Hoge Temperatuur warmtepompen voor de categorieën restwarmte met warmtepomp. -De temperatueisen die gesteld worden aan projecten in deze categorie moeten de juiste prikkels geven en tegelijk oneigenlijk gebruik voorkomen. Een eis voor een gemiddelde temperatuur >100 graden geeft daarbij de verkeerde prikkel. Zie ons advies voor passende temperatueisen in het tabblad wijzigingsnotitie. 	
<p>De SDE++ beschikking houdt op dit moment onvoldoende rekening met de vollooperperiode van een groot geothermie project waarbij er simultaan een warmtenet in de gebouwde omgeving moet worden gerealiseerd. Los van het realiseren van de geothermie put in deze vollooperperiode, is er ook nog de onzekerheid van het ontstaan van voldoende vraag naar de warmte uit de geothermie put. Er zou een mogelijkheid kunnen worden gecreeerd om een ruimere vollooperperiode aan te houden totdat voldoende vraag is gecontracteerd. Op dit moment kan dat nog niet, waardoor er een groot risico ontstaat dat er binnen de vollooperperiode er onvoldoende vraag kan worden gecontracteerd en er zelfs in de eerste jaren onvoldoende vollaasturen kan worden behaald.</p>	<p>De reactie is meegegeven aan KGG.</p>
<p>Er wordt gesteld dat er marktpartijen aangegeven hebben dat er een belemmering voorzien wordt voor sommige geothermie projecten in de gebouwde omgeving m.b.t. CO₂ emissie uit afgevangen olie of gas. Hiervoor worden in de kostenberekening echter geen meerkosten in rekening gebracht. We zijn benieuwd op basis waarvan geconcludeerd wordt dat de genoemde belemmering niet tot meerkosten leidt.</p>	<p>Ter kennisgeving aangenomen</p>
<p>Retributies: Vanaf 1 juli 2023 vereist de gewijzigde mijnbouwwet voor geothermie dat vergunninghouders jaarlijks retributies betalen gedurende de gehele duur van het project. We stellen voor om deze verplichte kosten op te nemen in de basisbedragen.</p>	<p>Ter kennisgeving aangenomen</p>
<p>Kosten van Seismiek worden nu niet meegenomen. In veel gebieden is (extra) seismisch onderzoek nodig om een project te realiseren dat voldoet aan de eisen van het Staatstoezicht op de Mijnen (SodM). Gezien de aanzienlijke kosten die hiermee gepaard gaan, ontstaat er een niet-gedekte onrendabele top voor deze projecten. Marktpartij verzoekt het PBL daarom om ook de kosten van seismiek mee te nemen bij het bepalen van de onrendabele top en het basisbedrag voor deze projecten.</p>	<p>De reactie is meegegeven aan KGG.</p>
<p>Kosten voor seismiek worden nu niet meegenomen. Wij begrijpen dat niet voor alle geoprojecten aanvullende</p>	<p>De reactie is meegegeven aan KGG.</p>

<p>seismiek nodig is maar voor onze projecten in de gebouwde omgeving is in de regel altijd extra seismiek nodig. Dit brengt substantiele kosten met zich mee die een extra ORT creëren die nu niet wordt afgedekt. Wanneer deze kosten niet in de SDE worden meegenomen, zet dit onwenselijke druk op de buca.</p>	
<p>Differentieer naar grootte van de bron binnen de categorie "Diepe geothermie (basislast) hogetemperatuurwarmtenet (met warmtepomp)" De categorie "Diepe geothermie (basislast) hogetemperatuurwarmtenet (met warmtepomp)" is van cruciaal belang voor warmtenetten in de gebouwde omgeving om zowel de benodigde temperaturen in de winter te kunnen leveren als om de geobron voldoende te kunnen koelen. De capaciteit van de geobron is sterk afhankelijk van de eigenschappen van de ondergrond, wat op zijn beurt een grote impact heeft op de specifieke CAPEX van de bron. Dit wordt onderstreept door het feit dat in de categorie "Diepe geothermie (basislast)" reeds een onderscheid wordt gemaakt naar capaciteit van de bron in de SDE++.</p> <p>Marktpartij verzoekt het PBL om ook voor de categorie "Diepe geothermie (basislast) hogetemperatuurwarmtenet (met warmtepomp)" een vergelijkbaar onderscheid te maken naar de capaciteit van de bron. Hierbij zullen kleinere bronnen, met name in gebieden met een minder productieve ondergrond, naar verwachting een hogere onrendabele top hebben en daardoor ook een hoger basisbedrag vereisen. Deze gedetailleerde uitsplitsing is noodzakelijk om geothermiebronnen voor (bestaande) hogetemperatuurwarmtenetten in de gebouwde omgeving mogelijk te maken op locaties waar de ondergrond minder productief is.</p> <p>(Opmerking: In de wijzigingsnotitie wordt specifiek gevraagd naar de uitsplitsing naar grootte van de bron, maar dit betreft een andere categorie, namelijk "diepe geothermie geen basislast (toepassing in stadsverwarming)".)</p>	<p>Verwerkt in het eindadvies 2025</p>
<p>Hier wordt gesproken over temperaturen van 95 tot 110 C. Het WPW net is ontworpen op 120 C bij een buitentemp van -10 C. Het is van belang dat de warmtepomp ook in die uren de stooklijn kan halen. (Het mengen van water met een 10 graden lagere temperatuur dan de stooklijn creëert thermische stress in de leidingen en dient voorkomen te worden.)</p>	<p>Verwerkt in het eindadvies 2025</p>
<p>Pas a/b op met terminologie voor eisen aan deze categorie zoals 'distributienetwerk voor gebiedverwarming'. Geothermie is een grote bron die niet in wijknetten kan worden ingevoerd maar die in de transportnetten wordt ingevoerd.</p>	<p>Ter kennisgeving aangenomen</p>
<p>Wij achten de specifieke CAPEX voor een geobron met hoge temperatuur warmtepomp te laag. Voor de CAPEX van de geobron zelf verwijzen wij naar de input van geothermie-operators, omdat wij zelf geen geobronnen ontwikkelen. Voor de CAPEX van een hoge temperatuurwarmtepomp verwijzen wij naar onze input voor restwarmte met warmtepomp. Bij een DC project in het warmtenet met hoge temperatuur warmtepomp zitten wij rond de 2.2 Meuro/MW. Dus hoge temperatuur warmtepomp met ook nog een geobron erbij zal aanzienlijk meer kosten dan de 2.4 Meuro/MW uit het eindadvies.</p>	<p>Verwerkt in het eindadvies 2025</p>
<p>Voor de categorie 'Diepe geothermie (basislast) hogetemperatuurwarmtenet (met warmtepomp)' verzoeken</p>	<p>Verwerkt in het eindadvies 2025</p>

wij om een vermogensknip te maken zodat ook kleinere projecten met een minder productieve ondergrond uit kunnen. Zie tabblad wijzingsnotitie.	
Hier wordt gesproken over tempertauren van 95 tot 110 C. Onze bestaande netten zijn ontworpen op 120 C bij een buitentemp van -10 C. Het is van belang dat de warmtepomp ook in die uren de stooklijn kan halen. (Het mengen van water met een 10 graden lagere temperatuur dan de stooklijn creëert thermische stress in de leidingen en dient voorkomen te worden.)	Verwerkt in het eindadvies 2025
Wij achten de specifieke CAPEX voor een geobron met hoge temperatuur warmtepomp te laag. Voor de CAPEX van de geobron zelf verwijzen wij naar de input van geothermie-operators, omdat wij zelf geen geobronnen ontwikkelen. Voor de CAPEX van een hoge temperatuurwarmtepomp verwijzen wij naar onze input voor restwarmte met warmtepomp. Bij een DC project in het warmtenet met hoge temperatuur warmtepomp zitten wij rond de 2.2 Meuro/MW. Dus hoge temperatuur warmtepomp met ook nog een geobron erbij zal aanzienlijk meer kosten dan de 2.4 Meuro/MW uit het eindadvies.	Verwerkt in het eindadvies 2025
Er wordt aangegeven te overwegen een minimumpercentage te stellen aan de warmte die direct aan een distributienetwerk voor gebiedsverwarming geleverd wordt. We pleiten voor gedegen onderzoek en onderbouwing van een eventuele minimumpercentage en worden hier graag actief bij betrokken. (Deze opmerking heeft betrekking op de verschillende vormen van geothermie waarbij gesproken wordt over een minimumpercentage).	Ter kennisgeving aangenomen
Correctiebedrag 70% TTF-gasprijs: Het is belangrijk om de bevindingen van een rapport te overwegen en af te stemmen op de voorgestelde methodieken. Aangezien de transitie van gas essentieel is, moeten we nu al alternatieve benaderingen onderzoeken. Het is inconsistent om warmteklanten aan te moedigen om van gas af te stappen, terwijl de warmteprijs nog steeds gekoppeld is aan de gasprijs.	De reactie is meegegeven aan KGG.
Externe review: Het Eindadvies basisbedragen 2023 SDE++ onderging een externe review door de Technical University of Denmark, echter, geothermie werd hierbij niet meegenomen. Voor het Eindadvies basisbedragen 2024 SDE++ werd opnieuw een externe review uitgevoerd, ditmaal door het Austrian Institute of Technology, waarbij slechts één zin werd gewijd aan geothermie. Gezien het aanzienlijke budget dat gereserveerd is voor geothermie, lijkt het ons van waarde om komend jaar een grondige review uit te voeren voor de geothermiecategorieën.	De externe review wordt jaarlijks uitgevoerd door een onafhankelijke partij. We laten de reviewers zoveel mogelijk vrij in de punten en thema's waarop zij focussen in de review. We vragen elk jaar een andere partij zodat de focus anders ligt in de review.
Verlengde levensduur categorie: De pioniers binnen de geothermiesector zijn verheugd te constateren dat 'verlengde levensduur geothermie' is opgenomen op de Groslijst SDE++ 2025. De geothermiesector is graag bereid input te leveren voor dit onderwerp.	Ter kennisgeving aangenomen
Flexibiliteit Businesscase stadsverwarming/glastuinbouw: We pleiten sterk voor het behoud van deze flexibiliteit, gezien de opkomst van hybride projecten die zowel glastuinbouw als de gebouwde omgeving bedienen, en soms zelfs de industrie. Het is van cruciaal belang dat warmteafname volledig gedekt is bij een projectaanvraag, maar we erkennen ook dat afnemers soms kunnen afhaken tijdens de looptijd van een project. Het vaststellen van een harde grens via een	Ter kennisgeving aangenomen

leveringsquotum per type afnemers wordt als onwenselijk beschouwd, waarbij we eerder neigen naar een richtlijn van 50-50 tussen verschillende afnemers, zonder dit als strikte eis te stellen.

Een specifiek voorstel van 50/50 verdeling roept verdere vragen op die we graag willen adresseren. We vragen ons af of deze verdeling betrekking heeft op vermogen of warmteafzet, waarbij we geneigd zijn om vanwege het karakter van de warmtevraag eerder te neigen naar een verdeling op basis van vermogen. Tevens stellen we voor om een termijn te stellen voordat de 50/50 regel van kracht wordt, wellicht na een aantal jaren in productie om vollooprisico's te minimaliseren. We willen ook graag weten of hoogtemperatuuropslag (HTO) ook onder het hybride karakter valt en dus aan de gebouwde omgeving toebedeeld kan worden.

Ondiepe geothermie voornemen om te schrappen: Wij hebben intentie om ondiepe geothermie te ontwikkelen (mogelijk na 2025). Het behouden van subsidiecategorieën voor ondiepe geothermie is van cruciaal belang, gezien de toenemende interesse in de komende jaren voor projecten op dit gebied. Verschillende partijen geven aan plannen te hebben voor de ontwikkeling van dergelijke projecten, waarvan minstens één van plan is om in de volgende SDE-ronde een aanvraag in te dienen.

Ondiepe geothermie blijft voorlopig behouden in het eindadvies 2025

Het beschikbaar blijven van SDE-subsidies voor deze projecten is essentieel om deze ontwikkeling te ondersteunen. Zelfs als er in 2024 of 2025 onvoldoende aanvragen zijn, mag dit geen reden zijn om de SDE nu al stop te zetten. Er kan nog onvoldoende onderzoek zijn gedaan naar de haalbaarheid van dergelijke projecten, en het behoud van de subsidie categorieën kan de kans geven om deze ontwikkelingen verder te verkennen en te bevorderen.

Uitvraag PBL Warmtepomp: Kunnen marktpartijen meer informatie leveren over de rol van de warmtepomp in de aanvragen? Te denken valt aan toepassing voor temperatuurverhoging of voor dieper uitkoelen van de retour, de kosten en de inpassing van de warmtepomp in de warmteleveringsconfiguratie, de temperatuurlift en de COP. Voor projecten binnen stadsverwarmingsnetten vervult de warmtepomp een dubbele rol:

Verwerkt in het eindadvies 2025

Verhoging van de aanvoertemperatuur: In grote warmtenetten, zoals die vaak worden aangetroffen bij geothermische bronnen van minstens 10 MW, is het van vitaal belang dat de temperatuur in de transportleidingen wordt gehandhaafd, vooral tijdens de koudste winterdagen. Deze temperaturen kunnen variëren van 80-90 graden in de zomer tot 120 graden in de winter. Dit wordt niet primair bepaald door de warmtebehoefte van klanten, maar door de eisen van het transportvermogen. Een warmtepomp kan helpen bij het handhaven van deze temperaturen, wat cruciaal is voor de werking van het warmtenet, zelfs in de toekomst.

Uitkoelen van de geobron: In veel grote warmtenetten is de retourtemperatuur ongeveer 50 tot 60 graden, afhankelijk van factoren zoals het type aangesloten woningen en het seizoen. Zonder een warmtepomp zou de geobron slechts tot deze temperaturen kunnen worden

uitgekoeld, wat niet optimaal is voor het benutten van duurzame warmte. Een warmtepomp kan de geobron verder uitkoelen, waardoor meer duurzame warmte kan worden onttrokken.

Wat betreft de prestaties van warmtepompen, wordt een COP (Coefficient of Performance) geschat op ongeveer 4, maar dit kan variëren afhankelijk van de hoeveelheid warmtepompvermogen en de benodigde temperatuurstijging. De kosten voor warmtepompen stijgen exponentieel bij grotere capaciteiten en hogere temperaturen, waarbij prijsindicaties variëren tussen 1 miljoen en 1,4 miljoen euro per MWh thermische energie, met een bandbreedte van 40%. Het is belangrijk op te merken dat een COP van 4 als erg laag wordt beschouwd; een realistischere schatting varieert tussen 4 en 7, afhankelijk van de omstandigheden.

Kortom, de warmtepomp speelt een essentiële rol bij het handhaven van de vereiste temperaturen in warmtenetten en het optimaliseren van het rendement van duurzame bronnen, zoals geothermie. Zolang er geen "lage" temperatuur netwerken beschikbaar zijn of de ondergrond niet voldoende warm water kan leveren, blijft het verhogen van de temperatuur een noodzakelijke stap.

Uitvraag PBL Warmtepomp uitbreiding: Indien marktpartijen een bestaand geothermieproject willen uitbreiden met een warmtepomp, ziet men belemmeringen om dit onder de huidige categorie 'grootschalige warmtepompen' in de SDE++ in te dienen? Het integreren van verschillende technologieën, zoals het uitbreiden van een bestaand geothermieproject met een warmtepomp, kan bijdragen aan het efficiënter benutten van hulpbronnen en het verbeteren van de prestaties van projecten. Echter, er zijn belemmeringen bij het indienen van dergelijke uitbreidingen onder de huidige categorie 'grootschalige warmtepompen' in de SDE++.

Ter kennisgeving aangenomen

Het is voor ontwikkelaars risicovol om een nieuwe SDE-aanvraag in te dienen, vooral wanneer ze al een bestaande SDE hebben. Bijvoorbeeld, als blijkt dat een geothermiebron na (proef)boringen niet voldoende warmte levert, kan het riskant zijn om de bestaande SDE te annuleren en een nieuwe, hogere SDE aan te vragen. Er is geen garantie dat een hogere SDE zal worden toegekend, waardoor het project mogelijk onrendabel wordt. Dit kan leiden tot vroegtijdige beëindiging van projecten vanwege economische onhaalbaarheid.

Voor sommige projecten kan het integreren van een warmtepomp een optie zijn, vooral als het warmtenet niet voldoende blijkt te koelen in vergelijking met eerdere aannames. Echter, het is een vraag of dit onder de huidige SDE moet worden gedaan, of dat een aparte SDE-aanvraag nodig is, wat verder onderzoek vereist.

Het aanvragen van een nieuwe subsidie brengt kosten met zich mee, zowel financieel als in termen van tijd, en de uitkomst is onzeker. Deze factoren spelen een rol bij de beslissing van ontwikkelaars om al dan niet een nieuwe SDE-aanvraag in te dienen voor uitbreidingen van bestaande projecten met warmtepompen.

Uitvraag PBL HTO: Zijn er concrete plannen om de volasturen van projecten te gaan uitbreiden door middel

De reactie is meegegeven aan KGG.

van een seizoensafhankelijke hogetemperatuuropslag? Ja, er zijn concrete plannen om de vollasturen van projecten uit te breiden door middel van seizoensafhankelijke hogetemperatuuropslag (HTO). Er zijn twee partijen die deze aanpak al toepassen, terwijl een andere partij momenteel onderzoek doet naar de mogelijkheden. Hogetemperatuuropslag kan een doorslaggevende rol spelen in het economisch haalbaar maken van projecten, omdat het de warmtebron in staat stelt gedurende het hele jaar warmte te leveren, zelfs wanneer deze warmte niet in de zomermaanden wordt afgenomen. Er is echter behoefte aan een CAPEX-subsidie om deze technologie verder te ontwikkelen, omdat er nog veel onzekerheden zijn met betrekking tot de toepassing ervan, met name in verband met de BuCa (Business Case).

Uitvraag PBL Vermogensknip: Is er voor de categorie 'diepe geothermie geen basislast (toepassing in stadsverwarming)' behoefte aan een vermogensknip zoals bij de categorie diepe geothermie basislast?

Ja, er is behoefte aan een vermogensknip voor de categorie 'diepe geothermie geen basislast (toepassing in stadsverwarming)', vooral om kleine projecten te faciliteren. Zoals eerder verwoord in het vorige tabblad (#6, pag 91), kan een vermogensknip een belangrijk instrument zijn om de ontwikkeling van dergelijke projecten te ondersteunen en te stimuleren. Het biedt de mogelijkheid om kleine projecten economisch haalbaar te maken en draagt bij aan de diversificatie van de energiemix, wat essentieel is voor een duurzame energietoekomst.

Uitvraag PBL Kostenformat: Om beter inzicht te krijgen in de kostenstructuur van geothermieprojecten, verzoeken wij marktpartijen om middels een gestandaardiseerd formaat vrijwillig technisch-economische parameters aan te leveren bij een SDE++-aanvraag. Kunnen marktpartijen zich vinden in het onderstaand voorgestelde formaat? -----Kostenformat reactie actie format invullen-----

Volloop: We waren verheugd om te zien dat het SDE++ advies van 2023 de volloop-problematiek van groot-schalige warmtebronnen aan de kaak stelde. Echter, op dit moment zien we geen oplossingsrichtingen in het huidige advies of wijzigingsnotitie voor dit probleem. De sector heeft echter een oplossing bedacht in de vorm van een glijdende schaal binnen de SDE-systematiek. Implementatie hiervan kan wijken met nieuwe warmtenetten sneller en kosteneffectiever verduurzamen, wat een belangrijk punt is.

Momenteel ervaren we verschillende haperingen in de uitrol van warmtenetten, mede door het uitblijven van nieuwe Warmtewet-consultaties, onzekerheid in de sector over de waardering van een warmtenet en het toegestane rendement op geïnvesteerd vermogen van een warmtenet. Hierdoor wordt het volloopriscio, met name in de Gebouwde Omgeving (GO), een nog nijpender probleem. Een oplossing zou kunnen liggen in het verstrekken van CAPEX-subsidies. Dit kan worden bereikt door een bepaald percentage van de SDE++-beschikking om te zetten in CAPEX-subsidie, waardoor het basistarief van SDE++ verhoudingsgewijs zal afnemen zonder extra kosten voor de overheid.

De subsidie zou echter moeten worden gecapped tot

Verwerkt in het eindadvies 2025

Ter kennisgeving aangenomen

De reactie is meegegeven aan KGG.

maximaal 70%-80% van de CAPEX, zodat er nog steeds een aanzienlijk bedrag aan eigen vermogen in het project moet worden geïnvesteerd, waardoor de initiatiefnemer nog steeds in het project moet geloven. Dit zou leiden tot lagere financieringslasten, waardoor de SDE+-beschikking naar beneden kan worden bijgesteld.

Voor interne besluitvorming (en externe financiering) is een contractuele verplichting om warmte af te nemen essentieel. De afhankelijkheid van warmtenetontwikkelaars en warmteleveranciers is zorgelijk. Het vollooprisico kan niet volledig worden gedekt door SDE en zou beter kunnen worden gedekt door CAPEX-subsidies om investeringsbeslissingen te versnellen.

Ontwikkelingskosten: Ontwikkelingskosten van geothermie liggen doorgaans hoger dan bij andere technieken, onder meer vanwege de complexiteit van geothermische projecten. Vaak vereisen deze projecten aanvullend seismisch onderzoek, zowel voor als na de toekenning van een beschikking. Bovendien zijn er na de toekenning van SDE+-subsidies vele ontwikkelkosten die op dit moment niet worden meegenomen in de onrendabele top. De sector dringt erop aan dat deze kosten worden meegenomen en is bereid om een lijst hiervoor aan te leveren.

De reactie is meegegeven aan KGG.

Het is belangrijk om deze kosten te inventariseren en in overweging te nemen bij de subsidieberekeningen. Er is al een eerste inschatting gemaakt van deze kosten, zoals te vinden in de aparte sheet "Ontwikkelkosten na SDE besch."

Capex-subsidie: Sinds 2012 zijn geothermiecategorieën opgenomen in de SDE-regeling, wat de sector veel heeft opgeleverd en heeft geleid tot de realisatie van vele geothermieprojecten. Echter, al meer dan een decennium ondervindt de sector dat de SDE niet goed functioneert voor geothermie, zoals dat wel het geval was voor wind- en zonne-energie. De energietransitie bevindt zich momenteel in een complexer speelveld, mede door veranderingen in de geopolitieke situatie.

De reactie is meegegeven aan KGG.

De sector heeft samen met EZK & PBL intensief gewerkt aan het passend maken van de SDE voor geothermie. Echter, dit loopt steeds meer spaak: het correctiebedrag sluit niet goed aan bij de onrendabele top, volloop wordt niet geadresseerd, de ondergrondpotentie blijft onzeker, boorrisico's zijn hoog, en termijnen voor realisatie lopen niet synchroon met vergunningverlening en aanleg van warmtenetten.

Daarom roepen we op tot de ontwikkeling van een passende subsidiesysteem voor geothermie, samen met de sector. Een gecombineerde CAPEX + exploitatie georiënteerde subsidie die nog steeds de onrendabele top dekt, zorgt voor demping van de tekortkomingen van het huidige subsidiesysteem. Dit leidt tot snellere realisatie van projecten met minder onzekerheden voor zowel bedrijven als overheden, en tegen lagere maatschappelijke kosten.

Capex-subsidie: Het is belangrijk op te merken dat CAPEX-subsidie in mindering wordt gebracht op de SDE+-beschikking, waardoor het fasebedrag verhoudingsgewijs naar beneden gaat en rekening wordt

gehouden met minder financieringslasten. Deze optie kan alleen worden toegepast bij projecten waar EBN aan deelneemt, wat toezicht op de juiste besteding van de subsidiegelden waarborgt en onrechtmatige verrijking voorkomt.

In het kort: de huidige SDE-regeling is ontoereikend om het volledige potentieel van geothermie in Nederland te ontwikkelen. Het houdt onvoldoende rekening met de hoge voor-investeringskosten, de onzekerheden rondom ondergrondpotentie, volloop, onrendabele top en vergunningstermijnen. Een herziening van het subsidiesysteem is nodig om de geothermie-industrie op een effectieve en efficiënte manier te ondersteunen.

Temperatuureisen

Verwerkt in het eindadvies 2025

De reden dat een hoge temperatuur warmtepomp nodig is, is om ook op momenten met de hoogste warmtevraag de stooklijn van het warmtenet te kunnen volgen, die bij de meeste grotere warmtenetten oploopt tot temperaturen tot ca. 120 C bij een buitentemperatuur van -10 C. Naast het feit dat de bron op de koudste momenten deze hoge temperaturen moet kunnen halen is er vanuit oogpunt van COP veel aan gelegen om de temperaturen in het warmtenet gedurende het jaar zo laag mogelijk te houden (bijvoorbeeld 80-85 graden in de zomer om rekening houdend met warmteverliezen bij transport en temperatuurval over de verschillende warmtewisselaars in het systeem veilig tapwater te kunnen leveren). De SDE voor deze categorie zou dus niet een eis moeten stellen voor een gemiddelde temperatuur van >100 graden: dat zou immers een verkeerde prikkel kunnen geven om de nettemperatuur kunstmatig hoog te houden op momenten waarop dat vanuit de transportcapaciteit van het net gezien niet nodig is. Om te borgen dat deze categorie niet oneigenlijk wordt gebruikt stellen wij voor volgende eisen op te nemen in de SDE:

- De geobron met warmtepomp voedt in een warmtenet met een stooklijn die bij lage buitentemperaturen (-10 C, waar warmtenetten op ontworpen worden) oploopt tot temperaturen boven de 95 graden.
- De configuratie van geobron + warmtepomp kan temperaturen maken van >95 C.

De eerste eis borgt dat deze categorie alleen wordt toegepast in situaties waar de hoge temperaturen ook echt nodig zijn. De tweede eis borgt dat de categorie alleen gebruikt kan worden voor projecten die ook extra kosten maken voor een hoge temperatuur warmtepomp.

Warmtepompen hebben een dubbele functie bij toepassing bij een geothermiebron in warmtenetten. Ten eerste is een warmtepomp nodig om de aanvoertemperatuur te verhogen naar het niveau dat benodigd is door het warmtenet. In onze warmtenetten varieert de temperatuur van 80-90 C in de zomer tot maximaal 125 graden bij een buitentemperatuur van -10 C. De geothermie nabij onze netten op bepaalde locaties haalt deze temperaturen niet uit zichzelf. Een warmtepomp is dus nodig om de temperatuur verder te verhogen. Daarbij is het belangrijk dat de geothermiebron ook bij koude buitentemperaturen, en dus hogere temperaturen in het transportnet, warmte kan blijven leveren. Daarvoor moet de geothermiebron de stooklijn van het warmtenet kunnen volgen. Er zal dus een hoge temperatuur warmtepomp nodig zijn.

De tweede functie van de warmtepomp is het verder

Verwerkt in het eindadvies 2025

uitkoelen van de retourtemperatuur van de geothermiebron. De retourtemperatuur in de transportleidingen van grotere warmtenetten ligt typisch rond de 55 C. Zonder warmtepomp kan een geobron dus ook maar uitgeoeld worden tot een graad of 57 C (met een temperatuurval van 2 graden over de warmtewisselaar). Bij een typische georbontemperatuur van 70-80 C wordt dan maar een zeer beperkt vermogen uit de (kapitaalintensive) geobron gewonnen. Met een warmtepomp kan de retour van de geobron verder uitgeoeld worden, waardoor het onttrokken vermogen van de geobron toeneemt en aanzienlijk meer duurzame warmte wordt geproduceerd.

Wij zien geen geothermieprojecten gerealiseerd worden in onze netten zonder warmtepomp.

De COP van systemen met warmtepompen hangen uiteraard af van de brontemperatuur van de geobron. Bij bepaalde locaties zien wij temperaturen tussen de 60 en 82 graden. Deze zullen dus nog opgewerkt moeten worden tot de stooklijn, welke weer varieert van de ca 85 graden in de zomer tot een maximum van 120-125 in op de koudste dagen. Daarbij zien wij dat warmtepompen die ontworpen zijn om ook 120-125 graden te kunnen maken, helaas een net wat minder goede COP hebben als deze op lagere temperaturen worden bedreven (ten opzichte van een warmtepomp die bijvoorbeeld op 90 graden is ontworpen). Dit kan deels ondervangen worden door een tweetraps ontwerp waarbij de eerste warmtepomp bijvoorbeeld tot 100 graden gaat en de tweede tot 120 graden. Dat heeft dan weer wel impact op de CAPEX.

Tenslotte onderstrepen wij hier nogmaals dat voor dergelijke geo projecten in grote warmtenetten een hoge temperatuur warmtepomp nodig is, welke aanzienlijk duurder zijn dan gewone warmtepompen. Voor de CAPEX van een hoge temperatuurwarmtepomp verwijzen wij naar onze consultatiereactie voor DC restwarmte.

Wij hebben geen aanvragen voor UDG of ondiepe geothermie gepland.

Ter kennisgeving aangenomen

Wij zien een noodzaak voor een vermogensknip (zoals nu al bestaat voor de categorie 'diepe geothermie basislast') voor de categorie 'Diepe geothermie (basislast) hogetemperatuurwarmtenet (met warmtepomp)'. De capaciteit van de geobron hangt namelijk sterk af van de eigenschappen van de ondergrond. En deze capaciteit heeft weer een grote impact op de specifieke CAPEX van de bron. Dit blijkt ook uit de categorie "Diepe geothermie (basislast)" waar dit onderscheid naar capaciteit van de bron al gemaakt wordt in de SDE++. In deze categorie is de specifieke CAPEX voor projecten <12 MWth 71% hoger dan de specifieke CAPEX voor projecten >20 MWth (eindadvies 2024).

Verwerkt in het eindadvies 2025

Er wordt verzocht om ook voor de categorie "Diepe geothermie (basislast) hogetemperatuurwarmtenet (met warmtepomp)" een onderscheid te maken naar de capaciteit van de bron. Daarbij zullen kleinere bronnen (in gebieden met een minder productieve ondergrond) een hogere onrendabele top hebben en dus ook een hoger basisbedrag. Deze uitsplitsing is nodig om ook geothermiebronnen voor (bestaande) hogetemperatuurwarmtenetten in de gebouwde omgeving mogelijk te maken op plekken waar de ondergrond een minder goede productiviteit heeft.

<p>Marktpartij ontwikkelt niet zelf de geobron maar zoekt hier ervaren geothermie-ontwikkelaars voor. Voor CAPEX cijfers over de geobron verwijzen wij naar deze geo-partijen. Wel ontwikkelt deze marktpartij zelf de warmtepomp die de temperatuur van de geobron ophoogt tot de stooklijn en de retour verder uitkoelt. Voor de CAPEX van de warmtepomp verwijzen wij naar onze consultatiereactie op restwarmte met warmtepomp en aquathermie.</p>	Verwerkt in het eindadvies 2025
<p>Wij hebben geen concrete plannen voor hoge temperatuur opslag bij geothermie op dit moment. Wij zien daar mogelijk een rol voor op langere termijn. Maar dat wordt pas relevant als we de basislast vraag van onze warmtenetten goed gevuld hebben met duurzame bronnen. Daar zijn eerst nog meerdere nieuwe duurzame bronnen voor nodig.</p>	Ter kennisgeving aangenomen
<p>We kennen momenteel geen situaties waarin we bij zonder warmtepomp de gewenste temperaturen voor stadswarmte kunnen realiseren. De benodigde temperatuurlift en de resulterende COP zijn volledig afhankelijk van de capaciteit van de bron.</p>	Verwerkt in het eindadvies 2025
<p>Pleidooi om een categorie verlengde levensduur geothermie te ontwikkelen. De komende jaren gaan de eerste projecten het eind van de SDE-termijn bereiken. Aanbeveling om in overleg met marktpartijen de noodzaak voor verdere ondersteuning te analyseren.</p>	Ter kennisgeving aangenomen
<p>Bezwaar tegen WP indienen onder de cat industriële grootschalige WP vanwege de temperatuur-eis daarin (zie regel 1312: 100 gr. C). Dat is dus geen optie.</p>	Ter kennisgeving aangenomen
<p>De categorie “Diepe geothermie (basislast) hogetemperatuurwarmtenet (met warmtepomp)” is van groot belang voor warmtenetten in de gebouwde omgeving. Met deze combinatie kan de benodigde temperaturen in de winter worden geleverd en kan de geothermiebron voldoende worden uitgekoeld. De capaciteit van de geothermiebron zal daarbij sterk afhangen van de eigenschappen van de ondergrond, welke weer een grote impact heeft op de specifieke CAPEX van de geothermiebron. Dit blijkt onder andere ook uit de categorie “Diepe geothermie (basislast)” waar dit onderscheid naar capaciteit van de bron al gemaakt wordt in de SDE++. In deze categorie is de specifieke CAPEX voor projecten <12 MWth 71% hoger dan de specifieke CAPEX voor projecten >20 MWth (eindadvies 2024). Het lijkt ons daarom relevant om ook voor de categorie “Diepe geothermie (basislast) hogetemperatuurwarmtenet (met warmtepomp)” een onderscheid te maken naar de capaciteit van de bron. Daarbij zullen kleinere bronnen (in gebieden met een minder productieve ondergrond) een hogere onrendabele top hebben en dus ook een hoger basisbedrag nodig zijn. Deze uitsplitsing is nodig om ook geothermiebronnen voor (bestaande) hogetemperatuurwarmtenetten in de gebouwde omgeving mogelijk te maken op plekken waar de ondergrond een minder goede productiviteit heeft.</p>	Verwerkt in het eindadvies 2025
<p>Er wordt in de nota aangegeven dat men voornemens is om de categorieën ondiepe geothermie (basislast en geen basislast) en ultra diepe geothermie te schrappen (uit te sluiten van SDE++) omdat gedurende de afgelopen drie jaar hiervoor geen subsidieaanvragen ingediend zijn. Echter, in gebieden met congestie kan een warmtenet op basis van ultra diepe geothermie juist een uitkomst bieden. Het is een van de weinige technieken om veel woningen te voorzien van duurzame warmte zonder dat dit beslag legt op capaciteit van het</p>	Ondiepe geothermie blijft voorlopig behouden in het eindadvies 2025; Ultra diepe geothermie is gearceerd op de grosslijst

elektriciteitsnet. We pleiten ervoor geen uitsluiting van deze projecten op te nemen in de SDE++ regeling, te meer omdat het bovendien complexe projecten zijn, met een lange aanloop en doorloop. Het is niet uit te sluiten dat dit mede debet is aan het ontbreken van aanvragen in de afgelopen 3 jaar.

Algemene reactie op uitvraag warmtepompen: De elektriciteitsinzet (zowel vermogen als verbruik) bij warmtenetten op middentemperatuur is altijd lager dan wanneer dezelfde gebouwen verwarmd worden met individuele warmtepompen (betreft vraagreductie op de KV aansluitingen). Echter, in gebieden met congestie kan een warmtenet een beperking ondervinden waardoor de toekenning van transportcapaciteit voor de warmteopwek en -distributie (een GV aansluiting) niet mogelijk is. Dit levert een catch-22 situatie op: Meer warmtenetten betekent minder individuele warmtepompen en dus een reductie van de vraag naar capaciteit. Hierdoor draagt het bij aan verminderen congestie (nu en in de toekomst). Maar als er geen warmtenet komt door netcongestie wordt de schaarste op het net alleen maar groter door toename van warmtepompen van individuele huishoudens. Om deze reden zet marktpartij zich in voor tijdige afstemming met gemeenten zodat aanvragen voor warmtepompen voor warmtenet in onze capaciteitsplanning/ investeringsplannen meegenomen kan worden.

Ter kennisgeving aangenomen

De categorie 'geothermie met warmtepomp' is voor veel warmtebedrijven erg aantrekkelijk. Geothermie op zichzelf kan een stevige basislast leveren gezien de vermogens die mogelijk zijn, maar een warmtepomp voegt een aantal voordelen toe. Ten eerste verhoogd het de beschikbare vermogen van een geobron. Dit gaat niet alleen om temperatuurverhoging maar ook qua thermisch vermogen van de bron als geheel. Bij een middelgroot warmtenet met een stooklijn van 90 graden of lager (afhankelijk van buitentemperatuur) kan de gewonnen warmte uit geothermie direct worden toegepast in een warmtenet zonder temperatuurverhoging uit een warmtepomp. Zo kan er in ons geval tot wel 10MW extra thermisch vermogen beschikbaar komen bij een geobron. Daarnaast werkt de warmtepomp mee aan het verder afkoelen van warmte uit het water voor injectering terug in de bodem, wat de efficiëntie verhoogd. Tot slot bouwt een warmtepomp een stukje variabiliteit in een geothermie bron, dat anders vrij rigide is qua warmtelevering. Zo kan ook een stukje middellast worden geleverd door geothermie i.p.v. alleen basislast. Dit vermindert de noodzaak voor gasgestookte HWCs als piekvoorziening. In ons geval is de combinatie van geothermie met warmtepomp dus een erg aantrekkelijke optie, vooral in het geval van een bestaand net van ca. 29.000 aansluitingen. Een stevige bron kan direct worden ingezet, en de warmtepomp verhoogd het vermogen en efficiëntie van de geo warmte. Echter zien wij 1 risico in de huidige SDE regeling: "alle geproduceerde warmte wordt toegepast in een verwarmingssysteem met een aanvoertemperatuur aan de gebruikerszijde van ten minste 90 °C in het stookseizoen". Zoals hierboven toegelicht is de stooklijn van een warmtenet afhankelijk van de buitentemperatuur: warmtebedrijven hebben baat bij het verlagen van deze stooklijn door het verminderen van warmteverlies en de mogelijkheid tot aanleg van kleinere (en dus goedkopere) leidingen. Het is dus niet mogelijk om te

Ter kennisgeving aangenomen

garanderen dat ieder jaar van productie een stooklijn van boven de 90C kent, vooral niet aangezien de recente trends van energiebesparing en toenemende isolatie van woningen. We zien steeds meer dat stooklijnen eerder richting de 70-40 graden gaan, vooral op het langer termijn. Een algemene eis van stooklijn temperatuur doet geen recht aan deze trends. Om een stooklijn aan te passen aan deze regeling is niet logisch, wij verzoeken dat de regeling op de buitentemperatuur wordt aangepast om recht te doen aan de warmtevraag en de ontwikkelingen in de markt.

Een mogelijke wijziging zou daarbij zijn: "alle geproduceerde warmte wordt toegepast in een verwarmingssysteem met een aanvoertemperatuur aan de gebruikerszijde van ten minste 90C bij een buitentemperatuur van ten minste -5 graden, of tussen de 80-90 graden bij een buitentemperatuur van boven de -5 graden".

Een alternatief kan maatwerk zijn: dat RvO en het warmtebedrijf in gesprek gaan over de stooklijn die wordt gehanteerd. Indien het warmtebedrijf kan aantonen dat er voldoende afzet is van een geobron inclusief warmtepomp, en dat de stooklijn representatief is voor een gezonde bedrijfsvoering, dat deze algemene eis niet van toepassing is. De warmtepomp is dus niet alleen gebruikelijk bij hogere temperaturen, maar ook voor het meer aantrekkelijk maken van middentemperaturen in de gebouwde omgeving.

Het toevoegen van een warmtepomp bij geothermie helpt bij het verhogen van de aanlevertemperatuur gedurende de wintermaanden en ook om voldoende afkoeling bij injectering te borgen. Het vermogen van de geobron is uiteraard afhankelijk van de eigenschappen van de beoogde ondergrondse locatie. En het beschikbare vermogen heeft een grote impact op de CAPEX en OPEX van de bron. Dit is al zichtbaar in de categorie "Diepe geothermie (basislast)" waar het onderscheid naar capaciteit van de bron al gemaakt wordt in de SDE++. In deze categorie kent een bron van kleiner dan 12MW een 71% hogere CAPEX dan de CAPEX voor projecten van groter dan 20 MWth (PBL eindadviesrapport SDE++ 2024). Ons verzoek is om ook voor de categorie "Diepe geothermie (basislast) hogetemperatuurwarmtenet (met warmtepomp)" een dergelijke onderscheid op te nemen naar capaciteit van de bron. In gebieden waar de ondergrond wat minder productief is, maar waar alsnog een groot belang ontstaat naar de realisatie van basislast warmte uit geothermie (denk aan gebieden zonder beschikbare restwarmte of industrie), heeft de geobron een hogere onrendabele top. Dit vraagt dus een hoger basisbedrag uit de SDE++ om het project sluitend te krijgen. Dit zal ook helpen bij de verdere realisatie van geothermie bronnen in de gebouwde omgeving waar een warmtenet al bestaand is.

Verwerkt in het eindadvies 2025

Ondiepe geothermie voornemen om te schrappen: Het behouden van subsidie categorieën voor ondiepe geothermie is van cruciaal belang, gezien de toenemende interesse in de komende jaren voor projecten op dit gebied. Verschillende partijen geven aan plannen te hebben voor de ontwikkeling van dergelijke projecten, waarvan minstens één van plan is om in de volgende SDE-ronde een aanvraag in te dienen.

Ondiepe geothermie blijft voorlopig behouden in het eindadvies 2025

Het beschikbaar blijven van SDE-subsidies voor deze projecten is essentieel om deze ontwikkeling te

ondersteunen. Zelfs als er in 2024 of 2025 onvoldoende aanvragen zijn, mag dit geen reden zijn om de SDE nu al stop te zetten. Er kan nog onvoldoende onderzoek zijn gedaan naar de haalbaarheid van dergelijke projecten, en het behoud van de subsidie categorieën kan de kans geven om deze ontwikkelingen verder te verkennen en te bevorderen.

Tabel B2.4
Marktconsultatiereacties energie uit water

Consultatie-inbreng	Reactie PBL, TNO en DNV
In de categorie Waterkracht, valhoogte < 50 cm zat voorheen ook golfenergie. We nemen aan dat dat nog steeds het geval is en bevelen aan dit expliciet te vermelden	Verwerkt in eindadvies 2025
COP. De bestaande categorie voor TEA gaat uit van een COP-waarde voor de warmtepomp van 3,9. In de praktijk verwachten wij voor ons project TEA alleen voor de warmtepomp uit te komen op een COP van 3,0 – 3,5. Dit is veel lager dan de waarde die is aangenomen in de SDE, terwijl de temperaturen van zowel de bron als de warmtelevering identiek zijn. Ook een second-opinion die wij hebben laten uitvoeren door gespecialiseerd aquathermie-bedrijf komt op een lagere COP uit. Wij kunnen dit delen indien gewenst.	Verwerkt in het eindadvies 2025
De capex voor het TEA-project bedraagt €2.746/kW, inclusief de kosten voor het gebouw, projectmanagementkosten ná de SDE-aanvraag en 20% onvoorziene kosten. Volgens het eindadvies SDE++ 2024 zijn de investeringskosten €1.597/kW. Dit terwijl het project qua schaalgrootte, vollasturen en temperaturen vrijwel identiek is aan de bestaande categorie. Met het huidige basisbedrag kunnen wij dan ook geen positieve business case halen. Het verschil lijkt grotendeels te zitten in het ontbreken van een aantal kostenposten voor de bepaling van de basisbedragen, zoals de kosten voor het procesgebouw (€429/kW), de erfpachtkosten (€107/kW), de projectmanagementkosten ná de SDE-aanvraag en de onvoorziene kosten. Bouwkundige kosten en projectmanagementkosten worden niet expliciet genoemd in Tabel 4.6 van het eindadvies SDE++ 2024, maar worden wel expliciet genoemd als kosten in Tabel 2.1 van de wijzigingsnotitie voor aquathermie (goede zaak, zie onze reactie bij regel 763). De onderbouwing voor deze kosten kunnen wij desgewenst delen. Verder merken wij op dat de geschatte investeringskosten in de SDE++ zijn gedaald van €1.746/kW in 2023 naar €1.597/kW in 2024. Deze daling kunnen wij o.b.v. bovenstaande, en de sterk gestegen loon- en materiaal-kosten, niet plaatsen.	Verwerkt in het eindadvies 2025
Voor wat betreft de OPEX zien wij enerzijds dat we de COP-inschatting uit de SDE in de praktijk niet halen (zie onderstaande een aparte reactie hierover), wat leidt tot hogere variabele elektriciteitskosten. Daarnaast zijn de transportkosten voor elektriciteit fors gestegen en zullen naar verwachting blijven stijgen in de toekomst. Voor de toekomstige stijging van 2024 tot 2038 baseert PBL zich op de verwachte ontwikkelpaden volgens een rapport uit 2021 (p. 33 eindadvies). Dit is dus een rapport dat is opgesteld vóór de energiecrisis van 2022, en waarin grote stijgingen en de kosten van benodigde	Verwerkt in het eindadvies 2025

<p>investeringen in de elektriciteitsnetten in Nederland die de afgelopen jaren zijn gecommuniceerd niet zijn meegenomen. Daarmee heeft dit rapport zijn relevantie grotendeels verloren. Wij verzoeken PBL om bij het bepalen van de toekomstige netkosten ook deze recente inzichten mee te nemen.</p>	
<p>Voor TEA-projecten kunnen we ons goed vinden in het aantal van 6000 vollasturen.</p>	Ter kennisgeving aangenomen
<p>De lucht-waterwarmtepomp zou gekoppeld mogen worden aan condensoren van koelinstallaties en airco's. Dit verhoogt het rendement. De koeling of airco zelf meenemen is niet de bedoeling. Nu is de omschrijving van "lucht" niet eenduidig vastgelegd</p>	Ter kennisgeving aangenomen
<p>De stooklijn van 75°C is ongelukkig. Bedrijfsgebouwen moeten waar mogelijk een stooklijn hebben. Rendement warmtepompen neemt toe. Het moet niet zo zijn dat als de 70°C niet gehaald wordt de SDE komt te vervallen. Iedereen heeft baat bij verlagen stooklijn</p>	Ter kennisgeving aangenomen
<p>SCOP definitie is niet eenduidig. SVP aansluiten op omschrijving iSDE dan past het ook bij bouwbesluit.</p>	Ter kennisgeving aangenomen
<p>Waardering voor de toevoeging van de LW-WP energie uit lucht, lage temperatuur, glastuinbouw. De gekozen parameters zijn nu beter passend (temperatuurniveau, draaiuren, warmterefluentie) en zowel voor bedrijven met ketel als met WKK tot een redelijke terugverdientijd te leiden. Hoewel het basisbedrag nu bekend is, zal het afhangen van de bedragen per fase hoe deze categorie in de ranking valt. Wat wel een knelpunt is, is de technische eis: natuurlijk koudemiddel met een SCOP van 4,05. Ervaring vorig jaar m.b.t. de technische eisen was dat er slechts 1 type koudemiddel werd gevonden dat aan de eis voldeed.</p>	Verwerkt in het eindadvies 2025
<p>De lucht-water-warmtepomp regeling schrijft een minimaal vermogen van 500KWth voor. Collectieve lucht-water-warmtepomp met kleinere vermogens zijn ook wenselijk. Zo zouden veel nieuwe warmtenetten kunnen worden gerealiseerd.</p>	Ter kennisgeving aangenomen
<p>Verwijdering na 3 jaar is te kort. Veel projecten duren meer dan 5 jaar. Ook de enorme recente volatiliteit van marktveranderingen (prijzen, netcongestie) nopen projecten tot tijdelijke stilstand. Aanpassingen van wet- en regelgeving, die nodig zijn om de volgende stap in de energietransitie mogelijk te maken, vergen veel tijd (>3 jaar) en worden pas ingezet als er concrete projecten zijn.</p>	Ter kennisgeving meegenomen. Categorieën die na drie jaar verwijderd worden kunnen zeer eenvoudig terug in de regeling opgenomen worden wanneer een marktpartij aangeeft een project in ontwikkeling te hebben.
<p>De transport- en distributiesnelheid van warmteleidings wordt naast de diameter (staat vast na aanleg) en stroomsnelheid (technisch beperkt) vooral bepaald door het temperatuurverschil tussen aanvoer en retour. Veel bestaande warmtetransport- en -distributiesystemen kennen daardoor een stooklijn, waarbij de aanvoertemperatuur in de winter (hoger benodigd warmtevermogen) oploopt van circa 80-85 graden naar temperaturen boven de 100 graden. Met dit principe kunnen de diameters van het warmtenet beperkt blijven en daarmee het grondbeslag (uitdaging in de gebouwde omgeving). Om aquathermie wel in dergelijke warmtesystemen in te kunnen zetten, is een categorie thermische energie uit water met hogetemperatuur-warmtepomp zeer wenselijk. De COP-eis in de huidige categorieën ligt simpelweg te hoog om bij dergelijke warmtesystemen aan te kunnen voldoen. Daarmee kan aquathermie op dit moment amper invoeden op de transport- en distributiesystemen van warmtenetten.</p>	Verwerkt in het eindadvies 2025

De SDE++ voor deze nieuwe categorie zou dan geen eis moeten stellen in de vorm van een gemiddelde temperatuur > 100 graden, maar meer in lijn met:

- Aquathermie met hogetemperatuurwarmtepomp voedt in op een warmtenet met een stooklijn die bij lage buitentemperaturen (-10 graden Celcius is veelal het ontwerpcriterium) oploopt tot temperaturen boven de 90 graden Celcius; en
- De combinatie aquathermie met hogetemperatuurwarmtepomp kan temperaturen maken boven de 90 graden Celcius.

Er wordt aangegeven dat men voornemens is de kosten voor seizoensopslag in de berekening van het basisbedrag naar beneden bij te stellen, op basis van de aanvragen o.a. uit de SDE++-2023 ronde. Gedurende de afgelopen maanden zijn echter in meerdere steden plannen voor warmtenetten (voorlopig) stopgezet vanwege de te hoge te verwachten kosten. Dit heeft de nodige media-aandacht en kamervragen tot gevolg gehad en brengt ons tot de vraag of bij deze voorgestelde wijziging rekening gehouden met de meest actuele inzichten t.a.v. te verwachten projectkosten. Daarnaast doet de vraag zich voor of de kerninflatie dd juni 2023 voldoende vooruitkijkt naar te verwachten inflatie in 2024 (en 2025)? Als laatste, zijn er in Nederland nog maar heel beperkt referentie projecten daadwerkelijk gerealiseerd waarbij er seizoensopslag is toegepast in combinatie met aquathermie. Het is daarom nog de vraag of los van de aanvragen uit 2023 deze verlaagde kosten ook daadwerkelijk gehaald gaan worden.

Inflatiecorrectie is verwerkt in het eindadvies 2025

Marktpartij heeft een aantal TEA-projecten in ontwikkeling:

Ter kennisgeving aangenomen

1. Een TEA is een uitzondering waarbij de collectieve warmtepomp kan invoeden aan het einde van het transportnet, waaar meerdere wijknetten aan elkaar geknoopt worden tot 1 groot wijknet. D.m.v. een nieuw warmteoverdrachtstation wordt het samengestelde wijknet hydraulisch gescheiden van het transportnet. Een collectieve warmtepomp (1,4 MWth) produceert warmte van ~75°C voor het wijknet. Het transportnet fungeert als piek- en back-up faciliteit. TEA Poelgeest komt redelijk overeen met de categorie "Aquathermie - basislast, zonder WKO". Het grote verschil is dat onze investeringskosten substantieel hoger zijn dan waar PBL vanuit gaat

2. Een andere TEA is een project van 8 tot 15 MWth, bedoeld om grootschalig te verduurzamen / diversificeren. Deze hoeveelheden warmte kun je niet kwijt in het wijknet, maar wel in het transportnet. In deze gevallen is een hoge temperatuur warmtepomp nodig. De reden dat een hoge temperatuur warmtepomp nodig is, is om op de koudste dagen van het jaar de stooklijn van het transportnet te kunnen halen. De typische temperaturen in het transportnet van onze grote bestaande warmtenetten variëren tussen de ca. 85°C in de zomer tot 120°C op de koudste dagen. De SDE voor deze categorie zou dus niet een eis moeten stellen voor een gemiddelde temperatuur van >100 graden in het stookseizoen. De SDE zou wel de volgende eisen kunnen stellen:

- de warmtepomp voedt in in een warmtenet met een stooklijn die bij lage buitentemperaturen (-10 °C, waar warmtenetten op ontworpen worden) oploopt tot temperaturen boven de 95 °C;
 - De warmtepomp kan temperaturen maken van >95°C.
-

<p>3. Een derde TEA is vergelijkbaar met de tweede TEA. Op langere termijn zijn we voornemens om ook TEA-projecten te ontwikkelen met een hoge temperatuur warmtepomp in andere grote warmtenetten.</p>	
<p>Verwijdering waterkracht is niet wenselijk. Er wordt hard aan diverse projecten gewerkt. Door diverse omstandigheden duren deze langer. Wet- en regelgeving zijn niet voorzien op deze veelal innovatieve technologieën, waardoor doorlooptijden lang zijn en 3 jaar geen realistische termijn.</p>	<p>Ter kennisgeving meegenomen. Niet alle categorieën voor waterkracht zijn verwijderd, zie de hoofdtekst.</p>
<p>Er wordt op dit moment aan meerdere waterkrachtprojecten gewerkt: sommige groter dan 1 MW, soms als vervolgstap op een ander project, in diverse provincies projecten bij stuwen, gemalen en sluizen. Ook zijn er projecten in voorbereiding voor kribopstellingen in grotere rivieren. Over het algemeen kan gezegd worden dat projecten lange looptijden kennen (onder andere op basis van de sequentiële afhankelijkheden van vergunning, SDE++ aanvraag en financiering) en vertraging, bijvoorbeeld door aanvullende voorwaarden vergunningverlening, cont(r)acten buitenlandse investeerders (COVID, Oekraïne) en beschikbaarheid en levertijden van componenten.</p>	<p>Meegenomen in het advies waterkracht in SDE++ 2025.</p>
<p>De plannen zijn concreet. Het gaat op korte termijn om twee projecten met een hoge temperatuur warmtepomp met een totaal vermogen van ~30 MWth. Het ontbreken van een juiste categorie vormt nu een belemmering om deze projecten te kunnen realiseren. Zowel de minimale COP-eis als het te lage basisbedrag zijn een obstakel. Op langere termijn zijn we voornemens om ook TEA-projecten te ontwikkelen met een hoge temperatuur warmtepomp in andere grote warmtenetten.</p>	<p>Verwerkt in het eindadvies 2025</p>
<p>Een representatieve installatie is een hoge temperatuur warmtepomp van bijv. 15 MWth of groter, o.b.v. de referentietechniek TEA, die invoedt op het transportnet of primaire net. De typische temperaturen in het transportnet van onze grote bestaande warmtenetten variëren tussen de ca. 85°C in de zomer tot 120 °C op de koudste dagen; aanzienlijk hoger dan de 75°C waar nu vanuit wordt gegaan voor de aquathermie-categorieën. Omdat het verschil tussen de brontemperatuur en de afgiftetemperatuur van de warmtepomp groter zal zijn, zal de COP van de warmtepomp lager zijn. Het is daarom cruciaal om de minimale COP-eis van 3,0 te laten vervallen, omdat grootschalige TEA-projecten die invoeden in het transportnet dit niet kunnen halen met de beschikbare temperaturen. Daarnaast bestaat er al een economische prikkel om de COP te maximaliseren, omdat dit de elektriciteitskosten en netkosten aanzienlijk verlaagt. Wij pleiten er daarom voor om de minimale SCOP-eis voor de nieuwe categorie met hoge temperatuur warmtepomp te verlagen naar 2,5 voor de warmtepomp (systeem SCOP < 2,5), zodat ook grootschalige aquathermie-projecten van de grond komen.</p>	<p>Verwerkt in het eindadvies 2025</p>
<p>Het belang van een hoogtemperatuur warmtepomp bij een bron zoals aquathermie vergroot de bruikbaarheid in transportleidingen van grote warmtenetten. Vaak is de stooklijn van dergelijke transportleidingen boven de 100 graden. Gezien de ambities om warmtenetten verder uit te rollen (500.000 doelstelling in 2030) zal de noodzaak voor warmtetransport alleen groeien de komende jaren. Transportleidingen met een lagere temperatuur vragen een grotere diameter. Dit verhoogd zowel de kosten van aanleg en het warmteverlies</p>	<p>Verwerkt in het eindadvies 2025</p>

onderweg. Hierdoor is zo'n transportleiding een stuk minder efficiënt. Nieuwe bronnen moeten deze stooklijn kunnen volgen. Daarnaast zijn er warmtenetten met een stooklijn boven de 100 graden tijdens het stookseizoen. Gedurende de zomermaanden hebben warmtebedrijven de inspanning om de stooklijn zo laag mogelijk te houden ivm warmteverlies.

De SDE-categorie zou dan eisen kunnen bevatten die afhankelijk zijn van buitentemperatuur/voelstemperatuur door het jaar heen. Een gemiddelde over het jaar heen doet geen recht aan verschillen tussen seizoenen. Bijvoorbeeld: bij buitentemperaturen van onder 5 (of 10) graden voedt de warmtebron in een warmtenet met temperaturen boven de 90 graden celsius. Een generieke eis onafhankelijk van buitentemperatuur geeft de prikkel om de stooklijn te verhogen waar dit niet efficiënt is. Dit stimuleert hoger warmteverlies.

Daarnaast onderzoeken een aantal warmtebedrijven ook de mogelijkheid om koppelingen te leggen tussen bestaande warmtenetten, om de beschikbare capaciteit van warmtebronnen optimaal te benutten (denk bijv. aan gebeden met veel potentie voor geothermie te koppelen aan een stad met veel warmtevraag maar minder geschikte ondergrond voor een geobron. Deze koppeling verzorgt een goede match tussen vraag en aanbod). Transportleidingen tussen bestaande netten werkt het efficiëntst via hogere temperaturen. De warmtebronnen moeten deze stooklijn kunnen volgen.

Het toevoegen van deze nieuwe categorie is voor ons zeer belangrijk voor het ontwikkelen van meerdere grootschalige TEA-projecten de komende jaren. De reden dat een hogetemperatuur warmtepomp nodig is, is dat dergelijke grote restwarmtebronnen alleen op het transportnet kunnen invoeden. Op koude winterdagen is de stooklijn van het transportnet bij de meeste grotere warmtenetten (ruim) boven de 100 graden. De reden dat een hoge temperatuur warmtepomp nodig is, is om op de koudste dagen de stooklijn van het transportnet te kunnen halen. De typische temperaturen in het transportnet van onze grote bestaande warmtenetten variëren tussen de ca. 85°C in de zomer tot 120°C op de koudste dagen. De SDE zou de volgende eisen kunnen stellen:

- de warmtepomp voedt in in een warmtenet met een stooklijn die bij lage buitentemperaturen (-10 °C, waar warmtenetten op ontworpen worden) oploopt tot temperaturen boven de 95°C;
- De warmtepomp kan temperaturen maken van >95°C.

In het eindadvies basisbedragen SDE++ 2024 is een categorie voor aquathermie gemaakt, "Aquathermie – basislast, zonder WKO met bestaand warmtenet". Graag zouden wij een meer flexibelere inzet willen toevoegen. Voor stadswarmte wordt er namelijk veel groei verwacht. De ingroei periodes zijn echter uiterst onzeker ivm het aanleggen en aanbesteding van warmtenetten, de nieuwe wet collectieve warmte en uiteindelijke participatie. Aquathermie zonder opslag is echter relatief flexibel en kan in zowel de piek, middenlast als basislast voorzien maar is qua efficiency vooral gericht op pieken en middenlast. Gedurende de relatief risicovolle ingroei periode kan dan duurzame warmte worden geleverd. Een flexibele inzet vergt echter ook een flexibele subsidieregime (2000-5000 vollasturen), om de groei in warmteafzet en uiteindelijk piek en back-up voorziening zo efficiënt mogelijk te ondersteunen.

Verwerkt in het eindadvies 2025

Verwerkt in het eindadvies 2025

Graag zouden wij een categorie toegevoegd zien zonder opslag die flexibeler is of met zowel een laag (3500) als hoog (6000) aantal vollasturen.	
Ondersteuning aanpassing categorie indeling aquathermie (op basis van wel/niet basislast, wel/niet WKO)	Ter kennisgeving aangenomen
Ondersteuning van het voorstel om realitatie termijn bij projecten met Warmtepomp te verlengen naar 6 jaar i.v.m. netcongestie	Meegegeven aan KGG
Thermische energie uit afvalwater (TEA) is geen aparte categorie meer, maar valt onder een algemene categorie (Aquathermie - basislast, zonder WKO) waarbij TEA de referentietechniek is. Daarnaast bestaat ook de categorie "Aquathermie - basislast, zonder WKO met bestaand warmtenet" waarbij TEO groot de referentietechniek is. In het laatste geval wordt ervan uitgegaan dat warmte wordt geleverd aan een bestaand warmtenet, waarbij verondersteld wordt dat er al een warmteoverdrachtstation (WOS) aanwezig is. Wij snappen deze laatste categorie niet goed. Ons TEA project heeft een nieuwe WOS nodig maar voedt in op het bestaande net. Wij gaan er van uit dat dit project zou moeten aanvragen in de categorie 'Aquathermie - basislast, zonder WKO'. Onze projecten met een hoge temperatuur warmtepomp vragen om een nieuwe categorie. Daarbij kan met een hoge temperatuurwarmtepomp vaak worden ingevoed in het transportnet zonder extra WOS. Wel zijn de investeringskosten veel hoger dan wordt aangenomen in de categorieën voor aquathermie in het eindadvies 2024, zie onze reactie hieronder. Wij hebben geen projecten in ontwikkeling die naar onze mening zouden passen in de nieuwe categorie "Aquathermie - basislast, zonder WKO met bestaand warmtenet" en wat ons betreft kan deze categorie dus vervallen.	Verwerkt in het eindadvies 2025
Marktpartij heeft geen aquathermie-projecten in combinatie met seizoensopslag.	Ter kennisgeving aangenomen
Wij vinden het een goede zaak dat de tabel met kostenposten wordt uitgebreid met de kosten voor de elektriciteitsaansluiting van de warmtepomp, bouwkundige kosten (civiel en infra) en projectmanagementkosten. Voor de referentietechniek TEA zijn andere mogelijke kostenposten de kosten van erfpacht (erfpacht wordt vaak eenmalig afgekocht en vormt daarmee een investering vooraf i.p.v. een jaarlijkse kostenpost en voor een afvalwaterbunker. Een afvalwaterbunker is nodig voor het geval dat het minimum afvalwaterdebiet te laag is om de warmtepomp continu op vollast te laten draaien. Dankzij een afvalwaterbunker kan het potentieel van de RWZI beter worden benut en kan dus meer warmte worden gewonnen.	Kosten afvalwaterbunker verwerkt in het eindadvies 2025; erfpachtkosten niet meegenomen wegens gebrek aan onderbouwing.
Aquathermie-projecten met een hoge temperatuur warmtepomp zitten nog in een vroeg stadium, waardoor er nog geen gedetailleerde berekeningen zijn van de investeringskosten. Daarom stellen we voor om voor de geschatte investeringskosten voor aquathermie-projecten uit te gaan van datacenter-projecten met een hoge temperatuur warmtepomp. De geschatte investeringskosten van aquathermie-projecten met een hoge temperatuur warmtepomp zullen wat hoger uitvallen, door de hogere kosten voor onttrekking, vervuild water waardoor een duurdere warmtewisselaar nodig is, een effluent bunker om wisselende debieten op te vangen, en een duurdere warmtepomp omdat het temperatuurverschil tussen de bron en het transportnet groter is. Al met al verwachten we dat de investeringskosten 10 tot	Ter kennisgeving aangenomen

20% hoger zijn dan bij datacenter-projecten. Verder zal door de lagere SCOP het elektriciteitsverbruik per kWth warmte hoger liggen, en zullen de netkosten hoger uitvallen, en daardoor de variabele O&M-kosten.

De categorieën van 2024, "Energie uit lucht met warmtepomp, middentemperatuur, gebouwde omgeving" & "Energie uit lucht met warmtepomp, lage temperatuur, glastuinbouw", zijn wat ons betreft niet afdoende om ruimte te bieden voor de potentie van lucht-water warmtepomp geschikt voor bestaande warmtenetten. Voor een deel van de bestaande nu nog gasgestookte warmtenetten is "Energie uit Lucht" de enige manier om te verduurzamen. Om de juiste dekkingsgraad te halen, moet de categorie naar max 6000 vollasturen. Voor andere, meer geïntegreerde warmtenetten is er juist vraag naar een midlast systeem met max. 3500 uur. We denken dat eenzelfde categorisering als aquathermie uitkomst kan bieden, met in ieder geval:

a) Energie uit lucht – geen basislast, zonder WKO. De warmtelevering gebeurt dan enkel in de winter- en tussenseizoenperiode met 3.500 vollasturen.

b) Energie uit lucht – basislast, zonder WKO. We gaan ervan uit dat de installatie jaarrond produceert en gekoppeld wordt op een bestaand warmtenet; vandaar dat 6.000 vollasturen worden aangenomen.

Ter kennisgeving aangenomen

In de benoemde temperaturen kunnen wij ons vinden

Ter kennisname aangenomen

Nee, De categorieën van 2024, "Energie uit lucht met warmtepomp, middentemperatuur, gebouwde omgeving" & "Energie uit lucht met warmtepomp, lage temperatuur, glastuinbouw", zijn wat ons betreft niet afdoende om ruimte te bieden voor de potentie van lucht-water warmtepomp geschikt voor bestaande warmtenetten. Voor een deel van de bestaande WKC-netten is de technologie Energie uit Lucht de enige manier om te verduurzamen. Om de juiste dekkingsgraad te halen, moet de categorie naar max 6000 vollasturen. Voor andere, meer geïntegreerde warmtenetten is er juist vraag naar een midlast systeem met max. 3500 uur. We denken dat eenzelfde categorisering als aquathermie uitkomst kan bieden, met in ieder geval:

Energie uit lucht – geen basislast, zonder WKO. De warmtelevering gebeurt dan enkel in de winter- en tussenseizoenperiode met 3.500 vollasturen.

Energie uit lucht – basislast, zonder WKO. We gaan ervan uit dat de installatie jaarrond produceert en gekoppeld is aan een groter warmtenet; vandaar dat 6.000 vollasturen worden aangenomen.

Energie uit lucht – basislast, zonder WKO met bestaand warmtenet. We gaan ervan uit dat de installatie jaarrond produceert en gekoppeld is aan een groter warmtenet; vandaar dat 6.000 vollasturen worden aangenomen. Er is al een warmteoverdrachtstation (WOS) aanwezig.

Ter kennisgeving aangenomen

De referentie COP uit het eindadvies is erg hoog, we adviseren dat deze eis naar beneden wordt gesteld naar 2,5. Voor de TEL projecten is er op dit moment namelijk een knelpunt ten aanzien van de SDE++ eis van de COP van de warmtepomp van tenminste 3,0. De meeste TEL projecten in ontwikkeling voor WKC netten komen op dit moment uit op een SCOP (gewogen gemiddeld over een jaar) van 2,5 – 3,0. Dit komt door de stooklijn temperatuur (aanvoertemperatuur) die de warmtepomp moet maken hoger liggen waardoor de SCOP daalt. Een SDE++ knelpunt kan weggenomen worden indien

de eis naar beneden wordt gesteld naar 2,5. Zodoende kunnen naast ammoniak warmtepompen ook warmtepompen met als natuurlijk werkmiddel hydrocarbons (propana, isobutaan) en CO ₂ worden toegepast. Omdat een hogere COP qua duurzaamheidseisen in de wcv, maar ook in operationele kosten aantrekkelijk is, zal daarin een juiste afweging gemaakt kunnen worden.	
Ondersteuning van de indeling energie uit lucht op basis van afgiftetemperatuur; heeft geleid tot toevoeging LW-WP glastuinbouw waar we al lang voor pleiten. Opmerkingen bij de technische eis koudemiddel. Verder is hiermee nog niet het hele veld van warmtepompen gedekt.	Ter kennisgeving aangenomen
Ten aanzien van de vraag naar het aantal VLU voor een representatieve installatie, stellen we voor om conform de andere categoriën voor aquathermie uit te gaan van 6.000 vollasturen.	Ter kennisgeving aangenomen
Wij kijken voor meerdere locaties naar het verduurzamen van onze stadcentrales. Deze liggen van oudsher aan kanalen voor koelwater maar zijn verbonden aan "oude" warmtenetten op hoge temperatuur. Er loopt momenteel een vergunningsaanvraag voor aquathermie warmtepomp zonder opslag. Energetisch gezien zouden wij deze graag op een hogere temperatuur laten invoeden om direct aan te sluiten op de vraag vanuit de stad. Het huidige (S)COP van 3,0 wordt dan echter niet gehaald bij een temperatuur van ongeveer boven de 90 graden. Dit is jammer aangezien de rest dat alsnog verwarmd moet worden met een andere bron. De installatie bestaat uit dezelfde componenten als aquathermie maar zal groter uitgevoerd moeten worden en zoals aangegeven zal het SCOP onder de 3 zijn maar hoger dan een elektrische boiler. Ook voor deze nieuwe categorie geldt dat wij die graag zonder opslag zien en bij voorkeur vrij flexibel waarin het aantal vollasturen aangepast kan worden of anderszins in zowel een midden-als basislast categorie met respectievelijk 3500 en 6000 vollasturen.	Verwerkt in het eindadvies 2025
Voor warmtepompen die zich in de buurt van woningen bevinden is het enige echte alternatief Ammoniak als koudemiddel wat additionele veiligheidsmaatregelen vergt en ook mogelijk additionele (geur) overlast veroorzaakt. Het kwam voor deze marktpartij als een verrassing dat halogeen houdende warmtepompen werden uitgesloten van SDE++ aanvraag. In de vergunningsaanvraag zijn dergelijke uitgangspunten reeds meegenomen en dus voorwaardelijk voor het überhaupt aan kunnen vragen van subsidies.	Ter kennisgeving aangenomen
Een hoge temperatuur-categorie is van groot belang om de bestaande transportnetten te voeden. Deze netten hebben in het stookseizoen een hoge temperatuur. De warmtepompinstallaties die deze temperatuur kunnen halen zijn kostbaar. We pleiten ervoor om de temperatuur-onderlimiet niet te hoog te maken omdat dit tegen de wens beweegt om deze stooklijn zo laag als mogelijk te houden. Met gemiddeld >90 °C is het onderscheid tussen distributienet en transportnet al gemaakt.	Verwerkt in het eindadvies 2025
We zien sterk stijgende netwerk kosten in Nederland en missen een level-playing field met andere landen. Graag zouden wij de netwerkkosten verwerkt zien in lagere (variabele) correctiekosten. Idem voor E-boilers.	Ter kennisgeving meegenomen

Tabel B2.5
Marktconsultatiereacties warmte-uitkoppeling

Consultatie-inbreng	Reactie PBL, TNO en DNV
Groot verschil in basisbedragen met en zonder warmtepomp. Maar onduidelijk wanneer een WP kan ingezet worden en of er bijvoorbeeld nog voorwaarden zijn aan het temperatuurniveau waarop de WP ingezet kan worden.	Het PBL adviseert niet over temperatuur eisen. KGG of RVO kan aanvullende voorwaarden instellen. In onze referentie-installatie gaan wij uit van warmtepompen die de stooklijn kan volgen van het net waar warmte op geleverd wordt.
In tabel 21.1 worden kostenposten (zijnde investeringskosten) beschreven die worden meegenomen onder de categorie restwarmtebenutting uit industrie of dataclusters. Onder "overig" wordt gesproken over (kosten voor) het aansluiten (van afnemers?) op een bestaand warmtenet. Valt onder deze post ook het aansluiten van een nieuwe bron op een bestaand net? We achten dit namelijk noodzakelijk teneinde het bevorderen van een open net, en het verder verduurzamen van een bestaand net.	De aansluitkosten onder het kopje 'Overig' slaan op de aansluitkosten van de bron op het T-stuk of WOS, niet de aansluitkosten van de afnemers.
12.1.1 Investeringskosten. Er wordt verwezen naar "de meest recente projectplannen" en geduid dat de in het advies SDE++-2023 aangenomen kosten voor uitkoppeling te hoog zijn geweest. Er wordt aangegeven dat er (daarom) een verlaging is doorgevoerd van de hiervoor aangenomen kosten ten opzichte van vorig jaar. Gedurende de afgelopen maanden zijn echter in meerdere steden plannen voor warmtenetten (voorlopig) stopgezet vanwege de te hoge te verwachten kosten (Den Haag, dec 2023; Amsterdam, maart 2024; Utrecht Overvecht, april 2024). Dit heeft de nodige media-aandacht en kamervragen tot gevolg gehad en brengt ons tot de vraag of de basis voor de kostenberekening in het advies SDE++ 2024 voldoet aan de meest actuele inzichten t.a.v. te verwachten projectkosten. Daarnaast doet de vraag zich voor of de kerninflatie dd juni 2023 voldoende vooruitkijkt naar te verwachten inflatie in 2024 (en 2025)?	De projecten-database die het PBL hanteert om de uitkoppelkosten te berekenen, wordt ieder jaar geüpdatet. Ook dit jaar onderbouwt de nieuw binnengekomen projectdata de verlaging van de uitkoppelkosten voor warmte-uitkoppeling met een conventionele warmtepomp. Verder subsidieert de SDE++ niet het warmtenet zelf, maar slechts de warmteuitkoppeling en pijpleiding tot aan het WOS of T-stuk. Een inflatieprognose voor 2024 (2025) wordt ook meegenomen in de referentie installatie
Hogere vaste en variabele OPEX voor HT warmtepomp i.v.m. lagere SCOP (hogere E-kosten en hogere netkosten). Afhankelijk van de brontemperatuur van datacenters is een SCOP mogelijk van maximaal 2,5 - 3,0.	Voor de nieuwe categorieën: restwarmtebenutting met hoge-temperatuur warmtepomp, zijn hogere OPEX meegenomen ivm een lagere SCOP
Hogere vaste en variabele OPEX voor HT warmtepomp i.v.m. lagere SCOP (hogere E-kosten en hogere netkosten). Afhankelijk van de brontemperatuur van datacenters is een SCOP mogelijk van maximaal 2,5 - 3,0.	Voor de HT-warmtepomp gebruiken wij een lagere SCOP wat tot hogere vaste en variabele OPEX leidt
12.1.3 Vollaasturen: er wordt uitgegaan van 5500 vollaasturen p.a. Er wordt verondersteld dat dit getal strookt met het aantal vollaasturen die te zien zijn bij projecten die al eerder SDE++ aangevraagd hebben en projecten die in ontwikkeling zijn. Echter gedurende de eerste aanloopperiode kan het zijn dat een lager aantal vollaasturen behaald worden (in meerdere fasen aansluiten aan het warmtenet). In hoeverre houdt het aantal vollaasturen rekening met deze aanloopfase van een nieuw warmtenet, bijvoorbeeld doordat er gedurende de aanloopfase meerdere bronnen ontsloten moeten worden?	Wij gaan er vanuit dat gedurende de eerste bedrijfsjaren het aantal vollaasturen lager zal zijn dan 5500, en dat gedurende de latere jaren een hoger aantal vollaasturen gehaald kan worden op basis van de volloop. Wij verwachten dat over de gehele projecttermijn er dan een gemiddelde van 5500 vollaasturen per jaar gehaald kan worden.
12.1.4 Restwaarde: Er wordt verondersteld dat er (mogelijk) extra verwijderingskosten te verwachten zijn uitgaande van de situatie dat warmtetransportpijpleidingen na de subsidieperiode niet meer gebruikt worden. Er wordt hier echter geen rekening meegehouden in de kostenberekening omdat verondersteld wordt dat de referentie-installatie na de subsidie-periode wel in gebruik blijft. We lezen een	Wij gaan ervan uit dat de technische levensduur van de installatie langer is dan 15 jaar, en dat de installatie ook langer dan 15 jaar in gebruik genomen kan worden. Op basis van de bestaande projectdata is het voor ons echter niet mogelijk de restwaarde of eventuele verwijderingskosten te bepalen. In combinatie met de onzekerheid omtrent warmtelevering na 15 jaar, gaan

tegenstrijdigheid in deze zinnen: waarom kan er verondersteld worden dat de referentie-installatie in bedrijf blijft? We pleiten voor het meenemen van een risico-opslag in de kostenberekening, voor het deel van de warmtetransportpijpleidingen dat verwijderd zal moeten worden.	wij uit van zowel geen restwaarde als geen verwijderingskosten.
12.2 Subsidieparameters: er wordt gespecificeerd dat de lengte van de tracélengte betrekking heeft op de transportleidingen die lopen vanaf de bron tot aan een aansluiting (T-stuk) bij een bestaand warmtenet of van de bron naar een warmteoverdrachtstation (WOS). Mits onze interpretatie van 'tracélengte' correct is, is het de vraag hoe de leiding vanaf WOS naar de wijk gesubsidieerd wordt. Zoals we de informatie nu interpreteren wordt in geval van een WOS alleen het eerste deel (van bron naar WOS) en niet het tweede deel (van WOS naar wijk) meegenomen in de SDE++ regeling. Beide onderdelen zijn echter noodzakelijk om het warmtenet te realiseren. Deze opmerking is ook van betrekking op andere energiebronnen waarbij er sprake is van een WOS (b.a. aquathermiek, geothermiek)	de SDE++, subsidieert alleen de kosten tot aan het WOS of T-stuk. De tracélengte is dan ook de lengte van de warmte-uitkoppeling tot het WOS of T-stuk.
In verband met netcongestie stellen wij voor om de realisatietermijn te verlengen van 4 naar 6 jaar.	De reactie is meegegeven aan KGG.
In het eindadvies wordt ervan uitgegaan dat er geen nieuwe elektriciteitsaansluiting nodig is, omdat er nog voldoende elektrisch vermogen beschikbaar is op een bestaande aansluiting. In de praktijk zien wij dat dit niet geval is.	Warmtepompen worden vooral gebruikt bij laagtemperatuur warmte-uitkoppeling bij datacenters. Aangezien deze datacenters zelf heel veel elektriciteit gebruiken gaan we ervanuit dat er al een voldoende sterke elektriciteitsaansluiting aanwezig is.
Wij pleiten ervoor om in de SDE geen aanvullende eisen te stellen aan het gebruikte koudemiddel maar om de sturing op duurzamere en veilige koudemiddelen over te laten aan het daarvoor bestemde beleid en regelgeving (REACH).	In lijn met de uitgangspunten van KGG gaan wij in onze referentie-installatie uit van het gebruik van warmtepompen met hallogeenvrije koudemiddelen. Op basis van projectinformatie is de CAPEX van de warmtepompen verhoogd om hier rekening mee te houden.
Warmtepompen kunnen ook ingezet worden bij een warmtenet o.b.v. restwarmte. We verwijzen naar onze reactie nr.1 over warmtepompen.	Ter kennisgeving aangenomen
Wij herkennen ons niet in de verlaging van de uitkoppelkosten. Voor ons bestaande datacenter restwarmteproject van 25 MW zijn de uitkoppelkosten bijna 2,5 keer hoger dan de 200 €/kW die nu wordt aangenomen in het eindadvies.	We erkennen dat er een verschil bestaat in de uitkoppelkosten tussen projecten met een laag en hoog vermogen. Voor projecten in categorieën met een HT-warmtepomp worden de hogere uitkoppelkosten dienovereenkomstig meegenomen.
Een hoge temperatuur-categorie is van groot belang om de bestaande transportnetten te voeden. Deze netten hebben in het stookseizoen een hoge temperatuur. De warmtepompinstallaties die deze temperatuur kunnen halen zijn kostbaar in CAPEX en OPEX. We pleiten ervoor om geen temperatuurgrens van >100°C aan te houden omdat dit tegen de wens beweegt om deze stooklijn zo laag als mogelijk te houden.	De reactie is meegegeven aan KGG.
Een nieuwe categorie voor projecten met hoge vermogens met een hoge temperatuur warmtepomp is nodig. De schaal van de meeste datacenter is te groot om in de middentemperatuur wijknetten in te voegen. De COP-eis van 3.0 kan voor deze projecten niet gehaald niet gehaald worden.	Dit jaar adviseren we naast de bestaande categorieën, een categorie voor restwarmte levering aan een hoge temperatuur transportnet met behulp van een HT warmtepomp. Hier wordt ook vermogensdifferentiatie op basis van de lengte-vermogensverhouding toegepast.
Het belang en de eisen aan temperatuur voor deze categorie zijn hetzelfde als hierboven geschetst voor aquathermie (zie regel 7).	Meegegeven aan KGG. Bij de referentieinstallatie voor het HT warmtepomp gaan wij uit van een warmtepomp die een temperatuur van 110 graden kan leveren, echter stelt het PBL geen eisen aan de temperatuurlevering.
Na doorlezen van beide stukken lijken de meeste cijfers en onderdelen wel te matchen met wat wij voor ogen hebben (in relatie tot de voorziene exploitatiesubsidie voor WTS). Denk hierbij bijvoorbeeld aan vollasturen	Wij gaan ervan uit dat de technische levensduur van de installatie langer is dan 15 jaar, en dat de installatie ook langer dan 15 jaar in gebruik genomen kan worden. Op basis van de bestaande projectdata is het voor ons

(5500 uren) en Correctiebedrag (70% TFF (LHV)).	echter niet mogelijk de restwaarde of eventuele verwijderingskosten te bepalen. In combinatie met de onzekerheid omtrent warmtelevering na 15 jaar, gaan wij uit van zowel geen restwaarde als geen verwijderingskosten.
Wij bepleiten dat er voor warmtetransportnetten wel restwaarde is na 15 jaar. Na 30 jaar verwachten wij geen restwaarde meer. Graag zien wij dit onderscheid aangepast worden in de tekst.	
Op dit moment wel projecten in een vroeg stadium met restwarmte van industriële processen en van datacenters. Gezien het vroege stadium waarin dit project zit hebben we nog geen informatie die we hierover kunnen delen.	Ter kennisgeving aangenomen.
Voor de temperatuur-eisen: zie onze inbreng bij aquathermie (regel 8 van dit document).	De reactie is meegegeven aan KGG.
Zie de inbreng bij #4 bij aquathermie met hogetemperatuur warmtepomp	Dit jaar worden nieuwe categorieën geadviseerd voor warmte-uitkoppeling uit industrie of datacenters met levering aan een transportnet met behulp van een hoge-temperatuur warmtepomp

Tabel B2.6

Marktconsultatiereacties geavanceerde hernieuwbare brandstoffen

Consultatie-inbreng	Reactie PBL, TNO en DNV
Bij de vergassing van afval wordt uitgegaan van afvalstromen die volgens de minimum standaarden in het LAP mogen worden verbrand. Vergassing moet gelijkwaardig als mechanisch recyclen behandeld worden. Bij laagwaardig mechanisch recycling waar producten worden gerecycled in een laagwaardiger product (dan het origineel) moet het zijn toegestaan dit materiaal te recycelen naar hoogwaardig producten.	Ter kennisgeving aangenomen.
Definitie van 'afval' is onduidelijk. Wordt hier onder verstaan bioge(n)(e) (deel van) afval?	Afval verwijst binnen deze categorie naar biogeen afval.
(Rangschikking). Overwogen zou kunnen worden om technologieën die vallen in een van de prioriteiten van de Nationale Technologie Strategie, een nieuwe wegingsfactor mee te geven die meespeelt in de rangschikking	De reactie is meegegeven aan KGG.
(domeinen). Onder moleculen zou moeten worden overwogen om een categorie voor de productie van circulaire basischemicaliën op te nemen. (scope 3 emissie-reductie)	De reactie is meegegeven aan KGG.
Het vergunningstraject sluit niet altijd aan op de SDE+ openstelling. Het kan daardoor zijn dat een bepaald jaar geen SDE aanvraag wordt gedaan. Dit zou niet per definitie moeten leiden tot het sluiten van de betreffende categorie	De reactie is meegegeven aan KGG.
in geval van non-energetische toepassing (recycling) dienen de minimumstandaarden uit het LAP heroverwogen te worden.	De reactie is meegegeven aan KGG.
Deze regel schept verwarring. Mag huishoudelijk afval wel of niet worden ingezet voor de productie van (Bio)methanol? (Hoewel niet hernieuwbaar, kan productie van 'Recycled Carbon Fuels' wel leiden tot CO ₂ reductie in transport, bijvoorbeeld in de Maritieme sector (FuelEU Maritime / ETS). Het zou daarom vreemd zijn deze grondstof nadrukkelijk uit te sluiten.	De reactie is meegegeven aan KGG.
In het verleden was huishoudelijk afval vrijgesteld, nu niet meer. De biogene fractie van huishoudelijk afval	Ter kennisgeving aangenomen.

staat op de lijst van bijlage IX-A van de richtlijn voor hernieuwbare energie en zal worden beschouwd als grondstofoptie voor deze categorie. Wij zijn blij met deze wijziging.

Tabel B2.7
Marktconsultatiereacties verbranding en vergassing

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL-TNO-DNV
Biograndstoffen	Voor vloeibaar biomassa moet niet alleen naar dierlijk vet worden gekeken maar ook naar andere vloeibare rest stromen waar eventueel aantrekkelijke poort fees voor betaald worden (zoals rioolslib)	PBL is graag op de hoogte van concrete projecten en ontwikkelingen.
Biograndstoffen	Hoewel wij alle vormen van feedstocks waarden moeten wij altijd kritisch zijn dat er nog steeds hoogwaardige toepassing kunnen zijn dan vergassing/vergisten. Vers hout (chips) afkomstig uit bossen, landschappen en plantsoenen kunnen nog een hoogwaardiger toepassing hebben.	Dit valt buiten het bereik van de SDE++.
Biograndstoffen	Wij zijn van mening dat de categorie vloeibaar biomassa niet alleen moet kijken naar oliën en vetten maar ook uitgebreid moet worden met emulsies en vloeibare mengsels. Hiermee kunnen we de scope van vloeibare biomassa verbreden zodat er ook meer duidelijkheid kan komen voor andere vormen van vloeibare biomassa zoals rioolslib. Dit kan ook voor meer verheldering zorgen met betrekking tot accijns.	Door de invoering van hoge accijnzen op alle vloeibare biobrandstoffen hebben we ons advies daarop aangepast. Voordat we advies geven over de verbreding van vloeibare biomassasoorten, is het belangrijk, dat eerst duidelijk is hoe met deze hoge accijns omgegaan wordt binnen de SDE.
Biograndstoffen	Omschrijving bronnen van Biomassa, categorie A-hout ontbreekt, Koppeling met Annex 9 van de RED II ontbreekt	A-hout is inderdaad onderdeel van de biomassa-bronnen en is ook opgevoerd in het advies (snoei- en dunningshout, houtsnippers).
Bankgaranties	Bankgaranties hebben een negatieve impact op de investment grade rating van het bedrijf. Dit kan leiden tot een negatieve impact op zowel de rating van het bedrijf als de financieringskosten, waardoor duurzame investeringen onder druk kunnen komen te staan. Wij adviseren in plaats daarvan een garantie van het moederbedrijf (indien nodig met een minimale investment grade rating). Voor de aangevraagde subsidie kan een garantie worden gesteld van 0,5%-2%.	De reactie is meegegeven aan KGG.
Categorieën	Watersof uit biomassa/ biowaste ontbreekt	Conform de uitgangspunten van KGG brengen we inderdaad geen advies uit op waterstof uit biomassa.
Categorieën	Er zijn projecten die syngas produceren dat als grondstof wordt gebruikt door de afnemer. Dus de toepassing is geen brandstof maar een grondstof. Verder wordt ook gebruik gemaakt van black pellets i.p.v. houtpellets of hout snippers. Een aparte categorie voor dit soort grootschalige projecten is derhalve nodig.	Syngas is geen gestandaardiseerd product, waardoor het niet mogelijk is om de productie van syngas in de SDE systematiek door te rekenen.
Garantstelling	EZK/RVO zou zich eens moeten beraden op de garantstelling. We zien grote project risico's rondom het organiseren van aansluitingen (vertraging bij de netwerkbeheerders) en het verkrijgen van en procederen op vergunningen. Deze zaken liggen niet in de	De reactie is meegegeven aan KGG.

	controlesfeer van een bedrijf en uitkomst van procedures is tgv ontbrekend en onduidelijk beleid van de overheid erg ongewis. Huidig beleid leid tot vertraging en twijfel.	
Kosten	Wij zien dat de vraag naar B-hout toe neemt. En zijn van mening dat de prijs voor B-hout hoger ligt dan €0. B-hout heeft ook andere toepassingen dan het verwarmen van ketels. B-hout kan ook als feedstock gebruikt worden voor vergassing	We zijn ons ervan bewust dat de B-hout prijs varieert en tegenwoordig meestal hoger is dan 0 Euro per ton. Om prijs ophogende effecten te voorkomen, houdt PBL toch vast aan de normering op 0 Euro per ton.
Kosten	Wij vinden een poortfee van 100,7 €/ton voor huishoudelijk afval in tabel 8.3 aan de hoge kant. Wij denken dat deze prijs in de praktijk veel lager ligt. Wij snappen ook niet dat afvalstoffenbelasting wordt opgeteld bij de poortfee. Wanneer huishoudelijk afval via vergassing wordt verwerkt dan ontvang je toch alleen het deel van verwerking en marge.	Poort fee is inderdaad lager. Maar het vermelde tarief is inclusief afvalstoffenbelasting. Dit is passend omdat de een afvalverbrandingsinstallatie deze belasting moet betalen en derhalve deze belasting ook in de gate fee zit. Immers, de afvalstoffenbelasting geldt voor storten en verbranden van afval. Daarbij is de interpretatie dat een vergassingsinstallatie deze belasting niet hoeft te betalen. Daarmee zit de belasting wel in de gate fee, maar niet in de kosten voor een vergassingsinstallatie.
Kosten	Tabel 8.3 Huidige prijzen zijn significant hoger dan de referentieprijzen in de tabel. Huidige prijs is ca €10-11/GJ.	We verwelkomen extra informatie over de prijsstelling.
Kosten	Belangrijk om rekening mee te houden is dat het van belang is om prijzen voor langere termijnen vast te leggen voor de zekerheid van het project, met name voor externe financiers. Het vastleggen van prijzen voor een langere tijd brengt een premie met zich mee.	We verwelkomen extra informatie over deze premies.
Kosten	De door PBL gehanteerde uitgangspunten voor Capex, vaste en variabele O&M (OPEX) wijken af van onze inschattingen, waarover we gedetailleerde informatie met PBL hebben gedeeld.	CAPEX en OPEX zijn in het nieuwe advies geüpdatet.
Kosten	De prijszetting van €74 per ton voor houtsnippers en €235 per ton voor houtpellets is onduidelijk en lijkt aan de lage kant	Wij gaan bij de prijszetting voor houtsnippers uit van lokale houtsnippers. Dit kan inderdaad afwijken van de prijszetting voor grootschalige import.
Kosten	We zien nog steeds een groot verschil tussen de investeringskosten zoals wij deze zien en de investeringskosten zoals PBL deze ziet. Dit lijkt een communicatie/interpretatie issue te zijn. Een betere cost estimate is mogelijk maar vereist een behoorlijke investering in engineering die zonder vergunning niet noodzakelijk is.	PBL nodigt de consulterende partijen uit om aanvullende gegevens te verstrekken zodra deze beschikbaar zijn
Kosten	Wij gaan uit van een ketel met poederbranders, niet een wervelbed. Wellicht zit hier een verschil in de capex inschatting.	Ter kennisgeving aangenomen. De categorie is technologie-agnostisch
Producttype	Waterstof uit afval moet als producttype waterstof zijn.	Dank. Dit omvat een tekstuele correctie. We passen de tekst aan.
Subsidieperiode	In het onrendabele top model komt een periode van 15 jaar subsidie naar voren ipv 12 jaar. Vanuit het gezichtspunt van de boiler is dit begrijpelijk, echter brengt dit mbt biomassa prijzen wel additionele onzekerheid met zich mee, zodat de standaard gehanteerde inflatie dan te laag lijkt.	Conform de meest actuele uitgangspunten (na marktconsultatie) staan nu alle verbrandingscategorieën op 12 jaar en de vergassingscategorieën op 15 jaar.

Terminologie	Bio-SNG is gewoon groen gas. Om verwarring te voorkomen kunnen we beter de term groen gas hanteren ipv bio-SNG	Hierin kunnen we ons vinden en we passen de tekst aan.
Vergunningen	Vanwege de achterstand bij het indienen van vergunningen en de momenteel ervaren vertragingen zouden de vergunningseisen moeten worden beperkt tot uitsluitend een aanvraag voor een milieuvergunning.	De reactie is meegegeven aan KGG.
Vollasturen	7500 vollasturen komt overeen met de vollasturen die wij in de praktijk zien. Deze zijn realistischer dan de 8000 vollasturen die in het verleden werden gehanteerd.	Ter kennisgeving aangenomen.
Waardering	Wij waarderen dat er dit jaar een advies is gegeven over de productie van groen gas uit afval	Ter kennisgeving aangenomen.
Waardering	Wij vinden het positief dat de basisbedragen voor groen gas voor 2024 zijn gestegen. Dit is positief voor de business cases. Echter zien we nog steeds dat de markt onvoldoende investeert in vergassing. Terwijl vergassing een belangrijk onderdeel is van het behalen van onze 2 BCM doelstellingen van 2030.	Ter kennisgeving. Mocht er nog aanvullende informatie zijn over de oorzaken hiervan, horen wij dat graag.
Biograndstoffen	Wij zijn van mening dat er goed moet worden gekeken naar SRF en RDF afval omdat deze grotendeels uit biogene stromen bestaan en er op dit moment gestandaardiseerde analyse methodes beschikbaar zijn om op een objectieve manier het biogene gehalte van deze afvalstromen te bepalen.	We kunnen ons hierin vinden. Maar er is helaas geen inzichtelijke handelsprijs beschikbaar, zodat dit actueel niet in de SDE systematiek past.
Biograndstoffen	Ook vanuit vergassing technologie is er veel interesse in het produceren van groen gas uit rioolslib	We verkrijgen graag informatie over concrete projecten en ontwikkelingen.
Biograndstoffen	We gebruiken B-hout en schoon hout, geen onbewerkt huishoudelijk afval	Op basis van de uitgangspunten van KGG wordt de toepassing van B-hout en schoon hout in de categorie groen gas uit biomassa in het advies meegenomen.
Biograndstoffen	Vermoedelijk zal voor grootschalige vergassing gebruik gemaakt worden van RDF/SRF stromen. Deze worden nu al ingezet bij cementovens en voor energieproductie; de huidige RDF en SRF volumes in de markt met bijbehorende prijsstelling kunnen als referentie dienen voor modellering (productie en onrendabel top). Primair onbewerkt huishoudelijk afval zoals aangeboden bij AEC's is niet geschikt als inzet voor vergassers door de aanwezigheid van water en inerte materialen en grote spreiding in fysische samenstelling	Op basis van aangeleverde informatie gebruiken wij nu MSW als brandstof in deze categorie (die dan verder opgewaardeerd wordt naar SRF). Er is ook onvoldoende informatie beschikbaar over compositie en prijsstelling van SRF. Wij staan open om hierover nieuwe informatie te ontvangen.
Biograndstoffen	Mede met oog op de onzekerheid rondom subsidie voor houtverbranding onderzoeken we de bijstook van niet houtachtige biomassa zoals gedroogd zuiveringsslib en willen de bijstook verhogen. Ook onderzoeken we de bijstook van C-hout. We verwachten dat C-hout nauwelijks in aanmerking komt voor materiaal hergebruik en de verbranding daarvan minder omstrede is. Bij bijstook zijn – door bijvoorbeeld meer asresten of hogere zwavelgehalte - - ingrijpende modificaties nodig. Ons voorstel zou zijn dat in een verlengde levensduur SDE++ gestuurd wordt op een bijstookpercentage van niet	De reactie is meegegeven aan KGG.

	houtige biomassa, zodat de BEC markt minder B-hout aantrekt wat dan binnen bereik komt van spaanplaat industrie e.d..	
Biograndstoffen	Afvalstromen die volgens de minimumstandaarden in het LAP mogen worden verbrand, is reeds een juiste definitie.	Ter kennisgeving aangenomen.
Biograndstoffen	<p>De vraag is wat voor de productie van synthese gas middels vergassing de beste referentie is als inputstroom (regel 1118, wijzigingsnotitie SDE++ 2025)). Als een grootschalige installatie voor de productie van synthese gas wordt gerealiseerd dan zal deze installatie waarschijnlijk gebruik gaan maken van RDF (normering via ISO/TC 300 of CEN/TC 343) of SRF (bijvoorbeeld, RAL-GZ 724). De inzet van gemengde brandbare afvalstromen die bij AEC's worden aangeboden zijn immers door aanwezigheid van water en inerte materialen en grote spreiding in fysische samenstelling niet geschikt voor inzet in een vergasser om synthese gas te produceren. RDF en SRF wordt momenteel al met aanzienlijke volumes ingezet bij cementovens en voor energieproductie. De volumes aan RDF en SRF die in de markt zijn met bijbehorende prijsstelling kunnen als referentie dienen voor de brandstof die wordt ingezet bij vergassing. Op basis van de normering van de samenstelling kan ook makkelijker de massa- en energiebalans voor een vergasser en de omvang van de synthese gasproductie worden gemodelleerd en de onrendabele top van een exploitatie bij een gegeven investering in een vergasser worden bepaald.</p> <p>Op deze wijze wordt ook voorkomen dat er een incorrecte inschatting gaat plaatsvinden voor de opwerkingskosten van afvalstromen naar RDF en/of SRF en dat er voor verschillende afvalstromen met verschillende samenstelling en herkomst ook verschillende opwerkingskosten moeten worden bepaald en geen discussie ontstaat over het verwerkingstarief voor de betreffende afvalstroom.</p> <p>Verder blijft de discussie of de SDE++ aansluit bij de status van de ontwikkeling van de vergassingstechnologie voor afvalstromen. De publicatie "Costs of Gasification Technologies for Energy and Fuel Production: Overview, Analysis, and Numerical Estimation" laat zien dat het aantal referenties voor vergassing van afvalstromen voor productie van synthese gas beperkt zijn met voor vergassing zeer uiteenlopende investeringsniveaus.</p>	Op basis van aangeleverde informatie gebruiken wij nu MSW als brandstof in deze categorie (die dan verder opgewaardeerd wordt naar SRF). Er is ook onvoldoende informatie beschikbaar over compositie en prijsstelling van SRF. Wij staan open om hierover nieuwe informatie te ontvangen.
Categorieën	Aangezien er op dit moment bij de toepassing van vergassingstechnologie alleen gefocust wordt op groen gas, begrijpen wij dat er geen advies wordt gegeven over de vergassing van biomassa voor waterstof. Echter een sterk voordeel van vergassing is dat met minimale aanpassing van de technologie, er ook efficiënt waterstof kan worden geproduceerd uit biomassa. Daarom is het niet	Conform de actuele uitgangspunten vanuit KGG wordt geen advies uitgebracht voor waterstof uit biomassa.

	<p>ondenkbaar dat er in de (nabije) toekomst ook naar vergassing van biomassa zal worden gekeken voor de productie van waterstof.</p>	
Categorieën	<p>Wij vinden het een goede ontwikkeling dat het besef is ontstaan dat er een advies moet worden uitgebracht over de vergassing van afval naar waterstof of groen gas. Wij merken dat er vanuit de markt een behoefte is naar een dergelijk advies.</p>	<p>Ter kennisgeving aangenomen.</p>
Categorieën	<p>In de context met binnenkort uit de subsidie lopende projecten vragen we ons af wat de status is van de categorie levensduurverlenging met B-hout</p>	<p>PBL heeft dit jaar een analyse gedaan over uitbreiding categorie levensduurverlenging met B-hout. PBL komt tot de conclusie, dat het benodigde basisbedrag sterk afhankelijk is van de B-houtprijs, de GvO prijs en het inzetprofiel van de centrale. Afhankelijk daarvan is berekende benodigde basisbedrag lager of hoger zijn dan het correctiebedrag. Daarmee kan PBL geen eenduidig basisbedrag bepalen.</p>
Categorieën	<p>In tegenspraak met regel 393. Momenteel zijn er projecten obv waterstof uit biomassa in ontwikkeling op basis van biomassaver-gassings technologie voor waterstofproductie</p>	<p>PBL heeft van KGG als uitgangspunt mee gekregen, om wel advies uit te brengen over de categorie waterstof uit huishoudelijk afval, maar niet voor de categorie waterstof uit biomassa.</p>
Categorieën	<p>Een aparte categorie voor de vervanging van kolen door biomassa als reagent/grondstof in plaats van verbrander</p>	<p>De reactie is meegegeven aan KGG.</p>
Categorieën	<p>SDE++ voor de productie van biomethaan voor de industriële sector of voor een designated area zoals de staalindustrie. Met de komende blending obligation voor de heating sector zou juist een SDE++ subsidie voor de inzet van biomethaan in de industrie goed kunnen werken. Het maakt het snel decarboniseren van bestaande processen in de industrie haalbaar en biedt een stimulans om de vergister capaciteit in Nederland verder uit te breien</p>	<p>Ter kennisgeving aangenomen.</p>
Categorieën	<p>Voor grootschalige warmte is het raadzaam verschillende correctie bedragen te berekenen. Wellicht is het onderscheid het al dan niet vervangen van een CHP. Naar onze mening is het huidige onderscheid wat tussen een grote en kleine stoomketel op biomassa wordt gemaakt zinvol (methode 17 tov Methode 18). De 50 MW lijkt arbitrair. Eea zou afhankelijk moeten zijn van de vervangingen van een CHP. Naar onze mening is echter de EU-ETS correctie vrij arbitrair. Er wordt immers geen onderscheid gemaakt in de EU-ETS factor. Wij zijn het er mee eens dat er EU-ETS correcties gemaakt worden. De CHP methodologie van de NEA zou hier wellicht bruikbaar zijn</p>	<p>De grens van 50 MW is historisch technisch gezien een logische grens.</p>
Kosten	<p>Voor B-hout wordt er in het eind advies een referentie prijs van €0,0 aangehouden. Wij zijn van mening dat er (nu en in de nabije toekomst) in de praktijk wel betaald wordt voor B-hout. Een grondstoffenmix van 50% houtpellets en 50% B-hout gebruikt als referentie om de grondstofkosten te berekenen waarbij de referentieprij van B-hout €0,0 euro is zal</p>	<p>We zijn ons ervan bewust dat de B-hout prijs varieert en tegenwoordig meestal hoger is dan 0 Euro per ton. Om prijs ophogende effecten te voorkomen, houdt PBL toch vast aan de normering op 0 Euro per ton.</p>

	daarom te laag uitpakken. Daarnaast is dit geen goede referentie voor vergassingstechnologieën die natte feedstocks gebruiken.	
Kosten	Kosten distributie duurzame warmte. Warmte moet van de bron naar de afnemer, in mijn opinie probeer je een zo kosten effectieve ontwerp te ontwikkelen. Voor Biomassa is het eenvoudiger om de stoom te transporteren van kade naar klant dan bijvoorbeeld de biomassa van kade naar klant (en daar de ketel positioneren). Verschil tussen net en aansluiting en hoeveel aansluiting wordt er dan meegenomen? Dit is heel specifiek voor het project en locatie.	Klopt. We nemen een generieke lengte van de stoomleiding mee, die voor de meeste projecten kostendekkend zou moeten zijn.
Kosten	Naar onze mening gaat PBL te conservatief om met inflatie. Informatie uit de markt bereikt PBL na geruime tijd en wordt toegepast op projecten die enige tijd nadat PBL een advies uitbrengt in de SDE++ verwerkt. Er wordt gekruidenterd wat leid tot vertraging in projecten. Enigszins ruimhartiger optreden is gewenst.	We gaan uit van de HICP inflatie cijfers, wat de beste beschikbare informatie is.
Subsidieperiode	Wij vinden het een goede zaak dat de levensduur is opgehoogd naar 15 jaar. Echter horen wij van andere marktpartijen dat het hun wens is dat de levensduur wordt opgehoogd naar 17 jaar.	De reactie is meegegeven aan KGG.
Vollasturen	Wij zijn het eens met de marktpartijen dat 8000 vollasturen te hoog zijn. Wij hanteren zelf 7500 vollasturen voor onze eigen businesscases.	Ter kennisgeving aangenomen.
Waardering	Wij vinden het goed dat ook vanuit de SDE++ is gezien dat er in de voorgaande jaren substantiële stijgingen in de investeringskosten en (vaste) O&M-kosten hebben plaatsgevonden als gevolg van de hoge inflatie en dat hier dit jaar ook voor wordt gemonitord.	Ter kennisgeving aangenomen.
Waardering	Wij zijn ook van mening dat het mogelijk moet worden om groen gas uit bepaalde huishoudelijke afval stromen te produceren. Wij juichen het vormen van een duidelijk advies hierover alleen maar toe.	Ter kennisgeving aangenomen.
Waardering	We zijn blij met de nieuwe categorie biomassa > 50MWth.	Ter kennisgeving aangenomen

Tabel B2.8
Marktconsultatiereacties biomassavergisting

Consultatie-inbreng	Reactie PBL, TNO en DNV
Essentieel bij deze omrekenfactoren is welke periode wordt beschouwd. Nu wordt standaard uitgegaan van 100 jaar, ook al zie je de laatste jaren een trend om van 20 jaar uit te gaan. Dit wordt vorig jaar onderschreven door de externe reviewer DTU. Wij stellen voor om van de voorgestelde 86 per ton CO ₂ uit te gaan i.p.v. de huidige 28 per ton CO ₂ voor methaan zoals DTU voorstel.	We volgen hierin de (nationale) uitgangspunten
Bij sterk fluctuerende prijzen is TTF year ahead notering risicovol als de geprognosticeerde productie niet wordt gehaald. De boetes kunnen erg hoog oplopen. Ga uit van de TTF day ahead. Dit geeft	De reactie is meegegeven aan KGG.

<p>veel meer rust als door omstandigheden de productie niet wordt gehaald.</p>	
<p>Er moet rekening gehouden worden met de interpretatie van de RED regelgeving in erkende certificeringsschema's. Certificering is nodig om aan te tonen dat de productie van groen/bio-gas aan de eisen van de RED voldoet en daarmee ook als duurzaam kan worden beschouwd. Door de diversiteit aan interpretaties van CI's bestaat er een risico dat er aanvullende investeringen nodig zijn om aan CO₂ efficiency eisen te kunnen voldoen. Denk dan aan bijvoorbeeld de afvang van CO₂ bij opwerkinginstallaties, waarbij de afgevangen CO₂ positief rekent voor het CO₂ rendement.</p>	<p>De reactie is meegegeven aan KGG.</p>
<p>Net als voorgaande jaren wordt er bij het berekenen van een basisbedrag voor vergisting geen rekening gehouden met de kosten die gepaard gaan met de afzet van digestaat. Dit zijn structurele kosten waar rekening mee gehouden moet worden in het vaststellen van een basisbedrag. De kosten voor grondstoffen worden ook meegenomen. We hebben die al meerdere jaren aangekaart en in 2021 ook een overzicht gegeven van de structurele kosten over de jaren heen. Desondanks wordt er geen rekening mee gehouden, wat tekort doet aan de marktsituatie</p>	<p>Voor een deel komt dit door de terughoudende aanpak (5 jaar gemiddeld) desalniettemin hebben we de biomassa prijs voor SDE2025 opnieuw geijkt.</p>
<p>De kleine categorie groen gas invoeding (<110kW) is gebaseerd op een hub-samenwerking. Voor ons is het niet duidelijk hoeveel installaties minimaal mee moeten doen, ofwel wat de totale groen gas productie zal zijn van de opwerkinstallatie. Zoals hierboven beschreven is het vanuit perspectief van de netbeheerder niet optimaal om kleine invoeders (minder dan 40m³/h) aan te sluiten.</p>	<p>We gaan uit van ca 12 invoeders, we schrijven echter geen specifieke aantallen voor</p>
<p>Vergisting van uitsluitend dierlijke mest 110 tot 450 kW (middelgroot) => Financiële uitgangspunten en hoogte basisbedragen</p>	<p>Ter kennisgeving aangenomen</p>
<p>Om de doelstelling van 2 bcm groen gas uit het Klimaatakkoord te kunnen realiseren is het noodzakelijk dat er voldoende financiële steun beschikbaar is en blijft. Het is hiervoor belangrijk om alle invoeders de ondersteuning te bieden die nodig is om tot een rendabele business case te komen. Naast de publieke middelen vanuit de SDE, leidt een toename van de groen gas invoeding ook tot investeringen in het gasnet. Deze investeringen worden door de netbeheerders gedaan en als efficiënte kosten verwerkt in de tarieven voor alle gasnetgebruikers.</p>	<p>Ter kennisgeving aangenomen - in principe zijn we niet voorschrijvend in het wel of niet uitvoeren van een hub.</p>
<p>In dat licht is het goed te beseffen dat vanuit het perspectief van het gassysteem relatief efficiënter is om grotere groen gas invoeders op een hogere druk aan te sluiten, dan kleinere invoeders op lagere druk. En aangezien de netinvesteringen worden verwerkt in de tarieven voor de gasnetgebruikers, dat dit ook een maatschappelijk effect heeft dat betrokken zou kunnen worden in de SDE subsidie systematiek.</p>	
<p>Ter illustratie, kleine groen gas invoeders in de categorie vergisting van uitsluitend dierlijke mest 110 tot 450 kW zullen veelal op het lage druk net worden aangesloten omdat de kosten voor een hoge druk aansluiting voor een rendabele business case</p>	

<p>te hoog zijn. Met name op de lage druk gasnetten zal het gasverbruik relatief sterk afnemen, waardoor de mogelijkheden om groen gas aanbod en gasvraag in balans te houden beperkt en kostbaar zijn. Per kuub groen gas vragen deze installaties dus meer investeringen van Liander en als deze boven een bepaald niveau (investeringsdrempel) komen kunnen deze niet verantwoord worden door de netbeheerder. Hierdoor is het situatie-afhankelijk of kleine invoeders voor lange termijn hun gas kwijt zullen kunnen op het lage druk netwerk. Grotere installaties die op het hoge druk (8 bar) aangesloten worden zijn toekomstvaster. Daarom zou het stimuleren van biogas-hubs bij de middel-grote categorie ook kunnen worden overwogen.</p>	
<p>In tabel 9.27 lijkt bij verlengde levensduur allesvergisting WKK een fout te zijn gemaakt in het vermelde basisbedrag voor SDE++ 2023, die waarde is namelijk een factor 10 hoger dan het bedrag voor 2024 en ook niet in lijn met de bedragen van de originele categorieën</p>	<p>Ter kennisgeving aangenomen.</p>
<p>Categorie indeling vervangen door een staffeling. Hierbij krijgen de eerste m3 groengas een hogere tarief en vervolgens daalt het tarief bij een hogere productie. In een eerdere consultatie gaf PBL aan dat hiervoor een wetswijziging nodig was. Graag overleg hoe dit in te vullen.</p>	<p>we hebben het aantal categorieën nu uitgebreid om te voorzien in verscheidene modellen van bedrijfsvoering. Op dit moment hebben we nog geen rekening gehouden met bredere inzet anders dan allesvergisting</p>
<p>Kosten co-fermentaten te laag. Data volgt nog. Ook de externe reviewer geeft aan dat de kosten in Oostenrijk het dubbele zijn.</p>	<p>Voor een deel komt dit door de terughoudende aanpak (5 jaar gemiddeld) desalniettemin hebben we de biomassa prijs voor SDE2025 opnieuw geijkt.</p>
<p>Door de categorie klein te beperken tot de biogas hub valt 65% van de Nederlandse melk veehouders buiten de boot. Als de categorie mest hub (kleinschalige boerderijen die hun mest samen brengen voor energie opwekking) wordt toegevoegd kunnen alle Nederlandse melkveehouders mee doen aangroen gas productie en een forse bijdrage leveren aan de landelijke doelstelling voor groenga en CO₂ reductie. Daarom is uitbreiding met een categorie mest hub gewenst.</p>	<p>We hebben de categorie middelgroot / Mesthub opgenomen</p>
<p>De huidige categorisering sluit onvoldoende aan bij de markt omdat slechtst 35 % van de melkveebedrijven in Nederland wordt bereikt. Er is een categorie noodzakelijk die het voor de overige 65 % van de melkveebedrijven mogelijk maakt om groen gas te laten produceren.</p>	<p>We hebben de categorie middelgroot / Mesthub opgenomen</p>
<p>Bij de mesthub wordt de mest van relatief kleine bedrijven (75- 200 koeien) per tankauto naar de centrale vergister gebracht. De vergiste mest gaat per auto terug naar de bedrijven voor de bemesting van het grasland. De mest wordt door de veehouders "uitgeleend" aan de vergister. De betreffende vergister valt in de categorie grootschalig, maar de financiële parameters passen daar niet bij.</p>	<p>We hebben de categorie middelgroot / Mesthub opgenomen</p>
<p>Voor de categorie bestaande slibvergisting, hernieuwbaar gas staat, zoals ook voor de SDE ++ 2024 is gemeld, een aantal projecten in de planning bij diverse waterschappen. In het kader van hun strategische visie 'Op weg naar klimaatneutraliteit' (oktober 2022) hebben de waterschappen als sector afgesproken dat zij er naar streven om in 2030 als sector minstens 75% van hun biogasproductie op te waarderen naar groen gas kwaliteit voor</p>	<p>We hebben de categorie slibgisting opnieuw opgenomen.</p>

<p>invoeding in het aardgasnet. Dit zal naar verwachting in 2030 leiden tot een totale groengas productie van 80 miljoen kub. Dit sluit aan bij het kabinetsbeleid om de groengas productie te stimuleren. Om deze ambitie te realiseren heeft de Unie van Waterschappen een Versnellingsprogramma Groen Gas ingesteld om de waterschappen te ondersteunen bij de realisatie van de groen gas ambities. De verwachting is dat in de komende jaren tot 2030 tientallen groen gas installaties zouden kunnen worden gerealiseerd. Daarnaast wordt er ook naar gestreefd om de biogasproductie te verhogen, maar dat zal niet overal het geval kunnen zijn.</p>	
<p>Essentieel bij deze omrekenfactoren is welke periode wordt beschouwd. Nu wordt standaard uitgegaan van 100 jaar, ook al zie je de laatste jaren een trend om van 20 jaar uit te gaan. Dit werd vorig jaar onderschreven door de externe reviewer DTU. Wij stellen voor om van de voorgestelde 86 per ton CO₂ uit te gaan i.p.v. de huidige 28 per ton CO₂ voor methaan.</p>	<p>We volgen hierin de (nationale) uitgangspunten)</p>
<p>Categorie indeling vervangen door een staffeling. Hierbij krijgen de eerste m³ groengas een hogere tarief en vervolgens daalt het tarief bij een hogere productie. In een eerdere consultatie gaf PBL aan dat hiervoor een wetswijziging nodig was. Graag overleg hoe dit in te vullen.</p>	<p>we hebben het aantal categorieën nu uitgebreid om te voorzien in verscheidene modellen van bedrijfsvoering. Op dit moment hebben we nog geen rekening gehouden met bredere inzet anders dan allesvergisting</p>
<p>Bij sterk fluctuerende prijzen is TTF year ahead notering een drama. Als de productie niet gehaald wordt, kunnen de boetes erg hoog oplopen. Ga uit van de TTF day ahead. Dit geeft veel meer rust. Zo heeft ondergetekende ervaring dat er 60.000 euro boete betaald diende te worden omdat er te weinig gas geleverd was en de installatie in 2022 groen gas geleverd heeft voor nul euro. De boete was even hoog als de totale opbrengst.</p>	<p>De reactie is meegegeven aan KGG.</p>
<p>Berekeningswijze: Berekening correctiebedrag warmte: het correctiebedrag warmte gaat uit van de nuttig aangewende warmte, dat wordt bepaald door het ketelrendement. Het argument is dat men alleen het vermeden aardgasverbruik wil compenseren. De warmte die door de schoorsteen verdwijnt, is ook warmte die ontstaan is door het verbranden van aardgas. Vandaar dat het ketelrendement geen rol zou moeten spelen bij bepalen van het correctiebedrag. Daarnaast gaat men ervan uit dat de EB en ODE niet betaald hoeven te worden in geval van de levering van warmte. In veel gevallen wordt er biogas geleverd aan een derde partij en geen warmte. Voorstel is om ook voor warmte bij vaststelling van het correctiebedrag alleen uit te gaan van de TTF.</p>	<p>De reactie is meegegeven aan KGG.</p>
<p>De prijs van 36,9 euro per ton voor 160 m³ biogas is veel te laag. Door [...] werd vorig jaar als voorlopig tarief 45 euro per ton aangehouden. Onze inschatting is dat deze nog hoger ligt. Deze lage tariefstelling is feitelijk het einde van covergisting in de SDE++ als ook nu de GvO verrekend worden in het basisbedrag.</p>	<p>Voor een deel komt dit door de terughoudende aanpak (5 jaar gemiddeld) desalniettemin hebben we de biomassa prijs voor SDE2025 opnieuw geijkt.</p>
<p>Tevens leeft de wens in de markt om bij monomestvergisting < 450 kW of < 110 kW het biogas per as te vervoeren naar een collectieve groengas installatie. In hoeverre is dat mogelijk in de huidige SDE++ systematiek.</p>	<p>De referentieinstallatie ter berekening van het basisbedrag gaat uit van een biogashub met vervoer per pijpleiding, echter kan subsidie ook aangevraagd worden in deze categorie met vervoer per as.</p>

Voor vergisters leidt het moeten hebben van een vergunning maar nog geen opdracht mogen verstreken voor realisatie in combinatie met slechts één moment per jaar om SDE++ aan te vragen tot onnodige vertragingen in projecten en mogelijk ook tot niet doorgaan van projecten.	Ter kennisgeving aangenomen.
Onduidelijkheid over wel/niet verrekenen van waarde GvO's vermindert de kracht van de SDE als instrument om (financierings) zekerheid te geven	Ter kennisgeving aangenomen.
Productie van hernieuwbaar gas uit afval	Ter kennisgeving aangenomen.
<p>Wij merken uit de markt een interesse in specifieke afvalstromen om hieruit waterstof te produceren. Dit is een begrijpelijke ontwikkeling in de huidige waterstof hype. Wij zien voor afvalverwerking echter voornamelijk een opgave om de koolstof kringloop te sluiten. Het onttrekken van waterstof uit afval leidt ofwel tot veel CO₂ vorming, ofwel tot puur C vorming. Het eerste leidt niet tot een wesentliche verbetering van de huidige afvalverbranding. En het toepassen van koolstof als bodemverbeteraar (een veelgenoemde oplossing) sluit niet aan bij het decennia gehanteerde bodembeschermingsbeleid in Nederland en kwalificeren wij dan ook als een sprookje.</p> <p>Om weg te komen van afvalverbranding – en dus koolstof recycling – zien we een combinatie van preventie, hergebruik en recycling voor zich. Bij dat laatste zou het helpen indien vervuilde kunststofstromen verwerkt worden in de chemische industrie tot syngas als feedstock voor Fischer Tropsch. De vereiste kennis daartoe zien wij niet in de afvalbranche. Het opwerken van afvalstromen tot de specs die de chemische industrie voorschrijft, past wel prima in de expertise van afvalbedrijven en zou in aanmerking moeten komen voor SDE subsidie. Vaak gaat een businesscase voor afvalvergassing nu mank doordat men afval gatefee hanteert voor opgewerkte feedstock met dusdanige criteria voor stukgrootte en asgehalte dat dit zeer veel voorbereiding vergt en dus kosten.</p>	
Voor monomestvergisting willen we onderzoeken of de huidige categorisering aansluit bij de markt voor monomestvergisters. Dit betekent dat we, naast de bestaande categorieën, gaan onderzoeken of de referentie voor grootschalige monomestvergisting nog goed is, of dat er behoefte is aan een additionele (tussen)categorie, zie ook de uitgangspunten	we hebben het aantal categorieën nu uitgebreid om te voorzien in verscheidene modellen van bedrijfsvoering. Op dit moment hebben we nog geen rekening gehouden met bredere inzet anders dan allesvergisting
Door de sterk fluctuerende energieprijzen van de laatste jaren is duidelijk geworden dat het uitgangspunt TTF year ahead tot veel problemen leidt. Daarom stellen we voor om ook voor groen gas over te stappen naar de systematiek van Day Ahead.	De reactie is meegegeven aan KGG.
Er wordt sterk ingezet op monovergisting van mest en dat is om meerdere redenen ook begrijpelijk en wenselijk. Toch willen we hier graag een aantal kantelingen bij maken. Mest is een van de weinige grondstoffen waar nog een grote potentie in zit qua groei van de groen gas productie. Het is echter niet eenvoudig om dit potentieel ook de ontsluiten. En dat heeft weer te maken met de complexiteit van twee wenselijke transities. Aan de ene kant de	Ter kennisgeving aangenomen

problematiek op de mest/mineralen markt en aan de andere kant de behoefte om meer groen gas uit mest te halen. Dit onderwerp is helaas sterk gepolariseerd. Mest kampt met een groot imago probleem en mestfraude uit het verleden maakt dat het voor veel partijen moeilijk om objectief naar de kansen en mogelijkheden te kijken. Realiteit is dat qua mestfraude er de inmiddels heel veel te goede in gekeerd en de huidige uitgangssituatie duidelijk meer waarborgen biedt. Tot nog toe werd mestvergiftiging vaak gezien als een verlengstuk van mestverwerking en daarom werden er geen kosten voor aan/afvoer gerekend. Inmiddels is wel duidelijk dat mestvergiftiging (en dus groen gas productie uit mest) iets heel anders is dan mestverwerking. En je kunt wel mestverwerken zonder te vergisten, maar niet vergisten zonder te verwerken. In de basis hebben ondernemers die een mestverwerkingsbelang hebben dan ook geen belang om er groen gas uit te halen, tenzij ze daar een rendabele business case uit kunnen halen. Maar tot op heden is dat moeizaam. De groei van groen gas is eigenlijk op basis van de SDE++ onvoldoende op gang gekomen. Daarvoor is nu de BMV in ontwikkeling. Deze zou de SDE++ moeten gaan vervangen, maar zo simpel is het schijnbaar nog niet. Weliswaar lijkt de toekomstige CO₂ sturing te leiden tot hogere opbrengsten, maar daar staat tegenover dat in de BMV geen langjarige contract garantie is opgenomen. Iets dat nodig is als financieringsonderlegger. Een functionaliteit die duidelijk wel in de SDE++ zit. Om deze reden zal de SDE++ nog jaren nodig zijn om voor financieringszekerheid te bieden. Daarom is het ook van belang om goed te kijken naar de inrichting van de SDE++ gekoppeld aan mest. In de bijlage een notitie over hoe de mestmarkt in elkaar zit. Niet iedere m³ mest is gelijk. Er zijn veel verschillende situaties die allemaal een rol spelen in de vraag of mest beschikbaar is of komt voor groen gas productie. Echter als we de 400 mln m³ groen gas ambitie uit mest in 2030 willen waarmaken, dan is er een veel specifiekere sturing van uit de SDE++ nodig. En dat mest een belangrijke grondstof is blijkt ook uit een analyse die door Platform Groen Gas en NCM (Nederlands Centrum Mestverwaarding) is gemaakt. Bij 72 % van alle groen gas/ biogas productie installaties in 2023 is mest in meerdere of mindere mate als grondstof gebruikt. Mest is een belangrijke grondstof als drager van het biologische proces. In mindere mate is mest ook een grote energie bron. Van de 500 mln m³ aardgas eqv groen gas/biogas die in 2023 in totaal in Nederland zijn geproduceert is 10 % uit eindelijk uit mest gekomen. Daarvoor is nog maar 5 % van alle mest ingezet voor vergisting. Meer info is te vinden in de bijlage. Een ander belangrijk punt is de betaalbaarheid van groen gas. Uitdaging is om de productiekosten van groen gas zolaag mogelijk te houden. Daarom moet meer ingezet worden op inzet van mest in combinatie met andere biograndstoffen. Mest is een belangrijke drager, maar niet de grootste energiebron. De techniek om groen gas te produceren is complex en kapitaalsintensief. Daarom is het van belang om te zorgen dat de

gemiddelde energieintensiteit van de ingevoerde grondstoffen op niveau zit.

Om de 400 mln m3 groen gas in 2030 (en uiteindelijk meer dan 750 mln m3 in 2040) te halen zal in 2030 ongeveer 45 % van alle mest door de vergister moeten gaan en in 2040 zal uiteindelijk 100 % van alle mest vergist moeten worden. Dit is ook in lijn met de EU 35 BCM ambitie.(zie bijlage) En interessant is om ook van deze EU studie te leren dat uiteindelijk de groei van de groen gas productie uiteindelijk vooral moet komen van de grondstoffen die van de boerderij af komen. Uit de EU 2030 cijfers blijkt dat ruim 80 % van alle grondstoffen van de boerderij afkomstig zijn. Reden te meer om bij de categorie indeling voor de SDE++ aansluiting te zoeken op de mogelijkheden van de bedrijven die ook voor de productie moeten gaan zorgen. Meer en bredere inzet van biograndstoffen is daarbij een punt van aandacht en aansluiting bij de vergunningsmogelijkheden.

De reactie is meegegeven aan KGG.

Niet op ieder bedrijf zal een vergistingsinstallatie gerealiseerd kunnen worden. Toch is het belangrijk om zoveel mogelijk mest van alle bedrijven beschikbaar te krijgen. Belangrijk probleem is dat de efficiëntie van mestvergisting gebaat is bij dagverse mest vergisting. Om dit zoveel als mogelijk te realiseren vragen we hier aandacht voor de kansen van biologisch aanzuren van mest in de mestput op de boerderij. In bijgevoegd paper is het principe hiervan uitgelegd. Inmiddels is het werkingprincipe aangestoond op pilot schaal en wordt er gewerkt aan een grootschalige pilot proef gekoppeld aan een bestaande groen gas installatie voor monomest. Naast deze ontwikkeling wordt er ook gewerkt aan een juridische borging via ons project. Om deze om meerdere reden wenselijk en perceptiefolle ontwikkeling mogelijk te maken is het nodig dat in de SDE++ weer de oude 5 % co-producten regeling wordt opgenomen. Platform Groen Gas en de aangesloten partners pleiten we dan ook om in alle categorieën waar sprake is van mest aanvoer de 5 % co-producten regel weer op te nemen in de definitie van monomestvergisting. Uiteraard is het ook nodig om bij alle deze situatie een kosten factor voor mest handelingskosten op te nemen. Zoals gesteld groen gas produceren is iets anders dan mest verwerken. Een andere reden waarom de 5 % co-producten regel wenselijk is, is om de hoge kostprijs van groen gas uit mest te drukken. Zoals gezegd is mest een zeer belangrijke grondstof voor vergisting, maar ook een grondstof met een relatief laag biogas potentieel. Door de hoge kostprijs van de benodigde techniek om het biogas te produceren loopt de kostprijs behoorlijk op. Door co-producten beperkt toe te staan bij monvergisting draagt dat bij aan uiteindelijk een lagere kostprijs voor de eindconsument.

Ter kennisgeving aangenomen

De toevoeging van nieuwe categorie voor kleinschalig monomest is zeker een verbetering van het systeem. Over de haalbaarheid van de uitrol over het hele land van dit concept wordt verschillende gedacht. In bepaalde regio's is het zeker een reële optie, maar het is zeker niet DE oplossing. Voor 2025 zijn we voorstander van handhaven van deze categorie.

Ter kennisgeving aangenomen

<p>De gekozen categorie indeling in 2024 sluit onvoldoende aan bij de situatie in de markt. In de midden categorie tussen 110 kw en < 450 kw vraagt de markt om een opsplitsing. We gaan graag in overleg om hier een of twee categorieën aan toe te voegen. Met name bedrijven in de categorie > dan 200 mk en < 350 mk vallen als het ware buiten de boot. Door een of twee categorieën toe te voegen (bijvoorbeeld 110 - 250 - 450kw of 110- 200 - 300 -450 kw) zijn er veel meer bedrijven te ontsluiten om groen gas uit mest te produceren. Een belangrijke reden dat behoefte is aan een of meerdere tussen categorieën is dat in sommige regio's/provincies mest aanvoer van derden niet mogelijk. Ook gezien de eerdere schets van de complexiteit van de mestmarkt gaan we graag met PBL in overleg om te onderzoeken met welke keuzes in dit deel de markt het meest optimaal te ontsluiten is. Daar waar sprake is van mest aanvoer in deze categorie zullen mesthandelingskosten onderdeel moeten zijn van de kostprijs berekening. Gelijktijdig zal ook de 5 % co-producten regel van toepassing moeten zijn. Mogelijk is een systematiek met een ingebouwde staffeling een variant die tot de gewenste spreiding leidt. Als dat niet mogelijk is opsplitsing in meerdere categorieën gewenst.</p>	<p>We hebben het aantal categorieën nu uitgebreid om te voorzien in verschillende modellen van bedrijfsvoering. Op dit moment hebben we nog geen rekening gehouden met bredere inzet anders dan allesvergist</p>
<p>In het grootschalige segment stellen we voor om een extra categorie toe te voegen, het concept van mest-HUB. Een categorie >450 kw en < 1850 kw. Met een referentie installatie van 1500 kw. Dit is een situatie waarbij ongeveer 75000 ton mest (met een max tot 100.000 ton) op een locatie wordt vergist en opgewerkt wordt tot groen gas. Het digestaat gaat weer terug naar de mestleveranciers. Ook voor deze categorie geldt dat 5 % co-producten toevoegen mogelijk is. Dit omdat deze reeds toegevoegd worden aan de mestput om de mest biologisch aan te zuren. In de huidige proefopstelling wordt hiervoor melasse gebruikt. Meer onderzoek is nog nodig om te bepalen welke andere biograndstoffen geschikt zijn. Maar binnen nu en 2 jaar is dat allemaal uitgekristaliseerd. Daarom is het van belang om in de SDE++ 2025 deze wijziging mee te nemen. Ook in deze categorie geldt dat mesthandelingskosten opgenomen dienen te worden.</p>	<p>We hebben de categorie middelgroot / Mesthub opgenomen</p>
<p>Voor de categorie grootschalig monomestvergistings stellen we voor om de systeemgrens > 1850 kw te kiezen met een referentie installatie van 2500 kw. Ook hier weer 5 % co-producten toestaan en mesthandelingskosten opnemen. Zoals ook eerder aangegeven zijn de gekozen investerings- en exploitatiekosten veel te laag. De investeringskosten liggen eerder in de orde van grote van € 4500,- per kW opgesteld vermogen dan het nu opgenomen bedrag van € 3035,- per kW. Ook de exploitatiekosten zowel vast als variabel liggen hoger.</p>	<p>Ter kennisgeving aangenomen</p>
<p>In aansluiting tot wat eerder gesteld is tav de beschikbaarheid van mest voor vergisting bij grootschalige projecten beschikken we ook over duidelijke voorbeelden in de markt waarbij mestverwerkingspartijen aangeven voor de huidige SDE++ tarieven geen groen gas te kunnen maken. Er zijn meerdere voorbeelden in de projecten waar wel mest verwerkt wordt met poorttarieven tussen</p>	<p>Ter kennisgeving aangenomen</p>

de € 17,50 en € 20,- per ton mest, maar voorschakelen van vergisting financieel niet uit kan. De nu geldende SDE++ tarieven zijn niet toereikend. Belangrijke oorzaak ligt is de te lage inschatting van de investerings- en exploitatiekosten.	
Het gekozen uitgangspunt van € 36,9 per ton biogroestof bij een biogas potentieel van 160 m3 is veel te laag. Vorig jaar hebben we daar op basis van info uit de benchmark van de Rabobank al aangegeven dat dit zeker € 45,- per ton moet zijn.	Voor een deel komt dit door de terughoudende aanpak (5 jaar gemiddeld) desalniettemin hebben we de biomassa prijs voor SDE2025 opnieuw geijkt.
We missen in de consultatie de mogelijkheid om input te leveren op de verlengde levensduur. Vraag is waarom grootschalig monomest niet is opgenomen. Is dat omdat er op korte termijn in deze categorie nog een projecten te verwachten zijn of is er een andere reden. Vraag is ook in hoeverre de overgang van co-vergisting via verlengde levensduur naar mono-mestvergisting mogelijk gemaakt kan worden.	In principe vallen de categorieën die eerst co-vergisten en willen gaan mestvergisten door de bank genomen in de kleinschaligere categorieën. Dit monitoren we jaarlijks
Bij de levensduurverlenging van WKK's is het relevant te betrekken dat WKK's zowel elektriciteit kunnen leveren als met relatief beperkte aanpassingen groen gas kunnen produceren. Daarbij is het belangrijk om de opmerking bij het eindadvies 2024 over de maatschappelijke kosten voor kleine groen gas invoeders op het lage druk netwerk in acht te nemen.	Ter kennisgeving aangenomen
Net als voorgaande jaren wordt er bij het berekenen van een basisbedrag voor vergisting geen rekening gehouden met de kosten die gepaard gaan met de afzet van digestaat. Dit zijn structurele kosten waar rekening mee gehouden moet worden in het vaststellen van een basisbedrag. De kosten voor grondstoffen worden ook meegenomen. We hebben die al meerdere jaren aangekaart en in 2021 ook een overzicht gegeven van de structurele kosten over de jaren heen. Desondanks wordt er geen rekening mee gehouden, wat tekort doet aan de marktsituatie	Voor een deel komt dit door de terughoudende aanpak (5 jaar gemiddeld) desalniettemin hebben we de biomassa prijs voor SDE2025 opnieuw geijkt.
Er moet rekening gehouden worden met de interpretatie van de RED regelgeving in erkende certificeringsschema's. Certificering is nodig om aan te tonen dat de productie van groen/bio-gas aan de eisen van de RED voldoet en daarmee ook als duurzaam kan worden beschouwd. Door de diversiteit aan interpretaties van CI's bestaat er een risico dat er aanvullende investeringen nodig zijn om aan CO ₂ efficiency eisen te kunnen voldoen. Denk dan aan bijvoorbeeld de afvang van CO ₂ bij opwerkinginstallaties, waarbij de afgevangen CO ₂ positief rekent voor het CO ₂ rendement.	De reactie is meegegeven aan KGG.
grondstof contracten worden tegenwoordig vooral op de spotmarkt afgesloten of met heel korte termijnen tot max paar maanden	Ter kennisgeving aangenomen

Tabel B2.9

Marktconsultatiereacties grootschalige warmtepompen

Consultatie-inbreng	Reactie PBL, TNO en DNV
Er zou een categorie heetwater/stoomwarmtepomp toegevoegd moeten worden. Stoomwarmtepompen van 120 tot 180 °C komen de komende jaren in de markt. Gegeven de huidige ondersteuning van	Voor het toevoegen van een categorie voor warmtepompen in dit temperatuurbereik is nog onvoldoende kosteninformatie beschikbaar. Ook de uitvraag en

elektrische boilers met een COP van 1, stellen we voor geen COP-eis te hanteren. De investeringskosten zijn ongeveer twee keer zo groot als die voor de huidige categorie industriële warmtepomp.	marktconsultatie hebben weinig nieuwe informatie opgeleverd.
De prijs 1.152 euro/kWth is de prijs voor de warmtepompunit en niet voor alle aanpassingen in een fabriek/proces. Afbakening project tot de machinekamer zou een pré zijn. Aanpassingen in de productie wisselen sterk per project.	De categorie is bedoeld voor het opwaarderen van beschikbare restwarmte op locatie, met de uitgaande warmtestroom als productie-eenheid. Procesaanpassingen horen daar niet bij. Infrastructuur voor de warmtepomp is wel meegenomen.
De papierindustrie maakt zich zorgen over de warmtebesparingscoëfficiënt van 3,5 voor de referentiesituatie in de categorie procesgeïntegreerde warmtepomp. Deze waarde wordt lang niet voor alle projecten gehaald.	In dit advies geven we aan dat de haalbare warmtebesparingscoëfficiënt kan variëren van ongeveer 2,5 tot boven de 10. Voor de referentie-installatie wordt een gemiddelde waarde van 3,5 aangehouden.
Bij de categorie Procesgeïntegreerde warmtepompen in een verdampingsproces is het belangrijk dat nog wel duidelijk wordt vermeldt dat deze categorie ook open moet staan voor meer dan alleen meertraps verdampingsprocessen. Wat ons betreft horen in ieder geval ook bij: <ul style="list-style-type: none"> - (Meertraps) indampproces - Droogprocessen - Destillatieprocessen N.B. Het hoeft hierbij niet alleen om het verdampen van water te gaan.	Het advies heeft betrekking op verdampingsprocessen. We hebben hierbij geen afbakening gemaakt met betrekking tot het type verdampingsproces. Droog- en destillatieprocessen vallen ook onder de noemer verdampingsproces.
Aan de lijst met significante aanpassingen procestechniek zouden ook de volgende categorieën toegevoegd moeten worden: <ul style="list-style-type: none"> - Aanpassingen installaties om aanzuigen van lucht te voorkomen (verbetering condensatiepunt) - Aanpassingen om dampzijdig in serie geschakelde apparatuur (denk: meertraps indampers, destillatiekolommen) dampzijdig parallel te schakelen. 	De lijst met significante aanpassingen procestechniek is aangepast.
Het criterium van significante aanpassingen in de procestechniek zou eigenlijk moeten vervallen bij categorieën met minder vollasturen. Bij geen SDE++ zijn deze projecten nu al niet of zeer zelden rendabel.	We adviseren om de warmtebesparingscoëfficiënt per project afzonderlijk vast te stellen. In dat geval kunnen ook open warmtepompen zonder additionele procesaanpassingen onder de categorie worden geschaard.
Er wordt aangegeven dat een verandering in de elektriciteitsproductie door gereduceerde inzet van een WKK niet wordt meegenomen in de berekeningen. Het uitschakelen van een WKK heeft een forse impact op de business case. In hoeverre zou dit wél als optie meegenomen kunnen worden.	Een WKK valt niet onder het warmtesysteem waarvoor de subsidiabele productie wordt bepaald. De door de WKK geleverde warmte geldt namelijk als input van het systeem. In het correctiebedrag wordt de waarde van geproduceerde elektriciteit wél meegenomen; de prijs voor energie uit gas wordt hiertoe verminderd met een factor 0,7.
Het is momenteel niet duidelijk hoe gecorrigeerd gaat worden voor een “gemeten” warmtebesparing vs “gemodelleerde” warmtebesparing. Door zowel fluctuaties in het proces, variatie van grondstoffen, verhoging van de productie kan de “gemeten” warmtebesparing lager zijn dan de gemodelleerde warmtebesparing. Deze correctie werkt alleen negatief door en niet positief (als de warmtebesparing groter is dan gemodelleerd, omdat deze dan wordt gemaximeerd), waardoor het feitelijke subsidiebedrag door schommelingen altijd lager uitvalt. Wij stellen voor om uit te gaan van de “gemodelleerde warmtebesparing” waarbij deze jaarlijks gecontroleerd/gemonitord wordt. Ook een controle/monitoring op effectief en zoals bedoeld toepassen van de installatie is mogelijk. Bovendien hoeft het bij de andere warmtepompcategorieën ook zeker niet altijd zo te zijn dat de geupgrade warmte gelijk is aan de bespaarde warmte.	In dit eindadvies gaan we ervanuit dat de gemodelleerde besparing wordt gebruikt om de subsidiabele productie te meten. Het vaststellen van de warmtebesparingscoëfficiënt per project, en voornamelijk de verificatie daarvan, vormt hierbij wel een uitdaging voor de uitvoering.

Het moet mogelijk zijn om in ieder geval 2 aparte "periodes" met een aparte warmtebesparingscoëfficiënt te benoemen en te hanteren in de berekening.	In principe is dit mogelijk, maar implementatie in de regeling en toetsing liggen respectievelijk bij KGG en de RVO.
Er wordt uitgegaan van een kosteneffectief referentieproject. De basisbedragen zijn hierdoor maar een fractie hoger dan de basisbedragen voor de standaard warmtepompen. Dit betekent dat de meeste van deze projecten hierdoor nog steeds niet haalbaar zullen worden/onhaalbaar zullen blijven. Bedrijven zullen niet de moeite doen om deze projecten in te dienen, waardoor ze buiten het blikveld blijven, en/of vertraagd doorgevoerd gaan worden.	Er is een grote variatie in investeringskosten. We baseren ons op kosteninformatie van bij ons bekende projecten.
Warmtepompen verbeteren de efficiëntie en behoefte aan duurzame energie en verlagen de totale maatschappelijke kosten door vermindering aan behoefte netcapaciteit, opwekking duurzame energie etc. Over het algemeen zijn dit soort projecten voor bedrijven de toch al meer risicovolle projecten (hogere CAPEX, ingreep in het proces). Gezien de maatschappelijke wenselijkheid van de toepassing van warmtepompen en het risicoprofiel bij bedrijven zou de lat niet zo hoog gelegd moeten worden.	Ter kennisgeving aangenomen
In ons geval liggen de investeringskosten meer dan twee keer zo hoog als bij de referentie-installatie.	Er is een grote variatie in investeringskosten. We baseren ons op kosteninformatie van bij ons bekende projecten.
Een subcategorie van 3000 vollasturen is voor campagnebedrijven niet altijd van toepassing. 4000 tot 4500 vollasturen komt ook voor.	We adviseren een nieuwe staffel op basis van vollasturen te hanteren.
"De warmtevraag is gedefinieerd als de totale fossiel opgewekte warmteaanvoer van het systeem." Op veel verschillende plekken binnen de drie categorieën voor de industriële warmtepompen wordt expliciet genoemd dat de reductie in warmte, reductie in fossiele warmte moet zijn. Ik vraag me af of het opnemen van de term fossiel in deze definitie verstandig of noodzakelijk is. Juridisch gezien worden hiermee installaties waarbij (een deel van) de warmte met duurzame energie wordt opgewekt uitgesloten. Warmtepompen verbeteren de energie-efficiëntie waardoor er minder biogas of andere duurzame energie noodzakelijk is en beschikbaar is voor andere (energetische) toepassingen. Warmtepompen van installaties die vanuit warmte uit b.v. biogas of biomassa verwarmd worden, zouden dan geen subsidie krijgen. Er hoeft ook geen angst te zijn voor dubbele subsidiering, omdat in dat geval juist gesubsidieerde duurzame warmte vervangen wordt door gesubsidieerde duurzame warmtebesparing.	Aan warmte uit biomassa wordt geen netto CO ₂ -emissie toegekend en bij vervanging daarvan wordt dus geen CO ₂ -emissie gereduceerd.
Wij zouden voor warmtepomptechnologie minimaal een sub-categorie willen voorstellen voor 5500-6000 vollasturen. In de voedingsmiddelenindustrie is het vrij gebruikelijk om 5 dagen in de week, 24 uur per dag, operationeel te zijn. Als een dergelijke tussencategorie niet wenselijk of mogelijk zou zijn, dan zou ons voorstel zijn om het aantal vollasturen van de 8000 uur categorie te verlagen naar 6000 uur.	In dit advies is een staffel opgenomen met drie subcategorieën.
In de kamerbrief van 1 maart m.b.t. de openstelling van de SDE++ wordt gesproken over een minimale COP-waarde van 3,5 waaraan de categorie procesgeïntegreerde warmtepompen minimaal zouden moeten voldoen. Daardoor worden veel projecten uitgesloten, die wel tot een potentiële CO ₂ -reductie kunnen leiden.	In het eindadvies is geen minimale waarde opgenomen voor de warmtebesparingscoëfficiënt.
Het basisbedrag wordt vastgesteld bij de toekenning/vaststelling van de SDE++ subsidie. Het correctiebedrag wordt alleen bepaald op basis van de gasprijs.	De reactie is meegegeven aan KGG.

<p>Bij een hogere gasprijs is echter ook de elektriciteitsprijs hoger, waardoor de kosten ook toenemen, zeker bij een lagere COP. Dit kan zeer grote gevolgen hebben voor de rendabiliteit en daarmee het risico profiel van de projecten.</p>	
<p>Voor de Industriële warmtepomp open systeem is de referentie COP verhoogd van 7 naar 14. De achtergrond hiervan is zoals in het eindadvies genoemd dat er vooral projecten en toepassingen bekend zijn met een hogere COP. Tegelijkertijd is de maximale COP op 10 gesteld (zie tabel 11.11).</p> <p>Er zijn echter best toepassingen te bedenken waar een open systeem als mechanische dampcompressie ingezet zou kunnen worden die niet procesgeïntegreerd zijn, maar met een veel lagere COP. Bijvoorbeeld: Mechanische dampcompressie op condensaat uit flash-systemen of stoomdrogers.</p> <p>Door de referentie COP te verhogen en hiermee het basisbedrag te verlagen worden deze projecten eigenlijk uitgesloten omdat het basisbedrag te laag is. Beter is om een lager referentie COP of evt. een gestaffelde COP te hanteren en de maximale COP eis te handhaven.</p>	<p>Over de genoemde toepassingen is projectinformatie nagestuurd. Ons inziens vallen de genoemde projecten niet onder de categorie open warmtepomp. In het ene geval betreft het een gesloten systeem, in het andere geval is voor inpassing van de warmtepomp additionele procestechniek noodzakelijk. Hoewel er altijd onrendabele projecten in deze categorie kunnen bestaan, constateren we dat open warmtepompen met gebruik van restwarmte in de meeste gevallen vanzelf rendabel zijn.</p>
<p>We stellen voor om in plaats van 4.500 tot 6.000 vollasturen, de categorie voor 3.000 vollasturen te verhogen naar 4.000 zonder de limiet dat dit niet overschreden mag worden.</p>	<p>De categorie voor 3000 uren blijft bestaan naast de nieuwe categorie voor middellast. Wanneer er geen limiet is op het aantal vollasturen bij een categorie voor 4000 uren, is er overlap met de categorie voor 8000 uren en daarbij risico op overstimulatie.</p>
<p>Van chemie tot food, overal kan veilig met NH₃, CO₂, koolwaterstoffen of stoom gewerkt worden. Er komen veel nieuwe concepten op de markt. Het gebruik van HFK's of HFO's is niet meer nodig.</p>	<p>We hebben dit meegenomen in ons advies.</p>
<p>Ja, er is een extra categorie voor hogetemperatuur warmtepompen nodig, in het temperatuurbereik 95 tot 180 degC. Met name definitie van de bronzijde is complex. Het gebruik van de term 'restwarmte' is subjectief.</p>	<p>Voor een dergelijke categorie is nog geen projectinformatie of kosteninformatie beschikbaar.</p>
<p>• Wij verwachten nog veel ontwikkelingen in industriële warmtepompen. Er zullen complexere warmtepompen volgen, met een hoger temperatuurbereik. Ten alle tijden is dit voorzien van een lokaal industrieel distributienet. Het verdient aanbeveling om te kijken naar zo eenvoudig, maar volledig mogelijke inpassing in SDE++. De voordelen voor het energiesysteem en totaal energiegebruik zijn groot, om warmtepompen voldoende te stimuleren. De stimulering van industriële warmtepompen is nog niet passend bij de impact bij de techniek kan maken.</p> <p>Zo voldoen multistage warmtepompen, opgesteld in een opklimmende temperatuurlift gezamenlijk niet aan SDE++ efficiëntie eisen (COP); terwijl deze warmtepompen los van elkaar wel voldoen. Het lijkt ons zinvoller om de COP te definiëren per temperatuurlift. Dit geeft daarmee tevens een oplossing voor stoomwarmtepompen, waar een COP van 2 reëler is, waarmee deze alsnog efficiënter is dan bijvoorbeeld een e-boiler, met een COP van 1. Aanpassing van de COP-eis kan de categorieën voor warmtepompen minder complex maken.</p>	<p>Ter kennisgeving aangenomen.</p>
<p>Meerdere partijen merken op dat bij gebruik van natuurlijke koudemiddelen niet altijd zonder meer een COP-waarde van 3 gehaald kan worden. Bijvoorbeeld een project met een industriële warmtepomp waarbij voor een COP-waarde van 3 alleen Isobutaan (R600a) als natuurlijk koudemiddel kan worden gebruikt. Dit leidt tot extra veiligheidskosten, extra toezicht, extra onderhoudskosten en instandhoudingskosten veiligheidssystemen en nadelige consequenties ten aanzien van</p>	<p>Punt is meegegeven aan KGG. We merken daarbij op, dat ook de beschikbare warmtebron invloed heeft op de haalbare COP-waarde.</p>

<p>vergunningverlening. Een alternatief is CO₂, wat wel leidt tot een lagere COP. Omdat een hogere COP qua duurzaamheidseisen in de wcv, maar ook in operationele kosten aantrekkelijk is, zal daarin een juiste afweging gemaakt kunnen worden.</p>	
<p>In het eindadvies SDE++ 2024 wordt geadviseerd om de categorie ook te openen voor grootschalige verwarming in industriële processen. Daar wordt in de wijzigingsnotitie niets over genoemd. Wordt hier nog naar gekeken?</p>	<p>Hier wordt niets over genoemd omdat dit ook als zodanig is opgesteld. Het is dus geen verwachte wijziging.</p>
<p>Bij campagnebedrijf kan het aantal volalsturen per fabriek en per jaar sterk verschillen.</p>	<p>Ter kennisgeving aangenomen.</p>
<p>Voor ons zou het aanpassen van de subcategorie van 8000 vollasturen naar 7000 of 6000 uren wel een oplossing zijn. Het basisbedrag zou dan hoger moeten worden en om oversubsidiering te voorkomen zou de maximale COP evt. wat lager kunnen worden. Het risico bestaat natuurlijk wel dat er elders projecten zijn met meer dan 6000 uur en een hogere COP dan de maximale COP die toch niet rendabel zijn.</p>	<p>In dit advies wordt een staffel met drie tredes gehanteerd.</p>
<p>Het lijkt ons onzinnig om een ondergrens voor de warmtebesparingscoëfficiënt te hanteren. Of de ondergrens voor de warmtebesparingscoëfficiënt zou 1 zijn, maar dan zouden bedrijven toch al kiezen voor een E-boiler i.p.v. een dure warmtepomp. Deze minimale COP lijkt ons onzinnig, want niet alleen is de kans op oversubsidiering juist bij een lage COP niet aan de orde. Maar bovendien is de COP >1 dan altijd nog beter dan de COP van 1 van E-boilers, die wel subsidie kunnen ontvangen. Warmtepompen zouden juist meer gestimuleerd moeten worden dan E-boilers omdat ze de vergroting van de benodigde netwerkcapaciteit verminderen. De achterliggende reden voor deze minimale COP is naar ik begreep eerder wantrouwen dat bedrijven de warmtepomp inefficiënt zouden laten draaien of warmte vernietigen om zo subsidie op te strijken. Wij geloven niet dat bedrijven hier ethisch/moreel misbruik van zullen willen maken. Even los van dat iets dergelijks bij andere categorieën warmtepompen of mogelijk andere categorieën binnen de SDE++ net zo goed het geval zou kunnen zijn. Als hier gegronde angst voor is lijkt het me dat dit beter via monitoring/verantwoording door het bedrijf of een externe partij ondervangen kan worden. Met een minimale COP eis van 3.5 (zoals in regeling 2024) worden veel projecten uitgesloten die je niet uit zou willen sluiten.</p>	<p>Door de flexibele inzet kan het elektriciteitsgebruik van elektrische boilers worden verplaatst naar momenten buiten de spitsuren op het elektriciteitsnet. In dit advies gaan we ervanuit dat hiervoor een non-firm-ATO wordt gebruikt.</p>
<p>We onderzoeken de toepassing van een HT-warmtepomp maar hebben momenteel nog te weinig informatie om te beoordelen of de huidige subsidiemogelijkheden afdoende zijn. Wel lijken HT-warmtepompen een lager TRL level en hogere investeringskosten te hebben.</p>	<p>Ter kennisgeving aangenomen.</p>
<p>Enkel op een specifieke techniek subsidieëren drijft netcongestie. Het moet juist mogelijk worden om combinaties van technieken te gebruiken wat in de huidige regeling niet voorkomt en ook niet mogelijk is. Een 'systeem' subsidie is niet mogelijk terwijl dit wel congestieproblemen kan oplossen maar ook voor betere businesscase onder aan de streep kan zorgen wat dus minder subsidie behoevend is. Hierbij is er voor warmtepompen dus ook geen 'systeem afbakening' nodig van meerdere warmtepompen (of andere technieken). Het is juist belangrijk om te subsidieëren op behaalde duurzaamheid in plaats van op de techniek. Hierbij is het van belang juist het gehele systeem te bekijken en niet naar een specifieke techniek waarmee de warmte</p>	<p>De reactie is meegegeven aan KGG.</p>

wordt opgewekt en dit systeem voldoet aan de gestelde CO₂ reductie uitgangspunten. Wanneer er niet gestuurd wordt op techniek onafhankelijke CO₂ reductie is er geen prikkel voor warmte producerende technieken om optimaal samen gebruikt te worden aangezien de SDE++ een grote impact heeft. Daarnaast werkt dit flexibiliteit tegen hetgeen steeds meer gaat wringen met het flexibiliserende energiesysteem en netcongestie in de hand helpt.

Voor het punt hier geld ook, zoals hierboven uitgebreid omschreven, dat het belangrijk is dat er een prikkel is om om te gaan flexibiliseren en om te gaan met het toekomstige energiesysteem. Hierbij moet er juist geen prikkel zijn om inflexibel zoveel mogelijk vollasturen te maken om de subsidie te maximaliseren. Er moet gestuurd worden op de daadwerkelijke CO₂ besparing en het slim omgaan met het energiesysteem / energienetwerk. Hierin moet meer integraal gekeken worden om naar een optimale oplossing te gaan in plaats van stimuleren op een bepaalde specifieke techniek. Hierbij moet er dus flexibiliteit zijn en de mogelijkheid dit met een laag aantal vollasturen te kunnen maken in het toekomstige energiesysteem welke steeds meer afhankelijk wordt van variabele bronnen. Hiervoor kan de hierboven uitgebreid beschreven NTA800 en DRP methodiek worden gebruikt welke al wettelijk geld voor de EOR bepaling van warmtenetten. Hierbij is dit wederom een voorbeeld hoe de SDE inflexibiliteit stimuleert en netcongestie verergert waarbij er dus geen enkele reden is om systemen flexibeler te maken. Uiteindelijk moet er naar een dynamisch systeem gegaan worden met meerdere technieken waarin je geen doelstelling hebt om zoveel mogelijk vollasturen te draaien om subsidie te maximaliseren. Je wilt niet een techniek maar een systeem dat optimaal CO₂ reduceert op een flexibele manier. Een voorbeeld hiervan is een bio WKK warmtepomp combinatie. Hierin kan ingespeeld worden op congestie tijdens invoeding maar ook tijdens afname door op de juiste momenten de bio WKK, de warmtepomp of combinatie in te schakelen. Dit is in meer detail omschreven in het bijgeleverde stuk en komt ook terug in de beantwoording welke hierboven staat.

In de huidige SDE++ worden vooraf basisbedragen bepaald, gedifferentieerd naar warmtebron en toepassing. Wellicht kan dit in de toekomst mogelijk worden gemaakt. Maar, zou een gesubsidieerde 'warmtetender' in lijn zijn met de staatsteunregels?

Tabel B2.10
Marktconsultatiereacties elektrische boilers

Consultatie-inbreng	Reactie PBL, TNO en DNV
Er wordt aangegeven dat er wordt geadviseerd op deze categorie ook te openen voor grootschalige verwarming in industriële processen anders dan de productie van warm water of stoom. Wat wordt gezien als grootschalig?	Op basis van de uitgangspunten gaat het om installaties met een thermisch vermogen van 500 kW of meer.
Netwerktarieven TenneT van 2024 zijn 100% gestegen tov 2023.	De stijging van 2024 was al meegenomen.
Voor een serieuze E-Boiler zal toch echt extra netwerk capaciteit moeten worden ingekocht.	In dit advies zijn voor zowel de elektrische boilers als HT-TES de meerkosten voor aanpassing van de netwerkaansluiting meegenomen.
Stoomwarmtepompen van 120 tot 180°C komen de komende jaren in de markt en moeten concurreren met elektrische boilers. E-boilers bevorderen netcongestie, welke bij stoomwarmtepompen een factor 2 tot 5 lager is.	De inzet van een warmtepomp is alleen mogelijk als er ook een warmtebron beschikbaar is. In verband met netcongestie is het wenselijk om warmtepompen te gebruiken waar mogelijk. We merken hierbij op dat de invloed van een installatie op de netbelasting niet alleen afhankelijk is van het elektrisch vermogen, maar ook

	van de indeling van het elektriciteitsgebruik. In dit advies gaan we voor de categorie elektrische boilers uit van de toepassing van een alternatieve transportovereenkomst.
De specifieke CAPEX waar mee wordt gerekend in het eindadvies is in onze ogen veel te laag. Voor ons project komen we ongeveer twee keer zo hoog uit. Opvallend daarbij is dat het aandeel van de boiler zelf maar ongeveer 5% bedraagt. Ongeveer een derde van de investering is nodig voor elektriciteitsvoorzieningen, en een derde voor civiele werken en infrastructuur.	De investeringskosten zijn representatief voor eerdere aanvragen, maar kunnen variëren door projectspecifieke situatie.
Referentie casus voor een >50MWth E-boiler of Hoge temperatuur warmteopslag zou ons inziens een WKC moeten zijn. WKC's zijn soms wel en soms niet flexibel genoeg om in een hybride systeem te worden ingezet.	Ter kennisgeving aangenomen.
De transporttarieven op het hoogspanningsnet liggen ongeveer 50% hoger dan op het regionale tussenspanningsnet. Vanwege dit zeer grote verschil. pleiten wij voor een onderscheid voor Elektrische boilers op hoogspanning en op MS/TS-netten van de regionale netbeheerders.	Punt is meegegeven aan KGG. Enerzijds klopt het dat de huidige en ook de geraamde transporttarieven groter zijn op de hoogspanningsnetten. Anderzijds komen er voor de hoogspanningsnetten andere alternatieve transportovereenkomsten beschikbaar. Uitgaande van een tijdsduurgebonden ATO en flexibel netgebruik buiten de spitsuren valt dit verschil in de netto transportkosten weer weg.
We betwijfelen of er een lange termijn contract gerealiseerd kan worden voor 0.0298 €/kWh voor de 3600 uren met laagste prijs. Wij hebben zo'n contract nog niet gezien.	Voor het basisbedrag baseren we ons op een raming van elektriciteitsprijzen op de dagvooritmarkt, niet op een PPA.
Wij zien warmteopslag met gesmolten zout niet zitten. We zijn wel gecharmeerd van diverse andere technologieën die een vast medium (Staal/Keramiek) gebruiken.	Ter kennisgeving aangenomen.
Bij HT-TES zien we geen schaalvoordeel in de netwerkkosten.	Ter kennisgeving aangenomen.
De afbakening op 50 MW _{th} lijkt ons niet reëel, de grootste installatie die wij gezien hebben is ca 20 MW _{th} .	Het gaat om het vermogen van het hele systeem, niet om individuele modules.
Elektrische infrastructuur is zeer lokatie-afhankelijk. Hoe ga je daar nu precies mee om?	Op basis van eerdere aanvragen worden de gemiddelde kosten voor infrastructuur meegenomen.
We zouden het op prijs stellen als PBL onderzoekt hoe een warmteopslag met vermogensverhouding 3 effectief in de subsidie in te passen is.	
We willen graag een installatie van meer dan 50 MW _{th} realiseren, dat is nu niet mogelijk.	We hebben geen kosteninformatie ontvangen over dergelijke systemen.
In de marktconsultatie 2024 is het volgende probleem geïdentificeerd: 'In de SDE++-regeling is het vermogen van de e-boiler gelimiteerd op het huidige opgestelde fossiel gedreven thermisch vermogen op locatie. In sommige gevallen wordt de warmte echter geleverd door een derde partij die fossiel gestookte warmte op een eigen locatie produceert en transporteert naar de industriële partij in kwestie. In dit geval komt deze industriële partij dus niet in aanmerking voor SDE++ voor een e-boiler.' Ingeval van warmtelevering aan een externe partij wordt de investering door twee partijen gedreven: de producent en de klant. Let wel dat de klant uiteindelijk de doorslaggevende factor is in de realisatie van de investeringen aangezien de investering volledig wordt gedekt door de klant middels lange termijn contracten.	Punt is reeds meegegeven aan KGG.
Het hoge nettatarieven hebben ook impact op bestaande SDE++ beschikkingen van E boilers. Kan dit met terugwerkende kracht worden in de bepaling van het correctiebedrag?	Volgens de uitgangspunten vallen de netwerkkosten onder het basisbedrag.
In de SDE++ regeling 2023 waren het aantal productieuren van 2023-2028 beperkt. Indien er in deze jaren	Vraag betreft niet het eindadvies.

<p>minder dan het aantal vollasturen (2023: 3.600) kon worden gemaakt, kon het tekort door middel van banking worden ingehaald als het aantal toegestane productieuren hoger is dan het maximum aantal vollasturen. We nemen aan dat tabel 11.3 weer gehanteerd wordt als uitgangspunt hiervoor. Geldt deze beperking ook voor E boilers/heaters met warmte-opslag? Moet deze beperking ook gelden als er aantoonbaar via groene stroom GvOs CO₂ vrije stroom wordt ingekocht?</p>	
<p>De investeringskosten en de aansluitkosten hebben een economy of scale. Beter om deze te staffelen in vermogens en evt kabellengte. Er wordt gesteld dat E-boilers altijd rendabel zijn zonder netverzwaring. Wij vragen ons sterk af of dit ook geldt voor E-boilers met kleinere vermogens.</p>	<p>We nemen dit mee in ons onderzoek voor 2026.</p>
<p>Wij stellen voor de definitie van het begrip Nuttig aangewende koolstofdioxide arme warmte in de Uitvoeringsregeling aan te passen en een uitzondering te maken voor wat betreft de uitsluiting van de productie van energiedragers, specifiek voor hernieuwbare energiedragers. Door de uitsluiting van de productie van bio-ethanol is het niet mogelijk om de inzet van een elektrische boiler voor de productie van bio-ethanol rendabel te krijgen en blijven bestaande gasketels in bedrijf.</p>	<p>De reactie is meegegeven aan KGG.</p>
<p>Elektrificatie met elektrische boilers , gecombineerd in dezelfde uren met HT- TES verhoogt het gebruik van hernieuwbare elektriciteit maar ook de piekbelasting en capaciteitskosten. Overweegt u voor een compensatie voor deze capaciteitskosten?</p>	<p>Beide categorieën worden afzonderlijk beschouwd en de combinatie van deze technieken is voor dit advies niet doorgerekend.</p>
<p>Volgens de SDE regelgeving mag een Eboiler niet voor "de verwarming van een installatie of een onderdeel daarvan, waarmee energie of een energiedrager wordt geproduceerd". Dit voorschrift is een belemmering voor de verduurzaming van de warmtevoorziening aan bijvoorbeeld raffinaderijen.</p>	<p>De reactie is meegegeven aan KGG.</p>
<p>Wij pleiten voor een nieuwe categorie voor bestaande, of reeds in aanbouw zijnde Eboilers. De reden hiervoor zijn de extreem sterk gestegen transporttarieven van de netbeheerders. Voor installaties in aanbouw kan de beschikking niet meer worden ingetrokken o een nieuwe aan te vragen. Het voorstel is om in deze categorie de CAPEX op nul te zetten. De rest van de aannames voor het bepalen van de ORT kan gelijk gehouden worden aan de "normale" categorie voor nieuwe Eboilers.</p>	<p>In het advies is een categorie toegevoegd voor operationele kosten van bestaande elektrische boilers, met een looptijd van 5 jaar.</p>
<p>Wij zijn van mening dat de 100-gradeneis voor elektrische boilers in warmtenetten zou moeten vervallen. De temperaturen in warmtenetten variëren met de warmtevraag, tussen de 80 en 90 graden in de zomer en tot maximaal 125 graden in de winter, in verband met de benodigde transportcapaciteit bij koude. Echter, ook in de zomer en flankmaanden, als de temperatuur in de transportleidingen typisch onder de 100 graden ligt kan een Eboiler duurzaam worden ingezet. Wij hebben de indruk dat er bij EZK een zorg bestaat dat Eboilers worden ontwikkeld in plaats van warmtepompen. Echter, warmtepompen zijn totaal verschillende warmtebronnen met een andere functie in het warmtewet. Warmtepompen zijn, dankzij hun COP en daardoor lagere variabele kosten, zeer geschikt als basislastbron. Terwijl een Eboiler niet geschikt is als basislastbron omdat het continu aanzetten van een Eboiler zeer duur zou</p>	<p>De reactie is meegegeven aan KGG.</p>

zijn omdat dan ook op uren met hoge E-prijzen met een COP warmte zou worden geproduceerd. Wij zouden dan ook nooit een Eboiler bouwen om daarmee een warmtepomp-bron te voorkomen.

Bij onze projecten moet in bijna alle gevallen de fysieke netaansluiting worden uitgebreid. In alle gevallen moet het gecontracteerde transportvermogen worden vergroot met het vermogen van de Eboiler. Wij kennen geen projecten waarbij het voor de Eboiler benodigde transportvermogen al aanwezig is.

Op basis van onze kennis en ervaring op de onbalansmarkt verwachten wij een veel lagere waarde van E-boilers op de vrijwillige onbalansmarkt dan de berekeningen in het eindadvies voor 2024. Daarvoor zien wij een aantal oorzaken:

- Capture rate: niet alle uren dat de Eboiler is ingepland is er een Onbalans situatie die vraagt om opregelen (afregelen van de Eboiler). Het is ons niet duidelijk uit het stuk in het eindadvies of hier rekening mee is gehouden. Ook het afregelen zelf kost tijd, waardoor we niet het hele kwartier met vol vermogen lang kunnen gaan.
- o De Onbalansmarkt is een relatief kleine markt, voor 2023 ging het om een gemiddeld vermogen van 58 MW. Wij verwachten dan ook dat een (grote) Eboiler niet met het volledige vermogen actief kan zijn op de onbalansmarkt, maar slechts een deel daarvan.

- o De prijs voor passief balanceren op de onbalansmarkt is pas achteraf bekend. Steeds vaker komt Regeltoestand 2 voor, als de onbalans binnen een kwartier twee kanten opgaat. Het meebalanceren kan dan juist geld kosten in plaats van opleveren.

Om bovenstaande redenen is de capture rate veel kleiner dan 100%. Een exact getal is moeilijk te geven maar denk aan orde grootte 20%.

- Als een Eboiler afregelt om potentieel geld te verdienen op de onbalansmarkt, dan moet de warmte met een andere warmtebron opgewekt worden. De meerkosten die hiermee gemaakt worden zien wij nu niet terug in de analyse in het eindadvies.

- Zoals ook blijkt uit de tabel 11.2 in het eindadvies correleren de marges op de onbalansmarkt met de gemiddelde day-ahead prijs in het betreffende jaar. Het jaar 2022 was een extreem jaar voor wat betreft commodity- en elektriciteitsprijzen en achten wij niet representatief voor de toekomst.

- Zoals hierboven omschreven zitten er ook risico's aan het inzetten van de Eboiler op de onbalansmarkt omdat aan het begin van het kwartier nog niet bekend is hoe de situatie tijdens het kwartier zich zal ontwikkelen.

Tennet heeft ons recent verzocht om de snelheid waarmee we op de onbalans sturen te beperken omdat het steeds vaker voorkomt dat de onbalanssituatie binnen een kwartier omslaat; zie bijgevoegde bericht. De uren dat dit verkeerd uitpakt voor de Eboiler, omdat er in praktijk geen perfect foresight is, kosten juist geld. En die kosten moeten ook beschouwd worden.

Daarnaast zijn de toekomstige prijzen op de onbalansmarkt uitermate onzeker door de sterke groei in zowel variabel aanbod als flexibele vraag en nieuwe aanbieders van flexibele diensten. Ook aanstaande verandering in de regulering van de onbalansmarkt maken het voor meer partijen mogelijk om op deze markten te participeren wat ook een prijsdrukkend effect zal hebben.

Wij beschouwen voor elektrische boilers de verdiensten

In dit advies zijn zowel de aansluitkosten als de transportkosten meegenomen, voor zowel de elektrische boilers als voor HT-TES.

Met betrekking tot de capture rate: voor de analyse zijn we uitgegaan van de bedrijfsvoering met inzet in de laagstegeprijsde uren. Dat hierdoor de installatie niet in alle uren voor onbalans kan worden ingezet, was dus meegenomen. Andere verminderingen van de capture rate, bijvoorbeeld regeltoestand 2, waren niet meegenomen. Aan de andere kant is het ook mogelijk om additionele inkomsten te genereren door de boiler in te zetten buiten de geplande bedrijfsvoering, als er behoefte is aan het afregelen van de elektriciteitsproductie. De verdiensten uit de onbalansmarkt zouden daardoor hoger uit kunnen vallen.

<p>uit de onbalansmarkt als potentiële, maar uiterst onzekere upside.</p>	
<p>Wij vinden NFA's in de basis zeer geschikt voor Eboilers. Eboilers zijn flexibele warmte-assets, zeker in combinatie met een buffer, en zouden ook als zodanig ingezet moeten worden om het net te ontlasten en zo congestie te voorkomen. Wij zouden dan ook graag een NFA85 voor de Eboiler op Diemen willen afsluiten. Echter, dat is op dit moment nog niet mogelijk.</p> <p>De verwachting is dat dit op termijn wel mogelijk wordt. Daar staan enerzijds lagere nettarieven tegenover, en anderzijds brengt een NFA ook beperkingen met zich mee omdat de netbeheerder aan een partij met een NFA de toegang tot het net kan ontzetten. Deze kosten zouden ook moeten worden meegenomen. Ook is het belangrijk om bij verschillende categorieën voor Eboilers consistent te zijn in de gebruikte nettarieven (NFA of firm ATO) zodat een gelijk speelveld wordt geborgd.</p>	<p>In het advies gaan we uit van een non-firm-ATO. Elektrische boilers zijn zeer flexibel inzetbaar. We hebben geen indicatie van de hoogte van de mogelijke kosten van inzetbeperking, en hebben deze daarom niet meegenomen.</p>
<p>Voor een kleine minderheid van de projecten zien we dat er (gedeeltelijk) ruimte is in de bestaande netaansluiting voor de elektrificatie van de stoom- en warmtevraag. Echter de inpassing op een (gedeelte) van de bestaande netaansluiting brengt andere integratiekosten en beperkingen (bv op gebied van inzet van de eboiler/TESS) met zich mee.</p>	<p>Ter kennisgeving aangenomen</p>
<p>Toekomstige ontwikkelingen van de handelsvolumes en prijzen op de onbalansmarkten zijn hoogst onzeker. Daarnaast zal de rol van onbalansverdiensten per project erg verschillen door de beperking door het gevraagde profiel van de industrieklant, ramp rates van de bestaande gasboilers en beperkingen in de transportcapaciteit, markt condities en contractuele verplichtingen mbt elektrische piek en backup capaciteit. De basis van elk project is volume verduurzaming.</p>	<p>We hebben dit meegenomen in onze afweging over onbalansinkomsten bij eboilers.</p>
<p>De nieuwe Omgevingswet introduceert een scheiding tussen technische en ruimtelijke bouwactiviteiten, genaamd "de knip".</p> <p>Het proces bij voorgaande SDE-aanvragen was zowel technische als ruimtelijke beschikking noodzakelijk. Het verkrijgen van de technische beschikking in de vroege fase van het project leidt tot complexiteit en inefficiëntie.</p> <p>Het voorstel aan PBL om te overwegen om het splitsen van de (bouw)vergunning beschikking voor SDE-aanvragen in technisch en ruimtelijk deel. Ruimtelijk deel herroepelijk voor aanvraag, Technisch deel herroepelijk voor start subsidie. Hierdoor is er meer ruimte voor de verwachte langere trajecten van het ruimtelijk deel, inclusief participatie en het vermijden van re-work</p>	<p>De reactie is meegegeven aan KGG.</p>
<p>Het combineren van hoogtemperatuur (HT) energieopslag en een elektrische boiler (e-boiler) op een industriële locatie kan veel potentieel bieden, zowel vanuit kosteneffectiviteit als efficiëntieperspectieven. Echter het risico bestaat dat een van de twee SDE+-aanvragen wel wordt toegezegd maar andere niet en dat je met een half project blijft zitten.</p> <p>Ons verzoek aan PBL is te overwegen om een aparte categorie voor gecombineerde HT energieopslag & e-boiler projecten. Minimaliseer het risico van onvolledige implementatie door 2 verschillende SDE++ aanvragen. Optimaliseer de potentie voor baseload stoomlevering.</p>	<p>Een gecombineerde categorie geeft veel mogelijkheden voor alternatieve bedrijfsvoering. Bijvoorbeeld om alleen de elektrische boiler in te zetten, tegen een hoger basisbedrag. De verschillende technieken worden afzonderlijk beschouwd.</p>
<p>Gezien de aankomende projecten pipeline, bespreken</p>	

<p>we graag de mogelijkheden om dit risico te verkleinen. Zie bijlage slides.</p>	
<p>Op dit moment kennen wij nog geen uitgewerkte transportovereenkomsten met tijdsgebonden/tijsblokgebonden beperkingen. Daarnaast zijn er tegenstrijdige berichten vanuit de netbeheerder over praktische toepassing en tijdslijn. Ons uitgangspunt is dat het geproduceerde volume evenredig afneemt met beperkingen in de transport aansluiting. Het is vooral een middel om, ondanks (dreigende) congestie, elektrificatie projecten mogelijk te maken.</p>	<p>Door het relatief beperkt aantal vollasturen elektriciteitsgebruik kan de gemiste productie tijdens transportbeperkingen worden verschoven naar een ander moment.</p>
<p>We zijn erg content met de nieuwe categorie en de mogelijkheden die er nu zijn voor industriële klanten om (meer) te verduurzamen waar dit niet mogelijk was met de eboiler. Echter zien wij ook dat een deel van de industrie (met name Bulk chemie) buiten de boot valt door de gekozen bovengrens van 50MWth.</p>	<p>Voor HT-TES met dergelijke vermogens hebben we nog geen kosteninformatie gekregen.</p>
<p>Het nieuwe basisbedrag voor HT-opslag volstaat voor middelgrote installaties maar niet voor kleinere installaties (≤ 10 MW) waar juist veel potentie zit. Er is veel elektrificatiepotentie in de voedsel en drankenproductie industrie waar de stoomvraag relatief laag is (2-10 MWth). Deze industrie kent vaak een discontinu profiel (e.g. 24/5) waardoor een HT-opslag goed aansluit. We zien nu echter dat de capex voor deze kleinere projecten relatief een stuk hoger is en niet uit kan met het huidige basisbedrag. Ons voorstel is dat PBL overweegt om een onderscheid te maken tussen kleinere (≤ 10 MW) en grotere HT-opslag (>10 MW) installaties. We komen graag in gesprek met PBL om de mismatch en mogelijkheden te bespreken voor onze projecten. Zie bevoegde slide deck.</p>	<p>Het advies is gebaseerd op kosteninformatie van zowel kleinere (<10 MW) als grotere installaties. Er is nog onvoldoende informatie beschikbaar om hierin te kunnen differentiëren</p>
<p>Categorisatie van basisbedrag op basis de effectieve vermogensverhouding (Tabel 11.6, pagina 162.) zorgt er voor dat projecten met een vermogensverhouding van 1,2 of kleiner dan de MWth discharge buiten de boot vallen. Ons voorstel aan PBL om te overwegen: Loskoppen discharge capaciteit en basisbedrag. In de SDE-aanvraag kan op elektrisch vermogen en vollasturen elektriciteitsgebruik worden ingeschaald. Dit resulteert in max MWh warmte onafhankelijk van het thermisch vermogen. Dit voorkomt overmatige subsidies en misbruik van de categorie en is relevant voor industriële sectoren met dynamisch vraagprofiel.</p>	<p>Met betrekking tot emissiereductie is er geen onderscheid tussen een elektrische boiler of een HT-TES met een vermogensverhouding van 1. Daarbij merken we op dat de verschillende categorieën hier afzonderlijk worden beschouwd.</p>
<p>Het quantificeren van onbalansinkomsten kan enkel op basis van historische data. Dit biedt geen garantie voor de toekomst. Bovendien is dit sterk afhankelijk van het industriële proces dat van stoom wordt voorzien. Het uitschakelen of opvoeren van stoom productie moet dan ook in de gehele keten beschouwd worden en over de gehele looptijd van de subsidie. Het is een te sterke vereenvoudiging dat het optimaliseren van stoomproductie met bijvoorbeeld een e-boiler zorgt voor een verlaging van productiekosten uit het industriële proces. Bovendien is dit niet haalbaar op de langere termijn waarin zeer grote delen van dergelijke processen zijn geëlektrificeerd.</p>	<p>We hebben dit meegenomen in onze afweging over onbalansinkomsten bij eboilers.</p>
<p>Voor ons project met een procesgeïntegreerde warmtepomp moet de WKK-installatie worden uitgeschakeld. Dit heeft een negatief effect op de business case, aangezien de stoomkosten door de wkk nu nog relatief laag zijn. Dit effect zit nu onvoldoende in de SDE++.</p>	<p>De vermeden kosten van warmteproductie met een WKK zitten in het correctiebedrag, ID 17.</p>

<p>Het is goed dat dit nu opgenomen is binnen de SDE++. Wij hebben nog geen concrete projecten met HT-TEES geraamd, ook omdat deze nog niet als rendabel werden geacht. Om een verdere decarbonisatie uit te kunnen voeren zal dit in de toekomst voor sommige locaties wel noodzakelijk zijn. Nu dit wel gefaciliteerd wordt binnen de SDE++ hadden we misschien achteraf beter grotere aansluitvermogens aangevraagd.</p>	<p>Ter kennisgeving aangenomen.</p>
<p>De markt voor ETES technologie is nog niet zo volwassen dat er bewezen modulaire installaties beschikbaar zijn die tegen minimale kosten geoptimaliseerd kunnen worden. Op termijn zullen deze waarschijnlijk goedkoper worden dan maatwerk. Deze markt zal zich komende jaren sterk ontwikkelen en daarin ook diversificeren.</p>	<p>Ter kennisgeving aangenomen</p>
<p>Deze Non-firm-ATO's zijn ook zeer interessant voor andere warmte opwekkers zoals warmtepompen mits er voldoende flexibiliteit is in het energiesysteem. Dit houdt in dat wanneer er minder contractvermogen beschikbaar is de warmtelevering toch doorgang moet vinden hetgeen kan gebeuren middels grootschalig bufferen van deze warmte. De warmtepompen produceren de warmte welke wordt opgeslagen in het buffer voor later gebruik. Hierin is het zaak dat deze flexibiliteit ook 'beloond' en mogelijk gesubsidieerd wordt. In de huidige SDE++ regeling is dit niet het geval aangezien hier puur op de techniek wordt gesubsidieerd met een bepaald aantal vollasturen. Wij bouwen nu aan een warmtecentrale voor warmte- en koudelevering in de gebouwde omgeving, waarbij de warmtecentrale (noodgedwongen) een non-firm-ATO heeft. Door grootschalig bufferen is dit mogelijk. Hier wordt slim ingespeeld op warmteproductie (en opslag) op de meest duurzame en kosten effectieve momenten waarbij een andere randvoorwaarde de non-firm-ATO is. Dus naar onze mening is dit zeer goed mogelijk maar moeten beleidsmatig de tools worden gegeven aan de markt om dit ook te stimuleren i.p.v. afremmen wat we momenteel zien. Een ander belangrijk punt is dat er voldoende ruimte door de netbeheerders (lokaal als TenneT) gegeven moet worden om überhaupt een dergelijke non-firm-ATO af te sluiten.</p>	<p>We gaan momenteel uit van een warmtepomp zonder buffering maar zullen deze opmerking in toekomstig onderzoek meenemen.</p>
<p>We zien verschillende media om de warmte in op te slaan: staal, steen, keramiek. Staal heeft als voordeel dat de investering eigenlijk niet afgeschreven hoeft te worden. Keramiek dat het een voorspelbare vorm heeft. Gesmolten zout is niet een technologie waar wij voorkeur aan geven.</p>	<p>Ter kennisgeving aangenomen.</p>
<p>De grote bottleneck in een significante warmteopslag is dat er bij een grotere vermogensverhouding ook een grotere netaansluiting nodig is.</p>	<p>Ter kennisgeving aangenomen.</p>
<p>Als gebruiker hebben we geen inzicht in de balanshandhaving. Balanshandhaving is een grillig gebeuren, waarbij de prijzen sterk afhangen van vraag, aanbod en regelgeving. Het lijkt er sterk op dat balanshandhaving de prioriteit krijgt over de day ahead dispatching. Een sterk 24/7 trading desk is nodig om dit succesvol uit te voeren. Emerging markets & technologies. De beperking van de regelsnelheid van het fossiel meegestuurd asset is waarschijnlijk de bottleneck.</p>	<p>Ter kennisgeving aangenomen.</p>
<p>De impact van netwerktarieven op het applicatiebedrag is (te) groot, met almaar stijgende subsidie en stijgende netwerkkosten. Voor e-boilers zijn de jaarlijkse netwerktarieven inmiddels van dezelfde orde grootte als het investeringsbedrag. Dit leidt tot terughoudendheid</p>	<p>Ter kennisgeving aangenomen.</p>

t.a.v. investeringen in e-boilers.

Daarnaast blijkt dat voor e-boiler projecten in de energiesector het benodigde investeringsbedrag ongeveer 2 tot 3 keer zo hoog is als voor de referentie-installatie van de SDE. Mogelijk dat dit komt door sectorvereisten (zoals H5SE en complexere integratie) en hogere stoomdruk dan in de referentie-installatie.

Meerdere partijen merken op dat e-boilers zeer geschikt zijn voor flexibel netgebruik. Hiervoor moeten wel de hoogte en structuur van de netwerktarieven worden aangepast (een eerste stap met non-firm-ATO, real-time tariefstructuren zou nog beter zijn om maximaal bij te kunnen dragen). We zijn blij dat SDE compenseert voor stijgende netwerktarieven maar zolang de nettarieven blijven stijgen leidt dit wel tot rondpompen van geldstromen. Als nadeel wordt ook genoemd dat alternatieve transportovereenkomsten nog niet overal beschikbaar zijn.

Voor de referentie-installatie in dit advies gaan we uit van een non-firm-ATO.

Momenteel zien wij de toegang tot netwerkcapaciteit als een van de belangrijkste blockers voor e-boiler projecten, dit leidt tot significante vertraging van de gewenste realisatietermijn.

Ter kennisgeving aangenomen.

Onbalansmarktactiviteiten kunnen momenteel aanzienlijk bijdragen aan de omzet van een eboiler project. Er is echter grote onzekerheid mbt de ontwikkeling van de onbalansmarkt en het is onwaarschijnlijk dat deze attractief blijft waardoor deze bijdrage niet in een investeringscase ge-extrapolleerd kan worden. Wij gaan graag het gesprek aan met PBL om onze visie hierop toe te lichten.

Ter kennisgeving aangenomen.

In de wetgeving van SDE in 2023 is er voor e-boilers een clause met een uitzonderingscategorie voor onder andere de productie van energiedragers en het verwarmen hiervan. Deze clause zorgt ervoor dat veel potentiële decarbonisatie projecten met e-boilers niet in aanmerking komen voor SDE-subsidie. Graag zien wij deze clause aangepast omdat wij geloven dat dit niet in de geest is van de SDE-subsidie en dat in deze toepassing niet is voorzien toen e-boilers zijn toegevoegd aan de SDE-subsidie. Veel van onze projecten vallen binnen deze categorie.

De reactie is meegegeven aan KGG.

Ja, onze indruk is dat er situaties zijn binnen bedrijven waarin de warmtepomp met een lager aantal vollasturen zal werken. Best kans dat hier uiteindelijk een vollasturenstaffel nodig zal zijn om het volledige potentieel kosteneffectief te mobiliseren.

In dit advies is een vollasturenstaffel opgenomen.

Ook multistage warmtepompen verdienen overigens aandacht: systemen die via gecascadeerde opzet grotere temperatuursprongen kunnen realiseren. Deze systemen leveren hoogwaardiger warmte maar wel tegen een lagere COP.

Wij zouden graag in gesprek gaan over de bepaling van de categorie voor hoge temperatuur thermische opslag. [...] ontwikkelt systemen op basis van gesmolten zouten in deze categorie en is voornemens om projecten te realiseren in 2025. Wij vragen ons onder andere af hoe het zit indien er vanuit de opslag wordt geleverd aan een stoomnet wat door meerdere partijen wordt gebruikt. Daarnaast is de referentie installatie relatief groot gedimensioneerd. Wij zien ook kansen voor kleinere installaties.

Deze categorie is nieuw en we gaan graag in gesprek met marktpartijen over hoe de categorie beter vormgegeven kan worden. We hebben de resultaten meegenomen in het onderzoek van dit jaar.

Tabel B2.11
Marktconsultatiereacties offshore productieplatformen

Consultatie-inbreng	Reactie PBL, TNO en DNV
Naar aanleiding van de zin: "Compressie op land van offshore olie- en gasplatformen heeft bij volcontinue productie geen onrendabele top en wordt daarom niet in het SDE++-advies opgenomen", verklaren we dat gerelateerde Pipeline Pressure Reduction projecten zijn gepauzeerd, o.a. vanwege onzekerheden rondom de toekomstige configuratie van het offshore pijpleidingennetwerk.	Ter kennisgeving aangenomen
Er wordt hier gesteld dat de SDE++ grens 400 euro per ton CO ₂ is. Deze is toch 300 euro per ton CO ₂ ?	Voor bepaalde categorieën binnen hekjes is dit 400 euro per ton CO ₂ , hier is het inderdaad 300 euro per ton CO ₂ .
In aansluiting op de zin: "in dit geval zijn er geen aansluitkosten voor de netaan-sluiting", zouden we nog toevoegen dat een langetermijnprijs voor elektriciteitsafname in geval van eigen windturbines (DWTG's) niet noodzakelijk is, omdat de kosten voor windturbines meegenomen worden in de CAPEX. Dit wordt correct gereflecteerd in tabel 11.16 op pagina 182.	Ter kennisgeving aangenomen.
De zin: "In het zuidelijk deel van de Noordzee liggen de platformen over het algemeen verder bij een onderstation vandaan" is onjuist. Het zijn de platformen in het Noorden en Noord-Westen die het verste weg liggen van elektrische infrastructuur. De logica is als volgt: Platformen dicht bij de kust (in het Zuidelijke deel van de Noordzee) zijn vooral GT gedreven, maar liggen potentieel dicht bij elektrische infrastructuur. Electrificeren betekent ombouwen van de compressors en een kabel leggen naar het dichtsbijzijnde substation, ca. 70km afstand. Platformen ver van de kust zijn veelal reeds elektrisch gedreven met gasturbine gedreven generatoren voor stroomvoorziening. Electrificatie van deze platformen kan alleen economisch dmv plaatsing een of enkele eigen wind turbines, waarbij ombouw van de compressors niet nodig is.	We hebben dit jaar extra onderzocht of er een onderscheid nodig is tussen verschillende delen van de Noordzee.
Elektrificatie van andere industriële processen zoals gloeiovens, Hot Strip Mills (warmband), DRP proces heaters etc.	We hebben dit opgenomen in de groslijst
De looptijd van 12-15 jaar voor subsidies voor gasvelden die tegen het einde van hun leven aanlopen is te lang. Projecten hebben een levensduur van 6-9 jaar. In het kader van het Versnellingsplan voor gaswinning op de Noordzee is flexibiliteit hier gewenst	De reactie is meegegeven aan KGG.
We dragen drie categorieën betreffende offshore elektrificatie opnieuw voor, n.l. 1. elektrificatie bestaande offshore compressor installatie, 2. elektrificatie nieuwe offshore compressor installatie, 3. elektrificatie bestaande offshore compressor installatie dmv eigen wind turbines. Voor deze laatste categorie is aanpassing Wet Windenergie op Zee noodzakelijk. Voor de twee categorieën Onshore compressie met bestaande of nieuwe compressor (zgn. Pipeline Pressure Reduction) zijn gerelateerde projecten gepauzeerd, mede als gevolg van onzekerheden rondom de toekomstige configuratie van het offshore pijpleidingennetwerk.	Deze drie categorieën zijn opgenomen in ons advies.
Kabelkosten maken een significant deel uit van totale CAPEX (gemiddeld ca. 50%). De kabellengte (richtbedrag ca. €1 milj/km) drijft in belangrijke mate de economie van projecten. Technisch haalbare afstanden zijn	We hebben dit jaar extra onderzoek gedaan naar afstand tot substations in relatie tot kabellengte.

15-100km, waarmee momenteel alleen platformen relatief in de buurt van bestaande substations bij de kust in aanmerking komen. Verder gelegen platformen kunnen praktisch alleen geelektrificeerd worden d.m.v. eigen wind turbines. Een staffel voor kabellengte is inderdaad nuttig om over- of ondersubsidiering tegen te gaan.	
Voor bepaalde projecten is de afstand ca. 20km. Andere projecten zijn te ver van substations verwijderd of geplande substations komen te laat. Daarom wordt in voorkomende situaties gekeken naar installatie van eigen wind turbines. In een gesprek kunnen we een mondeling toelichten.	Ter kennisgeving aangenomen
De meest gekozen vermogensverhouding is 1:2, waarbij het geïnstalleerde windvermogen ongeveer 2x het compressorvermogen is; logisch is dat bij matige wind nog steeds voldoende windvermogen beschikbaar komt om de compressor aan te drijven. Verhouding van 1:3 is onderzocht en onrendabel gebleken vanwege de hogere investering in wind turbine capaciteit bij relatief lagere toename in beschikbaarheid van windvermogen.	Ter kennisgeving aangenomen

Tabel B2.12
Marktconsultatiereacties waterstof via elektrolyse

Consultatie-inbreng	Reactie PBL, TNO en DNV
Art 13.1.3: Power purchase agreement met windpark op zee. This category assumes that the onshore electrolyser obtains renewable electricity from an offshore wind farm, and where the owners of the electrolyser and the wind farm have a PPA. We believe this should not be a requirement as it puts the risk on the producer to negotiate a PPA beforehand without the certainty of subsidy.	De categorie in dit advies gaat voor de berekening van kosten en vollasturen uit van een PPA met een windpark. KGG beslist over de uitvoering van dit advies en de vereisten in de regeling. We hebben dit punt aan hen doorgegeven.
In de tekst over de Power purchase agreement met windpark op zee wordt een interpretatie gegeven van de inzet van elektrolyzers onder de regels van de gedelegeerde handeling voor RFNBO methodologie die verafstaat van de manier waarop ontwikkelaar van hernieuwbare waterstofinstallaties hun elektrolyseprojecten verwachten in te zetten. De Europese Unie biedt sinds vorig jaar middels de Gedelegeerde Handeling een gebalanceerd perspectief om hernieuwbare waterstof te produceren via een koppeling met een PPA (stroomafnameovereenkomst) met een zonne- of windpark. De belangrijkste eisen zijn dat sprake moet zijn van een PPA tussen een wind en/of zonnepark en een elektrolyser. Verder bevat het regels hoe de elektrolyser op- en afgeregeld moet worden in lijn met de productie van hernieuwbare elektriciteit waarmee de PPA is afgesloten. Tezamen borgen deze eisen dat de elektrolyser gebruik maakt van hernieuwbare elektriciteit en dat er minimaal 70% CO ₂ -besparing over de gehele keten van opwek tot waterstoflevering wordt gerealiseerd. De vertaling van deze optie in de SDE++ categorie is echter teleurstellend, staat ver af van de praktijk en is daarmee onwerkbaar. De categorie voor steun is namelijk ofwel een directe lijn (die zelden te realiseren is) ofwel gebaseerd is op een gemaximeerd aantal draai- en vollasturen (waardoor de elektrolyser slechts een deel van de tijd mag draaien). Het laatste zorgt er bovendien	Op aanwijzing van KGG rekenen we alleen met volledig hernieuwbare stroom - in casu wind op zee - en wordt geen netstroom gebruikt om de installatie op minimumlast te laten doordraaien of de productie te verhogen. Omdat wij geen inzicht hebben in het aantal vollasturen en de prijs die in PPA's met WoZ-parkeigenaan worden overeengekomen rekenen wij met het productieprofiel van een gestileerd windpark en uurlijkse elektriciteitsprijzen volgens Competes. De vermogens van de elektrolyser en het windpark zijn aan elkaar gelijk. Op de regels die KGG stelt hebben wij geen invloed.

voor dat de productie – en dus CO₂-winst – beperkt wordt en daarmee de kosten van elektrolyse per ton CO₂ hoog zijn. De hoge subsidiekosten als gevolg van de restricties leiden ertoe dat elektrolyse onderaan de ranking komt en de projecten doorgaans buiten de boot vallen, maar ook dat een groot deel van de kosten buiten het subsidiabele plafond van 400 euro per ton valt. We hebben de indruk dat PBL de methode die ze hadden voor draaiuren gecombineerd hebben met de gedelegeerde handelingen. Een dubbel slot op de deur.

De Europese gedelegeerde handelingen borgen reeds dat hernieuwbare waterstofproductie gebruik maakt van hernieuwbare elektriciteit en CO₂-reductie realiseert. Er is een link gelegd met additionele hernieuwbare energieproductie. Elektrolyzers die dit jaar zouden kunnen meedingen op de SDE++ zijn pas in gebruik na 1 april 2028 en moeten gebruik maken van ongesubsidieerde hernieuwbare elektriciteit. Je ziet hier ook in toenemende mate dat de uitrol van WoZ elektrolyzers nodig heeft en elektrolyzers hebben Wind op Zee nodig. Er zit dus een harde koppeling tussen de investering in een elektrolyser en de investering in additionele hernieuwbare elektriciteitsproductie. Daarbij kan vanuit de hernieuwbare waterstofproductie ook een groter vermogen van Wind op Zee gecontracteerd worden dan het vermogen van de elektrolyser. Tevens bieden de gedelegeerde handelingen extra mogelijkheden bijvoorbeeld wanneer de stroomprijzen laag of zelfs negatief zijn en om enige mate van low carbon waterstof te produceren.

Het is onnodig om een beperking op het aantal vollasturen of draaiuren op te leggen met als doel om de hernieuwbaarheid van de waterstof te borgen. Voor de berekening van de onrendabele top kan eenzelfde aanpak gevolgd worden als bij zon en wind, namelijk met verschillende categorieën al naar gelang het aantal verwachte vollasturen. Een vergelijkbare werkwijze wordt bij de OWE toegepast, waar ook geen beperking op het aantal draaiuren geldt. Daar wordt wel aangesloten op de gedelegeerde handelingen.

Het lijkt ons van belang dat wij (en andere bedrijven) in een of meer gesprekken toelichting geven welke afwegingen gemaakt worden bij de operatie van elektrolyzers.	Gesprek heeft plaatsgevonden
Currently CAPEX of 2.200 €/kW is far too low. We observe this to be currently at > 3.000 €/kW.	We hanteren in het eindadvies 2025 hogere investeringskosten, conform TNO-rapport
Grid cost of 274 euro/kWe/year according to PBL, but no level playing field with other countries. Grid compensation should be included or taken into account in lower correction cost	Ter kennisgeving aangenomen
De investeringskosten van elektrolyzers zijn hoger dan de 2200 euro/kW die hier wordt genoemd. Deze liggen volgens een recente studie van TNO (die binnenkort verschijnt), op basis van een inventarisatie waar 10 bedrijven onder NDA informatie hebben gedeeld op ongeveer 3100 euro/kW. De studie van TNO geeft ook nieuwe informatie over de schaalfactor.	Wij gebruiken in het eindadvies 2025 de investeringskosten volgens genoemde TNO-studie.
De netwerkkosten voor elektrolyzers gaan de komende jaren sowieso veranderen. ACM heeft een voorstel gedaan waarbij er kortingen komen die afhankelijk zijn van "time of use" en non-firm afname. De verwachting is dat elektrolyzers hier gebruik van maken. Daarnaast is te verwachten dat - in verband met zorgen over de	We hanteren in het eindadvies 2025 een korting van 45% op de nettarieven vanwege veronderstelling dat tijdsduurgebonden alternatieve transportovereenkomst 85/15% wordt gebruikt.

concurrentie van elektrificatieopties - manieren gaan worden onderzocht en geïmplementeerd om de netkosten voorafnemers te verlagen.	
Bij de elektriciteitskosten is het van belang uit te gaan van realistische wijze waarop elektrolyzers geoptimaliseerd zullen worden. Elektrolyzers zullen een mix van RFNBO waterstof en low carbon waterstof produceren. Hierbij zal in lijn met de gedelegeerde handelingen worden gewerkt.	Zie eerder antwoord
Art 13.4. According to IEAGHG62, SMR (Steam Methane Reforming) has an emission factor of 9 kg CO ₂ per kg of hydrogen. The EU Commission, in RED II DA, uses 11.3 kg CO ₂ /kg H ₂ (fossil fuel comparator 94 gCO ₂ /MJ fuel). We don't understand why they are not consistent?	De EC neemt ook upstream-emissies (CH ₄) mee. In de SDE++ worden alleen binnenlandse emissies als referentie gebruikt.
Permitting requirements should be reduced to only include an application for the environmental permit due to the backlog of permits filed and the delays experienced currently.	Ter kennisgeving aan genomen
Bank garanties have a negative impact on the company's investment grade rating. This can lead to a negative impact on both the company's rating and the cost of financing. We recommend a warranty from the parent company instead (if needed with a minimal investment grade rating) with an end date. A completion guarantee of 0.5%-2% can be set for the subsidy requested.	Ter kennisgeving aangenomen
Potentiele waarde van HBE's. De methodiek voor verplichtingen in de transportsector is in beweging. I&W zet het systeem van HBE's om naar ERE's (Emissiereductie eenheden). Tevens gaat een systeem met HWI's geïntroduceerd worden. Dit betekent dat er veranderingen komen.	Ter kennisgeving aangenomen
Een level playing field is van belang. Hoe werkt het als waterstof ingezet zou worden voor elektriciteitsproductie? Zoals nu gerekend wordt, levert waterstofproductie (op basis van 100% duurzame opwek uit zon en/of wind) een vermeden emissie van 0.229 kg CO ₂ /kWh op. Voor productie van 1 kWh-e zijn grofweg (en voor het rekengemak) 2 eenheden van 1 kWh-HHV waterstof nodig, dus een besparing van 0.458 kg CO ₂ /kWh. Als alternatief kan ik deze kWh-e, op hetzelfde moment (dus zonder wind en zon) ook produceren met (bijvoorbeeld) getijdenenergie installatie. Dit project reduceert op hetzelfde moment volgens de SDE++ dan 0.13 kg CO ₂ /kWh. De kosteneffectiviteitsvergelijkingsmethode gaat hier dus niet goed. Of komt er een andere aanpak om eerlijke concurrentie en vergelijk te garanderen (bv een verbod van inzet waterstof voor elektriciteitsproductie, wat echter niet strookt met andere beleidsgedachten)?	Ter kennisgeving aangenomen
De PBL-analyse suggereert dat de huidige systematiek gebaseerd is op vollasturen. Er is echter naast de beperking op vollasturen nog een andere beperking die in de SDE regelgeving wordt opgelegd aan projecten. De echte beperking die de huidige SDE kent om de hernieuwbaarheid van de (netgekoppelde) waterstofproductie te garanderen is gebaseerd op productieuren, gedefinieerd als het aantal uren dat een elektrolyser in bedrijf mag zijn. In de aanwijzingsregeling SDE 2022 staat immers: 'De feitelijke productie van een productie-installatie als bedoeld in het eerste lid, onderdeel a, bedraagt ten hoogste 5.000 productie-uren per jaar'. Dit betekent dat de elektrolyser niet meer dan 5.000 uur op jaarbasis waterstof mag genereren en dus jaarlijks niet meer dan 5.000 uur in bedrijf mag zijn. Dit	In het eindadvies voor 2025 is de categorie waarbij een gelimiteerd aantal uren netstroom kan worden gebruikt vervallen. Alleen nog categorieën directe lijn en PPA met wind op zee.

maakt het onmogelijk om het profiel van hernieuwbare opwek te volgen, aangezien hernieuwbare opwek fluctueert en de elektrolyser daardoor vaak niet op vollast zal draaien als deze aan staat. Waar het Eindadvies 2023 (p. 219) spreekt over vollasturen wordt dit in de regeling mede vertaald naar productieuren waardoor de categorie onnodig beperkend wordt. Dit heeft een zeer negatieve impact op de business case en de technische operatie mogelijkheden.

De doorrekening van PBL is dus niet consistent met de wijze waarop de categorie in 2022 is uitgewerkt door EZK. Wij pleiten voor een beperking op vollasturen, waarbij de productielimiet komt te vervallen waarmee de aanwijzingsregeling in lijn wordt gebracht met het PBL Eindadvies. Deze vormgeving zou overigens alleen relevant zijn als de GH in 2023 en 2024 niet wordt geïmplementeerd in de SDE. Deze punten zijn al eerder aangedragen.

De Europese Unie biedt sinds vorig jaar middels de Gedelegeerde Handeling een gebalanceerd perspectief om hernieuwbare waterstof te produceren via een koppeling met een PPA (stroomafnameovereenkomst) met een zonne- of windpark. De belangrijkste eisen zijn dat sprake moet zijn van een PPA tussen een wind en/of zonnepark en een elektrolyser. Verder bevat het regels hoe de elektrolyser op- en afgeregeld moet worden in lijn met de productie van hernieuwbare elektriciteit waarmee de PPA is afgesloten. Tezamen borgen deze eisen dat de elektrolyser gebruik maakt van additionele hernieuwbare elektriciteit en daarmee dus bijdraagt aan de financiering van extra hernieuwbare opwek. Tevens borgen de gedelegeerde handelingen dat er minimaal 70% CO₂-besparing over de gehele keten van opwek tot waterstoflevering wordt gerealiseerd.

De vertaling van deze optie in de SDE++ categorie is echter teleurstellend, staat ver af van de praktijk en is daarmee onwerkbaar. De categorie voor steun is namelijk ofwel een directe lijn (die zelden te realiseren is) ofwel gebaseerd op een gemaximeerd aantal draai- en vollasturen (waardoor de elektrolyser slechts een deel van de tijd mag draaien). De beperking op draaiuren die EZK oplegt maakt het bovendien moeilijker om met de elektrolyser mee te bewegen met de hernieuwbare opwek. Als het bijvoorbeeld minder hard waait en de elektrolyser op halve kracht draait, telt dit uur wel volledig mee als een draai-uur, terwel het maar een half vollastuur is. Dit heeft een negatieve impact op de business case en verhogen de kosten van elektrolyse per ton CO₂. De regels die EZK stelt ten aanzien van het aantal draaiuren zorgen er bovendien voor dat de productie – en dus CO₂-winst – beperkt wordt, er zijn immers nog meer uren dat sprake is van hernieuwbare opwek maar waarbij de elektrolyser niet op volle kracht kan draaien. Al deze zaken zorgen er tevens voor dat een deel van de kosten buiten het subsidiabele plafond van 400 euro per ton valt.

De Europese gedelegeerde handelingen borgen reeds dat hernieuwbare waterstofproductie gebruik maakt van extra hernieuwbare elektriciteit en CO₂-reductie realiseert. Daarom is het onnodig om een beperking op het aantal vollasturen of draai-uren op te leggen met als doel om de hernieuwbaarheid van de waterstof te borgen. Het is dan ook onbegrijpelijk dat deze restrictie hier opgelegd wordt. Indien het gewenst is om een

Op aanwijzing van KGG rekenen we alleen met volledig hernieuwbare stroom - in casu wind op zee - en wordt geen netstroom gebruikt om de installatie op minumlust te laten doordraaien of de productie te verhogen. Omdat wij geen inzicht hebben in het aantal vollasturen en de prijs die in PPA's met WoZ-parkeergaren worden overeengekomen rekenen wij met het windprofiel van een gestileerd windpark en uurlijkse elektriciteitsprijzen volgens Competes.

<p>aanname ten aanzien van het aantal vollasturen te maken, dan kan voor de berekening van de onrendabele top eenzelfde aanpak gevolgd worden als bij zon en wind, namelijk met verschillende categorieën al naar gelang het aantal verwachte vollasturen. Wij begrijpen niet waarom deze aanpak hier niet gevolgd is met als resultaat een onwerkbaar categorie. Deze punten hebben wij in voorgaande jaren ook reeds aangedragen.</p>	
<p>Vollasturen. Er wordt gesproken over vollasturen. In de praktijk gaat het veelal over deellast. Van belang dat de SDE++ aansluit op de wijze waarop het realistisch is dat elektrolyzers geopereerd zullen worden.</p>	<p>Zie eerder antwoord</p>
<p>Om het aanbod RFNBO waterstof in Nederland snel te vergroten, dient ook de productie van groene waterstof uit geïmporteerde zon en wind gesubsidieerd te worden. We doen het verzoek om het kraken groene ammoniak mogelijk te maken binnen de SDE++ 2025. De technologie staat al twee jaar op de groslijst en het zou welkom zijn als de categorie in de SDE2025 verder uitgewerkt wordt. De eerste grootschalige elektrolyzers worden in het buitenland gebouwd voor de export van RFNBO waterstof. De SDE2025 kan helpen om deze RFNBO waterstof in Nederland in te zetten en hiermee de verduurzaming van de Nederlandse industrie te realiseren.</p>	<p>De categorie staat op de groslijst. KGG beslist welke categorieën worden uitgevraagd. We hebben dit punt aan hen doorgegeven.</p>
<p>Aan PBL en aan EZK hebben we het framework gegeven op basis waarvan de subsidie opgebouwd kan worden (in lijn met de categorie "stoom uit houtpellets"). We komen graag langs om een update te presenteren. De slides van vorig jaar zijn bijgevoegd.</p>	
<p>Hieronder nog kort beargumenteerd op basis waarvan een nieuwe categorie kan worden verantwoord binnen de SDE++ 2025:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) De techniek zorgt voor reductie van broeikasgassen precies op dezelfde manier als bij een elektrolyser. Mogelijk niet direct op een site, maar wel door het verdringen van (uitbreiding van) grijze waterstof. 2) Er is voldoende potentieel en interesse vanuit de markt. Het Havenbedrijf schat in dat in 2030 >1,5Mton H₂ uit groene ammoniak wordt geproduceerd. 3) Er is een vast te stellen onrendabele top omdat CAPEX van de installatie en de OPEX bepaald kunnen worden. Hiermee is een basisbedrag te bepalen. Deze kunnen vergeleken worden met een de kosten voor waterstof uit een SMR, zoals ook gedaan wordt voor de elektrolyser categorie. 4) De CAPEX en OPEX zijn af te leiden uit beschikbare marktinformatie en studies naar krakers. Het kraken van ammoniak heeft zich reeds bewezen. 5) Er kan op verschillende manieren een langetermijnprijs worden vastgesteld voor hernieuwbare energiedragers als ammoniak en andere waterstofdragers. Hierover gaan we graag met PBL en EZK in overleg. We geven dan ook een update van de eerder gepresenteerde getallen. 	
<p>Elektrolyse met een PPA zou in lijn gebracht moeten worden met de EU gedelegeerde handeling. Op dit moment lijkt het in SDE++ alsof de essentie van de gedelegeerde handeling niet doorgevoerd, aangezien er nu meerdere extra hordes opgeworpen zijn. In de OWE is het correct verwerkt, wellicht kan daaruit geput worden.</p>	<p>Op aanwijzing van KGG rekenen we alleen met volledig hernieuwbare stroom - in casu wind op zee - en wordt geen netstroom gebruikt om de installatie op minimumlast te laten doordraaien of de productie te verhogen. Omdat wij geen inzicht hebben in het aantal vollasturen en de prijs die in PPA's met WoZ-parkeigegenaren worden overeengekomen rekenen wij met het productieprofiel van een gestileerd windpark en uurlijkse elektriciteitsprijzen volgens Competes. De</p>

	vermogens van de elektrolyser en het windpark zijn aan elkaar gelijk.
Behoud van een gelijk speelveld tussen aanvragers van de subsidie zodat gecompenseerd wordt voor bestaande marktverstoring. Bijvoorbeeld het mogelijk gebruik van HBEs bij de inzet van groene waterstof in raffinaderijen, wat een geschat kostenvoordeel voor raffinaderijen geeft van €3.70 kg/H ₂ . Deze HBE credit is bijvoorbeeld niet beschikbaar voor andere sectoren zoals bv chemie	Ter kennisgeving aangenomen
Algemeen punt: Voor het realiseren van de energietransitie, de doelstellingen in 2030 en voor de ontwikkeling van de waterstofinfrastructuur is het van doorslaggevend belang dat grootschalige elektrolyse projecten op korte termijn gerealiseerd gaan worden. Hiervoor is passend ondersteunings-/stimuleringsbeleid nodig. Wij verwachten dat er ook interesse is voor een categorie elektrolyzers met een PPA met andere producenten dan wind op zee, bijvoorbeeld wind op land en combinaties van PPA's met wind en zon.	Ter kennisgeving aangenomen

Tabel B2.13
Marktconsultatiereacties CCS

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL, TNO en DNV
Algemeen	CCS-projecten kunnen ook interactie hebben met CCU, bijvoorbeeld wanneer nieuwe CCS-projecten inderdaad ook gelden voor de variant CCS bij afde beschikbaarheid van CO ₂ voor bijvoorbeeld de glastuinbouw verkleinen.	Hier wijzen we op bij CCS variant 2, maar dit kan val- en biomassaverbrandingscentrales
Algemeen	SDE++ richt zich op één onderdeel van een CCS-project. CCS-projecten zijn echter grote infra-structurele projecten met meerdere actoren over de hele keten; een integrale systeembenadering heeft dan meer kans van slagen om knelpunten in de ontwikkeling van en investeringsbeslissingen in CCUS projecten (keten, logistiek en infrastructuur) op te lossen en mogelijk te maken. Aanvullende financieringsmogelijkheden zijn van groot belang om knelpunten op te lossen en vertragingen bij projecten te voorkomen.	Ter kennisgeving aangenomen, aan KGG meegegeven
Biogene emissies	Bij de opwaardering van biogas naar groen gas kwaliteit komt CO ₂ vrij. Er zijn plannen om deze CO ₂ af te vangen voor gebruik of opslag.	CO ₂ afvang bij groen gas installaties is al een referentie voor het CCU advies. Voor CCS bij groen gas installaties verwachten wij dat de bestaande CCS categorieën voldoen en er subsidie aangevraagd kan worden via of de variant bestaande CO ₂ -afvang of de variant pre-combustion CO ₂ -afvang. Voor de opslag van biogene emissies is in dit advies een algemene reflectie gegeven.
Biogene emissies	Er zijn plannen voor het afvangen en opslaan van biogene CO ₂ bij (grootschalige) biomassaenergiecentrales.	Meegenomen in de algemene reflectie over CCS en biogene emissies.
Biogene emissies	De markt is positief over het opnemen van een aparte categorie voor het opslaan van biogene CO ₂ oftewel negatieve emissies.	In dit advies is geen aparte categorie voor biogene CO ₂ opgenomen omdat wij denken dat de generieke categorieën afdoende zijn.
Biogene emissies	Bij AEC's is er een kans om naast fossiele CO ₂ ook biogene CO ₂ af te vangen en op te slaan.	Meegenomen in de reflectie over CCS en biogene emissies.
Biogene emissies	Bij het splitsen van categorieën in fossiel en biogeen, dient er rekening te worden gehouden met installaties als AECs die beide tegelijk uitstoten.	Hier dient rekening mee gehouden te worden in het correctiebedrag voor de categorie CO ₂ -afvang bij AEC's zodra er meer duidelijkheid is over de baten van de opslag van biogene CO ₂ uit AEC's.
Biogene emissies	Er lijkt interesse vanuit bepaalde bedrijfstakken om te betalen voor biogene CCS om zo de eigen	Het beleid rondom negatieve emissies en CDR is in ontwikkeling en de markt voor vrijwillige CDR

	activiteiten te vergroenen. Voor biogene CCS moet rekening gehouden worden met het verhandelen van Carbon Dioxide Removal (CDR) certificaten. Het is niet aannemelijk dat CDR in de vrijwillige markt dezelfde waarde krijgen als de EU ETS.	is ondoorzichtig. We houden in dit advies dus nog geen rekening met eventuele baten van CDR. Als er meer duidelijkheid komt over de baten dan is het logisch dat hiervoor gecorrigeerd wordt in de subsidie.
Biogene emissies	Er moet in het advies rekening gehouden worden met hoe de accreditatie van de opslag van biogene CO ₂ geregeld wordt. Wat zijn de gehanteerde definities van koolstofverwijderingsmethoden, hoe zien de accountingregels er uit, welke rekenmethodes liggen daaraan ten grondslag en hoe verhoudt dat zich tot de EU ETS?	Er is inderdaad duidelijkheid nodig over de accountingsregels rondom de afvang en opslag van biogene CO ₂ en de baten die daarbij ontstaan zodat hiervoor gecorrigeerd kan worden in het subsidiebedrag.
Biogene emissies	Het is van belang dat de afvang en opslag van biogene CO ₂ (koolstofverwijdering) neutraal ingebed wordt ten opzichte van het vermijden van fossiele emissies.	Er is duidelijkheid nodig over de baten van het opslaan van biogene CO ₂ . Als negatieve emissies toegevoegd worden aan het EU ETS dan is het logisch om ook hier te corrigeren voor de baten van vermeden koop van EU ETS rechten. Als het niet gekoppeld wordt dan dient er een apart correctiebedrag te komen voor de opslag van biogene CO ₂ , afhankelijk van welke baten er zijn om voor te corrigeren. Als er geen wezenlijke baten zijn dan kan het correctiebedrag op o gehouden worden.
Biogene emissies	We bevelen PBL aan om naast het ontwikkelen van een aparte subcategorie voor processen met CO ₂ van biogene oorsprong ook te kijken naar aparte subcategorie voor CO ₂ van atmosferische oorsprong.	Direct air capture staat al op de groslijst en is dit jaar onderzocht voor de CCU categorie. Als KGG eendit wil kan DACCS ook onderzocht worden voor de SDE++ 2026.
CO ₂ -opslag in het buitenland	De markt heeft plannen CO ₂ -opslag in het buitenland en steunt het mogelijk maken hiervan vanuit de SDE++, mede om meer opties tot haar beschikking te hebben voor CO ₂ -opslag dan het beperkte aantal transport- en opslagprojecten in Nederland	In dit advies is een specifiek advies opgenomen over CO ₂ opslag in het buitenland binnen de SDE++
CO ₂ -opslag in het buitenland	De kosten voor transport naar en opslag van CO ₂ in het buitenland verschilt per project. Over specifieke projecten kunnen geen gegevens gedeeld worden i.v.m. geheimhoudingsverklaringen. In algemene zin denkt de markt dat de kosten vergelijkbaar of lager zullen zijn dan de transport- en opslagtarieven in Nederland. Bovendien biedt het toestaan van buitenlandse CO ₂ -opslag de marktpartijen meer opties en kan meer ruimte bieden voor onderhandeling over tarieven en zo de kosten drukken	De inbreng over de kosten van buitenlandse CO ₂ -opslag zijn opgenomen in het advies.
Transport- en opslagtarieven	De aannames in de SDE++ t.a.v. de transport- en opslagtarieven lopen de afgelopen jaren flink op. De uiteindelijke kosten liggen pas vast wanneer het opslagproject een FID neemt. Dit legt een groot risico neer bij de emitters die subsidie moeten aanvragen wanneer de kosten voor transport- en opslag nog niet vastliggen. Dit creëert een risico op non-realisatie. Een additionele correctie van de subsidiehoogte zodra er meer inzicht is op de werkelijke tarieven met het verstrijken van tijd en de voortgang van engineering zou nuttig zijn.	De reactie is meegegeven aan KGG.
Transport- en opslagtarieven	De tarieven voor transport- en opslag waar in het eindadvies voor de SDE++ 2024 mee gerekend wordt zijn niet toereikend, specifiek voor variant 1A t/m 1C en het stuk transport van vloeibare CO ₂ per vrachtwagen.	De transport- en opslagtarieven zijn voor de openstelling van de SDE++ 2024 en het eindadvies voor de SDE++ 2025 aangepast o.b.v. de meest recente externe review van de tarieven. De tarieven blijven onzeker en in ontwikkeling. Daarom adviseren we KGG ook om deze nogmaals te laten toetsen.

Transport- en opslagtarieven	Leidt een verdubbeling van de transport- en opslagkosten voor variant 1A t/m 1C niet tot overwinsten voor de transport- en opslagpartijen?	Wij kunnen de transport- en opslagtarieven niet goed toetsen en adviseren KGG daarom om ze extern te laten toetsen
Transport- en opslagtarieven	Kunnen wij aannemen dat nieuwe CO ₂ -transport projecten een review kunnen ondergaan voor het vaststellen van de transport- en opslagtarieven voor de SDE++ 2025?	Wij adviseren het ministerie om in algemene zin de CO ₂ -transport en -opslagtarieven te laten toetsen en nieuwe initiatieven hierin mee te nemen wanneer ze bekend worden.
Transport- en opslagtarieven	Basisbedragen voor CO ₂ -transport zijn nu afstand-onafhankelijk, dit betekent dat een emitter in Zeeland of Zuid-Limburg moet rekenen met eenzelfde basisbedrag als een emitter op de Maasvlakte. Bestaat de mogelijkheid voor een afstand-afhankelijk component toe te voegen?	Wij hebben een afstandsafhankelijke variant van de CCS categorieën overwogen, maar zien praktische bezwaren. Differentiatie naar gebieden past niet bij het generieke karakter van de SDE++. Bovendien hebben we onvoldoende informatie over de verschillen tussen de transportkosten vanuit de verschillende clusters. Uit eerdere consultaties hebben wij het beeld gekregen dat het verschil in kosten voor transport per binnenvaartschip niet heel gevoelig is van afstand. Van initiatieven voor gasvormig transport per pijpleiding uit bijvoorbeeld Zeeland of Zuid-Limburg hebben wij geen zicht op de tarieven. We houden daarom de generieke techniek-gebaseerde splitsing op basis van gasvormig of vloeibaar transport aan in dit advies. Mocht er (uit externe toetsing) meer informatie beschikbaar komen over tarieven voor transport vanuit verschillende clusters dan kan verdere differentiatie van de CCS categorieën overwogen worden.
Transport- en opslagtarieven	Is het mogelijk voor projecten om subsidie te krijgen voor CO ₂ transport via pijpleiding naar de kust, waar het vloeibaar gemaakt wordt en verscheept wordt naar een (buitenlands) opslagveld?	Deze variant is bij ons onbekend, als ook de transport- en opslagtarieven die bij deze variant zouden horen. Of zo'n project subsidie kan krijgen hangt af van de SDE++ regeling: mag het onder een variant voor gasvormig of vloeibaar transport. Of de transport- en opslagtarieven voldoende gedekt worden door de varianten in dit advies moet blijken uit een externe toetsing van de transport- en opslagtarieven
Energiegebruik	In zijn algemeenheid zijn de aannames over energieverbruik voor post-combustion afvang goed herkenbaar voor grootschalige installaties.	Ter kennisgeving aangenomen
Energieverbruik	De energiekosten worden nu meegenomen in de basisbedragen en staan daarmee vast, terwijl deze in werkelijkheid fluctueren. Is het mogelijk om de energiekosten mee te nemen in het correctiebedrag?	Meegegeven aan KGG in relatie tot bredere overwegingen over aanpassingen van correcties. In de huidige systematiek van de SDE++ is dit niet mogelijk.
Kostenstijging/inflatie	Projectkosten zijn de afgelopen jaren flink gestegen, door o.a. staalprijzen, loonkosten en beschikbaar personeel. Zowel specifiek voor CCS projecten, maar de markt heeft ook voorbeelden van andere projecten waarbij kostenstijgingen gezien worden.	We hebben voor dit advies een inflatiecorrectie doorgevoerd. Voor verdere correctie van specifieke kosten voor de CCS categorieën hebben wij meer concrete data nodig vanuit lopende of geplande projecten. Enkele marktpartijen hebben tijdens de consultatieronde data gedeeld, maar de hoeveelheid data was voor ons te beperkt om in dit advies verdere aanpassingen te maken.
Correctiebedrag	Hoe vaak updaten jullie de lange termijn ETS prognose die gebruikt wordt voor de voorlopige correctiebedragen?	De ETS-prognose wordt een in de twee jaar bijgewerkt op basis van de KEV (2022, 2024, etc.). In 2023 was er een KEV 'light' waardoor er geen update was van de ETS-prognose
Risico's	De tijdsduur tussen de aanvraag van SDE en de opstart van een project duurt vaak jaren en de SDE++ biedt hierin te weinig flexibiliteit. De gevraagde bankgarantie is niet proportioneel, omdat dit ook CO ₂ transport en opslag dekt. Als er vertraging is bij de realisatie van transport- en	Meegegeven aan KGG

	opslaginfrastuctuur is de emitter de bankgarantie verschuldigd.	
WACC	Het disconteringspercentage (de WACC) wordt vastgesteld bij beschikking maar CCS projecten hebben lange tijd tussen beschikking en investering. Hierdoor is het percentage niet passend indien in de tussentijd rentes substantieel veranderen.	Meegegeven aan KGG
Blauwe waterstof	Is SDE++ toepasbaar voor de opslag van CO ₂ uit een nieuw grootschalig waterstof project?	Ja, variant 7 nieuwe pre-combustion CO ₂ -afvang bij een nieuwe installatie is geschikt voor bijvoorbeeld een nieuwe ATR
Blauwe waterstof	Kan er een variant komen voor verdringing van aardgas door blauwe waterstof	Deze optie staat al in de groslijst. Als KGG de uitvraag doet kunnen wij er naar kijken voor de SDE++ 2026.
CO ₂ -afvang bij bestaande afvanginstallatie	Voor CCS variant 1A t/m 1C wordt uitgegaan van extra energiekosten op basis van een pre-combustion installatie. Dit betekent dat de subsidies niet dekkend zijn voor installaties met hogere energiekosten, zoals AEC's.	De referentie voor categorie 1A t/m 1C is in dit advies aangepast naar een AEC, omdat dit beter overeenkomt met de aanvragen voor SDE++ van de afgelopen jaren
CO ₂ -afvang uit industriële reststoffen	Categorie CCS uit industriële reststoffen vereist dat geproduceerde waterstof op locatie wordt gebruikt. Dit belemmert projecten waarbij restgassen centraal worden gedecarboniseerd en op verschillende plekken worden ingezet voor ondervuring. Deze beperking in het eindadvies maakt het onmogelijk om deze categorie te gebruiken binnen een consortium waarbij restgassen van meerdere partijen op een centrale locatie worden omgezet in waterstof alvorens te worden teruggeleverd aan die partijen.	De tekst voor de categorie CCS uit industriële reststoffen is aangepast. Het is niet onze intentie geweest om een consortiumproject onmogelijk te maken. Het belangrijkste is dat duidelijk is dat wij niet hebben gerekend met mogelijke additionele baten van dergelijke projecten. Hier dient bij de uitvoering rekening mee gehouden te worden. Als een consortium-aanpak kan aantonen dat er geen mogelijke additionele baten zijn waar niet voor gecorrigeerd wordt dan is volgens de berekening van het basisbedrag passend voor het project.
CO ₂ -afvang uit industriële reststoffen	Er wordt aangegeven dat de geproduceerde waterstof niet ingezet mag worden als grondstof. In de praktijk is dit lastig te realiseren, omdat er lijmielen zitten aan de hoeveelheid waterstof dat verbrand kan worden. Dat betekent dat niet gegarandeerd kan worden dat alle geproduceerde waterstof kan worden ingezet voor energiedoel-einden.	Onze berekeningen zijn gebaseerd op de aanname dat de waterstof gebruikt wordt voor verbranding. Als de waterstof ingezet wordt als grondstof heeft het mogelijk een hogere waarde. Hier dient dan voor gecorrigeerd te worden. Dit zou kunnen via een MSK-toets, maar of dat wenselijk en werkbaar is bepaalt KGG, niet het PBL.
CO ₂ -afvang bij AEC	Afvalverbranding levert zoals bekend ca. 1/3 deel fossiel CO ₂ op en 2/3 deel biogeen. Dit betekent dat ingeval van CCS slechts 1/3 deel in aanmerking komt voor teruggave van emissiebelasting. Dit hindert de business case voor CCS.	Ter kennisgeving aangenomen, De reactie is meegegeven aan KGG.
CO ₂ -afvang bij AEC	Een generiek correctiebedrag van 35% van het EU ETS gaat problemen opleveren wanneer de landelijke verhoudingen van fossiel / biogeen worden losgelaten en er per installatie op basis van metingen of specifieke uitgangspunten (bronscheiding/nascheiding) verschillende verhoudingen fossiel/biogeen gaan ontstaan.	De reactie is meegegeven aan KGG.
CO ₂ -afvang bij AEC en BEC	Het PBL zou kunnen overwegen om AEC's en biomassa-centrales die naast elektriciteit ook warmte/stoom produceren een extra stimulans te geven, bijvoorbeeld door alle vermeden emissie mee te rekenen in de subsidie-intensiteit van de categorie voor CCS bij afval- en biomassaverbranding.	Vermeden emissies worden alleen berekend op basis van het CCS gedeelte van de projecten.
Groslijst; ombouw SMR voor verwerken restgassen	In de bijlage met de wijzigingen Groslijst wordt aangegeven dat CCS via ombouw van bestaande SMR's voor verbranding in industriële processen bij leverancier restgassen niet meer verder wordt	De categorie blijft van de groslijst verwijderd vanwege de redenen zoals in het genoemde document staat beschreven. Wel hebben we de opmerking doorgegeven aan KGG, zij kunnen

	overwogen. Wij willen toch pleiten voor het behouden van deze categorie.	eventueel de categorie alsnog uitvragen alhoewel dit waarschijnlijk alleen gebeurt bij
Project wijkt af van referentie-installatie	Ons project heeft een SDE++ beschikking maar die is niet toereikend doordat ons project afwijkt van de referentie-installatie. Het project past eigenlijk beter bij een andere variant of een nieuwe variant, maar het is niet zeker of wij subsidie krijgen als we aanvragen voor een andere variant.	De SDE++ is een generiek instrument waarbij wij conform de uitgangspunten uitgaan van kosten-effectieve referentie-installaties. De SDE++ adviezen kunnen geen rekening houden met project-specifieke omstandigheden of kosten. In dergelijke gevallen kan het beste contact gezocht worden met KGG.
Oxy-fuel combustion	Wij onderzoeken momenteel de optie om oxy-fuel post-combustion-CCS toe te passen op onze processen. Graag zien wij dat deze optie in aankomend jaar wordt toegevoegd aan de SDE++.	Oxyfuel post-combustion CCS staat op de groenlijst. Als wij door KGG gevraagd worden om het te onderzoeken voor het advies voor de SDE++ 2026 dan doen wij dat.

Tabel B2.14
Marktconsultatiereacties CCU in de glastuinbouw

Consultatie-inbreng	Reactie PBL, TNO en DNV
<p>Marktpartij stelt voor om een nieuwe categorie toe te voegen aan de SDE++ voor de toepassing van atmosferische CO₂-afvang (Direct Air Capture, DAC) in de 'CCU glastuinbouw'. Marktpartij heeft een solide business-case ontwikkeld die resulteert in een kostprijs van onder de €0,30 per kg CO₂ voor 4000 draaiuren. Hoewel de meeste kosten gedekt zijn, is een aanvullende subsidie nodig om het resterende deel te overbruggen.</p> <p>Marktpartij heeft een koploperprogramma gelanceerd en heeft overeenkomsten getekend met glastuinbouwers die bereid zijn om meer te betalen voor CO₂ dan voor het fossiele alternatief. Deze partners erkennen de waarde van deze technologie voor de toekomst van de sector en zijn zelfs bereid verliezen te incasseren om de implementatie ervan mogelijk te maken.</p> <p>Concrete projecten zijn gepland voor realisatie in 2025 [...] beschikt over een solide supply chain die de productie van deze projecten kan ondersteunen.</p> <p>Er is een aantoonbare marktvraag naar de DAC-technologie en kunnen met DAC bedrijven bereikt worden die momenteel buiten het bereik vallen van bestaande CCU-categorieën, zoals solitaire tuinders die geen toegang hebben tot biomassa-CO₂ vanwege het ontbreken van nabijgelegen pijpleidingen.</p> <p>Marktpartij's DAC-technologie kan reststromen als energiebron gebruiken, waardoor meer waarde kan worden gehaald uit andere SDE++ CCU-categorieën, zoals eboilers en geothermie. Dit versterkt de efficiëntie van de totale CO₂-afvang- en opslagketen.</p> <p>Bovendien kan de DAC-technologie grootschalige CO₂-leveringen via distributienetwerken ondersteunen, waarbij restwarmte van industriële processen wordt gebruikt voor CO₂-levering.</p>	<p>DAC is opgenomen in het advies SDE++2025</p>
<p>Inderdaad is de markt voor externe CO₂ 600 á 700 kt/jr. Daarvan ca 235 kt/jr als vloeibaar CO₂. Doordat de SDE++ subsidie leidt tot een substantiële verlaging van de kosten voor externe CO₂, vermindert de prikkel om zuinig met de CO₂ om te gaan. Er zal naar hogere CO₂ concentraties gegaan worden omdat dat bij een lagere CO₂ prijs rendabel is. Gevolg is dat er aanzienlijk méér</p>	<p>Integendeel, en bevestigt vanuit LNV, nu LNVN en de sector, juist omdat de sector gebruikt maakt van "dure" ingekochte CO₂ ipv gratis CO₂ uit hun eigen WKK, is de prikkel om met die ingekochte CO₂ efficiënt om te gaan heel hoog.</p>

CO ₂ verloren gaat. Bij verhoging van de CO ₂ concentratie van 700 naar 800 ppm wordt van de daarvoor extra gedoseerde CO ₂ slechts ca 1,5% opgenomen en gaat ca 98.56% verloren, dat komt direct in de buitenlucht	
DAC is nog niet opgenomen. We zijn het eens dat voor 2024 DAC nog niet rijp is om op te nemen. Zie verder bij wijzigingsnotitie 2025.	DAC is opgenomen in het advies SDE++2025
De transporttoeslag voor vloeibare CO ₂ houdt geen rekening met verder weg gelegen bronnen.	er is rekening gehouden met een standaard transportafstand om zo veel mogelijk projecten uit te laten komen, dat verhogen zou oversubsidiëring voor dichtbij bronnen betekenen.
We zien interesse voor afvang van CO ₂ uit de rookgasen op schepen voor CCU/CCS. Valt dit onder de categorie industriële installaties?	het is niet duidelijk van wie die schepen zijn en onder welke vlag ze varen. De SDE voorziet enkel subsidie voor NL projecten.
zie #7 over correctiebedrag in tab 5466-Wijz.not.SDE++2025	Omdat het CB transparant aan de toepassing bij tuinders en dus aan de gasprijs gekoppeld is, geeft dit bij geo-verstoringen van de gasmarkt idd ongunstige effecten op de hoogte van het CB, Het is aan KGG om hier een oplossing voor te zoeken of te laten onderzoeken.
Zie bijlage voor toelichting op zienswijze voor afvang, tijdelijke opslag en hergebruik van koolstof in de glastuinbouw	dit betreft tijdelijke (dag/nacht) opslag van CCU CO ₂ uit gasgestookte WKK, maakt o.i. deel uit van de bedrijfsvoering van de tuinder is is niet subsidiabel
Zie bijlage voor toelichting op zienswijze voor afvang op schepen, tijdelijke opslag en hergebruik van koolstof in de glastuinbouw	het is niet duidelijk van wie die schepen zijn en onder welke vlag ze varen. De SDE voorziet enkel subsidie voor NL projecten.
Zie bijlage voor toelichting op toegestane transportmogelijkheden voor gasvormige CO ₂	de SDE++ advies tekst zal aangepast worden zodat transport per as ook gebonden gasvormige CO ₂ omvat
In sommige gevallen zal het in geval van de opwaarding van biogas naar groen gas - in geval de rioolwaterzuivering zich in de nabijheid van tuinbouwkassen bevindt - ook mogelijk zijn om de CO ₂ hier nuttig in te zetten. Wij pleiten voor een afzonderlijke (sub)categorie om dit voor het waterschap rendabel te maken.	in de adviestekst is opgenomen dat CCU bovenop biogasinstallaties (cat 1 en 3) ook geldig is voor A/RWZI
De markt voor vloeibaar CO ₂ tbv de glastuinbouw is ca 235 kt/jr [WEcR Energiemonitor van de glastuinbouw 2021, blz 36 - 37]. SDE++ beschikte volumes vloeibaar CO ₂ : 2021 ronde: 267,1 kt/jr + 2022 ronde: 72,4 kt/jr. In de 2023 ronde is voor 185 kt/jr vloeibaar CO ₂ aangevraagd. Indien dat beschikt wordt, is dat een totaal van 533 kt/jr vloeibaar CO ₂ . Dat is meer dan het dubbele van de huidige marktbehoefte aan vloeibaar CO ₂ tbv de glastuinbouw. De goedkopere SDE++ gesubsidieerde CO ₂ zal als eerste de bestaande niet-gesubsidieerde CO ₂ vervangen, wat geen enkele CO ₂ emissie reductie oplevert, want de bestaande niet gesubsidieerde externe CO ₂ is ook voor 100% afgevangen CO ₂ . Een aantal bestaande niet-gesubsidieerde CO ₂ afvang en vervloeiingsinstallaties welke nu vooral opereren tbv de glastuinbouw, zal moeten sluiten. Een verdere toename van de volumes SDE++ gesubsidieerde vloeibare CO ₂ zal nauwelijks of geen bijdrage leveren aan CO ₂ emissie reductie vanwege een oververzadigde gesubsidieerde markt (zie ook het Ecorys rapport).	Ter kennisgeving aangenomen
Bij afvang van CO ₂ bij vergistingsinstallaties waar bio metaan wordt geproduceerd, is er geen warmtebehoefte tbv de afvang van CO ₂ . Dat geldt voor alle gevallen waar de CO ₂ vrijkomt met een zuiverheid van > ca 97%	Wordt tegengesproken door andere marktpartijen, geen aanpassing advies
CCU transport Wanneer transportkosten uit de basisbedragen worden gehaald, dan wordt de verwachte vergoeding in het correctiebedrag ook omlaag gebracht? In de keten blijven de transportkosten uiteraard gewoon bestaan.	voorlopig blijft de huidige constructie gehandhaafd wegens gebrek aan informatie en dus inzicht in de reële marktprijszetting

<p>"In het correctiebedrag worden door de afvanger ontvangen inkomsten voor de geleverde CO₂ meegenomen"</p> <p>In de huidige regeling wordt berekend dat afvangers hoge bedragen krijgen van tuinders bij hoge energieprijzen. In de werkelijkheid zit er echter een maximum aan wat de tuinder kan betalen (een plafond rond 80€ lijkt zichtbaar), zodat in deze gevallen de afvanger geen volledige vergoeding krijgt. Tevens zorgt het gebruiken van referenties voor gas- en elektriciteitsprijzen uit verschillende jaren, voor sterk fluctuerende correctiebedragen die niet in lijn zijn met werkelijke inkomsten. Verzoek is daarom om correctiebedragen te baseren op werkelijk (gemiddelde) inkomsten, of in elk geval de jaarmismatch te voorkomen.</p>	<p>Omdat het CB transparant aan de toepassing bij tuinders en dus aan de gasprijs gekoppeld is, geeft dit bij geo-verstoringen van de gasmarkt idd ongunstige effecten op de hoogte van het CB, Het is aan het Min om hier een oplossing voor te zoeken of te laten onderzoeken,</p>
<p>We zien interesse voor DAC installaties/hubs.</p> <p>Fundamentele beperkingen van de SDE++ inzake CCU in de glastuinbouw (en CCS): SDE++ richt zich op onrendabele top van één bepaalde CO₂ route. In de toekomst kan ombuiging naar andere CO₂-toepassingen wenselijk zijn voor installaties die SDE voor CCU glastuinbouw krijgen, als afname door glastuinbouw wegvalt. Een onrendabele top vastgepind op basis van een bepaalde CO₂-route is dan niet passend, een meer flexibele benadering wel. In dat geval zouden de kosten en opbrengsten bij een gegeven afvangtechnologie op het afleverpunt van CO₂ kunnen worden vastgesteld voor verschillende bestemmingen (al dan niet buitenland) en toepassingen van CO₂ (zoals glastuinbouw, CCS, CDR of CCU), rekening houdend met biogene of fossiele herkomst van de CO₂; op basis daarvan kan een voorschot verrekend worden als er sprake is van een onrendabele top binnen de randvoorwaarden van de SDE++.</p>	<p>DAC wordt opgenomen in de SDE++2025</p> <p>Voorlopig is er nog geen besluit of en hoe andere toepassingen opgenomen worden in de SDE++, noch hoe flexibel met CCS en CCU binnen 1 afvanginstallatie mag omgegaan worden</p>
<p>Er worden diverse vragen gesteld rondom wijzigingen van kostenparameters en randvoorwaarden. Maar al dit soort wijzigingen (bij CCS en CCU) hebben ook invloed op bestaande projecten, waarbij de spelregels tijdens het spel worden veranderd terwijl wel bankgaranties zijn afgegeven. Het CCUS systeem is zeer complex; er moet goed een gelijk speelveld worden geborgd tussen bestaande beschikkingen, in behandeling zijnde aanvragen en toekomstige aanvragers.</p>	<p>De reactie is meegegeven aan KGG.</p>
<p>Afvalverbranding levert zoals bekend ca. 1/3 deel fossiel CO₂ op en 2/3 deel biogeen. Dit betekent dat ingeval van CCS slechts 1/3 deel in aanmerking komt voor teruggave van emissiebelasting. Dit hindert de business case voor CCS. Er lijkt interesse vanuit bepaalde bedrijfstakken om te betalen voor biogene CCS om zo de eigen activiteiten te vergroenen. Het is echter moeilijk voor te stellen dat hiervoor bedragen betaald gaan worden die structureel boven de ETS liggen. De ETS vormt de bodem in deze potentiële markt. Een SDE++ subsidie voor biogene CCS zou helpen, zowel voor afvalverbranding als voor BECs.</p> <p>Het toelaten van CCS in het buitenland in combinatie met SDE++ zou zeker helpen om de kosten voor CCS te beperken. Er ontstaat dan immers meer marktwerking. Ook in de keten doen zich opvallende fenomenen voor: het denken in grootschaligheid leidt ertoe dat men afzien van trucktransport voor vloeibaar CO₂. Maar op dit moment is dit de enige vorm van transport voor vloeibaar CO₂ en ook uitgebreid voorhanden doordat de tuindersmarkt zo functioneert. Het binnenvaart transport per schip naar Rotterdam is duurder en</p>	<p>Ter kennisgeving aangenomen.</p>

inflexibeler dan men denkt.

Correctiebedrag van 35% van het ETS bedrag. We merken dat sommigen redeneren dat alle tonnen CCS geoormerkt worden als fossiel. Op zich is het zuiver zoals het nu in de SDE++ staat. Maar AVI's en BEC's zijn een uitgelezen kans om biogene CO₂ op te slaan. SDE++ subsidie voor BECCS zou een korte klap voor de BV Nederland zijn om meer CO₂ op te slaan.

Tenslotte merken wij op, en we zien dat ook bij anderen, dat de beschikbaarheid van een post combustion CO₂ afvanginstallatie dusdanig tegenvalt dat we dit niet kunnen rijmen met een techniek die als TRL 9 in de markt wordt gezet en beleidsmatig ook zo wordt gecategorieerd. Dit weegt mee in de afwegingen bij een investeringsbeslissing en het aangaan van verplichtingen zoals bankgaranties. Minder beschikbaarheid leidt met een productiesubsidie zoals de SDE++ ook tot minder subsidie. Samen met de beperkte marktbreedte van CCS en de onzekere energiemarkt (kostprijs!) vormt dit de grond voor het beperkt aantal SDE++ aanvragen dat wordt doorgezet in de CCUS categorieën.

Zie eerder antwoord onder CCS (7a). Om de CO₂ gereed te maken voor transport (vloeibaar maken) dient, afhankelijk van de gekozen transportmodaliteit, nog eens rekening gehouden te worden met een elektrisch verbruik van 100 tot 150 kWh / ton CO₂. Dit is een eerste schatting voor het vervloeien. Zuiveringsstappen (O₂ verwijderen bijvoorbeeld) is niet in de electriciteitsconsumptie meegenomen. Marktpartij verwacht eind Q2 2024 een beter beeld te hebben van deze kosten.

Ter kennisgeving meegenomen

Nederlandse bedrijven hebben al diverse toepassingen ontwikkeld voor het gebruik van CO₂ als grondstof. Denk hierbij aan het gebruik van CO₂ voor de productie van frisdranken, als voedingsstof voor kasplanten, als brandstof, en voor de productie van plastics en bouwmaterialen. Hoewel deze toepassingen al veelbelovend zijn, is het voor de route naar fossielvrije producten en processen essentieel om de SDE++ in de toekomst breder in te zetten voor CCU dan op dit moment het geval is.

de crux zit hem niet in het bepalen van de OT van de afvang, dat kan vrij eenvoudig vastgesteld en doorgerekend worden. Het probleem/uitdaging zit hem in de bepaling van het CB: wat zouden de kosten geweest zijn bij traditionele CO₂ levering uit (fossiele) bronnen/processen en hoe om te gaan met CO₂ als commodity waaruit een nieuwe (bv ook nog niet bestaande) commodity gegenereerd wordt.

De vraag naar duurzame CO₂ groeit. Daarom is het belangrijk dat alle vormen van herbruikbare CO₂ tegen 2025 worden meegenomen. Dit omvat niet alleen biomassa-CO₂, maar ook CO₂ uit de atmosfeer. Bovendien moeten we categorieën voor CCU toevoegen, niet alleen voor de glastuinbouw, maar ook voor andere sectoren zoals de chemische industrie, om duurzaamheid te bevorderen. Het is ook van belang om alle vormen van herbruikbare CO₂ op te nemen in CCS, omdat in sommige gevallen andere technologieën beter geschikt zijn voor het realiseren van negatieve emissies. Concreete projecten zijn momenteel in ontwikkeling in Nederland, zowel voor biomassa-CO₂ als atmosferische CO₂, en deze kunnen verder worden toegelicht indien nodig. Om dit proces te stimuleren kan een SDE++ subsidie op twee plaatsen verschil maken:

1. Bij de aanbieder: De prijzen waartegen fossiele CO₂, atmosferische, biogene CO₂ en oceanische CO₂ op de markt gebracht kunnen worden, verschillen van elkaar als gevolg van duurdere productietechnologie van met name de niet-fossiele varianten. SDE++ als financiering van de onrendabele top van klimaat met name

klimaatneutrale varianten CO₂, creëert een gelijk speelveld voor de inzet van CO₂ als grondstof.

2. Bij de afnemer: De overstap van een fossiele grondstof naar CO₂ als grondstof leidt tot hogere operationele kosten, die de concurrentiepositie mogelijk verzwakken. Een SDE++ subsidie gerelateerd aan hogere productiekosten handhaaft een gelijk speelveld tussen fossielvrije koplopers en hun concurrenten.

In een gesprek zullen wij samen met enkele spelers uit de CCU sector bovenstaande punten cijfermatig onderbouwen.

DAC concurreert met andere bestaande technieken, zoals het hergebruik van CO₂ bij de wkk, industriële installaties, schepen, Avi's of biomassa installaties. Er zijn verschillende CCU-categorieën die in aanmerking komen voor SDE++ subsidie, waarmee gedurende 15 jaar een deel van de exploitatiekosten wordt vergoed. DAC heeft net zoals de CCU-categorieën in de SDE++ een hogere kostprijs dan de opwek van CO₂ op basis van aardgas. Deze zogenaamde onrendabele top zou met een SDE++ bijdrage kunnen worden verminderd, waardoor een level playing field kan ontstaan van DAC met de andere CCU-categorieën. De markt vraagt om DAC en de leveranciers zijn inmiddels bijna zover om deze markt te bedienen. Met een SDE++ bijdrage zou DAC vanaf 2025 een concrete bijdrage kunnen leveren aan de verduurzaming van de glastuinbouw en eventueel ook aan het creëren van negatieve emissies. Op dit moment is PBL een consultatie gestart voor de SDE++ 2025. DAC maakt hier geen onderdeel van uit. Graag zouden wij willen zien dat PBL de opdracht krijgt om de genoemde DAC-categorieën door te rekenen. Op basis van de doorrekening kan in overleg bepaald worden of en wanneer DAC onderdeel uit kan maken van de SDE++.

DAC is opgenomen in het advies SDE++2025

Er zijn ontwikkelingen voor CO₂ afvangst bij zeeschepen en CO₂ afvangst / tijdelijke opslag bij WKK's. Er draaien nu ca. 20 scheepsinstallaties en er is 1 pilot bij WKK. Marktpartij Value Maritime levert separaat informatie aan. Deze techniek heeft een onrendabele top, maar past niet in de bestaande CCU categorieën post-combustion. Graag aandacht hiervoor gezien de marktinteresse en de pilots die al draaien.

CCU vanaf zeeschepen is niet noodzakelijk gebonden aan NL, meetbaarheid van wat aan NL kan toegerekend worden is onduidelijk. Het zou ook betekenen dat SDE NL subsidie toekent aan buitenlandse bedrijven. CCU bij WKK is een bestaande praktijk en zou o.i niet gesubsidieerd moeten worden, bovendien houdt het inzet van fossiele installaties in stand.

Direct Air Capture maakt een snelle ontwikkeling door. We pleiten er voor om nu te gaan werken aan het definiëren van een categorie voor DAC. Zie document 3 met input van marktpartijen. We hebben dit ook bij EZK onder de aandacht gebracht.

DAC is opgenomen in het advies SDE++2025

Zie bijlage voor toelichting op zienswijze voor afvang, tijdelijke opslag en hergebruik van koolstof in de glastuinbouw

Ter kennisgeving aangenomen

Zie bijlage voor toelichting op zienswijze voor afvang op schepen, tijdelijke opslag en hergebruik van koolstof in de glastuinbouw

Dit betreft tijdelijke (dag/nacht) opslag van CCU CO₂ uit gasgestookte WKK, maakt o.i. deel uit van de bedrijfsvoering van de tuinder is is niet subsidiabel

Zie bijlage voor toelichting op toegestane transportmogelijkheden voor gasvormige CO₂

De SDE++ advies tekst zal aangepast worden zodat transport per as ook gebonden gasvormige CO₂ omvat

marktpartij stelt voor om gebruik van CO₂ uit Direct Air Capture (DAC) toe te voegen aan CCU glastuinbouw

DAC is opgenomen in het advies SDE++2025

Tabel B2.15
Marktconsultatiereacties algemeen

Consultatie-inbreng

Reactie PBL, TNO en DNV

<p>Er wordt gesteld dat "vanwege praktische en analytische beperkingen en de uniformiteit van de regeling wordt....geen rekening gehouden met secundaire effecten...".</p> <p>Wij wijzen er graag op dat het zo eenvoudig mogelijk houden van de regeling uiteraard wenselijk is, echter dat de aanpak in hoofdzaak gericht moet zijn op het realiseren van de doelstellingen (realisatie doelstellingen duurzame energie en CO₂ reductie). Als daarvoor een complexere systematiek nodig is, dan is dat zo.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Het lijkt er sterk op dat dit het geval is, netcongestie en cable pooling zijn aspecten van wezenlijke orde-grootte voor realisatie van duurzame energieprojecten. Duidelijk is dat projecten met een ander productieprofiel (dan zon en wind) verdere verduurzaming binnen de beschikbare netcapaciteit sneller mogelijk maken. Dit voordeel verdient het z'n weerslag krijgen in de systematiek om te voorkomen dat de verduurzaming onnodig vertraagd. - De methodologie moet generiek zijn en een 'level playing field' bieden. Aanvullend instrumentarium, buiten de SDE++ om zoals de 416 mln subsidie voor uitgestelde levering middels batterijen met een kosteneffectiviteit van 2500-5000 €/ton, past hier niet bij en schaadt het gewenste 'level playing field'. 	<p>De reactie is meegegeven aan KGG.</p>
<p>Met behulp van de KEV voor de aannames van de energieprijzen gaat PBL op dit moment uit van een zonnewaarde na P&O-factor van 12-13 ct/kWh voor de jaren 16-20. De KEV loopt al 2 jaar achter op de werkelijke marktontwikkeling ten tijde van de SDE tender. Als de projecten 1-2 jaar na ontvangst van de SDE++ worden gerealiseerd, is de aannames 3-4 jaar oud en niet meer marktconform.</p> <p>PBL gaat op dit moment uit van 12-13 ct/kWh voor zonne-energie na P&O-factor voor de jaren 16-20. Dit is ver boven elke marktverwachting. Dit is 2-3 keer hoger dan de werkelijke marktverwachting. Er wordt een basisenergieprijs van 6-6,5 ct/kWh verwacht, gebaseerd op de transparante beschikbare huidige marktgegevens van de langetermijnenergieprijzen. Er zijn geen marktgegevens die erop wijzen dat de door PBL veronderstelde prijzen binnen 15 jaar kunnen worden bereikt. De extreem hoge prijsverwachting van PBL voor de jaren 16-20 heeft een enorme impact op de waardering van zonne-energie.</p>	<p>Het advies voor de SDE++ 2025 is gebaseerd op de resultaten van de KEV2024. Daar liggen externe energieprijsscenario aan ten grondslag.</p>
<p>Rendement op vreemd vermogen: Het rendement op vreemd vermogen van 6,25% wordt beschouwd als marktconform, wat een belangrijke indicator is. De aanpassing van de mijnbouwwet kan echter naar verwachting leiden tot een vertraging van de senior financiering, wat op zijn beurt resulteert in een hogere gewogen gemiddelde vermogenskostenvoet (WACC). Dit aspect zal van invloed zijn op de algehele financiële overwegingen en dient nauwlettend te worden gevolgd in het verdere proces.</p>	<p>Ter kennisgeving aangenomen.</p>
<p>Renteafslag groenfinanciering: We begrijpen dat er momenteel een renteafslag van -0,25% wordt toegepast bij geothermiecategorieën. Echter, het feit dat groenfinanciering een projectlimiet van maximaal 15 miljoen euro vereist, plaatst geothermieprojecten met hogere kosten buiten deze categorie. We zouden daarom willen voorstellen om de renteafslag voor geothermiecategorieën te schrappen, gezien de discrepantie in kosten en financieringscriteria.</p>	<p>Het projectvermogen is volgens onze informatie in de praktijk geen belemmering voor de toepassing van groenfinanciering bij geothermieprojecten. Echter, vanwege de verlaging van de vrijstelling groene beleggingen per 2025 en de verwachte lagere inleg bij groenbanken en -fondsen is de verwachting dat deze nauwelijks meer ruimte hebben voor de financiering van nieuwe projecten. Daarom is de renteafslag vanwege groenfinanciering geschrapt voor alle categorieën.</p>

<p>Het gemiddelde rentepercentage voor leningen voor zonneprojecten van 4,75% lijkt redelijk. PBL moet er alleen rekening mee houden dat voor kleinere projecten hogere rentes gelden en voor grotere projecten (>20 MWp) lagere rentes.</p>	<p>Ter kennisgeving aangenomen.</p>
<p>Rendement op eigen vermogen Solar - 10% is een mogelijk rendement op eigen vermogen als alle kosten correct en volledig worden meegerekend. Omdat er geen rekening wordt gehouden met bijvoorbeeld grondhuur, ontwikkelingskosten, financieringskosten, en ook hoge landschapsschappelijke inpassingskosten, is dit rendement veel te laag. Aangezien dit alles volledig uit eigen vermogen moet worden betaald, moet het rendement met een passend bedrag worden verhoogd.</p>	<p>De ontwikkelingskosten worden vergoed als onderdeel van het rendement op eigen vermogen. Het rendement op eigen vermogen bevat hiervoor een opslag. De financieringskosten vormen onderdeel van de rentemarge en daarmee van het rendement op vreemd vermogen. Overige kostenposten worden volgens uitgangspunt niet meegenomen. Uitgaand van een adequate oplossing voor het toenemend aantal uren met negatieve elektriciteitsprijzen alsook lagere langetermijnprijzen en daarmee basisprijzen in dit advies dan in het Eindadvies SDE++ basisbedragen 2024, is er geen aanleiding voor het verhogen van het rendement op eigen vermogen van zon-pv.</p>
<p>En sinds de SDE++2023 heeft zonne-energie er een nieuwe risicopost bij, omdat de basisprijs erg hoog is vastgesteld en de markt er momenteel van uitgaat dat deze in 2024 niet wordt gehaald, op basis van de prijzen in 2024 tot nu toe. Dit betekent dat investeerders en banken in hun aannames rekening moeten houden met zulke potentieel lage prijzen, vooral omdat ze de aannames voor de elektriciteitsprijs op de markt moeten beoordelen op basis van actuele gegevens en niet op basis van de verouderde KEV zoals PBL. Dit betekent dat een investeerder op basis van de aannames van PBL een veel hoger rendement op het eigen vermogen nodig zal hebben, aangezien in de aannames van de elektriciteitsprijs van PBL helemaal geen rekening wordt gehouden met het risico dat er binnen de SDE-periode minder inkomsten zullen worden gegenereerd, aangezien de prijs in meerdere jaren of zelfs gedurende de gehele SDE-periode onder de basisprijzen kan liggen. Als PBL goede aannames heeft voor alle kosten en realistische elektriciteitsprijzen, lijkt een rendement van 10% op het eigen vermogen haalbaar. Zonder verdere verbeteringen in de andere aannames voor zonne-energie moet het rendement op eigen vermogen aanzienlijk worden verhoogd tot 15-20% om het niet-verrekende risico en de niet-marktgerelateerde aannames te dekken.</p>	
<p>Er moet ook rekening worden gehouden met een negatief prijsrisico. Dit is niet het geval in de huidige aannames van PBL. Als PBL dit niet verandert, zou het onderdeel moeten worden van het verwachte rendement op eigen vermogen, omdat dit een extreem hoog risico is. Aandelenbeleggers verwachten momenteel 15-20% negatieve koersen in de toekomst.</p>	
<p>Een debt-to-equity ratio van 80/20 voor zonne-energie is niet haalbaar op dit moment. We hebben nu term sheets van banken voor SDE 2022 met ratio's van 45-70%. De eerste gesprekken met banken over projecten met SDE 2023 laten zien dat ze een enorm risico zien in de hoge basisprijzen en stresscases berekenen met 1-2 ct/kWh lagere elektriciteitsprijzen dan de basisprijzen. We hebben eigenlijk de indruk dat PBL zich niet bewust is van de uitdaging die de hoge basisprijs vormt voor de financiering van zonneprojecten. Een ratio van 40/60 lijkt vrij realistisch gezien het risico zoals banken dat inschatten.</p>	<p>De basisprijzen zijn gebaseerd op de KEV inschattingen voor langetermijnprijzen. Deze liggen in dit eindadvies op een significant lager niveau dan voorgaande jaren, zodat dit geen impact meer zou moeten hebben op de financiering van projecten.</p>
<p>WACC: Het is duidelijk dat er een verwachting is dat het huidige rendement op vreemd vermogen van 7,5%/5,4% naar verwachting zal stijgen, gezien het feit dat verschillende belanghebbenden dit als laag beschouwen, vooral in vergelijking met het reële</p>	<p>Bij de berekening van de rendementen op vreemd eigen vermogen wordt rekening gehouden met het risicoprofiel van technologieën. Geothermie valt in de hoogste risicoklasse en ontvangt daarmee relatief hoge rendementen als weerspiegeld in de WACC. Wij zien</p>

<p>rendement van ongeveer 7%. Deze beoordeling is natuurlijk onderhevig aan de ontwikkeling van de rente. De afwijking in rendement wordt met name toegeschreven aan de impact van de mijnbouwwet ten opzichte van andere technologieën. Gezien het hogere risico van geothermische projecten ten opzichte van andere technologieën, wordt een aanzienlijk hoger rendement verwacht.</p>	<p>geen aanleiding voor een hogere WACC voor geothermie.</p>
<p>Wij merken op dat de emissiefactor dit jaar 0,13 kg CO₂/kWh op basis van KEV-jaar 2035 is (volgens de KEV-2023 is het streefdoel een klimaatneutrale elektriciteitssector in 2035, wordt dit niet gehaald?). Opvallend is dat deze hoger dan vorig jaar, waar deze op basis van KEV-jaar 2034 op 0,12 vastgesteld was? Betekent dit dat de CO₂ emissie vanuit de elektriciteitssector omhoog gaat? Duurzame elektriciteit is ook cruciaal voor het decarboniseren van andere klimaattafels (gebouwde omgeving, transport, landbouw en industrie) en een realistische emissiefactor is cruciaal om meer duurzame elektriciteitsproductie te realiseren, met name ook op momenten dat zon en wind niet of in mindere mate beschikbaar zijn. Bronnen die dan produceren, zoals energie uit water, verdienen een hogere emissiefactor.</p>	<p>De emissiefactor volgt uit de KEV-modellering. De resultaten zijn afhankelijk van de beoordeling van de effecten van het vastgestelde en voorgenomen beleid voor het elektriciteitssysteem rond 2035. De emissiefactor bevat geen 'waarderingscomponent' in de zin van een bonus voor gewenste technologieën.</p>
<p>Er zijn 2 maxima aan de subsidie-intensiteit 300 en 400 €/ton CO₂, deze laatste geldt voor Lage-temperatuurwarmte, hoge-temperatuurwarmte en moleculen (conform eerder gezette 'hekjes'). Een substantieel deel van warmte zal geleverd moeten worden uit (al dan niet hybride) warmtepompen die elektrisch gedreven zijn. Productie van elektriciteit die betrouwbaar en voorspelbaar in de wintermaanden (met substantiële warmtevraag) energie levert, zoals energie uit water in rivieren of getijdenstromingen en middels osmose, zou hiermee ook de hogere intensiteit van 400 €/ton moeten verkrijgen.</p>	<p>De reactie is meegegeven aan KGG.</p>
<p>Een aantal belangrijke aannames komt voort uit de PBL KEV. Deze analyse is beperkt of niet inzichtelijk. Het delen hiervan zou (een betere) beoordeling van een aantal aspecten van de SDE++ regeling sterk vereenvoudigen.</p>	<p>Als aanvullende informatie over de KEV gezocht wordt, kan met het PBL contact worden opgenomen. Naast rapport, bijlagen en tabellenoverzichten wordt op verzoek aanvullende informatie verstrekt.</p>
<p>"De inkoop van elektriciteit wordt opgenomen in het basisbedrag en niet in een correctie" Veelal fluctueren in/verkooprijzen samen met de kostprijzen en in veel sterkere mate dan een aantal jaar geleden. In alle berekeningen worden variabele kosten voor het basisbedrag vastgesteld in het jaar van aanvraag (basisbedrag), bijvoorbeeld voor elektriciteit+warmteverbruik bij CO₂ afvang. Deze kosten kunnen echter fors fluctueren, waarmee een aanvraag in een ander jaar een ander basisbedrag oplevert. Ander voorbeeld: energietarieven zijn hoog, dus via correctiebedrag wordt gekort op SDE van CO₂verkoop aan glastuinbouw, maar hogere kostprijs voor afvang omdat verbruik van elektriciteit/warmte/chemicalien duurder is door deze hogere energietarieven, daar wordt geen rekening mee gehouden. Door energieverbruik mee te nemen (binnen een bepaalde bandbreedte) in de correctiebedragen ter correctie van de aanname in het basisbedrag wordt een betere dekking van de onrendabele top verkregen, met minder verliezen en overwinsten. Minder installaties die ondanks SDE dan toch niet willen draaien.</p>	<p>De systematiek van de SDE++ is door KGG bepaald. We hebben dit punt aan hen doorgegeven.</p>
<p>"eventuele stijging van de biomassaaprijzen behoudend meegenomen in de berekening van het basisbedrag" Veelal fluctueren in/verkooprijzen samen met de</p>	<p>De systematiek van de SDE++ is door KGG bepaald. We hebben dit punt aan hen doorgegeven.</p>

<p>kostprijzen, biomassaprijzen variëren mee met de energieprijzen die de afgelopen jaren sterk fluctueren. In alle berekeningen worden variabele kosten vastgesteld in het jaar van aanvraag (basisbedrag), bijvoorbeeld voor inkoop biomassa bij een vergister.</p> <p>Voorbeeld: energietarieven zijn hoog, dus wordt via correctiebedrag gekort op SDE van groengasverkoop, maar hogere kostprijs omdat verbruik van biomassa/elektriciteit/warmte/chemicaliën duurder is door deze hogere energietarieven, daar wordt geen rekening mee gehouden.</p> <p>Door biomassaprijzen (binnen een bepaalde bandbreedte) mee te nemen in de correctiebedragen ter correctie van het basisbedrag wordt een betere dekking van de onrendabele top verkregen, met minder verliezen en overwinsten.</p>	
<p>In de e-boiler SDE++ categorie berekening van de stroomprijs ontbreken de Garantie van Oorsprong (GvO) kosten post in de stroomprijs. Dit ontmoedigt de aankoop van GvOs en het gebruik van fossiele certificaten bij stroomlevering toe.</p> <p>Met als gevolg een vermindering van de duurzaamheidsimpact van het project terwijl de voorwaarde van de SDE++ uitgaat van gebruik van duurzame stroom in de P2H installatie. Dit heeft ook negatieve impact op de stroomverkoop van de energie leverancier (stroomcertificaat).</p> <p>Ons voorstel aan PBL is om rekening te houden met de GvO kostenposten in de lange-termijnstroomprijs, die wordt gebruikt in het OT-model van de e-boiler en de thermische energieopslag</p>	<p>Ter kennisgeving aangenomen.</p>
<p>De E-boiler SDE++ categorie wordt de stroomprijs die wordt gebruikt in het OT-model bepaald als de gemiddelde stroomprijs van de goedkoopste 3300 volle belastingsuren/jaar, over de economische levensduur van het project.</p> <p>De keuze van de goedkoopste 3300 volle belastingsuren veronderstelt impliciet perfect foresight over de uurstroomprijs van het hele jaar, wat in de praktijk een onrealistische veronderstelling is.</p> <p>Daarboven veronderstelt het model ook een perfecte match tussen het plaatsvinden van deze goedkope uren en het aanwezig zijn van stoom vraag (wat nooit 100% is ivm onderhoud stop etc.).</p> <p>Ons verzoek aan PBL is om rekening te houden met een correctie voor perfecte vooruitziendheid in de lange-termijnstroomprijs, die wordt gebruikt in het OT-model van de e-boiler en de thermische energieopslag.</p> <p>In een eerder gesprek met PBL heeft Eneco aan de hand van een backcasting model aangetoond dat een afwijking in de stroomprijs ten opzichte van perfecte vooruitziendheid circa 25% is. Wellicht is het wenselijk om meer informatie aan te leveren.</p>	<p>Ter kennisgeving aangenomen, waarbij wordt opgemerkt dat het gebruikte model voor elektriciteitsprijzen (Competes) ook geen perfect foresight biedt in de assets en elektriciteitsprijzen van de komende 15 jaar.</p>
<p>Vanwege de achterstand bij het indienen van vergunningen en de momenteel ervaren vertragingen zouden de vergunningseisen moeten worden beperkt tot uitsluitend een aanvraag voor een milieuvergunning.</p>	<p>De reactie is meegegeven aan KGG.</p>
<p>Bankgaranties hebben een negatieve impact op de investement grade rating van het bedrijf. Dit kan leiden tot een negatieve impact op zowel de rating van het bedrijf</p>	<p>Ter kennisgeving aangenomen</p>

als de financieringskosten. Wij adviseren in plaats daarvan een garantie van het moederbedrijf (indien nodig met een minimale investment grade rating) met een einddatum. Voor de aangevraagde subsidie kan een opleveringsgarantie worden gesteld van 0,5%-2%.	
SDE++ is in de basis gericht op het subsidiëren van productie. Hierdoor blijft het zeer lastig om peak en back-up voorzieningen te elektrificeren en te verduurzamen aangezien deze vrij weinig vollasturen hebben. Graag zouden wij in gesprek gaan met PBL/EZK om te zien op welke manier duurzame leveringszekerheid geborgd kan worden. Zeker in het licht van de gehele doorlooptijd tav vergunningsaanvraag, subsidie gunning bovenop de zeer lange besteltermijnen tav bijvoorbeeld transformatoren is het relevant nu al in gesprek te gaan over stimuleringsmaatregelen voor het verduurzamen van peak en back-up assets met relatief weinig vollasturen.	De reactie is meegegeven aan KGG.
Voorkom dat de SDE++ regeling administratief te zwaar wordt, zowel op Rijksoverheid niveau als op bedrijfsniveau	De reactie is meegegeven aan KGG.
<ul style="list-style-type: none"> • Het risico bestaat dat -bij hoge ETS prijzen- SDE++ enkel een administratie-‘monster’ is. De rol van SDE++ is dan enkel weggelegd voor bankgaranties, niet om business cases te optimaliseren. Dit kan de functie van SDE++ ondermijnen. 	
<ul style="list-style-type: none"> • Overweeg categorieën met een kortere looptijd maar met hogere compensatie op te nemen. Dit geeft ruimte bij partijen, waarbij gekeken kan worden welke categorieën het het beste gaan doen. Dit gaat dan bijvoorbeeld om e-boiler categorieën. En ook voor warmtepomp categorieën in verband met de hogere CAPEX behoefte en benodigde voorfinanciering. 	De reactie is meegegeven aan KGG.. Daarnaast is dit jaar een categorie opgenomen voor operationele kosten van eboilers, met een looptijd van 5 jaar.
<ul style="list-style-type: none"> • Naast de SDE++ regeling kijken we uit naar de NIKI regeling, voor grootschalige elektrificatie uitrol. Mocht dit minder gunstig uitwerken dan de huidige hoop doet vermoeden, raden we aan SDE++ te optimaliseren in de richting van de NIKI regeling. Zoals innovatievere technieken, iets meer maatwerk, en een onderdeel CAPEX en OPEX voor 10 jaar. 	De reactie is meegegeven aan KGG.
Breidt het budget in de hekjes en domeinen verder uit.	De reactie is meegegeven aan KGG.
<ul style="list-style-type: none"> • Wij waarderen het dat het in 2024 reeds een ruimer budget binnen de hekjes en domeinen beschikbaar is gesteld. Dit is heel zinvol om de iets duurdere, en hoogst noodzakelijke technieken, ook aan bod te laten komen. Overtekeningen op de domeinen laat ook zien dat hier behoefte aan is. Daarom adviseren wij wederom meer budget beschikbaar te stellen binnen de hekjes en domeinen. 	
Indexatie nettarieven kan benodigde positie in internationale concurrentie weer in beeld brengen	De reactie is meegegeven aan KGG.
<ul style="list-style-type: none"> • In SDE++ kan een goede indexatie van nettarieven opgenomen worden, als tijdelijke oplossing totdat er een structurele oplossing is voor de sterk gestegen en nog stijgende nettarieven. We erkennen dat dit ook een doorlooptijd heeft, toch is het belangrijk dat dit goed geregeld wordt. • Indexatie in het basisbedrag zorgt er -boven actualisatie van het standaardtarief- voor dat de tarieven weer mee naar beneden bewegen mocht de situatie veranderen. • Het onlangs verschenen ‘Onderzoek elektriciteits- en netwerkkosten’ van E-bridge in opdracht van EZK geeft hier voldoende aanleiding toe. 	

<p>Optimalisatie in de categorieën, kan elektrificatie van industrie uit de startblokken helpen</p> <ul style="list-style-type: none"> • Categorieën met minder vollasturen, die passen in het energiesysteem van de toekomst, zouden daarvoor voldoende beloning moeten krijgen. 	<p>Ter kennisgeving aangenomen</p>
<p>Zorg dat SDE++ aansluit bij de dynamiek in het bedrijfsleven en energietransitie-versnelling waar we in moeten gaan.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Wij hebben sterk de indruk dat analyses en aannames achter de allergunstigste projecten een toekenning krijgen. Terwijl de grootste groep niet uit kan. 80% van projecten zou rendabel moeten zijn met dit tarief. 	<p>Uit de uitgangspunten: “Over het algemeen moet het merendeel van de projecten gerealiseerd kunnen worden met het berekende basisbedrag. Echter, voor categorieën die naar verwachting een grote spreiding in de kosten en opbrengsten hebben en waar weinig projectinformatie beschikbaar is, wordt uitgegaan van een kosteneffectief project als basis om de subsidie te berekenen.”</p> <p>Het hangt dus van de categorie af welk percentage uit zou kunnen met het berekende basisbedrag. Wanneer er veel spreiding is in kosten zullen minder projecten uit kunnen met het basisbedrag om overstimulering aan de onderkant van de spreiding te voorkomen.</p>
<ul style="list-style-type: none"> • Risico is dat de doelmatigheid van het instrument afneemt, vanwege het volgende mechanisme: Bij heterogene categorieën, met grote variëteit aan rendabelheid van projecten, zijn er keuzes te maken in tariefstelling van bedragen. Bedragen passend bij het meest rendabele project zorgen ervoor dat het meest kosteneffectief CO₂ wordt gereduceerd, maar ook dat het merendeel van de projecten afvalt. Bij bedragen passend bij het minst rendabele project, worden er veel projecten gerealiseerd, maar is er sprake van oversubsidiëring bij de meest rendabele projecten. Het verdient aanbeveling om bij de goedkopere categorieën óf meer te differentiëren in subcategorieën, óf bedragen meer op een middengroep in die categorie te enten. Om ervoor te zorgen dat de duurdere categorieën minder nodig zijn. Dit leidt uiteindelijk tot een gemiddeld lagere subsidie-intensiteit per ton CO₂. 	<p>Dit is een afweging waar we ons bewust van zijn en die we elk jaar opnieuw maken.</p>
<ul style="list-style-type: none"> • Hoewel het domein voor elektrificatie nog wel wordt overschreven, vermoeden wij dat een belangrijk aandeel van de toegekende projecten geen finaal investeringsbesluit zal nemen (o.a. vanwege de exponentieel stijgende nettarieven), en projecten die niet uit kunnen al niet zullen inbrengen. 	<p>Ter kennisgeving aangenomen.</p>
<p>Zie ook gemaakte opmerking bij het eindadvies SDE++ 2024. Aspecten die de realisatie van duurzame energieprojecten beïnvloeden, zoals netcongestie en cablepooling moeten in de rangschikking meegenomen worden.</p>	<p>Ter kennisgeving aangenomen.</p>
<p>De vraag is of de CO₂ prijs uit KEV een eerlijke prijs biedt. De provincie Utrecht heeft een alternatieve 'eerlijke' berekening laten uitvoeren die op 875 €/ton uitkomt. Overweeg deze te gebruiken.</p>	<p>Er wordt in de SDE++ gecorrigeerd voor de ETS-prijs, in de gevallen waar partijen voordeel hebben ten opzichte van (fossiele) concurrenten. Dit is de prijs die de partijen daadwerkelijk moeten betalen en komt niet uit de KEV (de definitieve correctiebedragen worden achteraf bepaald).</p>
<p>Subsidie kan pas worden aangevraagd na toekennen milieuv vergunning. Deze toekenning duurt lang. Subsidie moet aangevraagd kunnen worden voordat de milieuv vergunning er is.</p>	<p>De reactie is meegegeven aan KGG.</p>
<p>Data voor jaarlijkse inschrijving (september ?) moet vastliggen voor de komende 5 jaar. Dit maakt het mogelijk hiernaartoe te werken</p>	<p>De reactie is meegegeven aan KGG.</p>
<p>De lange termijn prijs is erg hoog veronderstelt, waardoor de basisenergieprijs hoger ligt dan de forwards voor bijvoorbeeld gas (TTF). Cal27 ligt op 27 €/MWh, een stuk onder de basisenergieprijs.</p>	<p>Ter kennisgeving aangenomen</p>

<p>In de SDE++ voor 2025 komt enkel CCU voor de glastuinbouw in aanmerking voor subsidie. De CCU-Alliantie ziet graag dat meer CCU-toepassingen voor de SDE++ in aanmerking komen. Dit stimuleert de uitrol en opschaling van zulke toepassingen. Graag gaan wij hierover met u in gesprek.</p>	<p>Voor de SDE++ 2025 hebben we CCU slechts voor de glastuinbouw geadviseerd omdat we geen goede referentie voor de CO₂ prijs hebben in andere toepassingen. Wellicht kunnen we dit in de toekomst wel adviseren.</p>
<p>De CCU sector is constant in beweging en staat een grote transitie te wachten. De SDE is een relatief flexibele subsidie en daarom is het essentieel dat er oog wordt gehouden voor nieuwe technieken. In onze consultatie wordt aandacht gevraagd voor DAC maar er zijn nog veel meer technieken die aandacht behoeven zoals mineralisatie. Wij vragen u oog te houden voor deze technieken en gaan graag met u in gesprek over de rol die wij daarin kunnen spelen.</p>	<p>We zullen dit opnemen in de groslijst</p>
<p>"Graag advies wat per meetbare eenheid een omrekenfactor is waarop de bijbehorende CO₂-reductie kan worden berekend. Bij CO₂-reducerende opties met verbruik van elektriciteit wordt er rekening mee gehouden dat deze elektriciteit deels fossiel wordt opgewekt" Wij kopen alle stroom als groene stroom in. De ranking op basis van CO₂ emissie is voor die categorieën waarbij elektriciteitsinkoop van belang is (b.v. warmtepompen) te pessimistisch.</p>	<p>We kijken naar het grotere geheel. Eén partij kan elektriciteit groen inkopen maar er kan daardoor tegelijkertijd elders een gascentrale opgeschaald worden. We kijken daarom naar de marginale optie in het elektriciteitssysteem.</p>
<p>Bij warmte speelt een maatschappelijke en politieke discussie over de warmtetarieven. De breedgedragen wens is om over te stappen van een Niet Meer Dan Anders principe naar een op kostengebaseerde tariefsystematiek en daarmee af te stappen van een koppeling met de aardgasprijs. Binnen de SDE++ is die aardgasprijs echter nog altijd de referentie, waardoor bij een overstap naar een op kostengebaseerde tariefsystematiek er nog altijd een koppeling met de aardgasprijs blijft bestaan bij duurzame warmtebronnen (met SDE++). Hoe kan ook de SDE++ meebewegen in deze brede wens om los te komen van een koppeling met de aardgasprijs?</p>	<p>De reactie is meegegeven aan KGG.</p>
<p>De nettarieven elektriciteit zijn de afgelopen jaren fors gestegen en de verwachting is dat dit de komende jaren nog wel door zal zetten gezien de noodzakelijke investeringen in het elektriciteitsnet. Binnen de SDE++ zit nu geen correctiemechanisme voor dergelijke kostenstijgingen, waardoor investeringsbeslissingen over met name e-boilers en warmtepompen bij warmtenetten onzeker zijn. Kan hier binnen de SDE++ iets aan gedaan worden?</p>	<p>De reactie is meegegeven aan KGG.</p>
<p>Het uitgangspunt van de SDE++ is het reduceren van CO₂ emissies. Echter wordt er enkel aan het begin naar de techniek die toegepast gaat worden gekeken in combinatie met vollasturen. Echter, het inzetten van elektrische assets op momenten dat er veel duurzame elektriciteit beschikbaar is, en daarmee de CO₂ reductie vergroten, wordt buiten beschouwing gelaten. Naar ons inziens zou het kunnen bijdragen aan het reduceren van de CO₂ emissies wanneer hier rekening mee kan worden gehouden.</p>	<p>De reactie is meegegeven aan KGG.</p>
<p>Het is juridisch en feitelijk incorrect om de duurzaamheid van de gebruikte elektriciteit te beoordelen middels een vaste omrekenfactor waarbij middels een vast percentage bepaald wordt hoeveel tijd er elektriciteit van een hernieuwbare bron gebruikt wordt. Bij de duurzaamheidsbepaling van warmtenetten wordt het momenteel al wettelijk geregeld in de bepaling van de EOR via de NTA8800. Dit geldt voor alle warmtenetten. Hierin wordt de duurzaamheidsfactor en dus EOR hoger</p>	<p>De reactie is meegegeven aan KGG.</p>

wanneer een warmtepomp flexibel aangestuurd kan worden en deze energie kan opslaan in de vorm van warmte voor later gebruik. Dit wordt geregeld middels de DRP (dynamische referentie prijs) methodiek welke in de EOR bepaling in de NTA8800 is opgenomen. Wanneer de SDE hierin nu niet meegaat zorgt dit voor een zeer ondoelmatige uitgave van subsidiegelden en voorkom je om de prikkel van flexibiliteit in (warmte)systemen. Sterker nog, je blijft het aanmoedigen om geen flexibiliteit te introduceren in systemen. Deze methode van subsidie geven is (deels) een oorzaak van netcongestie en verergerd het significant. Het is dus van belang om mee te gaan in deze methodiek welke zowel praktisch als wettelijk al geïntroduceerd is. Het statisch houden zoals hier voorgesteld is onwenselijk. Daarnaast is dit voor warmteproducerende categorieën (luchtwarmtepompen, aquathermie) goed meetbaar en handhaafbaar.

Er wordt in de methodiek gewerkt met een referentie op gas. En op basis hiervan wordt het businesscase vergelijk gemaakt op het totaal gasverbruik van de referentie op gas. Echter in de praktijk is het niet altijd zo dat de referentie collectief aardgas is. Een warmtenet die 1000 woningen aansluit concurreert nu tegen een warmteproject die wel een cv ketel totaal vervangt. Energiebelasting en de staffeling hierin speelt dan een grote rol en trekt grote verschillen. Hiernaast zorgt deze methodiek ook voor een nadeel voor kleine projecten welke fors versterkt wordt door het oplopen van de energiebelasting en het feit dat deze bij sommige vergelijkbare technieken zoals water en luchtwarmtepompen wel of niet in de langetermijnprijs zit. In het bijgevoegd stuk is toegelicht dat de gekozen berekenings methodiek (methode ID) voor luchtwarmtepompen naar onze mening niet methode ID 16 moet zijn maar methode ID 17. Hetgeen veel impact zal hebben op de haalbaarheid en bruikbaarheid van de deze categorie.

Het is naar onze mening goed dat de realisatietermijn door netcongestie wordt verruimd naar 6 jaar. Mogelijk is het een idee dit uit te breiden met het volgende. Wanneer er nu een aanvraag wordt gedaan en de realisatietermijn niet behaald wordt kan de aanvraag teruggetrokken worden. Mogelijk is het een optie om de aanvraag binnen x jaar terug te trekken waarbij netcongestie een geldige reden is waarbij het mogelijk is de SDE++ voor het project wel in een later jaar weer aan te vragen zonder dat de locatie "besmet" is. Hiermee kan voorkomen worden dat een project strand wanneer de netcongestie pas binnen bijvoorbeeld 7 jaar is opgelost en dit vroegtijdig bekend is. Gelet op onze reactie in het eerste item van deze excel irt netcongestie is ons advies om EZK te adviseren om juist de SDE++ grondig te hervormen omdat de huidige regeling sterk bijdraagt aan de netcongestie terwijl dit zou kunnen worden omgebogen dat de sde++ juist faciliteert in het netbewust verduurzamen. Dus pak het aan bij de bron.

Wanneer secundaire effecten buiten beschouwing worden gelaten dan is dit een afkapping van de werkelijke waarde van een technologie. Bepaalde maatschappelijke/Economische waarden zoals het produceren van bijproducten (zoals bodemverbeteraars) die bestaande (meer vervuilende) producten substitueren zijn waardevol en moeten bij kunnen dragen aan een gunstiger rangschikking.

De SDE++ is een generieke regeling en er kan geen rekening gehouden worden met individuele verschillen in referentie. We proberen voor elke categorie de meest waarschijnlijke referentiesituatie te kiezen.

De reactie is meegegeven aan KGG.

De reactie is meegegeven aan KGG.

<p>Het is goed dat in de huidige SDE++ regeling de waarde van Garanties van Oorsprong en Hernieuwbare-Brandstof-Eenheden wordt meegenomen in de rangschikking.</p>	<p>Ter kennisgeving aangenomen</p>
<p>inflatie 2% is aan de lage kant: m.b.t. inflatie, en kosten (EPC en O&M) door schaarste in technische mensen is de verwachting dat deze kosten zeker aan de bovenkant van de inflatieverwachtingen zullen meestijgen</p>	<p>Merk op dat de niveaus van investeringskosten en operationele kosten na de realisatietermijn van het project separaat zijn bepaald en niet op basis van het percentage van 2%. Het percentage van 2% geldt voor de gehele levensduur van het project.</p>
<p>Verhouding EV/VV uit SDE++ 2024 voor wind op land is ook passend voor 2025</p>	<p>Voor wind op land is de verhouding tussen vreemd en eigen vermogen licht verhoogd naar 75/25; gegeven zowel de lagere rente, het lagere risicoprofiel van wind op land ten opzichte van de overige categorieën, alsook de gemiddelde DSCR-eisen van banken is dit adequaat.</p>
<p>Goed dat de Groenregeling deze niet meer generiek voor wind op land geldt, want deze is zodanig gewijzigd dat er van een generieke regeling geen sprake meer is.</p>	<p>Ter kennisgeving aangenomen</p>
<p>De markt ondervindt steeds meer uitdagingen bij het financieren van nieuwe projecten. Hoewel, de aangepaste verhouding van het vreemd/eigen vermogen verbeterd is (15/85 naar 20/80) zien wij dat met stijgende rentelasten en met name dalende handelsprijzen voor zonnestroom de DSCRs die gevraagd worden niet meer om 1.20 vragen en meer richting 1.25 gaan. Dat verschil van 0.05 wordt nu gedekt door de EV/VV verhouding verder aan te passen naar meer ingebracht eigen vermogen.</p>	<p>Ten opzichte van het eindadvies 2024 is de rente inmiddels behoorlijk gedaald. Verder is de verwachting dat bestaande financieringsrisico's zoals het toenemende aantal uren met negatieve elektriciteitsprijzen en de relatief hoge basisprijzen, met het eindadvies 2025 adequaat zijn gemitigeerd. Dit vertaalt zich in lagere rentelasten van nieuwe projecten. Daarmee blijft een verhouding VV/EV van 80/20 voor zon-pv projecten mogelijk.</p>
<p>Gezien de wijzigingen van de Groenregeling zien wij dat de regeling niet meer universeel van toepassing is op zon-pv projecten. Wij onderschrijven dus de conclusie van het PBL om de groenkorting niet meer toe te passen op de categorieën zon-pv in de SDE++. Slechts een klein deel van de huidige projecten, minder dan 10% volgens de Nederlandse Vereniging voor Banken (NVB), wordt momenteel gerealiseerd met deze voorwaarden dus de voorwaarden kunnen niet meer als algemeen van toepassing gezien worden voor alle pv projecten. Als er wensen zijn voor projectontwikkelaars om wel in aanmerking voor groenkorting te komen dienen ze de hogere investeringskosten te dekken door de voordelen van een rentekorting middels groenfinanciering.</p>	<p>Mee eens dat de groenregeling niet meer generiek van toepassing is op zon-pv projecten. Vanwege de verlaging van de vrijstelling groene beleggingen per 2025 en de verwachte lagere inleg bij groenbanken en -fondsen is de verwachting dat deze nauwelijks meer ruimte hebben voor de financiering van nieuwe projecten. Daarom is de renteaflaag vanwege groenfinanciering geschrapt voor alle categorieën.</p>
<p>Met behulp van de KEV voor de aanname van de energieprijzen gaat PBL op dit moment uit van een zonnewaarde na P&O-factor van 12-13 ct/kWh voor de jaren 16-20. De KEV loopt al 2 jaar achter op de werkelijke marktontwikkeling ten tijde van de SDE tender. Als de projecten 1-2 jaar na ontvangst van de SDE++ worden gerealiseerd, is de aanname 3-4 jaar oud en niet meer marktconform.</p>	<p>De toekomstige elektriciteitsprijzen zijn inherent onzeker. In de KEV wordt daarom in beginsel een bandbreedte getoond aan ontwikkelingen. De KEV 2023 gebruikte inderdaad achterliggende scenario's die gelijk waren aan de KEV 2022. De gebruikte scenario's zijn geüpdatet voor de KEV 2024. Ten overvloedige geven we nog mee dat de prijzen in het SDE-advies nominale prijzen zijn. Effecten van onzekerheid in inflatie op de energieprijzen geven een extra onzekerheid aan toch al onzekere prijzen. We gaan echter niet bewust laag of hoog zitten in onzekerheidsbandbreedtes.</p>
<p>PBL gaat op dit moment uit van 12-13 ct/kWh voor zonne-energie na P&O-factor voor de jaren 16-20. Dit is ver boven elke marktverwachting. Dit is 2-3 keer hoger dan de werkelijke marktverwachting. Er wordt een basisenergieprijs van 6-6,5 ct/kWh verwacht, gebaseerd op de transparante beschikbare huidige marktgegevens van de langetermijnenergieprijzen. Er zijn geen marktgegevens die erop wijzen dat de door PBL veronderstelde prijzen binnen 15 jaar kunnen worden bereikt. De extreem hoge prijsverwachting van PBL voor de jaren 16-20 heeft een enorme impact op de waardering van zonne-energie.</p>	<p>Dit jaar hebben we meer geschreven over hoe we omgaan met negatieve prijsuren. Zie hoofdstekst.</p>

<p>gehouden in het model en de opbrengstaannames voor zonneparken. We konden geen indicatie vinden van hoeveel uren met negatieve prijzen te verwachten zijn en hoe hiermee rekening wordt gehouden in het model. Op basis van de reële prijzen in 2023 hadden we ongeveer 10% van de productie van onze bestaande zonneprojecten in tijden van negatieve prijzen. Het zou voor PBL eenvoudig moeten zijn om deze gegevens voor 2023 te bekijken en te verifiëren. We zijn bezorgd dat dit niet correct wordt meegenomen in de berekening.</p>	
<p>We voeren momenteel een marktanalyse uit met verschillende Nederlandse banken voor een zonnepark van <10 MWp and een zonnepark > 20 MWp.</p> <p>In het algemeen vinden we de financiering van projecten met een totale investering van minder dan € 10 miljoen moeilijk, omdat banken nog geen intelligente oplossingen bieden voor dergelijke kleinere financieringsstructuren. De financiering van dergelijke projecten is veel duurder. Daarom zou PBL voor projecten <20 MWp andere financieringsaannames moeten overwegen (hogere rente, lagere schuldfinanciering).</p>	<p>We hebben helaas geen bewijs ontvangen dat het maken van dit onderscheid onderbouwd. Ook blijkt dit onderscheid niet uit onze analyse van de SDE haalbaarheidsstudies.</p>
<p>De gearing ratio die voor het definitieve SDE++ 2024 voorstel wordt overwogen is veel te agressief. Op basis van de huidige bankoffertes voor SDE++ 2022 projecten gaan we uit van een gearing ratio van 50-70%.</p> <p>Houd er ook rekening mee dat Nederlandse banken nog steeds terughoudend zijn met het aanbieden van leningsvoorwaarden die langer zijn dan de SDE-periode. Als ze dergelijke termijnen aanbieden, is dit gekoppeld aan cash sweep-mechanismen die uiteindelijk leiden tot terugbetaling binnen de eerste 15 jaar. Daarom is een leentermijn van 20 jaar onrealistisch voor de berekening.</p>	<p>Ten opzichte van het eindadvies 2024 is de rente inmiddels behoorlijk gedaald en de marktverwachting is dat deze verder zal dalen. Verder is de verwachting dat bestaande financieringsrisico's zoals het toenemende aantal uren met negatieve elektriciteitsprijzen en de relatief hoge basisprijzen, met het eindadvies 2025 adequaat zijn gemitigeerd. Dit vertaalt zich in lagere rentelasten van nieuwe projecten. Daarmee blijft een verhouding VV/EV van 80/20 voor zon-pv projecten mogelijk. De leentermijn blijft 15 jaar.</p>
<p>Goed dat de regeling rekening houdt met de CO₂-emissiereductie die optreedt na aflopen beschikkingsperiode. We zouden ons wel kunnen voorstellen dat dit wordt gekoppeld aan een instandhoudingsverplichting. Wat ons betreft is wel de vraag hoe lang rangschikken op CO₂-reductie nog een goede maat is voor deelsectoren waarin duurzame energie de nieuwe norm als of. Hoe bepaal je de CO₂-reductie van wind en zon in een CO₂-vrij elektriciteitssysteem? Hoe komen warmtecategorieën voor warmtenetten eruit te zien als conform de warmtewet de gasreferentie verdwijnt?</p> <p>En fundamenteeler: we zien dat technieken nu goed van de grond komen wanneer ze passen in de 'mal' van de SDE. Maar daarmee worden technieken ontmoedigd die niet goed in dat format passen, bijvoorbeeld omdat ze niet voldoen aan de criteria van regels 160-169. Maar hoe borgen we dat we uiteindelijk wel tot de beste techniekmix komen?</p> <p>Dat soort vragen behoeven wel tijdig een verkennende discussie.</p>	<p>De reactie is meegegeven aan KGG.</p>
<p>Bij ons weten worden inkomsten uit GvO's en HBE's wel meegenomen in de rangschikking voor bijvoorbeeld biobrandstoffen, maar HBE-inkomsten niet voor groen gas. De SDE++ gaat ook interacteren met de nieuwe jaarverplichting groen gas; ook daar kunnen bedrijven switchen tussen beide systemen. Wij zijn nog wel benieuwd hoe dat eruit gaat zien en in hoeverre het impact heeft op de SDE++ en op de maatschappelijke kosten van de jaarverplichting groen gas. In feite maakt de mogelijkheid tot switchen dat de SDE-beschikking</p>	<p>We houden in de berekening voor de rangschikking geen rekening met inkomsten uit GvO's of HBE's, voor geen enkele categorie. Met ETS-inkomsten houden we rekening voor zover de ETS-inkomsten te verwachten zijn voor het merendeel van de projecten.</p> <p>De interactie tussen SDE en jaarverplichtingen of andere systemen met verhandelbare rechten is een beleidsmatige keuze. De SDE en jaarverplichtingen kunnen synergie hebben, waarbij de SDE zorgt voor</p>

<p>een ondergrens legt in de waarde van de GGE's, terwijl de bovengrens wordt bepaald door de buy-out prijs. We zijn benieuwd naar de gedachten van PBL bij de interactie tussen SDE en jaarverplichting.</p>	<p>investeringszekerheid terwijl de jaarverplichting de kosten meer bij de gebruiker legt dan bij de belastingbetaler. Voorwaarde daarvoor is enerzijds dat de SDE-subsidie gekort wordt met de inkomsten die uit een verplichting voortvloeien, en anderzijds dat een hoge mate van transparantie gegeven wordt door de overheid over de wijze waarop gekort wordt. Transparantie is belangrijk om niet onnodige of onoverkomelijke onzekerheden in businesscases te creëren.</p>
<p>In de OT-sheets zien we dat de waarde van GvO's voor groene elektriciteit voorlopig is gesteld op 4 euro/MWh. Diverse van onze leden schatten dat als hoog in. We hebben hun verzocht om meer specifieke informatie hierover in vertrouwen met PBL te delen.</p>	<p>Ter kennisgeving aangenomen.</p>
<p>Het criterium dat het merendeel van projecten moet uit kunnen binnen de regeling is een belangrijk voor ons. Onze zorg is dat PBL alleen anekdotisch inzicht heeft in de initiatieven die niet eens tot een aanvraag komen omdat de SDE ontoereikend is. Dat lijkt ons buitengewoon relevante informatie voor PBL. Deze behoefte leeft ook sterk binnen de industrie. Wij overwegen dan ook om hier een keer een goed gestructureerde uitvraag over te doen, en dan via een brede groep van brancheorganisaties met wellicht coördinatie van de NVDE. Zou PBL hier interesse in hebben?</p>	<p>We verwelkomen alle (kosten)informatie over projecten die binnen de SDE-categorieën vallen, juist ook van projecten die niet uit zouden kunnen met de subsidie. Dit verbetert ons inzicht in kostenspreiding en daarmee ons advies.</p>
<p>Eerder hebben we al gepleit voor het van jaar op jaar corrigeren van ontwikkelingen in de nettarieven in de correctiebedragen, met name voor stroomverbruikende categorieën als e-boilers, warmtepompen en elektrolyzers. In hoeverre heeft PBL ruimte om deze optie door te rekenen voor 2025? Mocht EZK die ruimte niet bieden is een zo goed mogelijke inschatting van de ontwikkelingen van de nettarieven essentieel maar ook lastig. In dat kader vragen wij ons af of een looptijd van 15 jaar wel adequaat is voor met name een e-boiler. Over 15 jaar is geen PPA af te sluiten voor de elektriciteit; het is sowieso een erg lange periode waarbij de markt in transitie is. Wellicht is het goed eens te kijken naar de beschikkingsduur. Wat zouden de implicaties zijn van kortere beschikkingsperiode? Dat geeft voor- en nadelen waar we graag eens over in gesprek zouden willen met PBL.</p>	<p>Dit past niet binnen de huidige systematiek maar we hebben dit punt doorgegeven aan KGG.</p>
<p>Er wordt al lang gekeken naar mogelijkheden om binnen de SDE++ rekening te houden met netcapaciteit. Wij vinden het daarbij belangrijk dat daarbij de essentie van de SDE++ (tegen lage kosten komen tot CO₂-reductie) geen geweld wordt aangedaan door andere beleidsdoelen bij te mengen. Wat ons betreft is wel de directe lijn voor een wind/zon-pv installatie op land aan een warmtepomp, e-boiler of elektrolyser het verken- nen waard.</p>	<p>De reactie is meegegeven aan KGG.</p>
<p>Naar onze indruk is er behoefte aan een nieuwe categorie 'verlengde levensduur' elektrische boilers. Dit voor projecten die al gebouwd of in aanbouw zijn, maar die met hun beschikking uit vorige jaren niet kan draaien vanwege de toename van de nettarieven. Het lijkt ons logisch dat deze investering bij de bedrijven in één klap economisch wordt afgeschreven, waarna herindiening mogelijk is voor een tarief dat niet rekent met investeringskosten maar wel met een update van de nettarieven.</p>	<p>Dit jaar is een categorie opgenomen voor operationele kosten van eboilers met een duur van 5 jaar.</p>
<p>Zoals gezegd, wij zijn voorstander van het opnemen van onvoorziene veranderingen in de nettarieven in het correctiebedrag of een ander jaarlijks correctiemechanisme. En overigens zijn wij van mening dat de</p>	<p>De reactie is meegegeven aan KGG.</p>

correctiebedragen voor warmte meer situatie-specifiek moeten gemaakt, omdat de waarde van warmte nou eenmaal situatie-specifiek is. Zie onze eerdere inbreng op dit punt.	
Voor de bepaling van de voorlopige profiel- en onbalansfactor worden volgens de methoden parameters gebruikt die twee jaar achterlopen op het jaar waarop ze worden toegepast. Het is, zeker in de huidige volatiele markt, belangrijk om ook de voorlopige P&O-factoren te baseren op zo actueel mogelijke cijfers. Voorstel is om de P&O factor voor de bevoorschotting te bepalen aan de hand van de termijnprijzen van dat jaar, of liever nog adh van de prospects van het komende jaar.	De P&O-factor is niet te herleiden uit termijnprijzen. De berekening van de voorlopige correctiebedragen ten behoeve van de bevoorschotting kan wel aangepast worden door gebruik te maken van termijnprijzen in plaats van een voortschrijdend gemiddelde van de day-aheadprijzen. Dit hebben we meegegeven aan KGG.
De reden dat een hoge temperatuur warmtepomp nodig is, is om in de winter de stooklijn van het warmtenet te kunnen halen, die bij de meeste grotere warmtenetten (ruim) boven de 100 graden ligt. Buiten deze periode is er juist veel aan gelegen om de temperaturen in het warmtenet zo laag mogelijk te houden (bijvoorbeeld 80-85 graden in de zomer om rekening houdend met warmteverliezen bij transport en temperatuurval over de verschillende warmtewisselaars in het systeem) veilig tapwater te kunnen leveren. De SDE voor deze categorie zou dus niet een eis moeten stellen voor een gemiddelde temperatuur van >100 graden. De SDE zou wel de volgende eisen kunnen stellen: - De geobron met warmtepomp voedt in een warmtenet met een stooklijn die bij lage buitentemperaturen (-10 C, waar warmtenetten op ontworpen worden) oploopt tot temperaturen boven de [90] graden. - De configuratie van geobron + warmtepomp kan temperaturen maken van >[90] C.	De reactie is meegegeven aan KGG.

Tabel B2.16
Marktconsultatiereacties overig

Consultatie-inbreng	Reactie PBL, TNO en DNV
Warmtepompen: De elektriciteitsinzet (zowel vermogen als verbruik) bij warmtenetten op middentemperatuur is altijd lager dan wanneer dezelfde gebouwen verwarmd worden met individuele warmtepompen (betreft vraagreductie op de KV aansluitingen). Echter, in gebieden met congestie kan een warmtenet een beperking ondervinden waardoor de toekenning van transportcapaciteit voor de warmteopwek en -distributie (een GV aansluiting) niet mogelijk is. Dit levert een catch-22 situatie op: Meer warmtenetten betekent minder individuele warmtepompen en dus een reductie van de vraag naar capaciteit. Hierdoor draagt het bij aan verminderen congestie (nu en in de toekomst). Maar als er geen warmtenet komt door netcongestie wordt de schaarste op het net alleen maar groter door toename van warmtepompen van individuele huishoudens. Om deze reden zet Alliander/Firan zich in voor tijdige afstemming met gemeenten zodat aanvragen voor warmtepompen voor warmtenet in onze capaciteitsplanning/ investeringsplannen meegenomen kan worden.	Ter kennisgeving aangenomen.
Er wordt gewerkt met een maximum aantal vollasturen van warmteleveren door een elektrische warmtebatterij (ETES). Dit is logisch als er vanuit wordt gegaan dat een	Wellicht past deze installatie binnen de huidige categorie HT-TES. Pure opslagfaciliteiten passen niet goed

<p>ETES altijd gecombineerd moet worden met een e-boiler. Dit klopt voor ETES technologieën die niet gelijktijdig kunnen laden en ontladen. Dan is het logisch dat er een e-boiler met SDE en een ETES met SDE met elkaar gecombineerd worden. Bij lage elektriciteitsprijzen wordt dan parallel de ETES opgeladen en de e-boiler produceert stoom. Op die manier kan er 8760 uur per jaar gesubsidieerde stoom geleverd worden.</p>	<p>binnen de systematiek van de SDE++ omdat uitgegaan wordt van een subsidiebedrag per productie-eenheid.</p>
<p>Er zijn in de markt echter ook ETES opties commercieel beschikbaar die gelijktijdig kunnen laden en ontladen. Dit is efficiënter omdat er dan geen extra e-boiler installatie nodig is. Onze installatie kan met 2500 uur elektrisch laden gedurende 8760 uur warmte leveren. Nu wordt de subsidie beperkt op de warmtelevering, waardoor we slechts 5000 uur productie gesubsidieerd krijgen (in tegenstelling tot de 8760 in combinatie met een e-boiler) ondanks het feit dat we ruim onder de 3300 uur zitten en daarmee aantoonbaar duurzame elektriciteit gebruiken. Wij stellen voor om de beperking op warmtelevering op te heffen en alleen de beperking op elektrische vollaasturen te behouden om een gelijk speelveld te behouden.</p>	
<p>Het spreekt voor zich dat een ETES die volcontinue CO₂-vrije stoom kan produceren (i.t.t. 5000 uur) hogere CAPEX kosten (maar lagere LCOE) heeft. Indien gewenst kunnen we daar informatie over aanleveren.</p>	
<p>Warmte groot_1: eens met 70% TTF(LHV); nadere analyse van CE Delft wijst uit dat alternatieven te complex zijn in de uitvoering in relatie tot de meerwaarde van het beter benaderen van de warmtewaarde. Zie bijlage ter info.</p>	<p>Ter kennisgeving aangenomen.</p>
<p>Op de groslijst staat warmteproductie uit ijzeroxidatie. Deze categorie zou voor de SDE++ 2025 opgepakt moeten worden door PBL, omdat ijzerpoeder een van weinige mogelijkheden is om grootschalig duurzame energie te importeren.</p>	<p>We hebben dit onderzocht, zie bijlage.</p>
<p>Wij stellen voor om een nieuwe categorie te introduceren die het kostenverschil tussen de inzet van fossiele waterstof en de inzet van aardgas subsidieert. Achtergrond is dat er een (verwacht) toenemend aantal SDE++ categorieën is die als referentie fossiele waterstof gebruikt. Maar om H₂ als brandstof te kunnen inzetten concurreert dit met aardgas. Een ingewikkeldheid hierbij is dat er verschillende soorten H₂ bestaan met verschillende kostenstructuren (bijvoorbeeld: waterstof uit elektrolyse, geïmporteerde H₂, gekraakte H₂-dragers, H₂ uit restgassen, enzovoorts). Voor al deze soorten waterstof zou fossiele waterstof de referentie moeten zijn. Vervolgens zou er een generieke categorie moeten komen die zich richt op de inzet van (alle soorten, mits..) waterstof als brandstof. Deze categorie richt zich dus op het gebruik van waterstof, en zou het kostenverschil moeten dekken tussen fossiele H₂ tov aardgas. Dit kostenverschil ontstaat doordat fossiele waterstof duurder is dan aardgas (omzettingsverlies en -kosten). Randvoorwaarde zou moeten zijn dat met de waterstof voldoende CO₂-reductie behaald wordt, de ingezette waterstof moet daarom koolstof-arm of hernieuwbaar zijn. Een dergelijke categorie zou waardevol zijn voor een groot aantal typen gebruikers.</p>	<p>Opgenomen in de groslijst, alhoewel de SDE++ een subsidie is die gericht is op het ondersteunen van zowel investering als exploitatie van specifieke technieken die CO₂ reduceren. In deze structuur is het gebruikelijk dat er een nieuwe installatie geplaatst moet worden waarbij er kosten zijn om deze installatie neer te zetten en over het algemeen de exploitatie van deze installatie ook hoger is dan bij het fossiele alternatief. Dat is hier niet het geval. KGG kan een dergelijke categorie uitvragen aan PBL en dan kunnen we onderzoeken of we een basisbedrag zouden kunnen berekenen.</p>
<p>Nieuwe categorie: kraken NH₃. In het Europese voorstel voor de aanpassing van de RED</p>	<p>Opgenomen in de groslijst.</p>

is een verplichting aan de lidstaten opgenomen voor inzet van groene H₂ in de industrie. De omvang van deze verplichting zou betekenen dat import van groene H₂ op relatief korte termijn al een grote rol zal gaan spelen in het aanbod van waterstof. We verzoeken PBL daarom om een extra SDE++ categorie te onderzoeken voor het kraken van ammoniak. Dit geeft o.a. invulling aan de verwachte Europese doelstelling en de uitvoering van het coalitieakkoord waarin de opschaling van zowel lokale productie als import wordt genoemd, als ook de ambitie van de Kamer om Nederland te positioneren als waterstof hub voor Noordwest-Europa. Daarmee wordt een bijdrage geleverd aan een level playing field voor het aantrekken van importprojecten die, complementair aan lokale waterstofprojecten, op korte termijn groene waterstof kunnen leveren aan de Europese markt en dus bijdragen aan de decarbonisatie van de industrie en de (zware) mobiliteitssector. Daarnaast kan Nederland zo importland worden voor ammonia voor West-Europa; daarmee kunnen watersofinfrastructuren (backbone; Delta-Rhine Corridor) worden "gevuld". "Nederland als draaischijf voor de Europese waterstof-economie" kan economische voordelen in aanvulling op de GHG savings.

Nieuwe categorie: waterstofboiler, CO₂-arme warmte
Met het oog op de decarbonisatie van de warmtevoorziening staan bedrijven voor de uitdaging om te voldoen aan hun behoefte aan basislastwarmte. Elektrificatie door het implementeren van eboilers kan een deel van de oplossing zijn, maar deze technologie is niet geschikt/efficiënt voor basislastproductie. Om het geëlektrificeerde profiel tegen te gaan/aan te vullen, is er behoefte aan warmteproductie met een alternatieve energiedrager. Momenteel gebeurt dit met aardgas ketels, maar voor de laatste stap in de energietransitie wordt de toepassing van waterstofketels voor warmteproductie onderzocht. Met dit type asset kan de markt klaar zijn om de transitie te maken in lijn met de beschikbaarheid van koolstofarme waterstof, en indien beschikbaar hernieuwbare waterstof.

Opgenomen in de groslijst.

Waterstofboilers leiden tot aanzienlijke CO₂-voordelen als de waterstofboiler werkt op koolstofarme waterstof en/of hernieuwbare waterstof. Het doel voor deze nieuwe categorie is om de productie van warmte met koolstofarme waterstof te ondersteunen.

Een waterstof/hybride ketel is momenteel duurder dan een gasketel; het grootste verschil in kosten bestaat echter uit een verschil in operationele kosten (waterstof is duurder dan aardgas). Daarom bestaat er een onrendabele top. Met betrekking tot deze onrendabele top zou het correctiebedrag (net als voor een eboiler) gekoppeld kunnen worden aan de aardgasprijs, omdat dit het fossiele alternatief is. De waterstofkosten (de onderliggende kostendrijver van de geproduceerde warmte) zijn echter ook gekoppeld aan de gasprijs in het geval van koolstofarme waterstof. Deze gasprijs (die ten grondslag ligt aan de kosten van waterstof) kan niet (tegen redelijke kosten) worden vastgezet voor (bijvoorbeeld) een periode van 15 jaar. Binnen het huidige SDE++ kader (met fluctuerend correctiebedrag en vast basisbedrag) zou dat een significant risico zijn dat gemitigeerd zou moeten worden. Hier zijn verschillende mogelijke oplossingen voor. We stellen voor om deze

kwestie te bespreken in een vervolgesprek waarin we ook meer informatie kunnen geven over de business case.

Voorstel extra categorie in groslijst, voorkomen CO₂ uitstoot AEC Opgenomen in de groslijst.

SDE++ vergoedt de onrendabele top van projecten die leiden tot vermindering van broeikasgassen zoals CO₂. Door kunststoffen uit te sorteren uit brandbare restafvalstromen voordat het verbrand wordt kan CO₂ uitstoot bij AECs verminderd worden, zelfs wanneer vervangend brandbaar afval wordt benut voor energieproductie om de vrijgekomen capaciteit van de AEC in te vullen en exploitatietekorten bij de AEC te voorkomen.

Deze voorsorteerinstallaties kunnen een onrendabele top hebben, doordat :

de marktprijzen voor de gerecyclede kunststoffen zijn zeer volatiel, de samenstelling en het aandeel kunststoffen in deze brandbare afvalstromen kan veranderen (wijziging productie/gebruik kunststoffen), er ontwikkelingen in inzamelstructuren (statiegeld, bronscheiding, inzameling droge fractie) plaatsvinden (met negatieve impact op de samenstelling van de inputstromen), het voordeel van de fossiele CO₂ uitstoot die bij verbranding in een AEC wordt voorkomen nu (nog) niet gealloceerd kan worden en dus niet financieel gemaakt kan worden. Deze risico's zorgen ervoor dat investeringen in dit type installaties uitgesteld worden.

Door via SDE++ een garantieprijs te bepalen voor gerecyclede kunststoffen of voor verschillende kwaliteiten van gesorteerde kunststofafvalstromen om de onrendabele top van de exploitatie te compenseren kan deze impasse worden doorbroken waarbij de kosteneffectiviteit kan worden beoordeeld op basis van het voorkomen van zowel de directe als indirecte CO₂-emissies. Wanneer uit bijvoorbeeld 225kton bedrijfsafval 21kton kunststoffen wordt gescheiden, dan voorkomt dit ruim 50kton directe fossiele uitstoot CO₂ per jaar bij AEC. Wanneer vervangend afval in de AEC wordt gebracht, blijft er netto ~42kton besparing op fossiele CO₂ over. Hiervoor zijn forse kosten (investering + operationeel) nodig van ongeveer 400 €/ton fossiele CO₂, maar hier staan ook opbrengsten tegenover 100-350€ (grote range = groot risico, afhankelijk van vergoeding, reken-systeematiek voorkomen ETS-heffing, volatiele markt-opbrengst), zodat een SDE basisbedrag van 300€/ton fossiele CO₂ wenselijk is, waarbij via correctiebedragen ETS, Verpact en marktvergoeding in mindering kunnen worden gebracht.

Een neveneffect is dat dit kunststofrecycling faciliteert, waar opnieuw CO₂ wordt bespaard; wellicht kan dit meegenomen worden in berekening van de CO₂-intensiteit.

Er zijn meer vormen van koudeopslag mogelijk dan WKO. Verwachting is dat grote gesloten buffers ingezet gaan worden (+1000m³) om koude op te slaan tegen netcongestie, c.q om duurzaam opgewekte stroom in op te slaan

Ter kennisgeving aangenomen

Voor de categorie energie uit lucht, wordt hier mogelijk ook gekeken naar hoge temperatuur (90-110C) gelijk aan aquathermie? Dan zou de toepasbaarheid aanzienlijk vergroten.

We hebben hier dit jaar naar gekeken, zie paragraaf 4.3.3.

Een categorie die momenteel niet in de SDE++ is opgenomen en de komende jaren belangrijk zal worden, is die van hybride boilers (elektriciteit/waterstof/aardgas).

Opgenomen in de groslijst

<p>Om onze stoomlevering kosteneffectief te verduurzamen hebben wij een hybride stoomleveringsstelsel nodig, zodat ook op momenten met bijv. een hoge elektriciteitsprijs er voldoende rendabele stoom kan worden opgewekt via andere brandstoffen. Dit betekent dat wanneer er in de SDE++ uitgegaan wordt van een flexibel inzetbare installatie zoals een E-boiler, wij alsnog additionele stoomcapaciteit nodig zullen hebben op basis van andere bronnen, zoals aardgas en waterstof. Het vervangen van aardgas met koolstofarme waterstof voor warmteproductie wordt momenteel onderzocht maar is niet rendabel ivm de lage beschikbaarheid en hoge kosten van dit waterstof.</p>	
<p>Grootschalige WP Glastuinbouw verwijderen: Niet eens. De glastuinbouw WP toepassingen passen niet onder de categorie industriële WP zoals wordt gesuggereerd. Op zich is de nieuwe LW-WP glastuinbouw een goede toevoeging in de SDE++. Warmtepompen zijn echter een essentiële techniek in de energietransitie en vooralsnog zijn ook daarmee in de huidige SDE en voorstellen nog niet alle WP-varianten 'gedekt'. De water-water-WP is als onderdeel van energiesystemen opgenomen, maar dat is niet compleet. En de industrievariant werkt niet voor de glastuinbouw vanwege de temperatuurseis. Wij zouden graag zien dat een meer generieke categorie water-water-WP wordt opgenomen naar analogie van de LW-WP, onafhankelijk van de warmtebron. Wij zijn graag bereid om nadere informatie aan te leveren en hierin mee te denken. Ter illustratie van de diversiteit aan WP-toepassingen bijgaand het concept rapport warmtepompen glastuinbouw. Daarnaast zijn wij bezig een aantal concrete cases uit te werken. Deze kunnen we half mei beschikbaar hebben om mee te nemen in de consultatiegesprekken.</p>	<p>Ter kennisgeving aangenomen; zie ook de categorie aquathermie directe levering</p>
<p>Akkoord met laten vervallen van de categorie Kas-warmteterugwinning. Deels is dit ondervangen met de categorie LW-WP glastuinbouw. Zie echter ook ons pleidooi m..b.t WW-WP hierboven.</p>	<p>Ter kennisgeving aangenomen</p>
<p>De categorieën van 2024, “Energie uit lucht met warmtepomp, middentemperatuur, gebouwde omgeving” & “Energie uit lucht met warmtepomp, lage temperatuur, glastuinbouw”, zijn wat ons betreft niet afdoende om ruimte te bieden voor de potentie van lucht-water warmtepomp geschikt voor bestaande warmtenetten. Voor een deel van de bestaande WKC-netten is de technologie Energie uit Lucht de enige manier om te verduurzamen. Om de juiste dekkingsgraad te halen, moet de categorie naar max 6000 vollasturen. Voor andere, meer geïntegreerde warmtenetten is er juist vraag naar een midlast systeem met max. 3500 uur. We denken dat eenzelfde categorisering als aquathermie uitkomst kan bieden, met in ieder geval: Energie uit lucht – geen basislast, zonder WKO. De warmtelevering gebeurt dan enkel in de winter- en tussenseizoenperiode met 3,500 vollasturen. Energie uit lucht – basislast, zonder WKO. We gaan ervan uit dat de installatie jaarrond produceert en gekoppeld is aan een groter warmtenet; vandaar dat 6.000 vollasturen worden aangenomen. Energie uit lucht – basislast, zonder WKO met bestaand warmtenet. We gaan ervan uit dat de installatie jaarrond produceert en gekoppeld is aan een groter warmtenet; vandaar dat 6.000 vollasturen worden aangenomen. Er is al een warmteoverdrachtstation (WOS) aanwezig.</p>	<p>Ter kennisgeving aangenomen</p>

Energie uit lucht uitvraag over de twee afgifte temperatuur voorschriften. Beide temperatuurniveaus lijken niet echt aan te sluiten bij de praktijk. 75-80 graden is hoger dan gewenst/noodzakelijk bij een MT-net waarmee veel bestaande bouw wordt aangesloten. 45-55 graden lijkt dan weer hoog voor een echt lage temperatuurnet maar laag voor een echt MT net voor de gebouwde omgeving.	Ter kennisgeving aangenomen
Categorie: Import van groene waterstof. Wij stellen voor om deze categorie niet te verwijderen maar juist te behouden. Volgens onze berekeningen heeft import van groene waterstof en derivaten – mits uit de juiste geografische locaties – potentieel een lager niveau van onrendabele top financiering per vermeden ton CO ₂ uitstoot nodig, dan productie in Nederland. Wij denken dat het mogelijk is deze onrendabele top te berekenen/generaliseren.	Ter kennisgeving aangenomen.
We missen nog een categorie in de SDE++ voor stimuleren (kleinschalige) opslag t.b.v. verduurzaming bedrijventerreinen/energiehubs. Iets waar in steden steeds meer aan gewerkt wordt. Zou dit ook meegenomen kunnen worden in de SDE++?	Opslag past slecht binnen de huidige systematiek van de SDE++, omdat een basisbedrag berekend wordt per productie-eenheid en een opslag dit niet heeft.
Een belangrijk punt van uitwerking voor wind en zon in de SDE van 2025 zal zijn het opbrengstgrensbedrag; zowel de berekeningsmethode voor de hoogte ervan als de manier waarop dit uiteindelijk wordt meegenomen in de jaarlijkse subsidies. Wat ons betreft moeten deze aspecten nog separaat worden geconsulteerd met de markt, tijdig voor opening van de regeling.	Ter kennisgeving aangenomen. We hebben één consultatieperiode per jaar.
Er wordt weer gesproken over de invoering van een producententarief c.q. invoederstarief. De SDE-consultatie is niet de plaats om daar voor of tegen te pleiten, maar als er een producententarief wordt ingevoerd zal daar in de SDE mee rekening mee moeten worden gehouden. Omdat zo'n tarief dan waarschijnlijk zal gelden voor nieuwe én bestaande installaties zal dat naar onze indruk moeten worden opgenomen in het correctiebedrag.	De reactie is meegegeven aan KGG.

Tabel B2.17
Marktconsultatiereacties divers

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL, TNO en DNV
Algemeen	In de adviesnota is er per energiebron een aantal vollasturen gespecificeerd. In geval van een open net of een bestaand net dat verder verduurzaamd wordt, kan er sprake zijn van meerdere bronnen. Hoe wordt in dit geval het aantal vollasturen berekend?	In beginsel kijkt het PBL naar een typisch project, de referentie-installatie. Het is mogelijk, zeker door interactie met het warmtenet, dat een ander aantal vollasturen meer in de rede ligt voor sommige projecten. De mate waarin gedifferentieerd wordt naar vollasturen, is beperkt vanwege risico op strategisch gedrag. Er is geen kwantitatief uitgangspunt hieromtrent geformuleerd.
Categorie	Onder 9.1.2. wordt geschreven dat er onvoldoende interesse is voor co-operatieve samenwerking. Wij zien die potentie er wel in de markt. En deze concepten hebben een business case die niet past binnen de opengestelde categoriën.	We hebben dit jaar een categorie opgenomen die uitgaat van een meshub (9.2.7)

Categorie	Het lijkt ons zinvol een categorie open te stellen voor coöperatieve mestvergisting. Het gaat dan primair om bedrijven met melkvee, buiten de concentratiegebieden.	We hebben dit jaar een categorie opgenomen die uitgaat van een mesthub (9.2.7)
Categorie	De opmerking dat 'Coöperatieve Lokale Circulaire Monomestvergisting terug komt in andere categoriën' is onjuist. Qua capaciteit vallen deze in de grootschalige categorie, echter qua kostenstructuur / business case niet.	Zie 9.2.7
criteria voor subsidietoekenning	Een subsidieaanvraag voor een E boiler niet gehonoreerd omdat de vergunning een week te laat is verleend ondanks een bijgevoegde brief van de Omgevingsdienst. Enige coulance / nuance en redelijkheid zou hier wel op zijn plaats zijn. We constateren dat enerzijds van overheidswege een grote druk wordt uitgeoefend om te verduurzamen, anderzijds ontstaan veel remmende factoren in dit proces bij diezelfde overheid. We brengen dit knelpunt nog eens onder de aandacht.	De reactie is meegegeven aan KGG.
Nettarieven	<p>Netbeheerkosten vormen een groot deel van de totale kosten over de gehele levensduur van een flexibele installatie zoals een elektrolyser of een eboiler. Duidelijk is ook dat de netkosten zeer substantieel zullen stijgen in de komende jaren. Toch bestaat er veel onzekerheid over de exacte ontwikkeling van de netkosten. Dat heeft te maken met:</p> <ul style="list-style-type: none"> • de ontwikkeling van de netkosten hangt af van het tempo waarin netbeheerders in staat zijn om investeringen uit te voeren. Hier bestaat grote onzekerheid over. • de netkosten hangen ook af van de mate en timing van elektrificatie van (industriële) afnemers. Ook hier bestaat grote onzekerheid over, mede ingegeven door onzekerheid over Europese en nationale targets (bijvoorbeeld de vraag of Europese doelen ook met low carbon waterstof gehaald kunnen worden). • er vinden op dit moment tal van onderzoeken plaats die van invloed kunnen zijn op de ontwikkeling van de netkosten. De wijzigingsnotitie spreekt van de lopende consultatie over non-firm-ATO. Dit is echter niet de enige plek waar naar dergelijke wijzigingen wordt gekeken. Zo noemt het Landelijk Actieprogramma Netcongestie diverse acties die potentieel een grote invloed hebben op de netkosten. Bijvoorbeeld actie 2.2.1.1 "Integrale herziening van de nettarievenstructuur". 	We beamen de zienswijze. In lijn met de huidige uitgangspunten worden de netwerkkosten evenwel meegenomen als kostenpost voor het basisbedrag.

Dergelijke wijzigingen in de tariefstructuur of de aansluitovereenkomst kunnen tot gevolg hebben dat de netkosten voor individuele afnemers (sterk) hoger of lager worden. Als de netkosten hoger worden heeft dit een negatieve impact op het rendement dat gehaald kan worden, als de netkosten lager zijn dan verwacht dan leidt dit mogelijk tot een overrendement vanuit staatssteunperspectief. Beide situaties zijn onwenselijk.

We merken verder op dat PBL in het Eindadvies 2023 (p. 183) voor TenneT alleen een toename van de nettarieven tot en met 2030 raamt, maar geen stijging daarna. Dit lijkt niet realistisch en is niet consistent met de aanname voor regionale netbeheerders.

Nettarieven zijn voor initiatiefnemers niet beïnvloedbaar en kunnen zowel een grote positieve of negatieve impact hebben op projecten van initiatiefnemers. Daarom is het passend om de subsidie gedurende de levensduur van een project aan te passen aan de ontwikkeling van de nettarieven. Dit kan door de netkosten die zijn verondersteld bij de berekening van het basisbedrag te indexeren met de tariefontwikkeling voor die categorie projecten en de subsidie op een passende wijze te laten meebewegen (ofwel via een aangepast subsidiebedrag of indirect via het correctiebedrag).

Nettarieven

In het Eindadvies staat: "De transportkosten zijn gebaseerd op de gewogen gemiddelde transporttarieven in 2023, vermenigvuldigd met verwachte gemiddelde stijging gedurende de subsidieperiode. De stijgingsfactoren per jaar bestaan uit een eenmalige verdere verhoging van de tarieven in 2024, gevolgd door de verwachte ontwikkelpaden van 2024 tot 2038 volgens een rapport van PricewaterhouseCooper (PwC 2021). De stijgingsfactor in 2024 bedraagt voor de hoogspanningsnetten gemiddeld 107% en is voor de andere categorieën ingeschat op 77%. De gemiddelde geïndexeerde stijging van 2024 tot 2038 bedraagt daarmee 235% voor de aansluitcategorieën tot en met tussenspanning en 296% voor de hoogspanningscategorieën."

In de genoemde prognose van Tennenet uit 2023 werd de ontwikkeling van de totale netwerkkosten geraamd, maar (door onzekerheid in het aangesloten volume) niet de ontwikkeling van de tarieven per kW aangesloten vermogen. Voor dit advies hebben we gebruikgemaakt van het nieuwe ACM-rapport ('Ontwikkeling netkosten tot 2050') en de tienjaarsprognose van Tennenet (2024-2034).

Wij bepleiten om zo recent mogelijk

	inzichten te gebruiken; daarbij is het de vraag of de inzichten uit 2021 voldoende relevant zijn voor de SDE2024. Netbeheerders hebben actuelere inzichten dan dat. Zo is er een prognose uit 2023 terwijl TenneT/Netbeheer Nederland binnenkort een update zal publiceren van de verwachte ontwikkeling van de nettarieven.	
Waterstof uit restgassen	"Bij de CO ₂ -afvang bij waterstofproductie uit industriële reststoffen wordt geen rekening gehouden met de kosten voor inkoop van aardgas die benodigd is voor de compensatie van de energetische verliezen die optreden bij de omzetting van deze reststoffen naar waterstof." Het uitsluiten van de kosten gerelateerd aan omzettingsverliezen zorgt voor een substantiële afwijking tussen de werkelijke kosten en de berekening van PBL.	Ter kennisgeving aangenomen
Waterstof uit restgassen	De Europese Unie biedt sinds vorig jaar middels de Gedelegeerde Handeling een gebalanceerd perspectief om hernieuwbare waterstof te produceren via een koppeling met een PPA (stroomafnameovereenkomst) met een zonne- of windpark. De belangrijkste eisen zijn dat sprake moet zijn van een PPA tussen een wind en/of zonnepark en een elektrolyser. Verder bevat het regels hoe de elektrolyser op- en afgeregeld moet worden in lijn met de productie van hernieuwbare elektriciteit waarmee de PPA is afgesloten. Tenzamen borgen deze eisen dat de elektrolyser gebruik maakt van additionele hernieuwbare elektriciteit en daarmee dus bijdraagt aan de financiering van extra hernieuwbare opwek. Tevens borgen de gedelegeerde handelingen dat er minimaal 70% CO ₂ -besparing over de gehele keten van opwek tot waterstoflevering wordt gerealiseerd. De vertaling van deze optie in de SDE++ categorie is echter teleurstellend, staat ver af van de praktijk en is daarmee onwerkbaar. De categorie voor steun is namelijk ofwel een directe lijn (die zelden te realiseren is) ofwel gebaseerd op een gemaximeerd aantal draai- en vollasturen (waardoor de elektrolyser slechts een deel van de tijd mag draaien). De beperking op draaiuren die EZK oplegt maakt het bovendien moeilijker om met de elektrolyser mee te bewegen met de hernieuwbare opwek. Als het bijvoorbeeld minder hard waait en de elektrolyser op	De reactie is meegegeven aan KGG.

halve kracht draait, telt dit uur wel volledig mee als een draai-uur, terwijl het maar een half vollastuur is. Dit heeft een negatieve impact op de business case en verhogen de kosten van elektrolyse per ton CO₂. De regels die EZK stelt ten aanzien van het aantal draaiuren zorgen er bovendien voor dat de productie – en dus CO₂-winst – beperkt wordt, er zijn immers nog meer uren dat sprake is van hernieuwbare opwek maar waarbij de elektrolyser niet op volle kracht kan draaien. Al deze zaken zorgen er tevens voor dat een deel van de kosten buiten het subsidieplafond van 400 euro per ton valt.

De Europese gedelegeerde handelingen borgen reeds dat hernieuwbare waterstofproductie gebruik maakt van extra hernieuwbare elektriciteit en CO₂-reductie realiseert. Daarom is het onnodig om een beperking op het aantal vollasturen of draai-uren op te leggen met als doel om de hernieuwbaarheid van de waterstof te borgen. Het is dan ook onbegrijpelijk dat deze restrictie hier opgelegd wordt. Indien het gewenst is om een aanname ten aanzien van het aantal vollasturen te maken, dan kan voor de berekening van de onrendabele top eenzelfde aanpak gevolgd worden als bij zon en wind, namelijk met verschillende categorieën al naar gelang het aantal verwachte vollasturen. Wij begrijpen niet waarom deze aanpak hier niet gevolgd is met als resultaat een onwerkbaar categorie. Deze punten hebben wij in voorgaande jaren ook reeds aangedragen.

Bijlage 3: Groslijst SDE++ 2026

De groslijst bestaat uit categorieën die nieuw aangedragen worden door marktpartijen, doorgaans tijdens de marktconsultatie. Daarnaast worden categorieën uit ons advies waarvoor drie jaar lang geen aanvraag wordt gedaan terug op de groslijst geplaatst. In de lijst hieronder kunnen deze twee type categorieën gevonden worden. Daarnaast is de reeds bestaande groslijst opgenomen. Hier wordt geen onderscheid gemaakt tussen door marktpartijen aangedragen categorieën of categorieën die uit het advies zijn verwijderd. In de wijzigingsnotitie voor de SDE++ 2025 is aangegeven dat een aantal categorieën van de groslijst verwijderd zou worden. Deze categorieën komen niet meer terug in onderstaande lijst.

Voor categorieën die eerder in het SDE++-advies hebben gestaan geldt dat ze zonder uitvraag door KGG of andere procedure weer terug in het advies opgenomen kunnen worden bij concrete interesse vanuit een marktpartij. Nieuwe categorieën kunnen opgenomen worden bij de formulering van de adviesvraag voor de SDE++ 2026. De met een (*) aangeduide categorieën zijn al door het PBL opgepakt voor het advies SDE++ 2025.

B3.1 Uit advies SDE++ 2025 verwijderd

Onderstaande categorieën stonden eerder in het SDE++-advies maar zijn dit jaar uit het advies verwijderd omdat er drie jaar lang geen aanvragen voor waren.

- Waterkracht, valhoogte \geq 50 cm.
- Waterkracht, valhoogte \geq 50 cm, renovatie.
- Osmose.
- Daglichtkas.
- Ultradiepe geothermie

B3.2 Extra SDE++ 2025

Onderstaande categorieën zijn dit jaar door marktpartijen aangedragen voor opname in het advies. De lijst is onverkort opgenomen. De met een (*) aangeduide categorieën zijn al door het PBL opgepakt voor het advies SDE++ 2025. De met een (**) aangeduide categorieën stonden al op de groslijst (mogelijk onder andere verwoording) of zijn eerder juist van de groslijst verwijderd en worden weer van de groslijst verwijderd of samengevoegd met een andere categorie.

Hoogtebeperkte categorie windenergie in ieder geval voor radartoetsingsgebieden (**)

- Mobiele micro-zonneveld nabij windturbine (**)
- Combinatie lagetemperatuurwarmteopslag (tot 100 graden) met zonthermie
- Nieuwe categorie voor grootschalige PVT-systemen
- Waterstof uit biomassa/biowaste
- Atmosferische CO₂-afvang (Direct Air Capture, DAC) voor CCU glastuinbouw (*)(**)
- Afvang van CO₂ uit de rookgassen op schepen voor CCU/CCS.
- Warmteproductie uit ijzeroxidatie (*)
- Windenergie achter de meter
- Zon-pv met gebouwintegratie
- Zon op water voor actieve industriële terreinen/wateren (drinkwatervoorzieningen, kwel-dervlaktes en baggerdepots)

- Zon op water op zout open binnenwater
- Zon op water waarbij t.o.v. het zonoppervlak meer dan 100% aan natuurontwikkeling wordt gedaan (*)
- Zon op land natuurinclusief (*)
- Zon op infra (snelwegen, treinspoor, vliegvelden) (**)
- Zon op zee (gegeven 3 GW zon-op-zee-ambitie voor 2030) (**)
- Aquathermie, flexibele inzet, zonder WKO met bestaand warmtenet
- Hogetemperatuurwarmtepompen om restwarmteprojecten met hoge vermogens in te kunnen voeden in het transportnet van bestaande warmtenetten
- Vervanging van kolen door biomassa als reagent/grondstof i.p.v. brandstof
- Productie van biomethaan voor de industriële sector of voor de inzet van biomethaan in de industrie
- Mesthub voor vergisting (*)
- OPEX-E-boiler (*)
- Elektrificatie van andere industriële processen zoals gloeiovens, Hot Strip Mills (warmband) en DRP-procesheaters
- Nieuwe CO₂-afvanginstallatie vóór verbranding bij bestaande en nieuwe installaties. De waterstof uit de RFG's zal alleen voor energiedoelinden worden gebruikt en zal niet als grondstof op de markt worden verkocht. De nieuwe categorie heeft hetzelfde doel als categorie "Nieuwe CO₂-afvanginstallaties vóór verbranding bij waterstofproductie uit industriële reststoffen [...]". De investeringskosten zijn echter lager door het gebruik van bestaande installaties.
- Het verdringing van aardgas en ETS door blauwe waterstof
- Gebruik CO₂ dat vrijkomt bij opwaardering van biogas naar groen gas in procesindustrie of steenproductie (**)
- Kraken van NH₃ (**)
- Waterstofboiler voor CO₂-arme warmte
- Hybride boiler (elektriciteit, waterstof, aardgas)
- Compensatie kostenverschil tussen de inzet van fossiele waterstof en de inzet van aardgas.
- Import van groene waterstof (**)
- (Kleinschalige) opslag t.b.v. verduurzaming bedrijventerreinen/energiehubs (**)
- Dagwarmtebuffer bij glastuinbouw
- Elektrificatie kraker fornuis (*)
- Tapwater opwarmen door pv-zonnepanelen op basis van energieoverschot of dynamische energiecontract
- Demand side response
- Vervangen van kolen door biomassa
- Omzetting refinery offgas in waterstof met CO₂-afvang met bestaande SMR
- Gebruik van waterstof voor verbrandingstoepassingen
- Warmteopslag (**)
- Aansluiting op H₂-netwerk
- Stoomreductie door Concentratorbypass / pyropurge
- Vervangen stoomturbine in compressiesectie van een kraker door een grote elektromotor (**)
- Stalen damwanden worden thermisch geactiveerd waardoor energie uit het oppervlaktewater en de bodem gehaald kan worden
- CCU-techniek in chemicaliën die worden toegepast in batterijen en accu's
- AVI-warmte (niet zijnde restwarmte)

- Gebruik van vloeibare biomassa, niet dierlijke vetten (FAME) als biobrandstof voor energie-toepassingen
- Voorsoorteerinstallatie AEC ter voorkoming van CO₂-uitstoot
- Zon-pv extra onderverdeling drijvende systemen: zon op water standaard, zon op water voor actieve industriële terreinen/wateren (drinkwatervoorzieningen, kweldervlaktes en baggerdepots), zon op water op zout open binnenwater, zon op water waarbij t.o.v. het oppervlak aan zon meer dan 100% aan natuurontwikkeling wordt gedaan.
- Zon-pv extra onderverdeling grondgebonden systemen: zon op land natuurinclusief, zon op infra (snelwegen, treinspoor, vliegvelden, e.d.)
- Heetwater/stoomwarmtepomp 96-180°C

B3.3 Bestaande groslijst

Zonne- en windenergie

- Zonne-energie op zee al dan niet bij offshore windparken
- Multifunctionele zonneparken (agri-pv, langs snel-, spoor- en waterwegen, carports, vuilstortplaatsen, verhoogde grondwaterstranden)
- PVT voor hogetemperatuurwarmte
- Mobiel micro-zonneveld nabij windturbines
- Wind in meer, water ≥ 1 km²

Energie uit water en lucht en geothermie

- Thermische energie uit water met hogetemperatuurwarmtepomp (*)
- Verlengde levensduur geothermie

Verbranding, vergassing en vergisting van biomassa

- Warmte uit compostering van groenafval
- Levensduurverlenging monomestvergisting grootschalig (*)
- Bestaande slibgisting, hernieuwbaar gas (*)

Geavanceerde hernieuwbare brandstoffen

- E-fuels (bijv. uit waterstof en CO₂)

Elektrificatie

- Elektrificatie van productieplatformen met hernieuwbare elektriciteit uit Engeland/Noorwegen/Duitsland
- Kleinschalige e-boilers
- Elektrisch stoomkraken van koolwaterstoffen (*)
- Elektrische stoomreforming
- Elektrische asfaltinstallatie op lage temperatuur
- Elektrificatie van grote compressoren (thermocompressoren, stoomcompressoren).
- Warmtepomp voor 5000 vollasturen, of tussen 4.500-6.000 vollasturen (*)
- Warmteproductie uit ijzeroxidatie (*)
- Hybride glasovens
- Elektrisch kraken van ethyleendichloride
- Elektrisch kraken in combinatie met warmtebuffering

Restwarmte

- Uitbreiding van warmte-uitkoppeling bij datacenters
- Benutting met warmtepomp, hogetemperatuur (*)

Waterstof

- Electrolyzer van 100+ MW (*)
- Kraken van ammoniak voor waterstofproductie
- Productie van vloeibaar waterstof via elektrolyse voor toepassing in de binnenvaart en kustvaart

CCU en CCS

- CCS met opslag buiten de Nederlandse exclusieve zone (*)
- Oxyfuel-verbranding ten behoeve van CCS
- Gebruik CO₂ voor productie natriumbicarbonaat
- Gebruik CO en CO₂ als gemineraliseerde grondstof voor bouwmaterialen
- Gebruik CO en CO₂ als grondstof voor bodemverbetering
- Gebruik CO en CO₂ als grondstof/commodity
- Gebruik CO en CO₂ als grondstof voor synthetische brandstof
- Gebruik koolstofmoleculen uit CO en CO₂ in de chemische industrie
- Hergebruik van afgevangen CO₂ in de industrie
- Productie van synthetische brandstoffen en productie van nieuwe chemicaliën uit afgevangen CO₂
- Inzet van biogene CO₂ als grondstof voor de productie van synthetische kerosine
- Direct Air Capture (*)

Opslag

- Seizoensgebonden opslagcapaciteit voor warmte of algemeen thermische opslag
- Opslag of uitgestelde levering voor wind en zon-pv
- Warmteopslag i.c.m. brandstofcel
- Gecomprimeerde luchtopslag
- Bufferen van water in combinatie met energieopslag

Grondstoffen en recycling

- Vetzuren uit fermentatie van organisch afval voor toepassing in de chemie
- Methanolproductie uit CO-rijke gassen (uit vergassing)(met CO₂-neutrale H₂)
- Productie kunststofmaterialen o.b.v. bio-based monomeren
- Bio-based building blocks i.p.v. specifiek bioetheen/bionafta
- Hernieuwbare diesel als grondstof voor naftakraker

Overig

- Membraaninstallaties voor waterverwijdering in plaats van waterverdamping met warmte
- Toepassing zeoliet- of absorptiedrogers met warmterugwinning bij bijv. sproeitorens
- Dry-to-cool techniek (indirecte verdampingskoeling i.c.m. energiezuinige droging)
- Thermo-akoestische koelingstechnologie
- Absorptiekoelmachines

Bijlage 5: Notitie basisbedrag elektrisch kraakfornuis

Naast het onderzoek dat aan PBL wordt uitgevraagd via de uitgangspunten van KGG kan het PBL onderzoek doen naar nieuwe opties die binnen de SDE++ zouden kunnen passen. Voor nieuwe opties is een omvangrijker proces nodig om tot gedegen onderbouwde basisbedragen en andere financieel-economische parameters te komen. Deze bijlage bevat een eerste aanzet hiertoe voor elektrificatie van kraakfornuizen. We hebben dit onderzoek gedaan omdat we signalen hebben gekregen vanuit de markt dat er behoefte is aan SDE++ subsidie voor deze techniek en omdat we verwachten dat dit binnen de uitgangspunten van deze stimuleringsregeling past. Op dit moment is de berekende subsidie-intensiteit dermate hoog dat we niet positief adviseren over deze categorie.

Beschrijving technologie

In Nederland zijn een aantal bedrijven die ethyleen produceren. Ethyleen wordt geproduceerd vanuit bijvoorbeeld nafta, LPG of ethaan. Deze koolwaterstoffen kunnen vanuit fossiele of biogroundstoffen worden gemaakt. Behalve ethyleen komen er andere producten vrij vanuit het proces, zoals propyleen en butadieen. Veel van deze producten worden gebruikt in de kunststoffenindustrie. Voor de ethyleenproductie zijn (stoom)krakers nodig. Het kraken van de grondstoffen tot ethyleen is een energie-intensief proces dat op hoge temperatuur plaatsvindt (800-900°C). Om tot deze hoge temperatuur te komen worden de grondstoffen verhit in een kraakfornuis. Doorgaans wordt dit fornuis gestookt met stookgas, indien nodig aangevuld met aardgas. Stookgas is één van de producten vanuit het kraakproces, wat vervolgens teruggevoerd kan worden naar het kraakfornuis als brandstof. In totaal kunnen de ethyleenkrakers in Nederland zo'n 4 megaton per jaar ethyleen produceren. Hiervoor is ruim 30 TWh aan stook- en aardgas benodigd en met een productie van dit formaat wordt zo'n 7 megaton CO₂ uitgestoten.

Om het kraakproces te elektrificeren kan het gasgestookte fornuis vervangen worden door een elektrisch fornuis. Om dit in te passen hoeft het verdere kraakproces niet aangepast te worden. Daarnaast zijn er partijen die werken aan technologieën waarmee het elektrisch verhitten op een andere manier gaat dan in het huidige gasgestookte fornuis. Deze manier zou meer geïntegreerd moeten worden met de rest van het proces en zorgt daardoor voor een ingrijpendere aanpassing. Deze technologieën zijn nog niet ver genoeg ontwikkeld om uitgerold te worden op de markt. Deze notitie betreft daarom de eerste techniek, het vervangen van een gasgestookt fornuis door een elektrisch fornuis.

In een gasgestookt kraakfornuis wordt een voeding van koolwaterstoffen gemengd met stoom en tot zeer hoge temperatuur verhit. Eén kraakinstallatie wordt gevoed door meerdere kraakfornuizen. Een kraakfornuis heeft meestal een omvang van zo'n 40 tot 50 MW_{th}. In het fornuis vindt de kraakreactie plaats, waarna er een reeks aan nabehandelingstappen volgt waaronder koelen en scheiden. Deze stappen vormen geen onderdeel van de systeemgrenzen. In een elektrisch fornuis gebeurt het kraken op min of meer dezelfde manier behalve dat het mengsel elektrisch verhit wordt. We laten buiten beschouwing hoe de stoom wordt gemaakt en wat er na afloop met de overgebleven hitte gebeurt en kijken puur naar het bouwen van de nieuwe installatie en het vervangen van stookgas door elektriciteit. Omdat in een gasgestookt fornuis de warmte uit het rookgas reeds zeer efficiënt kan worden gebruikt voor het voorverwarmen van stoom, beschouwen we geen efficiëntieverschil tussen een gasgestookt en elektrisch fornuis.

Referentie-installatie

Als referentie-installatie kiezen we voor één kraakfornuis met 50 MWe input en 90% efficiëntie. Dit betekent dat er 45 MW_{th} effectief gebruikt wordt. We kiezen voor één fornuis en niet een volledige kraakinstallatie, omdat we zien dat de meeste fornuizen ongeveer van dezelfde grootte zijn terwijl de omvang van de kraakinstallaties erg kan verschillen. Ook kunnen partijen er zo voor kiezen om hun installaties stap voor stap te elektrificeren in plaats van de volledige installatie in één keer. Op deze manier hoeft de installatie niet volledig stil te staan om een kraakfornuis te vervangen wat ervoor kan zorgen dat er sneller verduurzaamd kan worden. We gaan ervan uit dat de installatie 8000 vollaasturen draait. Dit betekent dat het fornuis, op reguliere korte stops voor *decoking* na, volcontinu in bedrijf is en eens in de vijf jaar een lange onderhoudsstop zal ondergaan. De subsidieduur die wordt aangehouden voor het fornuis is 15 jaar. We houden in de berekening geen rekening met restwaarde na de subsidieperiode vanwege onzekerheid over deze waarde.

Dit elektrische fornuis vergelijken we met een gasgestookt fornuis van 45 MW_{th} met een efficiëntie van 90%, waarbij we ervan uitgaan dat de warmte die via het rookgas het fornuis verlaat nuttig ingezet kan worden. In het gasgestookte fornuis is een groot deel van de brandstof stookgas wat vrijkomt in het kraakproces. Dit stookgas komt ook vrij in het elektrisch gestookte fornuis. We nemen aan dat in dit geval het stookgas elders nuttig ingezet kan worden waar het aardgasverbruik voorkomt. Eventuele uitstoot van verbranding van dit stookgas valt weg tegen de vermeden uitstoot van verbranding van aardgas.

Aanpak basisbedrag parameters

Investeringskosten

Voor het bepalen van de investeringskosten hebben we ons gebaseerd op gepubliceerde data van het MIDDEN-project van TNO en PBL (TNO 2021, Wong 2020, Oliveira 2021 en Eerens 2022). In dit project is een kennisbank opgesteld voor decarbonisatie-opties voor de Nederlandse industrie, waaronder ethyleenproductie. De marktdata die we recent ontvangen hebben, geven eenzelfde beeld van de kosten als uit het MIDDEN-project blijkt. Om complicaties rondom betrouwbaarheid van de data te voorkomen, baseren we ons in deze bijlage enkel op de data uit het MIDDEN-project. We beschouwen die data nog steeds als maatgevend.

Om tot een gedegen advies te komen hebben we additionele projectinformatie van voldoende partijen nodig, om voldoende representativiteit van onze berekeningen te kunnen borgen. We nemen kosten mee voor de referentie-installatie zoals in het vorige hoofdstuk besproken, inclusief het inpassen in de bestaande installatie. Tabel B5.1 geeft aan welke kosten wel en niet worden meegenomen.

Tabel B5.1

Overzicht van wel en niet meegenomen kosten

Wel/niet meegenomen	Kostencategorie	Kostencomponent
Meegewogen kosten	Investeringskosten	Fornuis Pijpleidingen Aanpassingen infrastructuur binnen het hek Aanpassingen elektriciteitsvoorziening Civiele werken Engineering Afsluitprovisie
Meegewogen kosten	Variabele O&M-kosten	Elektriciteitsgebruik
Meegewogen kosten	Vaste O&M-kosten	Netwerkkosten Onderhoud Verzekeringen
Niet meegewogen kosten	Investeringskosten	Kosten voor het vergroten van de netaansluiting Participatiekosten Vorbereidingskosten (bijvoorbeeld bodemonderzoek, haalbaarheidsstudies of vergunningen) Onvoorziene kosten

Vaste operationele kosten

We gaan voor de vaste onderhoudskosten uit van 2% van de investeringskosten per jaar. Dit percentage houden we in meerdere categorieën aan voor installaties zonder bewegende onderdelen. Daarnaast nemen we netwerkkosten mee, die we baseren op de categorie voor extrahoogspanning (EHS) van TenneT. De schatting van de gemiddelde nettarieven in de subsidieperiode (2025 tot en met 2039) is gebaseerd op de nieuwe tienjaarsprognose van TenneT. In deze studie zijn de transporttarieven voor aansluitingen in de categorieën hoogspanning (HS) en extrahoogspanning (EHS) ingeschat voor de jaren 2025 tot en met 2034, op basis van investeringsplannen, verwachte vermogenskosten, en de totale hoeveelheid aangesloten netcapaciteit. Hierbij wordt opgemerkt dat variaties in deze factoren doorwerken in de nettarieven. Voor de uitgevoerde gevoeligheidsanalyses bedraagt de gemiddelde jaarlijkse tariefstijging tussen de 2,5 en 6,5 procent voor EHS. Het achterblijven van de elektrificatie kan deze tarieven verder doen stijgen. Wij gaan uit van de basisscenario's uit de studie. Voor de resterende jaren 2035 tot en met 2039 worden geen additionele stijgingen meegenomen. De schattingen van de gemiddelde tarieven over de subsidieperiode, komen daarmee uit op 132 procent ten opzichte van 2024 voor EHS.

Variabele operationele kosten

Voor de variabele operationele kosten nemen we alleen de kosten mee voor elektriciteitsgebruik. We gaan er in deze berekening vanuit dat stroom van het net wordt gebruikt. In de praktijk zou (een deel van) de stroom wellicht afgenomen kunnen worden als volledig hernieuwbare elektriciteit door het sluiten van een *Power Purchase Agreement*, maar de uitgangspunten bieden op dit moment geen ruimte voor het honoreren van de emissieloze status hiervan in de SDE++. Voor de emissiefactor van elektriciteitsgebruik via netlevering is gebruik gemaakt van de elektriciteitsproductieraming voor de KEV 2024, specifiek het scenario met het vastgestelde, voorgenomen en geagendeerde beleid. Deze raming geeft een marginale optie voor elektriciteitsproductie in Nederland in elk uur van de jaren 2025 tot en met 2039, inclusief de bijbehorende marginale emissiefactor. De algemene emissiefactor voor elektriciteitsgebruik in dit advies is gegeven door het ongewogen gemiddelde van de marginale emissiefactoren in alle uren van het jaar 2036 en bedraagt 0,13 kg CO₂/kWh.

De gebruikte groothandelsprijs voor elektriciteit is 0,0699 euro/kWh. Deze groothandelsprijs is berekend als het ongewogen gemiddelde van de elektriciteitsprijzen van 2025 tot en met 2039 op basis van de KEV 2024. De kosten voor de energiebelasting zijn gebaseerd op het gemiddelde van de verwachte ontwikkelingen in tarieven tussen 2025 en 2039 en het totale jaarlijkse elektriciteitsverbruik van de referentie-installatie. De energiebelasting bedraagt 0,0026 euro/kWh.

Correctiebedrag en ETS-correctie

De inkomsten waarvoor het basisbedrag gecorrigeerd dient te worden, het correctiebedrag, bestaan uit vermeden kosten voor aardgas voor ondervuring van het fornuis en additionele inkomsten gerelateerd aan CO₂-emissierechten. Voor het corrigeren voor verminderd gasverbruik worden de volledige vermeden aardgaskosten meegenomen. Hierdoor is het correctiebedrag in euro / kWh_{th} gelijk aan de TTF(LHV)-gasprijs. Daarnaast heeft het elektrificeren van een kraakfornuis een effect op de handel in emissierechten (*European Emission Allowances* [EUA]). Jaarlijks wordt voor de waarde van de emissierechten gecorrigeerd. We gaan ervan uit dat een gemiddeld bedrijf met een kraakfornuis onder het Europese emissierechtensysteem valt. Het maximale bedrag waarvoor gecorrigeerd dient te worden per geproduceerde eenheid wordt als volgt berekend:

$$\text{Correctiebedrag EUA [€/kWh}_{th}] = \text{CO}_2\text{-prijs [€/t CO}_2] * \text{Emissiefactor}_{\text{warmte}}[\text{t CO}_2/\text{kWh}_{th}]$$

waarbij

CO₂-prijs = de ongewogen gemiddelde marktprijs van EEX-EUA;

Emissiefactor_{warmte} = de emissiefactor van een gasgestookt fornuis.

Financiële parameters

De financiële parameters waarmee wordt gerekend zijn identiek aan de parameters zoals gebruikt in de rest van dit eindadvies voor de SDE++ 2025, zie tabel B5.2.

Tabel B5.2

Samenvatting van gehanteerde financiële parameters

Parameter	Waarde
Rendement op vreemd vermogen	5,0%
Rendement op eigen vermogen	11,0%
Verhouding vreemd/eigen vermogen	70% VV / 30% EV
Vennootschapsbelasting	25,8%
Inflatie	2,0%
Afschrijvingstermijn	15 jaar

Basisbedrag

In tabel B5.3 zijn de belangrijkste technisch-economische parameters en subsidieparameters samengevat voor de installatie zoals in deze notitie beschreven. Het basisbedrag voor deze installatie is 0,1866 euro/kWh. De subsidie-intensiteit is 1656 euro per ton CO₂. Dit type installatie zou kunnen worden ingedeeld in het domein Hogetemperatuur-warmte. In dat geval zou de subsidie worden afgetopt op 400 euro per ton CO₂.

Tabel B5.3

Samenvatting van technisch-economische parameters en subsidieparameters

Parameter	Eenheid	Netgekoppeld kraakfornuis
Inputvermogen	[MWe]	50
Outputvermogen	[MWth]	45
Vollasturen	[uur/jaar]	8.000
Investeringskosten	[€/kWhth]	3.200
Vaste O&M-kosten	[€/kWhth/jaar]	233
Variabele O&M-kosten	[€/kWhth]	0,0806
Basisbedrag	[€/kWhth]	0,1771
Emissiefactor elektriciteit	kg CO ₂ /kWh	0,130
Subsidie-intensiteit	[€/t CO ₂]	1.538

Bijlage 6: Notitie basisbedrag warmte uit ijzerpoeder

Vanuit de markt is er vraag gekomen om te onderzoeken of een alternatieve methode van warmtelevering – warmte uit ijzerpoeder – opgenomen kan worden in de SDE++. Warmte uit ijzerpoeder kan gebruikt worden om het zogeheten zesde cluster te verduurzamen, doordat het ijzerpoeder makkelijk te vervoeren is per as of per binnenvaartschip.

De technologie werkt grofweg als volgt: het productiesysteem gebruikt waterstof en elektriciteit om ijzeroxide in ijzerpoeder om te zetten. Dit ijzerpoeder kan worden getransporteerd naar een locatie waar warmtevraag is en kan hier met behulp van een boiler warmte leveren door het te ‘verbranden’. Het ijzerpoeder wordt hierbij weer omgezet in ijzeroxide, wat terug naar de productie-installatie getransporteerd wordt om opnieuw in de cyclus opgenomen te worden.

De technische en economische parameters in deze notitie zijn grotendeels gebaseerd op [gepubliceerde informatie over ijzerpoedertechnologie](#). Om een basisbedrag te berekenen voor deze technologie hebben we veel aannames moeten maken: over de definitie van de referentie-installatie en over bepaalde kosten. Door deze onzekerheden achten we deze berekening nog niet gedegen genoeg om advies over uit te brengen.

Beschrijving referentie-installatie

Om deze technologie te implementeren zijn nieuwe installaties nodig op twee locaties. Deze installaties zouden één op één met elkaar gebruikt kunnen worden en dezelfde exploitant kunnen hebben, maar het is ook goed denkbaar dat een exploitant een grote productielocatie bedrijft waarvan het ijzerpoeder aan meerdere kleine partijen verkocht wordt die op verschillende locaties ijzerpoederketels bedrijven. Daarnaast is het niet gangbaar om in de SDE++ een referentie mee te nemen die bestaat uit meerdere installaties op verschillende locaties. Voor deze notitie zullen we twee scenario's onderzoeken met verschillende systeemgrenzen:

1. De volledige keten van ijzerpoederproductie tot de uiteindelijke warmte. Hierbij nemen we zowel een productiesysteem als een boiler mee in de referentie-installatie.
2. Enkel het verbranden van ijzerpoeder om warmte te creëren. Hierbij bestaat de referentie-installatie uit alleen de boiler en wordt een grondstofprijs bepaald voor inkoop van ijzerpoeder.

In beide gevallen gaan we uit van een boiler van 5 MW_{th}. Bij scenario 1 gaan we uit van een 1:1 verhouding tussen beide systemen; het productiesysteem produceert de hoeveelheid ijzerpoeder die nodig is voor de thermische output bij de boiler. Bij scenario 2 gebruiken we de kosten van het productiesysteem voor het bepalen van een kostprijs voor *cyclisch* ijzerpoeder³⁴. Hierbij gaan we uit van

³⁴ We maken onderscheid tussen *nieuw* ijzerpoeder en *cyclisch* ijzerpoeder. Als startpunt is een volume nieuw ijzerpoeder nodig, die daarna gerecycled kan worden (*cyclisch* ijzerpoeder). Ook zal gedurende de looptijd van de subsidie nieuw ijzerpoeder toegevoegd moeten worden in de cyclus

een productiesysteem dat ijzerpoeder voor meerdere boilers levert, wat naar verwachting leidt tot schaalvoordelen. In de referentie-installatie gaan we uit van een productiesysteem dat kan leveren aan zes boilers. We gaan in beide gevallen uit van 8600 vollasturen per jaar en een subsidieduur van 15 jaar.

Productiesysteem

In het productiesysteem wordt elektriciteit en waterstof gebruikt voor het “opladen” van het ijzerpoeder. Hierbij worden de zuurstofmoleculen uit het ijzeroxidepoeder verwijderd waardoor weer ‘schoon’ ijzerpoeder ontstaat. Voor deze notitie gaan we uit van gebruik van groene waterstof. Dit betekent dat er geen CO₂-emissies gepaard gaan met het gebruik van deze waterstof. Per ton ijzerpoeder is 53,6 kg waterstof nodig, dit komt overeen met 27,75 kg waterstof per MWhth geproduceerd. Daarnaast nemen we aan dat per ton ijzerpoeder 600 kWh elektriciteit nodig is. Voor het productiesysteem gaan we uit van een greenfield-situatie, dat betekent dat er op deze locatie ook nog geen algemene voorzieningen zoals netwerkaansluitingen of infrastructuur aanwezig is.

Boiler

Voor beide scenario's gaan we uit van een boiler van 5 MWth. Per MWhth is 520 kg ijzerpoeder nodig. Op locatie bij de boiler zullen ook opslagtanks voor het ijzerpoeder geplaatst moeten worden. Dit gaat om reguliere opslagsilo's die op de markt zijn. Voor de boilers gaan we ervan uit dat deze geplaatst worden bij bestaande bedrijvigheid. Hier zijn dus al wel voorzieningen voor bijvoorbeeld elektriciteit en infrastructuur aanwezig.

Transport

Alhoewel transportemissies in beginsel wel binnen de scope vallen, nemen we zowel de kosten als emissies hiervoor **niet** mee in deze notitie. Door de verwachte grote variabiliteit aan te overbruggen afstanden kunnen we hier geen generieke kosten of verwachte emissies voor bepalen.

Kostprijs cyclisch ijzerpoeder

Om een kostprijs voor cyclisch ijzerpoeder te bepalen kijken we naar een productiesysteem met een productiecapaciteit van 30 MWth. Dit betekent dat één productiesysteem kan leveren aan zes boilers. We gaan hierbij uit van een verlaging van de specifieke investeringskosten voor dit productiesysteem ten opzichte van de 5MW-referentie door schaalvoordelen. Ook gaan we uit van een lichte daling in de kostprijs voor nieuw ijzerpoeder vanwege bulkvoordelen. Voor deze referentie bepalen we de investeringskosten en operationele kosten, welke we omrekenen naar een productieprijs per kWhth geproduceerd. De kostprijs wordt vervolgens bepaald door de productieprijs met een winstmarge van 10% te verhogen. Ook hierin worden geen kosten voor transport meegenomen.

door degradatie van het ijzerpoeder in de cyclus. In alle andere gevallen spreken we van *cyclisch* ijzerpoeder.

Kosten

We gaan uit van realisatie in 2027 bij aanvraag in 2025. Om in de investeringskosten zo goed mogelijk rekening te houden met inflatie van de komende jaren zullen we gebruik maken van de kerninflatie (HICP), exclusief energie en voeding uit de [voorjaarsraming 2024 van DNB](#). Dit resulteert in een inflatie van 2,4% en tweemaal 2,0% voor 2025, 2026 en 2027, respectievelijk. Dit komt overeen met een totale geprojecteerde kostenstijging van 6,5%.

Investeringskosten

Scenario 1: Zowel productiesysteem als boiler

Op de ijzerpoeder-productielocatie nemen we investeringskosten mee voor het productiesysteem, een nieuwe netwerkaansluiting en een initieel volume nieuw ijzerpoeder. We hebben geen gedetailleerde gegevens over investeringskosten van de verschillende onderdelen van het productiesysteem. Dit draagt bij aan de onzekerheid van deze berekeningen. Op de boilerlocatie zijn investeringen vereist voor de boiler en opslagtanks.

Scenario 2: Alleen boiler

Bij scenario 2 zijn alleen investeringen vereist voor de boiler en opslagtanks. Investeringen die vereist zijn voor het produceren van ijzerpoeder worden meegenomen in de kostprijs van cyclisch ijzerpoeder.

Vaste operationele kosten

Voor de vaste operationele kosten gaan we uit van 4% van de investeringskosten per jaar. Dit percentage wordt in meerdere categorieën binnen de SDE++ gehanteerd.

Variabele operationele kosten

Scenario 1: Zowel productiesysteem als boiler

De variabele operationele kosten bestaan uit elektriciteitskosten, waterstofkosten en kosten voor nieuw ijzerpoeder dat gedurende de cyclus toegevoegd moet worden. De elektriciteitsprijs bestaat uit de groothandelsprijs voor elektriciteit, de netwerkkosten voor transport en de energiebelasting. De groothandelsprijs voor elektriciteit wordt bepaald aan de hand van het KEV 2024-prijspad en wordt voor de SDE++ 2025 vastgesteld op 0,0699 €/kWh. De energiebelasting is afhankelijk van het totale jaarlijkse elektriciteitsverbruik, dit baseren we ook op de KEV 2024-raming. Voor de netwerkkosten voor transport gaan we uit van de tarievenbesluiten van de netbeheerders in 2024 met een verwachte stijging van de netbeheerkosten.

Voor de waterstofkosten gaan we uit van de langetermijnprijs van waterstof die we hanteren in de SDE++; deze wordt bepaald aan de hand van de langetermijngasprijs (HHV) uit de KEV 2024-raming. Dit betreft een prijs voor grijze waterstof. Hoe deze prijs tot stand komt staat beschreven in hoofdstuk 13 van deze notitie. We gaan niet uit van een toeslag op deze prijs voor groene waterstof, omdat de onrendabele top van groene waterstof ten opzichte van grijze afgedekt kan worden met een SDE++-subsidie voor elektrolyse. Indien we hier van een hogere waterstofprijs uit zouden gaan wordt hiervoor dubbel gesubsidieerd. Voor nieuw ijzerpoeder gaan we uit van een prijs van 0,95 euro/kg.

Scenario 2: Alleen boiler

De variabele operationele kosten bestaan voor dit scenario uit de kosten voor cyclisch ijzerpoeder, die bepaald wordt door de kostprijs om dit poeder te produceren plus een winstmarge.

Basisbedragen

Onderstaande tabellen bevatten een overzicht van de belangrijkste technisch-economische parameters van beide scenario's, inclusief de basisbedragen en subsidie-intensiteit. Vanwege het geringe verschil in basisbedragen en aangezien scenario 2 veel eenvoudiger te beschrijven is, adviseren we alleen scenario 2 verder te verkennen.

Tabel B6.2

Techno-economische parameters voor warmte uit ijzerpoeder scenario 1: zowel productiesysteem als boiler

Parameter	Eenheid	Waarde
Vollasturen	[uren/jaar]	8.600
Thermisch vermogen	[kWth]	5.000
Investering: totaal	[€/kWth]	2.141,41
Investering: productiesysteem	[€/kWth]	1.491,52
Investering: boiler, inclusief opslag	[€/kWth]	585,95
Investering: initieel ijzerpoeder	[€/kWth]	55,1
Investering: netwerkaansluiting	[€/kWth]	8,84
Vaste operationele kosten: totaal	[€/kW/jaar]	124,31
Vaste operationele kosten: netwerkaansluiting	[€/kW/jaar]	38,65
Vaste operationele kosten: regulier	[€/kW/jaar]	85,66
Variabele operationele kosten: totaal	[€/kWth]	0,1028
Variabele operationele kosten: elektriciteit	[€/kWth]	0,0421
Variabele operationele kosten: waterstof	[€/kWth]	0,0417
Variabele operationele kosten: nieuw ijzerpoeder	[€/kWth]	0,019
Basisbedrag	[€/kWth]	0,1606
Subsidie-intensiteit	[€/t CO ₂]	736

Tabel B6.3

Techno-economische parameters voor warmte uit ijzerpoeder scenario 2: alleen boiler

Parameter	Eenheid	Waarde
Vollasturen	[uur/jaar]	8.600
Thermisch vermogen	[kWth]	5.000
Investering: boiler, inclusief opslag	[€/kWth]	585,95
Vaste operationele kosten	[€/kW/jaar]	23,44
Variabele operationele kosten: cyclisch ijzerpoeder	[€/kWth]	0,1177
Basisbedrag	[€/kWth]	0,1411
Subsidie-intensiteit	[€/t CO ₂]	631

Bijlage 7: Compensatie voor negatieve-prijsuren

Inleiding

In het eindadvies SDE++ 2025 staan, in het hoofdstuk over zonne-energie, een aantal opties vermeld om het probleem dat de subsidieloosheid van negatieve-prijsuren voor de businesscase van projecten oplevert, te adresseren. In paragraaf 5.1.2 staan deze vermeld als:

Optie 1: projectie voor aantal uren met negatieve elektriciteitsprijs verwerken in vollasturen

Optie 2: een staffel voor de vollasturen voor de bepaling van het basisbedrag

Optie 3: een correctie op het correctiebedrag ter compensatie van de gemiste productie-uren

Optie 4: Verlengen van banking

In deze bijlage werken we de opties nader uit. Deze bijlage is opgesteld in januari 2025, na de inhoudelijke afronding van het advies in de hoofdstukken 1 tot en met 18.

Probleem

Op uren dat de dagvoortprijs negatief is, mag vanuit staatssteunregels geen SDE+++subsidie worden uitgekeerd. De specifieke regels verschillen enigszins tussen de openstellingsrondes in het verleden. In deze memo richten we ons hoofdzakelijk op de openstellingsronde in 2025. Het leidt ertoe dat subsidie over minder uren wordt verstrekt, waardoor er onvoldoende inkomsten uit subsidie en markt over blijven om het project rendabel te laten zijn. In het SCE 2025-advies hebben we op basis van data van het Nationaal Energy Dashboard en enkele eigen aannames gekeken hoe de 496 negatieve uren over de beschouwde periode zich vertalen naar minder uren met subsidie-uitbetaling. Zie tabel 3.4 uit het SCE-advies.

Tabel 3.4

Overzicht van het geschatte aantal gemiste vollasturen per hernieuwbare energiesoort

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

Tabel 3.4 laat zien dat 1 negatieve-prijssuur gemiddeld genomen leidt tot 0,46 minder vollasturen zon-pv en 0,60 minder vollasturen wind op land. Merk op dat dit een beetje contra-intuïtief is, omdat de scherpte negatieve prijzen typisch optreden op zonovergoten dagen. Daarbij is het relevant dat aangenomen is dat zon-pv op 50% van de capaciteit wordt aangesloten, waardoor een deel van de potentiële piekproductie al niet geleverd wordt aan het net. Verhoudingsgewijs is het verlies aan vollasturen voor zon-pv-installaties echter wel veel groter dan voor windenergie-installaties. De verhoudingen van 0,46 en 0,60 zijn in beginsel ook enigszins verschillend voor de verschillende zon- en windcategorieën door de beperkte verschillen in productieprofielen. We hebben onvoldoende informatie om dit nader te differentiëren, nog afgezien van de vraag of nadere differentiatie gewenst is in een toch al steeds complexer wordende SDE++-regeling. In de verdere paragrafen zullen we van deze verhoudingen uitgaan. Verder zullen we illustratief twee categorieën gebruiken:

- Zon-pv > 1 MWp gebouwdgebonden
- Wind op land, $\geq 7,5$ en < 8 m/s

Optie 1: projectie voor aantal uren met negatieve elektriciteitsprijs verwerken in vollasturen

De eerste optie is het aantal negatieve-prijsuren te verwerken in een aanname voor het aantal subsidiabele vollasturen in de komende 15 jaar. Deze optie is makkelijk te implementeren in het advies en – voor zover we bij PBL kunnen beoordelen – ook in de uitvoering. De robuustheid van de gebruikte is echter laag. We hebben zelf geen projectie van het toekomstig aantal negatieve uren. We hebben wel een openbaar gemaakte projectie voor Frankrijk, gemaakt door Aurora, die erop neer komt dat het aantal negatieve-prijsuren de komende 15 jaar geleidelijk en grotendeels verdwijnt. Voor het SCE-advies zijn we ervan uitgegaan dat het aantal negatieve-prijsuren in de komende 15 jaar volgens een lineair pad afneemt van het huidige niveau naar 0, onder de eigen aanname dat Nederland een vergelijkbare ontwikkeling in negatieve-prijsuren door zal maken als wat Aurora voor Frankrijk projecteert. In de basisbedragberekening vertaalt zich dat naar de helft van het aantal gemiste vollasturen in de afgelopen 12 maanden. De resultaten daarvan staan in tabel B7.1.

Tabel B7.1

Basisbedrag [€/kWh] bij verwerking negatieve-prijsuren in vollasturen basisbedrag (vast)

Categorie	Basisbedrag eindadvies	Vollasturen Eindadvies	Basisbedrag cf. nov'23-nov'24	Vollasturen cf. nov'23-nov'24	Basisbedrag ^a cf. SCE-advies	Vollasturen cf. SCE-advies
Zon-pv > 1 MWp gebouwgebonden	0,0631	840	0,0859	612	0,0727	726
Wind op land, ≥ 7,5 en < 8 m/s	0,0561	3290	0,0606	2.992	0,0582	3.141

a) Rekening houdend met de tijdwaarde van geld zijn de basisbedragen bij een lineaire afbouwpad van negatieve-prijsuren 0,0753 voor zon-pv en 0,0588 voor wind op land.

Naast het feit dat de informatiebasis om de lagere vollasturen te gebruiken zwak is, heeft het verleden aangetoond dat installaties in hun ontwerp rekening kunnen houden met een minder aantal subsidiabele uren. In het verleden (MEP-regeling) werd het vooral gezien als remmende factor voor innovatie, maar in het begin van de SDE-regeling kwamen in Nederland turbines op de markt met een ongebruikelijke verhouding tussen vermogen en rotordiameter (3MW-turbines met relatief kleine rotorbladen). Het verschil tussen de MEP- en de SDE-regeling was hoofdzakelijk dat de MEP uitgang van een conserverend aantal (d.w.z. destijds gangbaar) van 1800 tot 2000 vollasturen, terwijl de SDE-regeling uitgang van een conserverend aantal minus 20%. Dit laatste is de zogenoemde windfactor. In theoretische zin is het ook te verklaren: als de overheid aanbiedt om met minder vollasturen te rekenen om een risico geheel weg te nemen, zal de markt kunnen antwoorden met de markt zelf ook best bereid is een beperkt risico te nemen. Het verschil tussen beide zal de markt kunnen gebruiken om aan “inkomstoptimalisatie” te doen. Dit maakt de regeling minder efficiënt en uiteindelijk kwetsbaar. In hoeverre deze risico's uit het verleden zich ook tegenwoordig kunnen manifesteren – bij een sterk gestandaardiseerde, internationale markt is de kans daarop kleiner – en in hoeverre de risico's ook bij zon-pv spelen, is ongewis. Indien gekozen zou worden voor de SCE-variant (met de aanname van de helft van het aantal gemiste uren nu), is aanvullende banking nodig voor een volledig dekkende compensatie. Een nadeel dat voor projectontwikkelaars blijft bestaan, is het risico op toekomstige negatieve-prijsuren. Mede omdat de onzekerheid samenhangt met al dan niet toekomstige elektrificatie van bijvoorbeeld de industrie, is het deels een beleidsrisico dat beperkt door de markt beïnvloed kan worden.

Optie 2: een staffel voor de vollasturen voor de bepaling van het basisbedrag

Het risico op toekomstige negatieve-prijsuren kan verder verminderd worden door de compensatie voor deze uren flexibel te maken. In de kijk van PBL manifesteert het probleem zich in het aantal

vollasturen waarmee gerekend wordt in het basisbedrag. Ook bij een flexibele compensatie, denkt PBL daarom in eerste instantie aan het flexibel maken van het basisbedrag.

Tabel B7.2

Basisbedrag (euro/kWh) bij verwerking negatieve-prijsuren in vollasturen basisbedrag (flexibel)

Aantal negatieve-prijs-uren	Aantal negatieve-prijsuren in berekening	Basisbedrag Zon-pv > 1 MWp gebouwd	Basisbedrag Wind op land, ≥ 7,5 en < 8 m/s
<i>Eindadvies SDE++ 2025 (ter referentie)</i>	0	0,0631	0,0561
Tot 100	50	0,0648	0,0565
101-200	150	0,0686	0,0574
201-300	250	0,0728	0,0583
301-400	350	0,0776	0,0592
meer dan 400	450	0,0831	0,0601

Het aantal negatieve-prijsuren op de EPEX is openbaar en eenduidig te bepalen. De vertaalslag van negatieve-prijsuren naar gemiste vollasturen is niet eenduidig en is scenario-afhankelijk. Op basis van de KEV zou daar een projectie van gemaakt kunnen worden, maar eventueel kunnen ook de huidige factoren van 0,46 respectievelijk 0,60 gebruikt worden. Deze factoren zouden de openstelling van een SDE-ronde bekend moeten zijn en vast moeten staan gedurende de looptijd van een beschikking. De factoren zouden in theorie ieder jaar opnieuw bepaald kunnen worden, maar daar kan ieder jaar protest op komen omdat de benodigde generalisatie en de ongewisse databronnen iedere berekening zeer kwetsbaar maken in de uitvoering. Door de factoren echter bij openstelling vast te leggen, zijn de onderdeel van de regels van de tender binnen de SDE++ en zullen aanvragers de passendheid van de factoren zelf inschatten en voor eigen risico inschatten.

Er zijn 26 categorieën voor zon-pv en 18 categorieën voor windenergie in het advies. De aanpak met flexibele basisbedrag zou dus leiden tot 44 additionele tabellen met basisbedragstaffels. Het idee onder noemer 2 behelst de berekenen van deze 44 tabellen met basisbedragen en deze te publiceren bij openstelling. In de jaarlijkse bepaling van de hoogte van de uitkering, zou enkel het aantal negatieve-prijsuren op basis van openbare EPEX-data bepaald moeten worden. Dit is niet controversieel.

Basisbedragstaffels zijn eerder in de SDE aanwezig geweest, eerder voor warmtebenutting bij WKK-installaties en bij grote biomassaketels. Deze staffels, die naar het beeld van PBL niet echt naar behoren gefunctioneerd hebben door vermeend strategisch gedrag van aanvragers, zijn echter niet vergelijkbaar met de staffels in de hier benoemde aanpak. We kunnen vanuit PBL geen inschatting maken van de uitvoeringsproblemen hiervoor, maar het is een substantieel nieuwe benadering waar systemen en processen mogelijk nog niet op zijn ingesteld. Daarbij functioneert de SDE++ waarschijnlijk nog maar twee jaar voor zon-pv en windenergie, wat ook een afwegingsaspect zou kunnen zijn.

Optie 3: een correctie op het correctiebedrag ter compensatie van de gemiste productie-uren

Een plek in de SDE++-regeling om tussentijdse aanpassingen in de uitvoering eenvoudiger te verwerken, is mogelijk in de correctiebedragen. De complexiteit bij het uitrekenen van de correctiebedragen neemt dan wel, in beperkte mate, toe.

De aanpassingen in het basisbedrag, afhankelijk van aantal negatieve-prijsuren, zijn direct te vertalen naar equivalente aanpassingen in het correctiebedrag (hiermee bedoelen we de correcties). In de wetenschap dat het subsidiebedrag het verschil is tussen basisbedrag en correctiebedrag, kan de

ophoging van het basisbedrag bij optie 2, omgezet worden in een verlaging van het correctiebedrag. Dit zou er als volgt uit zien (tabel B7.3).

Tabel B7.3

Aanpassing correctiebedrag [€/kWh] bij verwerking negatieve-prijzen (flexibel)

Aantal negatieve-prijzen	Aantal negatieve-prijzen in berekening	Additionele correctie Zon-pv > 1 MWp gebouwgebonden	Additionele correctie Wind op land, ≥ 7,5 en < 8 m/s
<i>Eindadvies SDE++ 2025 (ter referentie)</i>	0	0	0
Tot 100	50	-0,0017	-0,0004
101-200	150	-0,0055	-0,0013
201-300	250	-0,0097	-0,0022
301-400	350	-0,0145	-0,0031
meer dan 400	450	-0,0200	-0,0040

De absolute hoogte van de correcties in tabel 3 hangen samen met de absolute hoogte van het basisbedrag in de betreffende categorie. Voor zon-pv en windenergie liggen de basisbedragen meestal tussen 5 en 10 ct/kWh, dat wil zeggen dat de correcties voor de duurste categorie twee keer zo hoog zullen zijn als voor de goedkoopste categorie. Het valt evenwel te overwegen om via een generalisatie ook een vereenvoudiging aan te brengen. Hier geldt eenzelfde argument als dat we bij optie 1 hebben aangedragen: als de correctietabel bekend is bij de openstelling van een ronde, is de waardering van de compensatie voor de aanvrager en op risico van de aanvrager. Een vereenvoudigde tabel zou er als volgt uitzien:

Tabel B7.4

Generieke aanpassing correctiebedrag [€/kWh] voor negatieve-prijzen (flexibel)

Aantal negatieve-prijzen	Aantal negatieve-prijzen in berekening	Additionele correctie Zon-pv	Additionele correctie Windenergie
<i>Eindadvies SDE++ 2025 (ter referentie)</i>	0	0	0
Tot 100	50	0,0000	0,0000
101-200	150	-0,0050	-0,0010
201-300	250	-0,0100	-0,0020
301-400	350	-0,0150	-0,0030
meer dan 400	450	-0,0200	-0,0040

De correctie voor zou dan de berekeningwijze volgen:

Correctie = EPEX x PO-factor + GvO-waarde + negatieve-urencorrectie

NB: negatieve-urencorrectie is in het voorbeeld een negatieve waarde.

Voor de negatieve-urencorrectie zou, in minimale variant, bovenstaande tabel gebruikt kunnen worden. Relevant daarbij is dat de gekozen categorieën in het voorbeeld, relatief veel gebruikt worden en relatief lage basisbedragen hebben, wat het risico op overstimulering voor de goedkoopste categorieën grotendeels beperkt doch niet geheel voorkomt.

Optie 4: Verlengen van banking

Het optreden van negatieve-prijzen leidt tot minder subsidiabele uren. Een optie ter compensatie kan ook zijn om deze uren later in de mogen halen via het bankingmechanisme. Om dit rekenkundig uit te werken, hebben we de categorie Zon-pv > 1 MWp gebouwgebonden gebruikt. Daarvoor gaan we uit dat het project enkel inkomsten ontvangt in de jaren dat er SDE++-subsidie wordt ontvangen, dus dat er geen marktinkomsten zijn na 15 jaar. We veronderstellen het lineaire afbouwpad van de negatieve-prijzen van het huidige niveau naar 0 negatieve-prijzen in 15 jaar.

Het geadviseerde basisbedrag voor deze categorie is: 0,0631 euro/kWh. Het basisbedrag zonder marktinkomsten na 15 jaar is: 0,0698 euro/kWh. Dit is de benchmark waar naartoe gewerkt kan worden om het effect van langere bankingtijd te simuleren.

Het basisbedrag zonder marktinkomsten na 15 jaar en met een lineair afbouwpad van negatieve-prijsuren is: 0,0832 euro/kWh. Tabel B7.5 toont het effect van meer jaren met productie-inkomsten, dat is de combinatie van banking en marktinkomsten:

Tabel B7.5
Effect van banking op onrendabele top, exclusief marktinkomsten

Aantal jaren banking	Corresponderende basisbedrag (euro/kWh)	Resterende onrendabele top (euro/kWh)
Referentie (15 jaar inkomsten, zonder negatieve-prijsuren)	0,0698	0
0	0,0832	0,0134
+1	0,0802	0,0104
+2	0,0776	0,0078
+3	0,0754	0,0056
+4	0,0735	0,0037
+5	0,0718	0,0020

Uit tabel 5 valt af te leiden dat 5 extra jaar aan banking nog steeds leidt tot een extra onrendabele top. Hoewel in het aangenomen afbouwpad voor de negatieve-prijsuren een producent ca. 13,5% mist van de productie in de eerste 15 jaar, is compensatie met 33% aan extra jaren (+5 jaar t.o.v. 15 jaar) ontoereikend om het verlies aan inkomsten geheel te compenseren.

De optie van extra banking aan het einde van de subsidieperiode levert echter een andere complicatie op. Op basis van de KEV-projecties rekenen we met extra inkomsten van ca. 0,075 euro/kWh in de jaren 16 tot en met 20 van de bedrijfsvoering. Deze *captured* elektriciteitsprijs is ongeveer net zo hoog als het basisbedrag. Dat wil zeggen dat de extra banking jaren niet of nauwelijks tot extra subsidie leiden, omdat het correctiebedrag in die jaren bijna gelijk is aan het basisbedrag. Ook de tijdswaarde van geld werkt door in het nadeel van additionele banking na 15 jaar.

Het bankinginstrument wordt belangrijker naarmate het eerder in de tijd ingezet kan worden. Hier speelt de mogelijkheid die bij optie 1 genoemd is, weer een rol. Door uit te gaan van een gematigde aanname van de negatieve-prijsuren (cf. het SCE-advies) en dus een beperkte verlaging van het aantal vollasturen en verhoging van het basisbedrag, blijft een producent in de beginjaren (1-7) nog steeds minder subsidiabele vollasturen halen dan waar het basisbedrag vanuit gaat. Echter, door deze optie in te zetten in combinatie met banking, heeft banking – in het aangenomen scenario – al invloed in de jaren 8-15, en niet pas na 15 jaar. Om een rendabel project te krijgen met behulp van SDE++-subsidie zouden de volgende keuzes gemaakt kunnen worden:

- Maximum vollasturen bepalen met inachtneming van de helft van het huidige aantal negatieve-prijsuren. Tijdswaarde van geld hierbij in acht nemen.
- Basisbedragen bepalen conform de hierboven genoemde maximum vollasturen.
- Extra banking toestaan voor het gedeelte van gemiste productie in de eerste helft van de exploitatieperiode, dat is ca. 60% van de subsidiabele jaarproductie voor zon-pv en ca. 20% van de subsidiabele jaarproductie voor windenergie.

Conclusie

De SDE++-regeling is complex geworden door de combinatie van breedte van de scope en grote cijfermatige detaillering. Bovenal adviseert het PBL om rekenschap te geven van de uitvoerbaarheid van de SDE++-regeling, waarbij het PBL zelf vooral kijkt naar de uitvoerbaarheid van de toekomstige advisering. Daarom adviseren we tegen het opnemen van een grote veelvoud aan categorie-specifieke staffels, noch in basisbedrag noch in correctiebedrag. De relevantie van de cijfermatige detaillering in beleid is soms ondergeschikt aan de diversiteit van projectontwikkeling in de praktijk. Oftewel, cijfermatige verschillen in berekeningen t.b.v. beleid zijn soms kleiner dan de spreiding van projectkosten in de praktijk doordat projecten nu eenmaal nooit hetzelfde zijn: je kan veel uitrekenen, maar het is niet altijd significant. Daarom adviseren we na te denken over drie mogelijke opties.

1. Niets doen.
2. Generieke correctie toepassen voor de negatieve-prijsuren, met één correctietabel voor alle windenergiecategorieën en één correctietabel voor alle zon-pv-categorieën.
3. Een gematigd lager aantal vollasturen in de basisbedragen gebruiken, op basis van een lineair afbouwpad van het aantal negatieve-prijsuren in 15 jaar *in combinatie met voldoende bankingvolume binnen de huidige toegestane bankingperiode.*

We schatten optie 3 riskanter in dan optie 2, omdat het toepassen van het lagere aantal vollasturen een magere cijfermatige onderbouwing heeft en het risico op “misvormde” projecten door “subsidie-optimalisatie” ongewis is.