Planbureau voor de Leefomgeving

EINDADVIES BASISBEDRAGEN SDE++ 2024

Sander Lensink, Emma Eggink en Koen Schoots (redactie)

20 februari 2024

TNO

DNV

PBL

Colofon

Eindadvies basisbedragen SDE++ 2024
© PBL Planbureau voor de Leefomgeving
Den Haag, 2024
PBL-publicatienummer: 5040

Contact
sde@pbl.nl

Auteurs
Sander Lensink, Emma Eggink, Koen Schoots (redactie), Jonathan van den Berg, Dick van Dam, Hans Elzenga, Chris Henriquez, Mike Muller, Arjan Plomp (PBL); Marcel Cremers, Caroline Faasen, Bart in 't Groen, Jasper Lemmens, 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 Gustav Resch en de andere reviewers van AIT.

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. (red.) (2024), *Eindadvies basisbedragen SDE++ 2024*, 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 Economische Zaken en Klimaat (EZK) heeft aan het Planbureau voor de Leefomgeving (PBL) gevraagd advies uit te brengen over de SDE++ 2024. 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 EZK 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 CO_2-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 24 maart 2023 tot 2 juni 2023.

Inhoud

Samenvatting 6
Overzicht van aanpassingen 6

1 Inleiding 8
1.1 Adviesvraag 8
1.2 De rol van het PBL 8
1.3 Leeswijzer 8

2 Methodologie 10
2.1 Werkwijze 10
2.2 Uitgangspunten SDE++ 10

3 Algemeen 24
3.1 Financiering 24
3.2 Emissiefactoren 32
3.3 Aanpassing netwerkkosten elektriciteit 33

4 Energie uit water en lucht 34
4.1 Waterkracht 34
4.2 Aquathermie 36
4.3 Energie uit lucht 45
4.4 Correctiebedragen 47

5 Zonne-energie 48
5.1 Fotovoltaïsche zonnepanelen 49
5.2 Zonthermie 70

6 Windenergie 73
6.1 Algemeen 73
6.2 Wind op land, regulier 77
6.3 Wind op land met hoogtebeperking 79
6.4 Wind op waterkeringen 81

7 Geothermie 82
7.1 Afbakening voor het SDE++-advies 82
7.2 Ondiepe geothermie (geen basislast) 86
7.3 Ondiepe geothermie (basislast) 88
7.4 Diepe geothermie (basislast) 88
7.5 Diepe geothermie (basislast) hogetemperatuurwarmtenet (met warmtepomp) 91
7.6 Diepe geothermie (middenlast) 92
7.7 Diepe geothermie (geen basislast) 92
7.8 Diepe geothermie (uitbreiding) 93
7.9 Ultradiepe geothermie 95
7.10 Correctiebedragen 95

8 Verbranding en vergassing van biomassa 96
8.1 Rekenmethode 97
8.2 Biomassaprijzen 99
8.3 Vergassing 103
8.4 Warmte- en stoomketels 106
8.5 Directe inzet van houtpellets voor industriële toepassingen 112
8.6 Basisbedragen 113

9 Vergisting van biomassa 115
9.1 Inleiding 115
9.2 Gehanteerde investeringsparameters en grondstofprijzen 117
9.3 Allesvergisting 119
9.4 Vergisting van uitsluitend dierlijke mest tot 110 kW (klein) 121
9.5 Vergisting van uitsluitend dierlijke mest 110 tot 450 kW (middelgroot) 124
9.6 Vergisting van uitsluitend dierlijke mest groter dan tot 450 kW (groot) 126
9.7 Slibgisting bij waterzuiveringsinstallaties 128
9.8 Warmte uit compostering van biomassa 131
9.9 Levensduurverlenging bestaande vergisting 132
9.10 Basisbedragen 138

10 Geavanceerde hernieuwbare brandstoffen 139
10.1 Inleiding 139
10.2 Biomethanol uit lignocellulosehoudende biomassa 141
10.3 Drop-in-biobrandstoffen uit lignocellulosehoudende biomassa 143
10.4 Bio-ethanol uit lignocellulosehoudende biomassa 145
10.5 Bio-LNG uit monomestvergisting 148
10.6 Bio-LNG uit allesvergisting 150

11 Elektrificatie 152
11.1 Grootschalige elektrische boilers 152
11.2 Hogetemperatuur-thermische opslag 158
11.3 Industriële warmtepompen 164
11.4 Industriële warmtepompen (gesloten systeem) 165
11.5 Industriële warmtepompen (open systeem) 169
11.6 Procesgeïntegreerde warmtepompen in een verdampingsproces 172
11.7 Elektrificatie van offshore olie- en gasplatformen 176

12 Benutting restwarmte uit industrie of datacenters 183
12.1 Algemene ontwikkelingen 183
12.2 Subsidieparameters 186

13 Waterstof via elektrolyse 193
13.1 Referentie-installaties 193
13.2 Specifiek elektriciteitsgebruik 196
13.3 Kosten 197
13.4 Vermeden CO_2 199
13.5 Overzicht technisch-economische en subsidieparameters 200

14 CO_2-afvang en -opslag 203
14.1 Algemene ontwikkelingen 203
14.2 CO_2-opslag bij bestaande afvanginstallaties 204
14.3 CO_2-opslag bij bestaande industriële installaties 208
14.4 CO_2-opslag bij nieuwe industriële installaties 213
14.5 CO_2-transport- en opslagtarieven 215

15 CCU in de glastuinbouw 216
15.1 Algemene ontwikkeling 216
15.2 Kosten 218
15.3 CCU bij industriële installaties 221

16 Correctiebedragen en basisprijzen 230
16.1 Toelichting op begrippen 230
16.2 Berekeningswijze 230
16.3 Basisprijspremies 235

17 Cijfermatige resultaten 236

18 Rangschikking 257

Afkortingen 263

Referenties 265

Bijlagen 266
Bijlage 1.1 Externe review 266
Bijlage 1.2: Reactie PBL op externe review 277
Bijlage 2: Marktconsultatie 279
Bijlage 3: Groslijst SDE++ 2025 315
Bijlage 4: Beslisboom ETS-voordeel 319

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 Economische Zaken en Klimaat (EZK) 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 EZK 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 EZK 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 2023 gepubliceerde wijzigingsnotitie.

Overzicht van aanpassingen

We stellen voor om een aantal aanpassingen in de categorisering door te voeren. Bij aquathermie differentiëren we niet meer mede naar het soort bronwater – oppervlakte-, drink- of afvalwater – maar meer naar functionele kenmerken als productieprofiel of opslagcapaciteit. Bij de luchtwaterwarmtepomp hebben we een categorie toegevoegd voor toepassing van een warmtepomp in de glastuinbouw, waarbij warmte uit een WKK-installatie wordt vervangen.

Bij zon-pv geven we optionele subsidiehoogtes voor projecten die meer natuurinclusief zijn. Op dit moment is er echter geen landelijke regelgeving die natuurinclusiviteit voor zon-pv-projecten afdwingt. Voor het probleem dat bestaande daken onvoldoende draagkracht voor zonnepanelen kunnen hebben, hebben we drie opties doorgerekend voor gebouwgebonden zon-pv: met lichte dakaanpassingen, met zware dakaanpassingen of met lichtgewicht zonnepanelen. We hebben in de marktconsultatie informatie ontvangen dat er projecten voor daglichtkas op korte termijn subsidie kunnen aanvragen. Dat is de reden dat we deze categorie in ieder geval nog eenmaal opgenomen hebben in ons advies.

De categorisering voor monomestvergisting is aangepast, waarbij we hogere subsidies dan vorig jaar adviseren voor projecten kleiner dan 110 kW. Daar staat tegenover dat we geen advies hebben kunnen uitbrengen over de waardes van Garanties van Oorsprong voor groen gas. Hoewel partijen die deze Garanties van Oorsprong kopen, verkopen of verhandelen geen informatie met ons hebben gedeeld, is het de vraag of een eenduidige waarde hiervoor überhaupt berekend kan worden. Een Garantie van Oorsprong voor groen gas is geen eenduidig product. In dit advies maken we wel een schaduwberekening van de prijs. Deze zou vanaf het productiejaar 2024 verwerkt kunnen worden in de correctiebedragen, tenzij we andere prijsinformatie van belanghebbenden ontvangen. We wensen er echter nog eenmaal in de komende consultatie over te spreken, voor we zo'n verreikende stap in een advies opnemen.

We hebben een categorie opgenomen voor thermische opslag op hoge temperatuur. Opslag als zodanig blijft moeilijk in te passen in de SDE++-regeling. Deze categorie is echter primair een elektrificatieoptie als een e-boiler, maar met een gewijzigd warmteafnameprofiel. Het is wel zaak de e-boiler en de hogetemperatuur-thermische opslag afzonderlijk te beschouwen. Bij waterstof uit elektrolyse hebben we een categorie toegevoegd waarbij via een PPA wordt aangetoond dat de gebruikte elektriciteit uit hernieuwbare bron afkomstig is. Voor de typering van de installatie sluiten we aan bij de visie uit het NPE dat waterstof primair een flexibiliteitsoptie is. De externe reviewer AIT, die op verzoek van het PBL naar ons werk gekeken heeft, merkt daarbij op dat de bestaande categorie voor netgekoppelde systemen weinig toegevoegde waarde heeft, omdat de aannames voor deze netgekoppelde systemen niet goed aansluiten bij het Europese regelgevingskader.

Voor warmtepompen adviseren we een aparte categorie voor procesgeïntegreerde warmtepompen. Het advies daarvoor wijkt qua vormgeving af van wat tot op heden gangbaar is in de SDE++. We hebben geen volledig beeld van de uitvoerbaarheid van ons voorstel kunnen krijgen tijdens het opstellen, waarbij de uitvoerbaarheid zelf ook geen onderdeel is van ons advies.

Voor transport en opslag van CO_2 hebben we in ons advies enkel gekeken naar de kosten van het afvangen van CO_2 in diverse vormen. De kosten voor het transport buiten de eigen locatie en de kosten voor de opslag van CO_2 hebben we in dit advies niet beoordeeld. We adviseren die kosten in een externe review te laten beoordelen, evenals voorgaande jaren.

De kosten voor de meeste categorieën laten een stijging zien. Daar staat tegenover dat net als vorig jaar we voor veel categorieën een negatieve subsidie-intensiteit berekenen. Dit komt niet eens zozeer doordat de voordelen van vermeden ETS-kosten, van Garanties van Oorsprong (GvO) of van Hernieuwbare-brandstofeenheden (HBE) in de subsidie-intensiteit verrekend worden. De belangrijkste oorzaak lijkt te liggen in de toekomstige energieprijzen die in de KEV 2023 getoond zijn. Deze wijken in de context van dit SDE++-advies weinig af van de energieprijzen uit de KEV 2022.

1 Inleiding

1.1 Adviesvraag

Het ministerie van Economische Zaken en Klimaat 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 CO_2-reducerende alternatieven dan hernieuwbare energie. De SDE++ vergoedt de onrendabele top van projecten. Het advies dat het ministerie van EZK aan het PBL gevraagd heeft voor de SDE++ 2024, omvat alle opties die binnen de SDE++ worden ondersteund. De focus voor de SDE++ 2024 ligt, evenals voor de SDE++ 2023, 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 EZK 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 EZK 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 EZK 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 EZK 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 cijfermatige resultaten terug te vinden en hoofdstuk 17 omvat een naar subsidie-intensiteit gerangschikt overzicht van alle categorieën. Na hoofdstuk 17 volgt een lijst met gebruikte afkortingen en geraadpleegde literatuur.

De bijlagen omvatten de externe review uitgevoerd door AIT Austrian Institute of Technology GmbH en onze reactie daarop (bijlage 1), de consultatiereacties met verwerking (bijlage 2) en een opsomming van mogelijk nieuwe categorieën in de SDE++ 2024 (bijlage 3). 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 CO_2-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 2023 is een wijzigingsnotitie gepubliceerd, waarlangs ook een reactie kon worden gegeven op het eindadvies voor de SDE++ 2023. Iedereen die er kennis van had genomen, heeft kunnen reageren via een schriftelijke consultatie. Daar zijn 76 reacties op gekomen. De onderzoekers hebben naar aanleiding van deze reacties 63 nadere gesprekken gevoerd. De consultatiereacties zijn in algemene en anonieme vorm besproken met de Rijksdienst voor Ondernemend Nederland en het ministerie van EZK, 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

EZK gebruikt dit advies bij het vaststellen van de maximale subsidiebedragen per categorie productie-installaties en voor 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++ 2024 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 CO_2-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 CO_2-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 EZK. Paragraaf 2.2.2 tot en met paragraaf 2.2.6 beschrijft de uitgangspunten voor het advies van PBL zoals ze door het ministerie van EZK zijn meegeven.

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 CO_2

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 CO_2. Bij het bepalen van de subsidiebehoefte gaat het om het verschil tussen het basisbedrag en het correctiebedrag. Omdat 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 CO_2-reductie te bepalen. Enerzijds om meetbare eenheden (technieken) om te rekenen naar CO_2-reductie. Anderzijds om waar nodig technieken die andere broeikasgassen dan CO_2 reduceren, om te rekenen naar CO_2-equivalenten. Dit betreft scope 1-emissies[1].

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 CO_2-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.

Tabel 2.1
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	t CO_2 Overige broeikasgassen (ton CH_4, ton N_2O) kWh elektriciteit kWh warmte Productie energiedrager (kWh H_2, liter biobrandstoffen) Grondstofinput (m.b.t. recycling)

[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.

2.2.4 Algemene uitgangspunten rangschikking op CO_2

- Graag advies wat per meetbare eenheid een omrekenfactor is waarop de bijbehorende CO_2-reductie kan worden berekend. Bij CO_2-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 basislast gerekend met de gemiddelde marginale optie in 2035 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 aanname 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-CO_2-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 (CH_4, N_2O) die aansluit bij internationaal geaccepteerde methodiek (IPCC).
- Uitgegaan wordt van emissieregistratie conform de EU-richtlijn voor registratie van broeikasgasemissies plaatsvinden.
- Voor zon-pv is het wenselijk dat wordt gecorrigeerd voor eigen verbruik (nettoproductie). 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 gedeeld door 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 en Hernieuwbare-Brandstof-Eenheden 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 EZK 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 CO_2 wordt verstaan: de gemiddelde som van investerings- en exploitatiekosten die kunnen worden toegerekend aan de gereduceerde hoeveelheid CO_2, plus een redelijke winstmarge, gedeeld door de te verwachten hoeveelheid gereduceerde hoeveelheid CO_2.
- 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.
- Bij categorieën die te maken hebben met aanleg van benodigde infrastructuur (zoals pijpleidingen) wordt uitgegaan 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 ten aanzien van afbakeningen in schaalgrootte, type grondstof of toepassing.
- Het is wenselijk om overwegingen mee te geven ten aanzien van nieuwe, te verwijderen of aan te passen of samen te voegen categorieën. Voordat een nieuwe categorie wordt opgenomen in het onderzoek, wordt overleg gevoerd met EZK.
- Bij de keuze van de categorieafbakeningen wordt ook rekening gehouden met het correctiebedrag.
- Voor de looptijd van de subsidie worden dezelfde periodes als in de SDE++ 2023 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 EZK.
- 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 2023 bekende wet- en regelgeving die op 1 januari 2024 van kracht zal zijn. Indien bekende beleidsvoornemens van de overheid naar verwachting een grote impact hebben op de basisbedragen, zal nader overleg met EZK plaatsvinden.
- Er wordt uitgegaan van generiek voor Nederland geldende regels.
- 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 dat een installatie deels voor andere toepassingen wordt gebouwd dan de productie van hernieuwbare energie of de reductie van CO_2, bestaan de kosten van de

referentie-installatie uit de meerkosten ten opzichte van de situatie zonder energieproductie of reductie van CO_2.

- 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 CO_2 na verduurzaming zijn geen onderdeel van het basisbedrag of het 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) CO_2-afvang, -opslag of -gebruik (CCS/CCU)
  e) Moleculen (onder andere groen gas, geavanceerde hernieuwbare brandstoffen en waterstofproductie). EZK 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 CO_2, wordt aangeven welke basisbedragen leiden tot een stimulering van 300 euro/ton CO_2. Binnen de domeinen:
  b) Lagetemperatuurwarmte,
  c) Hogetemperatuurwarmte en
  e) Moleculen, wordt voor de technieken met een subsidie-intensiteit hoger dan 400 euro/ton CO_2 ook aangegeven welk basisbedrag zou leiden tot een subsidie-intensiteit van 400 euro/ton CO_2.
- EZK is voornemens om categorieën uit de SDE++ te verwijderen als hier geen projecten meer voor in voorbereiding zijn. Graag ontvangt EZK advies over de categorieën waarvoor dit het geval is. Startpunt voor deze analyse is als projecten ten minste drie jaar in de regeling zijn opgenomen en in de laatste drie jaar 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++ 2023 (tenzij anders aangegeven).
- Bij de categoriedefinitie kan worden uitgegaan van de definitie gehanteerd in de regeling SDE++ 2023 (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.

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++ 2023 toegestane grondstoffen per categorie.
- De algemeen geldende regelgeving betreffende emissies wordt gebruikt bij de kostenin-schatting 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 of 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 ernaar 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 kW_{th} (in lijn met de ondergrens bij de biomassaketels).
- Graag onderzoek bij de categorieën waar voor een groot aantal projecten sprake is van koudelevering, naar hoe deze projecten passend gestimuleerd kunnen worden.

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 fotovoltaïsche 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.
- Er wordt uitgegaan van een netaansluiting van 50% van het vermogen 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 wordt gevraagd ook een basisbedrag te adviseren waarin de meerkosten voor additionele maatregelen ter voorkoming van negatieve effecten op de leefbaarheid (transformatorhuis of omvormers op afstand van de functie wonen), het beschermen van biodiversiteit (natuurvriendelijk ontwerp) en de bescherming van bodem- en waterkwaliteit zijn meegenomen.

Aandachtspunten 2024 ten opzichte van 2023

- Voor zon-op-dak zou EZK graag de mogelijkheden in kaart brengen voor het stimuleren van zonne-energie op daken die onvoldoende sterk zijn voor het plaatsen van reguliere panelen.
- Graag onderzoek naar wat het basisbedrag is voor:
  a) het versterken van het dak in combinatie met het plaatsen van reguliere panelen;
  b) het gebruikmaken van lichtgewicht panelen.
- Graag ontvangt EZK tevens overwegingen bij beide opties.
- Graag onderzoek naar of een economische levensduur langer dan 20 jaar passend is gezien de technische vooruitgang van panelen.
- Graag onderzoek naar de eventuele mogelijkheden en implicaties om een eis voor een *non-firm* ATO in de regeling op te nemen.

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).
- Voor het referentieproject wordt uitgegaan van ashoogtes 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 een hoogterestrictie hebben.

Aandachtspunten 2024 ten opzichte van 2023

- Vanwege de grote ruimtelijke impact van windprojecten op land wordt ook een basisbedrag gevraagd waarin de meerkosten voor het voorkomen van negatieve effecten op de leefbaarheid en gezondheid en het beschermen van vogels en vleermuizen zijn meegenomen. Het betreft hierbij het uitzetten van verlichting met behulp van naderingsdetectie, zoals transpondertechniek, en een stilstandregeling in verband met slagschaduw en geluid, op bepaalde momenten of door gebruik te maken van sensoren.
- Graag advies of een langere economische levensduur dan 20 jaar passend is gezien de technische vooruitgang van windturbines.
- Graag onderzoek naar de eventuele mogelijkheden en implicaties om een eis voor een *non-firm* ATO in de regeling op te nemen.

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.

Thermische Energie uit Oppervlaktewater (Aquathermie)

- Gevraagd wordt overwegingen mee te geven over de interactie met normering.

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 produceren, 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, waarbij rekening wordt gehouden met de huidige uitgangspunten en die in 2024 een aanvraag voor verlengde levensduur zouden kunnen indienen. Hierbij wordt uitgegaan van zo'n aanvraag drie jaar voor aflopen van de SDE++-beschikking.

Aandachtspunten 2024 ten opzichte van 2023:

- Er wordt gevraagd geen advies uit te brengen voor de categorie vergassing van biomassa voor waterstofproductie.
- Er wordt gevraagd alleen advies uit te brengen voor vergassing uit afval als er een indicatie is dat er een onrendabele top is voor waterstof, of als er concrete initiatieven in ontwikkeling zijn voor groen gas.
- Bij de vergassing van afval wordt uitgegaan van afvalstromen die volgens de minimumstandaarden in het LAP mogen worden verbrand.
- Geen advies wordt gevraagd voor de categorie ketel op houtpellets voor verwarming in gebouwde omgeving.

Vergisting

- Hernieuwbaargas-, WKK- of warmtehubs worden niet apart doorgerekend.
- Bij de categorie monomestvergisting wordt uitgegaan van 100% dierlijke mest zonder coproducten.
- De kenmerken van verlengde-levensduurprojecten worden gebaseerd op de projecten die daadwerkelijk in bedrijf zijn genomen, waarbij rekening wordt gehouden met de huidige uitgangspunten en die in 2024 een aanvraag voor verlengde levensduur zouden kunnen indienen. Hierbij wordt uitgegaan van zo'n aanvraag drie jaar voor aflopen van de SDE++-beschikking.

Aandachtspunten 2024 ten opzichte van 2023:

- Voor groengasproductie uit monomestvergisting wordt gevraagd te onderzoeken of er aanleiding is voor een aparte categorie met centrale vergisting op een middelgrote schaal.

Warmte uit compostering

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

2.2.7 Techniek-specifieke uitgangspunten voor andere CO_2-reducerende opties

Elektrische boiler

- Er wordt rekening gehouden met mogelijke verschillende omzettingsrendementen van de elektrische boiler en de 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 als 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 CO_2-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 CO_2).

Warmtepomp

- Onderzoek wordt gevraagd naar een staffel op basis van de COP van de warmtepomp zodat projecten passender gestimuleerd worden.
- Onderzoek wordt gevraagd of er aanleiding is om de categorie luchtwater-warmtepomp te diversifiëren naar toepassingsgebied of COP-waarde.
- Graag advies over systemen die gebruik maken van meerdere warmtepompen. Hierbij extra oog houden op de uitvoerbaarheid van deze systeemafbakening.

Benutting van restwarmte uit industrie of datacenters

- 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 zowel restwarmte uit industriële processen als uit datacenters.

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 twee soorten projecten:
  a) Een flexibel inzetbare elektrolyse-installatie die enkel produceert op het moment dat hernieuwbare elektriciteit de marginale optie is.
     - Graag advies per kalenderjaar hoeveel vollasturen een installatie kan maken zodat de inzet nog leidt tot besparing van CO_2-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 CO_2).
     - Hierbij wordt uitgegaan van een flexibel inzetbare productie die enkel produceert op het moment dat hernieuwbare elektriciteit de marginale optie is.
  b) Een elektrolyse-installatie die achter de meter direct aangesloten is op een bron van hernieuwbare elektriciteit, waarbij de capaciteit van de elektrolyse-installatie kleiner is dan die van de bron van hernieuwbare elektriciteit.
     - Graag advies over het aantal vollasturen. Aandachtspunt hierbij zijn de aannames over de verhouding tussen de capaciteit van de elektrolyse-installatie en de capaciteit van de hernieuwbare bron.
     - Er wordt vanuit gegaan dat de bron van hernieuwbare elektriciteit geen SDE-subsidie ontvangt.
     - Graag advies over hoeveel elektriciteit de elektrolyse-installatie van het net moet halen om te voorzien in deellast op het moment dat er geen elektriciteit uit de hernieuwbare bron beschikbaar is. Het gebruik van deze elektriciteit wordt meegenomen in de berekening van de netto-CO_2-reductie.

Aandachtspunten 2024 ten opzichte van 2023:

- Gevraagd wordt om de categorie netgekoppelde waterstofproductie via elektrolyse ook door te rekenen met toepassing van de methodiek zoals voorgeschreven in de Gedelegeerde handelingen, zodat deze methodiek kan worden overwogen ter vervanging van de

huidige methodiek die gebruikt wordt om jaarlijks het maximum aantal vollasturen te bepalen voor deze categorie.

CCS

- De afvang kan plaatsvinden bij verschillende industriële processen.
- Kolen- en gascentrales komen niet in aanmerking, overige energieproductie mogelijk wel.
- 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 CO_2 in het basisbedrag worden opgenomen.
- Bij nieuwe '*pre-combustion* CO_2-afvang bij een nieuwe installatie' wordt uitgegaan van een minimale CO_2-reductie van 80% ten opzichte van de huidige EU-ETS-benchmark voor waterstofproductie[2]. Onderzoek wordt gevraagd naar het verschil in kosten met een minimale CO_2-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 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.

CO_2-afvang en levering aan de glastuinbouw

- Gevraagd wordt een goede referentietechniek te onderzoeken in de glastuinbouw die vervangen of uitgezet wordt door de CO_2-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 CO_2-afvang. Binnen deze techniek wordt ook gekeken naar CO_2-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 CO_2 per pijplijn, auto of schip getransporteerd kan worden. Indien de CO_2 per auto of schip getransporteerd wordt, worden de kosten voor het vloeibaar maken van CO_2 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 CO_2 meegenomen.

[2] Deze is 8,85 tCO_2/tH_2. Met een reductie van 80% mogen de installaties met CCS dus maximaal 1,77 tCO_2/tH_2 uitstoten.

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, met uitzondering van huishoudelijk afval, omgezet in biomethanol. Annex IXa verwijst hierbij naar een bijlage uit de Richtlijn voor hernieuwbare energie. 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.
- Er wordt vanuit gegaan dat de brandstof in het Nederlandse vervoer wordt ingezet, waarbij de borging inzet voor het ministerie van IenW is, en daarmee verbranding van een conventionele brandstof in Nederland vervangt.
- Er wordt vanuit gegaan dat het project inkomsten kan halen uit HBE's.

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 door middel van een aansluiting op een offshore elektriciteitsnetwerk. De elektriciteit op de platformen is grotendeels nodig voor het comprimeren van gewonnen gas en voor de energievoorziening van accommodaties.
- Er wordt vanuit gegaan dat het gewonnen gas dat niet meer nodig is als inzet voor de gasturbine, kan worden verkocht op de markt en leiden tot additionele gasverkopen.
- Er wordt geen advies meer gevraagd voor onshore compressie met een bestaande of nieuwe compressor.
- Er wordt advies gevraagd over de elektrificatie van offshore productieplatformen die de komende jaren nog te ver van de kust of offshore windparken liggen, door middel van het plaatsen van een of enkele windturbines.

Elektrische glasovens

- Er wordt gevraagd geen advies meer uit te brengen over elektrische glasovens, omdat voor deze categorie geen staatssteungoedkeuring is verkregen.

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 2023.
- 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 aangeven of de markt voldoende liquide is om een betrouwbare prijs vast te stellen.
- Voor hernieuwbare warmte wordt een aparte correctie, aanvullend op het correctiebedrag voor de marktwaarde, bepaald voor bedrijven die onder het ETS-vallen.
- Bij het bepalen van de marktprijs van warmte voor kleinschalige monomestvergisting wordt uitgegaan van de levering van warmte van meerdere installaties aan één grotere afnemer, ook wel warmtehub genoemd.
- Bij het bepalen van het correctiebedrag voor elektriciteit wordt geen rekening houden met de effecten van de inframarginale heffing.

Aandachtspunten 2024 ten opzichte van 2023

- Advies wordt gevraagd over een passende berekeningsmethodiek voor het correctiebedrag grootschalige warmte.

Uitgangspunten basisprijs voor andere CO_2-reducerende opties

- De langetermijn-CO_2-prijs wordt afgeleid uit de recentste KEV.
- De langetermijn-CO_2-prijs is daarbij het numerieke gemiddelde van de CO_2-prijzen in de komende 15 jaar.
- De hoogte van de basisprijs CO_2 bedraagt tweederde van de langetermijn-CO_2-prijs.

Uitgangspunten correctiebedrag voor andere CO_2-reducerende opties

- Bij gebruik van broeikasgassen of energiedragers als prodúct in een productieproces is niet de CO_2-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 emissierechten binnen het ETS-systeem indien de verwachting is dat bedrijven emissierechten vrijspelen door de CO_2-reducerende installatie. Een aparte correctie, aanvullend op correctiebedrag voor de marktwaarde van het product, wordt bepaald voor bedrijven die onder het ETS vallen.
- De hoogte van de ETS-correctie wordt gebaseerd op het ongewogen gemiddelde van de CO_2-prijs uit de EEX, omgezet naar euro/kWh.
- Warmte die opgewekt wordt uit elektriciteit, dient in het bepalen van het correctiebedrag geen toegewezen emissierechten te krijgen.
- Niet-elektrisch opgewekte warmte dient bij levering aan stadsverwarming 30% gratis emissierechten te krijgen in het bepalen van het correctiebedrag.
- Niet-elektrisch opgewekte warmte dient bij levering aan industrie 100% gratis emissierechten te krijgen in het bepalen van het correctiebedrag.
- 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 aandeel van een gas-WKK-inzet en van gasketelinzet bij de levering van warmte uit elektrische boilers aan stadsverwarming. Over deze aannames ontvangen we graag advies.
- Er worden vanaf 2023 aparte correctiebedragen gepubliceerd voor warmte geleverd aan stadsverwarming en overige activiteiten (waaronder industrie).
- Bij het bepalen van de ETS-correctie voor categorieën waarin gebruik wordt gemaakt van een warmtepomp, wordt de COP van de referentie-installatie aangehouden.

3 Algemeen

3.1 Financiering

De financiering van hernieuwbare-energieprojecten en projecten met andere CO_2-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 CO_2-reducerende categorieën – waaronder benutting 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 CO_2-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 EZK 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, allesvergistingwarmte 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 echter niet significant af van een redelijke WACC en basisbedragen bij toepassing van projectfinanciering.

Tabel 3.1
Samenvatting van gehanteerde financiële parameters

Financiële parameters voor technologiecategorieën	Advies SDE++ 2023	Advies SDE++ 2024
Rendement op vreemd vermogen Zon-pv, windenergie	4,5%	4,75%
Rendement op vreemd vermogen Waterkracht, vrije stromingsenergie, zonthermie, PVT met warmtepomp, daglichtkas, elektrische boiler, industriële warmtepomp, CCU in de glastuinbouw	5,5%	5,75%
Rendement op vreemd vermogen Osmose, aquathermie, geothermie, verbranding en vergassing van biomassa, vergisting van biomassa, benutting restwarmte uit industrie of datacenters, waterstof uit elektrolyse, CCS, elektrificatie van offshore olie- en gasplatformen	6,0%	6,25%
Rendement op vreemd vermogen Renteafslag voor categorieën met groenfinanciering: waterkracht, osmose, zonthermie, PVT met warmtepomp, daglichtkas, geothermie, geavanceerde hernieuwbare brandstoffen, benutting restwarmte uit industrie of datacenters, monomestvergisting	-0,4%	-0,25%
Rendement op eigen vermogen Zon-pv	11,0%	10,0%
Rendement op eigen vermogen Windenergie	12,0%	11,0%
Rendement op eigen vermogen Waterkracht, vrije stromingsenergie, zonthermie, PVT met warmtepomp, daglichtkas, elektrische boiler, industriële warmtepomp, CCU in de glastuinbouw	13,0%	12,0%
Rendement op eigen vermogen Osmose, aquathermie, geothermie, verbranding en vergassing van biomassa, vergisting van biomassa, 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	85% VV / 15% EV (zon-pv),	80% VV / 20% EV
Verhouding tussen vreemd (VV) en eigen vermogen (EV) Windenergie en overige categorieën	80% VV/ 20% EV (wind), 70% VV / 30% EV (overig)	70% VV / 30% EV
Vennootschapsbelasting Alle categorieën	25,8%	25,8%
Inflatie Alle categorieën	2,0%	2,0%
Afschrijvingstermijn Biomassaverbranding, -vergassing, 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

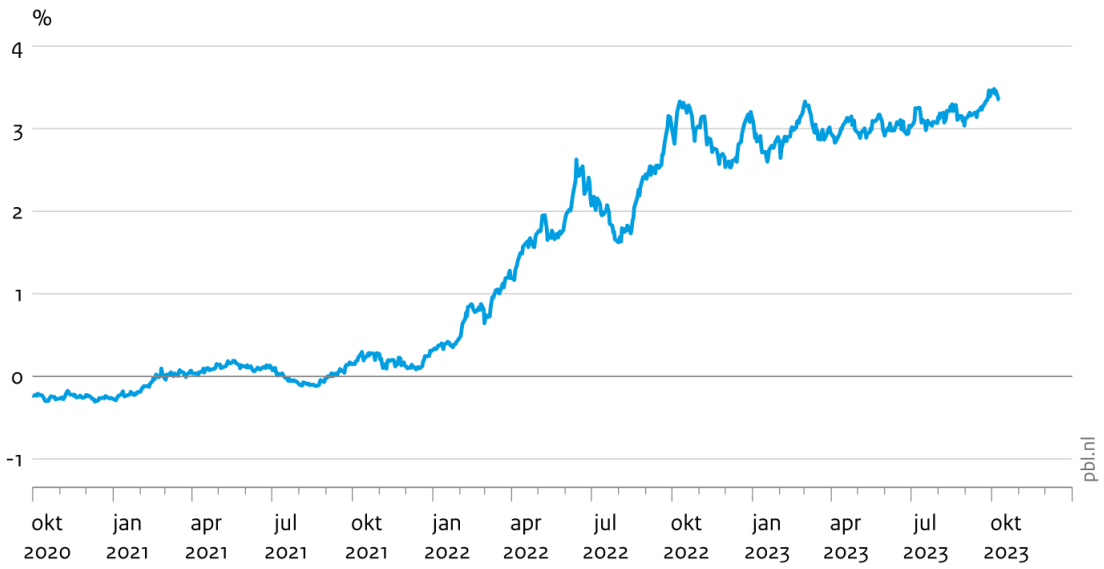
Het rendement op vreemd vermogen is doorgaans opgebouwd uit de risicovrije rente, benaderd door de rente op Nederlandse 10-jaarsstaatsobligaties, plus een commerciële rentemarge als vergoeding voor het projectrisico aan de vermogensverstrekker. Vanwege de toepassing van projectfinanciering is het rendement 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, en de gemiddelde rente-uitgaven die banken betalen op deposito's.

Banken willen zich voor de duur van de lening in de regel niet langer committeren dan 10 jaar. Dit heeft invloed op de duur van de leningen aan SDE++-projecten. Daarnaast komt de periode van 10 jaar overeen met de duur van de groenfinanciering. 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 gaan we uit van een 10-jaarslening.

De afgelopen 10 maanden is de rente op een vergelijkbaar niveau gebleven en is de volatiliteit van de rente geleidelijk afgenomen. Dit geldt voor alle rentetarieven, waaronder de rente op Nederlandse 10-jaarsstaatsleningen 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 is berekend op basis van de slotkoersen (zie website beleggen.nl, geraadpleegd op 11 oktober 2023).

Figuur 3.1

Rentepercentage van 10-jaars-IRS-rente



Bron: Euro Interbank Offered Rate

De gemiddelde historische IRS-rente over de afgelopen 12 maanden bedroeg 3,0 procent. Naast de historische rente is net als afgelopen jaar ook de verwachte rente berekend per SDE++ 2024-openstellingsdatum. Deze rente is berekend op basis van de huidige marktverwachtingen voor de rente uit de IRS-curve per SDE++ 2024-openstellingsdatum. Met een aangenomen openstelling van de SDE++ 2024 voor de zomer van 2024 zal de 10-jaars-IRS-rente dan op 3,2 procentpunt uitkomen.[3] Ook deze berekening is een momentopname. Marktverwachtingen en daarmee rentes veranderen voortdurend. Er is echter geen betere marktinschatting beschikbaar voor de rentetarieven waartegen projectontwikkelaars bij *financial close*[4] van SDE++-projecten in 2024 geld kunnen lenen.

De recentste gemiddelde rentemarge voor bestaande contracten is op basis van DNB-statistieken berekend voor 2022 en bedroeg 1,22 procentpunt tegen 1,17 procentpunt voor 2021. Over 2022 zijn de rentemarges dus licht gestegen.[5] In 2023 zijn de rentemarges tot nu toe gedaald.[6] Dat blijkt uit informatie van de ECB over de leenmarges van monetaire financiële instellingen (MFI's) op nieuwe leningen aan huishoudens en niet-financiële vennootschappen. Deze zijn voor Nederlandse MFI's gedaald naar 1,3 procent voor de periode januari tot en met juli 2023.[7] Dit is een gemiddeld percentage voor leningen aan huishoudens en alle typen niet-financiële bedrijven, ongeacht hun risicoprofiel. Uit de marktconsultatie blijkt dat de rentemarge voor SDE-projecten in de praktijk wat hoger ligt, we gaan uit van minimaal 1,6 procent. De totale nominale rente op leningen aan zon-pv en windenergie zonder groenfinanciering is gelijk aan de som van de IRS-rente en de rentemarge en bedraagt daarmee 4,8 procent. We ronden dit percentage af op 0,25% om schijnnauwkeurigheid te vermijden, dus op 4,75 procent. Dit betekent dat de bruto rentepercentages voor zon-pv en windenergie voor aftrek van eventuele groenkorting met circa 0,25 procent zijn gestegen ten opzichte van het eindadvies van vorig jaar.

De risico's voor verschaffers van vreemd vermogen verschillen significant tussen technologieën. 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 CO_2-reducerende categorieën met uitzondering van elektrische boilers, industriële warmtepompen en CCU in de glastuinbouw – ten opzichte van technologieën met een laag risico blijft 1,5 procent. Op basis van informatie uit consultatiegesprekken is er geen aanleiding om deze risico-opslag te wijzigen.

Voor technologieën met een gemiddeld risico – zoals waterkracht, vrije stromingsenergie, zonthermie, PVT met warmtepomp, daglichtkas, elektrische boilers, industriële warmtepompen en CCU in de glastuinbouw – blijft de risico-opslag 1,0 procent op basis van informatie uit de

[3] De *forward starting swap rate* per zomer 2024 is berekend op basis van de slotkoersen van 10- en 11-jaars-IRS-rentes en de 10-maands-Euro-depositorente over de periode 1 tot en met 28 september 2023.
[4] 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.
[5] Zie ook VEB - Grotere stroppenpotten en hogere rentemarges banken.
[6] ECB (2023a), ECB Economisch bulletin nr 4 2023, p. 40.
[7] ECB (2023b), MFIs lending margins on new loans to households and non-financial corporations - Netherlands (geraadpleegd op 29 september 2023).

marktconsultatie. 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.

Voor projecten met groenfinanciering is de afslag op het rentepercentage gedaald naar 0,25 procent. Nieuwe projecten hebben nog steeds mogelijkheden om de voordelen van groenfinanciering te benutten. Uit de marktconsultatie volgt dat de afslag die banken gemiddeld in rekening brengen iets kleiner is dan afgelopen jaar en gemiddeld 0,35 procentpunt bedraagt over een periode van 10 jaar. Net als vorig jaar is de afslag omgerekend naar een subsidieduur van 15 jaar. Dit verlaagt de afslag met ongeveer 0,1 procentpunt tot 0,25 procentpunt.

Wat betreft de categorieën die in aanmerking komen voor groenfinanciering is waar mogelijk aangesloten bij de projectcategorieën van de Regeling groenprojecten 2022. Daarbij wordt op basis van de vormgeving van de SDE++-referentie-installatie bepaald of een categorie generiek in aanmerking kan komen voor groenfinanciering. Tabel 3.1 geeft een overzicht van alle categorieën waarvoor dat het geval is. Hier bespreken we de categorieën waarvoor groenfinanciering recent is gewijzigd of in de zomer van 2023 bekend was dat deze zullen wijzigen. Monomestvergisting is toegevoegd en biomassavergassing is in ons advies verwijderd als categorie waarop groenfinanciering van toepassing is.

Zon-pv-projecten komen per 1 januari 2024 niet meer generiek in aanmerking voor groenfinanciering. Met de inwerkingtreding van de Regeling groenprojecten 2022 is deze regeling namelijk uitsluitend gericht op het bevorderen van de financiering van innovatieve projecten met bovenwettelijke positieve milieueffecten. In dit kader worden strengere eisen gesteld aan specifieke categorieën van duurzame-energieprojecten. Voor zon-pv-gelden per 1 januari 2024 nieuwe voorwaarden gericht op biodiversiteit (specifiek voor grondopstellingen) en bevordering van circulariteit. Uit de marktconsultaties van zowel vorig jaar als dit jaar blijkt dat zon-pv-projecten vooralsnog niet generiek aan deze voorwaarden kunnen voldoen.[8]

3.1.2 Rendement op eigen vermogen

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 CO_2-reducerende projecten. De participatiekosten worden in lijn met de uitgangspunten als winstdeling worden beschouwd en worden daarom niet gecompenseerd in het rendement op eigen vermogen.

[8] Per 1 juli 2023 was het onzeker of een versoepeling van de voorwaarden voor zon-pv voor het jaar 2024 zou worden doorgevoerd. Daarom is hier in dit advies geen rekening mee gehouden.

Uit de marktconsultatie is gebleken dat de verhoging van het rendement op eigen vermogen voor categorieën met lage en gemiddelde risico's in de SDE++ 2023 te groot is geweest en dat het verschil in rendement tussen lage en hoge risicocategorieën te klein is geworden. De verhoging van het rendement op eigen vermogen met 2,5% was in lijn met de ontwikkeling van de risicovrije rente, die wordt benaderd door de rente op Nederlandse 10-jaarsstaatsobligaties. Uit nieuwe informatie blijkt echter dat de stijging van de risicovrije rente vorig jaar is gecompenseerd door een daling van de marktrisicopremie.[9] In tegenstelling tot onze aanname heeft de rentestijging zich in de praktijk dus niet vertaald in een stijging van het rendement op eigen vermogen.

Het gehanteerde nominale rendement op eigen vermogen voor categorieën met gemiddeld risico is verlaagd met 1 procentpunt tot 12,0 procent. De aanpassing is vooral beperkt gehouden vanwege de onzekerheden rond de ontwikkeling van het geëiste rendement op eigen vermogen. Er bestaan namelijk geen adequate *forecasts* voor het rendement op eigen vermogen, daarmee kunnen ontwikkelingen van deze parameter alleen achteraf geduid worden. Daarnaast is de risicovrije rente dit jaar met circa 1 procentpunt gestegen ten opzichte van het vorige eindadvies en is onduidelijk of deze opnieuw is gecompenseerd door een daling van de marktrisicopremie. Ten slotte zijn grotere jaarlijkse correcties in subsidiehoogtes niet bevorderlijk voor de toekomstige investeringszekerheid.

De categorieën windenergie en zon-pv zijn verder ontwikkeld dan andere technologieën en op grotere schaal uitgerold en kunnen daarmee beschouwd worden als mainstream technologieën. Hiervoor zijn de operationele en beleidsrisico's aanzienlijk lager dan bij de andere categorieën. Dit blijkt onder andere uit beschikbaarheidsgaranties 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 10,0 en 11,0 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 voor veranderingen in de risicovrije rente en andere onderliggende parameters en adequaat is. Dit zijn categorieën waarbij er een sterke afhankelijkheid van derden en tegelijkertijd schaarste van het aanbod is, zoals bij de inkoop van grondstoffen als biomassa. Ook innovatieve categorieën zoals de CO_2-reducerende categorieën benutting 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 bij tegenslag. De leencapaciteit en het minimale aandeel eigen

[9] ECB (2023c), Economic bulletin 5/2023, p. 32.

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 nieuw te financieren hernieuwbare-energieprojecten 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, waarvoor dit aandeel lager is.

Tijdens de marktconsultatie brachten diverse partijen naar voren dat met de stijgende rentepercentages projecten meer moeten betalen aan rente en aflossing van leningen en niet langer kunnen voldoen aan de DSCR-eisen van banken. Om dit te voorkomen, proberen ontwikkelaars de looptijd van de lening te verlengen tot 20 jaar en creatief om te gaan met inkomsten na de subsidieperiode. Ondanks dat zijn ontwikkelaars gedwongen om meer eigen vermogen in te brengen en is de *leverage* voor zon-pv- en windprojecten aangepast naar respectievelijk 80 procent vreemd vermogen en 20 procent eigen vermogen voor zon-pv en 70 procent vreemd vermogen en 30 procent eigen vermogen voor wind op land. Voor de overige categorieën is de huidige verhouding tussen vreemd en eigen vermogen adequaat en deze is dan ook niet gewijzigd.

3.1.4 Vennootschapsbelasting

In het Belastingplan 2023 is aangekondigd dat het kabinet in 2024 opnieuw naar het lage vpb-tarief zal kijken voor de eerste schijf. Er zijn echter geen indicaties dat het tarief voor de tweede schijf van de vennootschapsbelasting in 2024 zal wijzigen. 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 O&M-kosten – inclusief de inkoopkosten van elektriciteit, over de subsidieperiode – als van de elektriciteitsprijzen bij categorieën waarbij de economische levensduur van projecten langer is dan de subsidieperiode. De inflatie van de investeringskosten bespreken we niet in dit hoofdstuk, maar in de hoofdstukken 4-15 over de kostenparameters van technologieën. De reden hiervoor is dat de stijging van investeringskosten sterk samenhangt met de mate waarin bepaalde grondstoffen (zoals koper, aluminium en polysilicium) en halffabricaten (zoals staal) worden gebruikt en daarmee technologie-specifiek is.

Als maatstaf voor de inflatie wordt de geharmoniseerde consumentenprijsindex (*harmonised index of consumer prices*, HICP) gebruikt. Voor de inflatie van O&M-kosten en elektriciteitsprijzen wordt gekeken naar de inflatieverwachting voor de middellange termijn. Voor de middellange termijn is de huidige hoge inflatie niet relevant; het is gebruikelijk dat prijsschokken door bijvoorbeeld oorlogen en epidemieën na enkele jaren zijn uitgewerkt en de inflatie zich dan weer op een gemiddeld niveau bevindt. Met monetair beleid, waaronder renteverhogingen, stuurt de ECB ook op het bereiken van de HICP-inflatiedoelstelling van 2 procent op middellange termijn. Daarnaast bedraagt de

gerealiseerde HICP-inflatie over de periode 1997-2022 gemiddeld 2,3 procent.[10] Op basis van de marktconsultatie en in lijn met vorig jaar wordt de verwachte inflatie als leidend beschouwd voor dit advies. Deze keuze voorkomt ook jaarlijkse fluctuaties van de inflatieaannames tussen SDE++-rondes, terwijl het hier gaat om de verwachte inflatie van O&M-kosten tijdens de gehele levensduur van projecten, dus op middellange termijn. Het gemiddelde inflatiepercentage voor O&M-kosten en elektriciteitsprijzen is ongewijzigd vastgesteld op 2,0 procent per jaar.

3.1.6 Afschrijvingstermijn

Voor biomassavergisting, bio-LNG, warmtepompcategorieën (niet de categorieën waarbij warmtepompen slechts een onderdeel zijn van een groter systeem, zoals bij thermische energie uit water) en elektrificatie van offshore olie- en gasplatformen wordt onveranderd uitgegaan van een subsidieduur van 12 jaar, voor de overige categorieën van 15 jaar. Voor biomassaverbranding en -vergassing is dit een verlenging van 12 naar 15 jaar ten opzichte van het advies van vorig 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 EZK 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).

[10] CPB (2023), Actualisatie Verkenning middellange termijn tot en met 2030 (maart 2023).

Tabel 3.2
Vermogenskostenvergoeding (WACC[a]) per thema voor de SDE++ 2024[b]

Thema	Gewogen gemiddelde vermogenskostenvergoeding (WACC) [nominaal / reëel]
Zon-pv	4,8% / 2,8%
Windenergie	5,8% / 3,7%
Waterkracht	6,5% / 4,4%
Zonthermie, PVT met warmtepomp en daglichtkas	6,5% / 4,4%
Elektrische boiler, industriële warmtepomp, CCU in de glastuinbouw	6,6% / 4,5%
Monomestvergisting	7,5% / 5,4%
Geothermie	7,5% / 5,4%
Geavanceerde hernieuwbare biobrandstoffen	7,5% / 5,4%
Benutting restwarmte uit industrie of datacenters	7,5% / 5,4%
Osmose	7,5% / 5,4%
Thermische energie uit water en energie uit lucht	7,6% / 5,5%
Verbranding en vergassing van biomassa	7,6% / 5,5%
Allesvergisting, slibgisting, levensduurverlenging monomestvergisting, warmte uit compostering	7,6% / 5,5%
Waterstof uit elektrolyse, CCS, elektrificatie van off-shore olie- en gasplatformen	7,6% / 5,5%

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

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

3.2 Emissiefactoren

Voor het berekenen van de CO_2-reductie van de maatregelen in de SDE++ wordt gebruik gemaakt van verschillende emissiefactoren. Voor twee vormen van uitstoot geldt een algemene emissiefactor. Voor de verbranding van aardgas wordt gebruik gemaakt van de door RVO gepubliceerde lijst van energiedragers en emissiefactoren. Deze bedraagt 56,3 kg CO_2/GJ ofwel 0,225 kg CO_2/kWh_{th}. Voor de emissiefactor van elektriciteitsgebruik in Nederland is gebruik gemaakt van de elektriciteitsproductieraming voor de KEV 2023, 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 2024 tot en met 2038, 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 2035 en bedraagt 0,13 kg CO_2/kWh.

3.3 Aanpassing netwerkkosten elektriciteit

De afgelopen jaren zijn de netwerkkosten voor elektriciteit sterk gestegen, met name door toenemende elektrificatie in Nederland. In lijn met deze ontwikkelingen hebben we in dit advies verschillende aanpassingen gedaan aan onze berekening van elektriciteitskosten ten opzichte van het advies van vorig jaar.

De netwerkkosten voor elektriciteit bestaan uit transportkosten en mogelijke aansluitkosten. Op basis van het elektrisch vermogen van de technologie en een inschatting van de bestaande netwerkaansluiting, wordt een categorie ingedeeld in een bepaalde aansluittypering, van laagspanning tot extrahoogspanning, elk met eigen transporttarieven en mogelijke aansluitkosten. In sommige gevallen kan de technologie zodanig worden ingepast in de huidige bedrijfsvoering, dat een uitbreiding van de capaciteit op de aansluiting niet nodig is. In dat geval worden alleen de mogelijke gebruikskosten per kilowattuur meegenomen in de categorie. Bij een uitbreiding van de capaciteit op de aansluiting nemen we ook de bijbehorende vaste transportkosten mee. De implementatie van de technologie kan ook leiden tot het aanpassen van de netwerkaansluiting naar een nieuwe netwerktypering. In dat geval worden ook de meerkosten voor de aansluiting meegenomen, dat kan bestaan uit een investering, periodieke aansluitkosten of vastrecht.

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%[11] en is voor de andere categorieën ingeschat op 77%[12]. De gemiddelde geïndexeerde stijging van 2024 tot 2038 bedraagt daarmee 235% voor de aansluitcategorieën tot en met tussenspanning en 296% voor de hoogspanningscategorieën. De jaarlijkse vaste transportkosten zijn verkregen door de nettarieven voor de categorie te vermenigvuldigen met het elektrisch vermogen van de installatie en het aantal maanden bedrijfsvoering. Ten slotte is er in de aansluitcategorieën tot en met MS-distributie sprake van variabele transportkosten voor het gebruik van de netwerkaansluiting. Deze zijn gegeven door het jaarlijkse verbruik van de technologie in kWh, vermenigvuldigd met het gemiddelde kWh-tarief voor de aansluitcategorie. De aansluitkosten voor een nieuwe netaansluiting worden berekend uit de gewogen gemiddelde aansluittarieven van de tarievenbesluiten voor 2023 en literatuur, waarbij voor de aansluitkosten op het hoogspanningsnet aannames zijn gebruikt omdat zij projectspecifiek zijn en per project sterk kunnen verschillen.

[11] TenneT verwacht verdere stijging transporttarieven 2024
[12] De verhouding tussen de verwachte stijging bij de regionale netbeheerders en Tennet in 2024 is geschat als de verhouding tussen de gemiddelde gerealiseerde stijgingen in 2023.

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

Voor elektriciteit uit waterkracht we onderscheid in de volgende categorieën:

- Waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm
- Waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm, renovatie
- Waterkracht, valhoogte < 50 cm
- Osmose

4.1.1 Waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm

Het verval van rivieren in de Nederlandse delta is gering. Toch zijn bestaande civiele werken in rivieren soms geschikt om voldoende valhoogte te creëren om te gebruiken voor elektriciteitsopwekking in waterkrachtcentrales. In de praktijk varieert de valhoogte doorgaans van 3 tot 6 meter, maar deze kan oplopen tot 11 meter in uitzonderlijke situaties, zoals bij enkele sluizen. Voor deze categorie is de referentie-installatie onveranderd gebaseerd op een voor Nederland gemiddelde valhoogte van minder dan 5 meter. De spreiding in waargenomen projectkosten voor deze categorie is groot. De kosten voor visgeleidingssystemen zijn meegenomen in de bepaling van het basisbedrag.

Tabel 4.1
Technisch-economische parameters waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2023	Advies SDE++ 2024
Installatiegrootte	[MW]	1,0	1,0
Vollasturen	[uur/jaar]	5.700	5.700
Investeringskosten	[€kW]	6.600	6.600
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	138	138
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0019	0,0019
Basisbedrag	[€/kWh]	0,1709	0,1694
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

4.1.2 Waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm, renovatie

Voor deze categorie wordt ervan uitgegaan dat bij de referentie-installatie de turbines vervangen zullen worden door visvriendelijkere varianten. Een dergelijke innovatieve turbine lijkt vooralsnog de voornaamste manier om te voldoen aan de strengere eisen op het gebied van het voorkomen van vissterfte. Het is zeer waarschijnlijk dat bij een dergelijke renovatie ook (een deel van) de elektrische infrastructuur, zoals de generator, transformatoren en bediening, moet worden aangepast. Er wordt aangenomen dat er geen aanpassingen aan de civiele werken nodig zijn. Het in vergelijking met de vorige categorie (zonder renovatie) lagere aantal vollasturen is gebaseerd op de vollasturen van bestaande installaties die zich lenen voor renovatie. De kosten voor visgeleidingssystemen zijn meegenomen in de bepaling van het basisbedrag. We hebben geen indicaties dat in deze categorie op korte termijn projecten ontwikkeld worden.

Tabel 4.2
Technisch-economische parameters waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm, renovatie

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2023	Advies SDE++ 2024
Installatiegrootte	[MW]	1,0	1,0
Vollasturen	[uur/jaar]	2.600	2.600
Investeringskosten	[€kW]	1.760	1.760
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	88	88
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0019	0,0019
Basisbedrag	[€/kWh]	0,1225	0,1217
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

4.1.3 Waterkracht, valhoogte < 50 cm

Naast het plaatsen van stuwdammen in rivieren, waarbij het gecreëerde verval zorgt voor de opwekking van elektriciteit uit water, is het ook mogelijk om in vrij stromend water elektriciteit te genereren. Deze categorie met een lagere valhoogte is bedoeld voor technieken zoals energieopwekking uit getijden of onderzeese stroming en energieopwekking uit golven, waarbij de opgewekte elektriciteit niet zozeer voortkomt uit het verval, maar uit de beweging van het water. Hieronder valt ook getijdenstroming door damdoorlatingen met bidirectionele opwekking (onshore vrijegetijdenstromingsenergie), indien de gemiddelde valhoogte beperkt blijft tot minder dan een halve meter. De kosten voor visgeleidingssystemen zijn meegenomen in de bepaling van het basisbedrag.

Tabel 4.3
Technisch-economische parameters waterkracht, valhoogte < 50 cm

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2023	Advies SDE++ 2024
Installatiegrootte	[MW]	1,5	1,5
Vollasturen	[uur/jaar]	3.700	3.700
Investeringskosten	[€kW]	5.610	5.610
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	171	171
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0019	0,0019
Basisbedrag	[€/kWh]	0,2391	0,2372
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

4.1.4 Osmose

Voor deze categorie wordt een basisbedrag berekend voor een osmosecentrale (*reverse electrodialysis*, RED), waarbij elektriciteit wordt opgewekt door het verschil in zoutconcentratie tussen zout en zoet water. Hierbij kan gebruik worden gemaakt van zouthoudend industrieel proceswater of zeewater. De onzekerheid in de kosten van deze categorie is vanwege het vroege stadium van de ontwikkeling nog zeer groot.

Alhoewel er sinds de openstelling van deze categorie in de SDE++ geen projecten zijn ingediend, adviseren we toch dit jaar de categorie osmose weer open te stellen. Uit de marktconsultatie is gebleken dat er partijen bezig zijn met de voorbereiding van een aanvraag. Ten opzichte van het vorige advies zijn er geen wijzigingen doorgevoerd, daar geen nieuwe gegevens beschikbaar zijn die een aanpassing rechtvaardigen. Het basisbedrag is gewijzigd als gevolg van de verschillen in de financieringsparameters.

Tabel 4.4
Technisch-economische parameters voor osmose

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2023	Advies SDE++ 2024
Installatiegrootte	[MW]	1,0	1,0
Vollasturen	[uur/jaar]	8.000	8.000
Investeringskosten	[€kW]	37.000	37.000
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	213	213
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0019	0,0019
Basisbedrag	[€/kWh]	0,6308	0,6389
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

4.2 Aquathermie

De categorie-indeling zoals in het vorige eindadvies opgenomen onder thermische energie uit water is voor dit eindadvies aangepast, zodat er een betere aansluiting bij de markt mogelijk is. Hiervoor is overgestapt naar een nieuwe naamgeving van de categorieën, te weten aquathermie. De afbakening van de categorieën aquathermie richt zich nu op het warmteprofiel (basislast of geen basislast) en het al dan niet gebruik van een seizoensopslag (warmtekoudeopslag; WKO).

Doordat we in het advies SDE++ 2024 kiezen voor een meer algemene benaming aquathermie, vervalt de noodzaak 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 met betrekking tot het warmteleveringsprofiel en het al dan niet aanwezig zijn van een WKO.

Bij de technieken voor de warmteproductie uit water maken we in het advies SDE++2024 onderscheid in de volgende categorieën volgens tabel 4.5.

Tabel 4.5
Nieuwe categorie-indeling voor Aquathermie

Categorie	Referen-tietech-niek	WKO	Profiel warmtelevering	Kosten aan-sluiting 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 toepassing	TEO-d	ja	geen basislast	nee
Aquathermie – geen basislast, zonder WKO	TEO	nee	geen basislast	ja
Aquathermie – basislast, zonder WKO	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 referentiecases voor de berekening van het basisbedrag.

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. Dat ligt in de zomer ligt de temperatuur beduidend hoger dan in de winter en varieert typisch tussen de 5 en 25 °C. Voor de referentiecase 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, van de warmtepomp kan deze 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 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 kan een collectieve warmtepomp (>500 kW_{th}) worden toegepast. Hier wordt de opgeslagen warmte uit de ondergrondse WKO opgewaardeerd met een warmtepomp 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. Voor de berekening van het basisbedrag is een warmtepomp-SCOP waarde (*Seasonal Coefficient of Performance*) van 3,7 aangehouden. Hiernaast is op basis van beschikbare projectdata een systeem-SCOP waarde van 3,0 voor de gehele installatie aangenomen, waarbij ook het energieverbruik van alle waterpompen is meegenomen.

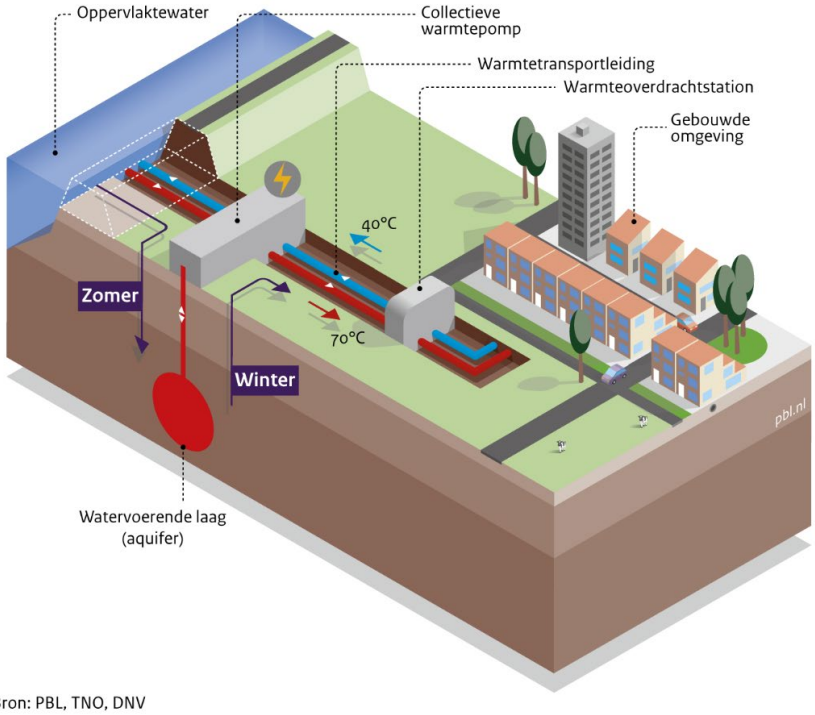
De installatie levert warmte aan een relatief klein, lokaal warmtenet, waarbij het project geen basislast zal leveren aan het warmtevraagprofiel[13]. In lijn met de andere 'geen basislast'-categorieën voor warmte is voor deze categorie dan ook 3.500 vollasturen aangenomen.

Voor de referentie-installatie voor het advies SDE++ 2024 gaan we uit van een installatie waarbij voornamelijk warmte wordt geleverd tijdens de winter, uitgevoerd met een WKO-systeem en een collectieve warmtepomp. Door de aanwezigheid van het WKO-systeem kan er ook op beperkte wijze koude geleverd worden. Hierbij wordt in de zomer koud water uit de opslag ingezet voor gebouwkoeling, waarna het opgewarmde water terug in de opslag geïnjecteerd wordt.

Naast kosten voor de onttrekkingseenheid, een WKO-systeem en een collectieve warmtepomp zijn tevens kosten voor een warmtetransportleiding en een warmteoverdrachtstation (WOS, aansluiting op het distributienetwerk) voor de referentie-installatie meegenomen. Kosten voor een koudenetwerk worden niet meegenomen in de berekening van het basisbedrag.

Figuur 4.1

Aquathermie met warmtekoude-opslag



Bron: PBL, TNO, DNV

[13] Het warmtevraagprofiel van een typisch warmtenet is gelijk aan de vorm van een zogenaamd badkuipprofiel, waarbij in de zomer een beduidend lagere warmtevraag is dan in de winter.

Tabel 4.6
Overzicht van wel en niet meegenomen kosten bij aquathermie met een WKO-systeem

Kosten-post	Groep	Details
Wel mee-genomen	**Investe-ringskos-ten**	• Onttrekkingsinstallatie warmte oppervlaktewater • Warmtewisselaar oppervlaktewarmte • WKO-systeem (leidingen en pompen) • Collectieve warmtepomp • Monitoring en regeling • 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 mee-genomen	**Operatio-nele kos-ten**	• Onderhoudskosten • Monitoring en regeling • Netaansluiting met name voor de warmtepomp • Kosten elektriciteitsverbruik voor pompen en warmtepomp
Niet mee-genomen	**Investe-ringskos-ten**	• Kosten voor een warmtedistributienet naar de afnemers • Kosten voor lokale woningaansluitingen • Kosten voor een koudedistributienet naar de WKO en de afne-mers • Kosten voor een backup- of pieklastinstallatie • Abandonneringskosten WKO • Restwaarde na SDE++-periode • Kosten voorbereidingstraject, inclusief financieringskosten en kosten ten gevolge van juridische procedures

Tabel 4.7
Technisch-economische parameters voor aquathermie - geen basislast, met WKO

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2023	Advies SDE++ 2024
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]	1.951	2.072
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	37	57
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0528	0,0614
Elektriciteitsverbruik	[MWh/jaar]	1.118	1.118
Basisbedrag	[€/kWh]	0,1352	0,1551
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

4.2.2 Aquathermie - basislast, met WKO

Deze categorie wijkt af van de hiervoor beschreven categorie 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 SCOP van zowel de warmtepomp als het systeem. Door het hogere aantal vollasturen levert de warmtepomp meer warmte op jaarbasis. De te onttrekken warmte uit het oppervlaktewater moet daarom ook voldoende zijn om de warmtekoudeopslag te vullen en toe te laten dat de warmtepomp hieraan 6000 uur warmte kan onttrekken. Voor de eenvoud zijn de onttrekking en de warmtekoudeopslag tweemaal zo groot genomen als die van de categorie 'aquathermie - geen basislast, met WKO'. Het vermogen van de warmtepomp wordt op 880 kW_{th} 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 4.8
Technisch-economische parameters voor aquathermie – basislast, met WKO

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2023	Advies SDE++ 2024
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]	2.444	2.590
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	48	68
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0503	0,0590
Elektriciteitsverbruik	[MWh/jaar]	1.844	1.844
Basisbedrag	[€/kWh]	0,1142	0,1307
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 warmtedistributienet in de referentie-installatie. Voor de referentie-installatie geldt een toepassing bij de glastuinbouw. Het werkingsprincipe is hetzelfde als voor referentie-installatie voor 'aquathermie - geen basislast, met WKO' waarbij in de zomer warmte wordt onttrokken aan oppervlaktewater en opgeslagen in een ondergrondse warmtekoudeopslag. In de winter wordt warm water opgepompt uit de opslag 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 3500 vollasturen warmte subsidie kan ontvangen.

Vergeleken met aquathermie voor de gebouwde omgeving zijn de vermogensparameters en de temperatuurregimes voor deze categorie iets anders. De nuttige afgiftetemperatuur bedraagt in dit geval 45 tot 55 °C, daardoor is voor de warmtepomp-SCOP een waarde van 4,2 aangenomen voor de berekening van het basisbedrag en is een systeem-SCOP aangenomen van 3,3. 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 4.9
Technisch-economische parameters voor aquathermie - geen basislast, met WKO en directe levering

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2023	Advies SDE++ 2024
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]	988	1.038
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	28	69
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0413	0,0340
Elektriciteitsverbruik	[MWh/jaar]	618	734
Basisbedrag	[€/kWh]	0,0873	0,0928
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

4.2.4 Aquathermie - geen basislast, zonder WKO

Bij deze categorie wordt warmte met behulp van een warmtewisselaar onttrokken aan oppervlaktewater. Dit kan zowel stromend als stilstaand oppervlaktewater zijn. De warmtelevering gebeurt enkel in de winter- en tussenseizoenperiode met 3.500 vollasturen. De warmtepomp-SCOP is met een waarde van 3,0 meegenomen in de berekening van het basisbedrag en de systeem-SCOP is op 2,9 bepaald voor de referentiecase van deze categorie. Een WKO maakt geen deel uit van de referentie-installatie

Tabel 4.10
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 4.11
Technisch-economische parameters aquathermie - geen basislast, zonder WKO

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2023	Advies SDE++ 2024
Installatiegrootte	[MW]	-	0,88
Vollasturen	[uur/jaar]	-	3.500
Investeringskosten	[€/kW]	-	1.749
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	-	50
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	-	0,0582
Elektriciteitsverbruik	[MWh/jaar]	-	1.059
Basisbedrag	[€/kWh]	-	0,1460
Looptijd subsidie	[jaar]	-	15

4.2.5 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.

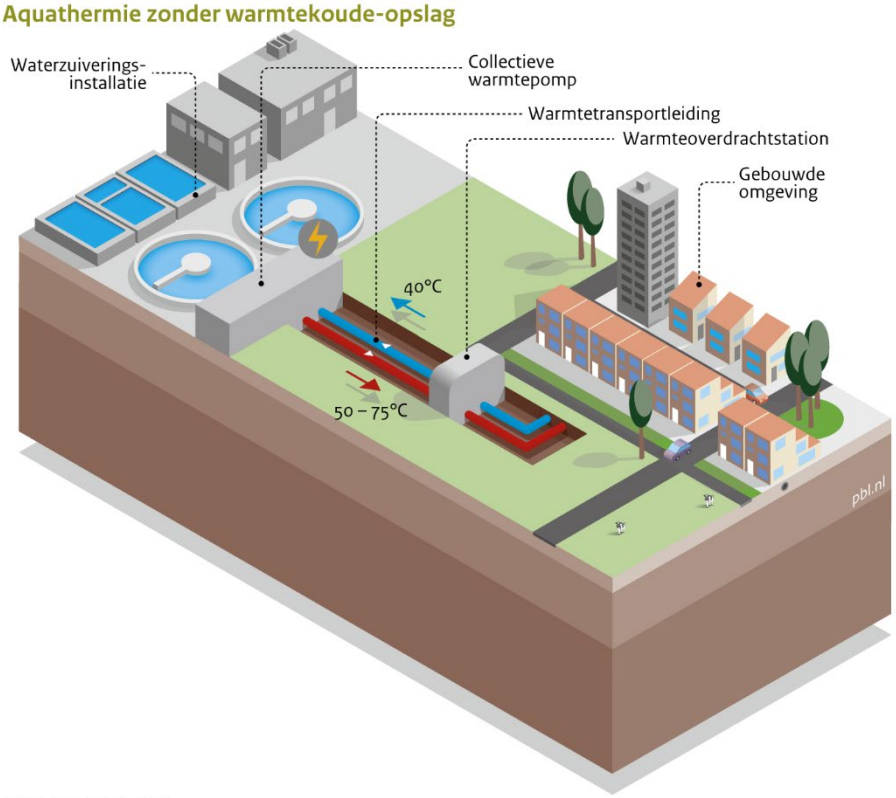
De referentie-installatie kan in combinatie met een warmtenet op twee manieren worden toegepast in de gebouwde omgeving: directe warmtelevering of warmtelevering met een collectieve warmtepomp. In het eerste geval wordt de warmte direct geleverd aan de afnemers die over een individuele warmtepomp beschikken, waarbij de woningen geschikt moeten zijn voor lagetemperatuurverwarming (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 is een warmtepomp-SCOP waarde van 3,9 en een totale systeem-SCOP van 3,8 aangenomen op basis van beschikbare projectdata.

Figuur 4.2

Aquathermie zonder warmtekoude-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 4.12
Technisch-economische parameters voor aquathermie – basislast, zonder WKO

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2023	Advies SDE++ 2024
Installatiegrootte	[MW]	1	1
Vollasturen	[uur/jaar]	6.000	6.000
Investeringskosten	[€/kW]	1.338	1.536
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	28	43
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0419	0,0454
Elektriciteitsverbruik	[MWh/jaar]	1.746	1.597
Basisbedrag	[€/kWh]	0,0805	0,0917
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

4.2.6 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 een warmtepomp-SCOP waarde van 3,6 aangenomen op basis van beschikbare projectdata en een systeem-SCOP waarde van 3,5 voor de gehele installatie, inclusief alle pompen. Voor de referentiecase is de afgiftetemperatuur aan de condensorzijde van de warmtepomp op 70 °C gesteld. Het advies is echter ook van toepassing op andere afgifte-temperatuurniveaus binnen deze categorie.

Tabel 4.13
Technisch-economische parameters voor aquathermie - basislast zonder WKO en met aansluiting op een bestaand warmtenet

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2023	Advies SDE++ 2024
Installatiegrootte	[MW]	10	10
Vollasturen	[uur/jaar]	6.000	6.000
Investeringskosten	[€/kW]	1.393	1.176
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	37	68
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0329	0,0349
Elektriciteitsverbruik	[MWh/jaar]	17.180	17.180
Basisbedrag	[€/kWh]	0,0734	0,0769
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

4.3 Energie uit lucht

4.3.1 Energie uit lucht met warmtepomp, middentemperatuur, gebouwde omgeving

Deze categorie is gericht op de inzet van een lucht-waterwarmtepomp van minimaal 500 kW_{th} 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 lagetemperatuurbron om met hulp van een luchtwaterwarmtepomp een temperatuurlift te creëren. Deze warmte wordt direct geleverd aan een warmwatercircuit in het gebouw. Deze categorie is niet gericht op luchtluchtwarmtepompen. Deze categorie betreft toepassingen 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.

Voor deze categorie is bij de vaststelling van het basisbedrag 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 systeem-SCOP voor deze luchtwaterwarmtepompcategorie is van vele factoren afhankelijk, zoals onder andere van systeemparameters maar ook omgevingsfactoren. Voor de referentie-installatie en voor de berekening van het basisbedrag is voor de warmtepomp, tevens geldend voor het systeem, een SCOP van 3,05 aangenomen. Ook wordt aangenomen dat de elektriciteitsaansluiting verzwaard moet worden vergeleken met de bestaande situatie, wat leidt tot bijkomende investerings- en operationele kosten.

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

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2023	Advies SDE++ 2024
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]	1.706	1.806
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	45	109
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0483	0,0620
Elektriciteitsverbruik	[MWh/jaar]	631	631
Basisbedrag	[€/kWh]	0,1242	0,1613
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

4.3.2 Energie uit lucht met warmtepomp, lage temperatuur, glastuinbouw

Deze categorie is gelijkaardig aan de voorgaande voor de gebouwde omgeving, met als verschil dat de afgiftetemperatuur lager ligt, op 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 SCOP heeft. Voor de berekening van het basisbedrag gaan we uit van een warmtepomp, tevens geldend voor het systeem, met een SCOP van 4,05. 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 4.15
Technisch-economische parameters voor lucht-waterwarmtepomp lage temperatuur, glastuinbouw

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2023	Advies SDE++ 2024
Installatiegrootte	[MW]	-	0,5
Vollasturen berekening	[uur/jaar]	-	3.500 warmte + 350 koude
Vollasturen subsidie	[uur/jaar]	-	3.500 warmte
Investeringskosten	[€/kW]	-	704
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	-	50
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	-	0,0281
Elektriciteitsverbruik	[MWh/jaar]	-	475
Basisbedrag	[€/kWh]	-	0,0694
Looptijd subsidie	[jaar]	-	15

4.4 Correctiebedragen

We adviseren voor de waterkracht- en osmosecategorieën 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 luchtwaterwarmtepomp in de gebouwde omgeving wordt het correctiebedrag specifiek vastgesteld op basis van een gasketel als referentie. Hierbij kan illustratief gedacht worden aan blokverwarming. Voor de luchtwaterwarmtepomp in de glastuinbouw geldt gegeven het referentievermogen van 500 kW_{th} een gasgestookte WKK-installatie waarbij het vermeden gasverbruik leidend is, vanwege de dominantie van gas-WKK's in de glastuinbouw.

5 Zonne-energie

In dit hoofdstuk gaan we in op de adviezen voor zonne-energie, te weten elektriciteit uit fotovoltaische 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. De in dit advies onderzochte categorieën voor zon-pv zijn:

- Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥15 kWp en <1 MWp, gebouwgebonden
- Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥15 kWp en <1 MWp, grondgebonden
- Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥15 kWp en <1 MWp, drijvend op water
- Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥1 MWp, gebouwgebonden
- Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥1 MWp en <20 MWp, grondgebonden
- Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥20 MWp, grondgebonden
- Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥1 MWp, drijvend op water
- Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥1 MWp en <20 MWp, zonvolgend grondgebonden
- Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥20 MWp, zonvolgend grondgebonden
- Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥1 MWp, zonvolgend drijvend op water

Voor alle categorieën voor zon-pv, behalve bij zonvolgende systemen, geldt dat wordt uitgegaan van een netaansluiting met een transportcapaciteit van 50 procent van het piekvermogen van de zonnepanelen. Voor zonvolgende systemen zijn de basisbedragen bepaald voor een netaansluiting meteen transportcapaciteit van 70 procent van het piekvermogen van de zonnepanelen. 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 meer gereguleerd zijn, maar in het vrije domein vallen.

Voor grondgebonden en drijvende pv-systemen is er in het advies SDE++ 2023 een analyse gedaan van natuurvriendelijke ontwerpopties en maatregelen ter verbetering van de biodiversiteit die niet overgenomen zijn in de regeling SDE++ 2023. In het huidige advies is deze analyse, op basis van input uit de markt, verder geactualiseerd en verwerkt in aparte tabellen, om eventuele implementatie in de SDE++ 2024 zo actueel mogelijk te maken. Hier is geen sprake van algemeen geldend, nationaal beleid dat de uitgangspunten van EZK voorschrijven. We veronderstellen daarom daarbij dat de Nederlandse gemeenten passend beleid hebben om de natuurvriendelijke ontwerpopties en maatregelen ter verbetering van de biodiversiteit via de vergunningverlening te garanderen.

De onderzochte categorieën voor zonthermie zijn:

- Zonthermie, ≥140 kW_{th} en <1 MW_{th}
- Zonthermie, ≥1 MW_{th}
- Daglichtkas

De onderzochte categorie voor PVT is:

- PVT met warmtepomp

5.1 Fotovoltaïsche zonnepanelen

5.1.1 Algemeen

Beperkingen wegens uitgangspunt goedkoopste en kwalitatief toereikende panelen

In de uitgangspunten voor de adviesvraag van SDE++ vraagt het ministerie van EZK om uit te gaan van een referentie-installatie die gebruik maakt van de goedkoopste pv-panelen die op de wereldmarkt verkrijgbaar zijn en daarbij kwalitatief toereikend zijn. Dit uitgangspunt beperkt de mogelijkheden om suggesties uit de markt mee te nemen in dit advies voor SDE++ 2024. Hieronder geven we een overzicht van onderwerpen waarop eventueel kwaliteitskeuzes gemaakt zouden kunnen worden. Dit is nu op basis van vrijwilligheid en vrije keuze van de ontwikkelaar. Deze informatie volgt uit de marktconsultatie en geven we hierbij ter kennisgeving aan het ministerie van EZK.

Maatschappelijk verantwoorde zon-pv

Er bestaan initiatieven om de waardeketen van zon-pv te verbeteren. Dit strekt van de productiefase (mijnbouw, productie van materialen, cellen en modules) tot aan het einde van de levensduur (recyclebaarheid) en de onderwerpen raken mens (mensenrechten, gezonde werkomstandigheden, sociale verhoudingen) en milieu (afvalstoffen, energiegebruik, uitstoot, recycling). Aan deze maatschappelijk verantwoorde zon-pv zijn op dit moment meerkosten verbonden, al zijn deze voor een deel niet kwantitatief bekend, en tegelijkertijd is het aantal aanbieders dat certificering aanbiedt beperkt. Als het merendeel van de zon-pv-projecten in Nederland kiest voor maatschappelijk verantwoorde zon-pv en deze kosten daadwerkelijk maakt of als dat wordt afgedwongen via extra eisen in generieke regelgeving, dan kunnen deze kosten wel meegenomen worden in het advies. Op dit moment is maatschappelijk verantwoorde zon-pv weinig beschikbaar op de markt waardoor afdwingen niet reëel gevonden wordt.

CO_2-terugverdientijd van zon-pv

De productie van pv-panelen gaat gepaard met CO_2-uitstoot. De hoeveelheid CO_2-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 CO_2-uitstoot in de productiefase van pv-panelen minder moeten zijn dan de vermeden CO_2 in de gebruiksfase ervan. Een recent artikel (Reichel et at., 2022)[14] suggereert dat het ontwerp van een pv-paneel kan zorgen tot 25% minder CO_2-uitstoot in de productiefase (glas-glas ten opzichte van modules met backsheet, op basis van CO_2-uitstoot per kWh) en dat de productielocatie van een pv-paneel kan zorgen voor zo'n 30% tot 40% minder CO_2-uitstoot (productie in Europa ten opzichte van productie in China). Door verdergaande ontwikkelingen kan dit beeld nog veranderen, maar op basis van deze analyse lijken glas-glasmodules geproduceerd in Europa ruim de helft minder CO_2-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.

Uitbannen van potentieel schadelijke chemische stoffen

[14] CO_2 emissions of silicon photovoltaic modules – impact of module design and production location, Reichel et al., gepresenteerd op de WCPEC-8 in Milaan, september 2022.

In de *backsheets* van huidige standaard pv-panelen worden materialen gebruikt die ook PFAS[15] bevatten en dit mogelijk in de loop van de tijd deels laten uitspoelen naar de omgeving. Behalve bij zonnepanelen speelt dit ook bij een reeks andere producten en daarom heeft het Europees Agentschap voor chemische stoffen (ECHA) in februari 2023 zijn restrictievoorstel[16] gepubliceerd, met als doel een Europees verbod op productie, gebruik, verkoop en import van PFAS. Invoering van het uiteindelijke verbod zal naar verwachting nog enkele jaren duren. In deze periode zou de pv-industrie moeten anticiperen op alternatieve materialen of alternatieve paneelontwerpen, zoals bijvoorbeeld glas-glas-pv-panelen[17], en daarbij ook moeten transformeren richting circulaire pv-panelen. Omdat de markt voor zonnepanelen internationaal is, heeft Nederland op korte termijn maar zeer beperkte mogelijkheden om hier verbetering af te dwingen. Op langere termijn kan het restrictievoorstel verbetering geven, maar ook het toepassen van beter ontworpen en geproduceerde zonnepanelen.

Daken met onvoldoende draagkracht

Om te voorkomen dat projecten niet gerealiseerd worden omdat daken onvoldoende draagkracht hebben, moet met ingang van de SDE++ 2022 bij de aanvraag worden aangetoond dat het dak constructief geschikt is of wordt gemaakt voor zon-pv. Uitgebreide informatie daarover is te vinden op de website van RVO (https://www.rvo.nl/onderwerpen/zonne-energie/geschikte-daken). In dit advies behandelen we drie nieuwe categorieën om zon-pv mogelijk te maken op daken met onvoldoende draagkracht:

1. verlichten van de belasting van het dak;
2. aanpassen van de zon-pv-installatie;
3. het versterken van de constructie;
4. het toepassen van lichtgewicht pv-panelen.

In de eerste drie bovengenoemde situaties kunnen bepaalde maatregelen genomen worden, die toegelicht worden in een rapport van SystemIQ (2021)[18]. In dit rapport worden deelmaatregelen genoemd en ook worden de kosten daarvan gekwantificeerd. Uiteindelijk wordt in dat rapport een conclusie gegeven gebaseerd op gemiddelde kosten en een sommatie van kosten. In het rapport wordt ook indicatief weergegeven om hoeveel dakoppervlak het gaat per type maatregel.

Omdat de SDE++ een generiek stimuleringsinstrument is, ligt het niet in de rede elke maatregel apart voor subsidie in aanmerking te laten komen. Er wordt een subsidieniveau gekozen dat passend is voor een groot deel van de minst ingrijpende maatregelen binnen elk van de drie genoemde opties, maar dat dus niet voor alle maatregelen toereikend is; dit om overstimulering zo veel mogelijk te voorkomen. In de volgende paragrafen wordt voor de drie opties beschreven hoe de kosten van de maatregelen bepaald zijn.

---

[15] Poly- en perfluoralkylstoffen (PFAS): verzamelnaam niet in de natuur voorkomende stoffen met een combinatie van fluorverbindingen en alkylgroepen. Deze stoffen kunnen zich ophopen in organismen en enkele PFAS zijn mogelijk kankerverwekkend.
[16] Perfluoralkyl bevattende chemische stoffen PFAS (ECHA)
[17] Het Dilemma | Zijn fabrikanten zonnepanelen klaar voor snel verbod PFAS of komt energietransitie in geding? (Solar Magazine)
[18] Constructieve beperkingen voor zon-op-dak in utiliteitsbouw, Eindrapportage SystemIQ, november 2021

Verlichten van de belasting van het dak

Mogelijkheden voor het verlichten van de dakbelasting zijn het verbeteren van de waterafvoer zodat het gewicht van water op het dak lager wordt, bijvoorbeeld door dakgoten en regenpijpen te verbeteren of door noodoverstorten aan te brengen. Ook kan eventueel de hoeveelheid grind op het dak verminderd worden. Voorgaande maatregelen zijn tegen relatief lage kosten uit te voeren en worden daarom niet onder een aparte categorie geschaard. Een meer ingrijpende en duurdere optie om de belasting van een dak te verminderen is het vervangen van bestaande isolatie en dakbedekking door lichtere materialen. Deze wordt niet meegenomen in de analyse.

Aanpassen van de zon-pv-installatie

De belasting van het dak kan aangepast worden door minder panelen te installeren, of de panelen te verdelen over meerdere dakvlakken. Voor schuine daken die rusten op gordingen, horizontale houten balken die in de lengterichting van een dak aangebracht zijn, is het mogelijk om zon-pv-panelen te plaatsen van gording tot gording, waardoor het tussenliggende dakdeel onbelast blijft. Een andere mogelijkheid is om lichtgewicht pv-panelen toe te passen. Deze mogelijkheid wordt verderop besproken.

Versterken van de constructie

De constructie kan versterkt worden door het versterken van de gordingen, bijvoorbeeld door extra balken, een trekstang of schotten aan te brengen. Ook kan er een extra spant geplaatst worden of een nieuwe kolom.

Het reeds genoemde rapport van SystemIQ geeft ook aan waar het meeste potentieel aan te verstevigen daken ligt. Bij de keuze voor de categorieën met dakversteviging maken we onderscheid tussen lichte interventies (kleine dakaanpassingen) en zware interventies (grote dakaanpassingen). Omwille van de efficiëntie van de SDE++-regeling richten we ons op relatief goedkope maatregelen met relatief groot potentieel. Daarbij kijken we naar de individuele maatregelen en nemen we niet een op een de door SystemIQ voorgestelde samengestelde maatregelpakketten over.

Voor de kleine dakaanpassingen richten we ons op het grootste potentieel van de lichte beperking, en dat betreft de agrarische bijgebouwen (94% van de agrarische bijgebouwen, in totaal goed voor 25 TWh elektriciteitsproductie per jaar). Daarbij kiezen we de goedkoopste maatregelen, en dat zijn maatregelen om het spant ofwel de kolom te verstevigen. Het versterken van de gordingen bij agrarische bijgebouwen is relatief duur, dus dat laten we buiten beschouwing. We komen dan tot een bedrag van 5 euro/m^2 dakoppervlak. Met dat bedrag is ook voor de logistieke centra een van de goedkoopste aanpassingen uitvoerbaar (versterken gordingen of spanten of kolommen). Tevens zouden met dit bedrag in gebouwen voor de maakindustrie de spanten verstevigd kunnen worden. Voor oude kantoren is deze opslag te laag voor constructieve aanpassingen.

Voor de grote dakaanpassingen richten we ons op agrarische bijgebouwen en logistieke centra (in totaal goed voor ruim 2 TWh elektriciteitsproductie per jaar). Daarbij kiezen we meerdere van de goedkopere maatregelen, dat zijn het spant en de kolom verstevigen en voor logistieke centra ook nog het verstevigen van de gordingen. Het versterken van de gordingen bij agrarische bijgebouwen is relatief duur dus dat laten we buiten beschouwing. We komen dan tot een bedrag van 10 euro/m^2 (agrarisch dakoppervlak) tot 14 euro/m^2 (logistiek dakoppervlak). Voor de maakindustrie en oude kantoren is deze opslag te laag voor constructieve aanpassingen.

Omdat het potentieel bij de agrarische bijgebouwen goedkoper te ontsluiten is worden de kosten hiervan als uitgangspunt genomen. De kosten bij distributiecentra zouden zo'n 15% tot 20% hoger zijn, maar die gaan uit van drie constructieve maatregelen in plaats van twee. De verwachting is dat ook de logistieke centra voldoende daken kunnen verstevigen, maar voor de gebouwen in de maakindustrie en kantoren is de opslag naar verwachting ontoereikend.

De hierboven genoemde bedragen voor de constructieve maatregelen zijn gespecificeerd per m^2 dakoppervlak. De waardes in Tabel 5.1 geven de waardes omgerekend naar vierkante meter pv-paneeldakoppervlak (bedekkingsgraad is 75% dus 100 m^2 dak heeft 75 m^2 zon-pv en de vermogensdichtheid van een paneel is circa 220 Wp/m^2).

Het toepassen van lichtgewicht pv-panelen

Als laatste variant behandelen we de toepassing van lichtgewicht pv-panelen. De gewichtsbesparing van deze panelen wordt gedreven door het gebruik van minder en lichter materiaal, met name door dunner dragermateriaal en omlijsting (of afwezigheid daarvan). Er zijn diverse varianten lichtgewicht panelen op de markt. Bij een toenemende vraag zal het aanbod op de markt ook groter worden en de meerprijs van lichtgewicht panelen ten opzichte van kristallijn silicium panelen zal dan naar verwachting afnemen. Voor de meerkosten van lichtgewicht pv-panelen kijken we naar het prijsniveau op dit moment. De verwachting is namelijk dat er een flinke kostenreductie kan plaatsvinden als de marktvraag aantrekt. We nemen aan dat deze kostendaling in Nederland kan intreden als er flinke volumes geplaatst worden en dat dit vanaf 2025 kan gebeuren indien lichtgewicht panelen in SDE++ 2024 voor subsidie in aanmerking kunnen komen. Extra kosten zitten nog in de verlijming van de panelen. Deze zullen naar verwachting snel afnemen wanneer de markt groeit.

Tabel 5.1
Voorgestelde meerkosten van dakaanpassingen en lichtgewicht pv-panelen voor gebouwgebonden zon-pv [€/kWp]

	Kleine dakaanpassing	Grote dakaanpassing	Lichtgewicht pv-panelen
Gebouwgebonden zon-pv <1 MWp	30	210	300
Gebouwgebonden zon-pv >1 MWp	30	160	250

De categorieën voor zon-pv inclusief kosten voor dakaanpassing zijn enkel bedoeld voor de bestaande bouw. De twee categorieën met dakversteviging zijn kwetsbaar voor oneigenlijk gebruik als het formuleren van voldoende heldere eisen in de SDE++ en het controleren op naleving daarvan te complex zou blijken te zijn.

Multifunctioneel ruimtegebruik

De maatschappelijke discussie en het beleid rondom multifunctioneel ruimtegebruik is volop in ontwikkeling[19]. In de uitgangspunten voor SDE++ 2024 wordt hier geen advies van het PBL over gevraagd. Voor toepassing van zon-pv in combinatie met parkeerlocaties geldt dat deze toch in aanmerking komen voor het hogere basisbedrag onder gebouwgebonden pv-systemen, ondanks dat dit geen gebouwen zijn, zie artikel 23.2 van de aanwijzingsregeling SDE++ 2023. In het advies

[19] Kamerbrief Tweede Zonnebrief over ontwikkeling zonne-energie, 6 juli 2023

SDE++ 2020 zijn de eventuele meerkosten van zon-pv op vuilstortplaatsen geanalyseerd en daaruit volgde toen dat we geen basis zagen om te differentiëren tussen zonneparken op voormalige stortplaatsen en overige grondgebonden systemen. We hebben geen recente informatie ontvangen die deze inzichten tegenspreken.

Economische levensduur

Bij de doorrekening van de categorieën voor zon-pv gaan we al meerdere jaren uit van een levensduur van 20 jaar. Dat betekent dat inkomsten uit bedrijfsjaren 16 t/m 20 (dus na de subsidieperiode) meegenomen worden in de kasstroom. 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 voor de hand liggend, 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 vervangingen van componenten zijn te onzeker om een verantwoorde kostenbatenanalyse van een levensduur tot en met 25 jaar te maken.

Ruimtelijke impact en natuurinclusiviteit

Het ministerie van EZK heeft aan het PBL gevraagd om voor zon-pv-projecten op land ook 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 hebben we die categorie ook nader bekeken.

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.[20] 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. Door het *EcoCertified Solar Label* kan tevens de communicatie tussen de betrokken partijen, inclusief omwonenden, eenvoudiger worden. Welke maatregelen het gewenste effect hebben, is daarbij nog onder studie.

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 door beplanting met een gewas als mais zonder bemesting alvorens het park te bouwen, of door het afgraven van de toplaag (eventueel te

[20] Zie https://zoninlandschap.nl/projecten/i358/ecocertified-solar-parks.

verwerken in een omwalling van het park). Regelmatig maaien en maaisel afvoeren tijdens bedrijfsvoering wordt daarbij aangeraden. 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.[21]

Het bodemleven bij grondgebonden zonneparken heeft baat bij voldoende lichttoetreding.[22] Dat kan door de pv-ontwikkelaar beïnvloed worden door de keuze voor de opstelling, zoals de oriëntatie, de afstand tussen de panelen, de breedte van de zonnetafels en de afstand daartussen, lichtdoorlating van de pv-panelen, de hoogte van de pv-panelen ten opzichte van de bodem of de bedekkingsgraad). De gegeven voorbeelden zijn vanwege hun geometrie objectief te beoordelen, wat een voordeel is. Er bestaan methodieken om de lichttoetreding te kwantificeren en er zijn normen voor de noodzakelijke grondbelichting. De keerzijde voor de ontwikkelaar is dat de parkkosten zullen toenemen vanwege bijvoorbeeld de meerkosten aan grondhuur. Alleen als grond gratis beschikbaar gesteld wordt, is deze maatregel kosteloos. Dit zal niet altijd mogelijk zijn. De meerkosten voor grondhuur zouden via de SDE++ afgedekt kunnen worden.

Ter illustratie van de kosten een rekenvoorbeeld: als 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 tot 1.200 euro/jaar, uitgaande van grondhuur van 2.000 tot 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. Voor grotere parken veronderstellen we iets lagere grondkosten. Een alternatief daarbij is om tweezijdige (*bifacial*) panelen toe te passen, waarbij het licht tussen de individuele zonnecellen door de bodem kan bereiken. Deze tussenruimte mag niet zwart, wit of melkachtig zijn. Er wordt in de markt regelmatig gekozen voor tweezijdige panelen, omdat die een gunstige kostenbatenverhouding hebben, zie ook paragraaf 5.1.10 ‘Tweezijdige zonnepanelen’.

Het eerder genoemde en nog te ontwikkelen *EcoCertified Solar Label* voor zonneparken beoogt biodiversiteit en bodemleven rondom zonneparken te verbeteren ten opzichte van de uitgangssituatie. Hierdoor kan ook de implementatie versneld worden en het draagvlak voor zonneparken verbeterd worden. Tegemoetkomen aan wensen uit de directe omgeving van een zonnepark om het draagvlak te verbeteren gaat ook vaak gepaard met extra kosten.

Landschapsinpassing en lokale effecten

In het advies voor de SDE+ 2018 zijn de kosten voor landschapsinpassing al eens indicatief geschat op 5 euro/kWp. Dat bedrag is uit de marktconsultatie destijds gekomen. Recente 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

[21] A. Schotman 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.

[22] B. van Aken, A. Binani & K. Cesar (2021), Towards nature inclusive east-west orientated solar parks.

(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 scharen we ook de 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 is vatbaar voor nadere aanscherping. Het toepassen van ecocorridors (onderbroken pv-vlakken, zodat er voor dier en natuurpaden door het park zijn) vraagt ook om een groter oppervlaktebeslag. Een ecocorridor is echter 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. Ook kan gedacht worden aan het toepassen van door provincies goedgekeurde beheerpakketten, zoals bijvoorbeeld het Subsidiestelsel Natuur en Landschap (SNL)[23]. De genoemde bedragen zijn gebaseerd op indicatieve kostencijfers. Het eerder genoemde project *EcoCertified Solar Parks* 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 als de parken ontworpen worden met het reduceren van de beheerkosten als leidraad voor het ontwerp.

Impact na einde levensduur

In de vergunningverlening zou ook aandacht kunnen zijn voor de ontmanteling, recyclebaarheid en de circulariteit van zon-pv. In paragraaf 5.1.3 wordt de afvalverwerkingsbijdrage voor pv-panelen besproken.

Conclusie

Natuurinclusiviteit wordt gezien als een belangrijk onderwerp bij het ontwikkelen van zonneparken. Zoals hiervoor is opgesomd 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. We geven ter overweging mee om goed te volgen wat de resultaten zijn van bestaande initiatieven die biodiversiteit bij zonneparken monitoren. Bij gunstige resultaten kunnen de uitkomsten daarvan ook meegenomen worden in de advisering voor de SDE++ in 2025. In de tabellen 5.2 en 5.3 geven we een indicatie van de kosten van maatregelen die denkbaar zijn. Deze kosten zijn daarbij met relatief grote onzekerheid omgeven. 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 EZK. Mocht EZK dit wensen, dan geven we ter advisering mee dat geborgd moet worden dat de gesubsidieerde maatregelen ook inderdaad geïmplementeerd gaan worden.

[23] Zie: Subsidiestelsel Natuur en Landschap (SNL).

Controle daarop in de meeste gevallen doorgaans echter een gemeentelijke aangelegenheid. De gerapporteerde basisbedragen bevatten wel de kosten van alle opgesomde maatregelen.

Mogelijkheden en implicaties non-firm ATO

Tijdens de marktconsultatie is een duidelijk signaal afgegeven van marktpartijen dat een *non-firm* ATO (niet gegarandeerde aansluit- en transportovereenkomst) heel onwenselijk is. De implicaties van een *non-firm* ATO zijn dat er eventueel geen leningen voor zon-pv-projecten worden verstrekt vanwege het niet beïnvloedbare risico op tegenvallende opbrengsten bij het niet kunnen leveren van elektriciteit. Zie ook de passage in de inleiding van het hoofdstuk over windenergie.

Tabel 5.2
Extra investeringskosten [euro/kWp] voor pv-parken op land en op water

Thema	Aspect	500 kWp veld	500 kWp drijvend	10 MWp veld	10 MWp drijvend	30 MWp veld
Goede en gezonde leefomgeving	**Nulmeting en beheerplan**	2,5	2,5	1	1	0,4
Goede en gezonde leefomgeving	**Landschapsinpassing en natuurvriendelijk ontwerp**	5	0	2	0	1
Goede en gezonde leefomgeving	**Transformatorhuis/omvormers op afstand van wonen**	0	0	0	0	0
Natuurbehoud en beschermen biodiversiteit	**Gebruik maken van *bifacial*, semitransparante panelen**	0	0	0	0	0
Natuurbehoud en beschermen biodiversiteit	**Omheining die migratie van dieren faciliteert**	0	0	0	0	0
Natuurbehoud en beschermen biodiversiteit	**Fauna: nestgelegenheid bieden**	0	0	0	0	0
Bescherming bodem- en waterkwaliteit	**Nutriëntenwaarde van de grond verlagen**	0	0	0	0	0
Bescherming bodem- en waterkwaliteit	**Vermijden bodemverdichting tijdens aanleg zonneparken**	0	0	0	0	0
Kosten van alle maatregelen		**7,5**	**2,5**	**3**	**1**	**1,4**

Tabel 5.3
Meerkosten voor jaarlijks onderhoud [euro/kWp/jaar] voor pv-parken op land en op water

Thema	Aspect	500 kWp veld	500 kWp drijvend	10 MWp veld	10 MWp drijvend	30 MWp veld
Natuurbehoud en beschermen biodiversiteit	**Voldoende licht- en watertoetreding tot de bodem**	0,6	0	0,4	0	0,4
Natuurbehoud en beschermen biodiversiteit	**Geen gebruik van bestrijdingsmiddelen**	0	0	0	0	0
Bescherming bodem- en waterkwaliteit	**Deskundig beheer en monitoring toepassen**	2,5	2,5	1	1	0,4
Bescherming bodem- en waterkwaliteit	**Extensief beheerde flora**	1,5	0	1,5	0	1,5
Kosten van alle maatregelen		**4,6**	**2,5**	**2,9**	**1**	**2,3**

5.1.2 Peiljaren

De kosten voor zon-pv-projecten worden bepaald voor het moment waarop de aangenomen kosten overeenkomen 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 5.4
Peil- en realisatiejaren

Vermogen	Specificatie	Uiterlijke jaar van realisatie	Peiljaar voor investeringskosten
Pv < 1 MWp	**Gebouwgebonden Grondgebonden Drijvend op water**	2026	2025
Pv > 1 MWp	**Gebouwgebonden**	2027	2026
Pv > 1 MWp	**Grondgebonden Drijvend op water Zonvolgend op land of op water**	2028	2027

5.1.3 Kosten pv-modules

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

We beschouwen de huidige kostprijs als opgebouwd uit één component gebaseerd op de langjarige leercurve en één component met kosten ten gevolge van tijdelijke verstoringen in de markt en logistieke keten tussen 2020 en 2022. Voor onze berekening gaan we uit van de huidige marktprijzen waarbij de tijdelijke component vanwege marktverstoringen vanaf 2022 in twee jaar lineair afgebouwd wordt. De kosten voor pv-modules (exclusief inflatiecorrectie en schaalvoordeel) worden voor medio 2025 geschat op 185 euro/kWp, voor medio 2026 op 175 euro/kWp en voor medio 2027 op 165 euro/kWp. Vanaf juli 2023 bedraagt de afvalbeheerbijdrage[24] voor zonnepanelen 0,04 euro per kg. We vertalen dat naar een toename van de investeringskosten van 2 euro per kWp.

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

5.1.4 Kosten omvormers

De kosten van omvormers liggen in 2023 in Nederland rond 30 euro/kWp volgens een prognose van een producent van omvormers. Hierbij is gerekend 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 de prognoses en een prijsreductie van 5 procent per jaar, rekenen we met kosten vanaf 2025, exclusief inflatiecorrectie, van op 25 euro/kWp, 24 euro/kWp in 2026 en 23 euro/kWp in 2027. Daarnaast passen we ook een schaalvoordeel toe voor grootschalige systemen. Hoewel de beschikbaarheid van omvormers wel onder druk staat door bijvoorbeeld een wereldwijd tekort aan chips, hebben we niet gerekend met een tijdelijke verstoring van de omvormerprijs, omdat het effect op de totale investeringskosten beperkt is. De eenmalige omvormervervangingskosten tijdens de levensduur zijn beschreven in paragraaf 5.1.8.

5.1.5 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 licht toe (inclusief inflatie) en in relatieve zin nemen ze richting de peiljaren een toenemend aandeel in de totale kosten op zich.

5.1.6 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 we niet differentiëren tussen systemen waarbij de bestaande netwerkaansluiting gebruikt wordt en systemen waarvoor een nieuwe of uitgebreide aansluiting gerealiseerd wordt.

Bij grootschalige grondgebonden en drijvende systemen vallen de kosten van een nieuwe netwerkaansluiting tot 10 MVA in het gereguleerde domein met vaststaande prijzen. Tussen netbeheerders bestaan echter wel prijsverschillen. Ook worden nieuwe aansluitingen vaak niet redundant aangelegd. Bij dit N-0-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 nemen we kosten voor een nieuwe netwerkaansluiting wel mee.

Voor dit advies maken we gebruik van een analyse van de aansluitkosten van het referentiesysteem per categorie. Deze analyse is op basis van zowel gereguleerde tarieven als observaties van aansluitkosten in gerealiseerde projecten op basis van het N-0-principe. Voor de categorieën met een referentiesysteem van 10 MWp (te weten grondgebonden, drijvend op water of zonvolgend groter dan 1 MWp) is het aannemelijk dat een transportkabel nodig is. Hiervoor is een post opgenomen in het kostenoverzicht. Tabel 5.5 geeft per categorie de kosten per kilowattpiek weer voor systemen met een netwerkaansluiting van circa 70 procent van het piekvermogen. De kosten bij aansluiting op 50% van het piekvermogen zijn afkomstig uit het PBL-advies voor de SDE++ 2022 over fotovoltaïsche zonne-energie op een kleinere netaansluiting. Wanneer een netwerkaansluiting van 50 procent van het piekvermogen gebruikt wordt, worden de kosten per kilowattpiek lager.

Tabel 5.5
In de berekening meegenomen kosten voor de netwerkaansluiting in euro/kWp

Categorie	Bij aansluiten 70% piekvermogen (+transportkabel)	Bij aansluiten 50% piekvermogen
≥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

5.1.7 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 5.6 en tabel 5.7. 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 verondersteld aan de kosten voor grondgebonden 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.

Tabel 5.6
Overzicht van vaste operationele kosten (euro/kWp per jaar, zie tabel 5.7 voor vervolg)

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	4,5	6,75	4,5	6
Groenonderhoud[b)]	0	1,5	1,0	0	1,0
Verzekering	2	2	2	2	1,5
Beveiligingsdiensten	0	0,5	0	0	0,5
Netwerkaansluiting	2	2	2	2	2
Assetmanagement	1	1	1	1	1
OZB (lichtgewicht pv; zware dakaanpassing)	1,7 (2,4; 2,2)	1,7	2,0	1,6 (2,1; 2,0)	1,6
Totaal SDE++ 2024 (lichtgewicht pv; zware dakaanpassing)	**11,7 (12,4; 12,2)**	**13,2**	**14,7**	**11,1 (11,6; 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.

Tabel 5.7
Overzicht van vaste operationele kosten (euro/kWp per jaar, vervolg van tabel 5.6)

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	5	3,5	5
Groenonderhoud[b)]	1,0	1,5	1,5	1,5	1,5
Verzekering	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Beveiligingsdiensten	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Netwerkaansluiting	2	2	2	2	2
Assetmanagement	1	1	1	1	1
OZB	2,4	1,6	1,8	1,5	1,7
Totaal SDE++ 2024	**14,9**	**12,1**	**13,3**	**11,5**	**13,2**

a) De kostenposten zijn afgerond.
b) Groenonderhoud voor veldsystemen betreft het maaien van vegetatie, voor drijvende systemen gaat het om het verwijderen van onderwatervegetatie.

5.1.8 Eenmalige operationele kosten

In dit 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 20e bedrijfsjaar van het pv-systeem zijn meegewogen (dus 8/12e van de kosten, uitgelegd op 70 procent van het piekvermogen).

5.1.9 Elektriciteitsprijzen

In de subsidieperiode van een pv-installatie, de eerste 15 jaar van de economische levensduur, hebben elektriciteitsprijzen geen directe 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 directe 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 2023, inclusief kosten voor profieleffect en onbalans van zonne-energie.

5.1.10 Tweezijdige zonnepanelen

In de afgelopen jaren zijn tweezijdige zonnepanelen commercieel beschikbaar geworden en deze worden steeds meer toegepast. In het eindadvies SDE++ 2023 is beschreven dat er op jaarbasis een meeropbrengst kan zijn die tot 15% hoger ligt dan bij het gebruik van enkelzijdige zonnepanelen. 15% is hierbij een maximum bij ideale condities, wat in SDE++ gehonoreerd wordt via een hoger piekvermogen (kWp) van de pv-installatie. In de praktijk wordt dit maximum echter vaak niet gehaald. In het eindadvies SDE++ 2024 adviseren we om deze waarden te specificeren per thema, zoals beschreven in tabel 5.8. Dakgebonden en grondgebonden oost-westsystemen 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 ook niet meer energie dan een enkelzijdig zuid-systeem, waardoor hier geen extra opbrengst (piekvermogen) voor wordt berekend. Zuid-systemen en oost-westsystemen 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 5.8
Advies voor extra piekvermogen (kWp) per configuratie bij het gebruik van tweezijdige zonnepanelen

Configuratie	Extra piekvermogen
Dakgebonden systemen tweezijdig	0
Grondgebonden systemen tweezijdig oost-west	0
Grondgebonden systemen tweezijdig zuid	5%
Grondgebonden systemen tweezijdig zonvolgend	5%
Grondgebonden systemen tweezijdig verticaal	0
Drijvende systemen tweezijdig	0

De kosten van tweezijdige panelen zijn nog altijd hoger dan enkelzijdige panelen. De kosten per kilowattuur (basisbedrag) van een project met tweezijdige zonnepanelen liggen echter dicht bij de kosten per kilowattuur van een project met enkelzijdige zonnepanelen, mits alle geproduceerde elektriciteit subsidiabel is. Voor systemen die dakgebonden zijn, grondgebonden oost-west, grondgebonden verticaal of drijvend zijn, adviseren we om geen hoger piekvermogen toe te kennen bij een SDE++-aanvraag vanwege de hierboven genoemde redenen.

5.1.11 Zon-pv drijvend op water

Het algemene beeld qua kosten is dat voor drijvende zon-pv-systemen zowel de investeringskosten als operationele kosten hoger zijn dan bij zon-pv op daken of op land. De extra investerings-

kosten 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. We rekenen met 50 procent extra vaste O&M-kosten ten opzichte van grondgebondensystemen ≥1 MWp.

5.1.12 Vollasturen

In dit advies wordt voor alle grondgebonden systemen verondersteld dat een locatie wordt gekozen waarop panelen in optimale stand kunnen worden opgesteld (zuidopstelling), 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 adviesvraag en de grotere vrijheid van ontwerpkeuze bij grondgebonden systemen, differentiëren we in dit advies niet 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 zon-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 standaardsystemen 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. Ze hebben 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 kilowattuur van een project met een zonvolgsysteem liggen nabij de kosten per kilowattuur van een project zonder volgsysteem, mits over alle uren subsidie ontvangen kan worden. Voor grondgebonden systemen draaiend om een horizontale as hanteren we een referentiewaarde van 950 x 110 procent = 1.045 vollasturen. Voor jaar 16 tot en met jaar 20 rekenen we met 975 vollasturen per jaar aan. Voor drijvende projecten met een zonvolgsysteem draaiend om een verticale as wordt een referentiewaarde van 950 x 125 procent = 1.190 vollasturen gebruikt bij gelijke basisbedragen en voor jaar 16 tot en met jaar 20 houden we 1.110 vollasturen per jaar aan.

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 advies SDE++ 2024 hebben we de vollasturen nader onderzocht en de waarden aangepast ten opzichte van het advies SDE++ 2023. Een overzicht van de vollasturen wordt in tabel 5.9 weergegeven.

Tabel 5.9
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
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	855	800
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, drijvend op water	855	800
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.

5.1.13 igen verbruik van elektriciteit uit zon-pv

Zon-pv kent twee correctiebedragen: voor levering aan het net en voor zelfconsumptie ('eigen verbruik' of niet-netlevering). Voor de rangschikking van de technieken binnen de SDE++ wordt gekeken naar het basisbedrag verminderd met de langetermijnprijs en -GvO-waarde. Vanwege het gebruik van twee correctiebedragen moet bij zon-pv een gemiddelde langetermijnprijs tussen netlevering en niet-netlevering als referentie voor de rangschikking genomen worden. Tabel 5.10 geeft het aangenomen gemiddelde aandeel eigen verbruik voor verschillende categorieën. Hierbij is gebruik gemaakt van productiegegevens die RVO gebruikt voor uitkering van SDE-subsidies (status augustus 2023). Ten opzichte van voorgaande jaren zijn er percentages voor het eigen verbruik op basis van deze cijfers naar beneden bijgesteld.

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 houden daar dus geen rekening mee.

Tabel 5.10
Waarde van de gemiddelde niet-netlevering van elektriciteit van pv-systemen

Categoriegroep	Gebouwgebonden	Grondgebonden	Drijvend op water
Zon-pv , ≥15 kWp en <1 MWp	50%	45%	45%
Zon-pv ≥1 MWp	40%	-	5%
Zon-pv ≥1 MWp en <20 MWp	-	5%	-
Zon-pv ≥20 MWp	-	0%	-

5.1.14 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 nettorestwaarde toegekend aan het einde van de levensduur.

5.1.15 Categorie-specifieke overzichten zon-pv

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

Tabel 5.9
Technisch-economische parameters voor fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥15 kWp en <1 MWp, gebouwgebonden

	Eenheid	SDE++ 2023	SDE++ 2024
Vermogen	[kWp]	250	250
Investeringskosten	[€/kWp]	627	569
Vaste O&M-kosten	[€/kWp/jaar]	12,0	11,7
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0019	0,0019
Eenmalige O&M-kosten in jaar 13	[€]	4.500	3.750
Vollasturen (in jaar 16-20)	[uur/jaar]	800 (760)	840 (785)
Basisbedrag	[€/kWh]	0,0916	0,0791
Basisbedrag incl. kleine dakaanpassing	[€/kWh]	-	0,0828
Basisbedrag incl. grote dakaanpassing	[€/kWh]	-	0,1063
Basisbedrag incl. lichtgewicht pv	[€/kWh]	-	0,1192
Subsidieperiode	[jaar]	15	15

Tabel 5.11
Technisch-economische parameters voor fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥15 kWp en <1 MWp, grondgebonden

	Eenheid	SDE++ 2023	SDE++ 2024
Vermogen	[kWp]	500	500
Investeringskosten	[€/kWp]	646	586
Vaste O&M-kosten	[€/kWp/jaar]	13,5	13,2
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0019	0,0019
Eenmalige O&M-kosten in jaar 13	[€]	9000	7500
Vollasturen (in jaar 16-20)	[uur/jaar]	840 (800)	855 (800)
Basisbedrag	[€/kWh]	0,0916	0,0818
Basisbedrag incl. landschap & natuur	[€/kWh]	0,0991	0,0896
Subsidieperiode	[jaar]	15	15

Tabel 5.13
Technisch-economische parameters voor fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥15 kWp en <1 MWp, drijvend op water

	Eenheid	SDE++ 2023	SDE++ 2024
Vermogen	[kWp]	500	500
Investeringskosten	[€/kWp]	742	673
Vaste O&M-kosten	[€/kWp/jaar]	15,1	14,7
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0019	0,0019
Eenmalige O&M-kosten in jaar 13	[€]	9.000	7.500
Vollasturen (in jaar 16-20)	[uur/jaar]	840 (800)	855 (800)
Basisbedrag	[€/kWh]	0,1055	0,0948
Basisbedrag incl. landschap & natuur	[€/kWh]	0,1055	0,0990
Subsidieperiode	[jaar]	15	15

Tabel 5.15
Technisch-economische parameters voor fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, gebouwgebonden

	Eenheid	SDE++ 2023	SDE++ 2024
Vermogen	[kWp]	2.500	2.500
Investeringskosten	[€/kWp]	548	532
Vaste O&M-kosten	[€/kWp/jaar]	11,2	11,1
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0019	0,0019
Eenmalige O&M-kosten in jaar 13	[€]	40.000	35.000
Vollasturen (in jaar 16-20)	[uur/jaar]	800 (760)	840 (785)
Basisbedrag	[€/kWh]	0,0804	0,0734
Basisbedrag incl. kleine dakaanpassing	[€/kWh]	-	0,0772
Basisbedrag incl. grote dakaanpassing	[€/kWh]	-	0,0942
Basisbedrag incl. lichtgewicht pv	[€/kWh]	-	0,1068
Subsidieperiode	[jaar]	15	15

Tabel 5.17
Technisch-economische parameters voor fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥1 MWp en <20 MWp , grondgebonden

	Eenheid	SDE++ 2023	SDE++ 2024
Vermogen	[kWp]	10.000	10.000
Investeringskosten	[€/kWp]	485	472
Vaste O&M-kosten	[€/kWp/jaar]	12,2	12,1
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0019	0,0019
Eenmalige O&M-kosten in jaar 13	[€]	150.000	130.000
Vollasturen (in jaar 16-20)	[uur/jaar]	840 (800)	855 (800)
Basisbedrag	[€/kWh]	0,0701	0,0663
Basisbedrag incl. landschap & natuur	[€/kWh]	0,0750	0,0706
Subsidieperiode	[jaar]	15	15

Tabel 5.19
Technisch-economische parameters voor fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 20 MWp, grondgebonden

	Eenheid	SDE++ 2023	SDE++ 2024
Vermogen	[kWp]	30.000	30.000
Investeringskosten	[€/kWp]	464	451
Vaste O&M-kosten	[€/kWp/jaar]	11,6	11,5
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0019	0,0019
Eenmalige O&M-kosten in jaar 13	[€]	450.000	390.000
Vollasturen (in jaar 16-20)	[uur/jaar]	840 (800)	855 (800)
Basisbedrag	[€/kWh]	0,0667	0,0624
Basisbedrag incl. landschap & natuur	[€/kWh]	0,0701	0,0660
Subsidieperiode	[jaar]	15	15

Tabel 5.21
Technisch-economische parameters voor fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, drijvend op water

	Eenheid	SDE++ 2023	SDE++ 2024
Vermogen	[kWp]	10.000	10.000
Investeringskosten	[€/kWp]	558	543
Vaste O&M-kosten	[€/kWp/jaar]	13,7	13,6
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0019	0,0019
Eenmalige O&M-kosten in jaar 13	[€]	150.000	130.000
Vollasturen (in jaar 16-20)	[uur/jaar]	840 (800)	855 (050)
Basisbedrag	[€/kWh]	0,0811	0,0770
Basisbedrag incl. landschap & natuur	[€/kWh]	0,0811	0,0786
Subsidieperiode	[jaar]	15	15

Tabel 5.23
Technisch-economische parameters voor fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥1 MWp en <20 MWp , zonvolgend grondgebonden

	Eenheid	SDE++ 2023	SDE++ 2024
Vermogen	[kWp]	10.000	10.000
Investeringskosten	[€/kWp]	558	600
Vaste O&M-kosten	[€/kWp/jaar]	13,2	13,3
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0019	0,0019
Eenmalige O&M-kosten in jaar 13	[€]	150.000	130.000
Vollasturen (in jaar 16-20)	[uur/jaar]	1045 (975)	1045 (975)
Basisbedrag	[€/kWh]	0,0633	0,0663
Basisbedrag incl. landschap & natuur	[€/kWh]	0,0676	0,0706
Subsidieperiode	[jaar]	15	15

Tabel 5.24
Technisch-economische parameters voor fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 20 MWp, zonvolgend grondgebonden

	Eenheid	SDE++ 2023	SDE++ 2024
Vermogen	[kWp]	30.000	30.000
Investeringskosten	[€/kWp]	545	562
Vaste O&M-kosten	[€/kWp/jaar]	13,6	13,2
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0019	0,0019
Eenmalige O&M-kosten in jaar 13	[€]	450.000	390.000
Vollasturen (in jaar 16-20)	[uur/jaar]	1045 (975)	1045 (975)
Basisbedrag	[€/kWh]	0,0602	0,0624
Basisbedrag incl. landschap & natuur	[€/kWh]	0,0632	0,0660
Subsidieperiode	[jaar]	15	15

Tabel 5.25
Technisch-economische parameters voor fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, zonvolgend drijvend op water

	Eenheid	SDE++ 2023	SDE++ 2024
Vermogen	[kWp]	10.000	10.000
Investeringskosten	[€/kWp]	753	807
Vaste O&M-kosten	[€/kWp/jaar]	14,7	14,9
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0019	0,0019
Eenmalige O&M-kosten in jaar 13	[€]	150.000	130.000
Vollasturen (in jaar 16-20)	[uur/jaar]	1190 (1045)	1190 (1045)
Basisbedrag	[€/kWh]	0,0734	0,0770
Basisbedrag incl. landschap & natuur	[€/kWh]	0,0734	0,0786
Subsidieperiode	[jaar]	15	15

5.1.16 Bijplaatsen zon-pv bij bestaande installaties

In deze paragraaf geven we een korte analyse van het effect van het bijplaatsen van zon-pv bij bestaande installaties op het basisbedrag van de bestaande en nieuwe installatie. Ook worden enkele overwegingen gepresenteerd.

Tabel 5.26
Effect op basisbedrag

	Vollasturen jaar 1-15	Vollasturen jaar 16-20	Basisbedrag (EUR/kWh)
≥1 MWp dakgebonden SDE++ 2020	950	890	0,074
≥1 MWp dakgebonden SDE++ 2021	900	845	0,0655
≥1 MWp dakgebonden SDE++ 2022 (50% transportcapaciteit van piekvermogen zonnepanelen)	889	810	0,0670
≥1 MWp dakgebonden SDE++ 2023 (50% transportcapaciteit van piekvermogen zonnepanelen)	800	760	0,0804

Het referentiesysteem voor de categorie ≥1 MWp dakgebonden is een systeem van 2,5 MWp. Een netaansluiting van 70% van 2,5 MWp is 1,75 MW. Als 1,75 MW 50% van het totale piekvermogen van een installatie met bijgeplaatste panelen is, dan is het nieuwe piekvermogen 3,5 MWp. Er wordt dus ten opzichte van het referentiesysteem 1 MWp bijgeplaatst. Het gemiddeld aantal vollasturen (vlu) voor jaar 1-15 van de bestaande installatie zal dalen van dan wel 950 of 900 vollasturen naar 800 vollasturen.

Analyse voor ≥ 1 MWp dakgebonden SDE++ met 950 vollasturen

Gebruikmakend van het OT-model voor ≥ 1 MWp dakgebonden SDE++ 2023 met 950 vollasturen (890 voor jaren 16-20), berekenen we een basisbedrag van 0,0674 euro/kWh. Het relatieve verschil in vollasturen tussen de oude situatie met 950 vollasturen en de nieuwe situatie van 800 vollasturen is 18%. Dit komt overeen met 375.000 kWh aan gemiste opbrengst (150 vollasturen * 2500 kWp) voor het referentiesysteem van 2,5 MWp.

Het bijgeplaatste piekvermogen van 1 MWp met 800 vollasturen heeft een basisbedrag van 0,0813 euro/kWh. De geproduceerde energie bedraagt 800.000 kWh (800 vollasturen * 1000 kWp). Indien het bijgeplaatste systeem de niet-geproduceerde energie van het bestaande systeem dient te compenseren, blijft er 425.000 kWh over (800.000 - 375.000 kWh). Dit kan virtueel teruggerekend worden naar 425 vollasturen voor de bijgeplaatste 1 MWp. Wanneer met 425 vollasturen gedurende de gehele economische levensduur een basisbedrag uitgerekend wordt voor een 1MWp-systeem, volgt een basisbedrag van 0,1591 euro/kWh. Het resultaat van deze analyse: de kosten van de geproduceerde elektriciteit van de bijgeplaatste panelen zijn bij deze aannames ruim tweemaal zo groot als voor een nieuwe installatie.

Analyse voor ≥1 MWp dakgebonden SDE++ met 900 vollasturen

Gebruikmakend van het OT-model voor ≥ 1 MWp dakgebonden SDE++ 2023 met 900 vollasturen (845 voor jaren 16-20), berekenen we een basisbedrag van 0,0716 euro/kWh. Het verschil met 800 vollasturen is 13,5%. Dit komt overeen met 250.000 kWh voor het referentiesysteem van 2,5 MWp.

Het bijgeplaatste piekvermogen van 1 MWp kent 800 vollasturen en een basisbedrag van 0,0813 euro/kWh. Het totaal aantal kilowattuur bedraagt 800.000. Indien het bijgeplaatste systeem de niet-geproduceerde energie van het bestaande systeem dient te compenseren, blijft er 550.000 kWh over. Dit kan virtueel teruggerekend worden naar 550 vollasturen voor de bijgeplaatste 1 MWp. Wanneer met 550 vollasturen gedurende de gehele economische levensduur een basisbedrag uitgerekend wordt voor een 1MWp-systeem, volgt een basisbedrag van 0,1211 euro/kWh. Het resultaat van deze analyse: uitgaande van een systeem met 900 vollasturen stijgt het basisbedrag met ongeveer 70%.

Overwegingen bij het bijplaatsen van zon-pv bij bestaande installaties

- De extra elektriciteitsopbrengst door bijplaatsing van zon-pv-panelen tot een verhouding waarbij de netaansluiting 50% van het aansluitvermogen bedraagt, kent relatief hoge kosten: de extra geproduceerde hoeveelheid elektriciteit, inclusief de gederfde opbrengst van de oorspronkelijke installatie, is ongeveer tweemaal zo hoog als die van de oorspronkelijke installatie.
- Gemiddeld stijgen de kosten van de variant met 950 vollasturen voor het hele project van 0,0674 euro/kWh naar (800 * 0,0804 + 150 * 0,1591) / 950 = 0,0928 euro/kWh, een toename van zo'n 25%. Als het correctiebedrag onder het basisbedrag ligt, dan is de toename nog groter.
- Gemiddeld stijgen de kosten van de variant met 900 vollasturen voor het hele project van 0,0655 euro/kWh naar (800 * 0,0804 + 100 * 0,1211) / 900 = 0,0840 euro/kWh, een toename van zo'n 30%. Als het correctiebedrag onder het basisbedrag ligt, dan is de toename nog groter.
- De berekening is complexer wanneer de uitbreiding niet synchroon loopt met de oorspronkelijke installatie (wat per definitie altijd het geval zal zijn). Er is dan eerst een periode met alleen de oorspronkelijke installatie, dan een periode met de combinatie en tenslotte een tijd met alleen de uitbreiding. Dit maakt de berekening omslachtig.
- De berekening houdt geen gebruik met de financiële voordelen van eigen gebruik. Om hiervoor te compenseren is het zaak de variatie in eigen gebruik te beschouwen, het profiel en ook de degradatie van de panelen mee te wegen en tevens met specifieke aandacht voor de piekmomenten. Doordat het verzoek voor het bijplaatsen van zon-pv bij bestaande installaties later in het onderzoeksproces is binnengekomen, hebben we hier onvoldoende naar kunnen kijken. Het zou in het komend jaar nader onderzocht kunnen worden.

5.2 Zonthermie

5.2.1 Zonthermie, ≥140 kW_{th} tot 1 MW_{th}

De ondergrens van zonthermische systemen voor de SDE++ ligt bij een apertuuroppervlakte van 200 m^2 (140 kW_{th}). Kleinere systemen kunnen in aanmerking komen voor een investeringssubsidie via de Investeringssubsidie duurzame energie (ISDE). Het referentiesysteem voor deze SDE++-categorie betreft tapwaterverwarming met een vermogen van 140 kW_{th} voor grote verbruikers, uitgerust met een lichtdoorlatende laag afgedekte zonnecollectoren en een warmteopslagvat. In deze categorie passen ook systemen voor zonnewarmte met concentrerende spiegels, voor eenzelfde basisbedrag. Tabel 5.26 geeft de technisch-economische parameters voor een systeem van 200 m^2 collectoroppervlak of 140 kW_{th}.

Tabel 5.26
Technisch-economische parameters voor zonthermie, ≥140 kW_{th} tot 1 MW_{th}

	Eenheid	SDE++ 2023	SDE++ 2024
Vermogen	[kWp]	140	140
Investeringskosten	[€/kWp]	544	544
Vaste O&M-kosten	[€/kWp/jaar]	2,0	2,0
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0019	0,0019
Vollasturen	[uur/jaar]	600	600
Basisbedrag	[€/kWh]	0,1170	0,1158
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

5.2.2 Zonthermie, > 1 MW_{th}

Het referentiesysteem voor deze SDE++-categorie heeft een thermisch vermogen van 5 MW. In deze categorie passen ook systemen voor zonnewarmte met concentrerende spiegels, voor eenzelfde basisbedrag.

Tabel 5.27
Technisch-economische parameters voor zonthermie, ≥1 MW_{th}

	Eenheid	SDE++ 2023	SDE++ 2024
Vermogen	[kWp]	5.000	5.000
Investeringskosten	[€/kWp]	435	435
Vaste O&M-kosten	[€/kWp/jaar]	4,1	4,1
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0019	0,0019
Vollasturen	[uur/jaar]	600	600
Basisbedrag	[€/kWh]	0,0986	0,0976
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

5.2.3 PVT met warmtepomp

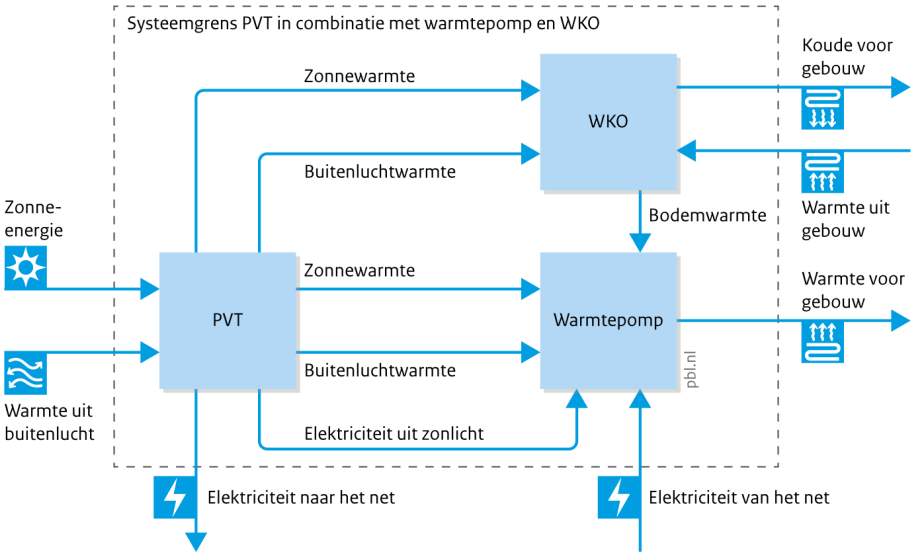
PVT staat voor photovoltaic-thermal of pv-thermisch. Deze categorie is voor het eerst gedefinieerd in de SDE++ 2021. Een uitgebreide beschrijving is te vinden in het advies SDE++ 2021 (paragraaf 5.3.4). In het advies SDE++ 2023 is de oorspronkelijke categorie opgedeeld in twee varianten, te weten met bestaande dan wel nieuwe warmtepomp (zie paragraaf 5.2.3 in het eindadvies SDE++

2023). In dat rapport zijn ook andere overwegen voor verbetering van de categorie PVT met warmtepomp opgenomen. De nieuw geïntroduceerde categorie met bestaande warmtepomp heeft op basis van de geraamde marktomstandigheden een negatieve subsidie-intensiteit, wat inhoudt dat deze onder die aanname rendabel is. In de Kamerbrief over de openstelling SDE++ 2023 is aangegeven dat, in overeenstemming met eerdere jaren, nieuwe categorieën met een negatieve subsidie-intensiteit niet opengesteld worden. In dit advies presenteren we alleen de oorspronkelijke categorie (met nieuwe warmtepomp).

Het referentiesysteem is een variant waarin PVT gebruikt wordt 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, al dan niet via een warmtenet. Elektriciteit uit PVT komt niet in aanmerking voor SDE++-subsidie; deze opbrengst is namelijk verrekend met de energiestromen in het systeem. Figuur 5.1 geeft het werkingsprincipe van deze categorie aan.

Figuur 5.1

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 kW_{th}) en het oppervlak aan PVT (minimaal 600 m^2) van 1 : 1,2. Toepassingen zonder WKO kennen een andere verhouding, namelijk 1 : 2 of hoger.

In tabel 5.29 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 5.29
Technisch-economische parameters voor PVT met nieuwe warmtepomp

	Eenheid	SDE++ 2023	SDE++ 2024
Vermogen	[kWp]	600	600
Investeringskosten	[€/kWp]	870	860
Vaste O&M-kosten	[€/kWp/jaar]	21,1	12,2
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0143	0,0283
Eenmalige O&M-kosten in jaar 13	[€]	2.160	690
Vollasturen	[uren/jaar]	3.500	3.500
Basisbedrag	[€/kWh]	0,0530	0,0650
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

5.2.4 Daglichtkas

De daglichtkas voor de glastuinbouw is een zonvolgend thermisch systeem voor het oogsten van warmte uit zonlicht. Er wordt gebruikgemaakt van het gehele of bijna het gehele kasdek voor het invangen van warmte, waarin lenzen geplaatst in dubbelglas zorgen voor het focussen van de zonlichtbundel op een vrijhangende zonvolgende warmtecollector. De daglichtkas is gunstig voor gebruik in de sierteelt, waar direct zonlicht vermeden dient te worden. Op dit moment is er in de markt een beperkt aantal partijen dat overweegt om te investeren in een daglichtkas, maar dit is allemaal nog in een vroeg stadium. Omdat de doorlooptijd bij een eventuele positieve investeringsbeslissing in de glastuinbouw heel kort kan zijn, is het advies om de daglichtkas toch in de regeling te houden, ook al zijn er de afgelopen jaren geen SDE++-aanvragen voor deze categorie gedaan. Tabel 5.31 geeft de aannames voor de technisch-economische parameters, waarbij de vaste O&M-kosten zijn toegenomen ten opzichte van SDE++ 2023 wegens stijgende elektriciteitsprijzen.

Tabel 5.31
Technisch-economische parameters voor daglichtkas

	Eenheid	SDE++ 2023	SDE++ 2024
Vermogen	[kWp]	500	500
Investeringskosten	[€/kWp]	1.948	1.948
Vaste O&M-kosten	[€/kWp/jaar]	92,4	131,1
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0019	0,0019
Vollasturen	[uur/jaar]	3.850	3.850
Basisbedrag	[€/kWh]	0,0907	0,1012
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

6 Windenergie

In dit hoofdstuk behandelen we de basisbedragen voor hernieuwbare energie in de SDE++ 2024 voor de categorieën voor windenergie, te weten:

- Wind op land, reguliere categorie
- Wind op land, met hoogtebeperking
- Wind op waterkeringen

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

- Zijn de meerkosten voor het voorkomen van negatieve effecten op de leefbaarheid en gezondheid en het beschermen van vogels en vleermuizen meegenomen;
- Is een economische levensduur langer dan 20 jaar passend gezien de technische vooruitgang van windturbines;
- Wat zijn mogelijkheden en implicaties om een eis voor een *non-firm* ATO in de regeling op te nemen?

6.1 Algemeen

6.1.1 Windkaart en windsnelheidsdifferentiatie

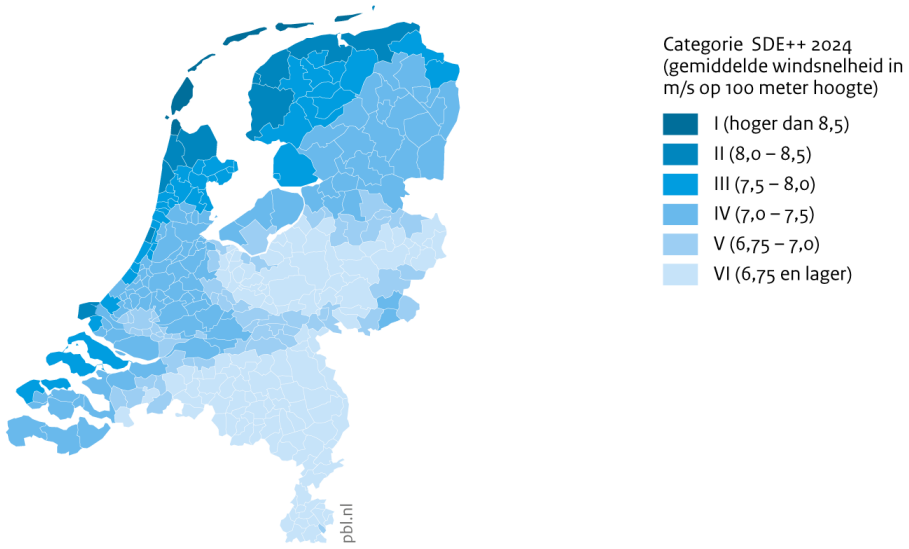
In de SDE++ 2024 blijft de gemeentekaart gebruikt worden om de windparken te differentiëren naar windsnelheidscategorie. Figuur 6.1 toont de windkaart die is gemaakt op basis van de gemiddelde windsnelheid per gemeente. Tabel 6.1 laat de onderverdeling van de windsnelheidscategorieën voor windenergie in de SDE++ 2024 zien.

Tabel 6.1
Onderverdeling windsnelheidscategorieën voor windenergie

Categorie SDE++ 2024	Windsnelheid op 100 meter (m/s)	Windsnelheid in basisbedrag bepaling (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

6.1.2 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 dientengevolge 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 • CAR-verzekering tijdens de bouw • Verwijderingskosten
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 • Land- en wegenonderhoud
Niet meegewogen kosten	**Projectspecifieke kosten**	• Gebiedsgebonden bijdrage • Afdrachten (niet bij wet geregeld) aan decentrale overheden

6.1.3 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 referentie-installatiegrootte voor reguliere windenergie op land en windenergie op waterkeringen zijn net als in het advies van vorig jaar vastgesteld op 20 MW. Voor de categorie windenergie op land met hoogtebeperking is de referentie-installatiegrootte 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++ 2023	Referentie-installatie-grootte SDE++ 2024
Wind op land, reguliere categorie	20 MW	20 MW
Wind op land met hoogtebeperking	15 MW	15 MW
Wind op waterkeringen	20 MW	20 MW

Voor de berekening van de basisbedragen hebben we de kostenaannames voor elke kostencomponent in het turbinemodel opnieuw bekeken en hebben we de kosten op turbinebasis. Speciale aandacht is er voor 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 2024 of 2025 op de Nederlandse markt worden verwacht, op te nemen.

6.1.4 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 projectspecifiek worden geregeld (bijvoorbeeld van april-oktober, als de temperatuur boven 12 graden Celsius is, er geen neerslag is, tussen zonsondergang 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 bepaalt wat de maximale geluidsnormen en uren met slagschaduwzijn 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 slagschaduwsensoren 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 turbinetype.

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 luchtvaartnaderingsdetectiesysteem 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.

6.1.5 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 windturbinetypes geldig voor een levensduur van 20 jaar, maar zijn er verschillende nieuwe turbinetypes 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++ 2024 rekenen we echter nog met een levensduur van 20 jaar, al is het een aspect om alert op te blijven in de komende jaren.

6.1.6 Mogelijkheden en implicaties *non-firm* ATO

Een *non-firm* aansluit- en transportovereenkomst (ATO) betekent dat er geen garantie meer is dat stroomproducenten en afnemers op alle tijdstippen kunnen leveren en afnemen van het net. Het beoogde voordeel is dat er hiermee theoretisch meer vermogen aangesloten kan worden op een zwaar belast stroomnet. Daarnaast zou een *non-firm* ATO vermoedelijk goedkoper zijn in ruil voor het niet-vaste karakter.

Tijdens de marktconsultatie is een duidelijk signaal afgegeven van marktpartijen dat een *non-firm* ATO heel onwenselijk is. De implicaties van een *non-firm* ATO zijn dat er geen leningen voor windenergieprojecten worden verleend vanwege het risico van tegenvallende opbrengsten bij het niet kunnen afvoeren van elektriciteit. Tijdens de marktconsultatie werd aangegeven dat dergelijke projecten momenteel niet gefinancierd worden door banken. Gezien de bovenstaande overwegingen, wordt een eis voor een *non-firm* ATO om netcongestie te verlichten afgeraden door marktpartijen. In de volgende paragrafen lichten we de kosten en baten van elke windenergiecategorie verder toe.

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 windturbinetypen 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 2024 of 2025 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 1.070 euro/kW, dit is een stijging ten opzichte van 2023 (970 euro/kW). Dit is in lijn met de wereldwijde trend waarin turbineprijzen zijn gestegen, met name door stijging van materiaal- en energiekosten en innovatiekosten voor nieuwe turbines. Bovenop 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 1.450 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++ 2024 wordt ervan uitgegaan dat de garantie- en onderhoudskosten voor de turbines gemiddeld over 20 jaar 0,0068 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 0,0062 euro/kWh van vorig jaar. Boven op de genoemde turbineonderhoudskosten komen de grondkosten. Voor de SDE++ 2024 worden de grondkosten constant gehouden op 0,0021 euro/kWh. De totale variabele O&M-kosten komen daarmee voor deze categorie op 0,0089 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++ 2024 geschat op 13,37 euro/kW, een daling ten opzichte van 14,33 euro/kW in het eindadvies voor 2023. Deze daling komt vooral door de aangepaste operationele kosten voor de vleermuis- en vogeldetectiesystemen. De vaste jaarlijkse operationele kosten van een vogeldetectiesysteem zijn bepaald met onder andere input van marktpartijen tijdens de marktconsultatie. De kosten zijn lager ten opzichte van de SDE++ 2023 vanwege vernieuwde kostendata over vogeldetectiesystemen die beter aansluiten op de detectiesystemen die momenteel gebruikt worden en het gebruikelijk aantal windturbines die per systeem bediend kunnen worden.

Overige kosten

Participatiekosten en andere bijkomende kosten van windenergieprojecten – zoals niet bij wet geregelde 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 (Participatiewaaier) – worden niet meegenomen in de berekening van de productiekosten. Deze kosten worden geacht uit het financiële rendement op

eigen 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 energieopbrengst van windturbines. Het windaanbod en de vermogenskromme van de windturbines bepalen in hoge mate deze opbrengst.

De berekeningen van de basisbedragen worden gemaakt in het onrendabele-topmodel (OT-model). Ter ondersteuning wordt een turbinemodel gebruikt. In dit turbinemodel wordt de energieopbrengst voor afzonderlijke turbines berekend met behulp van de specifieke vermogenskromme 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 ashoogte van de betreffende turbine. Daarnaast wordt in het model alleen gerekend met de turbines die volgens de IEC-classificering ook daadwerkelijk bij de betreffende windsnelheid geplaatst mogen worden. Tabel 6.4 geeft een overzicht van het aantal vollasturen in de verschillende categorieën.

Tabel 6.4
Overzicht van de vollasturen in de verschillende categorieën voor windenergie (SDE++ 2024)

Windsnelheid op 100 m	Categorie	Wind op land regulier (vollasturen)	Wind op land hoogtebeperkt (vollasturen)	Wind op waterkeringen (vollasturen)
≥ 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 van zowel 15 als 20 MW blijven we rekenen met windparkverliezen van 13 procent. Deze verliezen ontstaan onder andere door zogverliezen, niet-beschikbaarheid, elektrische verliezen, turbineprestaties en milieubeperkingen.

Technisch-economische parameters

Per windcategorie worden in de volgende paragrafen de technisch-economische parameters beschreven. 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. Het is dus redelijk om te verwachten dat windturbines die in een reguliere categorie bekeken worden, meer vollasturen halen dan hoogtebeperkte windturbines.

Tabel 6.5 toont de belangrijkste kostenaannames voor de reguliere wind op land. Mee rekenen niet meer met een opslag voor transactiekosten en basisprijspremie in de variabele operationele 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++ 2023	Advies SDE++ 2024
Installatiegrootte	[MW]	20	20
Investeringskosten	[€/kW_e]	1.350	1.450
Vaste O&M-kosten	[€/kW_e/jaar]	14,33	13,37
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0062	0,0068
Grondkosten	[€/kWh]	0,0021	0,0021
Transactiekosten, basisprijspremie	[€/kWh]	0,0027	-
Totale variabele operationele kosten	[€/kWh]	0,0110	0,0089

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 0,0504 euro/kWh van toepassing op die turbines.

Tabel 6.6
Overzicht basisbedragen voor wind op land, regulier

Windsnelheid	Eenheid	Advies SDE++ 2023	Advies SDE++ 2024
≥ 8,5 m/s	[€/kWh]	0,0530	0,0480
8,0 - 8,5 m/s	[€/kWh]	0,0533	0,0504
7,5 - 8,0 m/s	[€/kWh]	0,0585	0,0561
7,0 - 7,5 m/s	[€/kWh]	0,0624	0,0618
6,75 - 7,0 m/s	[€/kWh]	0,0666	0,0662
< 6,75 m/s	[€/kWh]	0,0714	0,0715

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. Omdat projecten in deze omgevingen over het algemeen kleiner zijn vanwege de aangegeven beperkingen, is de referentie-installatiegrootte voor deze categorie is vastgesteld op 15 MW.

Door het ministerie van EZK is er advies gevraagd naar de mogelijkheden om deze hoogtebeperkte categorie uit te breiden voor radartoetsingsgebieden. We adviseren om radartoetsingsgebieden ook mee te nemen als potentiële zones om een hoogtebeperking toe te passen. Het is daarbij wel belangrijk om rekenschap te geven van het risico dat bedrijven of gemeenten ervoor zouden kunnen kiezen om een hoogtebeperking toe te passen op andere gronden dan radartoetsing, die zij anders niet zouden hebben gedaan.

Voor projecten in deze categorie komt maar een beperkt aantal turbinetypen in aanmerking. De investeringskosten en O&M-kosten voor deze categorie zijn gebaseerd op de relevante

turbinetypen en hebben een tiphoogte van maximaal 150 meter. De investeringskosten van de kleinere turbines zijn lager dan de reguliere turbines, maar laten een behoorlijke prijsstijging zien ten opzichte van vorig jaar. De vaste O&M-kosten zijn daarentegen hoger dan de reguliere categorie maar tonen een daling ten opzichte van vorig jaar. Deze daling komt vooral doordat een aantal (duurdere) turbinemodellen niet meer in de markt beschikbaar zijn voor 2024 en deze hebben we verwijderd uit de database. 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++ 2023	Advies SDE++ 2024
Installatiegrootte	[MW]	15	15
Investeringskosten	[€/kW$_e$]	1.255	1.360
Vaste O&M-kosten	[€/kW$_e$/jaar]	18,38	14,29
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0065	0,0079
Grondkosten	[€/kWh]	0,0021	0,0021
Transactiekosten, basisprijspremie	[€/kWh]	0,0027	-
Totale variabele operationele kosten	[€/kWh]	0,0113	0,0100

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++ 2023[a]	Advies SDE++ 2024
≥ 8,5 m/s	[€/kWh]	0,0543	0,0553
8,0 - 8,5 m/s	[€/kWh]	0,0616	0,0591
7,5 - 8,0 m/s	[€/kWh]	0,0689	0,0666
7,0 - 7,5 m/s	[€/kWh]	0,0788	0,0748
6,75 - 7,0 m/s	[€/kWh]	0,0850	0,0808
< 6,75 m/s	[€/kWh]	0,0926	0,0880

a) Basisbedragen volgens het erratum van 15 mei 2023

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 1.670 euro/kW. Tabel 6.9 toont de technisch-economische parameters voor deze categorie.

Tabel 6.9
Technisch-economische prameters voor wind op waterkeringen

Parameter	Eenheid	Advies SDE ++ 2023	Advies SDE++ 2024
Installatiegrootte	[MW]	20	20
Investeringskosten	[€/kW$_e$]	1.550	1.670
Vaste O&M-kosten	[€/kW$_e$/jaar]	14,33	13,37
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0062	0,0068
Grondkosten	[€/kWh]	0,0021	0,0021
Transactiekosten, basisprijspremie	[€/kWh]	0,0027	-
Totale variabele operationele kosten	[€/kWh]	0,0110	0,0089

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++ 2023	Advies SDE++ 2024
≥ 8,5 m/s	[€/kWh]	0,0590	0,0545
8,0 - 8,5 m/s	[€/kWh]	0,0611	0,0570
7,5 - 8,0 m/s	[€/kWh]	0,0665	0,0635
7,0 - 7,5 m/s	[€/kWh]	0,0703	0,0700
6,75 - 7,0 m/s	[€/kWh]	0,0758	0,0750
< 6,75 m/s	[€/kWh]	0,0804	0,0809

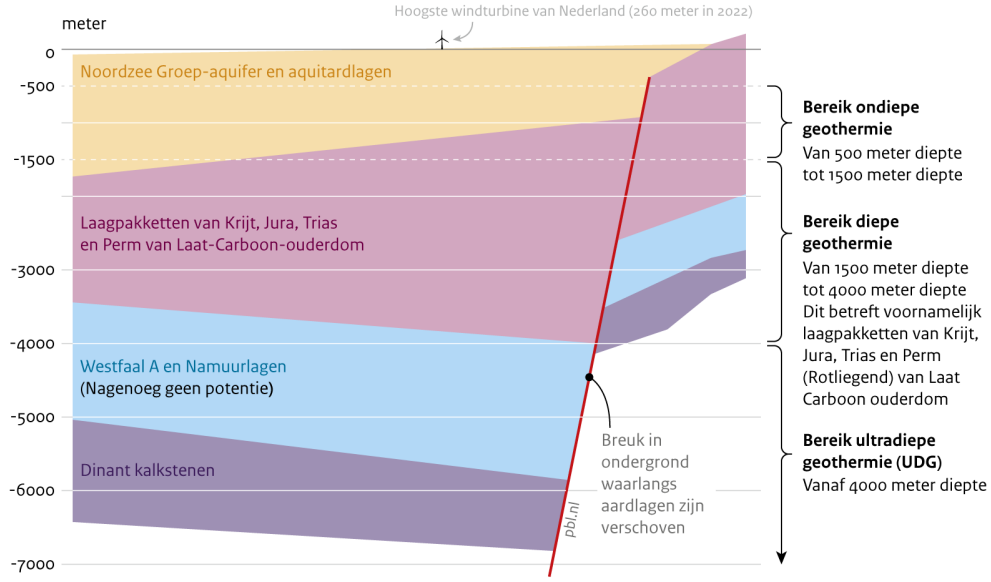
7 Geothermie

7.1 Afbakening voor het SDE++-advies

De kosten 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 geothermiecategorieën.

Tekstkader 7.1

Opbouw aardlagen in Nederland



Bron: TNO-AGE

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. Vooralsnog 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. Vooralsnog gaat dit hoofdzakelijk om laagpakketten van Laat Krijt-, Vroeg Jura-, Trias-, Perm- en Laat Carboon-ouderdom, bestaande uit sedimenten van Rijnland, Schieland, 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. Vooralsnog 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 in de gebouwde omgeving;
- Ondiepe geothermie (basislast); referentie is toepassing in de glastuinbouw;
- Diepe geothermie (basislast); referentie is toepassing in de glastuinbouw;
- Diepe geothermie (basislast) hogetemperatuurwarmtenet (met warmtepomp); referentie is toepassing in de gebouwde omgeving;
- Diepe geothermie (middenlast); referentie is toepassing in de gebouwde omgeving;
- Diepe geothermie (geen basislast); referentie is toepassing in de gebouwde omgeving;
- Diepe geothermie (uitbreiding); referentie is toepassing in de glastuinbouw;
- Ultradiepe geothermie; referentie is toepassing in de industrie.

Ten opzichte van het advies SDE++ 2023 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;
- 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) hogetemperatuurwarmtenet (met warmtepomp) de techno-economische parameters zoals kosten en COP van de warmtepomp aangepast op basis van in de marktconsulatie ontvangen informatie.

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++ 2023. Hierbij gaan we ervan uit dat nieuwe projecten volgens de nieuwe industriestandaard[25] 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 verbuizing en monitoring, zoals nu voorgeschreven is.

De indeling in categorieën baseren we op de toepassingstemperatuur 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 van het ministerie van EZK hanteren we de volgende definities:

- lagetemperatuurtoepassing: de gewenste temperatuur is een jaargemiddelde van 70 tot 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.

[25] De Industriestandaard Duurzaam Putontwerp voor aardwarmteputten (Geothermie Nederland, januari 2021).

Verschillende marktpartijen geven aan dat ze belemmeringen voorzien voor sommige geothermieprojecten in de gebouwde omgeving, vanwege vanuit duurzaamheidseisen uit de Wet collectieve warmte, inzake CO_2-emissies uit afgevangen olie of gas (bijvangst). We hebben hier geen meerkosten voor in rekening gebracht.

Voor een uitgebreid overzicht van de definities voor geothermie, verwijzen we naar bijlage 4 van het eindadvies SDE++ 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 bijhorende 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) hogetemperatuurwarmtenet (met warmtepomp)	ESP, IP	Ophogen afgiftetemperatuur
Diepe geothermie (middenlast)	ESP, IP	Optioneel: dieper uitkoelen
Diepe geothermie (geen basislast)	ESP, IP	Optioneel: dieper uitkoelen
Ultradiepe geothermie	ESP, IP	Optioneel: dieper uitkoelen
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. Hiermee wordt dan een groter temperatuurverschil tussen de productie- en injectieput van het geothermisch doublet verkregen, waardoor een groter geothermisch bronvermogen beschikbaar komt.

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 waardes 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

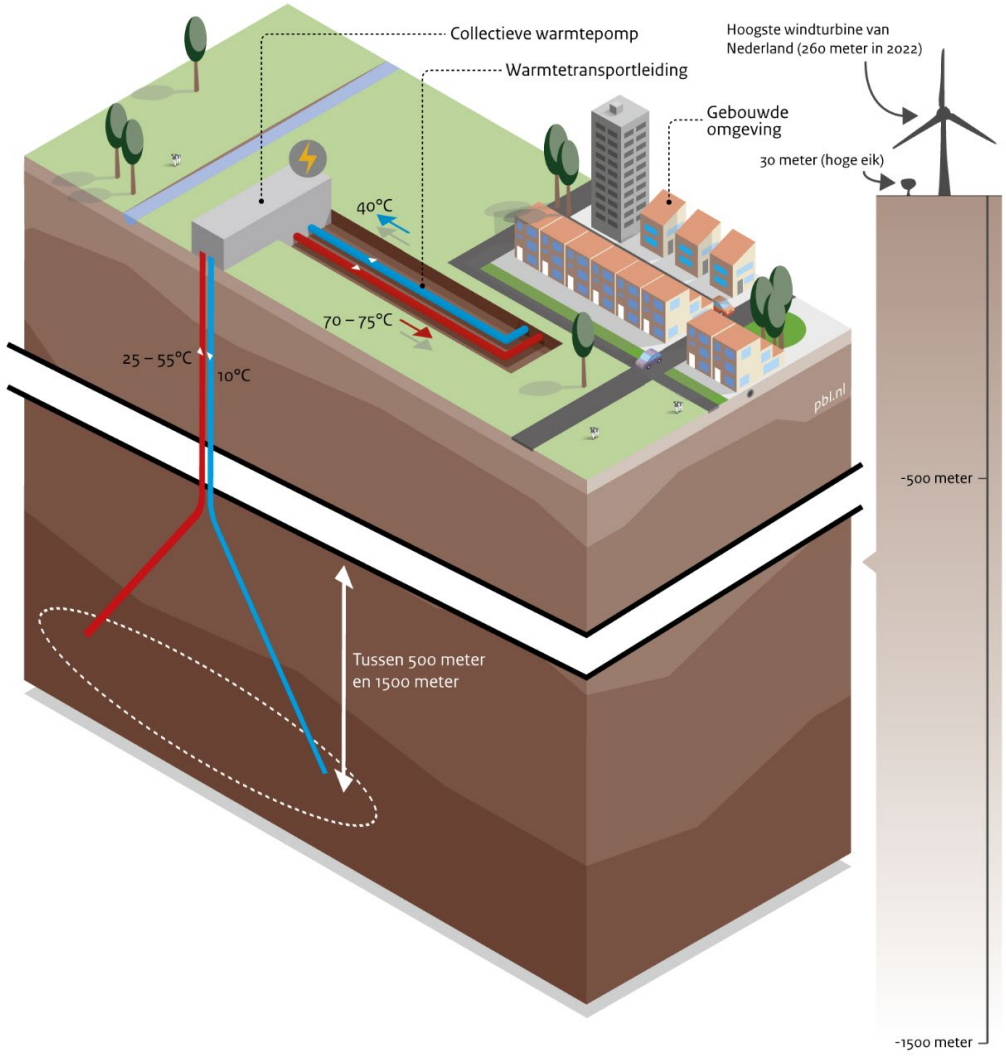
Kostenpost	Groep	Details
Wel meegenomen	**Investeringskosten**	• Boorkosten (incl. materiaal, tests, afvoer afval, dubbele verbuizing) • Kosten voor pompen (ESP) • Kosten voor gas- of olieafvang • Kosten voor bovengrondse warmtewisselaars • Kosten voor een warmtepomp (voor ondiepe geothermie en optioneel 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 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. Hiernaast geldt voor de collectieve warmtepomp een minimaal warmteafgiftevermogen van 500 kW_{th}.

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 referentiecase 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 MW_{th}. Voor de referentie-installatie is een COP van 3,7 gebruikt bij de berekening van het basisbedrag. 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++ 2023	Advies SDE++ 2024
Installatiegrootte	[MW]	8,0	8,0
Vollasturen	[uur/jaar]	3.500	3.500
Investeringskosten	[€/kW]	2.488	2.504
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	52	82
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0356	0,0367
Elektriciteitsverbruik	[MWh/jaar]	7.572	7.572
Basisbedrag	[€/kWh]	0,1505	0,1646
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. Voor de bepaling van het basisbedrag wordt uitgegaan van een COP van 4,2 voor de warmtepomp en 3,7 voor de gehele installatie. 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)

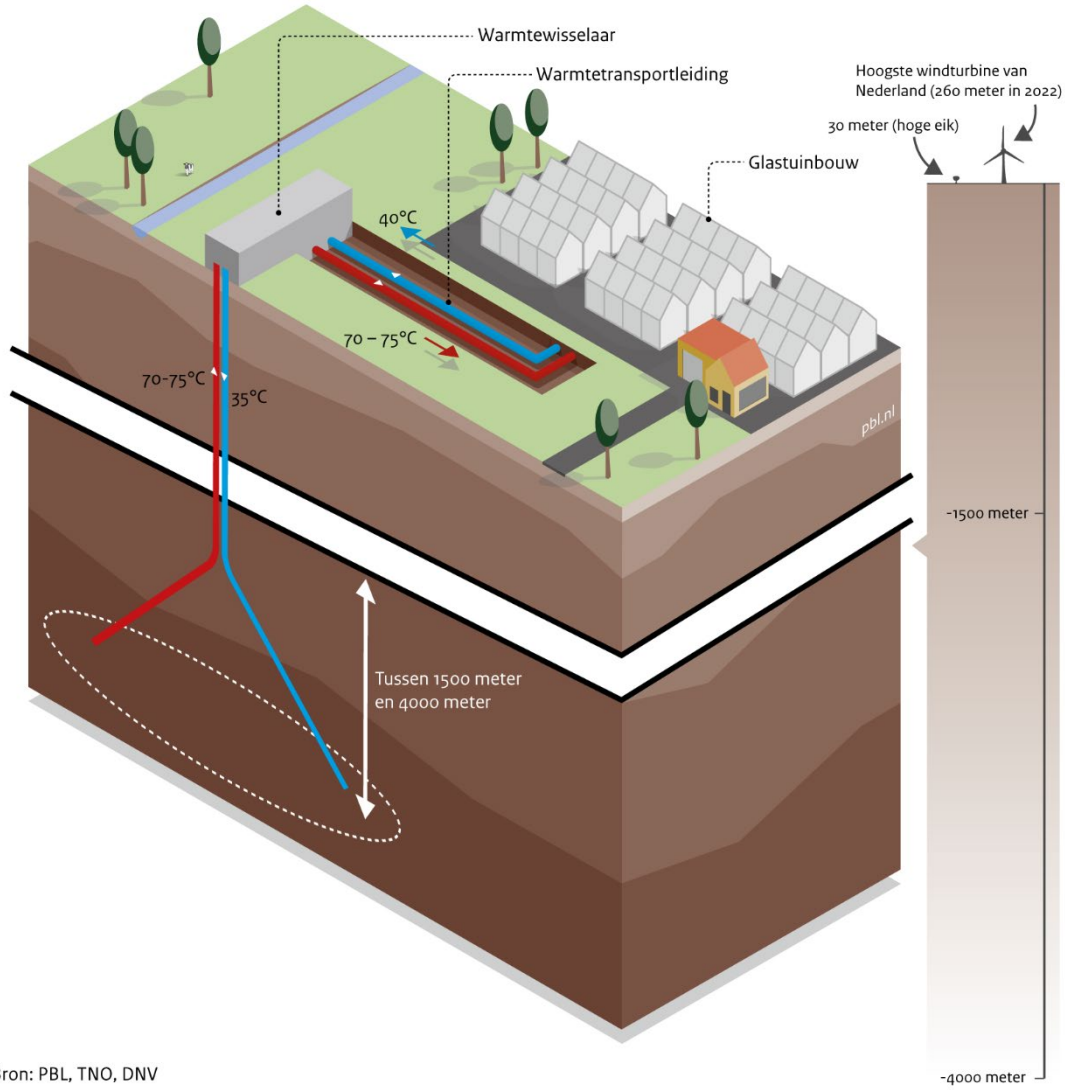
Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2023	Advies SDE++ 2024
Installatiegrootte	[MW]	8,0	8,0
Vollasturen	[uur/jaar]	6.000	6.000
Investeringskosten	[€/kW]	2.251	2.274
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	51	33
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0331	0,0280
Elektriciteitsverbruik	[MWh/jaar]	12.981	12.981
Basisbedrag	[€/kWh]	0,0957	0,0862
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. Opslagsystemen, 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 relatief 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, die apart wordt toegelicht in paragraaf 7.6. Stadsverwarmingsprojecten 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.

Figuur 7.3

Diepe geothermie met collectieve warmtepomp



Bron: PBL, TNO, DNV

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 dat gerelateerd is aan onder andere de aquifereigenschappen 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 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.

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 MW_{th}, van 12 MW_{th} tot 20 MW_{th} en groter dan 20 MW_{th} 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 MW_{th}

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2023	Advies SDE++ 2024
Installatiegrootte	[MW]	9	9
Vollasturen	[uur / jaar]	6.000	6.000
Investeringskosten	[€/kW]	1.888	1.909
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	59	69
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0098	0,0072
Elektriciteitsverbruik	[MWh/jaar]	2.969	2.923
Basisbedrag	[€/kWh]	0,0595	0,0589
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

Tabel 7.5b
Technisch-economische parameters voor diepe geothermie (basislast) 12-20 MW_{th}

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2023	Advies SDE++ 2024
Installatiegrootte	[MW]	16	16
Vollasturen	[uur / jaar]	6.000	6.000
Investeringskosten	[€/kW]	1.409	1.423
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	89	93
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0080	0,0064
Elektriciteitsverbruik	[MWh/jaar]	4.077	4.399
Basisbedrag	[€/kWh]	0,0531	0,0525
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

Tabel 7.5c
Technisch-economische parameters voor diepe geothermie (basislast) ≥ 20 MW_{th}

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2023	Advies SDE++ 2024
Installatiegrootte	[MW]	24	26
Vollasturen	[uur / jaar]	6.000	6.000
Investeringskosten	[€/kW]	1.105	1.119
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	87	94
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0087	0,0067
Elektriciteitsverbruik	[MWh/jaar]	6.799	7.903
Basisbedrag	[€/kWh]	0,0470	0,0466
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

7.5 Diepe geothermie (basislast) hogetemperatuurwarmtenet (met warmtepomp)

In deze categorie worden geothermiesystemen beschouwd ter verduurzaming van bestaande hogetemperatuurwarmtenetten in de gebouwde omgeving, met een hogere afgiftetemperatuur van 95 tot 110 °C. We adviseren deze onder te brengen binnen het hekje van de lagetemperatuurcategorieën overeenkomstig de definitie uit de uitgangspunten van het ministerie van EZK voor een jaargemiddelde temperatuur van ongeveer 100 °C. De dieptegrensafbakening voor deze categorie is gelijk aan die voor de vorige categorie in paragraaf 7.4. 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 MW_{th}, en een warmtepomp met een COP van 3,5. Dit geeft een thermisch outputvermogen van 18 MW_{th}. 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.

Tabel 7.6
Technisch-economische parameters voor diepe geothermie (basislast) hogetemperatuurwarmtenet (met warmtepomp)

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2023	Advies SDE++ 2024
Installatiegrootte	[MW]	18	18
Vollasturen	[uur/jaar]	6.000	6.000
Investeringskosten	[€/kW]	2.203	2.405
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	115	146
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0335	0,0374
Elektriciteitsverbruik	[MWh/jaar]	31.919	37.513
Basisbedrag	[€/kWh]	0,1089	0,1255
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

We geven wel ter overweging om nadere eisen te stellen aan de aard van de warmtelevering om voor deze categorie in aanmerking te mogen komen, bijvoorbeeld een minimumpercentage (bijvoorbeeld 50 procent) van de warmte die direct aan een distributienetwerk voor gebiedsverwarming geleverd wordt. Zonder nadere eisen voor de aflevertemperatuur van de warmte en de aard van de afnemers bestaat de kans op oneigenlijk gebruik van deze categorie. Ons 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 de retourtemperatuur verder uitgekoeld ten behoeve van zijn 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). Deze middenlast-toepassing maakt deel uit van een technologieportfolio om in de warmtevraag te voorzien en daarom is het vermogen in lijn gekozen met de <12MW_{th}-basislastcategorie, namelijk op 9 MW_{th}. 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++ 2023	Advies SDE++ 2024
Installatiegrootte	[MW]	9	9
Vollasturen	[uur/jaar]	5.000	5.000
Investeringskosten	[€/kW]	2.525	2.634
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	100	110
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0098	0,0095
Elektriciteitsverbruik	[MWh/jaar]	2.484	2.083
Basisbedrag	[€/kWh]	0,0974	0,1029
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. Opslagsystemen 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 in 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 in het warmtevraagprofiel van de referentiecase, 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. Tevens worden de technisch-economische parameters jaarlijks geactualiseerd op basis van beschikbare informatie.

Tabel 7.8
Technisch-economische parameters voor diepe geothermie (geen basislast)

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2023	Advies SDE++ 2024
Installatiegrootte	[MW]	15	18
Vollasturen	[uur/jaar]	3.500	3.500
Investeringskosten	[€/kW]	2.072	2.147
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	105	109
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0119	0,0139
Elektriciteitsverbruik	[MWh/jaar]	3.773	4.561
Basisbedrag	[€/kWh]	0,1240	0,1319
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

We geven wel ter overweging mee om nadere eisen te stellen aan de aard van de warmtelevering om voor deze categorie in aanmerking te mogen komen, bijvoorbeeld een minimumpercentage (bijvoorbeeld 50 procent) van de geproduceerde geothermische warmte die direct aan een gebiedsverwarmingsdistributienetwerk geleverd wordt. Zonder nadere eisen qua vollasturen en afgiftetemperatuur 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.

7.8 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 injectie-put, 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 referentiecase 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 7.9 geeft de technisch-economische parameters weer voor de referentiecase van deze categorie, met een boordiepte van 2.200 meter en met een additioneel bronvermogen van 16 MW_{th}. 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 7.9
Technisch-economische parameters voor diepe geothermie (uitbreiding)

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2023	Advies SDE++ 2024
Installatiegrootte	[MW]	16	16
Vollasturen	[uur/jaar]	6.000	6.000
Investeringskosten	[€/kW]	587	588
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	89	93
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0080	0,0064
Elektriciteitsverbruik	[MWh/jaar]	4.095	4.426
Basisbedrag	[€/kWh]	0,0353	0,0341
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

7.9 Ultradiepe geothermie

In lijn met het vorige gepubliceerde advies is de grenswaarde van deze categorie gesteld op een diepte vanaf 4.000 meter. De markt stelt ook dat 4000 meter als minimale diepte wordt aangenomen voor ultradiepe geothermie (UDG). De verwachte hogetemperatuurwarmtewinning van > 120 à 140 °C is ook de rationale om voor deze UDG-categorie voor een minimale diepte van 4000 meter te kiezen.

Beneden de 4.000 meter zijn conventionele, op matrixpermeabiliteit geënte geothermiesystemen vooralsnog niet voorzien. Wel mogelijk zijn geothermiesystemen die als doelreservoir verbreukte gesteentezones hebben en die geënt zijn op een breukgerelateerd permeabiliteitssysteem. Vooralsnog zijn gesteentelagen uit het Dinant en Devoon (zie figuur 7.1) beoogd voor dit soort geothermiesystemen.

Deze categorie is gericht op toepassingen voor met name industriële processen en wordt gekenmerkt door de grotere boordiepte van het geothermisch doublet en de hogere onttrekkingstemperatuur (> 120 à 140 °C). Vanwege de grotere boordiepte zijn ook kosten voor reservoirstimulatie meegenomen ter hoogte van 4 miljoen euro per geothermisch doublet.

Tabel 7.10 geeft de technisch-economische parameters weer voor de mogelijke referentiecase van deze categorie, met een boordiepte van 4000 meter en een bronvermogen van 17 MW_{th}. Ten opzichte van het vorige gepubliceerde advies is enkel het elektriciteitsverbruik aangepast door een actualisatie van de systeem-COP naar 21,7.

Tabel 7.10
Technisch-economische parameters voor ultradiepe geothermie

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2023	Advies SDE++ 2024
Installatiegrootte	[MW]	17	17
Vollasturen	[uur/jaar]	7.000	7.000
Investeringskosten	[€/kW]	2.968	2.972
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	84	88
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0137	0,0121
Elektriciteitsverbruik	[MWh/jaar]	5.077	5.487
Basisbedrag	[€/kWh]	0,0814	0,0806
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

7.10 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++ 2024 voor de categorieën voor verbranding en vergassing van biomassa, te weten:

- Productie van groen gas uit biomassa;
- Productie van groen gas uit afval;
- Productie van waterstof uit afval;
- Ketel op vaste of vloeibare biomassa 0,5-5 MW_{th};
- Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥5 MW_{th};
- Ketel op B-hout;
- Ketel op vloeibare biomassa;
- Ketel voor stoom uit houtpellets 5-50 MW_{th};
- Ketel voor stoom uit houtpellets ≥50 MW_{th};
- Levensduurverlenging ketel op vaste of vloeibare biomassa 0,5-5 MW_{th};
- Levensduurverlenging ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥5 MW_{th};
- Directe inzet van houtpellets voor industriële toepassingen.

In tegenstelling tot vorig jaar wordt op verzoek van EZK dit jaar geen advies uitgebracht voor de categorie voor productie van waterstof uit biomassa. Daarentegen zijn de categorieën voor productie van groen gas uit afval en productie van waterstof uit afval wel opgenomen in het advies. De categorie voor productie van groen gas uit afval wordt opgenomen omdat er momenteel projecten in ontwikkeling zijn. De doorrekening van de categorie voor productie van waterstof uit afval door vergassing geeft een onrendabele top en daarom is deze categorie dit jaar ook opgenomen. Dit is in overeenstemming met de onderzoeksvraag die het PBL gekregen heeft. Voor deze twee categorieën gaan we uit van huishoudelijk restafval (Rijkswaterstaat, 2023). De ontwikkeling van deze categorieën is complex, en het regelgevende kader is momenteel in ontwikkeling.

De categorie voor ketels voor warmte uit houtpellets ≥ 5 MW_{th} 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. Voor hoogwaardige warmte (> 100 °C) wordt nog wel subsidie verstrekt als er houtige biomassa wordt ingezet en de geproduceerde warmte wordt gebruikt voor een industriële toepassing. Hier richt de categorie zich echter niet op.

In paragraaf 8.1 zetten we de rekenmethode uiteen. Een belangrijke aanpassing in de methode heeft betrekking op de ontwikkeltijd en de effecten op de ontwikkelingen van de investeringskosten en vaste O&M-kosten. Dit wordt uitgelegd in paragraaf 8.1.5. 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 8.16).

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. Bovenop de kosten voor de mechanische werken, te weten ketels en vergassers, komen kosten voor de bouwkundige werken, te weten biomassaopslag en gebouwen. Kosten voor het transport van de apparatuur naar de locatie, 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 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 het pachten van grond voor het plaatsen van een industriële stoomketel op een aanliggend terrein bij een industriële afnemer.

De variabele jaarlijkse kosten betreffen gebruiksmaterialen zoals chemicaliën en afvoerkosten van as. 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, snoei- en 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.

Tabel 8.1
Overzicht wel- en niet meegenomen kosten biomassaverbranding en vergassing

Kostencategorisering	Kostencomponent
Meegewogen kosten – investeringskosten	• Ketel • Houtlijn • Bunkers/silo's • Rookgasreiniging • Ketelhuis • Waterzijdige aansluiting • Stoomleiding (industrieel, voor stoomketels) • Bouwrijp maken van de locatie van de biomassa installatie • Transport, opbouw en kranen • Installatie en montage • Inbedrijfstelling • Engineering (aannemersdeel) • Projectmanagement (aannemersdeel) • Biomassa voor afnametesten (voor zover geen subsidiabele productie)
Meegewogen kosten – Vaste O&M-kosten	• Garantie- en onderhoudscontracten • Bedrijfsvoeringkosten • Verzekeringen • Beheer • Pachtkosten grond (industrieel, voor stoomketels)
Meegewogen kosten – Variabele O&M-kosten	• Kosten voor chemicaliën • Kosten voor asafzet • Elektriciteitskosten • Reservedelen
Niet meegewogen kosten	• Grondkosten • Engineering (eigenaarsdeel) • Projectontwikkelingskosten (eigenaarsdeel) • Beginvoorraad biomassa en verbruiksstoffen (subsidiabele productie) • Kosten voor randapparatuur zoals utiliteiten (water, stikstof, perslucht), riolering, drogers, (uitgebreid) leidingwerk (anders dan stoomleiding), buffers, weegbruggen, hekwerk, beveiliging • Back-upvoorzieningen en hulpketels • Onvoorziene kosten • Financieringskosten en kosten ten gevolge van juridische procedures

8.1.4 Baten

Het basisbedrag komt tot stand 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.

8.1.5 Overige ontwikkelingen

Stabilisatie van investerings- en O&M-kosten

De in de afgelopen twee jaar geconstateerde trend van aanzienlijk stijgende kosten voor grondstoffen is ondertussen afgekoeld. Vooral bij staal blijkt uit CBS-statistieken dat er sinds een jaar sprake is van een substantiële prijsdaling ten opzichte van het uitzonderlijk hoge prijsniveau van de eerste helft van 2022.

Daartegenover staan kosten voor beton en ingenieursdiensten, die wel een stijging tonen sinds vorig jaar, maar minder zwaar wegen in de totale investeringskosten van de meeste projecten in de categorie biomassaverbranding en -vergassing.

Algemene producentenprijsindices inclusief energie tonen stabilisatie. Ook aangezien de aanzienlijke indexatie van investerings- en O&M-kosten in het advies van vorig jaar is daarom ons beeld, dat het actuele niveau van deze kosten sindsdien niet verder is gewijzigd. Dit jaar compenseren we wel aanvullend voor de tijd tussen de huidige prijsstelling van investeringskosten en O&M-kosten en de verwachtte prijsstelling op het moment dat de investeringsbeslissing plaatsvindt. We gebruiken hiervoor de kerninflatie (HICP). Hierbij onderscheiden we grotere, meer complexe projecten waarbij een ontwikkeltijd van drie jaar van toepassing is, en kleinere of minder complexe projecten waarbij een ontwikkeltijd van twee jaar van toepassing is (zie tabel 8.2). De indexatie komt bovenop de beschikbare kostengegevens uit de eerste helft van 2023.

Tabel 8.2
Indexatietermijn en resulterende indexatie per subcategorie

Subcategorie	Indexatie-termijn (jaar van investe-ring)	Indexatie
Groengas uit biomassa Groengas uit afval Waterstof uit afval Ketel op vaste biomassa (≥ 5 MW) Ketel op B-hout Ketel voor stoom uit houtpellets (5-50 MW) Ketel voor stoom uit houtpellets (>50 MW)	3 jaar (2026)	13,7%
Ketel op vaste biomassa (0,5-5 MW) Ketel op vloeibare biomassa (10 MW) Directe inzet van houtpellets voor industriële toepassingen (10 MW) Levensduurverlenging ketel op vaste of vloeibare biomassa (0,5-5 MW) Levensduurverlenging ketel op vaste of vloeibare biomassa (≥ 5 MW)	2 jaar (2025)	10,6%

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 8.3 geeft een overzicht van de prijzen. In de daaropvolgende paragrafen lichten we de getallen uit de tabel toe.

Tabel 8.3
Gehanteerde biomassaprijzen SDE++ 2024, in actuele prijzen tenzij anders aangegeven

Biomassa voor verbranding en vergassing	Energie-inhoud [GJ/t]	Prijs [€/t]	Referentieprijs SDE++ 2023 [€/GJ]	Referentieprijs SDE++ 2024 [€/GJ]
Houtsnippers	11	74	6,7	6,7
Snoei- en dunningshout	9	53	5,9	5,9
Houtpellets, ketels	17	235 [a)]	12,8	13,8
B-hout	13	0	0,0	0,0
Dierlijk vet	39	721	17,4	18,5
Huishoudelijk restafval [b)]	12,5	-100,7	-7,9	-8,1

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. Het is voor sommige bestaande projecten moeilijk gebleken om aan biomassa te komen die voldoet aan de voor de installatie benodigde kwaliteitsstandaard. Vorig jaar hebben we opgemerkt dat oorzaken voor deze schaarste terug te herleiden waren naar koude periodes, beperkte bouwactiviteiten en de hoge gasprijs. Dat heeft geleid tot (kortstondig) zeer grote prijsstijgingen. Vorig jaar hebben we daarom geadviseerd om enigszins voor prijsstijgingen te corrigeren, door de houtsnipperprijs en snoei- en dunningshoutprijs met ongeveer 11% te verhogen.

Na een piek te hebben bereikt in het derde en vierde kwartaal van 2022, zijn met de dalende energieprijzen ook de biomassaprijzen aan het dalen. Deze zijn nog steeds ruim boven het niveau van 2021. De markt blijft naar verwachting volatiel en sterk afhankelijk van de beschikbaarheid en kosten van alternatieven. Aangezien de gasprijs inmiddels weer redelijk op het oude niveau ligt, en de biomassaprijzen op het niveau liggen van het voorjaar van vorig jaar, houden we dit jaar de snoei- en dunningshoutprijs constant in ons advies. Dit wordt mede ingegeven door de noodzaak om een prijsopdrijvend effect te voorkomen. We rekenen daarmee met een biomassaprijs die gelijk blijft op 71,5 euro/t.

Net als vorig jaar wordt er wel rekening gehouden met een indexatie. De indexatie zorgt ervoor dat de biomassa in de tijd tussen het afsluiten van het contract en het inbedrijfstellen van de installatie in prijs gestegen is. Daarbij zien we dat het ontwikkelen en realiseren van een biomassagestookte installatie relatief veel tijd kost. We gaan uit van een indexatietermijn van twee jaar voor kleine installaties en een indexatie van 2 procent per jaar.

Alles bij elkaar genomen zorgt dit voor een prijs van 74 euro/ton die we in de berekeningen hanteren. Een biomassaprijs van 74 euro/t bij 35 procent vocht (11 GJ/t) komt overeen met een specifieke prijs van 6,7 euro/GJ.

8.2.2 Snoei- en dunningshout

Net als andere jaren wordt voor de categorie voor ketels op vaste of vloeibare biomassa ≥5 MWth snoei- en dunningshout als referentiebrandstof gekozen. De biomassa bestaat uit vers hout, typisch in de vorm van 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 houtsnippers rekenen we met een biomassaprijs gelijk aan die van vorig jaar, oftewel 49,5 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 grotere biomassagestookte 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 gehanteerde biomassaprijs van 53 euro/t, oftewel 5,9 euro/GJ.

8.2.3 Houtpellets

In het algemeen wordt de prijs gebaseerd op input verkregen vanuit de markt en vanuit openbare bronnen zoals de Argus-data en op basis van typische prijzen voor langetermijncontractering. We zien dat sinds het laatste kwartaal van 2021 voor termijncontracten op de wereldmarkt sprake is van een stijging van 20% tot 35% (in USD). Dat is een verdere stijging ten opzichte van de termijnprijzen van vorig jaar. De termijnprijzen liggen in lijn met mondeling vernomen langetermijnprijzen. Een prijsstijging was te verwachten als gevolg van de inflatie op arbeid, kosten van brandstof voor logistiek en verslechterde positie van de euro ten opzichte van de dollar. Hieruit volgend hanteren we een prijs van 215 euro/t voor de prijs CIF ARA.[26] 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 richtlijn voor hernieuwbare energie (RED III) 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 235 euro/t.

8.2.4 B-Hout

B-hout is sloophout met een geringe mate van vervuiling, bijvoorbeeld doordat het geverfd, gelakt of verlijmd is. Dit hout heeft een typische stookwaarde van 13 GJ/t. In de 15 jaar tot begin 2022 lagen de B-houtprijzen tussen ongeveer -30 en +30 euro/t. Echter in 2022 is de prijs gestegen tot boven de 60 euro/t. Dat was met name het gevolg van de hoge gasprijzen. Met dalende gasprijzen

[26] 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). Voor meer informatie, zie KvK-website.

daalt de B-houtprijs eveneens. Het is op dit moment onduidelijk tot welk niveau de B-houtprijs zal dalen en of dat dan resulteert in een relatief stabiele prijs.

Om te vermijden dat de SDE++-regeling een prijsopdrijvend effect creëert op de B-houtmarkt en omdat verbranden in een afvalverbrandingsinstallatie het alternatief is, wordt voor B-hout vastgehouden aan een prijs van 0 euro/t.

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). Na hele hoge prijzen van meer dan 1.300 euro/t vorig jaar zijn de prijzen inmiddels weer flink gedaald, maar nog wel boven het niveau van 2020 en 2021.

Waar we vorig jaar uitgegaan zijn van 1.150 euro/t, gaan we op basis van bovenstaande dit jaar uit van 700 euro/t. Dit levert een vijfjarig gemiddelde prijs van 680 euro/t[27]. 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. Hierbij is het meest waarschijnlijk dat voor het verstoken van vloeibare biomassa voor verwarmingsdoeleinden het accijnstarief van zware stookolie van toepassing is. Daarom gebruiken we net als vorig jaar het accijnstarief van zware stookolie in de berekening, wat neerkomt op een bedrag van 41,31 euro/t[28]. Uiteindelijk volgt een prijs van 721,31 euro/t, afgerond tot 721 euro/t.

Met ingang van 1 januari 2024 stelt het kabinet voor om het accijnstarief voor zware stookolie gelijk te stellen met het accijnstarief voor gasolie. Dit komt voort uit de tendens van toenemend gebruik van dieselvervangende stookolie in de vervoerssector[29]. Deze eventuele wetswijziging wordt in dit advies niet meegenomen omdat deze per 1 juli 2023 nog niet definitief is.

8.2.6 Huishoudelijk restafval

Voor het poorttarief van afval bij het afvalontvangststation wordt gerekend met een tarief van 100,70 euro/t bij een calorische waarde van 12,50 GJ/t (bovenwaarde). Dit is in lijn met de huidige gangbare prijsstelling in de markt, bij de poort van een afvalverbrandingsinstallatie. Deze prijs is geschat op basis van prijzen voor afvalverbrandingsinstallaties waarvoor een typisch poorttarief van 65 euro/t geldt als kosten voor verwerking en marge, vermeerderd met 35,70 euro/t afvalstoffenbelasting.

---

[27] Dit is het gemiddelde van de prijzen van de afgelopen 5 jaar, te weten (500 + 500 + 550 + 1.150+700) / 5 = 680 euro/t.
[28] Wet op accijns, artikel 27, geldend vanaf 1 juli 2023.
[29] Voorstel van Wet, Wijziging van enkele belastingwetten en enige andere wetten, Belastingplan 2024.

8.3 Vergassing

8.3.1 Productie van groen gas uit biomassa

Een bio-SNG-centrale voor groengasproductie 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 gevoed kan worden.

De referentie-installatie heeft een vermogen van 21 MW_{th} output aan hernieuwbaar gas. Voor het energetisch rendement van vergassing naar bio-SNG wordt gerekend met een rendement van 60 procent. Daarmee heeft deze installatie een ingaand vermogen van 35 MW_{th} biomassa-input. De installatie kan in haar eigen warmtebehoefte voorzien; wel is de inkoop van elektriciteit voor eigen verbruik meegenomen. Er wordt uitgegaan van 7.500 vollasturen per jaar, omdat de combinatie van een houtvergasser 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.

De investeringskosten zijn verhoogd met een percentage zoals toegelicht in paragraaf 8.1.5. De investeringskosten omvatten vergassing, reiniging, opwaardering en invoeding in het gasnet. Als referentiebrandstof wordt uitgegaan van houtsnippers of B-hout (zie tabel 8.3 voor de gehanteerde energie-inhoud en prijs).

Tabel 8.4
Technisch-economische parameters voor productie van groen gas uit biomassa

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2023	Advies SDE++ 2024
Inputvermogen	[MW input]	35	35
Vollasturen	[uur/jaar]	7.500	7.500
Investeringskosten	[€/kW output]	2.860	3.252
Vaste O&M-kosten	[€/kW output/jaar]	175	199
Variabele O&M-kosten	[€/kWh output]	0,011	0,014

8.3.2 Productie van groen gas uit afval

Vorig jaar is voor het eerst een categorie groen gas uit afval geadviseerd. Daaropvolgend hebben we dit jaar via de wijzigingennotitie de markt om een reactie gevraagd. De markt geeft aan dat er inderdaad behoefte is aan een dergelijke categorie.

We gaan uit van huishoudelijk restafval, met name bedrijfsrestafval, dat na voorbewerking tot SRF- of RDF-pellets en eventuele torrefactie vergast kan worden tot een syngas. Het syngas wordt vervolgens gereinigd en opgewerkt tot groengas.

Net als vorig jaar hanteren we een schaalgrootte gelijk aan die van 'Productie van groen gas uit biomassa'. De brandstof snoei- en dunningshout wordt vervangen door de brandstof huishoudelijk restafval. Meegenomen aanvullende kosten zijn de kosten voor voorbewerking van afval tot SRF/RDF. Deze voorbewerking omvat de afscheiding van metaal, glas en stenen (na ontvangst van

het afval in een ontvangststation) en verkleining en verdichting van het afval, gevolgd door de omzetting naar SRF-pellets. Deze worden na eventueel transport verder voorbewerkt in een torrefactiereactor, waarna de getorreficeerde pellets na maling in een hogetemperatuurvergasser geblazen worden. Deze kosten worden eveneens meegenomen in de investeringskosten.

De vermeden hoeveelheid CO_2 is onafhankelijk van de AVI-factor (de fractie biogeen in het afval). Uiteraard is de biogene factor wel van belang voor de uiteindelijke balans in de nationale CO_2-emissies, maar dat staat hier los van. De vermeden CO_2-emissies door de productie van groen gas via vergassing van huishoudelijk afval bestaan uit de vermeden CO_2-emissies van aardgas minus de CO_2-emissies door het gebruik van elektriciteit voor het voorbewerkingsproces tot SRF- of RDF-pellets en minus de CO_2-emissies voortkomend uit de productie van elektriciteit en warmte die anders door een afvalenergiecentrale zouden worden geproduceerd door verbranding van het huishoudelijk afval.

De investeringskosten en vaste O&M-kosten zijn ten opzichte van vorig jaar opgehoogd met de percentages en bedragen zoals genoemd in paragraaf 8.1.5.

Tabel 8.5
Technisch-economische parameters voor de productie van groengas uit afval

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2023	Advies SDE++ 2024
Inputvermogen	[MW input]	35	35
Vollasturen	[uur/jaar]	7.500	7.500
Investeringskosten	[€/kW output]	3.760	4.275
Vaste O&M-kosten	[€/kW output/jaar]	175	199
Variabele O&M-kosten	[€/kWh output]	0,011	0,023

8.3.3 Productie van waterstof uit afval

De referentie-installatie voor deze categorie bestaat uit een grootschalige installatie die huishoudelijk afval omzet tot een syngas. Ook installaties die afvalstromen gebruiken die een poorttarief hebben dat vergelijkbaar is met huishoudelijk afval, vallen binnen deze categorie. Dit syngas wordt daarna opgewerkt tot waterstofgas waarbij pure CO_2 vrijkomt. Voor de bepaling van de technisch-economische parameters gaan we uit van een proces waarbij het afval ontvangen wordt in een ontvangststation en metaal, glas en stenen afgescheiden worden. Het resterende afval wordt na verkleining en verdichting omgezet tot SRF-pellets. Deze worden na eventueel transport verder voorbewerkt 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 de zuurstof. Het syngas bestaat voor het grootste deel uit koolmonoxide en waterstof, met een molverhouding van ongeveer 1:1. Het syngas wordt vervolgens gewassen. In een daaropvolgende *shift*-reactor wordt naast het syngas tevens water ingevoerd om het koolmonoxide in het syngas om te zetten naar CO_2 onder vermeerdering van waterstof. Verdere reiniging vindt plaats in aanvullende reinigingsstappen en uiteindelijk wordt in een PSA-installatie de waterstof gescheiden van de CO_2.

De referentiecase heeft een ingangsvermogen aan afval van 690 kt per jaar. Dit komt overeen met ongeveer 320 MW ingaand vermogen. Dit levert 50 kt waterstofgas (1.970 GWh_{HHV}) per jaar oftewel een outputvermogen van 260 MW bij 7.500 vollasturen.

Op basis van vergelijking met andersoortige projecten of categorieën die een gedeeltelijk overeenkomstige infrastructuur hebben, verwachten we dat de verhoging in investeringskosten zoals benoemd in paragraaf 8.1.5 hoogstwaarschijnlijk ontoereikend zal zijn om de investeringskosten in werkelijkheid volledig af te dekken. Daarom hanteren 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 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 (90% x TTF) en is verrekend tegen een stoomketel met een rendement van 90 procent. De stoom wordt gezien als opbrengst en verlaagt daarmee de variabele O&M-kosten. Tevens wordt rekening gehouden met inkomsten uit bijproducten, met name metalen. De vaste O&M-kosten zijn opgehoogd met de percentages en bedragen zoals genoemd in paragraaf 8.1.5.

De vermeden hoeveelheid CO_2 is ónafhankelijk van de AVI-factor (de fractie biogeen in het afval). De waterstof-uit-huishoudelijke-afval-route leidt ertoe dat er netto minder CO_2 naar de atmosfeer wordt uitgestoten dan wanneer waterstof geproduceerd wordt uit aardgas (grijze waterstof). Voor de productie van grijze waterstof wordt ook hier gerekend met een SMR. De vermeden CO_2-emissies door productie van waterstof en stoom via vergassing van huishoudelijk afval, bestaan uit de vermeden CO_2-emissies van waterstofproductie door een SMR-installatie en van stoom door een gasgestookte ketel minus de CO_2-emissies voortkomend uit de productie van elektriciteit en warmte die anders door een afvalenergiecentrale zou worden geproduceerd door verbranding van het huishoudelijk afval en minus CO_2-emisses voortkomend uit het gebruik van aardgas en elektriciteit voor het vergassingsproductieproces.

Het getal van 0,1345 kg CO_2/kWh vermeden uitstoot komt dan ook als volgt tot stand: de CO_2 uitstoot bij een SMR is 9 kg CO_2/kg waterstof (zie ook hoofdstuk 13), oftewel 0,229 kg CO_2 per kWh_{HHV} waterstof.

We rekenen met een rendement van 85% om waterstof uit afval te produceren en we gebruiken een emissiefactor van 0,13 voor elektriciteit van het net (zie paragraaf 3.2) en 0,226 voor warmte. Uit CBS-cijfers blijkt dat zo'n 15% van het afval kan worden omgezet in elektriciteit en 21% in warmte. Hieruit volgt dat er 0,13*0,15/0,85+0,226*0,21/0,85=0,079 kg CO_2 per kWh_{HHV} waterstof toegerekend moet worden aan het produceren van waterstof uit afval, omdat deze CO_2-uitstoot vermeden had kunnen worden als uit hetzelfde afval warmte en elektriciteit was geproduceerd. Daarnaast wordt er per kWh_{HHV} waterstof 0,221 kWh elektriciteit gebruikt, 0,14 kWh aardgas en 0,177 kWh warmte geproduceerd. De emissiefactor voor het gebruik van gas is 0,204. De CO_2-uitstoot van deze elektriciteit en dit gas min de vermeden CO_2-uitstoot van deze geproduceerde warmte 0,221*0,13+0,14*0,204-0,177*0,226=0,0173 kg CO_2 per kWh_{HHV} waterstof.

In totaal is de emissiefactor van dit proces dus 0,229-0,017-0,079=0,133 kg CO_2/kWh. De getallen in deze uitleg wijken iets af van de in de berekening gebruikte getallen door afrondingsverschillen.

Tabel 8.6
Technisch-economische parameters voor waterstof uit afval

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2023	Advies SDE++ 2024
Outputvermogen	[MW output]	260	260
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	7.500	7.500
Investeringskosten	[€/kW output]	2.700	3.500
Vaste O&M-kosten	[€/kW output/jaar]	120	136
Variabele O&M-kosten	[€/kWh output]	0,023	0,023

8.4 Warmte- en stoomketels

8.4.1 Ketel op vaste of vloeibare biomassa 0,5-5 MW_{th}

Oorspronkelijk beoogde deze categorie een installatie op houtige biomassa voor levering van warmte aan een stadsverwarmingsnet of (blok)verwarming, of bijvoorbeeld voor warmtelevering aan een kas of stal. Levering van lage- of hogetemperatuurwarmte uit houtige biogrondstoffen aan een warmtenet of de glastuinbouw wordt echter niet meer ondersteund in de SDE++ 2023. We adviseren deze categorie echter in stand te houden voor projecten die warmte leveren aan afnemers niet zijnde een warmtenet of de glastuinbouw, of projecten die alternatieve subsidiabele biogrondstoffen gebruiken. Vooralsnog behouden we de referentiecase zoals deze in voorgaande jaren was; dit vooruitlopend op eventuele aanpassingen die voortkomen uit de behoefte vanuit de markt. Deze behoefte zijn we van plan volgend jaar te consulteren.

De referentie-installatie voor de vermogensklasse 0,5-5 MW_{th} is een heetwaterketel met een verbrandingsrooster waar schone houtsnippers ingezet worden als referentiebrandstof. Voor dit type ketels (standaardketels) is het nodig om naast rookgasrecirculatie en een cycloon ook een doekenfilter te installeren (met een elektrostatisch filter kan niet worden voldaan aan de huidige emissie-eisen). Daarnaast is een selectieve niet-katalytische NO_x-reductie (SNCR) noodzakelijk. De investeringskosten en vaste O&M-kosten zijn verhoogd met de percentages en bedragen zoals genoemd in paragraaf 8.1.5.

Tabel 8.7
Technisch-economische parameters voor ketel op vaste biomassa 0,5-5 MW_{th}

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2023	Advies SDE++ 2024
Thermisch outputvermogen	[MW input]	3,0	3,0
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	3.000	3.000
Investeringskosten	[€/kW output]	501	554
Vaste O&M-kosten	[€/kW output/jaar]	27	30
Variabele O&M-kosten	[€/kWh output]	0,0064	0,0064

8.4.2 Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MW_{th}

In deze categorie is het mogelijk om warmtelevering (>100 °C) of stoomlevering te realiseren met een ketel op vaste biomassa ter vervanging van of in 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 een campagnebedrijf, niet als pieklastvoorziening. Verondersteld is dus dat deze installatie relatief veel vollasturen maakt.

De installatie heeft een referentiegrootte van 10 MW_{th} output. Het snoeihout wordt opgeslagen in bunkers met een 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 nemen we kosten voor aanvullende biomassaopslag en stoffilters en civiele werken mee, net als de kosten voor een stoomleiding naar de nabijgelegen industrie of voor transport van de stoom op locatie. Voor deze stoomleiding hanteren we een lengte van 500 meter.

Tabel 8.8
Technisch-economische parameters voor ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥5 MW_{th}

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2023	Advies SDE++ 2024
Thermisch outputvermogen	[MW input]	10	10
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	7.000	7.000
Investeringskosten	[€/kW output]	826	939
Vaste O&M-kosten	[€/kW output/jaar]	48	55
Variabele O&M-kosten	[€/kWh output]	0,0062	0,0062

Er wordt eveneens rekening gehouden met een SCR-installatie voor de verlaging van de emissie van NO_x. De vaste O&M-kosten bevatten onder meer kosten voor asafzet, vaste kosten voor (uitbesteed) onderhoud en loonkosten voor bedrijfsvoering. De vaste en variabele O&M-kosten en de investeringskosten zijn opgehoogd met de percentages en bedragen zoals genoemd in paragraaf 8.1.5.

Warmtestaffel

De benodigde subsidie voor de productie van hernieuwbare warmte is afhankelijk van de hoeveelheid geleverde warmte (bijvoorbeeld bij een campagnebedrijf). Het basisbedrag is hiervoor berekend voor een specifiek aantal vollasturen. Dit aantal vollasturen is echter niet voor alle projecten haalbaar. Daarom wordt 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 SDE+ 2018-najaarsnotitie warmtestaffel. De kostenparameters (investeringskosten, vaste O&M-kosten, variabele O&M-kosten) nemen lineair toe met het aantal vollasturen, waarbij de technisch-economische parameters voor de kleine ketel (bij 3000 vollasturen) en grote ketel (bij 7000 vollasturen) als referentiepunten genomen worden. Op verzoek van het ministerie van EZK begint de staffel bij 4.500 vollasturen (zie tabel 8.18).

8.4.3 Ketel op B-hout

Tijdens de marktconsultaties is gebleken dat de markt beperkt interesse heeft in aanvullende capaciteit voor verbranding van B-hout voor energiedoeleinden. Daarom adviseren we dit jaar nogmaals deze categorie. Deze ketels zijn primair gericht op de industrie. Het referentievermogen is 20 MW_{th} output. Er wordt vanuit gegaan dat deze installaties stoom leveren en in basislast bedreven worden. De investeringskosten zijn verhoogd met de bedragen en percentages zoals genoemd in paragraaf 8.1.5.

Tabel 8.9
Technisch-economische parameters voor ketel op B-hout

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2023	Advies SDE++ 2024
Thermisch outputvermogen	[MW input]	20	20
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	7.500	7.500
Investeringskosten	[€/kW output]	1.002	1.139
Vaste O&M-kosten	[€/kW output/jaar]	56	64
Variabele O&M-kosten	[€/kWh output]	0,0056	0,0056

8.4.4 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. Omdat aan het Besluit Activiteiten Leefomgeving moet worden voldaan, houden we eveneens rekening 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 zijn opgehoogd met de percentages en bedragen zoals genoemd in paragraaf 8.1.5. Uit projectaanvragen van voorgaande jaren leiden we af dat de vaste en variabele operationele en onderhoudskosten beneden de geadviseerde bedragen lagen. Daarom passen we dit jaar de vaste en variabele O&M-kosten niet aan.

Tabel 8.10
Technisch-economische parameters voor ketel op vloeibare biomassa

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2023	Advies SDE++ 2024
Thermisch outputvermogen	[MW input]	10	10
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	7.000	7.000
Investeringskosten	[€/kW output]	74	84
Vaste O&M-kosten	[€/kW output/jaar]	23	23
Variabele O&M-kosten	[€/kWh output]	0,0020	0,0020

8.4.5 Ketel voor warmte uit houtpellets ≥ 5 MW_{th}

Deze categorie betrof een installatie op houtpellets voor levering van warmte aan een stadsverwarmingsnet. Nieuwe subsidies voor warmte voor lage- en hogetemperatuurtoepassingen zoals bedoeld in deze categorie waarbij gebruik gemaakt wordt van houtige biomassa, zijn niet meer mogelijk in de SDE++. Daarom brengen we voor deze categorie dit jaar geen advies uit.

8.4.6 Ketel voor stoom uit houtpellets 5-50 MW_{th}

Voor deze categorie is de referentie-installatie een waterpijpketel met rooster die stoom levert, waarbij houtpellets ingezet worden als referentiebrandstof. Marktpartijen geven aan dat gezien de huidige schaarste en de constatering dat houtpellets mogelijk een meer hoogwaardige bestemming krijgen in de chemie, er een mogelijkheid zou moeten bestaan om ook andere houtige biomassa te gebruiken, al dan niet in pelletvorm, of biomassa van agroresiduen. Daar hebben we niet voor gekozen in de doorrekening van deze categorie, omdat deze stromen vaak een andere prijs kennen die zou moeten doorwerken in het basisbedrag of aanleiding zou moeten geven tot nieuwe categorieën. 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 30bar-stoomketel met een leveringsvermogen van 20 MW_{th} output. De ketel wordt verondersteld een rendement van 90 procent te hebben bij 8.500 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 MW_{th} houden we rekening 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. De vaste O&M-kosten en de investeringskosten zijn opgehoogd met de percentages en bedragen zoals genoemd in paragraaf 8.1.5.

Tabel 8.11
Technisch-economische parameters voor ketel voor stoom uit houtpellets 5-50 MW_{th}

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2023	Advies SDE++ 2024
Thermisch outputvermogen	[MW input]	20	20
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	8.500	8.500
Investeringskosten	[€/kW output]	813	924
Vaste O&M-kosten	[€/kW output/jaar]	49	56
Variabele O&M-kosten	[€/kWh output]	0,0059	0,0059

8.4.7 Ketel voor stoom uit houtpellets ≥50 MW_{th}

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 een of meerdere afnemers aangesloten zijn. Gezien de grootte van de installatie en de verwachtte afstand tot afnemers houden we rekening 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 20bar-stoomketel met een leveringsvermogen van 60 MW_{th} 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 gas-WKK vervangt. Eventuele redundante ketels voor de 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 8.500 vollasturen weet te halen. De installatie zal normaliter vanuit een centrale wacht bediend worden. Een dergelijke installatie zal daarnaast ook een eigen kleine controlekamer bij de installatie hebben.

In de huidige marktomstandigheden en met het huidige prijspeil worden de investeringskosten ingeschat op de waarde zoals genoemd in tabel 8.12. Dit is 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. Dit leidt onder andere tot duurdere materialen en meer redundantie. Ook zijn de emissiegrenswaarden iets strikter. Daarnaast worden hogere eisen gesteld aan de toeleveranciers, bijvoorbeeld wat betreft garanties.

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 O&M-kosten en de investeringskosten zijn opgehoogd met de percentages en bedragen zoals genoemd in paragraaf 8.1.5.

Tabel 8.12
Technisch-economische parameters voor ketel voor stoom uit houtpellets ≥50 MW_{th}

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2023	Advies SDE++ 2024
Thermisch outputvermogen	[MW input]	60	60
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	8.500	8.500
Investeringskosten	[€/kW output]	1.400	1.714
Vaste O&M-kosten	[€/kW output/jaar]	50	78
Variabele O&M-kosten	[€/kWh output]	0,0057	0,0062

8.4.8 Levensduurverlenging ketel op vaste of vloeibare biomassa 0,5-5 MW_{th}

Lage- of hogetemperatuurwarmte uit houtige biogrondstoffen voor warmtelevering aan een warmtenet of de glastuinbouw komt niet meer in aanmerking voor subsidie in de SDE++ 2023. Dit geldt ook voor de categorie levensduurverlenging. We adviseren deze categorie echter in stand te houden voor projecten die warmte leveren aan afnemers anders dan een warmtenet of de glastuinbouw, of projecten die alternatieve subsidiabele biogrondstoffen gebruiken.

De referentie-installatie verstookt snoei- of dunningshout in de heetwaterketel. De ketel heeft een referentiegrootte van 0,95 MW_{th} output. De vaste onderhoudskosten komen overeen met de betreffende kosten voor projecten van enkele jaren terug. Er wordt tevens van uitgegaan dat deze ketels snoei- en dunningshout blijven stoken. Aangezien de huidige projecten 3.000 vollasturen hebben, handhaven we dit aantal vollasturen voor deze categorie. De vaste O&M-kosten zijn opgehoogd met de percentages en bedragen zoals genoemd in paragraaf 8.1.5.

Tabel 8.13
Technisch-economische parameters voor levensduurverlenging ketel op vaste of vloeibare biomassa 0,5-5 MW_{th}

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2023	Advies SDE++ 2024
Thermisch outputvermogen	[MW input]	0,95	0,95
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	3.000	3.000
Investeringskosten	[€/kW output]	0	0
Vaste O&M-kosten	[€/kW output/jaar]	26	29
Variabele O&M-kosten	[€/kWh output]	0,0040	0,0040

8.4.9 Levensduurverlenging ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MW

Zoals aangegeven in paragraaf 8.4.1 wordt geen subsidie meer verleend voor lage- of hogetemperatuurwarmte uit houtige biogrondstoffen 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 anders dan een warmtenet of de glastuinbouw, of projecten die alternatieve subsidiabele biogrondstoffen gebruiken.

Deze categorie betreft in eerste instantie aanvragen voor een stoomketel waaraan een stoomturbine gekoppeld is. De geproduceerde stoom wordt gedeeltelijk gebruikt voor industriële processen en gedeeltelijk voor het opwekken van elektriciteit. De referentie-installatie verstookt snoei- of dunningshout in een stoomketel. De ketel heeft een referentiegrootte van 10 MW_{th} output. Het snoeihout wordt opgeslagen in bunkers voor een 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 MW_{th}.

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 rekenen we voor deze categorie met hogere vaste onderhoudskosten dan in de hiervoor genoemde ketel op biomassa. Aangezien de huidige projecten 8000 vollasturen hebben, wordt dit aantal vollasturen voor deze categorie gehandhaafd. De vaste O&M-kosten en de investeringskosten zijn opgehoogd met de percentages zoals genoemd in paragraaf 8.1.5.

Tabel 8.14
Levensduurverlenging ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥5 MW_{th}

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2023	Advies SDE++ 2024
Thermisch outputvermogen	[MW input]	10	10
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	8.000	8.000
Investeringskosten	[€/kW output]	0	0
Vaste O&M-kosten	[€/kW output/jaar]	84	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 MW_{th}. Het aantal vollasturen is wegens de niet-continue bedrijfsvoering van dergelijke processen gelegd op 3.000 uur.

De investeringskosten zijn verhoogd met percentages zoals genoemd in paragraaf 8.1.5. Voor de brandstofkosten voor houtstof wordt uitgegaan van houtpellets die ter plekke vermalen worden (een hamermolen is opgenomen in de investeringskosten).

Tabel 8.15
Technisch-economische parameters voor biomassaverbranding met directe inzet van houtpellets voor industriële toepassingen.

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2023	Advies SDE++ 2024
Thermisch outputvermogen	[MW input]	10	10
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	3.000	3.000
Investeringskosten	[€/kW output]	86	95
Vaste O&M-kosten	[€/kW output/jaar]	4,1	4,5
Variabele O&M-kosten	[€/kWh output]	0,0020	0,0020

8.6 Basisbedragen

In tabel 8.16 zijn de basisbedragen voor de verschillende biomassacategorieën weergegeven, inclusief de berekeningswijze voor het correctiebedrag. De verschillende berekeningswijzen voor het correctiebedrag zijn weergegeven in tabel 8.17. Voor de ketel op vaste of vloeibare biomassa van ≥ 5 MW_{th} is in deze tabel uitgegaan van de referentiewaarde voor het aantal vollasturen (7000). In tabel 8.18 wordt de bijbehorende warmtestaffel uitgewerkt.

Tabel 8.16
Basisbedragen voor de SDE++-2024 in euro/kWh

Categorie	Productie-type	Advies SDE++ 2023	Advies SDE++ 2024	Berekenings-wijze correc-tiebedrag [ID]
Vergassing snoei- en dunningshout	Groen gas	0,1196	0,1314	13
Vergassing B-hout	Groen gas	0,0797	0,0915	13
Groengas uit afval	Groen gas	0,0468	0,0692	13
Waterstof uit afval	Groen gas	0,0511	0,0517	30
Ketel op vaste of vloeibare biomassa 0,5-5 MW_{th}	Warmte	0,0715	0,0714	16
Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MW_{th}[a]	Warmte	0,0570	0,0586	17
Ketel op B-hout	Warmte	0,0338	0,0351	17
Ketel op vloeibare biomassa	Warmte	0,0826	0,0887	16
Ketel voor stoom uit houtpellets 5-50 MW_{th}	Warmte	0,0830	0,0885	17
Ketel voor stoom uit houtpellets ≥ 50 MW_{th}	Warmte	0,0910	0,1022	17
Biomassaverbranding met directe inzet van houtpellets voor industriële toepassingen	Warmte	0,0635	0,0687	20
Levensduurverlenging ketel op vaste of vloeibare biomassa 0,5-5 MW_{th}	Warmte	0,0392	0,0408	16
Levensduurverlenging ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥5 MW_{th}	Warmte	0,0436	0,0458	17

a) Zie tabel 8.18 voor de bijbehorende warmtestaffel

Tabel 8.17
Berekeningswijzen correctiebedrag

ID	Berekeningswijze correctiebedrag
13	TTF_HHV
16	(TTF_LHV + EB3) / Gasketelrendement
17	70% × TTF_LHV
20	TTF_LHV + EB3[a]
30	(0,29 + 49 × TTF_HHV) / 39,32

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

Tabel 8.18
Technisch-economische parameters en basisbedragen binnen de geadviseerde warmtestaffel voor de SDE++-2024 voor de ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MW_{th}.

Vollasturen	Basisbedrag [€/kWh]	Investeringskosten [€/kW output]	O&M-kosten vast [€/kW output]	O&M-kosten variabel [€/kWh]
4500	0,0628	708	40	0,0063
5000	0,0618	755	43	0,0063
5500	0,0607	800	46	0,0063
6000	0,0600	848	49	0,0063
6500	0,0591	894	51	0,0062
7000 (ref)	0,0586	939	55	0,0062
7500	0,0583	986	59	0,0062
8000	0,0578	1.032	61	0,0062
8500	0,0573	1.078	65	0,0061

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 450 kW input (Monomestvergisting van 110 tot 450 kW input);
    - 450 kW input en groter (Monomestvergisting groter dan 450 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. 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) aangepast ten opzichte van voorgaande jaren. Dit komt doordat EZK voor 2024 heeft verzocht om een doorrekening te maken van een nieuwe kleinschalige categorie. Tijdens de consultatie is tevens uitvraag gedaan naar het alternatief door coöperatieve samenwerking waarbij meerdere kleinschalige boerderijen hun mest centraal samenbrengen voor energieopwekking. Op deze uitvraag is één keer expliciet gereageerd. Verder is de voorkeur uitgesproken voor een kleinschalige optie.

De kleinschalige opties wijken af van de reeds bestaande categorieën. Met name groen gas wijkt af doordat de schaalgrootte 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).

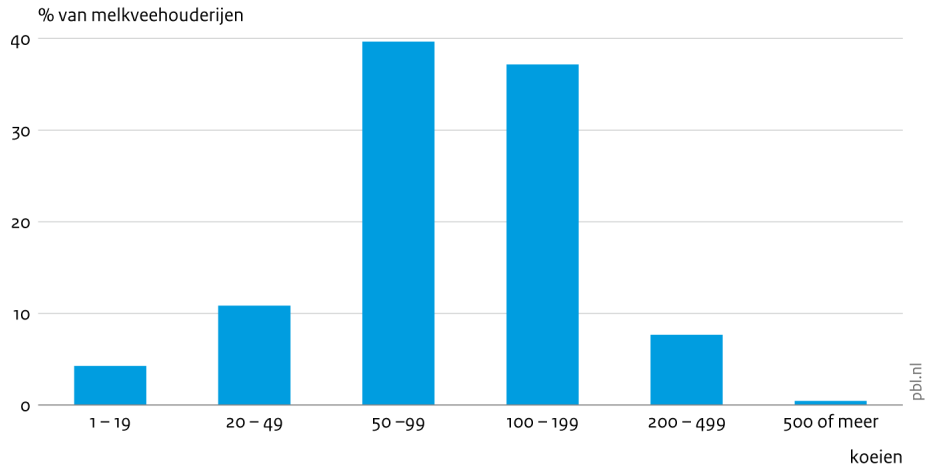
Belangrijk hierbij is dat er een grote populatie van veehouderijen tot circa 200 koeien is (zie ook figuur 9.1)[30], en dat de uitbreiding van het advies met een extra kleinschalige categorie meer recht doet aan het uitgangspunt dat het merendeel van de projecten uit moet kunnen.

Bij het bepalen van de schaalgrootte van de nieuwe categorie zijn we dan ook uitgegaan van de hoeveelheid mest passend bij veehouderijen tot 200 koeien. De hoeveelheid mest die vrij komt op een veehouderij is een goede indicatie voor de grootte van de monomestcategorieën doordat deze voor een groot deel wordt gedicteerd door de beschikbaarheid van mest op of nabij een boerderij (met uitzondering van grootschalige monomestvergisting). De inputgrootte hangt af van het aantal koeien per boerderij, de mestuitstoot per koe en de potentiële biogasproductie van mest.

Om de grens 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 m^3 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. Dit komt voor de veehouderijen tot 200 koeien overeen met een categorie tot 110 kW input. Voor de referentie hanteren we 72 kW input (ongeveer 130 koeien).

Figuur 9.1

Verdeling melkveehouderijen naar grootte, 2022



Bron: CBS

De doorrekening van het nieuwe cluster betekent ook dat de in voorgaande jaren gehanteerde kleinschalige categorie wordt gewijzigd in een middelgrote categorie van 110 kW tot 450 kW die daardoor beter aansluit bij middelgrote boerderijen met meer dan 200 koeien.

Veehouderijen met meer dan 200 koeien beslaan circa 8 procent van de totale markt (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 270 kW. Om de referentie beter aan te laten sluiten tussen 110 en 450 kW, passen we de referentiegrootte voor elektriciteit en warmte en voor warmte aan zodat deze nu even groot is de referentiegrootte van de groengascategorie (270 kW, circa 500 koeien).

[30] In 2022 besloeg het aantal veehouderijen met 200 of minder koeien ca 92% van het totaal aantal (melk)veehouderijen (bron, CBS).

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 middelgrote categorie, de situatie waarin een boerderij de vergister met alleen eigen mest kan bedrijven beschouwen we als een niet-karakteristieke uitzondering in deze categorie.

Voor de grootschalige mestvergisting blijven we vasthouden aan het concept van de centrale vergisting, waarbij de grootte van een veehouderij geen rol speelt.

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

- Vergisting van uitsluitend dierlijke mest tot 110 kW input (klein);
- Vergisting van uitsluitend dierlijke mest van 110 tot 450 kW input (midden);
- Vergisting van uitsluitend dierlijke mest groter dan 450 kW input (groot).

9.2 Gehanteerde investeringsparameters en grondstofprijzen

9.2.1 Investeringsparameters

CBS rapporteert voor de kostenontwikkeling van materialen zoals staal en beton sinds het begin van 2023 een stabilisatie en deels zelfs een daling. Ook algemene producentenprijsindices inclusief energie tonen stabilisatie. Op die basis en in het licht van de aanzienlijke indexatie van investerings- en O&M-kosten in het advies van vorig jaar, is onze benadering dat het actuele niveau van deze kosten sindsdien niet significant is veranderd.

De kerninflatie (HICP) blijft volgens projecties van DNB in 2023 en tot 2025 nog relatief hoog, zodat we in het advies van dit jaar een indexatie toepassen voor de ontwikkelingstijd tussen het aanvragen van de subsidie en de FID (*Final Investment Decision*). We onderscheiden grotere, meer complexe projecten waarbij een ontwikkelingstijd van twee jaar van toepassing is en kleinere, of minder complexe projecten waarbij een ontwikkelingstijd van een jaar van toepassing is. Op die basis hanteren we dit jaar de volgende indexaties:

- 13,7% indexatie op investeringskosten en vaste O&M-kosten voor de categorieën allesvergisting en monomestvergisting (grootschalig);
- 10,6% indexatie op investeringskosten en vaste O&M-kosten voor alle andere categorieën.

9.2.2 Grondstofprijzen voor allesvergisting

Bij grootschalige allesvergisting wordt een installatie beschouwd die restromen verwerkt uit de voedings- en genotmiddelenindustrie. Sinds 2022 krijgen we additionele informatie uit het verleden. Samen met de al bestaande index als proxy voor de marktontwikkeling, monitoren we de input. Op basis van de geleverde input lijkt het erop dat de grondstofkosten een significante stijging hebben doorgemaakt sinds 2020 (37% jaar op jaar). Uitgaan van een vijfjarig gemiddelde (circa 10%) impliceert een vertraging van deze stijging. Doordat partijen doorgaans nog altijd op basis van kortetermijncontracten acteren, achten we het onwenselijk om op dit moment met de snelle stijging mee te bewegen. Dit jaar is niet meer gekeken naar de inflatie, gezien deze niet representatief is voor de gehele kostenontwikkeling in de vergistingsmarkt.

Tabel 9.1
Prijsontwikkeling allesvergisting (gebaseerd op indices en advies) [euro/t]

Peildatum	Sep 13	Jul 20	Jul 21	Jul 22	Jun 23
Maisindex	23,4	28,2	30,9	33,0	36,9
Grondstofprijzen historisch[a]	-	33,2	35,6	45,3	-
Advies	23,4	28,2	30,9	33,0	36,9

a) De jaarindex van de grondstofprijzen geeft een historisch beeld en wordt samengesteld door de Rabobank op basis van anonieme data.

9.2.3 Grondstofprijzen monomestvergisting

Voor vergisting van uitsluitend dierlijke mest is, zoals aangegeven in 9.1.2, de indeling veranderd. Voor zowel kleinschalige monomestvergisting (<110 kW) als ook middelgrote monomestvergisting is uitgegaan van een vergister op boerderijschaal. We gaan hierbij uit van verse ongescheiden rundveemest. Hiervoor hanteren we een biogasopbrengst van circa 27 m^3 per ton mest, of 0,57 GJ/t mest. Op basis van de hierbij horende gehanteerde biogasopbrengst van 27 m^3, of 0,57 GJ/t mest, komt de gekozen referentie voor groen gas (72 KW respectievelijk 270 kW) overeen met een boerderij met ongeveer 130 respectievelijk 500 koeien. Dit is een schaalgrootte die goed past bij een gemiddelde boerderij in Nederland en betekent dat we uitgaan van inzet van mest op het eigen bedrijf en kostenneutraliteit voor wat betreft de mestaanvoer en digestaatafvoer.

Voor de middelgrote categorie (110 tot 450 kW) gaan we uit van een referentie op basis van 270 kW input voor alle drie de subcategorieën. Dit komt overeen met circa 500 koeien en omvat in Nederland een beperkt deel van de boerenbedrijven. Een significant deel van de boerderijhouders die het voornemen hebben om op deze schaal groen gas (of elektriciteit of warmte) te gaan produceren, moet daardoor mest aanvoeren. Voor een deel geldt hierbij een kostenneutrale aanvoer en afvoer. We achten het 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 uit van een veehouderij met circa 250 koeien, hierdoor moet 50% extern worden aangevoerd. Daarbij hanteren we dat er een deel wordt geleend, als ook een gedeelte extern wordt verwerkt (kostenneutraal). Voor de middelgrote categorie hanteren we dan verdeling en bijbehorende kosten zoals die is weergegeven in tabel 9.2.

Tabel 9.2
Verdeling mest Middelgrote categorie en bijbehorende kosten

Type mest	Eigen mest	Geleende mest	Overig (externe verwerking)
Aandeel mest	50%	40%	10%

We schatten dat het transport met bijbehorende kosten neerkomt op 5,5 euro/t mest voor de geleende mest. Per installatie komt dit neer op een gemiddelde van 2,2 euro/t mest of 4,16 euro/GJ.

Voor grootschalige monomestvergisting geldt dat de biogaspotentie lager ligt. Voor de potentie gaan we uit van een mengsel van een mix van drijfmest en dikke fractie (80/20). Hier hoort een biogasopbrengst van 25 m^3, of 0,53 GJ/t mest bij. 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 2024

Biomassa voor vergisting	Energie-inhoud vergistingsinput [GJ/t][a]	Prijs vergistingsinput [€/t]	Referentieprijs biogas [€/GJ]	Vermeden methaanemissie [kg/GJ]
Allesvergisting	3,40	33,0	9,71	0
Monomestvergisting (< 110 kW)	0,57	0	0	-54,0
Monomestvergisting (110 - 450 kW)	0,57	2,2	4,16	-54,0
Monomestvergisting (>450 kW)	0,53	0	0	-22,5

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

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 m^3 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++ 2023.

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 m^3 per uur groen gas. De substraatinput is 47 kiloton per jaar bij een gemiddelde biogasopbrengst van iets boven de 160 m^3 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 8,1 miljoen euro. De O&M-kosten worden geschat op 0,95 miljoen euro per jaar.

Op basis van de HICP-inflatie betekent dit voor het FID-jaar (2026) 9,2 miljoen euro aan investeringskosten en 1 miljoen euro per jaar aan O&M-kosten. Tabel 9.4 geeft de technisch-economische parameters van de productie van groen gas weer.

Tabel 9.4
Technisch-economische parameters voor productie van groen gas uit allesvergisting

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2023	Advies SDE++ 2024
Referentiegrootte	[MW input]	5,5	5,5
Output groen gas	[MW output]	5,47	5,47
Interne warmtevraag	[% biogas]	5%	5%
Vollasturen	[uur/jaar]	8.000	8.000
Investeringskosten	[€/kW input]	1.502	1.675
O&M-kosten vast	[€/kW input]	193[a]	108
O&M-kosten variabel	[€/kWh output]	-	0,009
Energie-inhoud	[GJ biogas/t]	3,4	3,4
Grondstofkosten	[€/t]	33,0	36,9

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

9.3.2 Allesvergisting, gecombineerde opwekking

Als referentie voor deze categorie wordt uitgegaan van een vergister met een elektriciteitsproductie van 2,3 MW_e. 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 5,9 miljoen euro. O&M-kosten bedragen 0,5 miljoen euro per jaar. Op basis van de HICP-inflatie betekent dit voor het FID-jaar (2026) 6,8 miljoen euro aan investeringskosten en 0,6 miljoen euro per jaar aan O&M-kosten. Tabel 9.5 geeft de technisch-economische parameters van de productie van warmte weer.

Tabel 9.5
Technisch-economische parameters voor allesvergisting, gecombineerde opwekking

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2023	Advies SDE++ 2024
Referentiegrootte	[MW input]	5,5	5,5
Interne warmtevraag	[% biogas]	5%	5%
Vollasturen warmte	[uur/jaar]	7.300	7.167
Output warmte	[kW_{th}]	2.300	2.640
Vollasturen elektrisch	[uur/jaar]	8.000	8.000
Netto-output (elektrisch)	[kW_e]	2.300	2.090
Elektrisch rendement (netto)	[%]	41%	38%
Investeringskosten	[€/kW input]	1.089	1.232
O&M-kosten vast	[€/kW input]	90[a]	92
O&M-kosten variabel	[€/kWh output]	-	0,002
Energie-inhoud	[GJ biogas/t]	3,4	3,4
Grondstofkosten	[€/t]	33,0	36,9

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

9.3.3 Allesvergisting, warmte

De referentie-installatie is grotendeels gelijk aan de referentie-installatie voor gecombineerde opwekking, alleen wordt het biogas nu verstookt 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 miljoen euro. De O&M-kosten worden geschat op 0,56 miljoen euro per jaar.

Op basis van de HICP-inflatie betekent dit voor het FID-jaar (2026) 5,7 miljoen euro aan investeringskosten en 0,61 miljoen euro per jaar aan O&M-kosten. Tabel 9.6 geeft de technisch-economische parameters van de productie van warmte weer.

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

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2023	Advies SDE++ 2024
Referentiegrootte	[MW input]	5,5	5,5
Interne warmtevraag	[% biogas]	5%	5%
Output warmte	[kW_{th}]	4.700	4.700
Vollasturen warmte	[uur/jaar]	7.000	7.000
Investeringskosten	[€/kW input]	940	1.027
O&M-kosten vast	[€/kW input]	49[a]	70
O&M-kosten variabel	[€/kWh output]	-	0,007
Energie-inhoud	[GJ biogas/t]	3,4	3,4
Grondstofkosten	[€/t]	33,0	36,9

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

9.4 Vergisting van uitsluitend dierlijke mest tot 110 kW (klein)

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 m^3 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 0,35 miljoen euro. De operationele kosten worden ingeschat op 0,07 miljoen euro per jaar. Op basis van de HICP-inflatie betekent dit voor het FID-jaar (2025) 0,39 miljoen euro aan investeringskosten en 0,075 miljoen euro per jaar aan O&M-kosten. Tabel 9.7 geeft de technisch-economische parameters van de productie van warmte weer.

Tabel 9.7
Technisch-economische parameters voor monomestvergisting (klein), hernieuwbaar gas

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2023	Advies SDE++ 2024
Referentiegrootte	[kW input]	-	72
Output groen gas	[kW output]		71,6
Interne warmtevraag	[% biogas]	-	30%
Vollasturen	[uur/jaar]	-	8.000
Investeringskosten	[€/kW input]	-	5.419
O&M-kosten vast	[€/kW input]	-	400
O&M-kosten variabel	[€/kWh output]	-	0,073
Energie-inhoud	[GJ biogas/t]	-	0,57
Grondstofkosten	[€/t]	-	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 0,34 miljoen euro en de operationele kosten worden geschat op 0,022 miljoen euro per jaar. Op basis van de HICP-inflatie betekent dit voor FID (2025) 0,37 miljoen euro aan investeringskosten en 0,025 miljoen euro per jaar aan O&M-kosten. Tabel 9.8 geeft de technisch-economische parameters van de productie van warmte weer.

Tabel 9.8
Technisch-economische parameters voor monomestvergisting (klein), gecombineerde opwekking

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2023	Advies SDE++ 2024
Referentiegrootte	[kW input]	-	72
Interne warmtevraag	[% biogas]	-	30%
Vollasturen warmte	[uur/jaar]	-	3.083
Output warmte	[kW_{th}]	-	34,6
Vollasturen elektrisch	[uur/jaar]	-	8.000
Netto-output (elektrisch)	[kW_e]	-	21,6
Elektrisch rendement (netto)	[%]	-	30%
Investeringskosten	[€/kW input]	-	5.149
O&M-kosten vast	[€/kW input]	-	327
O&M-kosten variabel	[€/kWh output]	-	0,003
Energie-inhoud	[GJ biogas/t]	-	0,57
Grondstofkosten	[€/t]	-	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 fakkel, 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 0,35 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 (2025) 0,39 miljoen euro aan investeringskosten en 0,055 miljoen euro per jaar aan O&M-kosten. Tabel 9.9 geeft de technisch-economische parameters van de productie van warmte weer.

Tabel 9.9
Technisch-economische parameters voor monomestvergisting (klein), warmte

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2023	Advies SDE++ 2024
Referentiegrootte	[kW-input]	-	72
Interne warmtevraag	[% biogas]	-	30%
Output warmte	[kW_{th}]	-	64,8
Vollasturen warmte	[uur/jaar]	-	8.000
Investeringskosten	[€/kW input]	-	5.419
O&M-kosten vast	[€/kW input]	-	400
O&M-kosten variabel	[€/kWh output]	-	0,05
Energie-inhoud	[GJ biogas/t]	-	0,57
Grondstofkosten	[€/t]	-	0

9.5 Vergisting van uitsluitend dierlijke mest 110 tot 450 kW (middelgroot)

Voor de middelgrote 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 450 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 m^3 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 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 komt 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 1,25 miljoen euro. De O&M-kosten worden geschat op 0,12 miljoen euro per jaar.

Op basis van de HICP-inflatie betekent dit voor FID (2025) 1,4 miljoen euro aan investeringskosten en 0,13 miljoen euro per jaar aan O&M-kosten. Tabel 9.10 geeft de technisch-economische parameters van de productie van warmte weer.

Tabel 9.10
Technisch-economische parameters voor productie van hernieuwbaar gas via monomest vergisting (middelgroot)

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2023	Advies SDE++ 2024
Referentiegrootte	[kW input]	270	270
Output groen gas	[kW output]	269	269
Interne warmtevraag	[% biogas]	30%	28%
Vollasturen	[uur/jaar]	8.000	8.000
Investeringskosten	[€/kW input]	4.070	5.130
O&M-kosten vast	[€/kW input]	566[a]	262
O&M-kosten variabel	[€/kWh output]	-	0,025
Energie-inhoud	[GJ biogas/t]	0,57	0,57
Grondstofkosten	[€/t]	2,2	2,2

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

9.5.2 Monomestvergisting van 110 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 500 koeien. Dit levert netto een elektrische output van 92 kW_e. Bij elektriciteit is technisch sprake van een WKK-installatie, waarbij de 130 kW_{th} 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 vaste O&M-kosten worden geschat op 0,56 miljoen euro per jaar. Op basis van de HICP-inflatie betekent dit voor FID (2025) 1,1 miljoen euro aan investeringskosten en 0,06 miljoen euro per jaar aan O&M-kosten. Tabel 9.11 geeft de technisch-economische parameters van de productie van warmte weer.

Tabel 9.11
Technisch-economische parameters monomestvergisting (middelgroot), gecombineerde opwekking

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2023	Advies SDE++ 2024
Referentiegrootte	[kW input]	123	270
Interne warmtevraag	[% biogas]	30%	28%
Vollasturen warmte	[uur/jaar]	3.000	3.318
Output warmte	[kW_{th}]	59	129.6
Vollasturen elektrisch	[uur/jaar]	8.000	8.000
Netto-output (elektrisch)	[kW_e]	39	78.3
Elektrisch rendement (netto)	[%]	32%	29%
Investeringskosten	[€/kW input]	3.837	4.042
O&M-kosten vast	[€/kW input]	220[a]	217
O&M-kosten variabel	[€/kWh output]	-	0,003
Energie-inhoud	[GJ biogas/t]	0,57	0,57
Grondstofkosten	[€/t]	0	2,2

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

9.5.3 Monomestvergisting van 110 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. 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 1 miljoen euro en de O&M-kosten worden geschat op 0,12 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 (2025) 1,15 miljoen euro aan investeringskosten en 0,13 miljoen euro per jaar aan O&M-kosten. Tabel 9.12 geeft de technisch-economische parameters van de productie van warmte weer.

Tabel 9.12
Technisch-economische parameters voor monomestvergisting (middelgroot), warmte

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2023	Advies SDE++ 2024
Referentiegrootte	[kW input]	123	270
Interne warmtevraag	[% biogas]	30%	28%
Output warmte	[kW_{th}]	91	243
Vollasturen warmte	[uur/jaar]	6.500	8.000
Investeringskosten	[€/kW input]	3.320	4.266
O&M-kosten vast	[€/kW input]	218[a]	243
O&M-kosten variabel	[€/kWh output]	-	0,033
Energie-inhoud	[GJ biogas/t]	0,57	0,57
Grondstofkosten	[€/t]	0	2,2

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

9.6 Vergisting van uitsluitend dierlijke mest groter dan tot 450 kW (groot)

Bij de grootschalige mestvergisting gaan we uit van een centrale mestvergister nabij industrie. De referentie-installatie wordt vastgesteld op 2200 kW voor alle drie de categorieën, met een ruwbiogasproductie van 381 m^3 per uur.

9.6.1 Monomestvergisting groter dan 450 kW, hernieuwbaar gas

De referentie-installatie voor groen gas is uitgevoerd met membraantechnologie met een productie van 248 m^3 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 5,9 miljoen euro. De O&M-kosten worden geschat op 0,82 miljoen per jaar euro. Op basis van de HICP-inflatie betekent dit voor FID (2026) 6,7 miljoen euro aan investeringskosten en 0,9 miljoen euro per jaar aan O&M-kosten. Tabel 9.13 geeft de technisch-economische parameters van de productie van warmte weer.

Tabel 9.13
Technisch-economische parameters voor monomestvergisting (groot), hernieuwbaar gas

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2023	Advies SDE++ 2024
Referentiegrootte	[MW input]	2,2	2,2
Output groen gas	[MW output]	2,19	2,19
Interne warmtevraag	[% biogas]	25%	25%
Vollasturen	[uur/jaar]	8.000	8.000
Investeringskosten	[€/kW input]	2.748	3.035
O&M-kosten vast	[€/kW input]	320[a]	215
O&M-kosten variabel	[€/kWh output]	-	0,021
Energie-inhoud	[GJ biogas/t]	0,53	0,53
Grondstofkosten	[€/t]	0	0

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

9.6.2 Monomest groter dan 450 kW, gecombineerde opwekking

De referentiegrootte van deze installatie komt overeen met die voor de productie van groen gas: een productiecapaciteit van 381 m^3 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 5,6 miljoen euro en O&M-kosten op 0,39 miljoen euro per jaar. Op basis van de HICP-inflatie betekent dit voor FID (2026) 6,4 miljoen euro aan investeringskosten en 0,44 miljoen euro per jaar aan O&M-kosten. Tabel 9.14 geeft de technisch-economische parameters van de productie van warmte weer.

Tabel 9.14
Technisch-economische parameters voor monomestvergisting (groot), gecombineerde opwekking

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2023	Advies SDE++ 2024
Referentiegrootte	[MW input]	2,2	2,2
Interne warmtevraag	[% biogas]	25%	25%
Vollasturen warmte	[uur/jaar]	3.800	3.833
Output warmte	[kW_{th}]	1.060	1.056
Vollasturen elektrisch	[uur/jaar]	8.000	8.000
Netto-output (elektrisch)	[kW_e]	900	814
Elektrisch rendement (netto)	%	41%	37%
Investeringskosten	[€/kW input]	2.659	2.902
O&M-kosten vast	[€/kW input]	220[a]	188
O&M-kosten variabel	[€/kWh output]	-	0,003
Energie-inhoud	[GJ biogas/t]	0,53	0,53
Grondstofkosten	[€/t]	0	0

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

9.6.3 Monomestvergisting groter dan 450 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 5,1 miljoen euro en de vaste O&M-kosten worden geschat op 0,49 miljoen euro per jaar.

Op basis van de HICP-inflatie betekent dit voor FID (2026) 5,8 miljoen euro aan investeringskosten en 0,54 miljoen euro per jaar aan O&M-kosten. Tabel 9.15 geeft de technisch-economische parameters van de productie van warmte weer.

Tabel 9.15
Technisch-economische parameters voor monomestvergisting (groot), warmte

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2023	Advies SDE++ 2024
Referentiegrootte	[MW input]	2,2	2,2
Interne warmtevraag	[% biogas]	25%	25%
Output warmte	[kW_{th}]	1.800	1.980
Vollasturen warmte	[uur/jaar]	6.000	6.000
Investeringskosten	[€/kW input]	2.475	2.645
O&M-kosten vast	[€/kW input]	110[a]	172
O&M-kosten variabel	[€/kWh output]	-	0,019
Energie-inhoud	[GJ biogas/t]	0,53	0,53
Grondstofkosten	[€/t]	0	0

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

9.7 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 hoofddoel de productie van biogas voor de terugwinning van energie. Om die redenen heeft de vergisting van primair RWZI-slib geen subsidie nodig omdat die onderdeel is van het waterzuiverings- en slibreductieproces. Aangezien mesofiele vergisting, vergisting bij een temperatuur van circa 38 °C, van primair slib al een positieve businesscase heeft, heeft deze dus geen subsidies nodig. Daarom is onze analyse gericht op technologieën die leiden tot meer biogasproductie, zoals thermofiele gisting, vergisting bij een temperatuur van circa 55 °C, van secundair slib, thermische-drukhydrolyse, warmtebehandeling en meertrapsgisting.

Dit advies is opengesteld voor de productie van extra biogas uit zuiveringsslib. Projecten moeten de bestaande biogasproductie met minimaal 25 procent verhogen. De installatiedelen die verantwoordelijk zijn voor de meer productie van biogas moeten nieuw zijn.

De referentietechnologie voor de berekening van het basisbedrag is nieuwe thermofiele vergisting. Dit is de meest kosteneffectieve technologie om meer biogas te produceren uit dezelfde hoeveelheid slib. Door de afbraak van secundair slib van diverse RWZI's op basis van deze techniek worden slibverwerkingskosten 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 referentiecase is berekend op basis van een slibverwerkingsprijs van 64 euro/t die wordt uitgespaard bij nuttige toepassing door vergisting.

Afgezien van de HCIP-correctie op de investeringskosten is het advies voor rioolwaterzuiveringsinstallaties ongewijzigd ten opzichte van de SDE++ 2023. Voor bestaande slibgisting groen gas geldt dat er geen ontwikkeling plaats heeft gevonden. Daarom brengen we geen advies uit over de categorie, maar de categorie nemen we weer op in onze volgende advies mocht een concreet project bekend worden.

9.7.1 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 m^3/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 verstoken. Het rendement van de gasproductie is 61%. De vereiste elektriciteit wordt afgenomen van het net. De veronderstelde benodigde investeringen bedragen 11,7 miljoen euro. Op basis van de HICP-inflatie betekent dit voor FID (2025) 13 miljoen euro aan investeringskosten. Tabel 9.16 geeft de technisch-economische parameters van de productie van warmte weer.

Tabel 9.16
Technisch-economische parameters voor productie van hernieuwbaar gas via verbeterde slibvergisting

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2023	Advies SDE++ 2024
Referentiegrootte	[MW input]	1,9	1,9
Outputvermogen	[MW_{th}]	1,16	1,16
Investeringskosten	[€/kW output]	10.108	11.139
O&M-kosten	[€/kW output]	-447	-447
Energie-inhoud substraat	[GJ biogas/t]	0,36	0,36

9.7.2 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 12 miljoen euro. Op basis van de HICP-inflatie betekent dit voor FID (2025) 13,2 miljoen euro aan investeringskosten. Tabel 9.16 geeft de technisch-economische parameters van de productie van warmte weer.

Tabel 9.16
Technisch-economische parameters voor verbeterde slibgisting, gecombineerde opwekking

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2023	Advies SDE++ 2024
Referentiegrootte	[MW input]	1,9	1,9
Vollasturen elektriciteit	[uur/jaar]	8.000	8.000
Vollasturen warmte	[uur/jaar]	4.000	4.000
Elektrisch vermogen	[MW_e]	0,7	0,7
Thermisch outputvermogen	[MW_{th}]	0,92	0,92
Elektrisch rendement (max)	[%]	37%	37%
Investeringskosten	[€/output]	7.432	8.092
O&M-kosten	[€/kW input]	-320	-320
Energie-inhoud substraat	[GJ biogas/t]	0,36	0,36

9.7.3 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 11,1 miljoen euro. Op basis van de HICP-inflatie betekent dit voor FID (2025) 12,3 miljoen euro aan investeringskosten. Tabel 9.17 geeft de technisch-economische parameters van de productie van warmte weer.

Tabel 9.17
Technisch-economische parameters voor verbeterde slib\gisting, warmte

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2023	Advies SDE++ 2024
Referentiegrootte	[MW input]	1,9	1,9
Vollasturen warmte	[uur/jaar]	7.000	7.000
Thermisch outputvermogen	[MW_{th}]	1,6	1,6
Investeringskosten	[€/kW output]	6.932	7.563
O&M-kosten	[€/kW output]	-321	-321
Energie-inhoud substraat	[GJ biogas/t]	0,36	0,36
Grondstofkosten	[€/t]	0	0

9.7.4 Bestaande slibgisting, hernieuwbaar gas

In 2023 hebben we deze categorie niet meer doorgerekend en de marktconsultatie heeft geen aanleiding gegeven om hem weer open te stellen. Daarom brengen we geen advies uit over de categorie, maar de categorie nemen we weer op in onze volgende advies mocht een concreet project bekend worden.

9.8 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 CO_2-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.

9.8.1 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 nettobesparing 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 CO_2 (bijvoorbeeld in het geval composteringswarmte een WKK in de glastuinbouw vervangt) zijn geen onderdeel van SDE++-subsidiëring en worden dus niet meegenomen in de berekeningen.

Op basis van de HICP-inflatie betekent dit voor FID (2025) 6,9 miljoen euro aan investeringskosten en 0,56 miljoen euro per jaar aan O&M-kosten. Tabel 9.18 geeft de technisch-economische parameters van de productie van warmte weer.

Tabel 9.18
Technisch-economische parameters voor productie van warmte via compostering

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2023	Advies SDE++ 2024
Referentiegrootte	[MW input]	6,4	6,4
Vollasturen warmte	[uur/jaar]	5.200	5.200
Thermisch outputvermogen	[MW_{th}]	5,5	5,5
Investeringskosten	[€/kW output]	1.245	1.268
O&M-kosten	[€/kW output]	101	101
Energie-inhoud compost	[GJ biogas/t]	1,99	1,99
Grondstofkosten	[€/t]	0	0

9.9 Levensduurverlenging bestaande vergisting

Met behulp van SDE-subsidie zijn sinds 2008 diverse soorten vergistingsinstallaties tot stand gekomen, waarvan de eerste lichting inmiddels aan het eind van de subsidieperiode van twaalf jaar komt. Het ministerie van EZK 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 EZK vraagt om de kenmerken te baseren op de projecten die daadwerkelijk in bedrijf zijn genomen en die in 2024 een aanvraag voor verlengde levensduur zouden kunnen indienen, uitgaande van zo'n aanvraag drie jaar voor het aflopen van de SDE-beschikking. Ook vraagt EZK 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 2027 afloopt, dus die in 2015 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. Bestaande covergistingsprojecten kunnen mogelijk additionele steekvaste mest invoeren. Op basis van de marktconsultatie lijkt hiervoor op dit moment een beperkte markt te zijn en rekenen we hier bij de referentie-installatie niet mee.

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

9.9.1 Levensduurverlenging allesvergisting, hernieuwbaar gas

De totale investeringen voor het renoveren van de afgeschreven vergistingsinstallatie, inclusief de opwaardering naar groen gas, worden geschat op 2,1 miljoen euro. De vaste O&M-kosten worden geschat op 0,95 miljoen euro per jaar. Op basis van de HICP-inflatie betekent dit voor FID (2026) 2,3 miljoen euro aan investeringskosten en 1 miljoen euro per jaar aan O&M-kosten. Tabel 9.19 geeft de technisch-economische parameters van de productie van warmte weer.

Tabel 9.19
Technisch-economische parameters voor levensduurverlenging allesvergisting, hernieuwbaar gas

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2023	Advies SDE++ 2024
Referentiegrootte	[MW input]	5,5	5,5
Output groen gas	[MW output]	5,47	5,47
Interne warmtevraag	[% biogas]	5%	5%
Vollasturen	[uur/jaar]	8.000	8.000
Investeringskosten	[€/kW input]	592	425
O&M-kosten vast	[€/kW input]	193[a]	108
O&M-kosten variabel	[€/kWh output]	-	0,009
Energie-inhoud	[GJ biogas/t]	3,4	3,4
Grondstofkosten	[€/t]	33,0	36,9

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

9.9.2 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 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 (2026) 2,3 miljoen euro aan investeringskosten en 0,6 miljoen euro per jaar aan O&M-kosten. Tabel 9.20 geeft de technisch-economische parameters van de productie van warmte weer.

Tabel 9.20
Technisch-economische parameters levensduurverlenging allesvergisting, gecombineerde opwekking

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2023	Advies SDE++ 2024
Referentiegrootte	[MW input]	5,5	5,5
Interne warmtevraag	[% biogas]	5%	5%
Vollasturen warmte	[uur/jaar]	7.300	7.167
Output warmte	[kW_{th}]	2.600	2.640
Vollasturen elektrisch	[uur/jaar]	8.000	8.000
Netto-output (elektrisch)	[kW_e]	2.300	2.090
Elektrisch rendement (netto)	[%]	41%	38%
Investeringskosten	[€/kW input]	408	419
O&M-kosten vast	[€/kW input]	90[a]	92
O&M-kosten variabel	[€/kWh output]	-	0,002
Energie-inhoud	[GJ biogas/t]	3,4	3,4
Grondstofkosten	[€/t]	33,0	36,9

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

9.9.3 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 1,5 miljoen euro. De O&M-kosten worden geschat op 0,56 miljoen euro per jaar. Op basis van de HICP-inflatie betekent dit voor FID (2026) 1,7 miljoen euro aan investeringskosten en 0,61 miljoen euro per jaar aan O&M-kosten. Tabel 9.21 geeft de technisch-economische parameters van de productie van warmte weer.

Tabel 9.21
Technisch-economische parameters voor verlengde levensduur allesvergisting, warmte

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2023	Advies SDE++ 2024
Referentiegrootte	[MW input]	5,5	5,5
Interne warmtevraag	[% biogas]	5%	5%
Output warmte	[kW_{th}]	4.700	4.703
Vollasturen warmte	[uur/jaar]	7.000	7.000
Investeringskosten	[€/kW input]	360	316
O&M-kosten vast	[€/kW input]	90[a]	70
O&M-kosten variabel	[€/kWh output]	-	0.007
Energie-inhoud	[GJ biogas/t]	3,4	3,4
Grondstofkosten	[€/t]	33,0	36,9

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

9.9.4 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 1,6 miljoen euro, terwijl voor de nieuwe opwerkinstallatie en toebehoren rekening wordt gehouden met 2,4 miljoen euro. De vaste O&M-kosten worden geschat op 0,95 miljoen euro per jaar. Op basis van de HICP-inflatie betekent dit voor FID (2026) 4,6 miljoen euro aan investeringskosten en 1 miljoen euro per jaar aan O&M-kosten.

Tabel 9.22
Technisch-economische parameters voor productie van hernieuwbaar gas via allesvergisting (ombouw)

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2023	Advies SDE++ 2024
Referentiegrootte	[MW input]	5,5	5,5
Output groen gas	[MW output]	5,47	5,47
Interne warmtevraag	[% biogas]	5%	5%
Vollasturen	[uur/jaar]	8.000	8.000
Investeringskosten	[€/kW input]	841	830
O&M-kosten vast	[€/kW input]	193[a]	108
O&M-kosten variabel	[€/kWh output]	-	0,009
Energie-inhoud	[GJ biogas/t]	3,4	3,4
Grondstofkosten	[€/t]	33,0	36,9

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

9.9.5 Levensduurverlenging monomestvergisting van 110 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 0,3 miljoen euro. De vaste O&M-kosten worden geschat op 0,12 miljoen euro per jaar. Op basis van de HICP-inflatie betekent dit voor FID (2025) 0,32 miljoen euro aan investeringskosten en 0,13 miljoen euro per jaar aan O&M-kosten. Tabel 9.23 geeft de technisch-economische parameters van de productie van warmte weer.

Tabel 9.23
Technisch-economische parameters voor levensduurverlenging monomestvergisting (middelgroot),hernieuwbaar gas

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2023	Advies SDE++ 2024
Referentiegrootte	[kW input]	270	270
Output groen gas	[kW output]	269	269
Interne warmtevraag	[% biogas]	28%	28%
Vollasturen	[uur/jaar]	8.000	8.000
Investeringskosten	[€/kW input]	2.150	1.183
O&M-kosten vast	[€/kW input]	566[a]	262
O&M-kosten variabel	[€/kWh output]	-	0,025
Energie-inhoud	[GJ biogas/t]	0,57	0,57
Grondstofkosten	[€/t]	2,2	2,2

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

9.9.6 Levensduurverlenging monomestvergisting van 110 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 0,25 miljoen euro. De vaste O&M-kosten worden geschat op 0,056 miljoen euro per jaar. Op basis van de HICP-inflatie betekent dit voor FID (2025) 0,27 miljoen euro aan investeringskosten en 0,062 miljoen euro per jaar aan O&M-kosten. Tabel 9.24 geeft de technisch-economische parameters van de productie van warmte weer.

Tabel 9.24
Technisch-economische parameters verlengde levensduur monomestvergisting (middelgroot), gecombineerde opwekking

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2023	Advies SDE++ 2024
Referentiegrootte	[kW input]	123	270
Interne warmtevraag	[% biogas]	30%	28%
Vollasturen warmte	[uur/jaar]	3.000	3.318
Output warmte	[kW_{th}]	59	129,6
Vollasturen elektrisch	[uur/jaar]	8.000	8.000
Netto-output (elektrisch)	[kW_e]	39	78,3
Elektrisch rendement (netto)	[%]	32%	29%
Investeringskosten	[€/kW input]	2.182	1.013
O&M-kosten vast	[€/kW input]	220[a]	217
O&M-kosten variabel	[€/kWh output]	-	0,003
Energie-inhoud	[GJ biogas/t]	0,57	0,57
Grondstofkosten	[€/t]	0	2,2

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

9.9.7 Levensduurverlenging monomestvergisting van 110 tot 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 0,22 miljoen euro. De O&M-kosten worden geschat op 0,12 miljoen euro per jaar. Op basis van de HICP-inflatie betekent dit voor FID (2025) 0,25 miljoen euro aan investeringskosten en 0,13 miljoen euro per jaar aan O&M-kosten. Tabel 9.25 geeft de technisch-economische parameters van de productie van warmte weer.

Tabel 9.25
Technisch-economische parameters voor productie van warmte via monomest vergisting (middelgroot)

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2023	Advies SDE++ 2024
Referentiegrootte	[kW input]	123	270
Interne warmtevraag	[% biogas]	30%	28%
Output warmte	[kW_{th}]	91	243
Vollasturen warmte	[uur/jaar]	6.500	5.503
Investeringskosten	[€/kW input]	1.888	909
O&M-kosten vast	[€/kW input]	217[a]	243
O&M-kosten variabel	[€/kWh output]	-	0,033
Energie-inhoud	[GJ biogas/t]	0,57	0,57
Grondstofkosten	[€/t]	0	2,2

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

9.9.8 Levensduurverlenging monomestvergisting van 110 tot 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 0,51 miljoen euro. De vaste O&M-kosten worden geschat op 0,12 miljoen per jaar euro. Op basis van de HICP-inflatie betekent dit voor FID (2025) 0,57 miljoen euro aan investeringskosten en 0,13 miljoen euro per jaar aan O&M-kosten. Tabel 9.26 geeft de technisch-economische parameters van de productie van warmte weer.

Tabel 9.26
Technisch-economische parameters voor levensduurverlenging monomestvergisting, ombouw naar hernieuwbaar gas

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2023	Advies SDE++ 2024
Referentiegrootte	[kW input]	270	270
Output groen gas	[kW output]	269	269
Interne warmtevraag	[% biogas]	30%	28%
Vollasturen	[uur/jaar]	8.000	8.000
Investeringskosten	[€/kW input]	2.730	2.113
O&M-kosten vast	[€/kW input]	566[a]	262
O&M-kosten variabel	[€/kWh output]	-	0,025
Energie-inhoud	[GJ biogas/t]	0,57	0,57
Grondstofkosten	[€/t]	2,2	2,2

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

9.10 Basisbedragen

In onderstaande tabel zijn alle basisbedragen weergegeven van de categorie vergisting.

Tabel 9.27
Basisbedragen voor de SDE++-2024 in euro/kWh

Categorie	Productietype	Advies SDE++ 2023	Advies SDE++ 2024	Berekenings-wijze correc-tiebedrag
Allesvergisting	Groen gas	0,0893	0,0877	13
Allesvergisting	WKK	0,0853	0,0981	25
Allesvergisting	Warmte	0,0737	0,0951	16
Monomestvergisting klein	Groen gas	-	0,2187	13
Monomestvergisting klein	WKK	-	0,2903	23
Monomestvergisting klein	Warmte	-	0,2249	16
Monomestvergisting middel	Groen gas	0,1523	0,1588	13
Monomestvergisting middel	WKK	0,2039	0,2473	23
Monomestvergisting middel	Warmte	0,1399	0,1765	16
Monomestvergisting groot	Groen gas	0,1066	0,1001	13
Monomestvergisting groot	WKK	0,1180	0,1355	25
Monomestvergisting groot	Warmte	0,1004	0,1274	16
Verbeterde slibgisting	Groen gas	0,1148	0,1313	13
Verbeterde slibgisting	WKK	0,1323	0,1489	24
Verbeterde slibgisting	Warmte	0,0980	0,1018	16
Compostering	Warmte	0,0563	0,0574	16
Verlenging monomestvergisting middel	Ombouw	0,1309	0,1083	13
Verlenging monomestvergisting middel	Groen gas	0,1212	0,0928	13
Verlenging monomestvergisting middel	WKK	0,1427	0,1328	23
Verlenging monomestvergisting middel	Warmte	0,0960	0,1074	16
Levensduurverlenging allesvergisting	Ombouw	0,0777	0,0746	13
Levensduurverlenging allesvergisting	Groen gas	0,0733	0,0684	13
Levensduurverlenging allesvergisting	WKK	0,705	0,0786	25
Levensduurverlenging allesvergisting	Warmte	0,0679	0,0767	16

Tabel 9.28
Berekeningswijzen correctiebedrag

ID	Berekeningswijze correctiebedrag[a]
13	TTF_HHV
16	(TTF_LHV + EB3) / Gasketelrendement
23	(EPEX + WK x (TTF_LHV + EB1) / 90%) / (1 + WK-factor)
24	(EPEX + WK x (TTF_LHV + EB2) / 90%) / (1 + WK-factor)
25	(EPEX + WK x (TTF_LHV + EB3) / 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.

10.1.1 Geavanceerde hernieuwbare brandstoffen binnen SDE++

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:

- bio-LNG uit monomest- en allesvergisting;
- bio-ethanol uit lignocellulosehoudende grondstoffen;
- technologieneutrale drop-in-diesel- en -benzineproductie;
- technologieneutrale biomethanolproductie.

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 hydropyrolyseolie en 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 groen gas in een bestaande methanolinstallatie.

In alle gevallen geldt als voorwaarde dat biomassa wordt gebruikt uit de lijst van bijlage IXa van de Richtlijn voor hernieuwbare energie en dat de duurzaamheidseisen in acht worden genomen. De waarden van HBE's zijn in dit eindadvies in het correctiebedrag opgenomen. Ze zijn geen onderdeel van de productprijs, maar worden gezien als aanvullende inkomsten waarvoor gecorrigeerd dient te worden. Deze geavanceerde biobrandstoffen worden meegerekend in de verplichting voor leveranciers om hernieuwbare brandstoffen in Nederland op de markt te brengen.

10.1.2 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 verminderd 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. Deze mix is gebruikt als referentie voor het berekenen van een verklaarbare biomassamixprijs, maar we adviseren om van deze verhouding geen hard criterium te maken vanwege de balans die we momenteel menen te zien tussen lagere biomassakosten en hogere technologische risico's om deze biomassa te verwerken. In deze categorie kunnen verschillende soorten (met verschillende verhoudingen) biomassagrondstoffen genoemd in bijlage IX deel A van RED in aanmerking worden genomen.

De prijzen van deze grondstoffen worden weergegeven in tabel 10.1. De geschatte houtsnipperprijs is hoger dan de prijs in de categorieën verbranding en vergassing, omdat laatstgenoemde categorieën zich richten op lokale en regionale houtsnippers. De referentie-installaties voor hernieuwbare brandstoffen zijn aanzienlijk groter dan die voor verbranding en vergassing en de houtsnippers zullen waarschijnlijk afkomstig zijn van de Europese markt. Daarom gebruiken we de spotmarktprijs van houtsnippers.

In de categorie bio-LNG via allesvergisting wordt een installatie beschouwd die reststromen gebruikt uit de voedings- en genotmiddelenindustrie, waar het prijsniveau mede wordt bepaald door veevoedermarkten. Voor toelichting op de gehanteerde prijzen, zie paragraaf 9.2. Voor bio-LNG via mestvergisting worden dezelfde prijzen gehanteerd als voor een grootschalige mestvergistingsinstallatie. 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++-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.

B-hout is sloophout met een geringe mate van vervuiling, bijvoorbeeld doordat het geverfd, gelakt of verlijmd is. Dit hout heeft een typische stookwaarde van 13 GJ/t. In de 15 jaar tot begin 2022 lagen de B-houtprijzen tussen ongeveer -30 en +30 euro/t. Echter in 2022 is de prijs gestegen tot boven de 60 euro/t. Dat was met name het gevolg van de hoge gasprijzen. Met dalende gasprijzen daalt de B-houtprijs eveneens. Het is op dit moment onduidelijk tot welk niveau de B-houtprijs zal

dalen en of dat dan resulteert in een relatief stabiele prijs. Om te vermijden dat de SDE++-regeling een prijsopdrijvend effect creëert op de B-houtmarkt en omdat verbranden in een AVI het alternatief is, wordt voor B-hout vastgehouden aan een prijs van 0 euro/t.

Tabel 10.1
Gehanteerde biomassaprijzen voor geavanceerde biobrandstoffen SDE++ 2024

Biomassa voor verbranding en vergassing	Energie-inhoud [GJ/t]	Prijs [€/t]	Referentieprijs SDE++ 2024 [€/GJ]
Houtsnippers	11	93,5	8,5
B-hout	13	0	0,0
Gemiddelde gemengde biomassa	12	66,2	3,9
Biomassa voor allesvergisting	3,4	33,0	9,7
Biomassa voor monomestvergisting	0,53[a]	0	0

a) De energie-inhoud van vergisting is gegeven in GJ biogas per ton

10.1.3 Kostenberekeningen

Er is dit jaar geen gedetailleerde informatie met betrekking tot de projectkosten ontvangen van marktpartijen en er is tijdens de marktconsultatieperiode geen specifieke terugkoppeling over de investeringskosten ontvangen. Daarom zijn de investeringskosten voor de categorie geavanceerde brandstoffen gelijk gehouden aan die uit het advies voor de SDE++ 2023. Door de actualisatie van de elektriciteitsprijs zijn de variabele O&M-kosten veranderd voor de categorieën die elektriciteit verbruiken of extra produceren.

10.2 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.

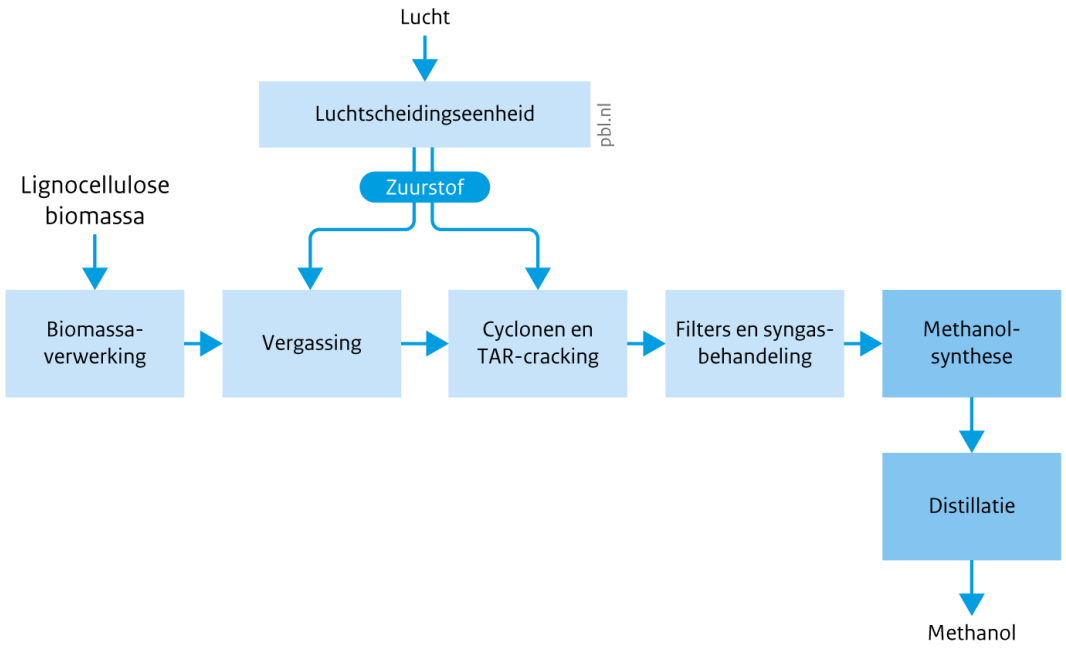
Afhankelijk van de kwaliteit van de biomassa en de vergassingstechniek zal de biomassa eerst moeten worden voorbehandeld. De voorbehandelingsfase bestaat uit drogen en indien nodig verkleinen. Vergassing vindt plaats bij verhoogde temperaturen (700 tot 1.100 °C voor wervelbed en tot 1400 °C voor stofwolk/*entrained flow*-vergassing) met behulp van zuurstof of lucht. Dit resulteert in syngas, een mengsel van hoofdzakelijk koolmonoxide (CO) en waterstof (H_2), maar ook met kooldioxide (CO_2) en water (H_2O). Het ruwe syngas uit de vergassing moet worden gereinigd en geconditioneerd. Gasconditionering heeft tot doel een optimale molaire verhouding te verkrijgen in (H_2 - CO_2) / (CO + CO_2) 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 twee (Dimitriou et al. 2018).

10.2.1 Investeringskosten

De referentie-installatie omvat een voorbehandelingsfase waarin de biomassa wordt gedroogd tot een vochtgehalte van 10 procent met behulp van stoom afkomstig uit de warmteterugwinning van de syngaskoeling. De droge biomassa gaat onder druk de met zuurstof gevoede vergasser in 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 CO_2 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. Figuur 10.1 illustreert een algemeen stroomschema van een op vergassing gebaseerde methanolproductie.

Figuur 10.1

Op vergassing gebaseerde methanolproductie



Bron: PBL

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 3.164 euro/kW output.

De elektriciteitsbehoefte van deze biomassa-naar-methanolfabriek is ongeveer 0,10 kW_e/kW methanol. De installatie draait 8.000 vollasturen per jaar en de economische levensduur is gesteld op 15 jaar.

10.2.2 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.

Tabel 10.2
Technisch-economische parameters voor biomethanol

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2023	Advies SDE++ 2024
Installatiegrootte	[MW output]	83	83
Vollasturen	[uur/jaar]	8.000	8.000
Investeringskosten	[€/kW output]	3.164	3.164
Vaste O&M-kosten	[€/kW output/jaar]	190	190
Variabele O&M-kosten[a]	[€/kWh]	0,0158	0,0158
Thermisch rendement	[MW methanol/MW biomassa]	46 %	46 %
Basisbedrag	[€/kWh]	0,1421	0,1427
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

a) exclusief biomassakosten

10.2.3 Vermeden CO_2-emissies biomethanol

De emissiefactor voor vermeden CO_2-uitstoot van biomethanol van biomassavergassing is gebaseerd op de vermeden uitstoot door substitutie van benzine. Bij de berekening van de vermeden emissiefactor wordt rekening gehouden met de scope 2-emissies uit het elektriciteitsverbruik tijdens de verwerkingsfase. Tabel 10.3 toont de emissiefactoren die worden gebruikt om de emissie-intensiteit van biomethanol te berekenen.

Tabel 10.3
Emissiefactoren en vermeden emissiefactor voor biomethanol [kg CO_2-eq/kWh]

Energiedrager	Emissiefactoren[a]
Benzine	0,263
Diesel	0,261
Elektriciteit	0,130
Vermeden-emissiefactor biomethanol	0,250

a) Bron: RVO 2021 (benzine, diesel en aardgas). Voor elektriciteit, zie paragraaf 3.2

10.3 Drop-in-biobrandstoffen uit lignocellulosehoudende biomassa

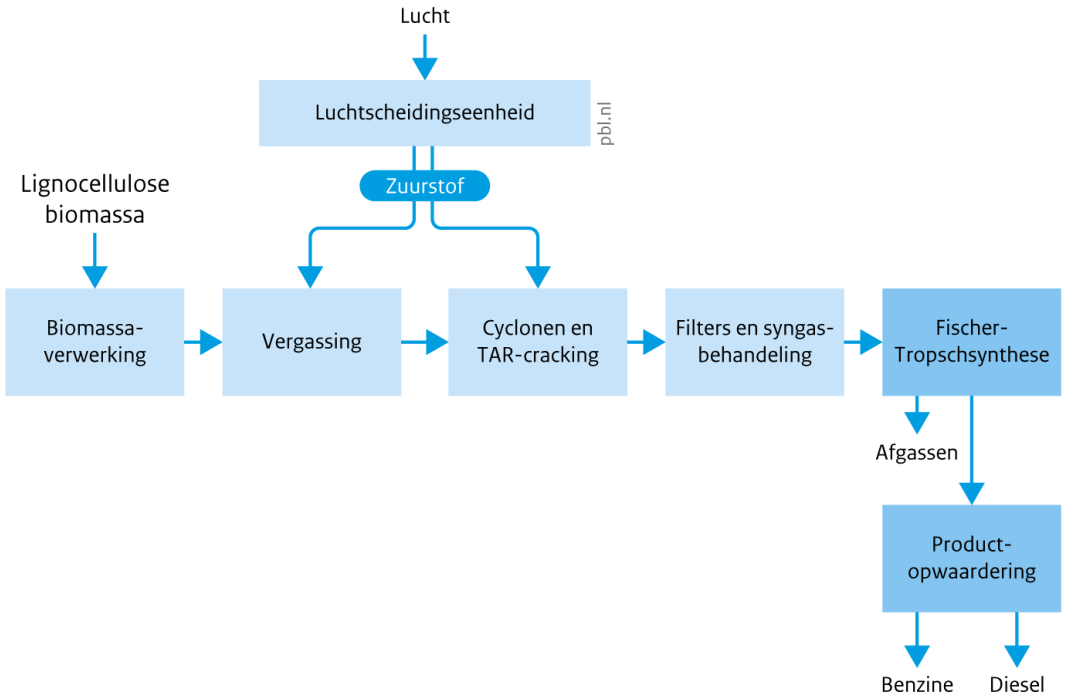
De eerste stap voor het geselecteerde proces van biomassa naar vloeistoffen via vergassing is de ontvangst, opslag en behandeling van grondstoffen. De tweede stap behelst de vergassing, gasreiniging en conditionering in overeenstemming met de specifieke gaskwaliteit en -samenstelling. De derde en laatste stap is de brandstofsynthese met het Fischer-Tropschproces (FT).

De *circulating fluidised bed*-vergassing is gekozen als referentietechnologie vanwege de hogere flexibiliteit wat betreft type grondstof, grootte en de lagere investeringskosten in vergelijking met de

entrained flow-technologie. Het FT-proces resulteert 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 advies is gekeken naar de laatstgenoemde productmix, aangezien deze configuratie de dieselproductie maximaliseert. Figuur 10.2 toont het referentiesysteem.

Figuur 10.2

Biobrandstofproductie via biomassavergassing gevolgd door Fischer-Tropsch-synthese



Bron: PBL

10.3.1 Investeringskosten

In de investeringskosten houden we rekening 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 procent. De specifieke investeringsbehoefte van de hierboven geïntroduceerde standalone-installatie voor deze capaciteit wordt bepaald op 3.053 euro/kW output. De vollasturen en de economische levensduur worden vastgesteld op respectievelijk 8.000 uur per jaar en 15 jaar.

10.3.2 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 procent van de investeringen in vaste activa te zijn. De variabele kosten omvatten nutsvoorzieningen en kosten van andere verbruiksgoederen (bijvoorbeeld katalysatoren). Aangenomen word dat deze variabele O&M-kosten circa 4 procent van de totale investering uitmaken. Tabel 10.4 geeft de voorgestelde technisch-economische en subsidieparameters voor deze categorie en het bijbehorende basisbedrag.

Tabel 10.4
Technisch-economische parameters voor drop-in-biobrandstoffen

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2023	Advies SDE++ 2024
Installatiegrootte	[MW output]	80	80
Vollasturen	[uur/jaar]	8.000	8.000
Investeringskosten	[€/kW output]	3.053	3.053
Vaste O&M-kosten	[€/kW output/jaar]	183	183
Variabele O&M-kosten[a]	[€/kWh]	0,015	0,015
Thermisch rendement	[MW synthetische brandstoffen/MW biomassa]	47%	47%
Basisbedrag	[€/kWh]	0,1383	0,1390
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

a) exclusief biomassakosten

10.3.3 Vermeden CO2-emissies op lignocellulose gebaseerde drop-in-biobrandstoffen

De emissiefactor voor vermeden CO_2-uitstoot van drop-in-biobrandstoffen van biomassavergassing en Fischer-Tropsch is gebaseerd op de vermeden uitstoot door substitutie van benzine (30%) en diesel (70%).

Tabel 10.5
Emissiefactoren en vermeden emissiefactor voor drop-in-biobrandstoffen [kg CO_2-eq/kWh]

Energiedrager	Emissiefactoren[a]
Benzine	0,263
Diesel	0,261
Vermeden emissiefactor drop-in biobrandstoffen	0,262

a) Bron: RVO 2021 (benzine en diesel)

10.4 Bio-ethanol uit lignocellulosehoudende biomassa

In deze categorie worden lignocellulosehoudende grondstoffen gebruikt om bio-ethanol (CH_3CH_2OH) te produceren. De referentiecasus betreft een standalone-productiefaciliteit waarbij het proces zelfvoorzienend is: er wordt intern voldaan aan de vraag naar stoom en elektriciteit.

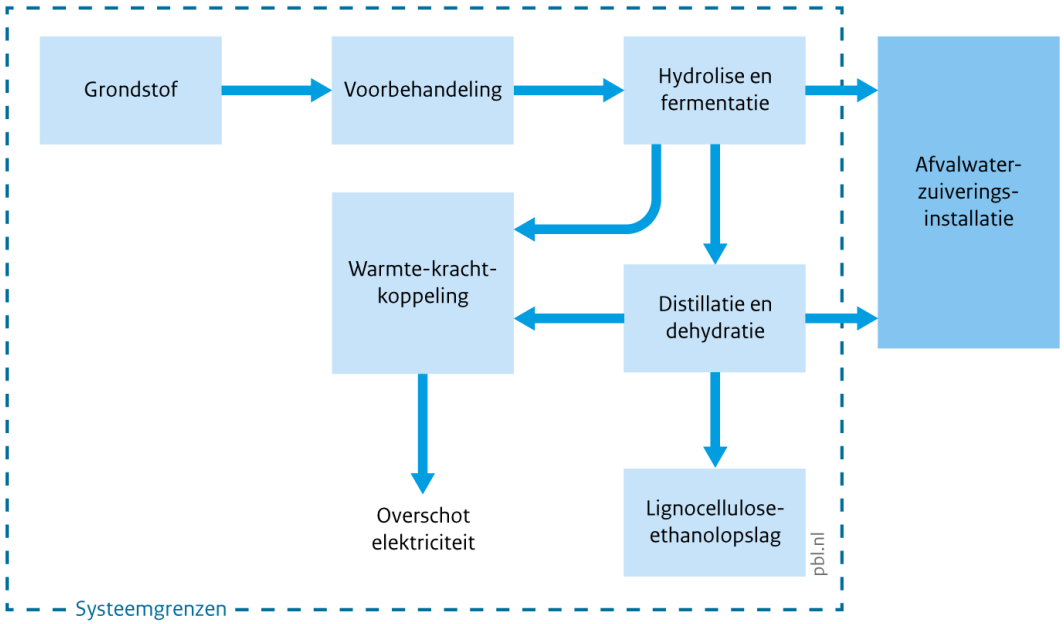
De belangrijkste stappen om ethanol uit lignocellulose te produceren zijn voorbewerking van biomassa, gevolgd door enzymatische hydrolyse en fermentatie en de terugwinning met ethanol als eindproduct. Het voorbewerkingsproces is gericht op het optimaliseren van de hydrolyse en de processen erna en is afhankelijk van de karakteristieken van de grondstof. Tijdens de voorbewerking 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 referentiegrootte van 77 MW_{th} output (ongeveer 80 kiloton outputcapaciteit) met de mogelijkheid om verschillende soorten 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 procent. Figuur 10.3 geeft het productieproces van het lignocellulose-ethanolproces.

Figuur 10.3

Flowdiagram van lignocellulose-ethanolfabriek



Bron: PBL

10.4.1 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 kiloton ethanol. Voor de SDE++ wordt een fabriek van ongeveer 80 kiloton outputcapaciteit beschouwd als referentie-installatie. Naar aanleiding van informatie uit de marktconsultatie 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.

10.4.2 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 205 euro/kW output. De totale O&M-kosten komen overeen met 5 procent van de investeringskosten. Voor de elektriciteitsprijs wordt een groothandelsprijs gehanteerd van 0,0939 euro/kWh. Dit is berekend op basis van de ongewogen gemiddelde elektriciteitsprijzen van 2024 tot en met 2038, op basis van de KEV 2023.

Tabel 10.6
Technisch-economische parameters voor bio-ethanol uit lignocellulosehoudende biomassa

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2023	Advies SDE++ 2024
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[a]	[€/kWh]	0,011	0,019
Thermisch rendement	[MW synthetische brandstoffen/MW biomassa]	37%	37%
Basisbedrag	[€/kWh]	0,1657	0,1750
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

a) exclusief biomassakosten

10.4.3 Vermeden CO_2-emissies lignocellulose-ethanol

De vermeden CO_2-emissies ten opzichte van de te vervangen installatie bepaalt de subsidie-intensiteit. De vermeden emissiefactor van lignocellulose-ethanol is gebaseerd op de vermeden uitstoot door substitutie van benzine. Aan de warmte- en elektriciteitsvraag van het systeem wordt intern voldaan. Er is echter een overschot aan elektriciteit en dit overschot wordt geacht te zijn geleverd aan het net, ter vervanging van een deel van de elektriciteitsmix. De daarmee samenhangende, extra vermeden CO_2-uitstoot wordt in deze berekening meegenomen. Tabel 10.7 toont de emissiefactoren die worden gebruikt om de emissie-intensiteit van geavanceerde biobrandstoffen te berekenen.

Tabel 10.7
Emissiefactoren en vermeden-emissiefactor voor lignocelluslose-ethanol [kg CO_2-eq/kWh]

Energiedrager	Emissiefactoren[a]
Benzine	0,263
Elektriciteit	0,130
Vermeden-emissiefactor lignocellulose-ethanol	0,286

a) Bron: RVO 2020 (benzine). Voor elektriciteit, zie paragraaf 3.2

10.5 Bio-LNG uit monomestvergisting

Deze categorie bouwt voort op de categorieën voor monomestvergisting en allesvergisting, gevolgd door de biogasopwaardering naar biomethaan met een zuiverheid van 96-99% en omgezet in bio-LNG via een liquefactieproces. Biogasopwaardering naar biomethaan omvat de verwijdering van waterstofsulfide (H_2S) door middel van actief kool en het verwijderen van vocht, van andere verontreinigingen en van CO_2 door membraanscheiding als de meest gebruikte upgradetechnologie. De biomethaanstroom voorafgaand aan liquefactie moet voldoen aan de technische specificaties op het gebied van CO_2, vochtgehalte en H_2S (CO_2 dient beperkt te blijven tot 50 ppm; H_2O rond 0,1-1 ppm en H_2S 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 500-1.500 Nm^3/uur biogas en het advies voor grootschalige monomestvergisting in de SDE++ 2024 heeft een biogascapaciteit van 381 Nm^3/uur. Deze referentie bouwt voort op grootschalige monomestvergisting voor groen gas, en gaat uit van twee vergistingsinstallaties. De mestinput per installatie is bijna 120 kiloton per jaar.

10.5.1 Investeringskosten

De totale investeringskosten omvatten onder andere de kosten van vergisting, gasopwaardering en de liquefactie. De categorie bouwt voort op monomestvergisting > 450 kW_{th} 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 > 450 kW_{th}. De totale investeringskosten omvatten onder andere de kosten van de vergistingsinstallaties, gasopwaarderingsinstallaties en de liquefactie.

10.5.2 O&M-kosten

De O&M-kosten zijn net als de investeringskosten gebaseerd op monomestvergisting > 450 kW_{th}. Daarnaast zijn de O&M-kosten voor de liquefactie inbegrepen. Voor het liquefactieproces worden de vaste O&M-kosten gesteld op 10 procent van de totale investeringskosten van liquefactie. De variabele kosten omvatten ook de kosten van elektriciteitsverbruik. Dit jaar hebben we het elektriciteitsverbruik voor monovergisting afgestemd op de categorie monovergisting hernieuwbaar gas grootschalig. Dit is de belangrijkste reden voor de hogere variabele O&M-kosten vergeleken met de waarden van 2023. Voor de elektriciteitsprijs wordt de groothandelsprijs gebruikt van 0,0939 euro/kWh. Deze is berekend op basis van de ongewogen gemiddelde elektriciteitsprijzen van 2024 tot en met 2038 op basis van de KEV 2023.

Tabel 10.8
Technisch-economische parameters voor bio-LNG uit monomestvergisting

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2023	Advies SDE++ 2024
Installatiegrootte	[MW input]	4,4	4,4
Vollasturen	[uur/jaar]	8.000	8.000
Investeringskosten (vergisting)	[€/kW input]	2.309	2.309
Investeringskosten (gasopwaardering en liquefactie)	[€/kW output]	914	914
Vaste O&M-kosten (vergisting en gasopwaardering)	[€/kW input/jaar]	754	754
Vaste O&M-kosten (liquefactie)	[€/kW output/jaar]	47	47
Variabele O&M-kosten[a]	[€/kWh output]	0,0067	0,0255
Thermisch rendement	[MW bio-LNG/MW biogas]	99%	99%
Energie-inhoud biomassa	[GJ /t]	0,53	0,53
Grondstofkosten	[€/t]	0	0
Basisbedrag	[€/kWh]	0,1589	0,1799
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12

a) exclusief biomassakosten

10.5.3 Vermeden CO_2-emissies en CO_2-subsidie-intensiteit van bio-LNG uit mest

De vermeden-CO_2-emissiefactor van bio-LNG is gebaseerd op de vermeden uitstoot door substitutie van diesel en de vermeden uitstoot van mest. Bij mestvergisting verzoekt het ministerie van EZK om rekening te houden met de effecten van vermeden methaanemissie. Deze effecten zijn zeer afhankelijk van lokale omstandigheden, waarbij niet geheel duidelijk is wanneer er sprake is van keteneffecten die buiten de analysegrens vallen. We kiezen hier voor een conservatieve waarde van 45 kg CO_2-reductie per GJ mest, waarvan wordt uitgegaan in de Richtlijn voor hernieuwbare energie. Dat komt overeen met 22,5 kg CO_2-reductie per ton mest. De bio-LNG-emissiefactor omvat ook de uitstoot die vrijkomt door het gebruik van elektriciteit tijdens de opwaarderings- en liquefactiestappen. Tabel 10.9 toont de emissiefactoren die worden gebruikt om de emissie-intensiteit van bio-LNG te berekenen.

Tabel 10.9
Emissiefactoren en vermeden emissiefactor voor bio-LNG uit mest

Energiedrager	Eenheid	Emissiefactoren
Diesel	[kg CO_2-eq/kWh]	0,261
Elektriciteit	[kg CO_2-eq/kWh]	0,130
Vermeden uitstoot mest	[kg/t]	22,5 kg/t
Vermeden emissiefactor bio-LNG uit mest	[kg CO_2-eq/kWh]	0,3804

a) Bron: RVO 2020 (diesel). Voor elektriciteit, zie paragraaf 3.2

10.6 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, wat resulteert in 420 kg bio-LNG per uur. De substraatinput is ongeveer 47 kt/jaar bij een gemiddelde biogasopbrengst van iets boven de 160 m^3 biogas per ton.

10.6.1 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.

10.6.2 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 elektriciteitsprijs wordt de groothandelsprijs gehanteerd van 0,0939 euro/kWh. Deze is berekend op basis van de ongewogen gemiddelde elektriciteitsprijzen van 2024 tot en met 2038 op basis van de KEV 2023. Tabel 10.10 geeft de voorgestelde technisch-economische en subsidieparameters en het basisbedrag voor deze categorie weer.

Tabel 10.10
Technisch-economische parameters voor bio-LNG uit allesvergisting

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2023	Advies SDE++ 2024
Installatiegrootte	[MW input]	5,5	5,5
Vollasturen	[uur/jaar]	8.000	8.000
Investeringskosten (vergisting)	[€/kW input]	1.043	1.043
Investeringskosten (gasopwaardering en liquefactie)	[€/kW output]	955	955
Vaste O&M-kosten (vergisting en gasopwaardering)	[€/kW input/jaar]	193	193
Vaste O&M-kosten (liquefactie)	[€/kW output/jaar]	47	47
Variabele O&M-kosten[a]	[€/kWh output]	0,0078	0,0175
Thermisch rendement	[MW bio-LNG/MW biogas]	95%	95%
Energie-inhoud biomassa	[GJ /t]	3,4	3,4
Grondstofkosten	[€/t]	33	33
Basisbedrag	[€/kWh]	0,1088	0,1174
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12

a) exclusief biomassakosten

10.6.3 Vermeden CO_2-emissies en CO_2-subsidie-intensiteit van bio-LNG uit allesvergisting

De vermeden-CO_2-emissiefactor van bio-LNG is gebaseerd op de vermeden uitstoot door substitutie van diesel. De bio-LNG-emissiefactor omvat ook de uitstoot vrijgekomen door het gebruik van elektriciteit tijdens de opwaarderings- en liquefactiestappen. Tabel 10.11 toont de emissiefactoren die worden gebruikt om de emissie-intensiteit van bio-LNG te berekenen.

Tabel 10.11
Emissiefactoren en vermeden emissiefactor voor bio-LNG uit allesvergisting [kg CO_2-eq/kWh]

Energiedrager	Emissiefactoren
Diesel	0,261
Elektriciteit	0,130
Vermeden emissiefactor bio-LNG uit allesvergisting	0,237

a) Bron: RVO 2020 (diesel). Voor elektriciteit, zie paragraaf 3.2

11 Elektrificatie

11.1 Grootschalige elektrische boilers

11.1.1 Algemene ontwikkelingen

De Europese Commissie stelt dat SDE++-subsidie voor grootschalige elektrische boilers binnen de staatssteunkaders past, mits de CO_2-uitstoot in Noordwest-Europa niet stijgt door de extra elektriciteitsvraag[31]. In ons initiële advies voor de SDE++ 2023 waren we uitgegaan van CO_2-reductie op Nederlands grondgebied. De verduidelijking die ons door het ministerie van Economische Zaken is gegeven, hebben we geadresseerd in een addendum[32]. Het advies voor de SDE++ 2024, dit rapport, volgt de lijn van het addendum. Ten opzichte van het addendum is het aantal vollasturen warmtelevering verder verlaagd van 3.600 naar 3.300 uur.

In de marktconsultatie hebben we vernomen dat er naast elektrische boilers ook andere technieken voor grootschalige elektrische verwarming kunnen worden toegepast, bijvoorbeeld voor de verwarming van thermische olie of lucht. Gegeven dat de onrendabele top bij deze categorie voornamelijk wordt veroorzaakt door de hogere operationele kosten voor elektriciteitsgebruik ten opzichte van fossiele brandstof, en dat de rendementen van verschillende typen elektrische verwarming vergelijkbaar zijn, adviseren we om deze categorie ook open te stellen voor grootschalige elektrische verwarming in industriële processen anders dan de productie van warm water of stoom.

De groeiende druk op het Nederlandse elektriciteitsnet leidt tot stijgende investeringskosten voor de netbeheerders en daarmee hogere nettarieven. Naar aanleiding van deze ontwikkelingen hebben we de raming van de netwerkkosten aangepast. Voor deze categorie betreft het een stijging van 30% ten opzichte van het eindadvies 2023.

In de uitgangspunten vraagt het ministerie van EZK of een separate categorie wenselijk is voor toepassingen waar geen of minder kosten worden gemaakt voor de jaarlijkse aansluitkosten als er voldoende afnamecapaciteit aanwezig is op locatie. De netwerkkosten vormen bij deze categorie ongeveer twee derde van de operationele kosten en hebben een grote invloed op het basisbedrag. In een situatie met de referentie-installatie uit dit advies maar zonder additionele netwerkkosten, kan worden aangenomen dat de installatie vanzelf rendabel is. In veel gevallen kan echter worden aangenomen dat grootschalige elektrificatie van de warmtevoorziening gepaard gaat met additioneel elektrisch vermogen en dat een uitbreiding van de capaciteit op de netwerkaansluiting noodzakelijk is.

Elektrische boilers zijn zeer geschikt om in te zetten voor balanshandhaving op het elektriciteitsnet. Voor dit advies hebben we een schatting gemaakt van de mogelijke verdiensten uit balanshand-

[31] Bron: European Commission, State Aid SA.104448 (2023/N) – The Netherlands, Modification of SDE++ scheme for greenhouse gas reduction projects including renewable energy

[32] Addendum van 27 juli 2023

having voor een flexibel inzetbare elektrische boiler. Deze kunnen significant zijn: terugkijkend naar de jaren 2018 tot en met 2022 komen we uit op een relatieve besparing van circa 20% ten opzichte van de jaarlijkse inkoopkosten voor elektriciteit. Niet alle elektrische boilers kunnen voor balanshandhaving worden ingezet. Bij bepaalde bedrijfsvoeringen, bijvoorbeeld batchproductie, kan de warmtevraag onvoorspelbaar zijn en veroorzaakt de installatie onbalanskosten in plaats van -baten. Ten slotte zijn de toekomstige baten uit balanshandhaving hoogst onzeker. Om deze redenen hebben we balanshandhaving niet meegenomen in het huidige advies.

11.1.2 Beschrijving referentie-installatie

Dit advies is gericht op de toepassing van grootschalige elektrische warmteproductie. De elektrische verwarmingsinstallatie (hierna genoemd elektrische boiler) dient ter vervanging van een fossiel gestookte verwarmingsinstallatie, bijvoorbeeld een gasketel of WKK. Hier richten we ons op een flexibele elektrische warmteproductie op momenten dat de elektriciteit afkomstig is uit hernieuwbare bronnen. Gegeven de lage marginale kosten van hernieuwbare opwek is het aannemelijk dat dit ook de momenten zijn met de laagste prijzen. Voor de eigenaar van de installatie is het aantrekkelijk om zich juist in deze uren van elektrisch geproduceerde warmte te voorzien.

De referentie-installatie voor deze categorie is een elektrische boiler met een verbruiksvermogen van 20 MW_e en een efficiëntie van 99% voor warmtelevering op 10 tot 20 bar (circa 180 tot 210 °C). De installatie bestaat uit de elektrische boiler inclusief controlepaneel, de benodigde elektriciteitsinfrastructuur (kabels, transformators) binnen en buiten het hek en de aansluiting op het warmtenetwerk (leidingwerk). De boiler wordt 3.300 uur per jaar ingezet als flexibele capaciteit. Er is gerekend met een netaansluiting op tussenspanning (TS-aansluiting)[33].

De productie-eenheid voor deze categorie is de warmte die de elektrische boiler levert. Recente en beoogde projecten geven inzicht in de spreiding van de kosten. Daarom kan met voldoende zekerheid berekend worden hoe hoog de subsidie moet zijn om het merendeel van de projecten rendabel te maken.

Op basis van de recente projecten gaan we ervan uit dat er op de huidige netaansluiting niet voldoende ruimte is om de elektrische boiler aan te sluiten. De additionele investeringskosten voor zowel het vergroten van de aansluiting als voor de additionele jaarlijkse kosten worden meegenomen in de berekening van het basisbedrag.

11.1.3 Investeringskosten

De investeringskosten voor een elektrische boiler (inclusief installatiekosten) van 20 MW_e zijn 257 euro/kW_{th}. In het vorige advies waren de kosten voor uitbreiding van de netwerkaansluiting impliciet meegenomen. Nu zijn deze expliciet berekend en bedragen 42 euro/kW_{th}, zie ook tabel 11.1 voor een overzicht van de meegenomen investeringskosten.

[33] Zie tarievencode elektriciteit art. 3.2.3.

Tabel 11.1
Overzicht van wel en niet meegenomen kosten van grootschalige elektrische boilers

Kostencategorisering	Groep	Kostencomponent
Meegewogen kosten	**Directe kosten**	• Boiler • Pompsystemen • Elektriciteitsinfrastructuur binnen en buiten het hek • Leidingwerk • Meetapparatuur • Civiele werken • Steigers • Kranen
Meegewogen kosten	**Indirecte kosten**	• Engineering • Supervisie • Afsluitprovisie • Uitbreiding netwerkaansluiting
Niet meegewogen kosten		• Participatiekosten • Voorbereidingskosten (bijvoorbeeld kosten geologisch onderzoek, haalbaarheidsstudies of vergunningen).

11.1.4 Vaste operationele kosten

Netwerkkosten elektriciteit

De netwerkkosten voor elektriciteitsgebruik zijn berekend zoals beschreven in paragraaf 3.3. De recente en verwachte tariefstijgingen in netbeheerkosten zijn hierbij meegenomen. 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 (TS). De bijkomende investeringskosten en vaste netwerkkosten (uit periodieke aansluitkosten en vastrecht) komen voor rekening van de referentie-installatie. Voor de toekomstige tariefstijgingen in de aansluitcategorie tussenspanning wordt vanaf dit advies gerekend met het ontwikkelpad van de regionale netbeheerders. Ten opzichte van aansluitingen bij Tennet komt de verwachte prijsontwikkeling ongeveer 20% lager uit. De totale vaste netwerkkosten bedragen 190 euro/kWh_{th}.

Onderhoudskosten

De operationele en onderhoudskosten zijn gezet op 3 procent 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.

11.1.5 Variabele operationele kosten

Marktprijs elektriciteit

Voor het bepalen van de gemiddelde groothandelsprijs voor elektriciteit wordt aangenomen dat de elektrische boiler gebruikt wordt op de gunstigste momenten van het jaar, dus bij lage prijzen. De gebruikte groothandelsprijs in de berekening van het basisbedrag is het ongewogen gemiddelde van de jaarlijks 3.300 uur laagste elektriciteitsprijzen op de *day ahead*-markt van 2024 tot en met 2038 zoals geraamd in de KEV 2023: 0,0298 euro/kWh_e.

Belastingen elektriciteit

De kosten voor de energiebelasting zijn gebaseerd op het gemiddelde van de verwachte ontwikkelingen in tarieven tussen 2024 en 2038 en het totale jaarlijkse elektriciteitsverbruik van de referentie-installatie. De energiebelasting bedraagt 0,0027 euro/kWh_e.

11.1.6 Analyse inzet elektrische boilers voor balanshandhaving

De groeiende elektriciteitsproductie uit zon en wind gaat gepaard met groeiende onzekerheden in de voorspelling van het beschikbaar vermogen op het elektriciteitsnet. Het corrigeren van deze vermogensonbalans noemen we balanshandhaving. Elektrische boilers kunnen snel op- en afschakelen en zijn uitstekend in staat om hieraan bij te dragen.

De mogelijke verdiensten uit balanshandhaving zijn sterk afhankelijk van de bedrijfsvoering. Bij voldoende buffercapaciteit in het systeem kan de flexibiliteit van de elektrische boiler ten volste worden benut. Aan de andere kant bestaan er processen met een onvoorspelbare warmtevraag die – zonder verdere aanpassingen – juist resulteren in boetes voor het veroorzaken van onbalans. Evenwel is uit de marktconsultatie voor de SDE++ 2024 gebleken dat elektrische boilers op dit moment inderdaad in meer of mindere mate worden ingezet voor balanshandhaving. In sommige gevallen bieden operators zelf in op de vrije onbalansmarkt, in andere gevallen wordt dit uitbesteed en vormt de installatie onderdeel van een grotere pool van flexibel reservevermogen.

Schatting mogelijke verdiensten balanshandhaving

Ook elektrische boilers met een SDE++-beschikking kunnen in veel gevallen worden ingezet voor balanshandhaving. Voor dit advies hebben we een schatting gemaakt van de verwaarding van een elektrische boiler met SDE++-beschikking als vrijwillig inzetbaar regelvermogen zoals beschreven in de Frequentie Vermogens Regeling (FVR)[34] van Tennet. Dat wil zeggen dat er elke vijf minuten kan worden ingeboden op de biedladder voor onbalans van Tennet. De inzet van dit reservevermogen houdt in dat de warmteproductie wordt aangepast ten opzichte van eerder gecontracteerd elektrisch vermogen op de *day ahead*- of de *intraday*-markt: het verhogen van de warmteproductie brengt de vermogensbalans op het net naar beneden (afregelen van de netspanning) en het verlagen van de warmteproductie brengt de balans omhoog (opregelen van de netspanning).

In deze analyse hebben we de mogelijke verdiensten geschat voor inzet van een elektrische boiler voor het opregelen van de netspanning. Het uitgangspunt van deze analyse is dat de warmte zoveel mogelijk wordt geproduceerd in de goedkoopste uren. Bij een hogere prijs op de onbalansmarkt wordt de installatie uitgeschakeld en ontvangt de eigenaar een vergoeding. Om toch de gesubsidieerde 3.300 vollasturen productie in te vullen, wordt op de *day ahead*-markt extra elektriciteit ingekocht. De analyse is gemaakt met historische data voor de jaren 2018 tot en met 2022. De gebruikte *day ahead*-prijzen in Nederland zijn afkomstig uit de database van het ENTSO-E Transparency Platform en de onbalansprijzen van Tennet[35]. De resultaten van deze berekening zijn weergeven in tabel 11.2.

[34] Transparantie voor onbalanssystematiek (Tennet, 2004)

[35] Balansdelta met prijzen (Tennet, 2023)

Tabel 11.2
Verwaarding flexibiliteit elektrische boiler als vrijwillig regelbaar vermogen opregelen in Nederland, bij 3300 vollasturen

Jaar	Jaargemiddelde prijs [euro/MWh]	Gemiddelde prijs [euro/MWh]	Baten opregelen [euro/kW/jaar]	Relatieve besparing	Productie [uur/jaar]
2018	52,5	38,3	16,4	13,0%	4.258
2019	41,2	31,1	17,1	16,7%	4.137
2020	32,2	18,3	20,9	34,7%	4.113
2021	103,0	45,7	34,3	22,8%	3.937
2022	241,9	125,7	83,1	19,7%	4.304

In de eerste kolom van tabel 11.2 is te zien dat de elektriciteitsprijzen in de periode 2018-2022 sterk hebben gevarieerd. De gemiddelde prijzen in de goedkoopste 3.300 uren (tweede kolom) veranderden mee. De derde kolom toont de nettoverdiensten uit balanshandhaving, gegeven door het totale verschil tussen de elektriciteit ingekocht op de *day ahead*-markt en terugverkocht op de vrijwillige onbalansmarkt, per MW elektrisch vermogen. De vijfde kolom toont het aantal productie-uren. Anders dan de vollasturen is dit aantal door balanshandhaving groter dan 3.300 uren per jaar. Toch zorgt deze productie niet voor extra CO_2-uitstoot. Het invullen van onbalans zorgt namelijk niet voor additionele vraag naar elektriciteit en geeft bovendien een alternatief voor de *curtailment* van hernieuwbare bronnen. De relatieve besparing ten opzichte van de elektriciteitskosten zónder balanshandhaving (vierde kolom) houdt geen direct verband met de gemiddelde prijzen. Met de bovengenoemde methode bedraagt de gemiddelde besparing op de elektriciteitskosten in de jaren 2018-2022 ongeveer 20%.

Vergelijking met onrendabele top

Bovenstaande analyse geeft een indicatie van de mogelijke verdiensten op de onbalansmarkt: tussen de 16 en 83 euro/kW/jaar. Kijkend naar de totale operationele kosten van de referentie-installatie (302 euro/kW/jaar in dit advies) beschouwen we dat als significante extra inkomsten. In een gunstige situatie met lage toegevoegde netwerkkosten, als de benodigde aansluiting al gebruikt wordt, en bij een laag aantal vollasturen, waarbij maximaal geprofiteerd kan worden van negatieve stroomprijzen en uitschieters op de onbalansmarkt, is het zelfs mogelijk dat elektrische boilers rendabel zijn zonder subsidie. Zulke projecten verdienen weliswaar hun investeringskosten terug, maar realiseren ook slechts een laag aantal vollasturen warmtelevering en een beperkte CO_2-reductie.

Een belangrijke kanttekening bij deze analyse is dat die gemaakt is met historische data, a posteriori. In de praktijk worden beslissingen over de inzet van de installatie gemaakt zonder voorkennis, a priori. De realisatie zal in veel gevallen lager uitvallen zijn dan een berekening achteraf. Dit geldt voor balanshandhaving maar werkt ook algemeen door in ons advies: ook de reguliere inkoop van elektriciteit op de *day ahead*-markt wordt namelijk a posteriori benaderd: de variabele elektriciteitskosten worden bepaald uit de goedkoopste uren van elk jaar in onze raming van de toekomstige markt. Het resulterend risico voor deelnemende partijen wordt niet meegenomen.

Ten slotte zijn ook de toekomstige ontwikkelingen van de handelsvolumes en prijzen op de onbalansmarkten hoogst onzeker. Deze markt is niet alleen afhankelijk van ontwikkelingen in de productie van elektriciteit (opgesteld vermogen en marginale prijzen), maar ook van de ontwikkeling in flexibele vraag. Te denken valt aan energie-opslag in bijvoorbeeld batterijen, procesbuffers of warmteopslag. Op dit moment hebben we hiervoor dan ook geen raming beschikbaar.

In overweging van de bovenstaande punten constateren we dat de bedrijfsvoering in praktijk vaak ook anders kan worden vormgegeven dan door ons gemodelleerd, met relatief meer inzet op de onbalansmarkt en minder inzet op de *day ahead*-markt. We hebben onvoldoende aanwijzing gevonden dat dit tot een structurele over- of onderschatting van de winstgevendheid van het project leidt en daarom nemen we de verdiensten niet mee in ons advies.

11.1.7 Vollasturen

Op verzoek van de Europese Commissie heeft het ministerie van EZK ons verzocht om in dit advies niet alleen rekening te houden met CO_2-uitstoot in Nederland, maar ook met scope-2-emissies buiten Nederlands grondgebied die door het elektriciteitsgebruik kunnen ontstaan. Dit heeft geleid tot een nieuwe methode voor het berekenen van het aantal vollasturen voor deze categorie, zie het vorig jaar uitgebrachte addendum. Op basis van de elektriciteitsproductieraming uit de KEV 2023 stellen we vast dat er in het jaar 2035 gedurende 3.300 uren geen fossiel aangedreven energiecentrales zijn die enkel elektriciteit produceren. We adviseren daarom deze categorie te subsidiëren voor 3.300 vollasturen per jaar.

Omdat ook in de jaren voor 2035 een installatie al kan worden bedreven is voor de eerdere jaren een analyse gedaan waarin bepaald is bij hoeveel uur de installatie warmte kan produceren op basis van elektriciteit zonder gemiddeld meer CO_2 uit te stoten dan warmte uit een gasgestookte ketel (0,225 kg CO2/kWh op basis van de lagere verbrandingswaarde met een efficiëntie van 90%). Voor het bepalen van de emissie-intensiteit van de gebruikte elektriciteit zijn we uitgegaan van de elektriciteitsproductie in Nederland. De resultaten van deze analyse staan in tabel 11.3. Door de groei van de capaciteit voor duurzame elektriciteitsproductie zal het gebruik van een elektrische boiler vanaf 2029 altijd minder uitstoot veroorzaken dan een gasgestookte ketel.

Tabel 11.3
Aantal uren waarop een elektrische boiler per geproduceerde warmte-eenheid gemiddeld minder uitstoot dan een gasgestookte ketel

Jaar	Aantal uren
2024	2.949
2025	3.457
2026	3.774
2027	4.775
2028	6.229
2029	8.760

11.1.8 Aanname restwaarde

Er wordt aangenomen dat de economische levensduur van de elektrische boiler 15 jaar is. Er resteert daarom geen restwaarde na de 15 jaar subsidieperiode.

11.1.9 Vermeden CO_2-emissies

De vermeden CO_2-emissies worden bepaald aan de hand van een generieke emissiefactor voor omzetting van aardgas naar warmte van 0,225 kg CO_2/kWh_{th} op basis van een gasgestookte ketel met een efficiëntie van 90 procent (op basis van onderwaarde).

11.1.10 Basisbedrag

Tabel 11.4 geeft een samenvatting van de technisch-economische parameters en subsidieparameters.

Tabel 11.4
Technisch-economische en subsidieparameters parameters voor grootschalige elektrische boiler

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2023 (addendum)	Advies SDE++ 2024
Inputvermogen	[MW_e]	20,0	20,0
Outputvermogen	[MW_{th}]	19,8	19,8
Vollasturen warmteafzet	[uren/jaar]	3.600	3.300
Investeringskosten	[€/kW_{th}]	214	257
Vaste O&M-kosten - netwerkkosten	[€/kW_{th}/jaar]	146	190
Vaste O&M-kosten - onderhoud	[€/kW_{th}/jaar]	6,41	4,77
Variabele O&M-kosten	[€/kWh_{th}]	0,0374	0,0328
Basisbedrag SDE++	[€/kWh_{th}]	0,0954	0,1113
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

11.2 Hogetemperatuur-thermische opslag

11.2.1 Introductie

Een van de belangrijkste aspecten van grootschalige elektrificatie is het samenbrengen van vraag en aanbod van elektriciteit. Terwijl industriële installaties vaak zijn ontworpen voor continubedrijf, moet elektrische warmteproductie aansluiten bij de beschikbaarheid van zon en wind. In de SDE++-categorie grootschalige elektrische boilers wordt de warmtelevering daarom beperkt tot de 3300 vollasturen zonder CO_2-emissie voor elektriciteitsproductie in Noordwest-Europa. Het aantal uren warmtelevering op CO_2-vrije elektriciteit kan worden vergroot door gebruik te maken van thermische opslag op hoge temperatuur (HT-TES).

In de wijzigingsnotitie hebben we marktpartijen gevraagd of dergelijke thermische opslag al wordt overwogen en of dit leidt tot een mogelijk onrendabele top. Tijdens de marktconsultatie hebben meerdere partijen hierop bevestigend geantwoord. De verkregen informatie uit de marktconsultatie en literatuur geeft voldoende inzicht in de technische specificaties en investeringskosten van HT-TES voor het vaststellen van een referentie-installatie en onrendabele top. Op basis van deze bevindingen geven we ter overweging de categorie HT-TES toe te voegen aan de SDE++ 2024.

11.2.2 Beschrijving technologie

Deze categorie betreft het gebruik van thermische opslag voor de uitgestelde levering van hogetemperatuurwarmte (boven de 100˚C) aan industriële productieprocessen. Hogetemperatuur-thermische opslag met gesmolten zout wordt in Zuid-Europa al jaren toegepast voor de opslag van thermische energie uit zonnestraling. Deze warmte wordt gebruikt voor het aandrijven van stoomturbines en elektriciteitsproductie in de avond en nacht. Ook wordt HT-TES onderzocht als efficiente elektriciteitsopslag in Noord-Europa (Bauer et al, 2021). In dit advies richten we ons op HT-TES voor warmteconsumerende industriële processen in Nederland. Ook voor deze toepassing 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 opslagcapaciteit schaalt met het volume van de opslag terwijl de warmteverliezen schalen met de oppervlakte. Een grotere opslag heeft daarmee lagere specifieke investeringskosten. De verhouding tussen opslagcapaciteit en thermisch vermogen geeft het aantal uren warmteproductie 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. Tegelijkertijd gaat het grotere elektrisch vermogen gepaard met hogere netwerkkosten. Deze afwegingen tussen technische parameters, investeringskosten, operationele kosten en ten slotte CO_2-reductie zijn voor elk project anders.

Referentie-installatie

Omdat deze categorie dit jaar wordt geïntroduceerd in ons advies, is er nog geen marktinformatie beschikbaar uit bestaande projecten. De referentie-installatie wordt daarom gebaseerd op informatie uit de marktconsultatie en literatuur en weerspiegelt daarin een kosteneffectief project. Hiertoe hebben we een afweging gemaakt tussen investeringskosten, lopende kosten en CO_2-reductie. Daarbij zijn ook de uitgangspunten voor dit advies meegenomen. De analyse is op te delen in drie stappen. Ten eerste is er een overzicht gemaakt van de bij ons bekende potentiële projecten. Vervolgens is er met deze informatie en literatuurdata een techno-economisch model gemaakt van HT-TES-systemen. Ten slotte hebben we met dit model een referentie-installatie vastgesteld, met een zo laag mogelijke subsidie-intensiteit en binnen de typische parameters en uitgangspunten voor dit advies.

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 15 MW en een elektrisch vermogen van 22,5 MW. Tijdens opslag en ontladen gaat ook warmte verloren. We gaan uit van 5 procent verlies voor de hele cyclus. Met een totale opslagcapaciteit van 163 MWh kan de installatie voorzien in 13 uur uitgestelde warmtelevering. Gegeven de 3.300 beschikbare vollasturen voor het opladen kan de installatie voorzien in 5.000 vollasturen duurzame warmteproductie.

Afbakening

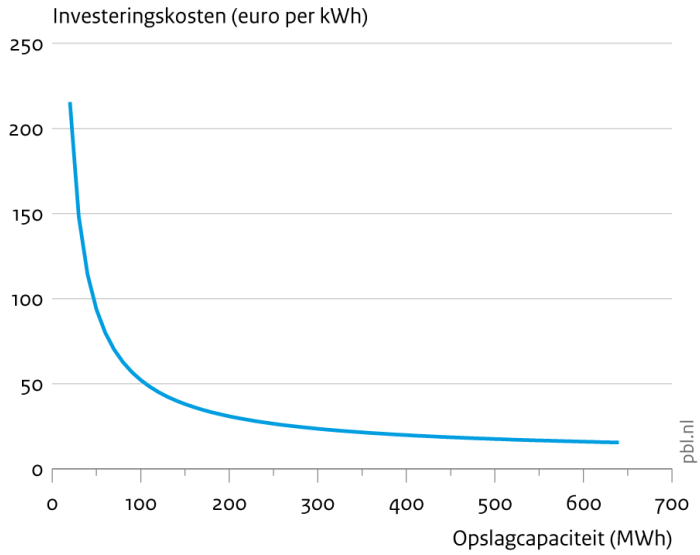
Hoewel het basisbedrag wordt berekend voor één referentie-installatie, kan het advies ook worden toegepast op HT-TES-projecten met andere technische parameters. Hierbij adviseren we twee beperkingen te hanteren. Ten eerste adviseren we het vermogen voor warmtelevering te beperken tot 50 MW_{th}, omdat bij grotere installaties de investeringskosten relatief kleiner zijn. Ten tweede moet er rekening worden gehouden met het voorgeschreven maximum van 3.300 vollasturen elektriciteitsgebruik. Daartoe adviseren we om de effectieve vermogensverhouding van projecten in deze categorie, dat wil zeggen de verhouding tussen het elektrisch en thermisch vermogen vermenigvuldigd met de efficiëntie, te beperken tot waardes van 1,5 en groter, bij 5.000 vollasturen warmtelevering. Bij een lagere effectieve vermogensverhouding zijn namelijk meer dan 3.300 vollasturen elektriciteitsgebruik nodig om dezelfde hoeveelheid warmtelevering te realiseren. Projecten met een kleinere effectieve vermogensverhouding kunnen ook in deze categorie worden ondergebracht, maar dan met minder vollasturen. Dit wordt nader toegelicht in paragraaf 11.2.6.

11.2.3 Investeringskosten

Aan de hand van literatuurdata en informatie uit de marktconsultatie hebben we de investeringskosten van de verschillende onderdelen van HT-TES in kaart gebracht. De investeringskosten voor het vermogen tot opladen en ontladen zijn geschat aan de hand van informatie uit de marktconsultatie en bedragen 195 euro/kW_e voor het opladen en 195 euro/kW_{th} voor het ontladen, inclusief installatiekosten. Er wordt aangenomen dat deze gemiddelde waardes niet variëren met de vermogens zelf. De investeringskosten voor de thermische opslag zijn wel sterk afhankelijk van de opslagcapaciteit: bij een grotere opslag is relatief minder isolatie en omkasting nodig. Voor het schatten van deze kostenpost is een schaling gemaakt, gebaseerd op een techno-economische analyse van grootschalige gesmolten zoutopslag (Klasing et al, 2018) en afgestemd op kostenschattingen uit de marktconsultatie. De resulterende schaling is weergeven in figuur 11.1.

Figuur 11.1

Geschatte investeringskosten voor thermische opslag op hoge temperatuur, 2023



Bron: PBL

Voor de overige investeringskosten, zoals infrastructuur, hulpapparatuur en engineering, is een kostenpost opgenomen van 100 euro/kW_{th}. Wegens het uitgangspunt van een kosteneffectief project is aangenomen dat een nieuwe netwerkaansluiting niet noodzakelijk is. De totale investeringskosten voor de referentie-installatie bedragen 14,72 miljoen euro, ofwel 981 euro/kW_{th}. Een overzicht van de meegenomen investeringskosten is weergeven in tabel 11.5.

Tabel 11.5
Overzicht van wel en niet meegenomen kosten van hogetemperatuur-thermische opslag.

Kostencategorisering	Groep	Kostencomponent
Meegewogen kosten	**Directe kosten**	• Thermische opslag • Verwarmingselementen • Stoomgenerator of warmtewisselaars • Pompsystemen en leidingwerk • Elektriciteitsinfrastructuur • Meetapparatuur • Civiele werken • Steigers • Kranen
Meegewogen kosten	**Indirecte kosten**	• Engineering • Supervisie • Afsluitprovisie
Niet meegewogen kosten		• Participatiekosten • Voorbereidingskosten (bijvoorbeeld kosten geologisch onderzoek, haalbaarheidsstudies of vergunningen).

11.2.4 Vaste operationele kosten

Netwerkkosten elektriciteit

De netwerkkosten bestaan uit de periodieke vermogensafhankelijke tarieven voor kW-contract en kW-max. Er wordt aangenomen dat het maximale vermogen voor opladen minstens een keer per maand wordt gebruikt gedurende de levensduur van de installatie. Er wordt vanuit gegaan dat de bedrijfslocatie zowel voor als na ingebruikname van de installatie valt in de aansluitcategorie Tussenspanning. De gehanteerde nettarieven bestaan uit de gewogen gemiddelde transporttarieven bij de regionale netbeheerders in 2023, vermenigvuldigd met voor deze aansluitcategorie een langjarige stijging van 235 procent. In totaal bedragen de jaarlijkse vaste operationele netwerkkosten voor de referentie-installatie 4,150 miljoen euro ofwel 277 euro/kW_{th}.

Onderhoudskosten

De operationele en onderhoudskosten zijn gezet op drie procent van de investeringskosten voor hoofdapparatuur en besturing van de HT-TES. De kosten voor flexibele inzet zijn ook in dit percentage meegenomen.

11.2.5 Variabele operationele kosten

We nemen aan dat de variabele operationele kosten enkel uit de variabele kosten voor elektriciteit bestaan. De marktprijs (groothandelsprijs) voor elektriciteit en belastingen zijn als volgt berekend.

Marktprijs elektriciteit

Voor het elektriciteitsgebruik worden dezelfde aannames gebruikt als voor de categorie elektrische boilers, namelijk dat de installatie flexibel wordt ingezet in de 3.300 vollasturen met de laagste groothandelsprijs. Net als bij de elektrische boilers is balanshandhaving hierin niet meegenomen. De gebruikte groothandelsprijs in de berekening van het basisbedrag is het ongewogen gemiddelde van de jaarlijks 3.300 uur laagste elektriciteitsprijzen van 2024 tot en met 2038 zoals geraamd in de KEV 2023: 0,0298 euro/kWh_e.

Belastingen elektriciteit

De kosten voor de energiebelasting zijn gebaseerd op het gemiddelde van de verwachte ontwikkelingen in tarieven tussen 2024 en 2038 en het totale jaarlijkse elektriciteitsverbruik van de referentie-installatie. Deze kosten bedragen 0,0027 euro/kW_e.

11.2.6 Vollasturen

Het maximumaantal vollasturen warmtelevering van een installatie is gegeven door het aantal vollasturen opladen, vermenigvuldigd met de effectieve vermogensverhouding: de verhouding tussen de vermogens voor opladen en ontladen maal de energetische efficiëntie van de installatie. Met een energetische efficiëntie van 95%, een elektrisch vermogen van 19,7 MW, een thermisch vermogen van 12,5 MW en 3.300 vollasturen opladen kan de referentie-installatie voorzien in 5.000 vollasturen warmtelevering.

Afhankelijk van de bedrijfsvoering en gebruikte technologie kunnen ook andere vermogensverhoudingen voorkomen. Voor projecten met een grotere vermogensverhouding kunnen dezelfde subsidieparameters worden gebruikt als voor de referentie-installatie. In verband met de hoge marginale kosten zal het aantal vollasturen warmtelevering worden beperkt tot de gesubsidiëerde 5.000 uren. Uitgaande van flexibel opladen in de laagst geprijsde uren zal het voorgeschreven aantal van 3.300 uren elektriciteitsgebruik dan niet worden overschreden.

Installaties met een kleinere vermogensverhouding hebben voor de 5.000 vollasturen warmtelevering meer uren elektriciteitsgebruik nodig dan het voorgeschreven maximum van 3.300. Om dergelijke projecten toch in deze categorie onder te brengen, is een staffel nodig voor de effectieve vermogensverhouding en het maximumaantal vollasturen warmtelevering. We hebben de vollasturen en bijbehorende basisbedragen berekend (volgens de methode beschreven in paragraaf 11.2.9) voor drie vermogensverhoudingen: 1,2, 1,35 en 1,5. De resultaten zijn weergeven in tabel 11.6.

Tabel 11.6
Basisbedragen en maximumaantal vollasturen CO_2-vrije warmtelevering voor HT-TEO-projecten met verschillende effectieve vermogensverhoudingen

Effectieve vermogensverhouding	Maximumaantal vollasturen warmtelevering	Basisbedrag [euro/kWh_{th}]
> 1,2	4.000	0,1378
> 1,35	4.500	0,1366
> 1,5	5.000	0,1359

Gegeven het relatief kleine verschil in basisbedrag, maximaal 1,4%, kunnen ook voor deze projecten dezelfde subsidieparameters worden gehanteerd als voor de referentie-installatie, behalve het aantal vollasturen. Dat is beperkt tot 4.500 voor installaties met een vermogensverhouding groter dan 1,3, en 4.000 voor een vermogensverhouding groter dan 1,2.

11.2.7 Aanname restwaarde

Er wordt aangenomen dat de economische levensduur van de installatie 15 jaar is. Er resteert daarom geen restwaarde na de 15 jaar subsidieperiode.

11.2.8 Vermeden CO_2-emissies

De vermeden CO_2-emissies worden bepaald aan de hand van een generieke emissiefactor voor omzetting van aardgas naar warmte van 0,225 $kgCO_2/kWh_{th}$ op basis van een gasgestookte ketel met een efficiëntie van 90% (op basis van onderwaarde).

11.2.9 Basisbedrag

Met de bovenstaande informatie resten er nog twee parameters in het vastleggen van de referentie-installatie: het thermisch vermogen en de opslagcapaciteit. Hoe groter het thermisch vermogen, hoe kleiner de investeringskosten per eenheid geleverde warmte en hoe lager de onrendabele top. Rekeninghoudend met de bij ons bekende projecten en het uitgangspunt van een kosteneffectief project komen we op een thermisch vermogen van 12,5 MW. Bij een groter project van 50 MW zou het basisbedrag 7 procent lager zijn, bij een kleiner project van 5 MW is dit 14 procent hoger. Om deze reden adviseren we voor deze categorie een maximaal thermisch vermogen van 50 MW te hanteren.

Ten slotte is de opslagcapaciteit van de referentie-installatie vastgesteld, aan de hand van een techno-economische analyse. Hoe groter de opslagcapaciteit, hoe hoger de investeringskosten. Maar om te kunnen voorzien in de vastgestelde 5.000 vollasturen warmtelevering is ook een zekere opslagcapaciteit nodig. Er zijn namelijk ook periodes zonder CO_2-vrije elektriciteit. Om die te kunnen overbruggen is voldoende opslag nodig. Aan de hand van de elektriciteitsprijzenraming voor 2024-2038 uit de KEV 2023 hebben we berekend wat de minimale opslagcapaciteit is om in een bepaald aantal vollasturen warmtelevering te kunnen voorzien. Bij 5.000 vollasturen en een vermogen van 12,5 MW_{th} komen we uit op een opslagcapaciteit van 163 MWh_{th}. Deze analyse resulteert in de referentie-installatie zoals beschreven in paragraaf 11.7.2. De bijbehorende technisch-economische parameters en de subsidieparameters staan in tabel 11.7.

Tabel 11.7
Technisch-economische en subsidieparameters parameters voor hogetemperatuur-thermische opslag

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2024
Inputvermogen	[kW_e]	19.737
Outputvermogen	[kW_{th}]	12.500
Vollasturen elektriciteitsgebruik	[uur/jaar]	3.300
Vollasturen warmtelevering	[uur/jaar]	5.000
Investeringskosten	[€/kW_{th}]	1.069
Vaste O&M-kosten - netwerkkosten	[€/kW_{th} /jaar]	297
Vaste O&M-kosten - onderhoud	[€/kW_{th}/jaar]	29
Variabele O&M-kosten	[€/kWh_{th}]	0,0339
Basisbedrag SDE++	[€/kWh_{th}]	0,1359
Looptijd subsidie	[jaar]	15

11.3 Industriële warmtepompen

11.3.1 Algemene ontwikkelingen warmtepompen

Met de invoering van de SDE++-regeling zijn er twee categorieën geïntroduceerd voor industriële warmtepompen: de gesloten warmtepomp en de open warmtepomp. In de marktconsultaties van 2021, 2022 en 2023 is gebleken dat niet alle projecten met industriële warmtepompen aansluiting vinden op de huidige regeling. Het gaat om projecten die technisch gecompliceerder zijn dan waar we in de huidige categorieën vanuit gaan, waardoor er extra kosten zijn en de projecten een onrendabele top hebben die onvoldoende wordt gedekt, of projecten die uitgesloten zijn maar wel een onrendabele top hebben.

Elektrificatie van verdampingsprocessen

Deze problematiek speelt in het bijzonder bij de elektrificatie van verdampingsprocessen. Een groot deel van het warmtegebruik voor verdampingsprocessen gaat naar de omzetting van voelbare naar latente warmte in de damp. Door de integratie van een open warmtepomp in het proces kan deze warmte grotendeels worden teruggewonnen op hogere temperatuur en hergebruikt in hetzelfde proces. Zo wordt het verdampingsproces op efficiënte wijze geëlektrificeerd.

Bij de bestaande categorieën voor industriële warmtepompen wordt gasverbruik vermeden door restwarmte naar een nuttig temperatuurniveau te brengen. Het vermeden fossiel opgewekte warmtegebruik is dan gelijk aan de warmte-uitvoer van de warmtepomp. Zo kan de warmte-uitvoer worden gebruikt als productie-eenheid voor het bepalen van de gerealiseerde marktwaarde en CO_2-reductie, door te vermenigvuldigen met respectievelijk het correctiebedrag voor grootschalige warmteproductie en de CO_2-emissiefactor voor omzetting van aardgas naar warmte. Bij de elektrificatie van verdampingsprocessen wordt gebruik gemaakt van een hoogwaardige warmtebron die in de meeste gevallen niet als restwarmte kan worden beschouwd. Tegelijk draagt de integratie van de warmtepomp bij aan hergebruik op een hoger temperatuurniveau, waardoor voor het systeem als geheel minder fossiel opgewekte warmte nodig is. De warmte-uitvoer van de warmtepomp is dan niet gelijk aan het netto vermeden fossiel opgewekte warmtegebruik van het project en daarmee ook niet geschikt als productie-eenheid. Mede daardoor is de onrendabele top van deze projecten groter dan wanneer alleen de warmtepomp zelf wordt beschouwd. Bovendien zijn er voor procesintegratie van deze warmtepompen vaak aanpassingen nodig aan de procestechniek, wat zorgt voor extra investeringskosten.

11.3.2 Nieuwe categorie: Procesgeïntegreerde warmtepompen in verdampingssysteem (PWP)

Om deze redenen adviseren we een nieuwe categorie toe te voegen aan de SDE++-regeling: procesgeïntegreerde warmtepompen in een verdampingsproces (afgekort als PWP). Deze categorie is uitgewerkt in paragraaf 11.5 van dit advies.

In tegenstelling tot de bestaande categorieën industriële warmtepompen, is voor deze nieuwe categorie de warmte-uitvoer van de warmtepomp zelf niet gelijk aan de nettoreductie van fossiel opgewekte warmte. Daarom achten we het noodzakelijk voor deze categorie een andere productie-eenheid te gebruiken: de reductie van fossiel geproduceerd warmtegebruik voor het gehele systeem, als gevolg van integratie van de warmtepomp.

De facto is er geen verschil tussen deze productie-eenheid en de eerder gebruikte eenheid van warmteproductie. Het gaat beide om het vervangen van fossiel opgewekte warmte door middel van efficiënte elektrificatie, dat wil zeggen elektrificatie waarbij de hoeveelheid vermeden fossiel opgewekte warmte groter is dan de daarvoor benodigde hoeveelheid elektriciteit. Waar de efficiëntie van een enkelvoudige warmtepomp kan worden uitgedrukt in een eigenschap van de warmtepomp zelf, de zogenaamde *coefficient of performance* (COP), beschouwen we voor deze nieuwe categorie een analoge, maar meer algemene eigenschap: de warmtebesparingscoëfficiënt van het project.

11.4 Industriële warmtepompen (gesloten systeem)

11.4.1 Algemene ontwikkelingen

De bestaande categorieën voor de industriële warmtepompen (open en gesloten systeem) blijven behouden. Voor de gesloten warmtepompen wordt de financiële analyse geactualiseerd op basis van beschikbare data van recente projecten. Voor de open warmtepompen (paragraaf 11.5) gaan we uit van dezelfde investeringskosten, maar een hogere energetische efficiëntie. Voor alle categorieën industriële warmtepompen geldt dat, naar aanleiding van de recente ontwikkelingen op het Nederlandse elektriciteitsnetwerk, de raming van de netwerkkosten in dit advies wordt aangepast.

In serie geschakelde warmtepompen, ook wel genoemd gecascadeerde warmtepompen, kunnen ook in aanmerking komen voor een beschikking in deze categorie.

11.4.2 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 op locatie in eigen processen. Het betreft hier de zogenaamde gesloten warmtepompen, waarbij gebruik wordt gemaakt van een tussenmedium om de warmte op te waarderen.

Warmtepompen gebruiken energie om warmte van een bron op lage temperatuur op te waarderen naar warmte met een hogere temperatuur. Hierdoor wordt een temperatuurlift gecreëerd die ervoor zorgt dat de warmte, die anders weggekoeld of geloosd zou worden, nuttig kan worden ingezet. Door hergebruik van deze warmte wordt energie bespaard en CO_2-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, of SCOP, van de warmtepomp gebruikt. Dat wil zeggen dat de genoemde COP berekend wordt 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.

11.4.3 Productie-eenheid

De productie-eenheid voor deze categorie is de nuttig aangewende warmteproductie van de warmtepomp. De warmteproductie wordt gemeten aan de condensorzijde van de warmtepomp. Deze is gegeven door het massadebiet van de uitgaande waterstroom – die in productieprocessen

op locatie wordt gebruikt, vermenigvuldigd met de soortelijke warmte van water en het temperatuurverschil tussen de uitgaande warmtestroom en de retourstroom naar de condensor.

Gecascadeerde warmtepompen

Deze categorie kan ook worden toegepast voor subsidiëring van zogenaamde gecascadeerde warmtepompen. Hieronder verstaan we warmtepompen die een reeds opgewaardeerde warmtestroom gebruiken als warmtebron. Een in serie aangesloten cascade van warmtepompen maakt het mogelijk om op efficiënte wijze warmte te produceren op verschillende temperatuurniveaus.

De warmtepompen in de cascade kunnen elk afzonderlijk subsidie ontvangen of aanvragen. Om mogelijke dubbele subsidiëring van warmteproductie te voorkomen, is het van belang alleen de nuttig aangewende warmteproductie te meten. Concreet betekent dit dat bij de meting van het massadebiet alleen de waterstroom naar de productieprocessen wordt meegenomen, en niet die naar een volgende warmtepomp in de cascade.

11.4.4 Referentie-installatie

De referentie-installatie is een industriële gesloten warmtepomp voor productie van warm water met een elektrisch vermogen van 800 kW en een jaargemiddelde COP van 3,5. Daarmee is het gemiddeld thermisch vermogen gelijk aan 2.800 kW. In deze referentiecasus wordt de restwarmte van een centrale koel-vriesinstallatie (25 °C) door de warmtepomp op een uitvoertemperatuur van 70 °C gebracht.

11.4.5 Investeringskosten

De investeringskosten voor de referentie-installatie zijn bepaald aan de hand van recente projecten. Er is voldoende informatie beschikbaar om een referentie-installatie op te stellen die passend is voor het merendeel van de projecten in de categorie. Daarom wordt niet uitgegaan van gunstige inpassingsomstandigheden. Uit de data blijkt dat dat een nieuwe netaansluiting in de meeste gevallen niet nodig is. Tabel 11.8 geeft een overzicht van de meegenomen investeringskosten.

Tabel 11.8
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 • Voorbereidingskosten (bijvoorbeeld kosten geologisch onderzoek, haalbaarheidsstudies of vergunningen)

11.4.6 Vaste operationele kosten

Operationele en onderhoudskosten

Voor operationele en onderhoudskosten gaan we uit van 4 procent van de investeringskosten voor aanschaf en installatie van de hoofd- en hulpapparatuur. Aanpassingen aan infrastructuur, civiele werking en engineering worden daarbij niet meegenomen.

Netwerkkosten elektriciteit

De kosten voor de netaansluiting zijn gebaseerd op de tarievenbesluiten uit 2023 en literatuur. Er wordt vanuit gegaan dat de bedrijfslocatie zowel voor als na de installatie van de warmtepomp valt in de aansluitcategorie Trafo HS+TS/MS.[36] De capaciteit van de aansluiting wordt uitgebreid voor het project. De gehanteerde nettarieven bestaan uit de gewogen gemiddelde transporttarieven bij de regionale netbeheerders in 2023, vermenigvuldigd met voor deze aansluitcategorie een langjarige stijging van 235 procent. In totaal bedragen de jaarlijkse vaste operationele netwerkkosten voor de referentie-installatie 141.598 euro ofwel 51 euro/kW_{th}.

11.4.7 Variabele operationele kosten

De variabele operationele kosten worden aangenomen enkel uit de variabele kosten voor elektriciteit te bestaan.

Marktprijs elektriciteit

De gebruikte groothandelsprijs voor elektriciteit bij basislast is berekend als het ongewogen gemiddelde van de langetermijnelektriciteitsprijzen van 2024 tot en met 2038 zoals geraamd in de KEV 2023. Er wordt uitgegaan van continubedrijf gedurende een gegeven bedrijfstijd. De inzet van de warmtepomp is dus niet flexibel. De jaargemiddelde groothandelsprijs bedraagt 0,0939 euro/kWh_e.

Belastingen elektriciteit

De kosten voor de energiebelasting zijn gebaseerd op een raming van de belastingtarieven tussen 2024 en 2030 en een verdere verhoging door inflatie voor de jaren tot en met 2038, en op het totale vermogen van de bedrijfslocatie met warmtepomp. De totale energiebelasting komt uit op 0,0027 euro/kWh_e.

11.4.8 Vollasturen

In dit advies zijn twee subcategorieën opgenomen; een voor continubedrijf en een voor campagnebedrijf met respectievelijk 8.000 en 3.000 vollasturen per jaar. Ten opzichte van het eindadvies van 2022 zijn hierin geen wijzigingen aangebracht.

Veel projecten met minder dan 8.000 vollasturen

In de marktconsultatie hebben we van meerdere partijen vernomen dat er veel projecten zijn met minder dan 8.000 vollasturen. Voor het terugverdienen van de investeringskosten over minder vollasturen is een hoger aanvraagbedrag nodig. In sommige gevallen kan het huidige basisbedrag, zoals vastgesteld voor 8.000 vollasturen, de onrendabele top dan onvoldoende dekken.

[36] Zie tarievencode elektriciteit art. 3.2.3.

Een mogelijke oplossing voor dit probleem is het verlagen van het aantal vollasturen van de categorie, bijvoorbeeld naar 7.000. Hierdoor zou het basisbedrag ongeveer 7 procent hoger uitkomen. Tegelijk zouden dan bij projecten met continubedrijf niet alle vollasturen worden gedekt. In dit advies houden we daarom de 8.000 vollasturen aan.

11.4.9 Aanname restwaarde

De economische levensduur van een warmtepomp is gezet op 12 jaar. Er is daarom geen sprake van restwaarde na de 12 jaar subsidieperiode.

11.4.10 Vermeden CO_2-emissies

De vermeden CO_2-emissies worden bepaald aan de hand van een generieke emissiefactor voor omzetting van aardgas naar warmte van 0,225 kg CO_2/kWh_{th} en de gemiddelde CO_2-emissiefactor voor elektriciteitsopwekking in 2035: 0,130 kgC O_2/kWh_e. Dit resulteert in een vermeden specifieke CO_2-emissie van 0,1879 kg CO_2/kWh_{th} voor gesloten warmtepompen en 0,2089 kg CO_2/kWh_{th} voor open warmtepompen.

11.4.11 Basisbedrag warmtepomp (gesloten systeem)

De referentie-installatie is een 800kW_e- en 2,8MW_{th}-compressiewarmtepomp met een COP van 3,5. De techno-economische parameters en subsidieparameters zijn weergeven in 11.9. Dit advies is ook toepasbaar op gesloten warmtepompen met een ander vermogen of COP-waarde. Daarbij merken we wel op dat een hogere COP-waarde zorgt voor een lagere onrendabele top. Voor de categorie van 8.000 vollasturen kan bij een COP-waarde van 10 of hoger verwacht worden dat een significant deel van de projecten vanzelf rendabel is. Voor het thermisch vermogen adviseren we een minimum van 500 kW_{th} toe te passen.

Tabel 11.9
Technisch-economische parameters voor elektrisch gedreven warmtepompen (gesloten systeem met 8.000 vollasturen)

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2023	Advies SDE++ 2024
Inputvermogen	[kW_e]	800	800
Outputvermogen	[kW_{th}]	2.800	2.800
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	8.000	8.000
Investeringskosten	[€/kW_{th}]	1.035	1.152
Vaste O&M-kosten – netaansluiting	[€/kW_{th} /jaar]	19,1	50,6
Vaste O&M-kosten – onderhoud	[€/kW_{th}/jaar]	41,4	30,3
Variabele O&M-kosten	[€/kWh_{th}]	0,0245	0,0276
Basisbedrag SDE++	[€/kWh_{th}]	0,0530	0,0610
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12
COP	(-)	3,5	3,5
Maximale COP	(-)	12	10

Basisbedrag voor campagnebedrijf (3.000 vollasturen)

Voor industriële gesloten warmtepompen in een campagnebedrijf hebben we een aparte categorie opgesteld. De referentie-installatie voor deze categorie is gelijk aan de hierboven besproken installatie, met als enige verschil dat hier met 3.000 vollasturen gerekend wordt. Dit resulteert in lagere

elektriciteits- en netwerkkosten (waarbij wordt aangenomen dat de installatie vijf maanden per jaar wordt gebruikt), maar ook een lagere warmteproductie. Daarmee komt het basisbedrag voor deze categorie hoger uit, zoals weergeven in tabel 11.10. Door het lagere aantal vollasturen is de COP-waarde van minder grote invloed op de onrendabele top. Zelfs zonder elektriciteitskosten zou het project nog een onrendabele top hebben. Het hanteren van een maximale COP-waarde is daarom niet nodig.

Tabel 11.10
Technisch-economische parameters en basisbedragen voor elektrisch gedreven warmtepomp (gesloten systeem)

	Eenheid	Continubedrijf (8.000 vollasturen)	Campagnebedrijf (3.000 vollasturen)
Basisbedrag SDE++ 2023	[€/kWh$_{th}$]	0,0530	0,0970
Basisbedrag SDE++ 2024	[€/kWh$_{th}$]	0,0610	0,1065
COP in advies SDE++ 2024	[-]	3,5	3,5
Maximale COP	[-]	10	-

11.5 Industriële warmtepompen (open systeem)

11.5.1 Algemene ontwikkelingen

In dit advies introduceren we een nieuwe categorie voor procesgeïntegreerde warmtepompen in een verdampingsproces (PWP), paragraaf 11.6. De meeste warmtepompen in die categorie zijn open warmtepompen. En ook de meeste bij ons bekende projecten met open warmtepompen vallen in die categorie. Toch kunnen er ook projecten met open warmtepompen zijn zonder procesintegratie zoals beschreven in paragraaf 11.6, maar wel met een onrendabele top. Daarom houden we in dit advies ook een categorie aan voor enkelvoudige open warmtepompen. De bestaande methodiek, waarbij uitgegaan wordt van restwarmte als warmtebron, blijft daarbij behouden.

Wel hebben we wijzigingen aangebracht in de technische parameters van de referentie-installatie. Op basis van een geringe hoeveelheid potentiële projecten constateren we dat enkelvoudige open warmtepompen energetisch zeer efficiënt kunnen zijn. De gehanteerde COP-waarde wordt aangepast van 7 naar 14.

Op basis van de huidige beschikbare informatie achten we het dan ook aannemelijk dat projecten met enkelvoudige open warmtepompen in continubedrijf (8.000 vollasturen) bij de verwachte marktontwikkeling rendabel zijn. De categorie voor 8.000 vollasturen wordt opgenomen in het advies, maar heeft weinig meerwaarde. Bij de subcategorie voor campagnebedrijf (3.000 vollasturen) wegen de energiekosten relatief minder mee en blijft een onrendabele top bestaan.

11.5.2 Beschrijving technologie

Waar een gesloten warmtepomp gebruikmaakt van een tussenmedium om warmte over te hevelen van het ene naar het andere proces, wordt in een open warmtepomp de warmtebron zélf als overdrachtsmedium 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.

11.5.3 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 proces als warmtebron. Er hoeven geen andere onderdelen van het systeem te worden aangepast en door de vaak kleine temperatuursprong is mechanische dampcompressie op zichzelf relatief efficiënt.

De referentie-installatie voor deze categorie is een MVR-installatie die wordt aangesloten op een bestaand verdampingsproces met een warmtebehoefte van 10 MW_{th}. 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. Zo heeft de referentie-installatie een warmtebesparingscoëfficient van 14.

11.5.4 Investeringskosten

Er zijn bij ons slechts enkele projecten bekend in deze categorie. Er is daardoor te weinig informatie voor een alleenstaande schatting van de investeringskosten. De investeringskosten voor deze categorie baseren we op de nieuwe categorie PWP's, met als voornaamste verschil dat de kosten voor procesaanpassingen hier niet worden meegenomen. Daarnaast schatten we het elektrisch vermogen in deze categorie lager in (650 kW tegenover 14 MW bij de categorie PWP), waardoor een uitbreiding van de elektriciteitsaansluiting niet nodig is. De investeringskosten voor de referentie-installatie komen daarmee uit op een kleine 9,0 miljoen euro ofwel 1.152 euro/kW_{th}.

11.5.5 Vaste operationele kosten

Operationele en onderhoudskosten

Voor operationele en onderhoudskosten worden in dit advies aangepast naar de andere warmtepompcategorieën: 4 procent van de investeringskosten voor aanschaf en installatie van de hoofd- en hulpapparatuur.

Netwerkkosten elektriciteit

Voor het schatten van de netwerkkosten gaan we uit van een bestaande aansluiting in de aansluitcategorie tussenspanning[37], waarvan de capaciteit wordt uitgebreid voor het project. De jaarlijkse netwerkkosten komen uit op 14 euro/kW_{th}.

11.5.6 Variabele operationele kosten

De variabele operationele kosten zijn gelijk aan die voor de andere categorieën industriële warmtepompen: 0,0966 euro/kWh_e.

11.5.7 Vollasturen

Ook in deze categorie onderscheiden we subcategorieën voor continu- en campagnebedrijf, met respectievelijk 8.000 en 3.000 vollasturen.

[37] Zie tarievencode elektriciteit art. 3.2.3.

11.5.8 Aanname restwaarde

Gegeven de economische levensduur van warmtepompen van 12 jaar is er bij deze categorie geen sprake van restwaarde.

11.5.9 Vermeden CO_2-emissies

Gegeven de emissiefactor voor omzetting van aardgas naar warmte van 0,225 kg CO_2/kWh_{th} en de gemiddelde CO_2-emissiefactor voor elektriciteitsopwekking in 2035 van 0,130 kg CO_2/kWh_e. Bij een warmtebesparingscoëfficiënt van 14 resulteert dit in een vermeden specifieke CO_2-emissie van 0,2157 kgCO_2/kWh_{th}.

11.5.10 Basisbedrag warmtepomp (open systeem)

Op basis van de referentie-installatie en bovengenoemde informatie is het basisbedrag berekend. Tabel 11.11 geeft een overzicht van de technisch-economische parameters en subsidieparameters.

Tabel 11.11
Technisch-economische en subsidieparameters voor elektrisch gedreven warmtepompen (open systeem)

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2023	Advies SDE++ 2024
Inputvermogen	[kW_e]	714	714
Outputvermogen	[kW_{th}]	5.000	10.000
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	8.000	8.000
Investeringskosten	[€/kW_{th}]	1.710	1.152
Vaste O&M-kosten - aansluiting	[€/kW_{th} /jaar]	9,2	13,6
Vaste O&M-kosten - onderhoud	[€/kW_{th}/jaar]	34,2	19,4
Variabele O&M-kosten	[€/kWh_{th}]	0,0123	0,0069
Basisbedrag SDE++	[€/kWh_{th}]	0,0493	0,0319
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12
COP	[-]	7	14
Maximale COP	[-]	12	10

Naast de analyse voor continubedrijf zijn de subsidieparameters voor de subcategorie campagnebedrijf (3.000 vollasturen) berekend, zoals weergeven in tabel 11.12. Door het kleinere aantal vollasturen is het niet mogelijk de investeringskosten tijdig terug te verdienen met een reductie van de energiekosten. Voor deze subcategorie blijft dus een onrendabele top bestaan.

Tabel 11.12
Technisch-economische parameters en basisbedragen elektrisch gedreven warmtepomp (open systeem)

	Eenheid	Continubedrijf (8.000 vollasturen)	Campagnebedrijf (3.000 vollasturen)
Basisbedrag SDE++ 2023	**[€/kWh_{th}]**	**0,0525**	**0,1176**
Basisbedrag SDE++ 2024	**[€/kWh_{th}]**	**0,0319**	**0,0710**
Warmtebesparingscoëfficiënt	**[-]**	**14**	**14**
Maximale warmtebesparingscoëfficiënt	**[-]**	**10**	**-**

11.6 Procesgeïntegreerde warmtepompen in een verdampingsproces

Deze categorie betreft elektrisch aangedreven warmtepompen met integratie in een bestaand verdampingsproces, waarvoor aanpassingen nodig zijn aan de procestechniek. Bij verdampingsprocessen in onder andere de levensmiddelen- en chemische industrie wordt voelbare warmte omgezet in latente warmte. Een deel van deze warmte kan worden teruggewonnen en hergebruikt. Bijvoorbeeld in een meervoudig getrapte verdampingsinstallatie (MEE), waar de latente warmte uit een eerste verdamper wordt doorgevoerd naar een of meer opvolgende trappen, elk op een lagere temperatuur of druk. Om de warmte te kunnen hergebruiken in hetzelfde proces en zo de totale warmtebehoefte verder terug te brengen, moet de verdampingswarmte worden teruggewonnen op een hoger temperatuurniveau. Dat kan met een warmtepomp. Deze procesintegratie behelst vaak niet alleen de installatie van een warmtepomp en aanpassing van de infrastructuur, maar ook aanpassingen aan het proces zelf. Het betreft dan bijvoerbeeld de overstap van batch- naar continubedrijf, plaatsing van een nieuw verdampingsvat, of de integratie van nieuwe onderdelen in een reactor.

Deze categorie heeft betrekking op projecten voor de integratie van een of meerdere warmtepompen in een verdampingsproces, met als doel het hergebruik van de verdampingswarmte in het proces zelf. Een project valt onder deze categorie als voor een efficiënte werking van de warmtepomp in het systeem één of meer van de volgende significante 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 ten behoeve van het terugwinnen van latente warmte uit de verdampingsinstallatie.

In het eerste punt van bovenstaande opsomming wordt onder batchbedrijf verstaan een bedrijfsvoering waarbij de reactor telkens een bepaalde hoeveelheid product verwerkt. Per batch moet de reactor helemaal worden geleegd alvorens weer te worden gevuld. In continubedrijf wordt op regelmatige wijze product toegevoegd en verwijderd. Uitval of pauzes daargelaten, vindt het verdampingsproces dan plaats in stationaire toestand.

11.6.1 Productie-eenheid en correctiebedrag

In tegenstelling tot de andere categorieën voor industriële warmtepompen – waar de warmte-uitvoer van de warmtepomp als productie-eenheid wordt gebruikt – moet er voor het vaststellen van de netto gerealiseerde marktwaarde en CO_2-reductie bij deze categorie ook rekening worden gehouden met de warmtebron. Dit is een hoogwaardige warmtestroom die in veel gevallen reeds werd gebruikt, maar door integratie van de warmtepomp op een hoger temperatuurniveau kan worden ingezet. Daarom achten we het noodzakelijk een andere productie-eenheid te gebruiken: de vermindering van het totale fossiel opgewekte warmtegebruik van het warmtesysteem, als gevolg van integratie van de warmtepomp. Dit warmtesysteem omvat een verdampingsproces met een of meerdere processtappen en de verbindingen daartussen.

Vastgestelde en gemeten grootheden

Voor projectrealisatie worden de huidige jaarlijkse warmtevraag, of de referentie-warmtevraag Q_{ref}, de verwachte resterende warmtevraag Q_{rest} en het benodigd elektriciteitsgebruik vastgesteld. Onder benodigd elektriciteitsgebruik wordt verstaan de extra elektriciteit die nodig is voor integratie en aandrijving van de warmtepompen. Een verandering in de elektriciteitsproductie (door bijvoorbeeld het afschakelen van een WKK) hoort daar niet bij. Vervolgens wordt de warmtebesparingscoëfficiënt berekend:

$$COP_{sys} = \frac{Verwachte\ vermindering\ warmtegebruik}{Elektriciteitsgebruik\ warmtepompen}$$

Gedurende de looptijd wordt de gereduceerde warmte bepaald door het elektriciteitsgebruik van de warmtepompen te meten en te vermenigvuldigen met de vooraf vastgestelde warmtebesparingscoëfficient.

We adviseren de warmtebesparingscoëfficiënt voor elk project afzonderlijk vast te stellen. Bij een generieke warmtebesparingscoëfficiënt ontstaat namelijk een verkeerde stimulans. Een minder efficiënt installatie heeft namelijk meer elektriciteit nodig. Als alleen het elektriciteitsgebruik wordt gemeten, levert de minder efficiënte installatie meer subsidie op.

Ook bij een projectspecifieke warmtebesparingscoëfficiënt zijn er risico's op oversubsidiëring. Bij een overschatting van de warmtebesparingscoëfficiënt lijkt de productie op basis van elektriciteitsmetingen groter dan in werkelijkheid. Ook tijdens de looptijd kunnen variaties voorkomen in zowel de efficiëntie als de productiecapaciteit van de installatie. Bij een verlaging van alleen productiecapaciteit is er minder warmte nodig, maar ook minder elektriciteit. Een verandering van de efficiëntie daarentegen resulteert in een onder- of overschatting van de reductie van fossiele warmte, mogelijk met overstimulering tot gevolg.

Dit kan worden voorkomen door naast het elektriciteitsgebruik ook de resterende fossiele warmtevraag van het systeem te meten. Rekening houdend met een mogelijke vermindering van de productiecapaciteit, is de subsidiabele warmtereductie dan gegeven door het minimum van de gemodelleerde warmtebesparing (op basis van elektriciteitsgebruik en vooraf bepaalde warmtebesparingscoëfficient) en de gerealiseerde warmtebesparing (op basis van resterende fossiele warmtevraag).

Het correctiebedrag voor deze categorie is de prijs voor grootschalige warmteproductie, 70% van de TTF voor aardgas.

11.6.2 Referentie-installatie

Voor deze categorie is nog beperkt informatie beschikbaar. Daarom wordt uitgegaan van een kosteneffectief project. De referentie-installatie is een grootschalig verdampingssysteem voor verdamping van water, waarvan een verdampingsstap wordt uitgerust met mechanische damprecompressie. 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 14 MW opgewaardeerd naar een temperatuur van 120 °C en na condensatie teruggevoerd in het verdampingsvat. De nettoreductie van de warmtevraag van het systeem is 50 MW. Daarmee heeft de

referentie-installatie een warmtebesparingscoëfficiënt $COP_{sys} = \frac{50}{14} = 3{,}5$. Dit is een gemiddelde waarde; ook projecten met een hogere of lagere COP_{sys} komen voor.

11.6.3 Investeringskosten

De kosten voor het warmtepompsysteem, warmtewisselaars, aanpassingen van infrastructuur binnen en buiten het hek, 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. Op basis van de beschikbare informatie uit de marktconsultatie komen we voor de referentie-installatie uit op een totale investering van 66,9 miljoen euro, ofwel 1.319 euro/kW vermeden warmtegebruik.

Investeringskosten procesintegratie

Een deel van de totale investeringskosten zijn meerkosten ten behoeve van procesintegratie. Deze kosten berekenen we als het verschil tussen de investeringskosten van de referentie-installatie voor de procesgeïntegreerde warmtepomp, minus de investeringskosten voor een warmtepomp zonder procesintegratie (1.152 euro/kW_{th}) en vormen circa 13 procent van de totale investering.

Aanname restwaarde

De economische levensduur van een warmtepomp wordt ingeschat op 12 jaar. Bij een subsidieperiode van 12 jaar komt dat overeen met een restwaarde van nul. Voor de procestechniek is dat anders. In de marktconsultatie hebben we vernomen dat de relevante componenten in de procestechniek veel langer mee kunnen gaan. In dit advies gaan we uit van een economische levensduur van 25 jaar. De restwaarde van de geïnstalleerde procestechniek wordt daarmee geschat op 52% van de investeringskosten voor procesintegratie. Deze restwaarde wordt verdisconteerd als inkomstenpost in het laatste jaar van de subsidielooptijd.

11.6.4 Vaste operationele kosten

Voor de jaarlijkse onderhoudskosten gaan we uit van 4 procent van de investeringskosten voor de hoofd- en hulpapparatuur (de warmtepompen of compressors) en installatiekosten. Onderhoud van de procestechniek valt onder normale bedrijfsvoering en wordt niet meegenomen.

Netbeheerkosten

Voor deze categorie gaan we uit van een bestaande aansluiting in de aansluitcategorie tussenspanning, waarvan de capaciteit wordt uitgebreid voor het project. De netbeheerkosten voor elektriciteit zijn gegeven door de ongewogen netbeheertarieven van de regionale netbeheerders in 2023, vermenigvuldigd met de gemiddelde kostenstijging over de jaren 2024-2038, zoals geraamd door PwC (PwC, 2021), waarbij de verwachtte tariefstijgingen voor 2024[38] zijn meegenomen. De netbeheerkosten voor de referentie-installatie bedragen 3,396 miljoen euro per jaar, ofwel 68 euro/kW_{th}.

[38] https://www.tennet.eu/nl/nieuws/tennet-verwacht-verdere-stijging-transporttarieven-2024

11.6.5 Variabele operationele kosten

De variabele operationele kosten bestaan uit de kosten voor elektriciteitsgebruik en energiebelasting en bedragen 2,94 miljoen euro, ofwel 54 euro/kW_{th} per jaar.

11.6.6 Vermeden CO2-emissie

De vermeden CO_2-emissie is gelijk aan de gerealiseerde reductie van warmtebehoefte maal de CO_2-intensiteit van verwarming op aardgas (0,225 kg CO_2/kWh_{th}), minus de CO_2-emissie door het extra elektriciteitsgebruik van de installatie (0,130 kg CO_2/kWh_e): 0,1879 kg CO_2/kWh_{th}.

11.6.7 Vollasturen

De basisbedragen voor de subcategorieën worden elk twee keer berekend: een keer voor continubedrijf (8.000 vollasturen) en een keer voor campagnebedrijven (3.000 vollasturen).

11.6.8 Basisbedragen (8.000 uur)

In tabel 11.13 staan de subsidieparameters voor de besproken categorieën industriële warmtepompen en de resulterende basisbedragen en subsidie-intensiteit. Daarnaast is de geschatte maximale warmtebesparingscoëfficiënt aangegeven, waarbij de categorie nog een positieve subsidie-intensiteit heeft.

Tabel 11.13
Subsidieparameters en basisbedragen voor subcategorieën industriële warmtepompen (8.000 uur)

Parameter	Eenheid	Industriële warmtepomp (gesloten systeem)	Procesgeïntegreerde warmtepomp in verdampingssysteem
Reductie warmtebehoefte uit fossiele energie	[kW_{th}]	2.800	50.000
Elektrisch vermogen	[kW_e]	800	14.286
Vollasturen	[uur/jaar]	8.000	8.000
Investeringskosten	[€/kW_{th}]	1.152	1.319
Restwaarde na subsidieperiode	[€/kW_{th}]	0	141
Vaste O&M-kosten – netwerkaansluiting	[€/kW_{th}]	50,57	19,01
Vaste O&M-kosten – onderhoud	[€/kW_{th}]	30,27	19,52
Variabele O&M-kosten	[€/kW_{th}]	0,0276	0,0276
Basisbedrag SDE++	[€/kW_{th}]	0,0610	0,0623
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12
Warmtebesparingscoëfficiënt	[-]	3,5	3,5
Maximale warmtebesparingscoëfficiënt	[-]	10	10

11.6.9 Basisbedragen (3.000 uur)

In tabel 11.14 staan de subsidieparameters voor de besproken subcategorieën met 3.000 vollasturen. Het betreft dezelfde referentie-installaties, slechts met een ander aantal vollasturen. Ook hier is berekend of de onrendabele top van de referentie-installatie met een hogere COP weggenomen kan worden. Bij 3.000 vollasturen en de huidige subsidieparameters blijkt dat er – ook zonder elektriciteitskosten – altijd een onrendabele top zal zijn.

Tabel 11.14
Subsidieparameters en basisbedragen voor subcategorieën industriële warmtepompen (3.000 uur)

Parameter	Eenheid	Industriële warmtepomp (gesloten systeem)	Procesgeïntegreerde warmtepomp in verdampingssysteem
Reductie warmtebehoefte uit fossiele energie	[kW_{th}]	2.800	50.000
Elektrisch vermogen	[kW_e]	800	14.286
Vollasturen	[uur/jaar]	3.000	3.000
Basisbedrag SDE++	[€/kW_{th}]	0,1065	0,1095
Warmtebesparingscoëfficiënt	[-]	3,5	3,5
Maximale warmtebesparingscoëfficient	[-]	-	-

11.7 Elektrificatie van offshore olie- en gasplatformen

11.7.1 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. Deze tweede mogelijkheid is dit jaar een nieuwe categorie. 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. Ook adviseren we dit jaar op verzoek van EZK niet meer over compressie op land met een bestaande elektriciteitsaansluiting. Compressie op land van offshore olie- en gasplatformen heeft bij volcontinue productie geen onrendabele top en wordt daarom niet in het SDE++-advies opgenomen.

Naar aanleiding van onze uitvraag en marktconsultatie hebben we kosteninformatie ontvangen over geplande projecten zowel met een netaansluiting als met eigen windturbines. De meegenomen investeringskosten zijn op basis van deze ontvangen informatie en de economische ontwikkelingen en vooruitzichten hoger dan in het advies van vorig jaar.

Een nieuw uitgangspunt is dit jaar dat voor het verbruik van elektriciteit op geen enkel uur van het jaar netto CO_2-uitstoot mag plaatsvinden. Dit heeft gevolgen voor het aantal te subsidiëren

vollasturen van de installaties met een netaansluiting. Op basis van een analyse van elektriciteitsproductiedata is het aantal vollasturen gezet op 3.300 uren per jaar. Dit is het geraamde aantal uren in 2035, waarbij de marginale productie-eenheid in Noordwest-Europa een CO_2-emissiefactor van 0 kg CO_2/kWh heeft.

Dit heeft tot gevolg dat de CO_2-subsidie-intensiteit sterk gestegen is ten opzichte van eerdere jaren. Bij de categorie met een netaansluiting en een bestaande compressor is deze 527 euro/t CO_2. Dit ligt boven de SDE++-grens van 400 euro per ton CO_2.

11.7.2 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 *fuel gas* 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.[39]
- 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.[40]

11.7.3 CO_2-reductie algemeen

De uitgangspunten van de SDE++ schrijven voor dat de netto-emissiereductie van een SDE++-technologie wordt bepaald op basis van de directe CO_2-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-CO_2-uitstoot sterk

[39] 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.

[40] Voor dit advies is overwogen of het bespaarde gasverbruik op het platform zal leiden tot een hoger gasverbruik en CO_2-uitstoot elders, waardoor deze technologie naar verwachting netto niet zou leiden tot CO_2-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 CO_2-uitstoot gecorrigeerd.

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-CO_2-uitstoot wordt nog steeds in sterke mate verminderd.

Omdat wordt uitgegaan van elektriciteitsgebruik met een CO_2-uitstoot van 0 kg CO_2/kWh zijn er geen scope 2-emissies.

Scope 3-emissies worden voor de SDE++ alleen meegenomen als de primair vermeden CO_2 leidt tot toename van CO_2-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 CO_2-emissies per kWh tussen de conventionele situatie en een geëlektrificeerde situatie. Een gasgedreven olie- en gasplatform maakt gebruik van *fuel gas* met een emissiefactor van 0,203 kg $CO_{2,\,eq}$/kWh (56,5 kg CO_2/GJ). Met de vastgestelde factor voor het berekenen van de gasbesparing (3,48 kWh/kWh_e) komt de emissiefactor van de conventionele situatie op 0,706 kg $CO_{2,\,eq}$/kWh_e. Omdat in de nieuwe, geëlektrificeerde situatie geen uitstoot is, is de netto emissiefactor voor elektrificatie van offshore olie- en gasplatformen dus 0,706 kg $CO_{2,\,eq}$/kWh_e.

11.7.4 Kosten

Tabel 11.15 geeft een overzicht van de relevante kosten voor de totstandkoming van het basisbedrag.

Tabel 11.15
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 • Substation, 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 substation), 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 gasgedreven 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.

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 van 2024 tot en met 2038 zoals geraamd in de KEV 2023, van de 3.300 uren waarbij de CO_2 emissie 0 kg/kWh is.

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.

11.7.5 Beschrijving referentie-installaties

In dit advies zijn een gasgedreven 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++.

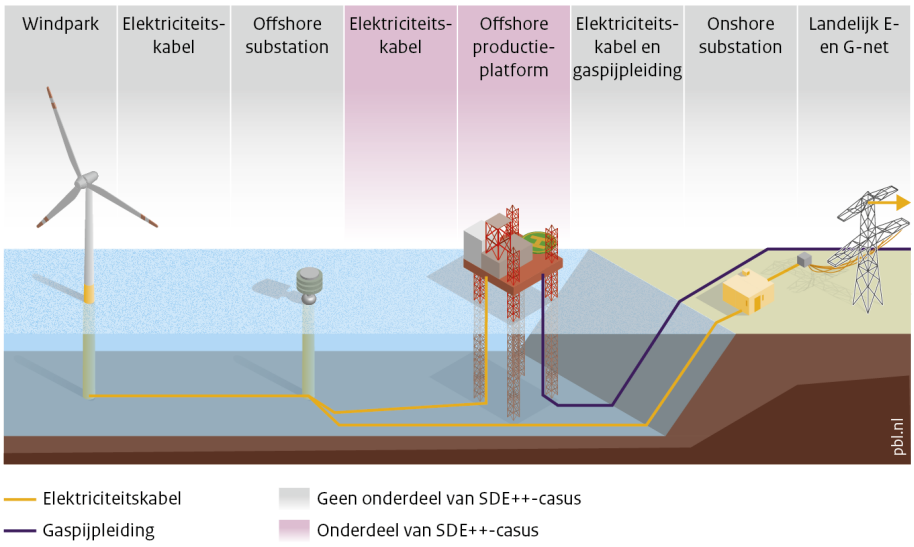
Elektrificatie bestaand offshore olie- en gasplatform

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 sterk verschillen van die in het zuidelijk deel van de Noordzee. De noordelijke platformen hebben namelijk typisch al een elektrisch gedreven compressor en daarmee elektrische infrastructuur op het platform. In het zuidelijk deel van de Noordzee liggen de platformen over het algemeen verder bij een onderstation vandaan. Deze platformen hebben langere kabels nodig om te en hebben daarom hogere kosten om te elektrificeren. Omdat dit de meest voorkomende situatie is gaan we uit van platformen die 70 km kabel nodig hebben. 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 11.2

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 70 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.

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

Een nieuwe categorie dit jaar is elektrificatie van een offshore olie- en gasplatform met een eigen windturbine. 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 (15 MW compressor met 30 MW 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 5.200 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.

11.7.6 Basisbedrag

Tabel 11.16 geeft een samenvatting van de technisch-economische parameters voor de verschillende subcategorieën van elektrificatie van offshore olie- en gasplatformen.

Tabel 11.16
Technisch-economische parameters voor elektrificatie van bestaande offshore olie- en gasplatformen en subsidieparameters voor nieuwe subcategorieën

Parameter	Eenheid	Bestaand offshore platform	Nieuw offshore platform	Offshore platform met eigen windturbine(s)
Inputvermogen	[MW input]	15	15	15
Draaiuren	[uur/jaar]	3.300	3.300	5.200
Kabelkosten (materiaal en aanleg)	[€/kW input]	4.909	4.909	349
Aansluitkosten	[€/kW input]	104	104	0
Compressor[a] en platformaanpassing	[€/kW input]	4.476	1.760	5.734
Onderstation en windturbines	[€/kW input]	0	0	7.680
Investeringskosten (totaal)	[€/kW input]	9.489	6.773	13.763
Vaste O&M-kosten - netwerk	€/kW input/jaar	290	290	0
Vaste O&M-kosten - overig	[€/kW input/jaar]	35,2	35,2	124,9
Vaste O&M-kosten (totaal)	[€/kW input/jaar]	325,2	325,2	124,9
Groothandelsprijs	[€/kWh input]	0,0298	0,0298	0
Energiebelasting	[€/kWh input]	0,0027	0,0027	0
Variabele O&M-kosten	[€/kWh input]	0,0325	0,0325	0
Basisbedrag SDE++	[€/kWh$_e$]	0,5680	0,4460	0,4181
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12	12

a) additionele kosten elektrische drivers

12 Benutting restwarmte uit industrie of datacenters

In dit hoofdstuk worden 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

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 EZK 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
- 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 monitoringsystemen - Temperatuuropnemers - Verdeler(s) - Warmtewisselaar(s)	- Aanschaf warmtepomp - Installatie warmtepomp - Omkasting warmtepomp	- Aanschaf pijpleidingen en appendages - Afzetting werk - Bestrating openen en dichtmaken - Bouwkundige voorzieningen - Grondonderzoek - Graafwerkzaamheden - Grondreiniging en afvoer - Installatie pijpleidingen - Projectmanagement	- 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
- Vaste jaarlijkse onderhoudskosten - Kosten managers en supervisors - Overheadkosten personeel - Administratiekosten - Engineeringskosten (na subsidieaanvraag) - Opstalvergoeding/pacht - Monitoring - Verzekeringen - Milieubelastingen en afvoerkosten (voor bijvoorbeeld afval) - Netwerk- en transportkosten elektriciteit (periodieke aansluitingskosten, periodieke meerlengte kosten, vastrechttarief, kW-gecontracteerd, kW-max)	- 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 basis van een rapport van CE Delft ten behoeve van het PBL-model Vesta-MAIS (CE Delft, 2022). Omdat uit analyse van de meest recente projectplannen blijkt dat met name de in het advies SDE++-2023 aangenomen kosten voor uitkoppeling te hoog zijn geweest, is er een verlaging doorgevoerd van de hiervoor aangenomen kosten ten opzichte van vorig jaar.

Om zoveel mogelijk rekening te houden met de meest recente kostencijfers en de sterk toegenomen inflatie van de afgelopen periode worden alle verzamelde kostengegevens toegerekend naar $euro_{2023}$. Hierbij is rekening gehouden met de kerninflatie op basis van de meest recente cijfers van DNB[41]: +6,8% in juni 2023 ten opzichte van juni 2022. 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 in dit eindadvies uitgegaan van jaarlijkse vaste operationele kosten van 3 procent van de totale investeringskosten. Dat is 1 procentpunt hoger dan in voorgaande jaren, omdat uit projectinformatie blijkt dat 2 procent buiten het bereik ligt van wat er voor bestaande aanvragen is genomen als percentage voor de vaste operationele kosten.

[41] Economische ontwikkelingen en vooruitzichten (DNB, 2023)

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 vastrechttarief. De gehanteerde kosten zijn gebaseerd op de tarievenbesluiten van netbeheerders en een rapport met projecties over toekomstige tarieven van PwC (PwC, 2021). De langetermijntransporttarieven zijn gebaseerd op het gewogen gemiddelde van de tarievenbesluiten voor 2023, vermenigvuldigd met de gemiddelde stijging van de transporttarieven in de jaren 2024-2038 volgens het rapport van PwC. Hierbij is ook rekening gehouden met een aangekondigde verhoging van de transporttarieven in 2024 door TenneT en een schatting van de toename in transporttarieven op de regionale elektriciteitsnetten[42]. Voor de langetermijntransporttarieven van de regionale netbeheerders is de gemiddelde geïndexeerde stijging van het PwC-basispadscenario van 2024 tot en met 2038 ten opzichte van 2023 genomen (235 procent), en voor de transporttarieven van TenneT de gemiddelde geïndexeerde stijging van het PwC-basispadscenario van 2024 tot en met 2030 ten opzichte van 2023 (296 procent). Het berekende netwerktarief (euro/kW_e/jaar) dat hoort bij de aansluiting van de referentie-installatie is vermenigvuldigd met het piekvermogen in elektriciteitsafname (kW_e) van de referentie-installatie om de jaarlijkse netwerkkosten (euro/jaar) te bepalen.

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 2023 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 2024 tot en met 2038 (basislast) zoals geraamd in de KEV 2023: 0,0939 euro/kWh_e.

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 badkuipprofiel met hoge vraag in de winter en lage vraag in de zomer. Daarom is ervoor gekozen om, net als bij het advies SDE++ 2023, 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.

[42] Het gaat hierbij om een relatief grove schatting. De te verwachten verhoging in transporttarieven is moeilijk in te schatten omdat die, onder andere, afhangt van de ontwikkelingen in elektrificatie en decentrale duurzame elektriciteitsproductie, elektriciteitsprijzen, *redispatch*-kosten, kosten voor compensatie van netverliezen, en de methode van het ACM waarmee de inkomsten van netbeheerders bepaald worden.

12.1.4 Restwaarde

Er is aangenomen dat er geen restwaarde is na een subsidieperiode van 15 jaar. Dit hangt niet zozeer samen met de technische levensduur maar met de onzekerheden over levering van warmte op langere termijn. In de praktijk is de verwachting dat leveringscontracten vooralsnog beperkt zullen blijven tot contracten van maximaal 15 jaar. Mogelijk zijn er zelfs extra verwijderingskosten als warmtetransportpijpleidingen na de subsidieperiode niet meer gebruikt worden, maar hier is geen rekening mee gehouden omdat we er in de referentie-installatie van uitgaan dat hij na de subsidieperiode wel in gebruik blijft.

12.1.5 Vermeden CO_2-emissies

De vermeden CO_2-emissies worden bepaald aan de hand van een generieke emissiefactor voor omzetting van aardgas naar warmte van 0,225 kg CO_2/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 CO_2/kWh_e. Deze emissiefactor is berekend op basis van data die zijn gebruikt voor de KEV-2023.

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 ook nu weer 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' wordt er uitgegaan van een referentieproject waarbij er warmte geleverd wordt een aan stadswarmtenet 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:

1. Verhoudingsklasse 1: Lengte-vermogenverhouding ≥ 0,00 en < 0,10 m/kW_{th}
2. Verhoudingsklasse 2: Lengte-vermogenverhouding ≥ 0,10 en < 0,20 m/kW_{th}
3. Verhoudingsklasse 3: Lengte-vermogenverhouding ≥ 0,20 en < 0,30 m/kW_{th}
4. Verhoudingsklasse 4: Lengte-vermogenverhouding ≥ 0,30 en < 0,40 m/kW_{th}
5. Verhoudingsklasse 5: Lengte-vermogenverhouding ≥ 0,40 m/kW_{th}

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 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. In deze categorie wordt uitgegaan van de volgende referentietracélengtes, referentievermogens en referentieverhoudingen:

- Verhoudingsklasse ≥ 0,00 en < 0,10:
  tracélengte = 80 m, vermogen = 8.000 kW_{th} (verhouding 0,01);
- Verhoudingsklasse ≥ 0,10 en < 0,20:
  tracélengte = 880 m, vermogen = 8.000 kW_{th} (verhouding 0,11);
- Verhoudingsklasse ≥ 0,20 en < 0,30:
  tracélengte = 1.680 m, vermogen = 8.000 kW_{th} (verhouding 0,21);
- Verhoudingsklasse ≥ 0,30 en < 0,40:
  tracélengte = 2.480 m, vermogen = 8.000 kW_{th} (verhouding 0,31);
- Verhoudingsklasse ≥ 0,40:
  tracélengte = 3.280 m, vermogen = 8.000 kW_{th} (verhouding 0,41).

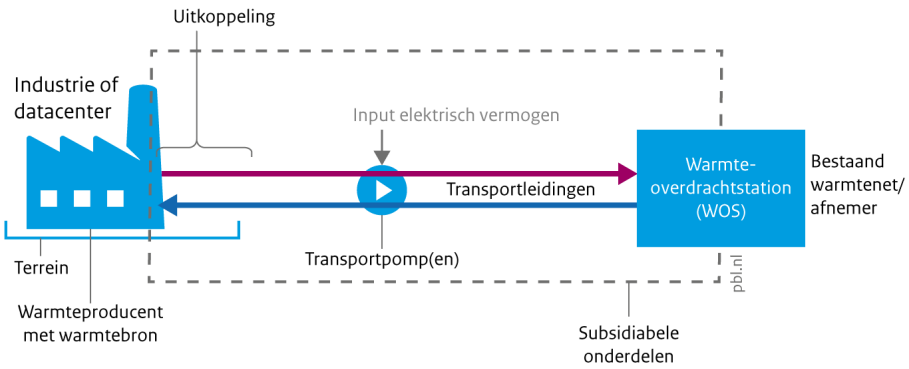
De referentievermogens zijn gekozen op basis van de aannames voor de temperatuur van de aanvoer- en retourtransportleidingen en de pijpleidingdikte in combinatie met het aantal vollasturen. Deze aannames worden in de volgende paragrafen toegelicht. Voor de referentieverhoudingen is in elke klasse gekozen 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 gegeven 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 12.1

Referentieproject restwarmtebenutting zonder warmtepomp



Bron: PBL

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 ($T_{aanvoerleiding}$ = 80 °C). Daarnaast wordt aangenomen dat er gemiddeld circa 50 °C retour komt ($T_{retourleiding}$ = 50 °C). Dit betekent dat we uitgaan van een Delta-t (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). Er is dit jaar gekozen voor een kleinere binnendiameter (DN300) dan vorig jaar (wat resulteert in een kleiner vermogen), omdat dit naar voren is gekomen bij de analyse van recente projectplannen. Deze aannames, gecombineerd met de aanname voor het aantal vollasturen van 5.500 uur/jaar, zie paragraaf 12.1.3, resulteert in een gemiddeld warmtetransportvermogen van 8.000 kW_{th} (ten opzichte van 12.000 kW_{th} vorig jaar).

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 geen rekening houden met warmteverlies een stimulans om restwarmtebronnen te ontsluiten met een zo kort mogelijke afstand tot een warmtenet of afnamepunt.

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 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 MJ_e/MJ_{th} × 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 SDE++ 2023	Advies SDE++ 2024	Advies SDE++ 2023	Advies SDE++ 2024	Advies SDE++ 2023	Advies SDE++ 2024
Lengte-vermogensverhouding	[m/kW_{th}]	≥ 0,0 en < 0,1	≥ 0,0 en < 0,1	≥ 0,1 en < 0,2	≥ 0,1 en < 0,2	≥ 0,2 en < 0,3	≥ 0,2 en < 0,3
Referentievermogen	[MW_{th}]	12	8	12	8	12	8
Vollasturen	[uur/jaar]	5.500	5.500	5.500	5.500	5.500	5.500
Investeringskosten uitkoppeling	[€/kW_{th}]	459	250	459	250	459	250
Investeringskosten pijpleidingen	[€/kW_{th}]	23	21	254	233	484	444
Investeringskosten warmtepomp	[€/kW_{th}]	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.
Investeringskosten overig	[€/kW_{th}]	136	126	159	147	182	168
Investeringskosten totaal[a]	[€/kW_{th}]	618	397	872	630	1.125	863
Vaste O&M-kosten	[€/kW_{th}/ jaar]	12	12	18	19	23	27
Variabele O&M-kosten[a]	[€/kWh_{th}]	0,0000	0,0000	0,0002	0,0001	0,0003	0,0002
Basisbedrag	[€/kWh_{th}]	0,0171	0,0119	0,0243	0,0190	0,0315	0,0262
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15	15	15	15	15
Subsidie-intensiteit	[€/t CO_2]	-79	-107	-47	-75	-16	-43

a) getoond worden afgeronde getallen

Tabel 12.3b
Technisch-economische parameters voor de categorieën restwarmtebenutting zonder warmtepomp

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2023	Advies SDE++ 2024	Advies SDE++ 2023	Advies SDE++ 2024
Lengte-vermogensverhouding	[m/kW_{th}]	≥ 0,3 en < 0,4	≥ 0,3 en < 0,4	≥ 0,40	≥ 0,40
Referentievermogen	[MW_{th}]	12	8	12	8
Vollasturen	[uur/jaar]	5.500	5.500	5.500	5.500
Investeringskosten uitkoppeling	[€/kW_{th}]	459	250	459	250
Investeringskosten pijpleidingen	[€/kW_{th}]	715	656	945	867
Investeringskosten warmtepomp	[€/kW_{th}]	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.
Investeringskosten overig	[€/kW_{th}]	205	190	228	211
Investeringskosten totaal	[€/kW_{th}]	1.379	1.095	1.633	1328
Vaste O&M-kosten	[€/kW_{th}/jaar]	28	34	34	41
Variabele O&M-kosten	[€/kWh_{th}]	0,0005	0,0004	0,0007	0,0005
Basisbedrag	[€/kWh_{th}]	0,0387	0,0334	0,0460	0,0405
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15	15	15
Subsidie-intensiteit	[€/t CO_2]	16	-11	49	20

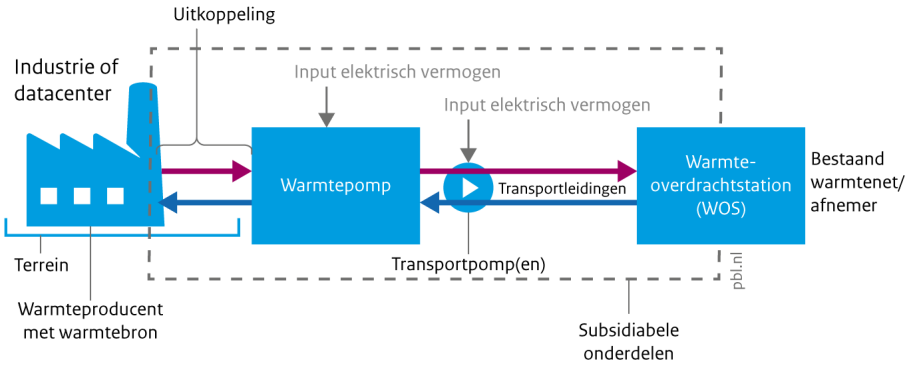
Wanneer de subsidieparameters vergeleken worden met die van het eindadvies SDE++ 2023 valt op dat de totale investeringskosten aanmerkelijk zijn gedaald, ondanks dat er rekening is gehouden met de kerninflatie van juni 2022 tot juni 2023 (zie paragraaf 12.1.1). Een van de verklaringen hiervoor is dat er ten opzichte van vorig jaar is gerekend met aanzienlijk lagere uitkoppelingskosten (zie tevens paragraaf 12.1.1) en dat er gerekend is met een lager thermisch vermogen waardoor de pijpleidingkosten lichtelijk lager uitvallen. Zoals te zien in tabel 12.3 vallen door hiervoor genoemde redenen de uiteindelijke basisbedragen en subsidie-intensiteiten ook lager uit ten opzichte van vorig jaar.

12.2.2 Categorieën Restwarmtebenutting met warmtepomp

In figuur 12.2 is een schematische illustratie gegeven 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 warmtetransportvermogen van 8.000 kW_{th}. Daarnaast geldt door deze plaatsing dat we uitgaan 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 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 Coëfficiënt 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 à 6 MW_{th}.

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 zonder warmtepomp

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2023	Advies SDE++ 2024	Advies SDE++ 2023	Advies SDE++ 2024	Advies SDE++ 2023	Advies SDE++ 2024
Lengte-vermogensverhouding	[m/kW$_{th}$]	≥ 0,0 en < 0,1	≥ 0,0 en < 0,1	≥ 0,1 en < 0,2	≥ 0,1 en < 0,2	≥ 0,2 en < 0,3	≥ 0,2 en < 0,3
Referentievermogen	[MW$_{th}$]	12	8	12	8	12	8
Vollasturen	[uur/jaar]	5.500	5.500	5.500	5.500	5.500	5.500
Investeringskosten uitkoppeling	[€/kW$_{th}$]	380	200	380	200	380	200
Investeringskosten pijpleidingen	[€/kW$_{th}$]	23	21	254	233	484	444
Investeringskosten warmtepomp	[€/kW$_{th}$]	300	320	300	320	300	320
Investeringskosten overig	[€/kW$_{th}$]	158	153	181	174	204	195
Investeringskosten totaal[a]	[€/kW$_{th}$]	861	694	1.115	927	1.369	1160
Vaste O&M-kosten	[€/kW$_{th}$/ jaar]	59	100	65	108	70	115
Variabele O&M-kosten[a]	[€/kWh$_{th}$]	0,0262	0,0276	0,0264	0,0277	0,0266	0,0278
Basisbedrag	[€/kWh$_{th}$]	0,0610	0,0670	0,0682	0,0741	0,0755	0,0813
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15	15	15	15	15
Subsidie-intensiteit	[€/t CO_2]	136	165	173	204	212	242

a) getoond worden afgeronde getallen

Tabel 12.4b
Technisch-economische parameters voor de categorieën restwarmtebenutting zonder warmtepomp

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2023	Advies SDE++ 2024	Advies SDE++ 2023	Advies SDE++ 2024
Lengte-vermogensverhouding	[m/kW$_{th}$]	≥ 0,3 en < 0,4	≥ 0,3 en < 0,4	≥ 0,40	≥ 0,40
Referentievermogen	[MW$_{th}$]	12	8	12	8
Vollasturen	[uur/jaar]	5.500	5.500	5.500	5.500
Investeringskosten uitkoppeling	[€/kW$_{th}$]	380	200	380	200
Investeringskosten pijpleidingen	[€/kW$_{th}$]	715	656	945	867
Investeringskosten warmtepomp	[€/kW$_{th}$]	300	320	300	320
Investeringskosten overig	[€/kW$_{th}$]	227	217	251	238
Investeringskosten totaal	[€/kW$_{th}$]	1.622	1.392	1.876	1.625
Vaste O&M-kosten	[€/kW$_{th}$/jaar]	75	122	81	130
Variabele O&M-kosten	[€/kWh$_{th}$]	0,0267	0,0280	0,0269	0,0281
Basisbedrag	[€/kWh$_{th}$]	0,0827	0,0884	0,0899	0,0956
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15	15	15
Subsidie-intensiteit	[€/t CO_2]	250	280	288	319

Wanneer de subsidieparameters vergeleken worden met die van het eindadvies SDE++ 2023 vallen de volgende punten op:

- De totale investeringskosten aanmerkelijk zijn gedaald, ondanks dat er rekening is gehouden met de kerninflatie van juni 2022 tot juni 2023 (zie paragraaf 12.1.1). Een van de verklaringen hiervoor is dat er ten opzichte van vorig jaar is gerekend met aanzienlijk lagere uitkoppelingskosten (zie tevens paragraaf 12.1.1) en dat er gerekend is met een lager thermisch vermogen waardoor de pijpleidingkosten lichtelijk lager uitvallen.

- De vaste en variabele operationele kosten zijn hoger dan vorig jaar. Dit heeft mede te maken met de nu aangenomen 3% O&M-kosten ten opzichte van de investeringskosten (zie paragraaf 12.1.2) maar vooral doordat de langetermijntarieven voor transport van elektriciteit door de netbeheerders flink hoger zijn dan vorig jaar.

Zoals te zien in tabel 12.4 vallen door de verhoging van de operationele kosten de uiteindelijke basisbedragen en subsidie-intensiteiten hoger uit ten opzichte van vorig jaar, ondanks een verlaging in totale investeringskosten.

13 Waterstof via elektrolyse

In dit eindadvies gaan we in op waterstofproductie via elektrolyse. Op verzoek van het ministerie van EZK gebruiken we de eenheid kilowattuur waterstof (HHV[43]) 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 3 categorieën onderscheiden:

1. elektrolysers die hun elektriciteit van het hoogspanningsnet van Tennet betrekken en alleen tijdens de goedkoopste 3.200 uren van een jaar produceren. Het is dan vrijwel zeker dat de gebruikte elektriciteit volledig hernieuwbaar is;
2. elektrolysers die hun elektriciteit via een directe lijn van een wind- en/of zonnepark op land betrekken;
3. elektrolysers op land die een *power purchase agreement* (PPA) met een windpark op zee en een verbinding met het hoogspanningsnet van Tennet hebben. De elektrolyser heeft dus geen directe lijn met het windpark op zee.

Dit onderscheid is gemaakt omdat de specifieke investeringskosten, het aantal CO_2-vrije vollasturen, 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-elektrolysers en PEM-elektrolysers: de berekende basisbedragen gelden dus voor beide typen.

In dit eindadvies is net als vorig jaar verondersteld dat zowel AEL- als PEM-elektrolysers gedurende periodes dat er geen of onvoldoende[44] CO_2-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.

[43] *Higher heating value*. Voor waterstof is die 141,6 MJ/kg.
[44] Verondersteld is dat elektrolysers die met een wind- en/of zonnepark zijn verbonden (categorie 2 en 3) worden uitgezet als het elektriciteitsaanbod kleiner is dan 10 procent van het elektrolyservermogen.

Net als vorig jaar is in dit eindadvies de hoogte van de specifieke investeringskosten (in euro/kW_e) van elektrolysers 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.[45]

13.1.1 Netgekoppeld

Voor de referentie-installatie van deze categorie wordt uitgegaan van een elektrolyser met een vermogen van 100 MW_e en een aansluiting op het hoogspanningsnet van Tennet. Er is uitgegaan van een bedrijfstijd van 3.200 vollasturen, waarbij gebruik wordt gemaakt van de uren met de laagste groothandelsprijs van elektriciteit.[46] In deze uren worden volgens de KEV 2023 in 2034 in Noordwest-Europa alleen windturbines en zon-pv ingezet als marginale elektriciteitsproductie-installaties[47], waardoor de CO_2-emissiefactor van de gebruikte elektriciteit gedurende die uren 0 kg/kWh is. Uit een analyse met het COMPETES-model van de elektriciteitsproductie in 2035 blijkt dat er jaarlijks ongeveer 90 periodes zijn waarin geen CO_2-vrije elektriciteit van het net beschikbaar is. In de praktijk zal dit afhangen van de weersomstandigheden in een gegeven jaar. Zoals gezegd wordt er in dit eindadvies van uitgegaan dat de elektrolysers in die periodes worden uitgezet. Alleen voor de veiligheids- en hulpsystemen (ventilatie, pompen, verlichting en dergelijke) wordt gedurende deze periodes een geringe hoeveelheid – naar schatting 1 tot 2 procent van de nominale capaciteit – elektriciteit gebruikt. De indirecte CO_2-emissie die daarmee samenhangt wordt in dit advies verwaarloosd.

13.1.2 Directe lijn met wind- en/of zonnepark op land

Voor elektrolysers die via een directe lijn zijn gekoppeld worden 3 verschillende referentieconfiguraties onderscheiden:

- Een elektrolyser van 25 MW, gekoppeld aan een modern windpark van 100 MW, 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.

---

[45] Bijvoorbeeld: als de investeringskosten voor een elektrolyser van 10 MW y euro bedragen, dan bedragen de investeringskosten voor een elektrolyser van 100 MW geen 10 y euro, maar $(100/10)^{0,8}$ * y euro, oftewel 6,3 y euro. De specifieke investeringskosten (in euro/kW_e) voor de 100 MW elektrolyser zijn dus 63 procent van die voor de 10 MW elektrolyser. 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 elektrolyser 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.

[46] Volgens de berekeningen voor de KEV 2023 met het elektriciteitsproductiemodel COMPETES van het PBL is in 2035 3.300 uur CO_2-vrije stroom op het net beschikbaar (dit zijn de uren met de laagste groothandelsprijs). Er wordt echter rekening mee gehouden dat de elektrolysers jaarlijks 3 procent van de tijd gepland of niet-gepland stilstaan voor onderhoud. Die 3 procent stilstand is naar rato verdeeld over de CO_2-vrije en de niet-CO_2-vrije uren. Er resteren dan (afgerond) 3.200 CO_2-vrije productie-uren.

[47] Marginale elektriciteitsproductie-installaties zijn de installaties die worden bijgeschakeld als de elektriciteitsvraag stijgt.

- Een elektrolyser van 10 MW, gekoppeld aan een zonnepark van 100 MWp. Het basisbedrag is bij deze vermogensverhouding lager dan bij hogere of lagere vermogensverhoudingen.
- Een elektrolyser van 50 MW, gekoppeld aan een gecombineerd wind- en zonnepark, bestaande uit een windpark van 100 MW, een zonnepark van 200 MW met een omvormer van 100 MW en een gezamenlijke kabel van 100 MW (*cable pooling*). Deze configuratie is gericht op het maximaliseren van het aantal vollasturen. Het basisbedrag is bij een vermogensverhouding van 50 procent[48] lager dan bij hogere of lagere vermogensverhoudingen.

In alle configuraties 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- of zonarme momenten lager is dan het vermogen van de elektrolyser, alle opgewekte elektriciteit aan de elektrolyser wordt geleverd. Op systeemniveau kleeft er wel een nadeel aan dergelijke lage vermogensverhoudingen, aangezien elektrolysers op zon- 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. Dat uitgangspunt leidt jaarlijks tot 160 stops en starts bij koppeling met een windpark, 365 stops en starts bij koppeling met een zonnepark en 140 stops en starts bij koppeling met een gecombineerd park met *cable pooling*. Net als bij netgekoppelde elektrolysers is gedurende de stops alleen voor de veiligheids- en hulpsystemen een geringe hoeveelheid elektriciteit van het net nodig.[49] De indirecte CO_2-emissie die daarmee samenhangt wordt in dit advies verwaarloosd.

[48] Ten opzichte van het vermogen van de kabel (100 MW).
[49] 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.

13.1.3 Power purchase agreement met windpark op zee

Naar aanleiding van de publicatie van de gedelegeerde handeling C(2023) 1087 final[50] van februari 2023 is in dit eindadvies een nieuwe categorie toegevoegd. Deze categorie simuleert een configuratie waarin een elektrolyser van 100 MW_e op land via het hoogspanningsnet van Tennet hernieuwbare elektriciteit betrekt 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 advies 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 afnemers[51]. 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 windpark[52]. Bij deze configuratie zijn er jaarlijks 300 stops en starts. Tijdens de stops is alleen voor de veiligheids- en hulpsystemen een geringe hoeveelheid elektriciteit van het net nodig. De indirecte CO_2-emissie die daarmee samenhangt wordt in dit advies verwaarloosd.

13.2 Specifiek elektriciteitsgebruik

Voor de berekening van het basisbedrag is in alle categorieën uitgegaan van een gemiddeld elektriciteitsgebruik van 1,48 kWh/kWh_{HHV} waterstof over de gehele subsidieduur (15 jaar). Dit komt overeen met 58,3 kWh/kg waterstof 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} H_2 (η = 70,2 procent) voor de gehele fabriek (dus inclusief elektriciteitsverbruik door pompen, verlichting en dergelijke), een degradatie van de elektroden van 2 procent per jaar en vervanging van de stacks in het zesde en in het elfde jaar van de subsidieperiode.

[50] Commission delegated regulation (EU) of 10.2.2023 supplementing Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council by establishing a Union methodology setting out detailed rules for the production of renewable liquid and gaseous transport fuels of non-biological origin.

[51] Hier is voor gekozen omdat als elektrolysers 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 concept Nationaal plan energiesysteem (NPE) voor elektrolysers wordt beoogd. Daarmee wordt bedoeld dat elektrolysers vooral elektriciteit afnemen als er overvloedig aanbod van WoZ-elektriciteit is. Een voorrangsregeling zou feitelijk neerkomen op het tegenovergestelde. Bij deze categorie (PPA met WoZ) gaat het naar verwachting om zeer grote projecten (> 100 MW), met potentieel grote invloed op het elektriciteitssysteem; bij de directelijnprojecten – waar zoals gezegd wel met een voorrangsregeling 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 voorrangsregeling relatief weinig invloed hebben op het elektriciteitssysteem. Om deze reden hebben we dus ook geen staffel in vollasturen onderzocht, zoals gevraagd was in de uitgangspunten.

[52] Het aantal vollasturen van de elektrolyser is 3 procent lager vanwege gepland en niet-gepland onderhoud.

13.3 Kosten

13.3.1 Specifieke investeringskosten en kosten vervanging van stacks

Op basis van marktinformatie is in dit advies – net als in het advies voor 2023[53] - voor een elektrolyser van 100 MW gerekend met specifieke investeringskosten van 2.200 euro/kW_e. Deze kosten betreffen de totale kosten van installatie.[54] Bij directelijnprojecten 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 6e en 11e jaar zijn voor een 100 MW elektrolyser geraamd op 2 maal 10 procent van de investeringskosten, oftewel in totaal 440 euro/kW_e.

Uitgaande van een schaalfactor van 0,8 (zie paragraaf 13.1) bedragen de specifieke investeringskosten voor elektrolysers van 75, 50, 25 en 10 MW respectievelijk 2.330, 2.527, 2.903 en 3.487 euro/kW_e. De kosten voor het tweemaal vervangen van de stacks bedragen ook bij deze kleinere elektrolysers in totaal 440 euro/kW_e.[55]

13.3.2 Vaste O&M-kosten

Onderhoud

Op basis van marktinformatie wordt voor jaarlijkse vaste onderhoudskosten bij alle categorieën uitgegaan van 4 procent van de investeringskosten.

Netwerkkosten en vaste kosten elektriciteitsaansluiting

De netwerkkosten en vaste kosten voor de elektriciteitsaansluiting van een netgekoppelde elektrolyser van 100 MW (categorie 1 en 3) bedragen 274 euro/kW_e/jaar. Daarbij is verondersteld dat de elektrolysers zijn verbonden met het hoogspanningsnet van Tennet. Elektrolysers 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.

[53] Tijdens de marktconsultatie hebben we geen nieuwe informatie omtrent specifieke investeringskosten ontvangen.
[54] In het Engels: *Total Installed Costs*.
[55] Omdat de stacks een modulair karakter hebben is verondersteld dat de kosten per kW_e onafhankelijk zijn van het vermogen van de elektrolyser. Anders gezegd: het vervangen van 100 MW aan stacks kost 10 keer zoveel als het vervangen van 10 MW aan stacks.

13.3.3 Variabele O&M-kosten

Elektriciteitskosten

Bij netgekoppelde elektrolysers (categorie 1) is gerekend met een elektriciteitsprijs van 0,0290 euro/kWh. Uitgaande van een omzettingsrendement van 67,5 procent bedragen de elektriciteitskosten 0,043 euro/kWh_{HHV} waterstof. 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. Deze kale groothandelsprijs bedraagt 0,0286 euro/kWh en is berekend als het gemiddelde van alle 3.200 laagste uurlijkse groothandelsprijzen in de jaren 2024-2038 volgens de COMPETES-berekeningen voor de KEV 2023. De overige 10 procent wordt gebruikt voor randapparatuur zoals pompen en verlichting; voor dat deel moet wel energiebelasting worden betaald. De prijs van deze elektriciteit bedraagt 0,0323 euro/kWh.[56]

Bij directelijnprojecten met een wind- en/of zonnepark en bij een PPA met een windpark op zee (categorie 2 en 3) is verondersteld dat de uurlijkse prijzen van de geleverde elektriciteit gelijk zijn aan de uurlijkse groothandelsprijzen van elektriciteit van het net. De gemíddelde elektriciteitsprijzen waarmee in het OT-model is gerekend zijn berekend door de som van de 8.760 uitkomsten[57] van het uurlijkse verbruik van de elektrolysers maal de uurlijkse groothandelsprijs[58] te delen door het jaarlijkse verbruik van de elektrolysers. Het betreft dus een gewogen gemiddelde prijs op basis van verbruik.

In categorie 2 (directelijnverbinding met wind- en/of zonnepark op land) bedraagt de aldus berekende gemiddelde prijs van elektriciteit uit een windpark 0,0772 euro/kWh_e (bij een vermogensverhouding van 25 procent), die van elektriciteit uit een zonnepark 0,0876 euro/kWh_e (bij een vermogensverhouding van 10 procent) en die van elektriciteit uit het gecombineerde wind- en zonnepark 0,0785 euro/kWh_e (bij een vermogensverhouding van 50 procent[59]). 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 0,114, 0,130 en 0,116 euro/kWh_{HHV} waterstof.

---

[56] De gebruikte elektriciteitsprijs van 0,0290 euro/kWh is dus berekend als (0,9*0,0286 + 0,1*0,0323)/1.
[57] Het aantal uren in een jaar.
[58] Deze uurlijkse groothandelsprijzen (berekend met COMPETES voor de KEV 2023) zijn het gemiddelde van de uurlijkse groothandelsprijzen in de jaren 2024-2038. 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 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 elektrolysers die hun elektriciteit van individuele windparken zullen betrekken.
[59] Deze prijs geldt alleen voor een gecombineerd park met specificaties zoals eerder in dit hoofdstuk zijn beschreven.

In categorie 3 (PPA met windpark op zee en verbinding via het hoogspanningsnet van Tennet) bedraagt de aldus berekende gemiddelde elektriciteitsprijs 0,076 euro/kWh_e. Daarbij is rekening gehouden met 0,0037 euro/kWh_e energiebelasting op 10 procent van het elektriciteitgebruik. Uitgaande van een omzettingsrendement van 67,5 procent bedragen de elektriciteitskosten 0,113 euro/kWh_{HHV} waterstof.

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 er afnemers voor deze bijproducten kunnen worden gevonden. 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 HBE's verstrekt. Het kabinet heeft in mei 2022 aangekondigd dat tot 2030 HBE's mogelijk ook worden verstrekt voor groene waterstof die wordt ingezet als vervanger van grijze waterstof bij de raffinage van aardolie.[60] Bij conventionele biobrandstoffen vertegenwoordigen HBE's van 1 gigajoule een waarde van 10-15 euro. Voor groene waterstof geldt echter een vermenigvuldigingsfactor van 2,5. Dat betekent dat 1 kg groene waterstof (2,5 *0,12 GJ_{LHV} =) 0,3 HBE's kan opleveren, met een waarde van 3,0 tot 4,5 euro.[61] De potentiële opbrengsten van HBE's zijn niet meegenomen in het correctiebedrag omdat we te weinig inzicht hebben in de inzet van waterstof.

13.4 Vermeden CO_2

De vermeden CO_2 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 IEAGHG[62] een emissiefactor van 9 kg CO_2 per kg waterstof, oftewel 0,229 kg CO_2 per kWh_{HHV} waterstof. Aangezien elektrolysers in alle drie categorieën alleen CO_2-vrije elektriciteit gebruiken[63] is de vermeden CO_2-emissie eveneens 0,229 kg CO_2 per kWh_{HHV} waterstof.

---

[60] EZK (2022) Kamerstuk 32813, nr. 1042. In deze brief kondigt het kabinet aan 'dat van 2025 tot en met 2030 het gebruik van hernieuwbare waterstof in raffinageprocessen op beheersbare wijze onderdeel zal zijn van de systematiek voor transport, of van een mogelijke nieuwe systematiek voor de industrie die het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK) verkent met oog op de herziening van de EU-richtlijn voor hernieuwbare energie (RED II) uit het Fit-for-55 pakket'. In latere kamerstukken – onder andere de kamerbrief 'Start implementatie RED III voor vervoer' van 19 januari 2023 - wordt dit verder uitgewerkt.

[61] Dat is 0,08 tot 0,11 euro per kWh_{HHV} waterstof.

[62] Techno-Economic Evaluation of SMR Based Standalone (Merchant) Hydrogen Plant with CCS.

[63] Zoals eerder is aangegeven wordt de indirecte CO_2-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 Netgekoppeld

Tabel 13.1 geeft voor netgekoppelde waterstofproductie via elektrolyse een overzicht van het basisbedrag en de daarbij gebruikte gegevens. De elektrolyser produceert alleen tijdens de 3.200 uren van een jaar waarin de elektriciteitsprijzen het laagst zijn.

Tabel 13.1
Technisch-economische parameters waterstofproductie via netgekoppelde elektrolyse

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2023	Advies SDE++ 2024
Installatiegrootte	[MW_e]	100	100
Installatiegrootte	[$MW_{HHV}\ H_2$]	67,5	67,5
Vollasturen	[uur/jaar]	5.150	3.200
Specifieke investeringskosten	[€/kW_e]	2.200	2.200
Vaste O&M-kosten (inclusief netwerkkosten)	[€/kW_e/jaar]	224,1	362,0
Variabele O&M-kosten	[€/$kWh_{HHV}\ H_2$]	0,0864	0,0430
Basisbedrag	[€/$kWh_{HHV}\ H_2$]	0,2598	0,3796
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

Tabel 13.2 geeft voor de jaren 2024 tot en met 2038 het aantal uren waarin netgekoppelde productie van waterstof volgens de KEV 2023 een lagere netto-emissiereductie heeft dan waterstofproductie via SMR.

Tabel 13.2
Aantal uren waarin netgekoppelde waterstofproductie via elektrolyse een lagere emissiefactor heeft dan waterstofproductie via SMR, in de jaren 2024 - 2038

Jaar	Aantal uren
2024	0
2025	0
2026	0
2027	2.910
2028	3.909
2029	4.999
2030	8.760
2031	8.760
2032	8.760
2033	8.760
2034	8.760
2035	8.760
2036	8.760
2037	8.760
2038	8.760

13.5.2 Directe lijn

Tabel 13.3 geeft voor directelijnprojecten met een windpark een overzicht van het basisbedrag en de daarbij gebruikte gegevens.

Tabel 13.3
Technisch-economische parameters waterstofproductie via elektrolyse met een directelijnverbinding met een windpark van 100 MW

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2023	Advies SDE++ 2024
Installatiegrootte	[MW_e]	25	25
Installatiegrootte	[MW_{HHV} H_2]	16,88	16,88
Vollasturen	[uur/jaar]	5.448	5.448
Specifieke investeringskosten	[€/kW_e]	2.903	2.903
Vaste O&M-kosten	[€/kW_e/jaar]	116,1	116,1
Variabele O&M-kosten	[€/kWh_{HHV} H_2]	0,1123	0,1143
Basisbedrag	[€/kWh_{HHV} H_2]	0,2696	0,2727
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

Tabel 13.4 geeft voor directelijnprojecten met een 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 zonnepark van 100MW

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2023	Advies SDE++ 2024
Installatiegrootte	[MW_e]	10	10
Installatiegrootte	[MW_{HHV} H_2]	6,75	6,75
Vollasturen	[uur/jaar]	3.180	3.180
Specifieke investeringskosten	[€/kW_e]	3.487	3.487
Vaste O&M-kosten	[€/kW_e/jaar]	139,5	139,5
Variabele O&M-kosten	[€/kWh_{HHV} H_2]	0,1252	0,1298
Basisbedrag	[€/kWh_{HHV} H_2]	0,4358	0,4427
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

Tabel 13.5 geeft voor directelijnprojecten met een gecombineerd wind- en zonnepark een overzicht van het basisbedrag en de daarbij gebruikte gegevens.

Tabel 13.5
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++ 2023	Advies SDE++ 2024
Installatiegrootte	[MW_e]	50	50
Installatiegrootte	[MW_{HHV} H_2]	33,75	33,75
Vollasturen	[uur/jaar]	5.845	5.845
Specifieke investeringskosten	[€/kW_e]	2.527	2.527
Vaste O&M-kosten	[€/kW_e/jaar]	101,1	101,1
Variabele O&M-kosten	[€/kWh_{HHV} H_2]	0,1136	0,1163
Basisbedrag	[€/kWh_{HHV} H_2]	0,2445	0,2482
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

13.5.3 PPA met windpark op zee

Tabel 13.6 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 13.6
Technisch-economische parameters waterstofproductie via elektrolyse met een PPA en een netverbinding met een windpark op zee

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2023	Advies SDE++ 2024
Installatiegrootte	[MW_e]	-	100
Installatiegrootte	[MW_{HHV} H_2]	-	67,5
Vollasturen	[uur/jaar]	-	3.740
Specifieke investeringskosten	[€/kW_e]	-	2.200
Vaste O&M-kosten	[€/kW_e/jaar]	-	362,0
Variabele O&M-kosten	[€/kWh_{HHV} H_2]	-	0,1121
Basisbedrag	[€/kWh_{HHV} H_2]	-	0,4082
Looptijd subsidie	[jaar]	-	15

14 CO_2-afvang en -opslag

In dit hoofdstuk gaan we in op SDE++-categorieën die betrekking hebben op CO_2-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 CO_2-opslag bij bestaande CO_2-afvanginstallaties
- Variant 2: volledige CO_2-opslag bij bestaande CO_2-afvanginstallaties
- Variant 3: nieuwe pre-combustion CO_2-afvanginstallaties bij bestaande installaties
- Variant 4: nieuwe pre-combustion CO_2-afvanginstallaties bij waterstofproductie uit industriële reststoffen
- Variant 5: nieuwe post-combustion CO_2-afvanginstallaties bij bestaande industriële installaties
- Variant 6: nieuwe post-combustion CO_2-afvanginstallaties bij bestaande afval- en biomassaverbrandingsinstallaties
- Variant 7: nieuwe pre-combustion CO_2-afvanginstallaties bij nieuwe installaties
- Variant 8: nieuwe post-combustion CO_2-afvanginstallaties bij nieuwe installaties

Voor alle varianten wordt er onderscheid gemaakt tussen gasvormig transport van CO_2 (variant A) en vloeibaar transport van CO_2 (variant B). Voor Variant 1 is er ook een Variant C toegevoegd waarbij de referentie vloeibaar transport van CO_2 is, gebruik makend van een bestaande vervloeiingsinstallatie. Hierdoor zijn er in totaal 17 varianten.

Er wordt voor de correctiebedragen onderscheid gemaakt tussen bedrijven die een ETS-voordeel hebben bij toepassing van CCS en bedrijven die geen ETS-voordeel hebben. Het effect op de subsidie-intensiteit van de varianten is te vinden in Hoofdstuk 15.

14.1 Algemene ontwikkelingen

Het advies is op enkele punten aangepast vergeleken met het eindadvies voor de SDE++ 2023.

Er zijn enkele algemene veranderingen aangebracht op basis van de KEV 2023: het elektriciteitstarief is verhoogd naar 0,0939 euro/kWh, het warmtetarief is verhoogd naar 0,0462 euro/kWh_{th} en de gemiddelde emissiefactor van elektriciteit is verhoogd naar 0,125 kg CO_2/kWh_e. Voor de categorie bestaande CO_2-afvanginstallatie (varianten 1 en 2) is er een hogere stijging van de energiekosten in dit advies doordat er in 2023 voor deze categorie nog met (lagere) elektriciteitsprijzen op basis van de KEV 2021 gerekend was. Het correctiebedrag voor de berekening van de subsidie-intensiteit is voor bedrijven met een ETS-voordeel is verhoogd naar 137,3776 euro/ton CO_2 en blijft voor bedrijven die geen ETS-voordeel hebben 0 euro/ton CO_2.

Het advies voor de categorie *post-combustion*-CCS bij AVI's is uitgebreid met toepassing op bestaande biomassaenergiecentrales. De rookgassen van een biomassaenergiecentrale zijn vergelijkbaar in samenstelling met die van een AVI. Als referentie-installatie is net als in het advies voor de SDE++ 2023 een AVI gebruikt. De marktinkomsten van CO2-afvang en opslag verschillen wel tussen AVI's en biomassaenergiecentrales. AVI's gaan vanaf 2026 onder de ETS gaan vallen en hebben dus

een ETS-voordeel bij toepassing van CCS voor wat betreft de fossiele fractie in de uitstoot. Deze was in 2023 36%. Voor *stand-alone* biomassaenergiecentrales is het de verwachting dat er geen ETS-voordeel is bij het toepassen van CCS.

De variabele O&M-kosten zijn voor de categorieën bestaande afvanginstallaties, nieuwe pre-combustion-afvang bij bestaande installatie en post-combustion-afvang bij nieuwe en bestaande installaties verhoogd van 2,9 euro/ton CO_2 naar 4,9 euro/ton CO_2 om de gestegen kosten van oplosmiddelen mee te nemen. Voor de categorie post-combustion-CCS bij AVI's en BEC's zijn de kosten voor oplosmiddelen verder verhoogd naar 6,4 euro/ton CO_2 door de hogere oplosmiddel degradatie door de samenstelling van de rookgassen bij deze installaties.

14.2 CO_2-opslag bij bestaande afvanginstallaties

Deze subcategorie is bedoeld voor industriële installaties waar al CO_2-afvang plaatsvindt en waar deze deels nuttig wordt gebruikt (tuinders, frisdrank, ureum) en deels afgeblazen wordt. Het afvangen en nuttig gebruiken van CO_2 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 keuzetussen de twee varianten. Er is een aparte categorie voor CO_2-levering aan de glastuinbouw toegevoegd in hoofdstuk 15.

14.2.1 Variant 1: gedeeltelijke levering van CO_2 aan een CO_2-transportnetwerk voor CO_2-opslag

Als referentie-situatie is gekozen voor continue CO_2-afvang met seizoenslevering aan tuinders. Uitgangspunt is dat de huidige levering aan tuinders gecontinueerd wordt en dat de CO_2-opslag additioneel is. Daarom wordt er voor de referentie-installatie aangenomen dat deze halftijds (4.000 draaiuren) zal opereren. De kosten voor de CO_2-afvanginstallatie worden gedekt door de huidige activiteiten, waardoor de investeringen voor variant 1A beperkt zijn tot een additionele compressor en aansluiting op een CO_2-transport- en -opslagnetwerk. Additionele compressie is vereist, omdat de CCU-pijpleiding op een lagere druk (22 bar) opereert dan het CO_2-transport- en -opslagnetwerk (35 bar). De capaciteit van de aansluiting is gedimensioneerd op de maximale CO_2-afvangcapaciteit, zodat afgevangen CO_2 kan worden ingevoed in het CO_2-transport- en -opslagnetwerk wanneer er geen levering plaatsvindt aan afnemers.

De operationele kosten bestaan uit de verwerkingstoeslag, energiekosten voor afvang en compressie, en vaste en variabele O&M-kosten voor compressie en de aansluiting op het CO_2-transport-en opslagnetwerk. Voor de energiekosten voor CO_2-afvang is een bestaande pre-combustion-installatie als referentie gebruikt.

Voor variant 1B is aangenomen dat er gasvormig CO_2 geleverd wordt aan nabijgelegen glastuinders en dat additioneel afgevangen CO_2 vloeibaar getransporteerd wordt naar een CO_2-transport- en opslagnetwerk. Investeringskosten zijn voor een nieuwe vervloeiingsinstallatie en tijdelijke opslag op de afvanglocatie voor transport plaatsvindt. Door de onregelmatige levering van CO_2 aan de tuinders en voor opslag gedurende het jaar is de benodigde vervloeiingscapaciteit ingeschat op

basis van de benodigde piekcapaciteit van 125 ton CO_2 per uur (of 1 Mton CO_2 per jaar) . De operationele kosten bestaan uit de verwerkingstoeslag, energiekosten voor afvang en vervloeiing, en vaste en variabele O&M-kosten voor de vervloeiingsinstallatie. Voor de energiekosten is een bestaande pre-combustion-installatie als referentie gebruikt.

Voor variant 1C is aangenomen dat er al vloeibaar CO_2 geleverd wordt aan de tuinders en dat er voor CCS gebruikgemaakt 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 CO_2-opslag op de afvanglocatie uitgebreid wordt met voldoende capaciteit om maximaal 3 dagen afgevangen CO_2 voor opslag op te slaan. Investerings- en onderhoudskosten voor de uitbreiding van de CO_2-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 verwerkingstoeslag voor transport en opslag. Voor de energiekosten is een bestaande pre-combustion-installatie als referentie gebruikt. Voor deze varianten is aangenomen dat de jaarlijks kosten voor CO_2-transport en -opslag gelijk zijn aan de jaarlijkse kosten voor volledige levering van CO_2 voor opslag. Doordat er de helft zo veel CO_2 opgeslagen wordt, betekent dit een verdubbeling van het verwerkingstarief ten opzichte van de referentietarieven.

14.2.2 Variant 2: volledige levering van CO_2 aan een CO_2-transportnetwerk voor CO_2-opslag

Als referentie-situatie is gekozen voor continue CO_2-afvang, waarbij alle afgevangen CO_2 wordt getransporteerd en vervolgens wordt opgeslagen. Aangenomen is dat de bestaande CO_2-afvanginstallatie gebruikt kan worden en er geen additionele investeringen gemaakt moeten worden voor de CO_2-afvang. De investeringskosten voor variant A beperken zich daardoor tot de uitbreiding van compressie en de aansluiting op het CO_2-transport- en -opslagnetwerk. De investeringskosten zijn daarmee gelijk aan de investeringskosten voor variant 1A. Voor variant 2B is net als bij variant 1B aangenomen dat er een nieuwe vervloeiingsinstallatie nodig is voor een piekcapaciteit van 125 ton CO_2 per uur, waardoor de investeringskosten gelijk zijn aan de investeringskosten van variant 1B.

De operationele kosten bestaan uit de verwerkingstoeslag, energiekosten voor afvang en compressie of vervloeiing, en vaste en variabele O&M-kosten voor compressie en de aansluiting op het CO_2-transport- en opslagnetwerk. Voor de energiekosten voor CO_2-afvang is een bestaande pre-combustion-installatie als referentie gebruikt. Voor deze categorie is de stijging in energiekosten hoger dan bij andere categorieën, doordat er in het advies voor de SDE++ 2023 de stijging in elektriciteitskosten te beperkt was meegenomen. Ook zijn er dit jaar variabele O&M-kosten meegenomen voor het gebruik van oplosmiddelen, die voor het advies voor de SDE++ 2023 nog niet meegenomen waren.

Opgemerkt wordt dat bij deze variant de tuinders die CO_2 geleverd krijgen, afhankelijk worden van alternatieve bronnen voor CO_2, waaronder eigen verbranding van aardgas. Dit zou een ongewenst effect zijn uit het oogpunt van nationale emissies. Hiermee is geen rekening gehouden bij het bepalen van de rangschikking van deze technologie in termen van kosten per vermeden CO_2-emissie. Voor de referentie-installatie zijn de volgende kostenparameters gebruikt (zie tabel 14.2).

Tabel 14.1
Technisch-economische en subsidieparameters voor CO_2-afvang bij bestaande CO_2-afvanginstallatie, gedeeltelijke levering van CO_2 aan een CO_2-opslagnetwerk[a]

Parameter	Eenheid	SDE++ 2023 Variant 1A	SDE++ 2024 Variant 1A	SDE++ 2023 Variant 1B	SDE++ 2024 Variant 1B	SDE++ 2023 Variant 1C	SDE++ 2024 Variant 1C
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	125	125	125	125	125
Afgevangen CO_2 voor opslag	[Mt CO_2 afvang/jaar]	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Vermeden CO_2	[Mt CO_2 vermeden/jaar]	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45
Investeringskosten	[miljoen €]	33,7	33,7	151,1	151,1	6,8	6,8
Vaste O&M-kosten	[miljoen €/jaar]	1,0	1,0	4,5	4,5	0,3	0,3
Energieverbruik elektriciteit	[kWh_e/t CO_2 afvang]	175	175	212	212	212	212
Energieverbruik warmte	[kWh_{th}/t CO_2 afvang]	313	313	313	313	313	313
Energiekosten elektriciteit	[€/t CO_2]	8,1	16,4	9,8	19,9	9,8	19,9
Energiekosten warmte	[€/t CO_2]	14,1	14,5	14,1	14,5	14,1	14,5
Variabele O&M-kosten	[€/t CO_2]	0,0	4,9	0,0	4,9	0,0	4,9
Verwerkingstoeslag	[€/t CO_2 afvang]	143,6	143,6	173,2	173,2	173,2	173,2
Basisbedrag	[€/t CO_2 afvang]	193,2830	208,3093	265,9978	283,2610	219,1409	236,0869
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15	15	15	15	15

a) Gebruikte varianten:

Variant 1A: Gedeeltelijke CO_2-opslag bij bestaande CO_2-afvanginstallaties, gasvormig transport
Variant 1B: Gedeeltelijke CO_2-opslag bij bestaande CO_2-afvanginstallaties,vloeibaar transport.
Variant 1C: Gedeeltelijke CO_2-opslag bij bestaande CO_2-afvanginstallaties, vloeibaar transport met bestaande vervloeiingsinstallatie.

Tabel 14.2
Technisch-economische en subsidieparameters voor CO_2-afvang bij bestaande CO_2-afvanginstallatie, volledige levering van CO_2 aan een CO_2-opslagnetwerk[a]

Parameter	Eenheid	SDE++ 2023 Variant 2A	SDE++ 2024 Variant 2A	SDE++ 2023 Variant 2B	SDE++ 2024 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	0,90	0,90	0,90
Investeringskosten	[miljoen €]	33,7	33,7	151,1	151,1
Vaste O&M-kosten	[miljoen €/jaar]	1,0	1,0	4,5	4,5
Energieverbruik elektriciteit	[kWh_e/t CO_2 afvang]	175	175	212	212
Energieverbruik warmte	[kWh_{th}/t CO_2 afvang]	313	313	313	313
Energiekosten elektriciteit	[€/t CO_2]	8,1	16,4	9,8	19,9
Energiekosten warmte	[€/t CO_2]	14,1	14,5	14,1	14,5
Variabele O&M-kosten	[€/t CO_2]	0,0	4,9	0,0	4,9
Verwerkingstoeslag	[€/t CO_2 afvang]	71,8	71,8	86,6	86,6
Basisbedrag	[€/t CO_2 afvang]	108,8450	123,8342	146,1369	163,2340
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15	15	15

Gebruikte varianten:

Variant 2A: Volledige CO_2-opslag bij bestaande CO_2-afvanginstallaties, gasvormig transport
Variant 2B: Volledige CO_2-opslag bij bestaande CO_2-afvanginstallaties, vloeibaar transport.

14.2.3 Combinatie van CCS en CCU

De varianten waar een gedeelte van de afgevangen CO_2 ingezet wordt voor nuttig gebruik (varianten 1A, 1B, en 1C) zijn ook te combineren met nieuwe CO_2-afvanginstallaties uit het SDE++-advies voor CO_2-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 CO_2 aan de glastuinbouw. De benodigde investering in een vervloeiingsinstallatie om vloeibaar CO_2 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 CO_2-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. 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	Ja	Nee
CCU-variant 7C	Ja	Nee	Ja

14.3 CO_2-opslag bij bestaande industriële installaties

14.3.1 Nieuwe pre-combustion-CO_2-afvanginstallaties bij bestaande installaties

Deze subcategorie is opengesteld voor alle bestaande industriële installaties waarvoor pre-combustion-CCS wordt overwogen. Bij pre-combustion-CO_2-afvang wordt de CO_2 verwijderd in het productieproces. Doorgaans zijn dit stromen met middelhoge CO_2-concentraties (circa 50-90%). Als referentie is gekozen voor het toepassen van CO_2-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.

Na CO_2-afvang met behulp van pre-combustiontechnieken wordt de CO_2 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 CO_2-afvangkosten, maar dit hebben we niet met de beschikbare industriedata kunnen onderbouwen. Daarom is er geen aanleiding om verschillende basisbedragen te berekenen.

Investeringen voor de referentie-installatie voor variant 3A bestaan uit een pre-combustion-CO_2-afvanginstallatie, reinigingsinstallatie, compressie en een aansluiting op een gasvormig-CO_2-transport- en opslagnetwerk. Voor variant 3B bestaan de investeringskosten uit een pre-combustion-CO_2-afvanginstallatie, reinigingsinstallatie en een vervloeiingsinstallatie, inclusief een terminal met op- en overslagfaciliteiten.

Tabel 14.4
Technisch-economische en subsidieparameters voor nieuwe pre-combustion-CO_2-afvang bij bestaande installaties[a]

Parameter	Eenheid	SDE++ 2023 Variant 3A	SDE++ 2024 Variant 3A	SDE++ 2023 Variant 3B	SDE++ 2024 Variant 3B
Aantal draaiuren	[uur/jaar]	8.000	8.000	8000	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	0,33
Investeringskosten	[miljoen €]	70,1	70,1	104,7	104,7
Vaste O&M-kosten	[miljoen €/jaar]	2,1	2,1	3,1	3,1
Energieverbruik elektriciteit	[kWh_e/t CO_2 afvang]	175	175	212	212
Energieverbruik warmte	[kWh_{th}/t CO_2 afvang]	313	313	313	313
Energiekosten elektriciteit	[€/t CO_2]	15,9	16,4	19,2	19,9
Energiekosten warmte	[€/t CO_2]	14,1	14,5	14,1	14,5
Variabele O&M-kosten	[€/t CO_2]	2,9	4,9	2,9	4,9
Verwerkingstoeslag	[€/t CO_2 afvang]	71,8	71,8	86,6	86,6
Basisbedrag	[€/t CO_2 afvang]	146,9185	150,3210	182,4241	186,1523
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15	15	15

a) Gebruikte varianten:
Variant 3A: Nieuw pre-combustion CO_2-afvang, bestaande installatie, gasvormig transport.
Variant 3B: Nieuw pre-combustion CO_2-afvang, bestaande installatie, vloeibaar transport.

14.3.2 Nieuwe pre-combustion-CO_2-afvanginstallatie bij waterstofproductie uit industriële reststoffen bij bestaande installaties

Deze subcategorie is opengesteld voor alle bestaande industriële installaties waar industriële reststoffen gebruikt worden om energie te leveren voor processen. Bij deze installaties kan CO_2 na verbranding afgevangen worden (post-combustion-CO_2-afvang). Het kan evenwel voorkomen dat het goedkoper is om de reststoffen om te zetten in waterstof en daar de CO_2 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-CO_2-afvang. De referentie voor het proces is het gebruik van methaanrijke restgassen. De investeringskosten bestaan uit de essentiële onderdelen voor het afvangen van de CO_2 uit de restgassen, namelijk een ATR, de benodigde apparatuur voor zuivering van de restgassen, de installatie voor de afvang en compressie of vervloeiing van CO_2 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 $kWh_e/t\ CO_2$ 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 EZK 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 belangrijk om te verzekeren dat de geproduceerde waterstof op locatie gebruikt wordt voor energiedoeleinden en niet ingezet wordt als grondstof of verhandeld wordt. Inzet als grondstof of verkoop van de waterstof kan een extra voordeel zijn, bijvoorbeeld als 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 CO_2-afvang bij waterstofproductie uit industriële reststoffen[a]

Parameter	Eenheid	SDE++ 2023 Variant 4A	SDE++ 2024 Variant 4A	SDE++ 2023 Variant 4B	SDE++ 2024 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	0,62
Investeringskosten	[miljoen €]	285,9	285,9	362,5	362,5
Vaste O&M-kosten	[miljoen €/jaar]	5,7	5,7	7,2	7,2
Energieverbruik elektriciteit	[$kWh_e/t\ CO_2$ afvang]	275	275	312	312
Energieverbruik warmte	[$kWh_{th}/t\ CO_2$ afvang]	313	313	313	313
Energiekosten elektriciteit	[€/t CO_2]	24,9	25,8	28,3	29,3
Energiekosten warmte	[€/t CO_2]	15,7	14,5	15,7	14,5
Variabele O&M-kosten	[€/t CO_2]	0,4	0,4	0,4	0,4
Verwerkingstoeslag	[€/t CO_2 afvang]	71,8	71,8	86,6	86,6
Basisbedrag	[€/t CO_2 afvang]	191,0295	191,1835	228,8453	229,3488
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15	15	15

a) Gebruikte varianten:
Variant 4A: Nieuw pre-combustion-CO_2-afvang bij waterstofproductie uit industriële reststoffen, bestaande installatie, gasvormig transport.
Variant 4B: Nieuw pre-combustion-CO_2-afvang bij waterstofproductie uit industriële reststoffen, bestaande installatie, vloeibaar transport.

14.3.3 Nieuwe post-combustion-CO_2-afvanginstallaties bij bestaande industriële installaties

Deze subcategorie is toegevoegd voor alle bestaande industriële installaties waarvoor post-combustion-CCS wordt overwogen. Post-combustiontechnieken verwijderen CO_2 uit rook- of restgassen. Als referentie is gekozen voor post-combustion-CO_2-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 CO_2-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 CO_2-uitstoot afgevangen worden dan met pre-combustion. Ook voor post-combustion-CO_2-afvang is er (nog) geen aanleiding om verschillende basisbedragen te berekenen op basis van opzichzelfstaande en geïntegreerde configuraties.

Investeringen voor de referentie-installatie voor variant 5A bestaan uit een CO_2-afvanginstallatie, reinigingsinstallatie en compressie en een aansluiting op een gasvormig-CO_2-transport-en opslagnetwerk. Voor variant 5B bestaan de investeringen uit een CO_2-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-CO_2-afvang bij bestaande industriële installaties[a]

Parameter	Eenheid	SDE++ 2023 Variant 5A	SDE++ 2024 Variant 5A	SDE++ 2023 Variant 5B	SDE++ 2024 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	234,5	300,1	300,1
Vaste O&M-kosten	[miljoen €/jaar]	7,0	7,0	8,0	8,0
Energieverbruik elektriciteit	[kWh_e/t CO_2 afvang]	175	175	212	212
Energieverbruik warmte	[kWh_{th}/t CO_2 afvang]	670	670	670	670
Energiekosten elektriciteit	[€/t CO_2]	15,9	16,4	19,2	19,9
Energiekosten warmte	[€/t CO_2]	30,2	31,0	30,2	31,0
Variabele O&M-kosten	[€/t CO_2]	2,9	4,9	2,9	4,9
Verwerkingstoeslag	[€/t CO_2 afvang]	71,8	71,8	86,6	86,6
Basisbedrag	[€/t CO_2 afvang]	191,7169	195,7418	226,5740	230,8198
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15	15	15

a) Gebruikte varianten:

Variant 5A: Nieuw post-combustion CO2-afvang, bestaande industriële installatie, gasvormig transport.
Variant 5B: Nieuw post-combustion CO2-afvang, bestaande industriële installatie, vloeibaar transport.

14.3.4 Nieuwe post-combustion-CO_2-afvanginstallaties bij bestaande afval- of biomassaenergiecentrales

Deze subcategorie is opengesteld voor alle bestaande afvalverbrandingsinstallaties (AVI's of AEC's) of biomassa-energiecentrales waarvoor post-combustion-CCS wordt overwogen. Als referentieschaal is gekozen voor een AVI met CO_2-afvanginstallatie van 110 kiloton per jaar. Rookgassen van een AVI of BEC hebben een relatief lage CO_2-concentratie (circa 5-10%) voor post-combustiontoepassingen en hebben hogere onzuiverheid dan bijvoorbeeld de rookgassen van een SMR of gasgestookte WKK. Hierdoor liggen de afvang- en zuiveringskosten hoger dan bij de post-combustionvariant voor bestaande industriële installaties.

Investeringen voor de referentie-installatie voor variant 6A bestaan uit een CO_2-afvanginstallatie, reinigingsinstallatie en compressie en een aansluiting op een gasvormig-CO_2-transport- en opslagnetwerk. Voor variant 6B bestaan de investeringen uit een CO_2-afvanginstallatie, reinigingsinstallatie en een vervloeiingsinstallatie, inclusief een terminal met op- en overslagfaciliteiten. Voor de referentie-installatie zijn de kostenparameters van tabel 14.7 gebruikt.

Omdat AVI's binnen de ETS gaan vallen, wordt het correctiebedrag aangepast. We gaan ervan uit dat de meeste projecten in deze categorie een ETS-voordeel hebben en gaan daarom conform de uitgangspunten uit van een ETS-voordeel voor de rangschikking.

Tabel 14.7
Technisch-economische en subsidieparameters voor nieuwe post-combustion-CO_2-afvang bij bestaande AVI- of BEC-installaties[a]

Parameter	Eenheid	SDE++ 2023 Variant 6A	SDE++ 2024 Variant 6A	SDE++ 2023 Variant 6B	SDE++ 2024 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	44,3	57,2	57,2
Vaste O&M-kosten	[miljoen €/jaar]	1,3	1,3	1,7	1,7
Energieverbruik elektriciteit	[kWh_e/t CO_2 afvang]	175	175	212	212
Energieverbruik warmte	[kWh_{th}/t CO_2 afvang]	1028	1028	1028	1028
Energiekosten elektriciteit	[€/t CO_2]	15,9	16,4	19,2	19,9
Energiekosten warmte	[€/t CO_2]	46,3	47,5	46,3	47,5
Variabele O&M-kosten	[€/t CO_2]	3,0	6,4	3,0	6,4
Verwerkingstoeslag	[€/t CO_2 afvang]	71,8	71,8	86,6	86,6
Basisbedrag	[€/t CO_2 afvang]	216,0474	222,2073	255,3403	261,7391
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15	15	15

a) Gebruikte varianten:
Variant 6A: Nieuw post-combustion CO_2-afvang, bestaande afval-of biomassaenergiecentrale, gasvormig transport.
Variant 6B: Nieuw post-combustion CO_2-afvang, bestaande afval- of biomassaenergiecentrale, vloeibaar transport.

14.4 CO_2-opslag bij nieuwe industriële installaties

14.4.1 Nieuwe pre-combustion-CO_2-afvanginstallaties bij nieuwe installaties

Deze subcategorie is opengesteld 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. Met behulp van pre-combustiontechnieken wordt CO_2 uit het syngas verwijderd, gecomprimeerd of vervloeid en getransporteerd.

Investeringen voor de referentie-installatie voor variant 7A bestaan uit een CO_2-afvanginstallatie, reinigingsinstallatie, compressie en een aansluiting op een gasvormig CO_2-transport- en opslagnetwerk. Voor variant 7B bestaan de investeringskosten uit een CO_2-afvanginstallatie, reinigingsinstallatie en een vervloeiingsinstallatie, inclusief een terminal met op- en overslagfaciliteiten. Voor de referentie-installatie zijn de kostenparameters van tabel 14.8 gebruikt.

Tabel 14.8
Technisch-economische en subsidieparameters voor nieuwe pre-combustion-CO_2-afvang bij nieuwe installaties[a]

Parameter	Eenheid	SDE++ 2023 Variant 7A	SDE++ 2024 Variant 7A	SDE++ 2023 Variant 7B	SDE++ 2024 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	63,3	148,0	148,0
Vaste O&M-kosten	[miljoen €/jaar]	1,3	1,3	2,9	2,9
Energieverbruik elektriciteit	[kWh_e/t CO_2 afvang]	175	175	212	212
Energieverbruik warmte	[kWh_{th}/t CO_2 afvang]	286	286	286	286
Energiekosten elektriciteit	[€/t CO_2]	15,9	16,4	19,2	19,9
Energiekosten warmte	[€/t CO_2]	12,9	13,2	12,9	13,2
Variabele O&M-kosten	[€/t CO_2]	0,4	0,4	0,4	0,4
Verwerkingstoeslag	[€/t CO_2 afvang]	71,8	71,8	86,6	86,6
Basisbedrag	[€/t CO_2 afvang]	125,9515	126,9382	165,5532	166,9031
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15	15	15

a) Gebruikte varianten:
Variant 7A: Nieuw pre-combustion CO_2-afvang, nieuwe installatie, gasvormig transport.
Variant 7B: Nieuw pre-combustion CO_2-afvang, nieuwe installatie, vloeibaar transport.

In de uitgangspunten is gevraagd het verschil in kosten te onderzoeken tussen het bovenstaande advies waar de CO_2-reductie minimaal 80% is en een minimale CO_2-reductie van 90% zoals opgenomen in de meest recente EU-taxonomie. Er is beperkte data verkregen tijdens de marktconsultatie waardoor een kwantitatieve duiding van de hogere kosten niet mogelijk is. Een kwalitatieve duiding is wel mogelijk. In het bovenstaande advies is uitgegaan van 90% CO_2-afvang, terwijl tot 95% CO_2-afvang met een ATR ook mogelijk zou kunnen zijn met vergelijkbare investeringskosten of met een beperkte stijging in kosten doordat er een grotere afvanginstallatie en compressor of vervloeiingsinstallatie nodig zijn. 90% CO_2-reductie is dan alleen mogelijk als de indirecte CO_2-

emissies van het energieverbruik lager zijn dan in het bovenstaande advies. Dit kan op meerdere manieren, onder meer door de warmte- en elektriciteitsvraag te beperken, alternatieve bronnen van warmte gebruiken met lagere emissies of lagere CO_2 intensiteit van de gebruikte elektriciteit. De kosten van de verschillende opties verschillen van een mogelijke kostenreductie door een lager energieverbruik tot relatief hoge additionele kosten voor bijvoorbeeld het gebruik van een deel van de geproduceerde waterstof voor warmte- en elektriciteitsproductie.

14.4.2 Nieuwe post-combustion-CO_2-afvanginstallaties bij nieuwe installaties

Deze subcategorie is opengesteld 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. Met behulp van post-combustiontechnieken wordt CO_2 uit het rookgas verwijderd, gecomprimeerd of vervloeid en getransporteerd.

Investeringen voor de referentie-installatie voor variant 8A bestaan uit een CO_2-afvanginstallatie, reinigingsinstallatie, compressie en een aansluiting op een gasvormig-CO_2-transport- en opslagnetwerk. Voor variant 8B bestaan de investeringskosten uit een CO_2-afvanginstallatie, reinigingsinstallatie en een vervloeiingsinstallatie, inclusief een terminal met op- en overslagfaciliteiten. Voor de referentie-installatie zijn de kostenparameters van tabel 14.9 gebruikt.

Tabel 14.9
Technisch-economische en subsidieparameters voor nieuwe post-combustion-CO_2-afvang bij nieuwe installaties[a]

Parameter	Eenheid	SDE++ 2023 Variant 8A	SDE++ 2024 Variant 8A	SDE++ 2023 Variant 8B	SDE++ 2024 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]	0,55	0,55	0,54	0,54
Investeringskosten	[miljoen €]	184,2	184,2	239,7	239,7
Vaste O&M-kosten	[miljoen €/jaar]	3,7	3,7	4,8	4,8
Energieverbruik elektriciteit	[kWh_e/t CO_2 afvang]	175	175	212	212
Energieverbruik warmte	[kWh_{th}/t CO_2 afvang]	600	600	600	600
Energiekosten elektriciteit	[€/t CO_2]	15,9	16,4	19,2	19,9
Energiekosten warmte	[€/t CO_2]	27,0	27,7	27,0	27,7
Variabele O&M-kosten	[€/t CO_2]	2,9	4,9	2,9	4,9
Verwerkingstoeslag	[€/t CO_2 afvang]	71,8	71,8	86,6	86,6
Basisbedrag	[€/t CO_2 afvang]	172,6223	176,3421	205,5177	209,5513
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15	15	15

a) Gebruikte varianten:
Variant 8A: Nieuw pre-combustion CO_2-afvang, nieuwe installatie, gasvormig transport.
Variant 8B: Nieuw pre-combustion CO_2-afvang, nieuwe installatie, vloeibaar transport.

14.5 CO_2-transport- en opslagtarieven

De kosten die horen bij transport en opslag kunnen in hoge mate projectspecifiek zijn. Daarom adviseren we om op deze kosten een extra review te laten uitvoeren, vergelijkbaar met hoe we in de afgelopen jaren over de SDE++-subsidies voor CCS geadviseerd hebben. Aandachtspunten voor een externe review zijn volgens ons de kosten voor vloeibaar transport (inclusief inname bij opslagpartij) en de kosten van gedeeltelijke levering van CO_2 (variant 1).

15 CCU in de glastuinbouw

Voor het SDE++-advies voor 2024 heeft het ministerie van EZK gevraagd om voor CO_2-afvang ten behoeve van gebruik in de glastuinbouw een geactualiseerd advies te schrijven. In het vorige hoofdstuk hebben we de afvang van CO_2 met het oog op permanente opslag in ondergrondse bergingen behandeld. In dit hoofdstuk behandelen we de afvang van CO_2 voor gebruik in de glastuinbouw, dus zonder langdurige opslag. Andere toepassingen van het gebruik van CO_2 als "product" (*commodity*), maken vooralsnog geen onderdeel uit van dit advies, ofschoon dit tijdens de marktconsultatie in 2023 wel meermaals ingebracht werd. Ook een andere toepassing als bron voor CO_2, met name *Direct Air Capture* (DAC), werd door meerdere partijen ingebracht tijdens diezelfde consultatieronde. Beide zijn als toekomstige categorieën opgenomen in de groslijst voor 2024. Het blijft echter aan het ministerie van EZK om hierover een beslissing te nemen over opname in een volgende SDE++-adviesvraag.

In dit CCU-advies maken we onderscheid tussen de volgende categorieën:

- Categorie 1 : nieuwe pre-combustion-CO_2-zuivering bij bestaande industriële afvang-installaties
- Categorie 2 : bijkomende pre-combustion-CO_2-afvang bij bestaande industriële afvang-installaties
- Categorie 3 : nieuwe pre-combustion-CO_2-zuivering bij nieuwe industriële afvang-installaties
- Categorie 4 : nieuwe post-combustion-CO_2-afvang bij bestaande industriële installaties
- Categorie 5 : nieuwe post-combustion-CO_2-afvang bij nieuwe industriële installaties
- Categorie 6 : nieuwe post-combustion-CO_2-afvang bij bestaande afvalverbrandingsinstallaties (AVI of AEC) of grootschalige biomassa-energiecentrales (BEC)
- Categorie 7 : nieuwe post-combustion-CO_2-afvang bij kleinschalige biomassa-installaties

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 transport (variant C). Voor categorie 7 is er enkel een onderscheid naar gasvormig (variant A) en vloeibaar (variant B).

15.1 Algemene ontwikkeling

Het afvangen en gebruiken van CO_2 (CO_2 *Capture and Utilisation*, CCU) in de glastuinbouw voor extra plantbemesting is een reeds toegepaste techniek. Die CO_2 kan zelf geproduceerd worden met (gas)gestookte installaties, zoals met een ketel of WKK, of ingekocht worden bij derden. De ingekochte CO_2 is dan afkomstig van een industriële installatie waar CO_2-afvang plaatsvindt. In dit laatste geval is er sprake van CCU. Jaarlijks wordt er op dit moment ongeveer 600 tot 700 kiloton CO_2 geleverd aan de glastuinbouw, waarvan het meeste in gasvormige vorm. CO_2 wordt in de glastuinbouw toegepast om de CO_2-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 CO_2-concentratie 500 tot meer dan 1.000 ppm in de kas, gemiddeld zo'n 800 ppm; ter vergelijking, de CO_2-concentratie in de atmosfeer is ongeveer 400 ppm (422 ppm in 2023 en stijgend).

CO_2 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 CO_2-concentratie optimaal benut. Ondanks dat daarbij heel beperkt gelucht wordt (ook in de zomer), blijft de meeste CO_2 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 CO_2-dosering teruggeschakeld. Bovendien heeft de tuinder door de prijs van externe CO_2 een prikkel om daar zo zuinig mogelijk mee om te gaan. De SDE++-subsidie voor CCU maakt CO_2-levering voor de tuinder niet gratis en daarmee blijft de prikkel tot efficiënte inzet van CO_2-dosering bestaan.

Gasvormige CO_2 wordt momenteel via een omgebouwde oude oliepijpleiding naar tuinders in het Westland en omgeving geleverd. De CO_2 is afkomstig van bedrijven in het Rotterdamse havengebied. De afnemers (tuinders) zijn rechtstreeks aangesloten op de CO_2-leiding. In Zeeuws-Vlaanderen levert een bedrijf niet enkel CO_2 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 CO_2-uitstoot in die sector.

Vloeibaar gemaakte CO_2 wordt aan tuinders geleverd door bedrijven die industriële gassen produceren. De vloeibare CO_2 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 CO_2 in de kas te doseren weg. De warmtevraag in de glastuinbouw wordt momenteel bijvoorbeeld verduurzaamd met behulp van geothermie of met de levering van (rest)warmte. Het is nu gebruikelijk om ook dan voor de benodigde CO_2 de gasketel of gasmotor-WKK in te zetten, waarbij de CO_2 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 CO_2-vraag in de zomer het hoogst is – wordt dit 'zomerstook' genoemd. Ook in andere periodes gedurende het jaar is er een vraag naar CO_2. Waar de piek van de warmtevraag in de winter valt, valt die voor CO_2 in de zomer. Dit laatste kan problemen met de levering van CO_2 veroorzaken als de industriële leveranciers van de CO_2 bijvoorbeeld in zomeronderhoud gaan.

De afgevangen CO_2 telt bij de installaties waar de CO_2 afgevangen wordt niet als emissiereductie. De CO_2 wordt enkel verplaatst naar een andere locatie waar deze in de kaslucht terechtkomt en een deel opgenomen wordt door planten of vruchten. Die opname telt als kortcyclische CO_2 en wordt internationaal (EU-ETS, UNFCCC-IPCC) niet gezien als langdurige vastlegging van koolstof in organisch materiaal (CO_2-*sink*) en telt dus volledig mee als emissie voor de leverende bedrijven. Er treedt wel een emissiereductie-effect op bij de tuinders door het vermeden gasverbruik in de kas. Volgens een studie van WEcR (WEcR, 2020) wordt er per geleverde ton CO_2 aan de glastuinbouw 0,91 tot 0,95 ton CO_2 uitgespaard door het glastuinbedrijf zelf (vergelijkbaar met scope 1-emissies). Voor de berekening van de onrendabele top van CO_2-levering aan de glastuinbouw is uitgegaan van het perspectief van de investeerder in de CO_2-afvanginstallatie om CO_2 uiteindelijk in de kas bij de tuinder af te leveren.

Ten opzichte van het advies SDE++ 2023 zijn onder andere de volgende veranderingen doorgevoerd:

- de referentie voor categorie 1 (nieuwe pre-combustion-CO_2-zuivering bij bestaande industriële afvanginstallaties) is herzien van een SMR naar een biogas of bio-LNG-installatie (zoals categorie 3);
- de kosten voor nieuwe pre-combustion-CO_2-zuivering bij industriële afvanginstallaties (categorieën 1A tot en met 1C (bestaand) en 3A tot en met 3C (nieuw)) zijn herzien waarbij de kosten voor CO_2-afscheiding vervallen (die maken reeds deel uit van de kosten van de groengasinstallatie), er worden wel extra kosten voor bijkomende en noodzakelijke zuivering van de CO_2-stroom uit biogasinstallaties meegenomen;
- de kosten voor het oplosmiddelverbruik per ton CO_2 afgevangen voor CCU zijn herzien, in lijn met de aannames voor de CCS-categorieën.

Er zijn ook enkele algemene veranderingen aangebracht op basis van de KEV 2023: het elektriciteitstarief is verhoogd naar 0,0939 euro/kWh, het warmtetarief is verhoogd naar 0,0462 euro/kWh_{th} en de gemiddelde emissiefactor van elektriciteit is verhoogd naar 0,125 kg CO_2/kWh_e.

15.2 Kosten

15.2.1 Investeringskosten

Voor CO_2-afvang zijn investeringen vereist voor onder andere een afvanginstallatie, zuivering, compressie en een aansluiting op het CO_2-transportnetwerk of vervloeiing. De investeringskosten zijn grotendeels afhankelijk van het volume van de CO_2-afvang, de concentratie van CO_2, 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 CO_2-afvang bij industriële processen of uit rookgassen van afvalenergiecentrales of biomassa-energiecentrales en van kleinschalige biomassaverbrandingsinstallaties.
- Zuivering: het is gebruikelijk dat er specificaties afgegeven worden over de benodigde zuiverheid van CO_2 voor gebruik in de glastuinbouw; zo wordt gesproken van 'OCAP-kwaliteit' voor gasvormige CO_2 en pure CO_2 bij levering van vloeibare CO_2. 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 CO_2 op druk gebracht worden (22 bar) vooraleer die in de transportleiding terechtkomt.
- Vervloeiing: bij levering van vloeibare CO_2 zijn er kosten gemoeid met de vervloeiingsinstallatie bij de locatie waar CO_2 afgevangen wordt.
- Aansluitkosten: dit betreft de kosten voor het aansluiten van de afgevangen gasvormige CO_2 aan het CO_2-transportnetwerk. Deze investering komt voor rekening van de aanvragende partij. Er is aangenomen dat de aanvragers zich zullen beperken tot het gebied waar het CO_2-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 CO_2-transportnetwerk worden geschat op 1,5 euro/km/t CO_2 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 CO_2-afvang met het oog op opslag (CCS);
- kosten voor een CO_2-transportleiding (vergelijkbaar met de bestaande);
- kosten voor transport en verwerking van CO_2 met het oog op opslag (verwerkingstoeslag 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 CO_2;
- kosten voor CO_2-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 CO_2-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 CO_2-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 CO_2 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 CO_2-afvang en elektriciteit voor compressie en vervloeiing. De benodigde hoeveelheden energie voor CO_2-afvang, compressie en vervloeiing komen uit beschikbare informatie van marktpartijen. De volgende aannames zijn gemaakt voor het elektriciteits- en warmtegebruik bij CO_2-afvang voor de berekening van het basisbedrag:

- warmte bij CO_2-afvang, pre-combustion: 312,5 kWh_{th}/t CO_2 afgevangen (bestaand) en 286 kWh_{th}/t CO_2 afgevangen (nieuw);
- warmte bij CO_2-afvang, post-combustion: 670 kWh_{th}/t CO_2 afgevangen (bestaand) en 600 kWh_{th}/t CO_2 afgevangen (nieuw);
- warmte bij CO_2-afvang bij AVI en BEC : 1.028 kWh_{th}/t CO_2 afgevangen;
- elektriciteit bij CO_2-afvang, pre-combustion en post-combustion: 50 kWh_e/t CO_2 afgevangen;
- elektriciteit bij compressie : 82,5 kWh_e/t CO_2 afgevangen;
- elektriciteit bij vervloeiing : 190 kWh_e/t CO_2 afgevangen bij groen gas opwerking en 162 kWh_e/t CO_2 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 CO_2. In de berekening zijn deze meegenomen met 6,4 euro/ton CO_2 afgevangen voor AVI's en BEC's (categorie 6) en als 4,9 euro/ton CO_2 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 CO_2 als emissiereductie bij de afvanger en wordt deze via een tussenpartij, die instaat voor transport en opslag, permanent uit de CO_2-boekhouding van de afvangende en dus investerende partij verwijderd. Bij CCS is de investerende partij dus bereid om een andere partij te betalen voor transport en opslag om zo de eigen CO_2-emissies te vermijden; dit is niet het geval voor CCU. Bij CCU is er een partij die investeert in de CO_2-afvang, maar daarna de CO_2 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 CO_2 in te kopen, daarbij rekening houdend met de kosten van afvang en transport, of om zelf CO_2 te produceren.

In de berekening van het basisbedrag, die uitgaat van de partij die de CO_2 afvangt en van de uiteindelijke afnemer, de tuinders, wordt in de varianten 1A tot en met 6A voor gasvormige CO_2 uitgegaan van de huidige situatie, namelijk een bestaande pijplijn waarop nog reservetransportcapaciteit beschikbaar is. Hiervoor een forfaitaire transporttoeslag van 5 euro/ton CO_2 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 het SDE++ 2023 eindadvies voor CCS, kosten worden meegenomen voor transporttoeslag via de pijpleiding. Deze worden voor CCU begroot op 18,0 euro/ton CO_2 (zie tekstkader 15.1 voor een toelichting). Voor transport van vloeibaar CO_2 (varianten 1C tot en met 6C) wordt uitgegaan van transport per tankauto en daarvoor wordt 22,3 euro/t CO_2 aangenomen, dat is inclusief afschrijvings-, personeels- en brandstofkosten. In de berekening van het basisbedrag worden de transportkosten als variabele kosten (euro/t CO_2 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 CO_2 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 CO_2, wat neer komt op gemiddeld 13,75 t CO_2 per uur;
- de piekcapaciteit voor levering bedraagt 25 t CO_2 per uur; de zogenoemde *load factor* is dan 25 t CO_2 / 13,75 t CO_2 = 1,82;
- het transporttarief is 9,9 euro/t CO_2 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 CO_2.

15.2.4 Correctiebedrag

De subsidie wordt bepaald door het basisbedrag te verminderen met de inkomsten die worden gegenereerd door de technologie. CCU betreft een oplossing waarbij een verhandelbaar product, al dan niet via een tussenpartij die instaat voor het transport, aan de glastuinbouw geleverd wordt. Door die CO_2-levering bespaart de tuinder op het eigen gasverbruik (om anders zelf de CO_2 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 CO_2-levering, de eigen CO_2-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 2023. Ook wordt de gemiddelde reductiecoëfficiënt voor CO_2-levering aan een tuinder uit de WEcR-studie (WEcR, 2020), vergelijkbaar met scope 1, in rekening gebracht: 0,93 ton CO_2 vermeden/ton CO_2 geleverd. Omdat CO_2-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.

15.3 CCU bij industriële installaties

Onder deze subcategorie vallen bestaande installaties waar CO_2 wordt afgevangen of verder gezuiverd uit sterk geconcentreerde tot zo goed als zuivere CO_2-stromen, in de vorm van pre-combustionafvang, en uit matig geconcentreerde CO_2-stromen uit rookgas, in de vorm van post-combustionafvang. De afgevangen CO_2 wordt getransporteerd voor gebruik bij tuinders. Aansluiting op het gasvormig CO_2-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 CO_2-afvang bij een industriële installatie waarbij een geconcentreerde, zo goed als zuivere CO_2-stroom vrijkomt die via pre-combustion-CO_2-afvang (varianten 1A tot en met 1C (bestaand) 3A tot en met 3C (nieuw)). Voor CCU wordt er uitgegaan van CO_2-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 CO_2. De CO_2-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 CO_2 afgevangen wordt, is er voor CCU meer zuivering nodig om de afgevangen CO_2 te kunnen leveren aan de glastuinbouw, hiervoor worden wel bijkomende kosten meegenomen. Netto leidt dit voor deze categorie tot een kostenafname ten opzichte van het advies 2023.

In varianten 2A tot en met 2C betreft het een bijkomende CO_2-afvang bij een bestaande installatie waar CO_2-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 CO_2-afvang en compressor, en zijn er enkel bijkomende investeringen vereist voor de aansluiting op de CO_2-transportleiding en eventuele vervloeiing van de CO_2. 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 CO_2-afvanginstallatie, compressor en de aansluiting op

het CO_2-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 CO_2 vervallen de compressiekosten en de aansluitkosten op een CO_2-netwerk, maar worden er extra kosten voor de vervloeiing meegenomen.

Een andere toepassing is die waarbij een matig geconcentreerde CO_2-stroom vrijkomt uit rookgassen 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 CO_2-pijleiding 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 CO_2-pijpledingnetwerk en een variant waarbij de CO_2 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-CO_2-zuivering bij bestaande industriële afvanginstallaties[a]

Parameter	Eenheid	SDE++ 2023 Variant 1A	SDE++ 2024 Variant 1A	SDE++ 2023 Variant 1B	SDE++ 2024 Variant 1B	SDE++ 2023 Variant 1C	SDE++ 2024 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	14	14	14	14	14
Investeringskosten:, zuivering en buffering	[miljoen €]	23,5	17,5	23,5	17,5	17,5	14,1
Investeringskosten: vervloeiing	[miljoen €]					16.5	7,0
Investeringskosten: aansluiting transportnetwerk	[miljoen €]	0,5	0,5	0,5	0,5		
Vaste O&M-kosten	[miljoen € /jaar]	0,5	0,5	0,5	0,5	0,8	0,6
Energieverbruik elektriciteit	[kWh_e/t CO_2 afvang]	132,5	132,5	132,5	132,5	212	240
Energieverbruik warmte	[kWh_{th}/t CO_2 afvang]	313	312,5	313	312,5	313	312,5
Variabele O&M-, transport- en energiekosten	[€/t CO_2 afvang]	34	36,8	47	49,8	58	64,2
Basisbedrag	[€/t CO_2 afvang]	101,2105	90,6325	115,5628	105,0264	158,3779	130,4494
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-CO_2-afvang bij bestaande industriële installaties[a]

Parameter	Eenheid	SDE++ 2023 Variant 2A	SDE++ 2024 Variant 2A	SDE++ 2023 Variant 2B	SDE++ 2024 Variant 2B	SDE++ 2023 Variant 2C	SDE++ 2024 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	14	14	14	14	14
Investeringskosten:, zuivering en buffering	[miljoen €]	2,2	2,7	2,2	2,7	2,2	2,2
Investeringskosten: vervloeiing	[miljoen €]					16,5	16,5
Investeringskosten: aansluiting transportnetwerk	[miljoen €]	0,5	0,5	0,5	0,5		
Vaste O&M-kosten	[miljoen € /jaar]	0,1	0,2	0,1	0,2	0,5	0,7
Energieverbruik elektriciteit	[kWh_e/t CO_2 afvang]	132,5	132,5	132,5	132,5	212	212
Energieverbruik warmte	[kWh_{th}/t CO_2 afvang]	313	312,5	313	312,5	313	312,5
Variabele O&M-, transport- en energiekosten	[€/t CO_2 afvang]	34	36,8	47	49,8	58	61,6
Basisbedrag	[€/t CO_2 afvang]	44,5725	50,3342	58,9249	64,7281	107,9342	123,2570
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-CO_2-zuivering bij nieuwe industriële afvanginstallaties[a]

Parameter	Eenheid	SDE++ 2023 Variant 3A	SDE++ 2024 Variant 3A	SDE++ 2023 Variant 3B	SDE++ 2024 Variant 3B	SDE++ 2023 Variant 3C	SDE++ 2024 Variant 3C
Aantal draaiuren	[uur/jaar]	4.000	4.000	4.000	4000	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	14	14	14	14	14
Investeringskosten:, zuivering en buffering	[miljoen €]	12,7	17,5	12,7	17,5	9,7	14,1
Investeringskosten: vervloeiing	[miljoen €]					13,6	7,0
Investeringskosten: aansluiting transportnetwerk	[miljoen €]	0,5	0,5	0,5	0,5		
Vaste O&M-kosten	[miljoen € /jaar]	0,3	0,5	0,3	0,5	0,6	0,6
Energieverbruik elektriciteit	[kWh_e/t CO_2 afvang]	132.5	132,5	132.5	132,5	240	240
Energieverbruik warmte	[kWh_{th}/t CO_2 afvang]	286	286,4	286	286,4	286	286,4
Variabele O&M-, transport- en energiekosten	[€/t CO_2 afvang]	33	35,6	46	48,6	60	63,0
Basisbedrag	[€/t CO_2 afvang]	71,226	89,2968	85,5783	103,6907	130,9846	129,1138
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-CO_2-afvang bij bestaande industriële installaties[a]

Parameter	Eenheid	SDE++ 2023 Variant 4A	SDE++ 2024 Variant 4A	SDE++ 2023 Variant 4B	SDE++ 2024 Variant 4B	SDE++ 2023 Variant 4C	SDE++ 2024 Variant 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	14	14	14	14	14
Investeringskosten:, zuivering en buffering	[miljoen €]	41,6	42,1	41,6	42,1	36,1	36,1
Investeringskosten: vervloeiing	[miljoen €]					16,5	16,5
Investeringskosten: aansluiting transportnetwerk	[miljoen €]	0,5	0,5	0,5	0,5		
Vaste O&M-kosten	[miljoen € /jaar]	0,8	1,0	0,8	1,0	1,2	1,3
Energieverbruik elektriciteit	[kWh_e/t CO_2 afvang]	132,5	132,5	132,5	132,5	212	212
Energieverbruik warmte	[kWh_{th}/t CO_2 afvang]	670	670	670	670	670	670
Variabele O&M-, transport- en energiekosten	[€/t CO_2 afvang]	50	53,3	63	66,3	75	78,1
Basisbedrag	[€/t CO_2 afvang]	167,3015	172,2054	181,6538	186,5993	225,8159	230,7191
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-CO_2-afvang bij nieuwe industriële installaties[a]

Parameter	Eenheid	SDE++ 2023 Variant 5A	SDE++ 2024 Variant 5A	SDE++ 2023 Variant 5B	SDE++ 2024 Variant 5B	SDE++ 2023 Variant 5C	SDE++ 2024 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
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	14	14	14	14	14
Investeringskosten:, zuivering en buffering	[miljoen €]	33,2	33,6	33,2	33,6	26,0	26,0
Investeringskosten: vervloeiing	[miljoen €]					16,5	16,5
Investeringskosten: aansluiting transportnetwerk	[miljoen €]	0,5	0,5	0,5	0,5		
Vaste O&M-kosten	[miljoen € /jaar]	0,7	0,8	0,7	0,8	1,0	1,1
Energieverbruik elektriciteit	[kWh_e/t CO_2 afvang]	132,5	132,5	132,5	132,5	212	212
Energieverbruik warmte	[kWh_{th}/t CO_2 afvang]	600	600	600	600	600	600
Variabele O&M-, transport- en energiekosten	[€/t CO_2 afvang]	47	50,1	60	63,1	71	74,8
Basisbedrag	[€/t CO_2 afvang]	141,2888	146,3869	155,6411	160,7808	195,2963	200,4535
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 CO_2 wordt afgevangen uit rookgassen met een lagere concentratie aan CO_2, in de vorm van post-combustionafvang bij afvalverbrandingsinstallaties. Hieronder kunnen ook qua thermisch vermogen grote (> 50 MW_{th}) biomassa-energiecentrales vallen. De afgevangen CO_2 wordt dan verder getransporteerd voor gebruik bij tuinders. Aansluiting op het CO_2-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 CO_2-afvanginstallatie, compressor en de aansluiting op het CO_2-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 CO_2 vervallen de aansluitkosten op een CO_2-netwerk, maar worden er extra kosten voor de vervloeiing meegenomen.

Tabel 15.6
Technisch-economische en subsidieparameters voor nieuwe post-combustion-CO_2-afvang bij afvalverbrandingsinstallaties of grootschalige bio-energiecentrales[a]

Parameter	Eenheid	SDE++ 2023 Variant 6A	SDE++ 2024 Variant 6A	SDE++ 2023 Variant 6B	SDE++ 2024 Variant 6B	SDE++ 2023 Variant 6C	SDE++ 2024 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	14	14	14	14	14
Investeringskosten:, zuivering en buffering	[miljoen €]	45,7	46,1	45,7	46,1	42,5	42,5
Investeringskosten: vervloeiing	[miljoen €]					16,5	16,5
Investeringskosten: aansluiting transportnetwerk	[miljoen €]	0,5	0,5	0,5	0,5		
Vaste O&M-kosten	[miljoen € /jaar]	0,9	1,1	0,9	1,1	1,3	1,5
Energieverbruik elektriciteit	[kWh_e/t CO_2 afvang]	132,5	132,5	132,5	132,5	212	212
Energieverbruik warmte	[kWh_{th}/t CO_2 afvang]	1028	1028	1028	1028	1028	1028
Variabele O&M-, transport- en energiekosten	[€/t CO_2 afvang]	66	71,4	79	84,4	91	96,1
Basisbedrag	[€/t CO_2 afvang]	195,9294	202,8852	210,2817	217,2791	260,5508	267,4250
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 CO_2 wordt afgevangen bij kleinschalige lokale biomassa-installaties (varianten 7A en 7B).

De referentie-installatie is een biomassaketel (≥ 5 $MW_{th,}$ en < 50 MW_{th}), bijvoorbeeld bij een tuinder of bij een cluster van tuinders, of in de omgeving daarvan, waar een CO_2-afvanginstallatie wordt bijgebouwd. Dit valt onder de noemer post-combustionafvang waarbij CO_2 uit rookgassen afgevangen wordt. Naar analogie van de andere CCU-categorieën wordt ook hier uitgegaan van 4.000 vollasturen per jaar voor de CO_2-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 CO_2-toepassingen mogelijk, namelijk gasvormig of vloeibaar. In het eerste geval moet de CO_2 na afvang enkel gedroogd worden, extra compressie is niet nodig. Bij toepassing

van vloeibare CO_2 vindt extra compressie en vervloeiing plaats. Lokale CO_2-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-CO_2-afvang bij kleinschalige biomassa-installaties[a]

Parameter	Eenheid	SDE++ 2023 Variant 7A	SDE++ 2024 Variant 7A	SDE++ 2023 Variant 7B	SDE++ 2024 Variant 7B
Aantal draaiuren	[uur/jaar]	4000	4000	4000	4000
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	3,2	3,2
Investeringskosten: CO_2-afvang en buffering	[miljoen €]	7,9	7,9	6,9	6,9
Investeringskosten: vervloeiing	[miljoen €]			3,2	3,2
Investeringskosten: aansluiting transportnetwerk	[miljoen €]				
Vaste O&M-kosten	[miljoen € /jaar]	0,2	0,2	0,2	0,3
Energieverbruik elektriciteit	[kWh_e/t CO_2 afvang]	40	40	195	195
Energieverbruik warmte	[kWh_{th}/t CO_2 afvang]	670	670	670	670
Variabele O&M-, transport- en energiekosten	[€/t CO_2 afvang]	37	39,6	51	54,2
Basisbedrag	[€/t CO_2 afvang]	130,8712	135,6886	174,729	179,8150
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15	15	15

a) Gebruikte varianten:
7A : gasvormige levering.
7B: vloeibare levering.

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 2024 is dat de periode van september 2022 tot en met augustus 2023. De definitieve correctiebedragen voor 2024, waar in dit rapport verder niet over wordt geschreven, zullen in het begin van 2025 berekend worden aan de hand van de marktprijzen tussen 1 januari 2024 en 31 december 2024.

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-maandsgemiddelde 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-jaars gemiddelde 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

Veel producten, zoals elektriciteit, warmte of hernieuwbaar gas, kunnen met verschillende technieken worden geproduceerd. De kale marktprijs van die producten is echter veelal onafhankelijk van de techniek waarmee ze zijn geproduceerd. Hierdoor hebben veel SDE++-categorieën eenzelfde correctiebedrag. Soms kunnen beperkte verschillen bestaan doordat specifieke energiebelastingen vermeden worden bij gebruik van hernieuwbare warmte, of doordat de profiel- en onbalanskosten voor windenergie op land en zon-pv verschillend zijn. Verschillen die ontstaan door het waarderen van het groene karakter, via GvO's of HBE's, worden afzonderlijk behandeld. Dat geldt ook voor eventuele voordelen die voortkomen uit het Europese CO_2-emissiehandelssysteem (ETS).

De berekeningswijzen voor de correctiebedragen, basisprijzen en langetermijnprijzen van de in de SDE++ onderscheiden producten staan in tabel 16.1. Met het correctiebedrag, een in de regeling niet bestaande term, wordt de productprijs bedoeld. Daarnaast kunnen er in de SDE++-correcties zijn voor de baten uit het ETS, HBE's en GvO's.

Vetgedrukt zijn de parameters die jaarlijks geactualiseerd worden aan de hand van gerealiseerde marktprijzen. Ook baten uit het ETS, HBE's of GvO's (niet behandeld in deze tabel) worden jaarlijks herzien. De waarden van deze parameters – alsmede omschrijvingen van de in tabel 16.1 gebruikte acroniemen – worden gegeven in tabel 16.2. Ter illustratie, berekeningswijze 14 voor kleinschalige warmte heeft als formule: (TTF[LHV] + EB1) / 90 procent. Dit is te lezen als dat het correctiebedrag jaarlijks wordt aangepast aan de gerealiseerde gasprijs en aan de hoogte van de energiebelasting voor de eerste schijf. Het conversierendement van 90 procent wordt niet jaarlijks herzien. Een uitgebreidere toelichting op deze parameters is te vinden in een eerdere PBL-publicaties over de correctiebedragen, zoals de voorlopige correctiebedragen voor 2024 voor bestaande categorieën.

De waarde voor GvO's voor groen gas zijn in het verleden gewaardeerd op 0 euro/kWh. Er zijn voldoende signalen dat GvO's een grote inkomstenbron zijn voor groengasprojecten, maar de prijsvorming is niet transparant. We kunnen geen waarde rapporteren voor een GvO groen gas. Wel is het mogelijk om een proxy te gebruiken via HBE's. Groengasprojecten hebben immers de keuze om groen gas te verkopen als transportbrandstof via HBE's en als vervanging voor aardgas in het aardgasnet via GvO's. De waarde van een HBE plus de prijs van een transportbrandstof ligt daarmee waarschijnlijk in de buurt van een waarde van GvO plus basisbedrag omdat arbitrage tussen deze routes verondersteld mag worden. Uitgaande van een HBE-waarde van 0,0839 euro per kWh (dubbeltellend) en een langetermijndieselprijs van 0,1037 euro per kWh, ligt de equivalente GvO-waarde voor groen gas op 0,0874 euro per kWh. Hierbij is gerekend met het basisbedrag van de categorie grote monomestvergisting. Anekdotisch ontvangen informatie suggereert dat er actueel GvO's verhandeld worden voor ongeveer 60% van deze waarde. We adviseren dan ook niet om deze berekeningswijze te gebruiken voor de regeling, omdat deze niet robuust genoeg is. Zodra meer prijsinformatie uit de markt beschikbaar komt over de waarde van GvO's van groen gas adviseren we om de berekeningswijze daarnaar aan te passen. Op dit moment zou de meest solide optie zijn om de GvO's af te boeken bij subsidieverstrekking.

Vorig jaar hebben we de typische vervangingsinstallatie (dus de keuze voor 70 of 90 procent van de gasprijs) herijkt voor de correctiebedragen grootschalige warmte. Daarbij achtten we het niet verstandig om een herijking uit te voeren voor het correctiebedrag grootschalige warmte in een periode dat de energieprijzen hevig fluctueerden. Wel hadden we in bijlage 5 van het advies van vorig jaar een inventarisatie gemaakt van alternatieve berekeningswijzen. Die bijlage kwam tegemoet aan een tweetal signalen uit de marktconsultatie destijds, namelijk dat duurzame warmteprojecten te lijden hadden van de gunstige *sparkspread* en dat aardgas niet tot lengte der jaren een logische benchmark zal blijven voor de warmteprijs. We zien in lijn met de inventarisatie, de nog immer stevig fluctuerende energieprijzen en een Klimaat- en Energieverkenning die op hoofdlijnen is uitgevoerd, geen reden om af te wijken van de keuze om grootschalige warmte typisch op 70% van de aardgasprijs te waarderen. Voor categorie-specifieke berekeningswijzen, zie tabel 3.3.

Tabel 16.1
Berekeningswijzen voor de correctiebedragen

(Methode-ID) Omschrijving	Categorie	Waarde	Formule
1 Elektriciteit	**Elektriciteit**	0,1488	EPEX
4 Elektriciteit-WOL	**Elektriciteit**	0,1109	EPEX x PIF_WOL
6 Zon-pv-netlevering	**Elektriciteit**	0,1243	EPEX x PIF_PV
7 Zon-pv-niet-netlevering, klein	**Elektriciteit**	0,1774	EPEX x PIF_PV + EB3_e + transport
8 Zon-pv-niet-netlevering, groot	**Elektriciteit**	0,1637	EPEX x PIF_PV + EB3_e
13 Hernieuwbaar gas HHV	**Groen gas**	0,0719	TTF[HHV]
14 Warmte, klein	**Warmte**	0,1507	(TTF[LHV] + EB1) / 90%
15 Warmte, middelklein	**Warmte**	0,1010	(TTF[LHV] + EB2) / 90%
16 Warmte, middelgroot	**Warmte**	0,0953	(TTF[LHV] + EB3) / 90%
17 Warmte, groot_1	**Warmte**	0,0560	70% x TTF[LHV]
18 Warmte, groot	**Warmte**	0,0719	90% x TTF[LHV]
20 Directe warmte	**Warmte**	0,0858	TTF[LHV] + EB3
23 WKK, klein	**WKK**	*projectspecifiek*	(EPEX + WK x (TTF[LHV] + EB1) / 90%) / (1 + WK-factor)
24 WKK, middelklein	**WKK**	*projectspecifiek*	(EPEX + WK x (TTF[LHV] + EB2) / 90%) / (1 + WK-factor)
25 WKK, middelgroot	**WKK**	*projectspecifiek*	(EPEX + WK x (TTF[LHV] + EB3) / 90%) / (1 + WK-factor)
30 Waterstof	**Waterstof**	0,0970	(0,29 + 49 x TTF[HHV])/39,32
31 CCS	**CCS**	82,3472	EUA
32 CCS-AVI	**CCS**	29,6450	AVI_CO2 x EUA
36 Benzine	**Brandstoffen**	0,0976	ol
37 Benzine/diesel	**Brandstoffen**	0,0987	57% x ol + 43% x dies
38 Offshore elektrificatie	**Elektriciteit**	0,2782	3,48 x TTF[LHV]
39 Hernieuwbaar gas LHV	**Groen gas**	0,0799	TTF[LHV]
40 LNG	**Brandstoffen**	0,0831	TTF[LHV] + 0,00319
42 FT	**Brandstoffen**	0,0994	30% x ol + 70% x dies
43 CCS buiten ETS	**CCS**	0,0000	*Product heeft geen prijs*
45 CO_2-gebruik	**CCU**	148,3672	**TTF[LHV] / ketel_co2 x 1000 - 90% x 1000 x EPEX/wkk_co2 + co2_ver-meden_opex_wkk_ketel**

Tabel 16.2 toont de overige correcties voor HBE's, GvO's en CO_2-nevenbaten.
De formules bij de berekeningswijze van tabel 16.1 en tabel 16.2 gebruiken diverse parameters, die vaststaan gedurende de looptijd van een beschikking, en variabelen, die jaarlijks herberekend worden. Hiervan staat in tabel 16.3 een overzicht.

Tabel 16.2
Berekeningswijzen voor de overige correcties [€/kWh]

Methode-ID	ETS-ID	Omschrijving	Type bate	Waarde	Berekeningswijze
4		Elektriciteit-WOL	GvO	0,0040	GVO_e
6		Zon-pv-netlevering	GvO	0,0040	GVO_e
36		Benzine	HBE	0,0839	HBE
37		Benzine/diesel	HBE	0,0839	HBE
40		LNG	HBE	0,0839	HBE
42		FT	HBE	0,0839	HBE
	0	Geen ETS-correctie (in [€/t CO_2]	ETS	0,0000	0
	1	CCS 100% ETS-correctie (in [€/t CO_2]	ETS	82,3472	EUA
	2	Warmte 100% ETS-correctie	ETS	0,0185	ETS_max_warmte
	4	Elektrificatie offshore platforms	ETS	0,0581	Gasbesparing_EOP * (Ef_gas * 0,0036) / 1000 * EUA * (100%-Niet_CL_offshore_gas)
	5	Restwarmte zonder warmtepomp levering aan stadverwarming	ETS	0,0056	ETS_max_warmte * Allocatie_gratis_EUA_warmtenet
	6	Restwarmte met warmtepomp levering aan stadverwarming	ETS	*projectspecifiek*	ETS_max_warmte * Allocatie_gratis_EUA_warmtenet*(COP-1)/COP
	7	Hernieuwbare warmte met warmtepomp	ETS	*projectspecifiek*	ETS_max_warmte * (COP-1)/COP
	8	Hernieuwbare warmte zonder warmtepomp levering aan stadsverwarming	ETS	0,0019	ETS_max_warmte * D_ketel_warmtenet_inflex
	9	Hernieuwbare warmte met warmtepomp levering aan stadsverwarming	ETS	*projectspecifiek*	ETS_max_warmte * D_ketel_warmtenet_inflex * Allocatie_gratis_EUA_warmtenet * (COP-1)/COP
	10	Elektrische boiler levering aan stadsverwarming	ETS	0,0065	ETS_max_warmte * D_ketel_warmtenet_flex * (1 - Allocatie_gratis_EUA_warmtenet)
	11	Waterstof 100% ETS-correctie	ETS	0,0189	ETS_max_waterstof

Voor de bekeningswijze achter de ETS-correcties en in welke omstandigheid welke ETS-correctie van toepassing is, verwijzen we naar bijlage 4.

Tabel 16.3
Gebruikte parameterwaarden voor de berekening van correctiebedragen en basisprijzen

Parameter	Omschrijving	Eenheid	Waarde voor voorlopige correctiebedragen 2024	Jaarlijkse herberekening
EPEX	Elektriciteitsprijs	[€/kWh]	0,1488	Ja
PIF_WOL	Profiel- en onbalansfactor wind op land	[-]	0,745	Ja
PIF_PV	Profiel- en onbalansfactor zon-PV	[-]	0,835	Ja
TTF[HHV]	Gasprijs in bovenwaarde	[€/kWh$_{HHV}$]	0,0719	Ja
TTF[LHV]	Gasprijs in onderwaarde	[€/kWh$_{LHV}$]	0,0799	Ja
EUA	Prijs CO2-emissierechten	[€/tCO$_2$]	82,3472	Ja
AVI_CO$_2$	Fossiele fractie in emissiefactor AVI's	[-]	36%	Ja
transport	Marginale transporttarieven	[€/kWh]	0,0137	Ja
EB3_e	Energiebelasting elektriciteit, 3e schijf	[€/kWh]	0,0394	Ja
EB1	Energiebelasting gas, 1e schijf	[€/kWh$_{LHV}$]	0,0557	Ja
EB2	Energiebelasting gas, 2e schijf	[€/kWh$_{LHV}$]	0,0109	Ja
EB3	Energiebelasting gas, 3e schijf	[€/kWh$_{LHV}$]	0,0058	Ja
ol	Kale pomprijs benzine	[€/kWh$_{LHV}$]	0,0976	Ja
dies	Kale pomprijs dieselprijs	[€/kWh$_{LHV}$]	0,1002	Ja
ketel_co2	CO2 vermeden door tuinder per gasinput[3]	[kg CO$_2$/kWh$_{LHV}$]	0,2179	Nee
wkk_co2	CO2 vermeden door tuinder per elektriciteitsoutput	[kg CO$_2$/kWh$_e$]	0,5812	Nee
GVO_e	Garantie van Oorsprong voor elektriciteit	[€/kWh$_e$]	0,0040	Ja
HBE	Hernieuwbare Brandstofeenheid	[€/kWh$_{LHV}$]	0,0839	Ja
ef_aardgas	Emissiefactor aardgas	[kg CO$_2$/GJ$_{LHV}$]	56,3	Nee
co2_vermeden_opex_wkk_ketel	Vermeden O&M WKK/ketel bij tuinder	[€/tCO$_2$]	12	Nee
eff_gasketel	Rendement gasketel	[-]	90%	Nee
ETS_max_warmte	Voorlopige waarde van de maximale kosten voor ETS[10]	[€/kWh$_{th}$]	0,01854	Ja
Allocatie_gratis_EUA_warmtenet	Percentage gratis gealloceerde rechten bij levering aan warmtenet	[-]	30%	Nee
D_ketel_warmtenet_inflex	Aanname aandeel gasketelwarmtevervanging in warmtenet (niet-flexibele warmte)	[-]	10%	Nee
D_ketel_warmtenet_flex	Aanname aandeel gasketelwarmtevervanging in warmtenet (flexibele warmte)	[-]	50%	Nee
Niet_CL_offshore_gas	Aandeel niet-Carbon-Leakage-gevoelig offshore gaswinning in EU ETS-fase 4	[-]	0%	Nee
COP	Coefficient of Performance, ook wel Seasonal Performance Factor (SPF)	[-]		Nee
Gasbesparing_EOP	Verhouding vermeden aardgas op gebruikte elektriciteit	kWh$_{LHV}$ gas/kWh$_{e,input}$]	3,48	Nee
Emfac_waterstof	SMR heeft een emissiefactor van 9 kg CO$_2$ / kg H$_2$ (0,229 kg CO$_2$ / kWh$_{HHV}$ H$_2$)	kg CO$_2$/kWh$_{HHV}$ H$_2$]	0,229	Nee

Voor de achtergrond bij de berekeningswijze van de langetermijnprijzen en basisprijzen verwijzen we naar het OT-model dat op de website van het PBL te downloaden is. In hoofdstuk 17 tonen we wel de resulterende bedragen, die immers mede van invloed zijn op de rangschikking.

16.3 Basisprijspremies

De basisprijzen vormen de bodem, de ondergrens van de correctiebedragen. Als een marktindex lager dreigt te liggen dan de basisprijzen, ontstaat een risico dat de SDE++-subsidies de onrendabele top van projecten niet volledig zullen afdekken. De basisprijzen worden berekend als twee derde van de langetermijnprijzen. De langetermijnprijzen zijn gebaseerd op de KEV 2022, dit vanwege de op hoofdlijnen uitgevoerde Klimaat- en Energieverkenning in 2023. Een hogere langetermijnprijs impliceert niet dat de risico's dat de SDE++-subsidie de onrendabele top niet meer volledig afdekt, zullen toenemen. Veel hangt af van de onzekerheid in de toekomstige prijspaden. Met de energiemarkten die forse schokken hebben doorgemaakt, is niet alleen de hoogte van de gemiddelde toekomstige energieprijzen moeilijker in te schatten. Ook de volatiliteit van de toekomstige markten is moeilijker, zo niet schier onmogelijk in te schatten, zonder grove aannames te maken. Het is verder onduidelijk hoe een eventuele nieuwe systematiek voor afroming van overwinsten ingrijpt op de projectfinanciën.

17 Cijfermatige resultaten

In de samenvattende tabellen in dit hoofdstuk staan alle categorieën die in dit eindadvies terugkomen. De in de tabellen gehanteerde afronding is op verzoek van het ministerie van EZK doorgevoerd, maar heeft geen relatie met de onzekerheden en verschillen tussen projecten die zich in de praktijk voordoen. De formules achter de correctiebedragen staan in hoofdstuk 16.

Tabel 17.1
Energie uit water, rangschikkingsparameters

Categorie	Productie-type [eenheid]	Subsidie-intensiteit [€/tCO₂]	Subsidie-intensiteit afgetopt [€/tCO₂]	Basisbedrag [€/eenheid]	Langetermijn-prijs [€/eenheid]	Emissie-factor [kg CO₂/ eenheid]	Domein	Vollast-uren [uur/jaar]
Waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm	kWh	581	300	0,1694	0,0939	0,1300	Elektriciteit	5.700
Waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm, renovatie	kWh	214	214	0,1217	0,0939	0,1300	Elektriciteit	2.600
Waterkracht, valhoogte < 50 cm	kWh	1.102	300	0,2372	0,0939	0,1300	Elektriciteit	3.700
Osmose	kWh	4.192	300	0,6389	0,0939	0,1300	Elektriciteit	8.000
Aquathermie – geen basislast, met WKO	kWh	666	400	0,1551	0,0366	0,1778	Lagetemperatuurwarmte	3.850
Aquathermie – basislast, met WKO	kWh	524	400	0,1307	0,0366	0,1796	Lagetemperatuurwarmte	6.350
Aquathermie – geen basislast, met WKO en directe levering	kWh	313	313	0,0928	0,0359	0,1817	Lagetemperatuurwarmte	3.850
Aquathermie – geen basislast, zonder WKO	kWh	607	400	0,1460	0,0365	0,1803	Lagetemperatuurwarmte	3.500
Aquathermie – basislast, zonder WKO	kWh	289	289	0,0917	0,0366	0,1904	Lagetemperatuurwarmte	6.000
Aquathermie – basislast, zonder WKO met bestaand warmtenet	kWh	215	215	0,0769	0,0366	0,1878	Lagetemperatuurwarmte	6.000
Energie uit Lucht met warmtepomp, middentemperatuur, gebouwde omgeving	kWh	549	400	0,1613	0,0635	0,1781	Lagetemperatuurwarmte	3.850
Energie uit Lucht met warmtepomp, lage temperatuur, glastuinbouw	kWh	176	176	0,0694	0,0359	0,1897	Lagetemperatuurwarmte	3.850

Tabel 17.2
Energie uit water, overzicht correcties

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]
Waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm	kWh	1	0	0,0939	0,0626	0,1488	0,0000	0,0000
Waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm, renovatie	kWh	1	0	0,0939	0,0626	0,1488	0,0000	0,0000
Waterkracht, valhoogte < 50 cm	kWh	1	0	0,0939	0,0626	0,1488	0,0000	0,0000
Osmose	kWh	1	0	0,0939	0,0626	0,1488	0,0000	0,0000
Aquathermie – geen basislast, met WKO	kWh	17	9	0,0359	0,0240	0,0560	0,0000	0,0004
Aquathermie – basislast, met WKO	kWh	17	9	0,0359	0,0240	0,0560	0,0000	0,0004
Aquathermie – geen basislast, met WKO en directe levering	kWh	17	0	0,0359	0,0240	0,0560	0,0000	0,0000
Aquathermie – geen basislast, zonder WKO	kWh	17	9	0,0359	0,0240	0,0560	0,0000	0,0004
Aquathermie – basislast, zonder WKO	kWh	17	9	0,0359	0,0240	0,0560	0,0000	0,0004
Aquathermie – basislast, zonder WKO met bestaand warmtenet	kWh	17	9	0,0359	0,0240	0,0560	0,0000	0,0004
Energie uit lucht met warmtepomp, middentemperatuur, gebouwde omgeving	kWh	16	0	0,0635	0,0445	0,0953	0,0000	0,0000
Energie uit lucht met warmtepomp, lage temperatuur, glastuinbouw	kWh	17	0	0,0359	0,0240	0,0560	0,0000	0,0000

Tabel 17.3
Zonne-energie, rangschikkingsparameters

Categorie	Productietype	Subsidie-intensiteit	Subsidie-intensiteit afgetopt	Basisbedrag	Langetermijnprijs	Emissiefactor	Domein	Vollasturen
	[eenheid]	[€/tCO₂]	[€/tCO₂]	[€/eenheid]	[€/eenheid]	[kg CO₂/ eenheid]		[uur/jaar]
Zon-pv, ≥ 15 kWp en < 1 MWp, gebouwgebonden	kWh	-433	-433	0,0791	0,1097	0,0708	Elektriciteit	840
Zon-pv, ≥ 15 kWp en < 1 MWp, gebouwgebonden met lichte dakaanpassing	kWh	-380	-380	0,0828	0,1097	0,0708	Elektriciteit	840
Zon-pv, ≥ 15 kWp en < 1 MWp, gebouwgebonden met zware dakaanpassing	kWh	-48	-48	0,1063	0,1097	0,0708	Elektriciteit	840
Zon-pv, ≥ 15 kWp en < 1 MWp, gebouwgebonden met lichtgewicht PV	kWh	134	134	0,1192	0,1097	0,0708	Elektriciteit	840
Zon-pv, ≥ 15 kWp en < 1 MWp, grondgebonden	kWh	-290	-290	0,0818	0,1024	0,0708	Elektriciteit	855
Zon-pv, ≥ 15 kWp en < 1 MWp, grondgebonden natuurinclusief	kWh	-180	-180	0,0896	0,1024	0,0708	Elektriciteit	855
Zon-pv, ≥ 15 kWp en < 1 MWp, drijvend	kWh	-107	-107	0,0948	0,1024	0,0708	Elektriciteit	855
Zon-pv, ≥ 15 kWp en < 1 MWp, drijvend natuurinclusief	kWh	-47	-47	0,0990	0,1024	0,0708	Elektriciteit	855
Zon-pv, > 1 MWp, gebouwgebonden	kWh	-362	-362	0,0734	0,0991	0,0708	Elektriciteit	840
Zon-pv, > 1 MWp, gebouwgebonden met lichte dakaanpassing	kWh	-309	-309	0,0772	0,0991	0,0708	Elektriciteit	840
Zon-pv, > 1 MWp, gebouwgebonden met zware dakaanpassing	kWh	-69	-69	0,0942	0,0991	0,0708	Elektriciteit	840
Zon-pv, > 1 MWp, gebouwgebonden met lichtgewicht PV	kWh	109	109	0,1068	0,0991	0,0708	Elektriciteit	840
Zon-pv, > 1 MWp en < 20 MWp, grondgebonden	kWh	-212	-212	0,0663	0,0813	0,0708	Elektriciteit	855
Zon-pv, > 1 MWp en < 20 MWp, grondgebonden natuurinclusief	kWh	-152	-152	0,0706	0,0813	0,0708	Elektriciteit	855
Zon-pv, > 20 MWp, grondgebonden	kWh	-218	-218	0,0624	0,0778	0,0708	Elektriciteit	855
Zon-pv, > 20 MWp, grondgebonden natuurinclusief	kWh	-167	-167	0,0660	0,0778	0,0708	Elektriciteit	855
Zon-pv, > 1 MWp, drijvend	kWh	-61	-61	0,0770	0,0813	0,0708	Elektriciteit	855
Zon-pv, > 1 MWp, drijvend natuurinclusief	kWh	-39	-39	0,0786	0,0813	0,0708	Elektriciteit	855
Zon-pv, > 1 MWp en < 20 MWp, zonvolgend land	kWh	-212	-212	0,0663	0,0813	0,0708	Elektriciteit	1.045
Zon-pv, > 1 MWp, zonvolgend land natuurinclusief	kWh	-152	-152	0,0706	0,0813	0,0708	Elektriciteit	1.045
Zon-pv, > 20 MWp, zonvolgend land	kWh	-218	-218	0,0624	0,0778	0,0708	Elektriciteit	1.045
Zon-pv, > 20 MWp, zonvolgend land natuurinclusief	kWh	-167	-167	0,0660	0,0778	0,0708	Elektriciteit	1.045
Zon-pv, > 1 MWp, zonvolgend drijvend	kWh	-61	-61	0,0770	0,0813	0,0708	Elektriciteit	1.190
Zon-pv, > 1 MWp, zonvolgend drijvend natuurinclusief	kWh	-39	-39	0,0786	0,0813	0,0708	Elektriciteit	1.190
Zonthermie, ≥ 140 kW_{th} tot 1 MW_{th}	kWh	207	207	0,1158	0,0692	0,2250	Lagetemperatuurwarmte	600
Zonthermie, ≥1 MW_{th}	kWh	151	151	0,0976	0,0635	0,2250	Lagetemperatuurwarmte	600
PVT met warmtepomp	kWh	-21	-21	0,0650	0,0692	0,2039	Lagetemperatuurwarmte	3.500
Daglichtkas	kWh	332	332	0,1012	0,0359	0,1964	Lagetemperatuurwarmte	3.850

Tabel 17.4
Zonne-energie, overzicht correcties

Categorie	Productietype [eenheid]	Berekeningswijze correctiebedrag[1] [Methode-ID]	Berekeningswijze ETS-correctie [Correctie-ID]	Langetermijn-productprijs [€/eenheid]	Bodemprijs of basisprijs[1] [€/eenheid]	Voorlopig correctiebedrag[1] [€/eenheid]	Voorlopige GvO-waarde[1] [€/eenheid]	Voorlopige ETS-correctie [€/eenheid]
Zon-pv, ≥ 15 kWp en < 1 MWp, gebouwgebonden	kWh	6 / 7	0	0,1083	0,0492 / 0,1023	0,1243 / 0,1774	0,004 / 0	0,0000
Zon-pv, ≥ 15 kWp en < 1 MWp, gebouwgebonden met lichte dakaanpassing	kWh	6 / 7	0	0,1083	0,0492 / 0,1023	0,1243 / 0,1774	0,004 / 0	0,0000
Zon-pv, ≥ 15 kWp en < 1 MWp, gebouwgebonden met zware dakaanpassing	kWh	6 / 7	0	0,1083	0,0492 / 0,1023	0,1243 / 0,1774	0,004 / 0	0,0000
Zon-pv, ≥ 15 kWp en < 1 MWp, gebouwgebonden met lichtgewicht PV	kWh	6 / 7	0	0,1083	0,0492 / 0,1023	0,1243 / 0,1774	0,004 / 0	0,0000
Zon-pv, ≥ 15 kWp en < 1 MWp, grondgebonden	kWh	6 / 7	0	0,1004	0,0492 / 0,1023	0,1243 / 0,1774	0,004 / 0	0,0000
Zon-pv, ≥ 15 kWp en < 1 MWp, grondgebonden natuurinclusief	kWh	6 / 7	0	0,1004	0,0492 / 0,1023	0,1243 / 0,1774	0,004 / 0	0,0000
Zon-pv, ≥ 15 kWp en < 1 MWp, drijvend	kWh	6 / 7	0	0,1004	0,0492 / 0,1023	0,1243 / 0,1774	0,004 / 0	0,0000
Zon-pv, ≥ 15 kWp en < 1 MWp, drijvend natuurinclusief	kWh	6 / 7	0	0,1004	0,0492 / 0,1023	0,1243 / 0,1774	0,004 / 0	0,0000
Zon-pv, > 1 MWp, gebouwgebonden	kWh	6 / 8	0	0,0975	0,0492 / 0,0886	0,1243 / 0,1637	0,004 / 0	0,0000
Zon-pv, > 1 MWp, gebouwgebonden met lichte dakaanpassing	kWh	6 / 8	0	0,0975	0,0492 / 0,0886	0,1243 / 0,1637	0,004 / 0	0,0000
Zon-pv, > 1 MWp, gebouwgebonden met zware dakaanpassing	kWh	6 / 8	0	0,0975	0,0492 / 0,0886	0,1243 / 0,1637	0,004 / 0	0,0000
Zon-pv, > 1 MWp, gebouwgebonden met lichtgewicht PV	kWh	6 / 8	0	0,0975	0,0492 / 0,0886	0,1243 / 0,1637	0,004 / 0	0,0000
Zon-pv, > 1 MWp en < 20 MWp, grondgebonden	kWh	6 / 8	0	0,0777	0,0492 / 0,0886	0,1243 / 0,1637	0,004 / 0	0,0000
Zon-pv, > 1 MWp en < 20 MWp, grondgebonden natuurinclusief	kWh	6 / 8	0	0,0777	0,0492 / 0,0886	0,1243 / 0,1637	0,004 / 0	0,0000
Zon-pv, > 20 MWp, grondgebonden	kWh	6 / 8	0	0,0738	0,0492 / 0,0886	0,1243 / 0,1637	0,004 / 0	0,0000
Zon-pv, > 20 MWp, grondgebonden natuurinclusief	kWh	6 / 8	0	0,0738	0,0492 / 0,0886	0,1243 / 0,1637	0,004 / 0	0,0000
Zon-pv, > 1 MWp, drijvend	kWh	6 / 8	0	0,0777	0,0492 / 0,0886	0,1243 / 0,1637	0,004 / 0	0,0000
Zon-pv, > 1 MWp, drijvend natuurinclusief	kWh	6 / 8	0	0,0777	0,0492 / 0,0886	0,1243 / 0,1637	0,004 / 0	0,0000
Zon-pv, > 1 MWp en < 20 MWp, Zonvolgend land	kWh	6 / 8	0	0,0777	0,0492 / 0,0886	0,1243 / 0,1637	0,004 / 0	0,0000
Zon-pv, > 1 MWp, zonvolgend land natuurinclusief	kWh	6 / 8	0	0,0777	0,0492 / 0,0886	0,1243 / 0,1637	0,004 / 0	0,0000
Zon-pv, > 20 MWp, zonvolgend land	kWh	6 / 8	0	0,0738	0,0492 / 0,0886	0,1243 / 0,1637	0,004 / 0	0,0000
Zon-pv, > 20 MWp, zonvolgend land natuurinclusief	kWh	6 / 8	0	0,0738	0,0492 / 0,0886	0,1243 / 0,1637	0,004 / 0	0,0000
Zon-pv, > 1 MWp, zonvolgend drijvend	kWh	6 / 8	0	0,0777	0,0492 / 0,0886	0,1243 / 0,1637	0,004 / 0	0,0000
Zon-pv, > 1 MWp, zonvolgend drijvend natuurinclusief	kWh	6 / 8	0	0,0777	0,0492 / 0,0886	0,1243 / 0,1637	0,004 / 0	0,0000
Zonthermie, ≥ 140 kW_{th} tot 1 MW_{th}	kWh	15	0	0,0692	0,0502	0,1010	0,0000	0,0000
Zonthermie, ≥ 1 MW_{th}	kWh	16	0	0,0635	0,0445	0,0953	0,0000	0,0000
PVT met warmtepomp	kWh	15	0	0,0692	0,0502	0,1010	0,0000	0,0000
Daglichtkas	kWh	17	0	0,0359	0,0240	0,0560	0,0000	0,0000

1) Weergave: net-levering / niet-netlevering

Tabel 17.5
Windenergie, rangschikkingsparameters

Categorie	Productie-type	Subsidie-intensiteit	Subsidie-intensiteit afgetopt	Basisbedrag	Langeter-mijn-prijs	Emissie-factor	Domein	Vollast-uren
	[eenheid]	[€/tCO₂]	[€/tCO₂]	[€/eenheid]	[€/eenheid]	[kg CO₂/ eenheid]		[uur/jaar]
Wind op land, ≥ 8,5 m/s	kWh	-159	-159	0,0480	0,0654	0,1093	Elektriciteit	3.850
Wind op land, ≥ 8 en < 8,5 m/s	kWh	-138	-138	0,0504	0,0654	0,1093	Elektriciteit	3.665
Wind op land, ≥ 7,5 en < 8 m/s	kWh	-85	-85	0,0561	0,0654	0,1093	Elektriciteit	3.290
Wind op land, ≥ 7,0 en < 7,5 m/s	kWh	-33	-33	0,0618	0,0654	0,1093	Elektriciteit	2.985
Wind op land, ≥ 6,75 en < 7 m/s	kWh	7	7	0,0662	0,0654	0,1093	Elektriciteit	2.785
Wind op land, < 6,75 m/s	kWh	56	56	0,0715	0,0654	0,1093	Elektriciteit	2.580
Wind op land, hoogtebeperkt ≥ 8,5 m/s	kWh	-93	-93	0,0553	0,0654	0,1093	Elektriciteit	3.250
Wind op land, hoogtebeperkt ≥ 8 en < 8,5 m/s	kWh	-58	-58	0,0591	0,0654	0,1093	Elektriciteit	3.035
Wind op land, hoogtebeperkt ≥ 7,5 en < 8 m/s	kWh	11	11	0,0666	0,0654	0,1093	Elektriciteit	2.685
Wind op land, hoogtebeperkt ≥ 7,0 en < 7,5 m/s	kWh	86	86	0,0748	0,0654	0,1093	Elektriciteit	2.385
Wind op land, hoogtebeperkt ≥ 6,75 en < 7 m/s	kWh	141	141	0,0808	0,0654	0,1093	Elektriciteit	2.205
Wind op land, hoogtebeperkt < 6,75 m/s	kWh	206	206	0,0880	0,0654	0,1093	Elektriciteit	2.020
Wind op waterkeringen, ≥ 8,5 m/s	kWh	-100	-100	0,0545	0,0654	0,1093	Elektriciteit	3.855
Wind op waterkeringen, ≥ 8 en < 8,5 m/s	kWh	-77	-77	0,0570	0,0654	0,1093	Elektriciteit	3.682
Wind op waterkeringen, ≥ 7,5 en < 8 m/s	kWh	-18	-18	0,0635	0,0654	0,1093	Elektriciteit	3.305
Wind op waterkeringen, ≥ 7,0 en < 7,5 m/s	kWh	42	42	0,0700	0,0654	0,1093	Elektriciteit	2.999
Wind op waterkeringen, ≥ 6,75 en < 7 m/s	kWh	88	88	0,0750	0,0654	0,1093	Elektriciteit	2.798
Wind op waterkeringen, < 6,75 m/s	kWh	142	142	0,0809	0,0654	0,1093	Elektriciteit	2.592

Tabel 17.6
Windenergie, overzicht correcties

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]
Wind op land, ≥ 8,5 m/s	kWh	4	0	0,0614	0,0410	0,1109	0,0040	0,0000
Wind op land, ≥ 8 en < 8,5 m/s	kWh	4	0	0,0614	0,0410	0,1109	0,0040	0,0000
Wind op land, ≥ 7,5 en < 8 m/s	kWh	4	0	0,0614	0,0410	0,1109	0,0040	0,0000
Wind op land, ≥ 7,0 en < 7,5 m/s	kWh	4	0	0,0614	0,0410	0,1109	0,0040	0,0000
Wind op land, ≥ 6,75 en < 7 m/s	kWh	4	0	0,0614	0,0410	0,1109	0,0040	0,0000
Wind op land, < 6,75 m/s	kWh	4	0	0,0614	0,0410	0,1109	0,0040	0,0000
Wind op land, hoogtebeperkt ≥ 8,5 m/s	kWh	4	0	0,0614	0,0410	0,1109	0,0040	0,0000
Wind op land, hoogtebeperkt ≥ 8 en < 8,5 m/s	kWh	4	0	0,0614	0,0410	0,1109	0,0040	0,0000
Wind op land, hoogtebeperkt ≥ 7,5 en < 8 m/s	kWh	4	0	0,0614	0,0410	0,1109	0,0040	0,0000
Wind op land, hoogtebeperkt ≥ 7,0 en < 7,5 m/s	kWh	4	0	0,0614	0,0410	0,1109	0,0040	0,0000
Wind op land, hoogtebeperkt ≥ 6,75 en < 7 m/s	kWh	4	0	0,0614	0,0410	0,1109	0,0040	0,0000
Wind op land, hoogtebeperkt < 6,75 m/s	kWh	4	0	0,0614	0,0410	0,1109	0,0040	0,0000
Wind op waterkeringen, ≥ 8,5 m/s	kWh	4	0	0,0614	0,0410	0,1109	0,0040	0,0000
Wind op waterkeringen, ≥ 8 en < 8,5 m/s	kWh	4	0	0,0614	0,0410	0,1109	0,0040	0,0000
Wind op waterkeringen, ≥ 7,5 en < 8 m/s	kWh	4	0	0,0614	0,0410	0,1109	0,0040	0,0000
Wind op waterkeringen, ≥ 7,0 en < 7,5 m/s	kWh	4	0	0,0614	0,0410	0,1109	0,0040	0,0000
Wind op waterkeringen, ≥ 6,75 en < 7 m/s	kWh	4	0	0,0614	0,0410	0,1109	0,0040	0,0000
Wind op waterkeringen, < 6,75 m/s	kWh	4	0	0,0614	0,0410	0,1109	0,0040	0,0000

Tabel 17.7
Geothermie, rangschikkingsparameters

Categorie	Productie-type [eenheid]	Subsidie-intensiteit [€/tCO₂]	Subsidie-intensiteit afgetopt [€/tCO₂]	Basisbedrag [€/eenheid]	Langeter-mijn-prijs [€/eenheid]	Emissie-factor [kg CO₂/ eenheid]	Domein	Vollast-uren [uur/jaar]
Ondiepe geothermie (geen basislast)	kWh	337	337	0,1646	0,0366	0,3797	Lagetemperatuurwarmte	3.500
Ondiepe geothermie (basislast)	kWh	132	132	0,0862	0,0359	0,3797	Lagetemperatuurwarmte	6.000
Diepe geothermie (basislast); < 12 MW_{th}	kWh	53	53	0,0589	0,0359	0,4356	Lagetemperatuurwarmte	6.000
Diepe geothermie (basislast); 12-20 MW_{th}	kWh	38	38	0,0525	0,0359	0,4380	Lagetemperatuurwarmte	6.000
Diepe geothermie (basislast); ≥ 20 MW_{th}	kWh	24	24	0,0466	0,0359	0,4370	Lagetemperatuurwarmte	6.000
Diepe geothermie (basislast) hogetemperatuurwarmtenet (inclusief warmtepomp)	kWh	245	245	0,1255	0,0366	0,3621	Lagetemperatuurwarmte	6.000
Diepe geothermie (middenlast)	kWh	146	146	0,1029	0,0390	0,4380	Lagetemperatuurwarmte	5.000
Diepe geothermie (geen basislast)	kWh	216	216	0,1319	0,0390	0,4309	Lagetemperatuurwarmte	3.500
Diepe geothermie (uitbreiding)	kWh	-4	-4	0,0341	0,0359	0,4380	Lagetemperatuurwarmte	6.000
Ultradiepe geothermie	kWh	31	31	0,0806	0,0668	0,4380	Hogetemperatuurwarmte	7.000

Tabel 17.8
Geothermie, overzicht correcties

Categorie	Productie-type [eenheid]	Berekenings-wijze correctie-bedrag [Methode-ID]	Berekenings-wijze ETS-correctie [Correctie-ID]	Langeter-mijn-pro-ductprijs [€/eenheid]	Bodemprijs of basisprijs [€/eenheid]	Voorlopig correctie-bedrag [€/eenheid]	Voorlopige GvO-waarde [€/eenheid]	Voorlopige ETS-correctie [€/eenheid]
Ondiepe geothermie (geen basislast)	kWh	17	9	0,0359	0,0240	0,0560	0,0000	0,0004
Ondiepe geothermie (basislast)	kWh	17	0	0,0359	0,0240	0,0560	0,0000	0,0000
Diepe geothermie (basislast); < 12 MW_{th}	kWh	17	0	0,0359	0,0240	0,0560	0,0000	0,0000
Diepe geothermie (basislast); 12-20 MW_{th}	kWh	17	0	0,0359	0,0240	0,0560	0,0000	0,0000
Diepe geothermie (basislast); ≥ 20 MW_{th}	kWh	17	0	0,0359	0,0240	0,0560	0,0000	0,0000
Diepe geothermie (basislast) hogetemperatuurwarmtenet (inclusief warmtepomp)	kWh	17	9	0,0359	0,0240	0,0560	0,0000	0,0004
Diepe geothermie (middenlast)	kWh	17	8	0,0359	0,0240	0,0560	0,0000	0,0019
Diepe geothermie (geen basislast)	kWh	17	8	0,0359	0,0240	0,0560	0,0000	0,0019
Diepe geothermie (uitbreiding)	kWh	17	0	0,0359	0,0240	0,0560	0,0000	0,0000
Ultradiepe geothermie	kWh	17	2	0,0359	0,0240	0,0560	0,0000	0,0185

Tabel 17.9
Verbranding en vergassing van biomassa, rangschikkingsparameters

Categorie	Productie-type	Subsidie-intensiteit	Subsidie-intensiteit afgetopt	Basisbedrag	Langeter-mijn-prijs	Emissie-factor	Domein	Vollast-uren
	[eenheid]	[€/tCO₂]	[€/tCO₂]	[€/eenheid]	[€/eenheid]	[kg CO₂/ eenheid]		[uur/jaar]
Groengas uit biomassa (≥ 95% biogeen)	kWh	516	400	0,1314	0,0462	0,1651	Moleculen	7.500
Groengas uit biomassa (B-hout)	kWh	274	274	0,0915	0,0462	0,1651	Moleculen	7.500
Groengas uit afval	kWh	425	400	0,0692	0,0462	0,0541	Moleculen	7.500
Waterstof uit afval	kWh	-99	-99	0,0517	0,0650	0,1345	Moleculen	7.500
Ketel op vaste biomassa 0,5 - 5 MW_{th}	kWh	21	21	0,0714	0,0666	0,2250	Hogetemperatuurwarmte	3.000
Ketel op vaste biomassa 5 MW_{th} (8500 uur)	kWh	-42	-42	0,0573	0,0668	0,2250	Hogetemperatuurwarmte	8.500
Ketel op vaste biomassa 5 MW_{th} (8000 uur)	kWh	-40	-40	0,0578	0,0668	0,2250	Hogetemperatuurwarmte	8.000
Ketel op vaste biomassa 5 MW_{th} (7500 uur)	kWh	-38	-38	0,0583	0,0668	0,2250	Hogetemperatuurwarmte	7.500
Ketel op vaste biomassa 5 MW_{th} (7000 uur)	kWh	-36	-36	0,0586	0,0668	0,2250	Hogetemperatuurwarmte	7.000
Ketel op vaste biomassa 5 MW_{th} (6500 uur)	kWh	-34	-34	0,0591	0,0668	0,2250	Hogetemperatuurwarmte	6.500
Ketel op vaste biomassa 5 MW_{th} (6000 uur)	kWh	-30	-30	0,0600	0,0668	0,2250	Hogetemperatuurwarmte	6.000
Ketel op vaste biomassa 5 MW_{th} (5500 uur)	kWh	-27	-27	0,0607	0,0668	0,2250	Hogetemperatuurwarmte	5.500
Ketel op vaste biomassa 5 MW_{th} (5000 uur)	kWh	-22	-22	0,0618	0,0668	0,2250	Hogetemperatuurwarmte	5.000
Ketel op vaste biomassa 5 MW_{th} (4500 uur)	kWh	-18	-18	0,0628	0,0668	0,2250	Hogetemperatuurwarmte	4.500
Ketel op B-hout	kWh	-141	-141	0,0351	0,0668	0,2250	Hogetemperatuurwarmte	7.500
Ketel op vloeibare biomassa (stadsverwarming)	kWh	98	98	0,0887	0,0666	0,2250	Hogetemperatuurwarmte	7.000
Ketel op vloeibare biomassa (industrie)	kWh	112	112	0,0887	0,0635	0,2250	Hogetemperatuurwarmte	7.000
Ketel stoom uit houtpellets 5 - 50 MW_{th}	kWh	96	96	0,0885	0,0668	0,2250	Hogetemperatuurwarmte	8.500
Ketel stoom uit houtpellets > 50 MW_{th}	kWh	157	157	0,1022	0,0668	0,2250	Hogetemperatuurwarmte	8.500
Levensduurverlenging ketel op vaste of vloeibare biomassa 0,5-5 MW_{th}	kWh	-115	-115	0,0408	0,0666	0,2250	Hogetemperatuurwarmte	3.000
Levensduurverlenging ketel op vaste of vloeibare biomassa > 5 MW_{th}	kWh	30	30	0,0458	0,0390	0,2250	Hogetemperatuurwarmte	8.000
Directe inzet van houtpellets voor industriële toepassingen	kWh	-86	-86	0,0687	0,0881	0,2250	Hogetemperatuurwarmte	3.000

Tabel 17.10
Verbranding en vergassing van biomassa, 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]
Groengas uit biomassa (≥ 95% biogeen)	kWh	13	0	0,0462	0,0308	0,0719	0,0000	0,0000
Groengas uit biomassa (B-hout)	kWh	13	0	0,0462	0,0308	0,0719	0,0000	0,0000
Groengas uit afval	kWh	13	0	0,0462	0,0308	0,0719	0,0000	0,0000
Waterstof uit afval	kWh	30	0	0,0650	0,0458	0,0970	0,0000	0,0000
Ketel op vaste biomassa 0,5 - 5 MW_{th}	kWh	16	8	0,0635	0,0445	0,0953	0,0000	0,0019
Ketel op vaste biomassa 5 MW_{th} (8500 uur)	kWh	17	2	0,0359	0,0240	0,0560	0,0000	0,0185
Ketel op vaste biomassa 5 MW_{th} (8000 uur)	kWh	17	2	0,0359	0,0240	0,0560	0,0000	0,0185
Ketel op vaste biomassa 5 MW_{th} (7500 uur)	kWh	17	2	0,0359	0,0240	0,0560	0,0000	0,0185
Ketel op vaste biomassa 5 MW_{th} (7000 uur)	kWh	17	2	0,0359	0,0240	0,0560	0,0000	0,0185
Ketel op vaste biomassa 5 MW_{th} (6500 uur)	kWh	17	2	0,0359	0,0240	0,0560	0,0000	0,0185
Ketel op vaste biomassa 5 MW_{th} (6000 uur)	kWh	17	2	0,0359	0,0240	0,0560	0,0000	0,0185
Ketel op vaste biomassa 5 MW_{th} (5500 uur)	kWh	17	2	0,0359	0,0240	0,0560	0,0000	0,0185
Ketel op vaste biomassa 5 MW_{th} (5000 uur)	kWh	17	2	0,0359	0,0240	0,0560	0,0000	0,0185
Ketel op vaste biomassa 5 MW_{th} (4500 uur)	kWh	17	2	0,0359	0,0240	0,0560	0,0000	0,0185
Ketel op B-hout	kWh	17	2	0,0359	0,0240	0,0560	0,0000	0,0185
Ketel op vloeibare biomassa (stadsverwarming)	kWh	16	8	0,0635	0,0445	0,0953	0,0000	0,0019
Ketel op vloeibare biomassa (industrie)	kWh	16	0	0,0635	0,0445	0,0953	0,0000	0,0000
Ketel stoom uit houtpellets 5 - 50 MW_{th}	kWh	17	2	0,0359	0,0240	0,0560	0,0000	0,0185
Ketel stoom uit houtpellets > 50 MW_{th}	kWh	17	2	0,0359	0,0240	0,0560	0,0000	0,0185
Levensduurverlenging ketel op vaste of vloeibare biomassa 0,5-5 MW_{th}	kWh	16	8	0,0635	0,0445	0,0953	0,0000	0,0019
Levensduurverlenging ketel op vaste of vloeibare biomassa > 5 MW_{th}	kWh	17	8	0,0359	0,0240	0,0560	0,0000	0,0019
Directe inzet van houtpellets voor industriële toepassingen	kWh	20	2	0,0572	0,0400	0,0858	0,0000	0,0185

Tabel 17.11
Vergisting van biomassa, rangschikkingsparameters

Categorie	Productie-type	Subsidie-intensiteit	Subsidie-intensiteit afgetopt	Basisbedrag	Langetermijn-prijs	Emissie-factor	Domein	Vollast-uren	WK-factor
	[eenheid]	[€/tCO₂]	[€/tCO₂]	[€/eenheid]	[€/eenheid]	[kg CO₂/ eenheid]		[uur/ jaar]	
Monomestvergisting 110-450 kW, hernieuwbaar gas	kWh	223	223	0,1588	0,0462	0,5048	Moleculen	8.000	-
Monomestvergisting 110-450 kW, gecombineerde opwekking	kWh	151	151	0,2473	0,1168	0,8652	Elektriciteit	5.078	0,69
Monomestvergisting 110-450 kW, warmte	kWh	140	140	0,1765	0,0944	0,5870	Lagetemperatuurwarmte	8.000	-
Monomestvergisting < 110 kW, hernieuwbaar gas	kWh	337	337	0,2187	0,0462	0,5120	Moleculen	8.000	-
Monomestvergisting < 110 kW, gecombineerde opwekking	kWh	202	202	0,2903	0,1153	0,8663	Elektriciteit	4.960	0,62
Monomestvergisting < 110 kW, warmte	kWh	223	223	0,2249	0,0944	0,5859	Lagetemperatuurwarmte	8.000	-
Monomestvergisting > 450 kW, hernieuwbaar gas	kWh	170	170	0,1001	0,0462	0,3174	Moleculen	8.000	-
Monomestvergisting > 450 kW, gecombineerde opwekking	kWh	98	98	0,1355	0,0941	0,4211	Elektriciteit	5.647	0,62
Monomestvergisting > 450 kW, warmte	kWh	87	87	0,1274	0,0944	0,3805	Lagetemperatuurwarmte	6.000	-
Allesvergisting, hernieuwbaar gas	kWh	242	242	0,0877	0,0462	0,1716	Moleculen	8.000	-
Allesvergisting, gecombineerde opwekking	kWh	22	22	0,0981	0,0942	0,1804	Elektriciteit	7.535	1,13
Allesvergisting, warmte	kWh	3	3	0,0951	0,0944	0,2185	Lagetemperatuurwarmte	7.000	-
Verbeterde slibgisting, hernieuwbaar gas	kWh	468	400	0,1313	0,0462	0,1820	Moleculen	8.000	-
Verbeterde slibgisting, gecombineerde opwekking	kWh	313	300	0,1489	0,0964	0,1677	Elektriciteit	5.728	0,66
Verbeterde slibgisting, warmte	kWh	33	33	0,1018	0,0944	0,2250	Lagetemperatuurwarmte	7.000	-
Levensduurverlenging allesvergisting, hernieuwbaar gas	kWh	129	129	0,0684	0,0462	0,1716	Moleculen	8.000	-
Levensduurverlenging allesvergisting, gecombineerde opwekking	kWh	-87	-87	0,0786	0,0942	0,1798	Elektriciteit	7.540	1,10
Levensduurverlenging allesvergisting, warmte	kWh	-81	-81	0,0767	0,0944	0,2185	Lagetemperatuurwarmte	7.000	-
Levensduurverlenging allesvergisting, ombouw naar hernieuwbaar gas	kWh	165	165	0,0746	0,0462	0,1716	Moleculen	8.000	-
Levensduurverlenging monomestvergisting 110-450 kW, hernieuwbaar gas	kWh	92	92	0,0928	0,0462	0,5048	Moleculen	8.000	-
Levensduurverlenging monomest 110-450 kW, gecombineerde opwekking	kWh	19	19	0,1328	0,1168	0,8652	Elektriciteit	5.078	0,69
Levensduurverlenging monomest 110-450 kW, warmte	kWh	22	22	0,1074	0,0944	0,5870	Lagetemperatuurwarmte	8.000	-
Levensduurverlenging monomest 110-450 kW, ombouw naar hernieuwbaar gas	kWh	123	123	0,1083	0,0462	0,5048	Moleculen	8.000	-
Compostering, warmte	kWh	-41	-41	0,0574	0,0666	0,2250	Lagetemperatuurwarmte	5.200	-

Tabel 17.12
Vergisting 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 correctiebedrag [€/eenheid]	Voorlopige GvO-waarde [€/eenheid]	Voorlopige ETS-correctie [€/eenheid]
Monomestvergisting 110-450 kW, hernieuwbaar gas	kWh	13	0	0,0462	0,0308	0,0719	0,0000	0,0000
Monomestvergisting 110-450 kW, gecombineerde opwekking	kWh	23	2	0,1042	0,0779	0,1496	0,0000	0,0076
Monomestvergisting 110-450 kW, warmte	kWh	16	2	0,0635	0,0445	0,0953	0,0000	0,0185
Monomestvergisting < 110 kW, hernieuwbaar gas	kWh	13	0	0,0462	0,0308	0,0719	0,0000	0,0000
Monomestvergisting < 110 kW, gecombineerde opwekking	kWh	23	2	0,1035	0,0769	0,1495	0,0000	0,0071
Monomestvergisting < 110 kW, warmte	kWh	16	2	0,0635	0,0445	0,0953	0,0000	0,0185
Monomestvergisting > 450 kW, hernieuwbaar gas	kWh	13	0	0,0462	0,0308	0,0719	0,0000	0,0000
Monomestvergisting > 450 kW, gecombineerde opwekking	kWh	25	2	0,0823	0,0557	0,1283	0,0000	0,0071
Monomestvergisting > 450 kW, warmte	kWh	16	2	0,0635	0,0445	0,0953	0,0000	0,0185
Allesvergisting, hernieuwbaar gas	kWh	13	0	0,0462	0,0308	0,0719	0,0000	0,0000
Allesvergisting, gecombineerde opwekking	kWh	25	2	0,0778	0,0530	0,1204	0,0000	0,0098
Allesvergisting, warmte	kWh	16	2	0,0635	0,0445	0,0953	0,0000	0,0185
Verbeterde slibgisting, hernieuwbaar gas	kWh	13	0	0,0462	0,0308	0,0719	0,0000	0,0000
Verbeterde slibgisting, gecombineerde opwekking	kWh	24	2	0,0841	0,0577	0,1298	0,0000	0,0074
Verbeterde slibgisting, warmte	kWh	16	2	0,0635	0,0445	0,0953	0,0000	0,0185
Levensduurverlenging allesvergisting, hernieuwbaar gas	kWh	13	0	0,0462	0,0308	0,0719	0,0000	0,0000
Levensduurverlenging allesvergisting, gecombineerde opwekking	kWh	25	2	0,0780	0,0531	0,1208	0,0000	0,0097
Levensduurverlenging allesvergisting, warmte	kWh	16	2	0,0635	0,0445	0,0953	0,0000	0,0185
Levensduurverlenging allesvergisting, ombouw naar hernieuwbaar gas	kWh	13	0	0,0462	0,0308	0,0719	0,0000	0,0000
Levensduurverlenging monomestvergisting 110-450 kW, hernieuwbaar gas	kWh	13	0	0,0462	0,0308	0,0719	0,0000	0,0000
Levensduurverlenging monomest 110-450 kW, gecombineerde opwekking	kWh	23	2	0,1042	0,0779	0,1496	0,0000	0,0076
Levensduurverlenging monomest 110-450 kW, warmte	kWh	16	2	0,0635	0,0445	0,0953	0,0000	0,0185
Levensduurverlenging monomest 110-450 kW, ombouw naar hernieuwbaar gas	kWh	13	0	0,0462	0,0308	0,0719	0,0000	0,0000
Compostering, warmte	kWh	16	8	0,0635	0,0445	0,0953	0,0000	0,0019

Tabel 17.13
Geavanceerde hernieuwbare brandstoffen, rangschikkingsparameters

Categorie	Productie-type	Subsidie-intensiteit	Subsidie-intensiteit afgetopt	Basisbedrag	Langeter-mijn-prijs	Emissie-factor	Domein	Vollast-uren
	[eenheid]	[€/tCO₂]	[€/tCO₂]	[€/eenheid]	[€/eenheid]	[kg CO₂/ eenheid]		[uur/jaar]
Bio-ethanol uit lignocellulosehoudende biomassa	kWh	-56	-56	0,1750	0,1909	0,2860	Moleculen	8.000
Bio-LNG uit monomestvergisting	kWh	109	109	0,1799	0,1384	0,3804	Moleculen	8.000
Bio-LNG uit allesvergisting	kWh	-89	-89	0,1174	0,1384	0,2371	Moleculen	8.000
Biomethanol uit lignocellulose biomassa	kWh	-193	-193	0,1427	0,1909	0,2500	Moleculen	8.000
Drop-in-biobrandstoffen uit lignocellulosehoudende biomassa	kWh	-190	-190	0,1390	0,1886	0,2616	Moleculen	8.000

Tabel 17.14
Geavanceerde hernieuwbare brandstoffen, overzicht correcties

Categorie	Productie-type	Berekenings-wijze correctie-bedrag	Berekenings-wijze ETS-correctie	Langeter-mijn-pro-ductprijs	Bodemprijs of basisprijs	Voorlopig correctie-bedrag	Voorlopige HBE-waarde	Voorlopige ETS-correctie
	[een-heid]	[Methode-ID]	[Correctie-ID]	[€/eenheid]	[€/eenheid]	[€/eenheid]	[€/eenheid]	[€/eenheid]
Bio-ethanol uit lignocellulosehoudende biomassa	kWh	36	0	0,1070	0,0713	0,0976	0,0839	0,0000
Bio-LNG uit monomestvergisting	kWh	40	0	0,0545	0,0374	0,0831	0,0839	0,0000
Bio-LNG uit allesvergisting	kWh	40	0	0,0545	0,0374	0,0831	0,0839	0,0000
Biomethanol uit lignocellulose biomassa	kWh	36	0	0,1070	0,0713	0,0976	0,0839	0,0000
Drop-in-biobrandstoffen uit lignocellulosehoudende biomassa	kWh	42	0	0,1047	0,0698	0,0994	0,0839	0,0000

Tabel 17.15
Elektrificatie, rangschikkingsparameters

Categorie	Productie-type [eenheid]	Subsidie-intensiteit [€/tCO₂]	Subsidie-intensiteit afgetopt [€/tCO₂]	Basisbedrag [€/eenheid]	Langetermijnprijs [€/eenheid]	Emissie-factor [kg CO₂/eenheid]	Domein	Vollast-uren [uur/jaar]
Grootschalige elektrische boiler (stadsverwarming)	kWh	241	241	0,1113	0,0570	0,2250	Hogetemperatuurwarmte	3.300
Grootschalige elektrische boiler (industrie)	kWh	289	289	0,1113	0,0462	0,2250	Hogetemperatuurwarmte	3.300
Thermische opslag op hoge temperatuur	kWh	399	399	0,1359	0,0462	0,2250	Hogetemperatuurwarmte	5.000
Industriële warmtepomp, gesloten systeem (8.000 uur)	kWh	16	16	0,0610	0,0579	0,1879	Lagetemperatuurwarmte	8.000
Industriële warmtepomp, gesloten systeem (3.000 uur)	kWh	258	258	0,1065	0,0579	0,1879	Lagetemperatuurwarmte	3.000
Industriële warmtepomp, open systeem (8.000 uur)	kWh	-152	-152	0,0319	0,0646	0,2157	Hogetemperatuurwarmte	8.000
Industriële warmtepomp, open systeem (3.000 uur)	kWh	30	30	0,0710	0,0646	0,2157	Hogetemperatuurwarmte	3.000
Procesgeïntegreerde warmtepomp in een verdampingsproces (8000 uur)	kWh	23	23	0,0623	0,0579	0,1879	Hogetemperatuurwarmte	8.000
Procesgeïntegreerde warmtepomp in een verdampingsproces (3000 uur)	kWh	274	274	0,1095	0,0579	0,1879	Hogetemperatuurwarmte	3.000
Elektrificatie bestaand offshore productieplatform	kWh	415	300	0,5680	0,2753	0,7060	Generiek	3.300
Elektrificatie nieuw offshore productieplatform	kWh	242	242	0,4460	0,2753	0,7060	Generiek	3.300
Elektrificatie bestaand offshore platform met eigen windturbine	kWh	202	202	0,4181	0,2753	0,7060	Generiek	5.200

Tabel 17.16
Elektrificatie, overzicht correcties

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]
Grootschalige elektrische boiler (stadsverwarming)	kWh	18	10	0,0462	0,0308	0,0719	0,0000	0,0065
Grootschalige elektrische boiler (industrie)	kWh	18	0	0,0462	0,0308	0,0719	0,0000	0,0000
Thermische opslag op hoge temperatuur	kWh	18	0	0,0462	0,0308	0,0719	0,0000	0,0000
Industriële warmtepomp, gesloten systeem (8.000 uur)	kWh	17	7	0,0359	0,0240	0,0560	0,0000	0,0132
Industriële warmtepomp, gesloten systeem (3.000 uur)	kWh	17	7	0,0359	0,0240	0,0560	0,0000	0,0132
Industriële warmtepomp, open systeem (8.000 uur)	kWh	17	7	0,0359	0,0240	0,0560	0,0000	0,0172
Industriële warmtepomp, open systeem (3.000 uur)	kWh	17	7	0,0359	0,0240	0,0560	0,0000	0,0172
Procesgeïntegreerde warmtepomp in een verdampingsproces (8000 uur)	kWh	17	7	0,0359	0,0240	0,0560	0,0000	0,0132
Procesgeïntegreerde warmtepomp in een verdampingsproces (3000 uur)	kWh	17	7	0,0359	0,0240	0,0560	0,0000	0,0132
Elektrificatie bestaand offshore productieplatform	kWh	38	4	0,1787	0,1191	0,2782	0,0000	0,0581
Elektrificatie nieuw offshore productieplatform	kWh	38	4	0,1787	0,1191	0,2782	0,0000	0,0581
Elektrificatie bestaand offshore platform met eigen windturbine	kWh	38	4	0,1787	0,1191	0,2782	0,0000	0,0581

Tabel 17.17
Benutting restwarmte, rangschikkingsparameters

Categorie	Productietype	Subsidie-intensiteit	Subsidie-intensiteit afgetopt	Basisbedrag	Langetermijn-prijs	Emissiefactor	Domein	Vollast-uren
	[eenheid]	[€/tCO₂]	[€/tCO₂]	[€/eenheid]	[€/eenheid]	[kg CO₂/ een-heid]		[uur/jaar]
Restwarmtebenutting zonder warmtepomp, lengtevermogen-verhouding ≥ 0,00 en < 0,10	kWh	-148	-148	0,0119	0,0452	0,2250	Lagetemperatuurwarmte	5.500
Restwarmtebenutting zonder warmtepomp, lengtevvermogen-verhouding ≥ 0,10 en < 0,20	kWh	-117	-117	0,0190	0,0452	0,2248	Lagetemperatuurwarmte	5.500
Restwarmtebenutting zonder warmtepomp, lengtevermogen-verhouding ≥ 0,20 en < 0,30	kWh	-85	-85	0,0262	0,0452	0,2247	Lagetemperatuurwarmte	5.500
Restwarmtebenutting zonder warmtepomp, lengtevermogen-verhouding ≥ 0,30 en < 0,40	kWh	-53	-53	0,0334	0,0452	0,2245	Lagetemperatuurwarmte	5.500
Restwarmtebenutting zonder warmtepomp, lengtevermogen-verhouding ≥ 0,40	kWh	-21	-21	0,0405	0,0452	0,2244	Lagetemperatuurwarmte	5.500
Restwarmtebenutting met warmtepomp, lengtevermogenver-houding ≥ 0,00 en < 0,10	kWh	165	165	0,0670	0,0359	0,1878	Lagetemperatuurwarmte	5.500
Restwarmtebenutting met warmtepomp, lengtevermogenver-houding ≥ 0,10 en < 0,20	kWh	203	203	0,0741	0,0359	0,1877	Lagetemperatuurwarmte	5.500
Restwarmtebenutting met warmtepomp, lengtevermogenver-houding ≥ 0,20 en < 0,30	kWh	242	242	0,0813	0,0359	0,1875	Lagetemperatuurwarmte	5.500
Restwarmtebenutting met warmtepomp, lengtevermogenver-houding ≥ 0,30 en < 0,40	kWh	280	280	0,0884	0,0359	0,1874	Lagetemperatuurwarmte	5.500
Restwarmtebenutting met warmtepomp, lengtevermogenver-houding ≥ 0,40	kWh	319	319	0,0956	0,0359	0,1872	Lagetemperatuurwarmte	5.500

Tabel 17.18
Benutting restwarmte, overzicht correcties

Categorie	Productietype [eenheid]	Berekenings-wijze correc-tiebedrag [Methode-ID]	Bereke-nings-wijze ETS-correctie [Correctie-ID]	Langeter-mijn-pro-ductprijs [€/eenheid]	Bodem-prijs of ba-sisprijs [€/eenheid]	Voorlopig correctie-bedrag [€/een-heid]	Voorlopige GvO-waarde [€/een-heid]	Voorlopige ETS-correctie [€/een-heid]
Restwarmtebenutting zonder warmtepomp, lengte-vermogenverhouding ≥ 0,00 en < 0,10	kWh	17	5	0,0359	0,0240	0,0560	0,0000	0,0056
Restwarmtebenutting zonder warmtepomp, lengte-vermogenverhouding ≥ 0,10 en < 0,20	kWh	17	5	0,0359	0,0240	0,0560	0,0000	0,0056
Restwarmtebenutting zonder warmtepomp, lengte-vermogenverhouding ≥ 0,20 en < 0,30	kWh	17	5	0,0359	0,0240	0,0560	0,0000	0,0056
Restwarmtebenutting zonder warmtepomp, lengte-vermogenverhouding ≥ 0,30 en < 0,40	kWh	17	5	0,0359	0,0240	0,0560	0,0000	0,0056
Restwarmtebenutting zonder warmtepomp, lengte-vermogenverhouding ≥ 0,40	kWh	17	5	0,0359	0,0240	0,0560	0,0000	0,0056
Restwarmtebenutting met warmtepomp, lengte-vermogenverhouding ≥ 0,00 en < 0,10	kWh	17	0	0,0359	0,0240	0,0560	0,0000	0,0000
Restwarmtebenutting met warmtepomp, lengte-vermogenverhouding ≥ 0,10 en < 0,20	kWh	17	0	0,0359	0,0240	0,0560	0,0000	0,0000
Restwarmtebenutting met warmtepomp, lengte-vermogenverhouding ≥ 0,20 en < 0,30	kWh	17	0	0,0359	0,0240	0,0560	0,0000	0,0000
Restwarmtebenutting met warmtepomp, lengte-vermogenverhouding ≥ 0,30 en < 0,40	kWh	17	0	0,0359	0,0240	0,0560	0,0000	0,0000
Restwarmtebenutting met warmtepomp, lengte-vermogenverhouding ≥ 0,40	kWh	17	0	0,0359	0,0240	0,0560	0,0000	0,0000

Tabel 17.19
Waterstofproductie via elektrolyse, rangschikkingsparameters

Categorie	Productie-type [eenheid]	Subsidie-intensiteit [€/tCO₂]	Subsidie-intensiteit afgetopt [€/tCO₂]	Basisbe-drag [€/eenheid]	Langeter-mijnprijs [€/eenheid]	Emissie-factor [kg CO₂/ eenheid]	Domein	Vollast-uren [uur/jaar]
Waterstofproductie, directe lijn met windpark, 25% vermogensverhouding	kWh	907	400	0,2727	0,0650	0,2290	Moleculen	5.448
Waterstofproductie, directe lijn met zonnepark, 10% vermogensverhouding	kWh	1.649	400	0,4427	0,0650	0,2290	Moleculen	3.180
Waterstofproductie, directe gemeenschappelijke lijn met wind- en zonnepark, 50% vermo-gensverhouding	kWh	800	400	0,2482	0,0650	0,2290	Moleculen	5.845
Waterstofproductie, netgekoppeld	kWh	1.374	400	0,3796	0,0650	0,2290	Moleculen	3.200
Waterstofproductie, netgekoppeld met stroomafnameovereenkomst met windpark op zee	kWh	1.499	400	0,4082	0,0650	0,2290	Moleculen	3.740

Tabel 17.20
Waterstofproductie via elektrolyse, overzicht correcties

Categorie	Productie-type [eenheid]	Berekenings-wijze correc-tiebedrag [Methode-ID]	Bereke-nings-wijze ETS-correctie [Correctie-ID]	Langeter-mijn-pro-ductprijs [€/een-heid]	Bodem-prijs of ba-sisprijs [€/een-heid]	Voorlopig correctie-bedrag [€/een-heid]	Voorlo-pige GvO-waarde [€/een-heid]	Voorlo-pige ETS-correctie [€/een-heid]
Waterstofproductie, directe lijn met windpark, 25% vermogensverhouding	kWh	30	0	0,0650	0,0458	0,0970	0,0000	0,0000
Waterstofproductie, directe lijn met zonnepark, 10% vermogensverhouding	kWh	30	0	0,0650	0,0458	0,0970	0,0000	0,0000
Waterstofproductie, directe gemeenschappelijke lijn met wind- en zonnepark, 50% vermo-gensverhouding	kWh	30	0	0,0650	0,0458	0,0970	0,0000	0,0000
Waterstofproductie, netgekoppeld	kWh	30	0	0,0650	0,0458	0,0970	0,0000	0,0000
Waterstofproductie, netgekoppeld met stroomafnameovereenkomst met windpark op zee	kWh	30	0	0,0650	0,0458	0,0970	0,0000	0,0000

Tabel 17.21
CO_2-afvang en -opslag, rangschikkingsparameters

Categorie	Productie-type [eenheid]	Subsidie-intensiteit [€/tCO_2]	Subsidie-intensiteit afgetopt [€/tCO_2]	Basis-bedrag [€/een-heid]	Langeter-mijn-prijs [€/een-heid]	Emissie-factor [kg CO_2/ eenheid]	Domein	Vollast-uren [uur/jaar]
CCS - Gedeeltelijke CO_2-opslag bij bestaande installaties, gasvormig transport (variant 1A)	t CO_2	79	79	208,3093	137,0222	906,8250	CCS/CCU	4.000
CCS - Gedeeltelijke CO_2-opslag bij bestaande installaties, vloeibaar transport (variant 1B)	t CO_2	162	162	283,2610	137,0222	902,0150	CCS/CCU	4.000
CCS - Gedeeltelijke CO_2-opslag bij bestaande installaties, vloeibaar transport met bestaande ver-vloeiingsinstallatie (variant 1C)	t CO_2	110	110	236,0869	137,0222	902,0150	CCS/CCU	4.000
CCS - Volledige CO_2-opslag bij bestaande installaties, gasvormig transport (variant 2A)	t CO_2	-15	-15	123,8342	137,0222	906,8250	CCS/CCU	8.000
CCS - Volledige CO_2-opslag bij bestaande installaties, vloeibaar transport (variant 2B)	t CO_2	29	29	163,2340	137,0222	902,0150	CCS/CCU	8.000
CCS - Nieuwe pre-combustion-CO_2-afvang, bestaande installaties, gasvormig transport (variant 3A)	t CO_2	15	15	150,3210	137,0222	906,8250	CCS/CCU	8.000
CCS - Nieuwe pre-combustion-CO_2-afvang, bestaande installaties, vloeibaar transport (variant 3B)	t CO_2	54	54	186,1523	137,0222	902,0150	CCS/CCU	8.000
CCS - Nieuwe pre-combustion-CO_2-afvang bij waterstofproductie uit industriële reststoffen, be-staande installatie, gasvormig transport (variant 4A)	t CO_2	61	61	191,1835	137,0222	893,8250	CCS/CCU	8.000
CCS - Nieuwe pre-combustion-CO_2-afvang bij waterstofproductie uit industriële reststoffen, be-staande installatie, vloeibaar transport (variant 4B)	t CO_2	104	104	229,3488	137,0222	889,0150	CCS/CCU	8.000
CCS - Nieuwe post-combustion-CO_2-afvang, bestaande industriële installatie, gasvormig transport (variant 5A)	t CO_2	71	71	195,7418	137,0222	826,5000	CCS/CCU	8.000
CCS - Nieuwe post-combustion-CO_2-afvang, bestaande industriële installatie, vloeibaar transport (variant 5B)	t CO_2	114	114	230,8198	137,0222	821,6900	CCS/CCU	8.000
CCS - Nieuwe post-combustion-CO_2-afvang, bestaande AVI's, gasvormig transport (variant 6A)	t CO_2	232	232	222,2073	49,3280	745,9500	CCS/CCU	8.000
CCS - Nieuwe post-combustion-CO_2-afvang, bestaande biomassaenergiecentrales, gasvormig transport (variant 6A)	t CO_2	298	298	222,2073	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	287	287	261,7391	49,3280	741,1400	CCS/CCU	8.000
CCS - Nieuwe post-combustion-CO_2-afvang, bestaande biomassaenergiecentrales, vloeibaar transport (variant 6B)	t CO_2	353	300	261,7391	0,0000	741,1400	CCS/CCU	8.000
CCS - Nieuwe pre-combustion-CO_2-afvang, nieuwe installatie, gasvormig transport (variant 7A)	t CO_2	-11	-11	126,9382	137,0222	912,9000	CCS/CCU	8.000
CCS - Nieuwe pre-combustion-CO_2-afvang, nieuwe installatie, vloeibaar transport (variant 7B)	t CO_2	33	33	166,9031	137,0222	908,0900	CCS/CCU	8.000
CCS - Nieuwe post-combustion-CO_2-afvang, nieuwe installatie, gasvormig transport (variant 8A)	t CO_2	47	47	176,3421	137,0222	842,2500	CCS/CCU	8.000
CCS - Nieuwe post-combustion-CO_2-afvang, nieuwe installatie, vloeibaar transport (variant 8B)	t CO_2	87	87	209,5513	137,0222	837,4400	CCS/CCU	8.000

Tabel 17.22
CO_2-afvang en -opslag, overzicht correcties

Categorie	Productie-type [eenheid]	Berekeningswijze correctiebedrag [Methode-ID]	Berekeningswijze ETS-correctie [Correctie-ID]	Langetermijnproductprijs [€/eenheid]	Bodemprijs of basisprijs [€/eenheid]	Voorlopig correctiebedrag [€/eenheid]	Voorlopige GvO-waarde [€/eenheid]	Voorlopige ETS-correctie [€/eenheid]
CCS - Gedeeltelijke CO_2-opslag bij bestaande installaties, gasvormig transport (variant 1A)	t CO_2	31	0	137,0222	91,3481	82,3472	0,0000	0,0000
CCS - Gedeeltelijke CO_2-opslag bij bestaande installaties, vloeibaar transport (variant 1B)	t CO_2	31	0	137,0222	91,3481	82,3472	0,0000	0,0000
CCS - Gedeeltelijke CO_2-opslag bij bestaande installaties, vloeibaar transport met bestaande vervloeiingsinstallatie (variant 1C)	t CO_2	31	0	137,0222	91,3481	82,3472	0,0000	0,0000
CCS - Volledige CO_2-opslag bij bestaande installaties, gasvormig transport (variant 2A)	t CO_2	31	0	137,0222	91,3481	82,3472	0,0000	0,0000
CCS - Volledige CO_2-opslag bij bestaande installaties, vloeibaar transport (variant 2B)	t CO_2	31	0	137,0222	91,3481	82,3472	0,0000	0,0000
CCS - Nieuwe pre-combustion-CO_2-afvang, bestaande installaties, gasvormig transport (variant 3A)	t CO_2	31	0	137,0222	91,3481	82,3472	0,0000	0,0000
CCS - Nieuwe pre-combustion-CO_2-afvang, bestaande installaties, vloeibaar transport (variant 3B)	t CO_2	31	0	137,0222	91,3481	82,3472	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	137,0222	91,3481	82,3472	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	137,0222	91,3481	82,3472	0,0000	0,0000
CCS - Nieuwe post-combustion-CO_2-afvang, bestaande industriële installatie, gasvormig transport (variant 5A)	t CO_2	31	0	137,0222	91,3481	82,3472	0,0000	0,0000
CCS - Nieuwe post-combustion-CO_2-afvang, bestaande industriële installatie, vloeibaar transport (variant 5B)	t CO_2	31	0	137,0222	91,3481	82,3472	0,0000	0,0000
CCS - Nieuwe post-combustion-CO_2-afvang, bestaande AVI's, gasvormig transport (variant 6A)	t CO_2	32	0	49,3280	32,8853	29,6450	0,0000	0,0000
CCS - Nieuwe post-combustion-CO_2-afvang, bestaande biomassaenergiecentrales, 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 AVI's, vloeibaar transport (variant 6B)	t CO_2	32	0	49,3280	32,8853	29,6450	0,0000	0,0000
CCS - Nieuwe post-combustion-CO_2-afvang, bestaande biomassaenergiecentrales, 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	137,0222	91,3481	82,3472	0,0000	0,0000
CCS - Nieuwe pre-combustion-CO_2-afvang, nieuwe installatie, vloeibaar transport (variant 7B)	t CO_2	31	0	137,0222	91,3481	82,3472	0,0000	0,0000
CCS - Nieuwe post-combustion-CO_2-afvang, nieuwe installatie, gasvormig transport (variant 8A)	t CO_2	31	0	137,0222	91,3481	82,3472	0,0000	0,0000
CCS - Nieuwe post-combustion-CO_2-afvang, nieuwe installatie, vloeibaar transport (variant 8B)	t CO_2	31	0	137,0222	91,3481	82,3472	0,0000	0,0000

Tabel 17.23
CO2-afvang en -gebruik, rangschikkingsparameters

Categorie	Productie-type	Subsidie-intensiteit	Subsidie-intensiteit afgetopt	Basisbedrag	Langeter-mijnprijs	Emissiefactor	Domein	Vollasturen
	[eenheid]	[€/tCO₂]	[€/tCO₂]	[€/eenheid]	[€/eenheid]	[kg CO₂/ eenheid]		[uur/jaar]
CCU bestaande installatie, precombustion, bestaande pijpleiding (variant 1A)	t CO_2	-17	-17	90,6325	105,1790	842,4625	CCS/CCU	4.000
CCU bestaande installatie, precombustion, nieuwe pijpleiding (variant 1B)	t CO_2	0	0	105,0264	105,1790	842,4625	CCS/CCU	4.000
CCU bestaande installatie, precombustion, vloeibaar (variant 1C)	t CO_2	31	31	130,4494	105,1790	828,4875	CCS/CCU	4.000
Extra CCU bestaande installatie, bestaande pijpleiding (variant 2A)	t CO_2	-65	-65	50,3342	105,1790	842,4625	CCS/CCU	4.000
Extra CCU bestaande installatie, nieuwe pijpleiding (variant 2B)	t CO_2	-48	-48	64,7281	105,1790	842,4625	CCS/CCU	4.000
Extra CCU bestaande installatie, vloeibaar (variant 2C)	t CO_2	22	22	123,2570	105,1790	832,1275	CCS/CCU	4.000
CCU nieuwe installatie, precombustion, bestaande pijpleiding (variant 3A)	t CO_2	-19	-19	89,2968	105,1790	848,3350	CCS/CCU	4.000
CCU nieuwe installatie, precombustion, nieuwe pijpleiding (variant 3B)	t CO_2	-2	-2	103,6907	105,1790	848,3350	CCS/CCU	4.000
CCU nieuwe installatie, precombustion, vloeibaar (variant 3C)	t CO_2	29	29	129,1138	105,1790	834,3600	CCS/CCU	4.000
CCU bestaande installatie, postcombustion, bestaande pijpleiding (variant 4A)	t CO_2	88	88	172,2054	105,1790	762,0250	CCS/CCU	4.000
CCU bestaande installatie, postcombustion, nieuwe pijpleiding (variant 4B)	t CO_2	107	107	186,5993	105,1790	762,0250	CCS/CCU	4.000
CCU bestaande installatie, postcombustion, vloeibaar (variant 4C)	t CO_2	167	167	230,7191	105,1790	751,6900	CCS/CCU	4.000
CCU nieuwe installatie, postcombustion, bestaande pijpleiding (variant 5A)	t CO_2	53	53	146,3869	105,1790	777,7750	CCS/CCU	4.000
CCU nieuwe installatie, postcombustion, nieuwe pijpleiding (variant 5B)	t CO_2	71	71	160,7808	105,1790	777,7750	CCS/CCU	4.000
CCU nieuwe installatie, postcombustion, vloeibaar (variant 5C)	t CO_2	124	124	200,4535	105,1790	767,4400	CCS/CCU	4.000
CCU afvalverbrandingsinstallatie, bestaande pijpleiding (variant 6A)	t CO_2	143	143	202,8852	105,1790	681,4750	CCS/CCU	4.000
CCU afvalverbrandingsinstallatie, nieuwe pijpleiding (variant 6B)	t CO_2	164	164	217,2791	105,1790	681,4750	CCS/CCU	4.000
CCU afvalverbrandingsinstallatie, vloeibaar (variant 6C)	t CO_2	242	242	267,4250	105,1790	671,1400	CCS/CCU	4.000
CCU kleinschalige biomassa, gasvormig (variant 7A)	t CO_2	39	39	135,6886	105,1790	774,0500	CCS/CCU	4.000
CCU kleinschalige biomassa, vloeibaar (variant 7B)	t CO_2	99	99	179,8150	105,1790	753,9000	CCS/CCU	4.000

Tabel 17.24
CO2-afvang en -gebruik, overzicht correcties

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 bestaande installatie, precombustion, bestaande pijpleiding (variant 1A)	t CO_2	45	0	105,1790	70,1193	148,3672	0,0000	0,0000
CCU bestaande installatie, precombustion, nieuwe pijpleiding (variant 1B)	t CO_2	45	0	105,1790	70,1193	148,3672	0,0000	0,0000
CCU bestaande installatie, precombustion, vloeibaar (variant 1C)	t CO_2	45	0	105,1790	70,1193	148,3672	0,0000	0,0000
Extra CCU bestaande installatie, bestaande pijpleiding (variant 2A)	t CO_2	45	0	105,1790	70,1193	148,3672	0,0000	0,0000
Extra CCU bestaande installatie, nieuwe pijpleiding (variant 2B)	t CO_2	45	0	105,1790	70,1193	148,3672	0,0000	0,0000
Extra CCU bestaande installatie, vloeibaar (variant 2C)	t CO_2	45	0	105,1790	70,1193	148,3672	0,0000	0,0000
CCU nieuwe installatie, precombustion, bestaande pijpleiding (variant 3A)	t CO_2	45	0	105,1790	70,1193	148,3672	0,0000	0,0000
CCU nieuwe installatie, precombustion, nieuwe pijpleiding (variant 3B)	t CO_2	45	0	105,1790	70,1193	148,3672	0,0000	0,0000
CCU nieuwe installatie, precombustion, vloeibaar (variant 3C)	t CO_2	45	0	105,1790	70,1193	148,3672	0,0000	0,0000
CCU bestaande installatie, postcombustion, bestaande pijpleiding (variant 4A)	t CO_2	45	0	105,1790	70,1193	148,3672	0,0000	0,0000
CCU bestaande installatie, postcombustion, nieuwe pijpleiding (variant 4B)	t CO_2	45	0	105,1790	70,1193	148,3672	0,0000	0,0000
CCU bestaande installatie, postcombustion, vloeibaar (variant 4C)	t CO_2	45	0	105,1790	70,1193	148,3672	0,0000	0,0000
CCU nieuwe installatie, postcombustion, bestaande pijpleiding (variant 5A)	t CO_2	45	0	105,1790	70,1193	148,3672	0,0000	0,0000
CCU nieuwe installatie, postcombustion, nieuwe pijpleiding (variant 5B)	t CO_2	45	0	105,1790	70,1193	148,3672	0,0000	0,0000
CCU nieuwe installatie, postcombustion, vloeibaar (variant 5C)	t CO_2	45	0	105,1790	70,1193	148,3672	0,0000	0,0000
CCU afvalverbrandingsinstallatie, bestaande pijpleiding (variant 6A)	t CO_2	45	0	105,1790	70,1193	148,3672	0,0000	0,0000
CCU afvalverbrandingsinstallatie, nieuwe pijpleiding (variant 6B)	t CO_2	45	0	105,1790	70,1193	148,3672	0,0000	0,0000
CCU afvalverbrandingsinstallatie, vloeibaar (variant 6C)	t CO_2	45	0	105,1790	70,1193	148,3672	0,0000	0,0000
CCU kleinschalige biomassa, gasvormig (variant 7A)	t CO_2	45	0	105,1790	70,1193	148,3672	0,0000	0,0000
CCU kleinschalige biomassa, vloeibaar (variant 7B)	t CO_2	45	0	105,1790	70,1193	148,3672	0,0000	0,0000

18 Rangschikking

Tabel 18.1 geeft een overzicht van alle categorieën in dit advies, gerangschikt op subsidie-intensiteit.

Tabel 18.1
Rangschikkingstabel

Categorie	Productie-type [eenheid]	Subsidie-intensiteit [€/tCO$_2$]	Basis-bedrag [€/een-heid]	Langeter-mijnprijs [€/eenheid]	Emissie-factor [kg CO$_2$/ eenheid]
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 15 kWp en < 1 MWp, gebouwgebonden	kWh	-433	0,0791	0,1097	0,0708
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 15 kWp en < 1 MWp, gebouwgebonden met lichte dakaanpassing	kWh	-380	0,0828	0,1097	0,0708
Fotovoltaïsche zonnepanelen, > 1 MWp, gebouwgebonden	kWh	-362	0,0734	0,0991	0,0708
Fotovoltaïsche zonnepanelen, > 1 MWp, gebouwgebonden met lichte dakaanpassing	kWh	-309	0,0772	0,0991	0,0708
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 15 kWp en < 1 MWp, grondgebonden	kWh	-290	0,0818	0,1024	0,0708
Fotovoltaïsche zonnepanelen, > 20 MWp, grondgebonden	kWh	-218	0,0624	0,0778	0,0708
Fotovoltaïsche zonnepanelen, > 20 MWp, zonvolgend land	kWh	-218	0,0624	0,0778	0,0708
Fotovoltaïsche zonnepanelen, > 1 MWp en < 20 MWp, grondgebonden	kWh	-212	0,0663	0,0813	0,0708
Fotovoltaïsche zonnepanelen, > 1 MWp en <20 MWp, zonvolgend land	kWh	-212	0,0663	0,0813	0,0708
Biomethanol uit lignocellulose biomassa	kWh	-193	0,1427	0,1909	0,2500
Drop-in-biobrandstoffen uit lignocellulosehoudende biomassa	kWh	-190	0,139	0,1886	0,2616
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 15 kWp en < 1 MWp, grondgebonden natuurinclusief	kWh	-180	0,0896	0,1024	0,0708
Fotovoltaïsche zonnepanelen, > 20 MWp, grondgebonden natuurinclusief	kWh	-167	0,066	0,0778	0,0708
Fotovoltaïsche zonnepanelen, > 20 MWp, zonvolgend land natuurinclusief	kWh	-167	0,066	0,0778	0,0708
Wind op land, ≥ 8,5 m/s	kWh	-159	0,048	0,0654	0,1093
Fotovoltaïsche zonnepanelen, > 1 MWp en < 20 MWp, grondgebonden natuurinclusief	kWh	-152	0,0706	0,0813	0,0708
Fotovoltaïsche zonnepanelen, > 1 MWp, zonvolgend land natuurinclusief	kWh	-152	0,0706	0,0813	0,0708
Industriële warmtepomp, open systeem (8.000 uur)	kWh	-152	0,0319	0,0646	0,2157
Restwarmtebenutting zonder warmtepomp, lengte-vermogenverhouding ≥ 0,00 en < 0,10	kWh	-148	0,0119	0,0452	0,2250
Ketel op B-hout	kWh	-141	0,0351	0,0668	0,2250
Wind op land, ≥ 8 en < 8,5 m/s	kWh	-138	0,0504	0,0654	0,1093
Restwarmtebenutting zonder warmtepomp, lengte-vermogenverhouding ≥ 0,10 en < 0,20	kWh	-117	0,019	0,0452	0,2248
Levensduurverlenging ketel op vaste of vloeibare biomassa 0,5-5 MW$_{th}$	kWh	-115	0,0408	0,0666	0,2250
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 15 kWp en < 1 MWp, drijvend	kWh	-107	0,0948	0,1024	0,0708

Categorie	Productie-type [eenheid]	Subsidie-intensiteit [€/tCO_2]	Basis-bedrag [€/een-heid]	Langeter-mijnprijs [€/eenheid]	Emissie-factor [kg CO_2/ eenheid]
Wind op waterkeringen, ≥ 8,5 m/s	kWh	-100	0,0545	0,0654	0,1093
Waterstof uit afval	kWh	-99	0,0517	0,065	0,1345
Wind op land, hoogtebeperkt ≥ 8,5 m/s	kWh	-93	0,0553	0,0654	0,1093
Bio-LNG uit allesvergisting	kWh	-89	0,1174	0,1384	0,2371
Levensduurverlenging allesvergisting, gecombineerde opwekking	kWh	-87	0,0786	0,0942	0,1798
Directe inzet van houtpellets voor industriële toepassingen	kWh	-86	0,0687	0,0881	0,2250
Wind op land, ≥ 7,5 en < 8 m/s	kWh	-85	0,0561	0,0654	0,1093
Restwarmtebenutting zonder warmtepomp, lengte-vermogenverhouding ≥ 0,20 en < 0,30	kWh	-85	0,0262	0,0452	0,2247
Levensduurverlenging allesvergisting, warmte	kWh	-81	0,0767	0,0944	0,2185
Wind op waterkeringen, ≥ 8 en < 8,5 m/s	kWh	-77	0,057	0,0654	0,1093
Fotovoltaïsche zonnepanelen, > 1 MWp, gebouwgebonden met zware dakaanpassing	kWh	-69	0,0942	0,0991	0,0708
Extra CCU bestaande installatie, bestaande pijpleiding (variant 2A)	t CO_2	-65	50,3342	105,179	842,4625
Fotovoltaïsche zonnepanelen, > 1 MWp, drijvend	kWh	-61	0,077	0,0813	0,0708
Fotovoltaïsche zonnepanelen, > 1 MWp, zonvolgend drijvend	kWh	-61	0,077	0,0813	0,0708
Wind op land, hoogtebeperkt ≥ 8 en < 8,5 m/s	kWh	-58	0,0591	0,0654	0,1093
Bio-ethanol uit lignocellulosehoudende biomassa	kWh	-56	0,175	0,1909	0,2860
Restwarmtebenutting zonder warmtepomp, lengte-vermogenverhouding ≥ 0,30 en < 0,40	kWh	-53	0,0334	0,0452	0,2245
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 15 kWp en < 1 MWp, gebouwgebonden met zware dakaanpassing	kWh	-48	0,1063	0,1097	0,0708
Extra CCU bestaande installatie, nieuwe pijpleiding (variant 2B)	t CO_2	-48	64,7281	105,179	842,4625
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 15 kWp en < 1 MWp, drijvend natuurinclusief	kWh	-47	0,099	0,1024	0,0708
Ketel op vaste biomassa 5 MW_{th} (8.500 uur)	kWh	-42	0,0573	0,0668	0,2250
Compostering, warmte	kWh	-41	0,0574	0,0666	0,2250
Ketel op vaste biomassa 5 MW_{th} (8.000 uur)	kWh	-40	0,0578	0,0668	0,2250
Fotovoltaïsche zonnepanelen, > 1 MWp, drijvend natuurinclusief	kWh	-39	0,0786	0,0813	0,0708
Fotovoltaïsche zonnepanelen, > 1 MWp, zonvolgend drijvend natuurinclusief	kWh	-39	0,0786	0,0813	0,0708
Ketel op vaste biomassa 5 MW_{th} (7.500 uur)	kWh	-38	0,0583	0,0668	0,2250
Ketel op vaste biomassa 5 MW_{th} (7.000 uur)	kWh	-36	0,0586	0,0668	0,2250
Ketel op vaste biomassa 5 MW_{th} (6.500 uur)	kWh	-34	0,0591	0,0668	0,2250
Wind op land, ≥ 7,0 en < 7,5 m/s	kWh	-33	0,0618	0,0654	0,1093
Ketel op vaste biomassa 5 MW_{th} (6.000 uur)	kWh	-30	0,06	0,0668	0,2250
Ketel op vaste biomassa 5 MW_{th} (5.500 uur)	kWh	-27	0,0607	0,0668	0,2250
Ketel op vaste biomassa 5 MW_{th} (5.000 uur)	kWh	-22	0,0618	0,0668	0,2250
PVT met warmtepomp	kWh	-21	0,065	0,0692	0,2039
Restwarmtebenutting zonder warmtepomp, lengte-vermogenverhouding ≥ 0,40	kWh	-21	0,0405	0,0452	0,2244

Categorie	Productie-type [eenheid]	Subsidie-intensiteit [€/tCO₂]	Basis-bedrag [€/een-heid]	Langeter-mijnprijs [€/eenheid]	Emissie-factor [kg CO₂/ eenheid]
CCU nieuwe installatie, precombustion, bestaande pijpleiding (variant 3A)	t CO_2	-19	89,2968	105,179	848,3350
Wind op waterkeringen, ≥ 7,5 en < 8 m/s	kWh	-18	0,0635	0,0654	0,1093
Ketel op vaste biomassa 5 MW_{th} (4.500 uur)	kWh	-18	0,0628	0,0668	0,2250
CCU bestaande installatie, precombustion, bestaande pijpleiding (variant 1A)	t CO_2	-17	90,6325	105,179	842,4625
CCS - Volledige CO_2-opslag bij bestaande installaties, gasvormig transport (variant 2A)	t CO_2	-15	123,8342	137,0222	906,8250
CCS - Nieuwe pre-combustion-CO_2-afvang, nieuwe installatie, gasvormig transport (variant 7A)	t CO_2	-11	126,9382	137,0222	912,9000
Diepe geothermie (uitbreiding)	kWh	-4	0,0341	0,0359	0,4380
CCU nieuwe installatie, precombustion, nieuwe pijpleiding (variant 3B)	t CO_2	-2	103,6907	105,179	848,3350
CCU bestaande installatie, precombustion, nieuwe pijpleiding (variant 1B)	t CO_2	0	105,0264	105,179	842,4625
Allesvergisting, warmte	kWh	3	0,0951	0,0944	0,2185
Wind op land, ≥ 6,75 en < 7 m/s	kWh	7	0,0662	0,0654	0,1093
Wind op land, hoogtebeperkt ≥ 7,5 en < 8 m/s	kWh	11	0,0666	0,0654	0,1093
CCS - Nieuwe pre-combustion-CO_2-afvang, bestaande installaties, gasvormig transport (variant 3A)	t CO_2	15	150,321	137,0222	906,8250
Industriële warmtepomp, gesloten systeem (8.000 uur)	kWh	16	0,061	0,0579	0,1879
Levensduurverlenging monomest 110-450 kW, gecombineerde opwekking	kWh	19	0,1328	0,1168	0,8652
Ketel op vaste biomassa 0,5 - 5 MW_{th}	kWh	21	0,0714	0,0666	0,2250
Allesvergisting, gecombineerde opwekking	kWh	22	0,0981	0,0942	0,1804
Levensduurverlenging monomest 110-450 kW, warmte	kWh	22	0,1074	0,0944	0,5870
Extra CCU bestaande installatie, vloeibaar (variant 2C)	t CO_2	22	123,257	105,179	832,1275
Procesgeïntegreerde warmtepomp in een verdampingsproces (8.000 uur)	kWh	23	0,0623	0,0579	0,1879
Diepe geothermie (basislast); ≥ 20 MW_{th}	kWh	24	0,0466	0,0359	0,4370
CCS - Volledige CO_2-opslag bij bestaande installaties, vloeibaar transport (variant 2B)	t CO_2	29	163,234	137,0222	902,0150
CCU nieuwe installatie, precombustion, vloeibaar (variant 3C)	t CO_2	29	129,1138	105,179	834,3600
Levensduurverlenging ketel op vaste of vloeibare biomassa > 5 MW_{th}	kWh	30	0,0458	0,039	0,2250
Industriële warmtepomp, open systeem (3.000 uur)	kWh	30	0,071	0,0646	0,2157
Ultradiepe geothermie	kWh	31	0,0806	0,0668	0,4380
CCU bestaande installatie, precombustion, vloeibaar (variant 1C)	t CO_2	31	130,4494	105,179	828,4875
Verbeterde slibgisting, warmte	kWh	33	0,1018	0,0944	0,2250
CCS - Nieuwe pre-combustion-CO_2-afvang, nieuwe installatie, vloeibaar transport (variant 7B)	t CO_2	33	166,9031	137,0222	908,0900
Diepe geothermie (basislast); 12-20 MW_{th}	kWh	38	0,0525	0,0359	0,4380
Wind op waterkeringen, ≥ 7,0 en < 7,5 m/s	kWh	42	0,07	0,0654	0,1093
CCS - Nieuwe post-combustion-CO_2-afvang, nieuwe installatie, gasvormig transport (variant 8A)	t CO_2	47	176,3421	137,0222	842,2500
Diepe geothermie (basislast); < 12 MW_{th}	kWh	53	0,0589	0,0359	0,4356
CCU nieuwe installatie, postcombustion, bestaande pijpleiding (variant 5A)	t CO_2	53	146,3869	105,179	777,7750

Categorie	Productie-type [eenheid]	Subsidie-intensiteit [€/tCO_2]	Basis-bedrag [€/een-heid]	Langeter-mijnprijs [€/eenheid]	Emissie-factor [kg CO_2/ eenheid]
CCS - Nieuwe pre-combustion-CO_2-afvang, bestaande installaties, vloeibaar transport (variant 3B)	t CO_2	54	186,1523	137,0222	902,0150
Wind op land, < 6,75 m/s	kWh	56	0,0715	0,0654	0,1093
CCS - Nieuwe pre-combustion-CO_2-afvang bij waterstofproductie uit industriële reststoffen, bestaande installatie, gasvormig transport (variant 4A)	t CO_2	61	191,1835	137,0222	893,8250
CCS - Nieuwe post-combustion-CO_2-afvang, bestaande industriële installatie, gasvormig transport (variant 5A)	t CO_2	71	195,7418	137,0222	826,5000
CCU nieuwe installatie, postcombustion, nieuwe pijpleiding (variant 5B)	t CO_2	71	160,7808	105,179	777,7750
CCS - Gedeeltelijke CO_2-opslag bij bestaande installaties, gasvormig transport (variant 1A)	t CO_2	79	208,3093	137,0222	906,8250
Wind op land, hoogtebeperkt ≥ 7,0 en < 7,5 m/s	kWh	86	0,0748	0,0654	0,1093
Monomestvergisting > 450 kW, warmte	kWh	87	0,1274	0,0944	0,3805
CCS - Nieuwe post-combustion-CO_2-afvang, nieuwe installatie, vloeibaar transport (variant 8B)	t CO_2	87	209,5513	137,0222	837,4400
Wind op waterkeringen, ≥ 6,75 en < 7 m/s	kWh	88	0,075	0,0654	0,1093
CCU bestaande installatie, postcombustion, bestaande pijpleiding (variant 4A)	t CO_2	88	172,2054	105,179	762,0250
Levensduurverlenging monomestvergisting 110-450 kW, hernieuwbaar gas	kWh	92	0,0928	0,0462	0,5048
Ketel stoom uit houtpellets 5 - 50 MW_{th}	kWh	96	0,0885	0,0668	0,2250
Ketel op vloeibare biomassa (stadsverwarming)	kWh	98	0,0887	0,0666	0,2250
Monomestvergisting > 450 kW, gecombineerde opwekking	kWh	98	0,1355	0,0941	0,4211
CCS - Nieuwe pre-combustion-CO_2-afvang bij waterstofproductie uit industriële reststoffen, bestaande installatie, vloeibaar transport (variant 4B)	t CO_2	104	229,3488	137,0222	889,0150
CCU bestaande installatie, postcombustion, nieuwe pijpleiding (variant 4B)	t CO_2	107	186,5993	105,179	762,0250
Fotovoltaïsche zonnepanelen, > 1 MWp, gebouwgebonden met lichtgewicht PV	kWh	109	0,1068	0,0991	0,0708
Bio-LNG uit monomestvergisting	kWh	109	0,1799	0,1384	0,3804
CCS - Gedeeltelijke CO_2-opslag bij bestaande installaties, vloeibaar transport met bestaande vervloeiingsinstallatie (variant 1C)	t CO_2	110	236,0869	137,0222	902,0150
Ketel op vloeibare biomassa (industrie)	kWh	112	0,0887	0,0635	0,2250
CCS - Nieuwe post-combustion-CO_2-afvang, bestaande industriële installatie, vloeibaar transport (variant 5B)	t CO_2	114	230,8198	137,0222	821,6900
Levensduurverlenging monomest 110-450 kW, ombouw naar hernieuwbaar gas	kWh	123	0,1083	0,0462	0,5048
CCU nieuwe installatie, postcombustion, vloeibaar (variant 5C)	t CO_2	124	200,4535	105,179	767,4400
Levensduurverlenging allesvergisting, hernieuwbaar gas	kWh	129	0,0684	0,0462	0,1716
Ondiepe geothermie (basislast)	kWh	132	0,0862	0,0359	0,3797
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 15 kWp en < 1 MWp, gebouwgebonden met lichtgewicht PV	kWh	134	0,1192	0,1097	0,0708
Monomestvergisting 110-450 kW, warmte	kWh	140	0,1765	0,0944	0,5870
Wind op land, hoogtebeperkt ≥ 6,75 en < 7 m/s	kWh	141	0,0808	0,0654	0,1093
Wind op waterkeringen, < 6,75 m/s	kWh	142	0,0809	0,0654	0,1093
CCU afvalverbrandingsinstallatie, bestaande pijpleiding (variant 6A)	t CO_2	143	202,8852	105,179	681,4750
Diepe geothermie (middenlast)	kWh	146	0,1029	0,039	0,4380

Categorie	Productie-type [eenheid]	Subsidie-intensiteit [€/tCO_2]	Basis-bedrag [€/een-heid]	Langeter-mijnprijs [€/eenheid]	Emissie-factor [kg CO_2/ eenheid]
Zonthermie, ≥ 1 MW_{th}	kWh	151	0,0976	0,0635	0,2250
Monomestvergisting 110-450 kW, gecombineerde opwekking	kWh	151	0,2473	0,1168	0,8652
Ketel stoom uit houtpellets > 50 MW_{th}	kWh	157	0,1022	0,0668	0,2250
CCS - Gedeeltelijke CO_2-opslag bij bestaande installaties, vloeibaar transport (variant 1B)	t CO_2	162	283,261	137,0222	902,0150
CCU afvalverbrandingsinstallatie, nieuwe pijpleiding (variant 6B)	t CO_2	164	217,2791	105,179	681,4750
Levensduurverlenging allesvergisting, ombouw naar hernieuwbaar gas	kWh	165	0,0746	0,0462	0,1716
Restwarmtebenutting met warmtepomp, lengte-vermogenverhouding ≥ 0,00 en < 0,10	kWh	165	0,067	0,0359	0,1878
CCU bestaande installatie, postcombustion, vloeibaar (variant 4C)	t CO_2	167	230,7191	105,179	751,6900
Monomestvergisting > 450 kW, hernieuwbaar gas	kWh	170	0,1001	0,0462	0,3174
Energie uit lucht met warmtepomp, lage temperatuur, glastuinbouw	kWh	176	0,0694	0,0359	0,1897
Monomestvergisting < 110 kW, gecombineerde opwekking	kWh	202	0,2903	0,1153	0,8663
Elektrificatie bestaand offshore platform met eigen windturbine	kWh	202	0,4181	0,2753	0,7060
Restwarmtebenutting met warmtepomp, lengte-vermogenverhouding ≥ 0,10 en < 0,20	kWh	203	0,0741	0,0359	0,1877
Wind op land, hoogtebeperkt < 6,75 m/s	kWh	206	0,088	0,0654	0,1093
Zonthermie, ≥ 140 kWth tot 1 MW_{th}	kWh	207	0,1158	0,0692	0,2250
Waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm, renovatie	kWh	214	0,1217	0,0939	0,1300
Aquathermie – basislast, zonder WKO met bestaand warmtenet	kWh	215	0,0769	0,0366	0,1878
Diepe geothermie (geen basislast)	kWh	216	0,1319	0,039	0,4309
Monomestvergisting 110-450 kW, hernieuwbaar gas	kWh	223	0,1588	0,0462	0,5048
Monomestvergisting < 110 kW, warmte	kWh	223	0,2249	0,0944	0,5859
CCS - Nieuwe post-combustion-CO_2-afvang, bestaande AVI's, gasvormig transport (variant 6A)	t CO_2	232	222,2073	49,328	745,9500
Grootschalige elektrische boiler (stadsverwarming)	kWh	241	0,1113	0,057	0,2250
Allesvergisting, hernieuwbaar gas	kWh	242	0,0877	0,0462	0,1716
Elektrificatie nieuw offshore productieplatform	kWh	242	0,446	0,2753	0,7060
Restwarmtebenutting met warmtepomp, lengte-vermogenverhouding ≥ 0,20 en < 0,30	kWh	242	0,0813	0,0359	0,1875
CCU afvalverbrandingsinstallatie, vloeibaar (variant 6C)	t CO_2	242	267,425	105,179	671,1400
Diepe geothermie (basislast) hogetemperatuurwarmtenet (inclusief warmtepomp)	kWh	245	0,1255	0,0366	0,3621
Industriële warmtepomp, gesloten systeem (3.000 uur)	kWh	258	0,1065	0,0579	0,1879
Groengas uit biomassa (B-hout)	kWh	274	0,0915	0,0462	0,1651
Procesgeïntegreerde warmtepomp in een verdampingsproces (3.000 uur)	kWh	274	0,1095	0,0579	0,1879
Restwarmtebenutting met warmtepomp, lengte-vermogenverhouding ≥ 0,30 en < 0,40	kWh	280	0,0884	0,0359	0,1874
CCS - Nieuwe post-combustion-CO_2-afvang, bestaande AVI's, vloeibaar transport (variant 6B)	t CO_2	287	261,7391	49,328	741,1400
Aquathermie – basislast, zonder WKO	kWh	289	0,0917	0,0366	0,1904
Grootschalige elektrische boiler (industrie)	kWh	289	0,1113	0,0462	0,2250

Categorie	Productie-type [eenheid]	Subsidie-intensiteit [€/tCO_2]	Basis-bedrag [€/een-heid]	Langeter-mijnprijs [€/eenheid]	Emissie-factor [kg CO_2/ eenheid]
CCS - Nieuwe post-combustion-CO_2-afvang, bestaande bestaande biomassaenergiecentrales, gasvormig transport (variant 6A)	t CO_2	298	222,2073	0	745,9500
Aquathermie – geen basislast, met WKO en directe levering	kWh	313	0,0928	0,0359	0,1817
Verbeterde slibgisting, gecombineerde opwekking	kWh	313	0,1489	0,0964	0,1677
Restwarmtebenutting met warmtepomp, lengte-vermogenverhouding ≥ 0,40	kWh	319	0,0956	0,0359	0,1872
Daglichtkas	kWh	332	0,1012	0,0359	0,1964
Ondiepe geothermie (geen basislast)	kWh	337	0,1646	0,0366	0,3797
Monomestvergisting < 110 kW, hernieuwbaar gas	kWh	337	0,2187	0,0462	0,5120
CCS - Nieuwe post-combustion-CO_2-afvang, bestaande biomassaenergiecentrales, vloeibaar transport (variant 6B)	t CO_2	353	261,7391	0	741,1400
Thermische opslag op hoge temperatuur	kWh	399	0,1359	0,0462	0,2250
Elektrificatie bestaand offshore productieplatform	kWh	415	0,568	0,2753	0,7060
Groengas uit afval	kWh	425	0,0692	0,0462	0,0541
Verbeterde slibgisting, hernieuwbaar gas	kWh	468	0,1313	0,0462	0,1820
Groengas uit biomassa (≥ 95% biogeen)	kWh	516	0,1314	0,0462	0,1651
Aquathermie – basislast, met WKO	kWh	524	0,1307	0,0366	0,1796
Energie uit lucht met warmtepomp, middentemperatuur, gebouwde omgeving	kWh	549	0,1613	0,0635	0,1781
Waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm	kWh	581	0,1694	0,0939	0,1300
Aquathermie – geen basislast, zonder WKO	kWh	607	0,146	0,0365	0,1803
Aquathermie – geen basislast, met WKO	kWh	666	0,1551	0,0366	0,1778
Waterstofproductie via elektrolyse, directe gemeenschappelijke lijn met wind- en zonnepark, 50% vermogensverhouding	kWh	800	0,2482	0,065	0,2290
Waterstofproductie via elektrolyse, directe lijn met windpark, 25% vermogensverhouding	kWh	907	0,2727	0,065	0,2290
Waterkracht, valhoogte < 50 cm	kWh	1.102	0,2372	0,0939	0,1300
Waterstofproductie via elektrolyse, netgekoppeld	kWh	1.374	0,3796	0,065	0,2290
Waterstofproductie via elektrolyse, netgekoppeld met stroomafnameovereenkomst met windpark op zee	kWh	1.499	0,4082	0,065	0,2290
Waterstofproductie via elektrolyse, directe lijn met zonnepark, 10% vermogensverhouding	kWh	1.649	0,4427	0,065	0,2290
Osmose	kWh	4.192	0,6389	0,0939	0,1300

Afkortingen

AEC	Afvalenergiecentrale, zie ook AVI
AIT	*Austrian Institute of Technology*
ASU	*Air Seperation Unit*
ATO	Aansluit- en transportovereenkomst
AVI	Afvalverbrandingsinstallatie, zie ook AEC
BEC	Bioenergiecentrale
CAR	*Construction All Risk*
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	*Costs, Insurance and Freight*, Amsterdam-Rotterdam-Antwerpen-regio
CIF NWE	*Costs, Insurance and Freight*, Noordwest-Europa
COP	*Coefficient of performance*
DAC	*Direct Air Capture*
DNB	De Nederlandsche Bank
DSCR	*Debt Service Coverage Ratio*
DWTG	*Dedicated Wind Turbine Generator*
EB	Energiebelasting
ECB	Europese Centrale Bank
ECHA	Europees Agentschap voor chemische stoffen
EEX	*European Energy Exchange*
EIA	Energie-investeringsaftrek
EPEX	*European Power Exchange*
ESP	*Electrical Submersible Pump*, opvoerpomp
EU ETS	Europees emissiehandelssysteem
EZK	Ministerie van Economische Zaken en Klimaat
FID	*Final Investment Decision*
FT	Fischer-Tropsch
FVR	Frequentievermogensregeling
GvO	Garantie van Oorsprong
HBE	Hernieuwbare Brandstofeenheid
HHV	*Higher Heating Value*, bovenste verbrandingswaarde
HICP	*Harmonized Index of Consumper Prices*
HT-TES	Hogetemperatuur-thermische opslag
ICE	*Intercontinental Exchange*
IenW	Ministerie van Infrastructuur en Waterstaat
IP	Injectiepomp
IRS	*Interest Rate Swap*
ISDE	Investeringssubsidie Duurzame Energie
KEV	Klimaat- en Energieverkenning
LAP	Landelijk Afvalbeheer Plan
LHV	*Lower Heating Value*, onderste verbrandingswaarde
LNG	*Liquid Natural Gas*
MEE	Meervoudig getrapte verdampingsinstallatie
MFI	Monetaire Financiële Instelling
MIA	Milieu-investeringsaftrek
MS	Middenspanning

NPE	Nationaal Plan Energiesysteem
O&M	*Operations and Maintenance*, beheer en onderhoud
OGT	Ondiepe geothermie
OZB	Onroerendezaakbelasting
PBL	Planbureau voor de Leefomgeving
PEM	Proton-exchange Membrane
PFAS	Poly- en perfluoralkylstoffen
PIF	*Profile and imbalance factor*, profiel- en onbalansfactor
PSA	*Pressure Swing Adsorption*, drukwisseladsorptie
pv	*Photo Voltaic*, fotovoltaïsch
PWP	Procesgeïntegreerde warmtepompen
RDF	*Refuse-derived fuel*
RED	*Renewable Energy Directive*, in de volksmond Richtlijn voor hernieuwbare energie
RVO	Rijksdienst voor Ondernemend Nederland
RWZI	Rioolwaterzuiveringsinstallatie
SCOP	*Seasonal coefficient of performance*
SCR	Selective Catalytic Reduction, selectieve katalytische reductie
SDE++	Stimulering Duurzame Energieproductie
SMR	*Steam Methane Reforming*
SNCR	*Selective Non-Catalytic Reduction*, selectieve niet-katalytische reductie
SNG	*Substitute Natural Gas*
SNL	Subsidiestelstel Natuur en Landschap
SodM	Staatstoezicht op de Mijnen
SRF	*Solid Recovered Fuel*
TEA	Thermische energie uit afvalwater
TED	Thermische energie uit drinkwater
TEO	Thermische energie uit oppervlaktewater
TEZ	Thermische energie uit zeewater
TNO	Nederlandse organisatie voor toegepast-natuurwetenschappelijk onderzoek
TS	Tussenspanning
TTF	*Title Transfer Facility*
USD	Amerikaanse dollar
Vpb	Vennootschapsbelasting
WA	Wettelijke aansprakelijkheid
WACC	*Weighted Average Cost of Capital*, gewogen gemiddelde vermogenskostenvergoeding
WKK	Warmte-krachtkoppeling
WKO	Warmte-koudeopslag
WOS	Warmteoverdrachtstation

Referenties

Bauer, T., Odenthal, C. and Bonk, A. (2021), Molten Salt Storage for Power Generation. Chemie Ingenieur Technik, 93: 534-546. https://doi.org/10.1002/cite.202000137

CE delft, IF Technology (2018). Weg van Gas, kansen voor de nieuwe concepten LageTemperatuur-Aardwarmte en Mijnwater. Delft, CE Delft, mei 2018.

CE Delft. 2022. Warmtenetten in Vesta MAIS – Update berekeningsmethoden. CE Delft.

Dimitriou, I., Goldingay H., Bridgwater A.V. (2018). 'Techno-economic and uncertainity analysis of Biomass to Liquid (BTL) systems for transport fuel production'. Renewable and sustainable Energy Reviews 88 (2018) 160-175.

Gasunie (1980) Physical properties of natural gases.

ISPT (2022) A One-GigaWatt Green-Hydrogen Plant, advanced design and total installed-capital costs

F. Klasing, C.Odenthal, B.Trost, T. Hirsch, T. Bauer; Techno-economic assessment for large scale thermocline filler TES systems in a molten salt parabolic trough plant. AIP Conference Proceedings 8 November 2018; 2033 (1): 090017. https://doi.org/10.1063/1.5067111

PWC (2021) – De energietransitie en de financiële impact voor netbeheerders. Zie: https://www.netbeheernederland.nl/_upload/Files/PwC_De_energietransitie_en_de_financiele_impact_voor_netbeheerders_15_04_2021_193.pdf

Schepers, B., T. Scholten, G. Willemsen (IF-Technology), M. Koenders (IF-Technology), en B. 891 de Zwart (IF-Technology). 2018. Weg van Gas. RVO, TKI Urban Energy, CE.

Rijkswaterstaat, Landelijk afvalbeheerplant 3, Huishoudelijk restafval (fijn en grof) – LAP3, December 2023.

WEcR (2020), Effect extra CO2 inkoop op emissie van de glastuinbouw in 2030, Wageningen

Bijlagen

Bijlage 1.1 Externe review

AIT | Giefinggasse 4 | 1210 Wien, Austria

PBL Netherlands Environmental
Assessment Agency
Dr. Koen Schoots
P.O. Box 30314
2500 GH Den Haag
The Netherlands

AUSTRIAN INSTITUTE OF TECHNOLOGY

CENTER FOR ENERGY
AIT Austrian Institute of Technology GmbH
Giefinggasse 4 | 1210 Wien, Austria
T +43 (0) 50550-0 | F +43 (0) 50550-2201
gustav.resch@ait.ac.at | www.ait.ac.at

Vienna, 24 November 2023

Review of Dutch SDE++ final advice for 2024

The Netherlands Environmental Assessment Agency (PBL), with the support of TNO EnergieTransitie and DNV, is regularly advising the Dutch Ministry of Economic Affairs and Climate Policy on various parts of the Sustainable Energy Production and Climate Transition Incentive Scheme (SDE++). As part of the advice process, external experts are invited for a critical review of respective assumptions taken and the cost model derived. This year (2023) AIT Austrian Institute of Technology GmbH has been commissioned to conduct that external review.

The core element of the review work comprised an in-depth review of the comprehensive first draft of the SDE++ final advice for 2024 as well as the underlying cost model, both being prepared by PBL experts with the support of TNO EnergieTransitie and DNV. Our review work has focussed on clarifying how adequate the assumptions taken concerning market trends for the Netherlands are, specifically in comparison with developments within Austria and other European countries. We acknowledged the broad scope of the SDE++, considering the large number of technology categories covered by the support scheme.

For this purpose, we have set up a large pool of experts at AIT, offering complementary expertise and skills. Thus, our review team involves Gustav Resch (project coordination), Gerwin Drexler-Schmid, Regina Hemm, Lukas Liebmann, Bernhard Mayr, Christoph Mayr, Carolin Monsberger, Stefan Reuter and Johanna Spreitzhofer – all scientists and researchers at AIT's Center for Energy.

The review work involved a critical analysis of techno-economic parameters and underlying market trends / assumptions by technology category. Thereby, due to the complex matter and the large data sets involved, a pragmatic approach had to be followed. That implied to focus on the adequacy of the approach chosen, on key input parameter as well as on the general outcomes of the cost calculations. Initial outcomes of our review work were shared with the PBL advisory team and face-to-face meetings helped to clarify on questions of understanding and allowed for responses to the initial set of questions and remarks.

This document summarises our key findings at the final stage of the review work. We thereby follow the structure of the SDE++ advice, starting with methodological and general aspects before digging into the individual technology categories:

Handelsgericht Wien | FN: 115980i | UID: ATU14703506 | Zertifiziert nach ISO 9001:2015 | Bankverbindung: Erste Bank der Österreichischen Sparkassen AG | Konto Nr.: 30001071100 | BLZ: 20111 | IBAN: AT48 2011 1300 0107 1100 | BIC: GIBAATWW

AUSTRIAN INSTITUTE OF TECHNOLOGY

General scope and methodological aspects

In general terms, we acknowledge the broad scope of the SDE++ scheme for subsidising the uptake of various technology options towards decarbonisation at industrial and commercial scale. Household size installations are generally not targeted by that scheme, given the thresholds applied in terms of system size (i.e., at least 500 kW in general, with the exception of PV installations (at least 15 kW)). The technology basket includes classic forms of renewable energy technologies as well as other abatement options for carbon emission reduction. The number of technology categories as well as related subcategories included in the SDE++ scheme is broad and has grown over the years since its initial introduction.

SDE++ can be classified as a well-functioning subsidy scheme for delivering cost-efficient and effective financial support to the targeted decarbonisation technologies, given the approach chosen to regularly update in a detailed manner all cost parameter based on lessons learned as well as via a dedicated market consultation. The broad number of technology options included and the consideration of respective price ceilings for these increases complexity significantly but helps to avoid over-supporting. Since Dutch market actors are well familiar with that approach, we see no need to apply changes to that. Given the detailed technology classification applied, it appears relevant to follow market and technology trends over time and, consequently, to include new technology options in the whole advice and consultation process well in advance.

Financing aspects

The main sources of information used for deriving general financing parameter are application data of subsidy requests during the past year as well as consultation meetings with several banks and financing institutions. We acknowledge the approach of using project financing as basis for the detailed cost calculations, since this allows for differentiation in capital cost over the various technologies included in the SDE++ scheme. The financing parameter chosen and specifically the update compared to last year's review (2023 status) appears reasonable and reflects in our view recent trends in financing as well as general market developments appropriately. We acknowledge also the challenges associated with determining these values in times of massive distortions in energy and commodity markets. PBL and the whole study team did their job very well to acknowledge these.

Energy from water and air

There are no specific remarks on this category. Initial questions on size limits and the respective approach chosen could be clarified in face-to-face meetings with PBL experts. Beyond the scope of the SDE++ scheme, we do see however a need to provide targeted support also to smaller systems below 500 kW in size – as important element for the decarbonisation of the building sector.

Solar energy

PV systems

- Grid connection costs for PV systems in Austria (consisting of grid access fees to the grid operator and grid feeding costs from the system to the point of coupling by the grid operator) are significantly higher based on surveys in 2019-2021, with operators of smaller system sizes (rooftop and ground-mounted systems) surveyed (200-

Handelsgericht Wien | FN: 115980i | UID: ATU14703506 | Zertifiziert nach ISO 9001:2015 | Bankverbindung: Erste Bank der Österreichischen Sparkassen AG | Konto Nr.: 30001071100 | BLZ: 20111 | IBAN: AT48 2011 1300 0107 1100 | BIC: GIBAATWW

2.000 kW_p). Costs ranged from 5-180 €/kW_p, with a mean value of about 70 €/kW_p. cf. Resch et al. (2022). Also in 2023, the grid feeding costs are significantly higher than the values of the expert review (especially for greenfield PV in Austria). Additionally, grid feeding costs for building PV is stated to be approx. 50 €/kW_p in the section "costs for grid connection", but this value cannot be found in Table 5.5.

- The self-consumption values assumed (Table 5.10) are rather high compared to the values that are achieved according to experience from Austria and Germany.
- The investment costs for 15 kW_p systems are significantly higher compared to those of 1 MW_p. The values of the expert review tend to focus more on the cost for bigger installations (Table 5.9). Investment costs for >20 MW_p greenfield PV seem quite low (Table 5.19) in the Austrian context, cf. Resch et al. (2022).

Summing up, we identified that grid connection costs, self-consumption values and investment costs (incl. inverter costs in year 13) seem to be assumed rather optimistically from an Austrian point of view. Reasons for differences, specifically concerning grid connection cost and self-consumptions, were however clarified in face-to-face meetings with PBL experts.

Further minor remarks are:

- Generally, in Austria PV operators of systems between 10 kW_p and 1 MW_p have the option of trying to apply for a market premium or an investment subsidy (both according to the Renewable Expansion Act, EAG).
- The question arises whether subsidies for building-related PV systems are sufficient - in Austria, innovative PV systems (e.g., agri-PV, building-integrated PV, PV on glass houses, etc.) are subsidized at a premium compared to standard systems, even in the system segment (up to 1 MW_p), since these have to reckon with much higher investment costs.
- Basically, from an Austrian point of view, it can be noted that lightweight modules are an interesting alternative regarding the load-bearing capacity of roofs (and usually yield higher yields than crystalline modules could up to the maximum load-bearing capacity of the roof). Despite faster installation and no need for a substructure, the total power-specific costs are still higher than those of conventional rooftop systems. (The acquisition costs of CIGS modules are also again higher than those of c-Si modules). Statically less resilient flat roofs can be developed with (semi-)flexible lightweight modules. However, it should be noted at this point that there are hardly any European manufacturers of such modules. We would refrain from special treatment of these module technologies.
- The assumption that the economic lifetime of PV systems is about 20 years is supported.
- Regarding "nature preservation options" for ground-mounted PV systems in Austria, there are always requirements imposed by the nature conservation authorities (e.g., green belts, hedges as visual protection, requirements for old wood, standing water, special planting for small animals). The PV industry lobby in Austria has developed a guideline for this purpose, cf. Photovoltaic Austria (2022), the guidelines of which are also in line with the German Solar Industry Association, cf. BSW (2021). We are not aware of actual cost assumptions for these options.
- The operating costs of PV systems seem to be in a similar range to the Austrian study on operating and investment subsidies under the Renewable Expansion Act. In the case of roof PV systems, cleaning may be required instead of green maintenance, i.e., a cost item for maintenance should also be provided for these roof PV systems (Table 5.6).

Handelsgericht Wien | FN: 115980i | UID: ATU14703506 | Zertifiziert nach ISO 9001:2015 | Bankverbindung: Erste Bank der Österreichischen Sparkassen AG | Konto Nr.: 30001071100 | BLZ: 20111 | IBAN: AT48 2011 1300 0107 1100 | BIC: GIBAATWW

- We agree with the following paragraph: "The costs for double-sided modules are still higher than for single-sided modules. However, the cost per kWh of a project with double-sided solar panels is close to the cost per kWh of a project with single-sided solar panels, provided that all the electricity generated is eligible."
- Concerning degradation of PV systems, literature that we know of assumes 0.5-0.55% or, most recently, even 0.4% per year. The expert review sets a value of 0.64%. Additionally, we are curious why the expert review implements a stepwise degradation (different full-load hours between year 1-15 and year 16-20) although PV degradation is linear.
- Concerning Table 5.13, stakeholders in this sector consider floating PV to be economically interesting only above 2 MW_p. Therefore, we question the example calculation done with a plant size of 500 kW_p.

Solar thermal systems

The IRENA study "Renewable Power Generation Costs 2020" (IRENA, 2021) shows similar investment costs for large solar thermal systems (>1 MW) for Denmark, even if the costs in Austria are slightly higher.

The Swiss study "SolTherm2050" (Berger et al., 2021) shows in Figure 12 solar investment costs depending on collector area, where the type of application (hot water single family house, multi-family house, only heating purpose for very large multi-family houses or heat grid integration) has a major impact on investment costs.

PVT collectors

PVT collectors are a niche product in Austria. Economic parameters (incl. investment costs) of worldwide best practice examples are provided by a study of the IEA SHC Task 60 from 2019, cf. Ramschak et al. (2020)

Wind energy

Generally, investment cost for onshore wind is about 15% lower in the Netherlands than what was assumed for Austria, cf. Resch et al. (2022). That includes turbine cost as well as other parts of the upfront cost, incl. grid connection etc.

Concerning O&M we observe also significantly lower cost compared to the Austrian circumstances (where overall O&M expenses amount to approx. 21 €/MWh). Here differences in imbalance settlement cost may play a role which are included in the Austrian context – but that explains only a part.

Despite above stated differences, since experts from PBL based their cost assumptions properly on actual market observations, the numbers used appear reasonable.

Geothermal energy

Parameters and assumptions appear generally reasonable, in some of the tables in the report provided 2024 data is however missing (for those we checked the corresponding excel files).

Biomass combustion and gasification

Concerning Table 8.3 of the expert review, the specified energy contents of different biomass types are viewed similarly for Austria. However, current biomass prices are significantly higher

Handelsgericht Wien | FN: 115980i | UID: ATU14703506 | Zertifiziert nach ISO 9001:2015 | Bankverbindung: Erste Bank der Österreichischen Sparkassen AG | Konto Nr.: 30001071100 | BLZ: 20111 | IBAN: AT48 2011 1300 0107 1100 | BIC: GIBAATWW

in Austria (approx. 150 €/t for wood chips, 380 €/t for pellets and 1,100 €/t for animal fat, according to recent information provided by the Austrian Biomass Association). Due to the special characteristics of the biomass markets in the Netherlands, prices are understandably lower.

There is little experience with large-scale biomass gasification plants (without electricity generation) in Austria. Prices from Germany for biomass heating plants (pellets, wood chips) show that the investment costs are of a similar order of magnitude to those of the PBL advice.

Concerning SNG from biomass (Table 8.4), the investment costs of the PBL advice are in similar range compared to a study conducted by the Austrian Biomass Association in 2020 (cf. Biomasseverband, 2020). However, the production costs are slightly higher than the (fixed and variable) operational costs in the expert review. In the feedback interview, it was reported that these costs have been taken from existing projects.

A comparison with the KEA-BW technology catalog (data year 2022) and the Danish Technology Catalogue (Danish Energy Agency, 2022) shows similar orders of magnitude for investment cost assumptions of Table 8.5 (boilers for solid biomass 0.5-5 MW_{th}) and Table 8.9 (Boiler for heat from wood pellets ≥ 5MW_{th}).

Digestion of biomass

Corn prices in Austria are around 200 €/t, NL prices are approx. half as high. This might be due to the proximity to the sea of the Netherlands.

As far as the cost data in Table 9.4 (complete fermentation) are concerned, the investment costs indicated are within a reasonable range.

In the plant constellation fermenter including CHP plant, the costs are only ½ as high compared to the Danish Technology Catalogue (Danish Energy Agency, 2022) (Table 9.5). One reason for this could be that the cost data in the Danish Technology Catalogue is outdated. A further check-up is however recommended.

Heat digestion (fermenter and gas boiler): From an Austrian point of view, a boiler is a lot cheaper than a CHP (compare Table 9.5 with 9.6, or 9.8 with 9.9). These values might need to be checked.

Advanced renewable fuels

The entire chapter relates to the production of biofuels or biogas for use in the transport sector. The entire area of Renewable Fuels of Non-Biological Origin (RFNBO) is thereby not included. In terms of REDIII, there is a mandatory sub-quota for RFNBOs in the transport sector (1% of fuel consumption by 2030) and it is questioned if it should be therefore addressed, cf. Council of the EU (2023).

The choice of a reference plant for bio-LNG with 100% manure as feedstock should be questioned. The methane output per t feedstock is particularly low for manure compared to other feedstocks. In Austria, the energy-related share of farm manure in biomethane plants is only 3%, cf. Stürmer (2023). In a face-to-face meeting with PBL experts, it was reported that this type of reference plant was however explicitly asked for by the Dutch ministry.

Concerning prices for wood chips (Figure 10.1 and Table 10.1), the Spot prices for wood chips are quoted at between 6 and 12 €/GJ in the period from March 21 to April 22. Austrian end customer prices (possibly including VAT of 13%) for wood chips (from forestry) are currently

Handelsgericht Wien | FN: 115980i | UID: ATU14703506 | Zertifiziert nach ISO 9001:2015 | Bankverbindung: Erste Bank der Österreichischen Sparkassen AG | Konto Nr.: 30001071100 | BLZ: 20111 | IBAN: AT48 2011 1300 0107 1100 | BIC: GIBAATWW

(October 23) at 11 €/GJ and have fluctuated between 8 and 13 €/GJ since 2008, cf. Biomasseverband (2023). The chosen price assumptions therefore seem reasonable.

The price assumption of 0 €/t for B-wood may be questioned, as B-wood can also be used for other purposes (e.g., recycling in the wood-based materials industry or thermal utilization in waste treatment plants). In the face-to-face meeting, PBL experts reported that the price of B-wood is sometimes positive or negative (depending on the transport distance) and therefore a price of 0 €/t is agreed upon.

Some cost and efficiency parameters can be challenged with the information provided by the Danish Technology Catalogue (Danish Energy Agency, 2022), for example data on Bio-Methanol or FT-Fuels as listed in table format below. Apart from those cases, the assumed parameters for comparable plant layouts are in the same order of magnitude between the Danish Energy Agency and the SDE++ final advice.

	Bio-Methanol			FT-Fuels
Source:	Efficiency	OPEX	CAPEX	Efficiency
SDE++ final advice	46%	FOM: 190 €/kW_{out}/a VOM: 0.0158 €/kWh	3,164 €/MW_{out}	47%
Danish Energy Agency	59%	FOM: 54 €/kW_{out}/a VOM: 0.0188 €/kWh_{out}	4,597 €/MW_{out}	26%

Comparison of CO_2 emission factors for avoided emissions

In Austria, the Environment Agency Austria (Umweltbundesamt) regularly publishes updated GHG emission factors. The current factors as applicable in (Umweltbundesamt, 2022) for relevant energy sources are in a similar range as the values used in the SDE++ final advice.

Electrification

Electric Boilers

Currently, it is difficult to estimate the amount of CO_2 in the electricity mix depending on the time of use. To our knowledge, historic assessments have shown that there is little to no correlation between the electricity prices and production mix in Austria. Still, the underlying reasoning as applied in the SDE++ final advice appears suitable for the future, with increasing shares of renewable generation. As SDE++ focusses on future applications, this argumentation seems valid.

On a similar note, it is mentioned that using boilers for balancing markets only leads to small CO_2 reductions. Again, we think this is difficult to generalize and the opposite could also be the case.

In the section on balancing, we believe the term voltage control is used incorrectly, for the described mechanism of adaptation to balancing prices. In our opinion, this should be changed to frequency control. Generally, it should be taken care to correctly distinguish between imbalance settlement, balancing services (automatic and manual frequency restoration reserve) and redispatch / congestion management.

In the study it is argued that the revenues from providing balancing services do not have to be considered. However, in Austria, there are already several boilers operating on the balancing

Handelsgericht Wien | FN: 115980i | UID: ATU14703506 | Zertifiziert nach ISO 9001:2015 | Bankverbindung: Erste Bank der Österreichischen Sparkassen AG | Konto Nr.: 30001071100 | BLZ: 20111 | IBAN: AT48 2011 1300 0107 1100 | BIC: GIBAATWW

markets, and we think providing flexibility services will become even more important for boilers in the future. This is also backed up by several studies, which show increasing need for flexibility in a decarbonized energy system of the future (cf. Esterl et al., 2022).

For the economic feasibility analysis, it is assumed, that the mean price of the cheapest 3300h per year at the day-ahead-market is used. This is only possible, if a large enough storage or a back-up heating system is used for the heat production for the rest of the time. While we could already clarify this is the case, it is not clearly stated in the report. To us, the text reads, as if the boilers are used to completely replace other (fossil) heating systems.

Heat pumps

In the chapter about heat pumps the term "heat demand reduction" is used - this appears misleading since the underlying heat demand has per se not changed. The type and amount of energy to generate this heat is changing. We would recommend applying some other terminology like "Primary Energy Reduction" or "Fossil Energy Reduction". Using the latter might however again be a bit misleading since the electricity used for the heat pump might also have a carbon footprint.

In section 11.4.3 it is assumed that the heat transfer medium of the industrial heat pump is water. Please keep in mind that this could also be air, thermal oil or something else.

The COPs of the reference systems are higher than expected for such systems. At the same time the investment costs seem too low. Integration costs are usually in the range 100-200% of the heat pump costs. Investment costs for electric steam boilers are also rather low compared to experiences in Austria. Additionally, many steam generating heat pumps will be a combination of closed and open cycles. It might therefore be reasonable to include such a system as a reference case in future.

High temperature storages

It is important to note that the specific costs of molten salt tanks are dependent on a lot of different factors:

- How many molten salts tanks are in operation? Is it a two-tank system, a 4-tank system, or a single tank system that operates with stratification?
- What type of salt (e.g., nitrate-based, chloride-based or fluoride-based) is used in the tank? What is its concentration?
- What is the construction of the tank? Carbon-steel or firebrick?
- What type of insulation is used and how thick is it?
- What type of heat exchangers are used for charging and discharging in order to achieve this power?
- Is there any additional (backup) heating used in the system to avoid solidification of salt?
- Is it a fully above ground tank?
- Which heat generation system lies beneath?

We are only aware about the costs of larger storage systems used for CSP plants or sCO2 power plants with capacities beyond 5 GWh. If we extrapolate these costs, we consider the cost assumptions as acceptable.

We further can recommend the following references for future consideration:

- Dersch et al. (2021). A very good reference that thoroughly elaborates on the role of various components of molten-salt storage systems and their impact on related cost.

Handelsgericht Wien | FN: 115980i | UID: ATU14703506 | Zertifiziert nach ISO 9001:2015 | Bankverbindung: Erste Bank der Österreichischen Sparkassen AG | Konto Nr.: 30001071100 | BLZ: 20111 | IBAN: AT48 2011 1300 0107 1100 | BIC: GIBAATWW

- Turchi et al. (2019). A sound general overview on CSP systems, including a dedicated section on molten-salt tanks. Cost information appears however a bit outdated from todays (2023) perspective.
- Gonzalez-Roubaud et al. (2017). An often-cited review paper on the role of molten salt and steam storage for CSP plants. It elaborates on the breakdown of specific costs for thermal energy systems based on construction items while leaving out cost information in absolute terms.
- Caraballo et al. (2021). Another more recent review paper on molten salt tanks. Herein, one can find comparatively detailed cost information for a wide range of molten salts as storage medium.
- Guccione S. and Guedez R. (2023). This is a recent paper on the role of molten salt tanks in CSP plants and sCO2 cycles. The specific cost range reported is similar to the ones used in the SDE++ final advice.

Utilization of waste heat from industry or data centers

Here limited experience is generally available on some of the key parameters from an Austrian point of view – but the chosen approach looks generally reasonable.

Hydrogen via electrolysis

The expert review identifies several reference plants, one of which is grid-connected. This allows conversion when prices are favorable (electricity is then mostly renewable). However, this plant produces "green" hydrogen that is not covered by the EU definition for renewable hydrogen, cf. European Commission (2023). Grid-connected hydrogen plants must fulfil the conditions of additionality (exemption for plants commissioned before 2028), temporal correlation and geographical correlation and provide PPAs for the electricity consumed. An adjustment of the grid-connected category should therefore be considered.

The start-stop cycles of the PV-connected reference plant should be questioned, as 365 stops per year might only take into account the nightly interruptions, but not the influence of the weather. This pattern generally depends however on how large the PV plant is in comparison to the electrolysis unit – thus, a large PV size in comparison to the electrolysis unit might justify the assumptions taken.

The reference plant with offshore PPAs complies with the requirements of the Delegated Act and the plant configuration appears reasonable.

The average system efficiency of 67.5% can be confirmed but is highly dependent on the output pressure of the system and thus the type of electrolysis. PEM systems can supply hydrogen at 30 bar, AEL systems usually at ambient pressure. The energy demand for compressing hydrogen from 1 to 30 bar can be up to 2 kWh/kg H_2 (cf. Mohammad-Reza, 2022) and therefore has an impact on overall system efficiency.

The assumed electricity prices for grid-connected hydrogen plants of 29 €/MWh as an average of the 3,200 lowest hourly wholesale prices are questioned as they seem very low.

The assumed investment costs for hydrogen plants seem high for all reference plants, OPEX parameters seem reasonable. For a 100 MW grid-connected hydrogen plant the Danish Technology Catalogue (Danish Energy Agency, 2022) assumes investment costs of 700 to 1000 €/kW_{el} and an Austrian study on hydrogen import options (cf. Kathan et al., 2023) assumes costs of 900 €/kW_{el} in 2030.

Handelsgericht Wien | FN: 115980i | UID: ATU14703506 | Zertifiziert nach ISO 9001:2015 | Bankverbindung: Erste Bank der Österreichischen Sparkassen AG | Konto Nr.: 30001071100 | BLZ: 20111 | IBAN: AT48 2011 1300 0107 1100 | BIC: GIBAATWW

AUSTRIAN INSTITUTE OF TECHNOLOGY

CO_2 capture and storage as well CCU in greenhouse horticulture

There are no specific comments on these categories.

Due to the growing interest of some market parties in Austria and other parts of Europe to produce carbon free goods or offer respective services, it might become important in future to distinguish between geogenic, fossil and biogenic CO_2. Biogenic CO_2 can be utilized as raw material in the chemical industry. In our experience the chemical industry aims as part of their decarbonization efforts to acquire biogenic CO_2 for production of different chemical raw materials.

References:

Berger M. et al., 2021. SolTherm2050 - Chancen durch Solarwärme und thermische Energiespeicher für das Energiesystem Schweiz 2050 (in German). A report, supported by the Swiss Bundesamt für Energie, conducted by Hochschule Luzern in cooperation with ETH Zürich, Ostschweizer Fachhochschule, EBP and Swissolar. Accessible at https://www.aramis.admin.ch/Default?DocumentID=68281&Load=true

Biomasseverband, 2020. Holzgas – Strom, Kraftstoffe, Erdgasersatz (in German). A brief report prepared by the Austrian Biomass Association on the future role of biogas from lignocellulosic biomass. Accessible at https://www.biomasseverband.at/wp-content/uploads/Folder-Holzgas_FINAL.pdf

Biomasseverband, 2023. Energieträgerverlauf (in German) – information on recent price trends in the Austrian heat market, including various bioenergy carriers and conventional fuels. Accessible at https://www.biomasseverband.at/wp-content/uploads/Energietraegerverlauf_2023_10.pdf

BSW - Bundesverband Solarwirtschaft e.V., 2021. Kriterien für naturverträgliche Photovoltaik-Freiflächenanlagen (in German). A guideline prepared by the German BSW — Bundesverband Solarwirtschaft e.V. in cooperation with Naturschutzbund Deutschland e.V. Accessible at https://www.solarwirtschaft.de/wp-content/uploads/2021/04/210428_NABU-BSW-Papier-1.pdf

Caraballo A., Galán-Casado S., Caballero Á., Serena S., 2021. Molten Salts for Sensible Thermal Energy Storage: A Review and an Energy Performance Analysis. Energies 2021, 14, 1197. https://doi.org/10.3390/en14041197.

Council of the EU, 2023. Renewable energy: Council adopts new rules (Press release from 9 October 2023). Accessible at https://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2023/10/09/renewable-energy-council-adopts-new-rules/

Danish Energy Agency, 2022. Danish Technology Catalogue – Technology Data for Generation of Electricity and District Heating (latest edition: Version 12 from 2022). Accessible at https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data/technology-data-generation-electricity-and

Dersch J., Paucar J., Polkas T., Schweitzer A. and Stryk A., 2021. Blueprint for Molten Salt CSP Power Plant. Final report of the project "CSP-Reference Power Plant" No. 0324253, DLR, Germany. Accessible at https://elib.dlr.de/141315/1/Blueprint%20for%20Molten%20Salt%20CSP%20Power%20Plant.pdf.

Esterl et al., 2022. Flexibility Supply and Demand in the Austrian Electricity System 2020/2030. A study done on behalf of the Austrian Regulatory Authority E-Control, conducted by AIT in cooperation with TU Wien and FFE. Accessible at https://www.e-control.at/documents/1785851/1811597/20220207_Flexibility_study_AIT_EN_FINAL.pdf/c4e66653-6e47-12e2-ba04-d80922e69567?t=1653295626322

European Commission, 2023. Delegated Act RED II C(2023) 1087 final. Accessible at https://energy.ec.europa.eu/system/files/2023-02/C_2023_1087_1_EN_ACT_part1_v8.pdf

Handelsgericht Wien | FN: 115980i | UID: ATU14703506 | Zertifiziert nach ISO 9001:2015 | Bankverbindung: Erste Bank der Österreichischen Sparkassen AG | Konto Nr.: 30001071100 | BLZ: 20111 | IBAN: AT48 2011 1300 0107 1100 | BIC: GIBAATWW

González-Roubaud E., Pérez-Osorio D., Prieto C., 2017. Review of commercial thermal energy storage in concentrated solar power plants: Steam vs. molten salts. Article in Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 80, 2017, p. 133-148, ISSN 1364-0321, https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.084. Accessible at https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032117307244

IRENA, 2021. Renewable Power Generation Costs in 2020. A report prepared by the International Renewable Energy Agency, ISBN 978-92-9260-348-9. Accessible at https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Jun/IRENA_Power_Generation_Costs_2020.pdf?rev=c9e8dfcd1b2048e2b4d30fef671a5b84

Kathan J. et al., 2023. Importmöglichkeiten für erneuerbaren Wasserstoff (in German). A study done on behalf of the Austrian Minstry for Climate Action, conducted by AIT in cooperation with Frontier Economics Ltd. Accessible at file:///C:/Users/ReschG/Downloads/SGP-22413_Endbericht_Importmoeglichkeiten-Erneuerbarer-Wasserstoff_final.pdf

Mohammad-Reza T., 2022. Recent advances in hydrogen compressors for use in large-scale renewable energy integration. Article in International Journal of Hydrogen Energy, Volume 47, Issue 83, 2022, p. 35275-35292, ISSN 0360-3199, https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.08.128. Accessible at https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319922036564

Photovoltaic Austria, 2022. Photovoltaik in der Landschaft - Planungsleitlinie für PV-Freiflächenanlagen mit Weitsicht für Umwelt und Raum (in German). A guideline prepared by the Austrian federal PV association. Accessible at https://pvaustria.at/wp-content/uploads/PV_Austria_Leitlinie_PV-FFA_final.pdf

Ramschak T. et al., 2020. Existing PVT systems and solutions - SHC Task 60/Report A1. A report prepared by AEE Intec in cooperation with SPF, Naked Energy, UNICT, Sunoyster, Solarus, Ramboll, DTU, Fraunhofer ISE, etc within the Solar Heating & Cooling Programme of the International Energy Agency. Accessible at https://task60.iea-shc.org/Data/Sites/1/publications/IEA-SHC-Task60-A1-Existing-PVT-Systems-and-Solutions.pdf

Resch G. et al., 2022. Gutachten zu den Betriebs- und Investitionsförderungen im Rahmen des EAG - Endbericht mit Stand November 2022 (in German). A study done on behalf of the Austrian Ministry for Climate Action, conducted by TU Wien in cooperation with AIT, WU Wien and Fraunhofer ISI. Vienna, Austria, 2022. Accessible at https://www.oem-ag.at/fileadmin/user_upload/Dokumente/Veroeffentlichungen/2022-11-18_EAG_Gutachten_Endbericht_final.pdf

Salvatore G., Guedez R., 2023. Techno-economic optimization of molten salt based CSP plants through integration of supercritical CO2 cycles and hybridization with PV and electric heaters. Article in Energy, Volume 283, 2023, 128528, ISSN 0360-5442, https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.128528. Accessible at https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544223019229

Stürmer Bernhard, 2023. Spezialwebinar Grüngas: Überblick Erneuerbares Gas – Potential & Erwartungen (in German). A webinar held by Bernhard Stürmer from the Austrian branch association on digestion and biogas on 14 September 2023.

Turchi C. S., Boyd M., Kesseli D., Kurup P., Mehos M., Neises T., Sharan P., Wagner M., Wendelin T., 2019. CSP Systems Analysis – Final Project Report. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-5500-72856. Accessible at https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/72856.pdf

Umweltbundesamt, 2022. Berechnung von Treibhausgasemissionen verschiedener Energieträger [in Austria] (in German). Accessible at https://secure.umweltbundesamt.at/co2mon/co2mon.html

Handelsgericht Wien | FN: 115980i | UID: ATU14703506 | Zertifiziert nach ISO 9001:2015 | Bankverbindung: Erste Bank der Österreichischen Sparkassen AG | Konto Nr.: 30001071100 | BLZ: 20111 | IBAN: AT48 2011 1300 0107 1100 | BIC: GIBAATWW

AUSTRIAN INSTITUTE OF TECHNOLOGY

Yours sincerely

Signiert von: Tara Nadine Esterl
Datum: 24.11.2023 18:28:32

TRUST

Dieses Dokument ist digital signiert.

Dieses mit einer qualifizierten elektronischen Signatur versehene Dokument hat gemäß Art. 25 Abs. 2 der Verordnung (EU) Nr. 910/2014 (eIDAS-VO) die gleiche Rechtswirkung wie ein handschriftlich unterschriebenes Dokument.

Prüfhinweise: Informationen zur Prüfung des elektronischen Signatur finden Sie unter: www.a-trust.at

AIT Austrian Institute of Technology GmbH
i.V. Tara Esterl
HBV Integrated Energy Systems

AIT Austrian Institute of Technology GmbH
i.A. Gustav Resch
Senior Scientist

Bijlage 1.2: Reactie PBL op externe review

Het PBL heeft aan AIT gevraagd een review uit te voeren op het advies voor de SDE++ 2024. De review is uitgevoerd op een conceptversie van het huidige rapport. Met onze keuze voor reviewer hopen we met buitenlandse inzichten de kritische blik op onszelf te vergroten. AIT is een organisatie uit Oostenrijk. In de afgelopen jaren hebben we ook reviewers gekozen uit Denemarken, Verenigd Koninkrijk, België en Duitsland. Daarbij geven we, net als in afgelopen jaren, de reviewer veel vrijheid om de review naar eigen inzicht in te steken. Soms besluiten reviewers meer opmerkingen te plaatsen bij de context, de SDE++-regeling en daarmee de uitgangspunten die we van EZK hebben meegekregen en geaccepteerd. Soms besluiten reviewers meer opmerkingen te plaatsen bij de berekeningen en de aanpak van het PBL. In deze bijlage gaan we nader in op een aantal zaken die door de onderzoekers van AIT naar voren zijn gebracht.

We bedanken de reviewers van AIT voor de uitgevoerde review. We hebben diverse aanpassingen doorgevoerd of zaken beter onderbouwd naar aanleiding van het commentaar. De geconstateerde verschillen tussen Nederland en Oostenrijk vinden we intrigerend. Daar waar Nederland in het verleden voor hernieuwbare energie een relatief duur land was, door afwezigheid van bergen voor waterkracht bijvoorbeeld, lijkt Nederland bij verschillende technieken nu juist relatief goedkoop te worden. Zeehavens en goede distributie kunnen een rol spelen. Ook techniekontwikkeling, denk bijvoorbeeld aan wind op land en wind op zee – ofschoon wind op zee buiten de scope van dit advies valt – werkt typisch in het voordeel van een windrijk land als Nederland. Tot slot zou het ook kunnen zijn dat het wet- en regelgevingskader, waaronder ook de SDE++-regeling, bijdraagt aan het omlaag brengen van de kosten. Ten aanzien van dat laatste aspect verwijzen we graag door naar investeerders, om daar hun visie over te delen.

Luchtwaterwarmtepompen
De categorieën voor luchtwaterwarmtepompen hebben een ondergrens van 500 kW. We zijn het eens dat er in de gebouwde omgeving ook toepassingen zijn voor kleinere systemen. De lasten voor uitvoering of gebruik maken van een regeling als de SDE++ kunnen aanzienlijk zijn, waarmee een ondergrens in de SDE++ onderbouwd kan worden. Wat er voor andere ondersteuningsinstrumenten zouden kunnen zijn voor systemen onder de 500 kW, de ISDE is er daar mogelijk een van, valt buiten de scope van dit onderzoek.

Zon-pv
De verschillen in netwerkkosten zouden terug te voeren kunnen zijn op specifieke nationale regelgeving, dit hebben we echter niet nader onderzocht. Hoe dan ook zijn dit kosten die snel kunnen toenemen in de tijd, waar we in onze advies moeilijk op kunnen anticiperen omdat de SDE++-regeling niet voorziet in tussentijdse aanpassingen van de subsidie voor veranderende netwerkkosten. De genoemde verschillen in eigen gebruik zijn interessant. Onze inschattingen leiden we af van de afgifte van Garanties van Oorsprong. We zien wel dat de spreiding tussen projecten groot is.

Vergisting van biomassa
De reviewer stelt vraagtekens bij het advies over vergisting en de onderlinge consistentie daarbinnen. We hebben na de review nog wijzigingen doorgevoerd in het advies voor vergisting, waarbij we ook de laatste inzichten uit de markt hebben betrokken.

E-boiler

De reviewer plaatst vraagtekens bij de relatie tussen elektriciteitsprijzen en de CO_2-emissiefactor van elektriciteit. We zijn het eens met de observatie dat er momenteel weinig verband is tussen de hoogte van de elektriciteitsprijs en de gemiddelde emissiefactor. Voor de ondersteuning van de e-boiler stellen we echter dat niet zozeer de gemiddelde emissiefactor van belang is, maar de emissiefactor van de additionele elektriciteitsproductie-eenheid die nodig is om in de additionele vraag van de e-boiler te voorzien. Extra aandacht hebben we besteed aan de neveninkomsten van e-boilers door inzet ten behoeve van balanshandhaving. In het verleden waren deze relatief significant, maar deze inkomsten zijn niet eenduidig te extrapoleren naar de toekomst. Daartegenover staan ook operationele risico's. In ons advies gaan we uit van inzet van de e-boiler in de paar duizend goedkoopste uren van het jaar. Een bedrijf weet echter aan het begin van het jaar niet welke uren de goedkoopste zullen zijn. We zien de opmerkingen van de reviewer vooral als signaal om de ontwikkeling van deze categorie ook in de toekomst nauwgezet te blijven volgen.

Vergassing

De reviewer maakt een opmerking dat er weinig vergelijkingsmateriaal is om de kosten van vergassingstechnieken te kunnen beoordelen. We delen deze observatie voor wat betreft grootschalige vergassing. Dit is een probleem voor ons als onderzoekers, maar ook voor projectontwikkelaars, waarbij ook concurrerende vergassingstechnieken bestaan. Vooral realisatie van nieuwe vergassingsprojecten met nieuwe ervaring over de operationele werking, zal het inzicht kunnen doen vergroten.

Waterstof uit elektrolyse

De reviewer merkt op dat de categorie voor netgekoppelde systemen in de praktijk weinig toegevoegde waarde zal hebben omdat hij niet aansluit bij het nieuwe Europese regelgevingskader. We onderkennen dit punt en geven het mee aan EZK. De nieuwe categorie voor waterstofproductie waarbij hernieuwbare elektriciteit wordt ingekocht via een PPA-constructie, is juist ingestoken om aan te sluiten op het Europese kader. De door de reviewer genoemde hoge investeringskosten worden vaker genoemd. We zijn ons ervan bewust dat de investeringskosten waar we mee rekenen, beduidend hoger zijn dan waardes die in openbare literatuur te vinden zijn. Deze discrepantie bestaat al sinds ons eerste SDE++-advies over waterstof uit elektrolyse. Hier geldt dezelfde kanttekening als bij vergassing: vooral realisatie van nieuwe projecten zal steekhoudend nieuwe informatie kunnen verschaffen.

Bijlage 2: Marktconsultatie

Tabel B2.1
Marktconsultatiereacties Financiering en algemeen

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL, TNO en DNV
Inflatie	In het OT model wordt uitgegaan van een inflatie die op de middellange termijn zal uitkomen op 2%. Aangezien momenteel echter sprake is van hyper inflatie die volgens het IMF (11 april jl.) nog zal aanhouden (ca 5%), levert dit een te lage kostenontwikkeling op, ook rekening houdend met 2,5-3 jaar bouwtijd	Het inflatiepercentage van 2% wordt in het OT-model alleen toegepast op operationele kosten en voor de berekening van inkomsten bij categorieën waarbij de economische levensduur langer is dan de subsidietermijn. Dit inflatiepercentage wordt niet toegepast op de kapitaalkosten, gehanteerde inflatiepercentages hiervoor zijn technologiespecifiek aangezien zowel de inzet van grondstoffen, materialen en arbeid varieert per technologie alsook de technologische ontwikkeling ('leereffecten') over de tijd. Hierbij wordt rekening gehouden met de verwachte kerninflatie (HICP exclusief energie en voeding) en de gemiddelde realisatietermijn na het verkrijgen van een SDE-beschikking.
Inflatie	Voor OPEX akkoord dat daar de 2% wordt aangenomen, maar voor de CAPEX moet naar de inflatie van 2023 gekeken worden, die zoals in de wijzigingsnotitie staat aangegeven in 2023 nog op 6,3% staat.	Het inflatiepercentage van 2% op middellange termijn wordt niet gebruikt voor de CAPEX. Voor de CAPEX wordt een technologiespecifiek percentage toegepast, zie reactie hierboven.
Inflatie	We volgen de redenering van het PBL om de inflatie voor de middellange termijn vast te stellen op 2%, gezien de taken en doelstellingen van de ECB.	Dank voor de bevestiging.
Rendement op vreemd vermogen	Inspreker levert net als vorig jaar graag documenten aan over de huidige rentelast van zon-pv projecten. Deze ligt momenteel rond de 4,6%.	We hebben de documenten in goede orde ontvangen. De *forward starting swap rate* per verwachte openstellingsdatum van de SDE++ 2024 is berekend op 4,75%.
Rendement op vreemd vermogen	Een rendement op vreemd vermogen van 4,5% voor zon-pv komt beter overeen dan die uit het eindadvies van 2022 (1,7%). Het rekenen met een jaargemiddelde IRS in tegenstelling tot het 10 jaar gemiddelde is gegeven de huidige marktomstandigheden een te begrijpen keuze. Hierbij treft u verschillende bewijsstukken die deze verhoogde rente onderbouwen. Wij zien overigens in de markt dat de rente van 4,5% aan de scherpe kant is.	We hebben deze bewijsstukken en andere informatie benut voor de vaststelling van het rendement op vreemd vermogen voor zon-pv. Inderdaad is de rente verder gestegen en ligt ook de verwachte rente per openstelling van de SDE++ 2024 regeling op een hoger niveau dan voor de SDE++ 2023. Merk op dat de wijze waarop de rente wordt berekend niet is veranderd t.o.v. afgelopen jaar. Er werd en wordt geen 10 jaar gemiddelde rente berekend, er wordt gekeken naar de rentetarieven van 10-jaars leningen over een referentieperiode van 1 jaar (of korter indien de rente erg volatiel is).
Rendement op vreemd vermogen	Zoals het PBL terecht aangeeft is het voor zon-pv in 2023 nog mogelijk om op basis van de realiseerbare voorwaarden van de groenregeling een aanvraag voor die regeling te doen bij de bank onder de voorwaarden voor 2023. Wij benadrukken wel dat het daarbij van belang is dat vanaf de ronde van 2024 dit dus niet meer mogelijk is, zoals PBL zelf ook concludeert. We vragen het PBL dus rekening te houden met deze beleidsmatige wijziging voor het Eindadvies van de SDE++ 2024.	PBL houdt in het Eindadvies basisbedragen SDE++ 2024 uiteraard rekening met beleidsmatige wijzigingen, waaronder veranderingen in de groenregeling, mits deze tijdig zijn gecommuniceerd.

Rendement op vreemd vermogen	De groenregeling is -net als voor zon-pv- niet meer generiek van toepassing op wind op land	Dit was al het geval bij de SDE++ 2023, daarom is dit in de wijzigingsnotitie SDE++ 2024 niet meer benoemd als wijziging. Tegelijkertijd blijft dit zichtbaar in de tabel met samenvatting van gehanteerde financiële parameters in het SDE++ 2024 eindadvies.
Rendement op eigen vermogen	Een verhoging van het rendement op eigen vermogen met 2,5% tot 11% voor zonne-stroomprojecten is een goed signaal naar de markt.	De verhoging van het rendement op eigen vermogen met 2,5% was in lijn met de ontwikkeling van de risicovrije rente. Uit nieuwe informatie blijkt echter dat de stijging van de risicovrije rente vorig jaar is gecompenseerd door een daling van de marktrisico-premie. In tegenstelling tot onze aanname heeft de rentestijging zich in de praktijk dus niet vertaald in een stijging van het rendement op eigen vermogen. Het rendement op eigen vermogen is voor veel categorieën daarom dit jaar verlaagd met 1%. De aanpassing is beperkt gehouden vanwege de onzekerheden rond de ontwikkeling van het geëiste rendement op eigen vermogen.
Voorbereidingskosten	We herkennen dat de referentiegrootte van een windproject op land kleiner wordt. Bedenk daarbij wel dat veel voorbereidingskosten in absolute zin niet of nauwelijks lager worden bij kleine parken, en dus relatief zwaarder gaan wegen in het vereiste rendement op eigen vermogen.	De opslag voor voorbereidingskosten van wind op land in het rendement op eigen vermogen is gecheckt en adequaat bevonden.
Voorbereidingskosten	De voorbereidingskosten van zon-pv projecten zijn de afgelopen jaren sterk gestegen door de toegenomen eisen van de gemeenten m.b.t. multifunctioneel ruimtegebruik, landschappelijke inpassing en participatie. Aanbestedingen worden steeds complexer en ontwikkeltrajecten duren. langer dan voorheen. Naast het verkrijgen van meer gedetailleerde studies nam ook de totale inspanning die ontwikkelaars besteden aan de projectontwikkeling sterk toe. De totale ontwikkelkosten liggen tegenwoordig dus substantieel hoger dan in het verleden.	Volgens de uitgangspunten van EZK worden voorbereidings-kosten betaald uit het rendement op het ingebrachte eigen vermogen, terwijl participatiekosten worden beschouwd als winstdeling. Het rendement op eigen vermogen bevat daarom een opslag ter dekking van de voorbereidingskosten. Vanwege de beperkt beschikbare informatie worden deze kosten generiek bepaald per technologie, dus niet per referentiecase. De genoemde bandbreedte aan voorbereidingskosten voor zon-pv wordt volledig gedekt uit de rendementsopslag.
Voorbereidingskosten	We zijn benieuwd hoe het PBL kijkt naar de relatie tussen participatiekosten en hogere ontwikkelkosten die hieruit voortkomen, maar niet worden meegenomen in het rendement op eigen vermogen van zon-pv? We verzoeken dit mede gelet op het feit dat “kosten voor het huren van daken, grond of wateroppervlak, de kosten voor sociaal draagvlak en duurzaamheidsfondsen zijn hierbij conform de uitgangspunten niet meegenomen”. Aan het Ministerie zal de zonne-energiesector kenbaar maken dat het niet opnemen en/of laten doorrekenen van de kosten die gedekt dienen te worden uit het rendement op eigen vermogen (waaronder grond- en dakhuurkosten (zie ook onze opmerkingen ten aanzien van natuurbehoud bij zonneparken op pagina 7), participatiekosten, voorbereidingskosten, etc.) de werking van de SDE++ niet ten goede komt.	Dat participatiekosten conform uitgangspunten niet worden meegenomen is een beleidsmatige keuze van EZK die PBL als gegeven beschouwd.

Verhouding vreemd/eigen vermogen	De inspreker waardeert de analyse van PBL dat een verhouding eigen- vreemdvermogen (10/90) voor zon-pv niet langer realistisch is, ondanks langere looptijden en het inzetten over inkomsten na het verlopen van de SDE++ beschikking. Een verhouding eigen-vreemdvermogen (15/85) is gegeven de verwachte marktomstandigheden in 2026 t/m 2028 realistischer. Al zijn er afhankelijk van de financieringsstructuur van een onderneming ook verschillende partijen in de markt die te maken hebben met vermogensverdelingen die eerder naar 20/80 neigen dan naar 15/85.	Voor zon-pv is een verhouding vreemd/eigen vermogen van 85/15 voor het merendeel van de projecten haalbaar.
Verhouding vreemd/eigen vermogen	Een verhouding eigen-vreemdvermogen (15/85) voor zon-pv projecten is gegeven de verwachte marktomstandigheden niet realistisch. Een verlenging van de looptijd naar 20 jaar zou een oplossing kunnen zijn, want de Nederlandse banken zijn conservatief op dit gebied en met een lening van 15 jaar zijn dergelijke ratio's niet mogelijk. Verhoog de subsidieperiode naar 20 jaar, dan krijgt men een leentermijn van 20 jaar en dan zou een eigen-vreemdvermogen (15/85) realistischer zijn.	Volgens uitgangspunt van EZK worden voor de looptijd van de subsidie dezelfde periodes als in de SDE++ 2022 gehanteerd (12 of 15 jaar), tenzij er zwaarwegende redenen zijn om hiervan af te wijken. Op basis van de beschikbare informatie is een verhouding vreemd/eigen vermogen van 85/15 adequaat voor het merendeel van de projecten. We zien daarom geen zwaarwegende reden(en) om de subsidieperiode aan te passen.
Verhouding vreemd/eigen vermogen	Inspreker levert net als vorig jaar graag documenten aan over financierings-overeenkomsten met banken over verhouding vreemd/eigen vermogen van zon-pv. De verhouding vreemd/eigen vermogen ligt door de hoge rentelasten inmiddels op 80/20 en niet op 85/15.	Op basis van de gedeelde informatie en andere beschikbare informatie waaronder de OT-modellen voor 2024 is een verhouding vreemd/eigen vermogen van 85/15 vooralsnog adequaat voor het merendeel van de projecten.
Verhouding vreemd/eigen vermogen	Wij begrijpen dat voor sommige projecten het rendement uit vreemd vermogen een nuttige parameter is. In internationaal opererende industrie kijkt het executive management echter alleen naar het project rendement (ROI). PBL gaat uit van 70% vreemd vermogen in de investering. Ons totaal vermogen bestaat maar voor een beperkt deel, ca. [vertrouwelijk]%, uit vreemd vermogen. De WACC verwachtingen van inspreker zijn ca. 10%.	Het uitgangspunt van het ministerie van EZK is dat de financiële parameters op basis van projectfinanciering worden bepaald. Een deel van de categorieën wordt in de praktijk (grotendeels) gefinancierd via balansfinanciering, waaronder biomassaverbranding. Hoewel balansfinanciering andere verhoudingen tussen vreemd en eigen vermogen en andere rendementen op vreemd en eigen vermogen met zich meebrengt, wijken de resulterende vermogenskosten- vergoedingen en basisbedragen bij balansfinanciering echter niet significant af van een redelijke WACC en basisbedragen bij toepassing van projectfinanciering. De berekende WACC is gebaseerd op het generieke risicoprofiel van biomassaverbranding en daarmee niet bedrijfsspecifiek.
Elektriciteitsprijzen	Zoals PBL/RVO rekent met een restwaarde op basis van een zonnestroomwaarde van 9-10 ct/kWh in jaren 16-20 rekent zien wij dat deze restwaarde te hoog is. Dit past niet bij marktaannames en elektriciteits-prijscurves die op de markt kunnen worden gekocht. Op deze prijzen moet ook de profiel en onbalansfactor worden Als gekeken wordt naar het inkomen van de jaren 16-20, dan zou dat ook onderdeel moeten zijn van de subsidieregeling. Aangezien het niet realistisch is om te verwachten dat de regeling verlengt wordt tot 20 jaar vragen wij PBL om in ieder geval in de regeling voor de jaren 16-20 te rekenen met conservatievere prijsaannames. De hele businesscase werkt eigenlijk alleen door deze hoge prijsaanname vanaf jaar 16, dat is zorgelijk.	We rekenen met de prijzen uit de meest recente KEV. Ook de profielkosten worden uit de KEV overgenomen. Voor onbalanskosten hanteren we een waarde van 4 euro/MWh. De overige zaken geven we mee aan EZK.

Overwinsten	Het is onduidelijk wat precies het idee is rondom het beperken van de overwinsten. Dit woord doet geen recht aan de praktijk. Het tegengaan van 'overwinsten' betekent in feite het moeilijker maken om duurzame energie te ontwikkelen.	Het idee over de overwinsten was op verzoek van EZK opgenomen in de wijzigingsnotitie. De reacties hebben we doorgestuurd aan EZK. We geven in dit rapport geen advies over het beperken van overwinsten.
Overwinsten	De SDE-betaling en PPA-betalingen moeten op elkaar worden afgestemd om aflossingen te voorkomen.	Ter kennisgeving aangenomen.
Overig	Hoge energieprijzen gaan vaak gepaard met een verhoogde inflatie. Deze inflatie leidt tot hogere OPEX in vergelijking met het basisscenario. Daarom dient het basisbedrag te worden aangepast aan de inflatie minus de inflatie die voor de SDE in aanmerking wordt genomen.	Ter kennisgeving aangenomen.
Overig	Het voorstel van het ministerie om als het ware opbrengsten boven het basisbedrag te banken en deze weg te strepen tegen voorschotten is in de kern een goed idee. Echter, dit voorstel vraagt om meer uitwerking. Wij pleiten ervoor om een dergelijke wijziging vooral te bezien voor een opvolger van de SDE++ voor wind en zon en niet nog aan te passen in de huidige SDE++ systematiek. Verder is onze hoofdzorg dat er geen upside vastgesteld wordt boven het basisbedrag. Dit impliceert dat alle kosten meegenomen in de SDE++ systematiek. Dat is simpelweg niet het geval. De zonne-energiesector benadrukt dat het onwenselijk zou zijn om het wijzigen van de voorschotssystematiek voor al beschikte SDE++ projecten met terugwerkende kracht te laten gelden.	We geven het mee aan EZK.
Overig	Pandeigenaren of huurders profiteren van hogere energieprijzen.(upside sharing). Dit model kan daarvoor ontmoedigend werken bij pandeigenaren.	We geven het mee aan EZK.
Overig	De voorgestelde wijziging heeft een sterke impact op de kasstroom van projecten. Voor grote projectontwikkelaars die meerdere SDE++ beschikkingen in hun portfolio hebben is dit administratief (naar verwachting) te overzien. Voor kleine ontwikkelaars, in het bijzonder energiecooperaties die meedelen in een SDE++ project, kan dit hun mogelijkheid tot herinvesteren beperken.	We geven het mee aan EZK.
Overig	We vragen het PBL rekening te houden met de beleidsmatige wijziging betreft groenregeling voor het Eindadvies van de SDE++ 2024.	De reactie is opgevolgd in de zin dat we altijd al uitgaan van de actuele vormgeving van de groenregeling.
Overig	Aan het Ministerie zal de zonne-energiesector kenbaar maken dat het niet opnemen en/of laten doorrekenen van de kosten die gedekt dienen te worden uit het rendement op eigen vermogen de werking van de SDE++ niet ten goede komt.	Ter kennisgeving aangenomen.
Overig	Een verhouding eigen- vreemdvermogen (15/85) is gegeven de verwachte marktomstandigheden in 2026 t/m 2028 realistischer. Al zijn er afhankelijk van de financieringsstructuur van een onderneming ook verschillende partijen in de markt die te maken hebben met vermogensverdelingen die eerder naar 20/80 neigen.	We hebben de verhouding vreemd-eigenvermogen aangepast.

Tabel B2.2
Marktconsultatiereacties energie uit water

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL, TNO en DNV
Aquathermie / LWWP - algemeen	Definitie oppervlaktewater svp aanpassen	In het Eindadvies 2024 werken met de term aquathermie, met systeemeisen voor vollasturen en WKO, niet naar de bron.
Aquathermie / LWWP - categorieën	Naar verwachting zijn er circa 25 projecten te verwachten de komende 3 jaren	Ter kennisgeving aangenomen.
Aquathermie / LWWP - kosten	De vereiste van het stellen van een bankgarantie brengt hoge bankkosten met zich mee. Het heeft onze voorkeur om (i) de vereiste van een bankgarantie niet te stellen of (ii) aan te passen naar een lager percentage dan 2% van de subsidie-som, (iii) een hogere drempelwaarde dan €400m, (iv) kortere looptijd van de bankgarantie en (v) een vaste einddatum. De bankkosten zijn bijna tweemaal zo hoog voor een bankgarantie zonder vermelding van een vaste einddatum. Verder lijkt een bankgarantie overbodig als de indiener toch al een goed onderbouwd financieringsplan in de aanvraag heeft opgenomen waarmee het risico van het niet realiseren van het project effectief is verkleind.	We geven het mee aan EZK.
Aquathermie / LWWP - algemeen	Aquathermie in het gedrang: Er is 750 miljoen beschikbaar voor laagtemperatuur warmtebronnen. In uw definitie van laagtemperatuur bronnen bepaalt u dat het hier gaat over warmte onder 100 graden Celsius. Dit is een vrij hoge temperatuur waardoor de aquathermiebronnen in het gedrang komen te staan. Daarnaast is er een categorie voor hoog temperatuur bronnen met ook een bijdrage van 750 miljoen. Door deze definitie en de hekjes komt aquathermie niet op gelijke speelveld als geothermie. Geothermie kan via die twee bovengenoemde categorieën bediend worden. Aquathermie komt hierdoor sterk in het gedrang. We stellen u voor om de definitie van laag temperatuurbronnen te maximeren op 60 graden of lager. Hoe lager de temperatuur, hoe meer duurzaamheid. Flankerende middelen kunnen daarop aansturen. Nu lijkt dat de SDE aanstuurt op de hogere temperatuurbronnen	We geven het mee aan EZK.
Aquathermie / LWWP - algemeen	Vollooprisico: Deze risico treedt ook op bij aquathermie. Wij verzoeken u om ook voor aquathermie rekening te houden met een vollooprisico. Voor geothermie wordt bepleit voor de vollooprisico wegens de verloop van de aansluiting op het warmtenet voor de eerste vijf jaren. Daar waar de bron is wel gerealiseerd.	We geven het mee aan EZK.
Aquathermie / LWWP - algemeen	Omvang budget voor laag temperatuur bron: Wij pleiten voor een extra stimulans voor zeer laag temperatuurnet (15 graden) wegens de hoge duurzaamheid gehalte van deze warmtenetten en het feit dat warmtenetten een levensduur van 60 tot 100 jaar leeftijd kunnen bereiken, waardoor de gebruiker wordt gestimuleerd om het gebruik van warmte te verlagen, dat in tegenstelling tot hoog temperatuur warmtenetten.	We geven het mee aan EZK.
Aquathermie / LWWP - algemeen	Definitie laagtemperatuurnet: de huidige definitie van lage warmte in de SDE++ 2023 is vrij hoog, namelijk 100 graden. Wij pleiten voor een verlaging tot minimaal 60 graden voor laag temperatuurnetten.	We geven het mee aan EZK.
Aquathermie / LWWP - algemeen	Garantiekosten: Door de klimaatverandering kunnen extreme	We geven het mee aan EZK.

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL, TNO en DNV
	weersomstandigheden optreden waardoor sommige TEO installaties genoodzaakt zijn om tijdelijk stop gezet te worden. De piek en back up belasting kunnen dan meer of minder aangesproken worden. Ook het door een dijk een TEO installatie aan te leggen kan een financiële obstakel werpen in het benutten van het grote potentieel van warmte uit water. Is het mogelijk om hiervoor een garantiekosten voor op te nemen in de regeling? Garantiekosten zijn wel toegekend aan geothermie. Er zijn voldoende redenen om dezelfde garantie aan te wenden aan aquathermie.	
Aquathermie / LWWP - algemeen	Voorstel voor aparte categorie Thermische energie uit Oppervlaktewater (TEO), geen basislast zonder warmteopslag met lagere (seizoen) COP	In het Eindadvies 2024 is deze categorie opgenomen.
Aquathermie / LWWP - algemeen	Definitie van COP (coefficient of performance). Ongeacht de toevoegingen in bijlage 1 zouden wij de minimum eisen voor COP voor thermische energie uit water (en lucht) graag definieren als een SCOP (Seasonal coëfficiënt of performance). Dit doet meer recht aan de warmtevraag (hogere vraag temperatuur in de winter) en lagere omgevingstemperatuur in dezelfde periode waardoor de efficiency in de winter het laagst is en in de zomer het hoogst.	In het Eindadvies werkten en werken we steeds met SCOP's (of SPF's).
Aquathermie / LWWP - algemeen	De SDE++ mitigeert het vollooprisico van warmtebronnen slecht Creëer bijvoorbeeld ruimte in de SDE++ om in de ingroeiperiode (hiermee wordt bedoeld: de periode van volloop) met hogere subsidiebedragen te werken dan in de jaren waarin het systeem is volgelopen.	We geven het mee aan EZK.
Aquathermie / LWWP - algemeen	Wij willen graag de vereiste van verleende vergunningen aankaarten. Het voorstel is om deze vereiste om te zetten naar: complete vergunningsaanvraag is ingediend en een bevestiging van bevoegd gezag is ontvangen.	We geven het mee aan EZK.
Aquathermie / LWWP - categorieën	Liever niet geen aanpassing van classificering categorieën warmte uit water omdat de risico's anders zijn per soort aquathermie, en daarmee zijn de kosten ook anders. Bij TEA zijn er risico's die te maken hebben met de omvang van de hoeveelheid te verwerken afvalwater. Dit kan anders zijn per jaar en afhankelijk van de groei van de gebouwde omgeving, de verplaatsing van de RWZI wegens ruimtegebrek is mogelijk een risico bij een gebouwde omgeving die zodanig groeit dat de RWZI in ruimtegebrek komt en is genoodzaakt te verhuizen. Hiervoor wordt het influent gebruikt i.p.v. het effluent wat andere eisen stelt aan de installatie, de verplaatsing van de waterkwaliteit meetpunt is soms ook noodzakelijk om het effluent beschikbaar te stellen en het zuiveringsproces nader te perfectioneren op toekomstige waterkwaliteitsontwikkelingen,..etc.	De categorieën beogen de ondersteuning van aquathermie te helpen. De nieuwe indeling past daar beter bij.
Aquathermie / LWWP - categorieën	PBL denkt eraan om de categorie aquathermie te vereenvoudigen naar een algemene categorie "thermische energie uit water" (TEW), wij stellen voor een bredere algemene categorie "thermische energie uit water en lucht" omdat thermische energie uit lucht beter voorhanden is dan energie uit water en breder inzetbaar.	Een systeem met een lucht-water WP is anders dan een water-water WP en heeft ook andere kosten, daarom zijn dit aparte categorieën in het Eindadvies.
Aquathermie / LWWP - categorieën	In de marktuitvraag wordt gevraagd of marktpartijen argumenten kunnen aandragen voor of tegen het vereenvoudigen van de categorie aquathermie naar een algemene categorie "thermische energie uit water". Hierbij zou het onderscheid niet komen te liggen op de bron	De categorieën beogen de ondersteuning van aquathermie te helpen. De nieuwe indeling past daar beter bij

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL, TNO en DNV
	van warmte (TEO/TEA/TED), maar op het al dan niet gebruik van een warmte-koudeopslag (WKO) en het aantal vollasturen. Marktpartij ziet geen belangrijke reden tegen deze vereenvoudiging. Wij zien graag dat de categorie met 6000 vollasturen wordt gehandhaafd, omdat dit goed aansluit bij grote warmtenetten die een groot deel van het jaar het volledige vermogen van de TEA-bron kunnen afnemen.	
	Naast vollasturen en WKO is de COP een factor die veel invloed heeft op de kostprijs (basisbedrag) en die significant kan variëren per project. Wij zien graag dat er bij de COP ook rekening wordt gehouden met grootschalige aquathermieprojecten die invoeden op het transportnet van bestaande warmtenetten en daardoor een lagere COP halen.	Elke categorie heeft een eigen SCOP naargelang de referentieconfiguratie.
Aquathermie / LWWP - data	Ook businesscases uit de praktijk gebruiken	Praktijkdata worden meegewogen in de berekening van het basisbedrag, indien voorhanden.
Aquathermie / LWWP - kosten	Naast elektriciteitskosten zijn ook de netwerk kosten aanzienlijke terugkerende kostenposten waarvan de stijging een aanzienlijk risico vormt voor de elektrificatie van o.a. de warmtevoorziening. Graag zouden wij zien dat het verschil tussen netwerk kosten van elektriciteit en gas mee worden genomen en gewogen in de subsidie voor Thermische energie uit Water en Lucht en E-boilers.	Aansluiting- of netwerkkosten worden reeds meegenomen in de basisbedrag berekening voor de categorieën warmte uit water en warmte uit lucht.
Aquathermie / LWWP - kosten	In de marktuitvraag wordt gevraagd of marktpartijen kunnen aangeven of er nog kostenposten ontbreken voor de bepaling van de basisbedragen. Met betrekking tot de CAPEX ontbreken momenteel de kosten voor het procesgebouw en erfpacht (erfpacht wordt vaak eenmalig afgekocht en vormt daarmee een investering vooraf i.p.v. een jaarlijkse kostenpost). Ook willen we hier nogmaals benadrukken dat de transporttarieven voor elektriciteit het afgelopen jaar drastisch zijn gestegen (+50% tot wel +100%).	Erfpacht is meegenomen als onderdeel van de locatiekosten in de berekening van het basisbedrag.
Aquathermie / LWWP - kosten	Kosten . Marktpartij heeft momenteel een TEA-project in ontwikkeling en voert haalbaarheidsstudies uit naar verschillende andere projecten. Wij lopen ertegenaan dat de projecten economisch niet uitkomen met de SDE++ 2023. Het verschil met de praktijk zien wij terug in zowel de CAPEX als de OPEX.	Voor de kostenposten sluiten we ze goed mogelijk aan bij bestaande praktijken, dus erfapcht en onvoorzien is meegenomen in Eindadvies 2024.
	Voor wat betreft de OPEX zien wij enerzijds dat we de COP-inschatting uit de SDE in de praktijk niet halen wat leidt tot hogere variabele elektriciteitskosten. Daarnaast zien we in al onze projecten terug dat de transportkosten voor elektriciteit de afgelopen jaren drastisch zijn gestegen (alleen al in 2023 +50% tot +100%) en naar verwachting zullen blijven stijgen in de toekomst. Het is belangrijk dat deze (toekomstige) kostenstijging goed wordt meegenomen in de SDE.	De SCOP vermeld in het Eindadvies dient enkel om het basisbedrag te bepalen, het advies schrijft geen minimumwaarde voor, dat is aan de uitvoering.
Aquathermie / LWWP - kosten	Het eindadvies stelt: “We richten ons met dit advies op het verwachte kostenniveau op het moment dat een investeringsbeslissing genomen moet worden, typisch ongeveer een jaar na ontvangst van een SDE++-beschikking.” Voor SDE-categorieën met een relatief korte realisatietijd is dat een redelijke aanname. Er zijn echter ook categorieën die een veel langere realisatietermijn hebben (tot 6 jaar), waarbij naar verwachting ook de FID veel later dan een jaar na ontvangst beschikking wordt genomen.	Financieringskosten om de periode tussen beschikking en FID te overbruggen maken deel uit van het basisbedrag.

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL, TNO en DNV
	De adviezen dienen rekening te houden met de inflatie die optreedt in deze tussenliggende periode, die dus per categorie zal verschillen.	
Aquathermie / LWWP - koudelevering	Graag worden we betrokken bij het onderzoek naar koude	Ter kennisgeving aangenomen.
Aquathermie / LWWP - LWWP	Voor de in de tekst genoemde condities zijnde uittrede temperatuur van 75 of 80 graden Celsius en een typische systeem COP van 3,05 zouden wij graag vernemen welke ambient temperatuur hiervoor is genomen. Daarnaast zijn deze waarden uitzonderlijk voor warmtepomp toepassingen. Maar de sleutel kan zitten in het "uiteindelijke afgifte na de warmtepomp".	De categorie LWWP voor de gebouwde omgeving gaat uit van aflevering van warmte aan een bestaand CV-systeem (op 70-80 graden C tijdens het stookseizoen).
Aquathermie / LWWP - LWWP	Het basisbedrag TEO-d is veel lager dan bij de LWP terwijl de techniek vergelijkbaar is. Kan dit nader worden toegelicht en/of herbeoordeeld? WP in combinatie met TEo-d en Geothermie zijn reeds opgenomen in de SDE. De stand alone WP (o.a. kaswarmte terugwinning) nog niet. Daarvoor is van belang de LWP en Industriële WP open te stellen voor de glastuinbouw. De nu geformuleerde LWP en referentie is passend voor toepassing in de glastuinbouw ketelbedrijven, mits als input ook de kaslucht gebruik kan worden. De vraag is ook nog wat de eventuele aanpassingen in energiebetasting gaan betekenen. Voor WK-bedrijven is deze LWP-categorie niet passend. Daarvoor zou een categorie met referentie warmte-groot toegevoegd moeten worden. Een alternatief hiervoor is de industriële warmtepomp voor de glastuinbouw open te stellen. Een passend WP-alternatief voor WK-bedrijven is van groot belang voor de verduurzaming in de glastuinbouw.	TEO-d betreft een WWWP, de andere categorie is een LWWP. In het Eindadvies 2024 is een aparte categorie LWWP voor de glastuinbouw opgenomen met eigen techno-economische parameters.
Aquathermie / LWWP - LWWP	WP in combinatie met TEo-d en Geothermie zijn reeds opgenomen in de SDE. De stand alone WP (o.a. kaswarmte terugwinning) nog niet. Een ontbrekend puzzelstuk in de energietransitie van de glastuinbouw. Daarvoor is van belang de LWP én Industriële WP open te stellen voor de glastuinbouw. Een passend WP-alternatief voor WKK-bedrijven is van groot belang voor de verduurzaming in de glastuinbouw. De industriële WP heeft een veel beter passende referentie voor deze bedrijfsgroep (correctiebedrag) dan de nu geformuleerd LWP die volledig gebaseerd is op een gasketel.	In het Eindadvies 2024 is een aparte categorie LWWP voor de glastuinbouw opgenomen met eigen techno-economische parameters.
Aquathermie / LWWP - LWWP	Differentiatie LWP naar toepassingsgebied of COP: Bij toepassingsgebied is aan te bevelen dan ook de warmtereferentie te betrekken en of het een combinatie met/zonder WKO is.	Dit betekent een combinatie van een LWWP en een WWWP, dit is niet opgenomen in het advies.
Aquathermie / LWWP - uitgangspunten	Normering van gebouwen als eis vanuit de SDE++ is ons inziens niet nodig omdat aquathermie als LT warmteoptie enkel zal worden ingezet bij goed geïsoleerde woningen. Normering als eis zal daarom vooral tot extra administratieve lasten leiden.	Ter kennisgeving aangenomen.
Aquathermie / LWWP - uitgangspunten	Wij pleiten voor de normering van aangesloten woningen op aquathermie; TEO, TEA en TED. Daarmee wordt een stimulans gecreëerd voor de inwoner om aan te sluiten op het warmtenet want de waarde van het gebouw stijgt bij een betere norm.	Ter kennisgeving aangenomen.
Aquathermie / LWWP -SCOP	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	De SCOP vermeld in het Eindadvies dient enkel om het basisbedrag te bepalen, in het advies laten we ons niet

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL, TNO en DNV
	TEA project alleen voor de warmtepomp uit te komen op een COP van 3.0 – 3.5. Ook valt het op dat de categorie uitgaat een totale systeem-COP van 3.4, een verschil van 0.5 COP met alleen de warmtepomp. We zien graag dat er bij de COP rekening wordt gehouden met grootschalige aquathermieprojecten die invoeden op het transportnet van bestaande warmtenetten en daardoor een lagere COP 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; aanzienlijk hoger dan de 75°C waar nu vanuit wordt gegaan voor de aquathermie-categorieën.	uit over een minimumwaarde. Elke categorie heeft een eigen SCOP naargelang de referentieconfiguratie.
Aquathermie / LWWP -SCOP	Wij pleiten ervoor om de minimale COP-eis voor TEA te verlagen naar 2.5, zodat ook grootschalige warmteprojecten van de grond komen.	De SCOP vermeld in het Eindadvies dient enkel om het basisbedrag te bepalen, in het advies laten we ons niet uit over een minimumwaarde. Het punt is meegegeven aan EZK.
Aquathermie / LWWP uitgangspunten	De grootte van de ondersteunde projecten (bijvoorbeeld aquathermie (TEA) en waterstofproductie) is een hoge drempel om nieuwe technieken in te zetten voor de energietransitie. Innovaties beginnen op kleinere schaal en door die drempel is het risico om innovaties als nieuwe technieken inzetbaar te maken een te groot risico.	We volgen de uitgangspunten van Min. EZK, van minimaal 500 kW th. Daarbij is de SDE++ niet een regeling die zich op innovaties richt, maar primair op uitrol.
Waterkracht Algemeen	De opmerkingen die de marktpartij in de consultatie van vorig jaar gemaakt heeft, zijn niet of beperkt verwerkt. Deze opmerkingen zijn in onze ogen grotendeels nog steeds relevant. Daarmee kunt u ze beschouwen als onderdeel van deze reactie.	Ter kennisgeving aangenomen.
Waterkracht categorieën	We beschikken over informatie van diverse energie uit water projecten die momenteel in voorbereiding, waaronder op basis van osmose. Over de financiering hiervan worden ook gesprekken gevoerd met het ministerie van EZK. Osmose moet dus absoluut niet uit de SDE++ verwijderd worden. Dit geldt ook voor andere energie uit water categorieën. Ook hiervoor zijn projecten in voorbereiding (in ieder geval voor golfenergie, getijdenenergie en waterkracht uit rivieren). Een van de aspecten die energie uit water projecten vertraagd heeft, is het feit dat de voorwaarden voor vergunningsaanvragen lange tijd onduidelijk geweest zijn. Het verkrijgen van een vergunning, een noodzaak voor een SDE++ aanvraag, is lang niet mogelijk geweest.	Input is meegenomen in het eind advies 2024. Osmose is nogmaals opgenomen in dit advies ondanks uitblijven van recente aanvragen.
Waterkracht opslag	Waterkracht als opslag wordt uitgesloten. In andere beleidsstukken is meervoudig ruimtegebruik een doelstelling. Waar het bufferen van water voor andere functies, in combinatie met energieopslag, mogelijk en wenselijk is, verdient dit steun.	We geven het mee aan EZK.

Tabel B2.3
Marktconsultatiereacties zon-pv

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL, TNO en DNV
Onvoldoende sterke dakconstructies	De dakconstructie versterken en/of lichtgewicht panelen plaatsen neemt vaak aanzienlijke meerkosten met zich mee waardoor de investering in zonnepanelen minder aantrekkelijk wordt.	Het advies bevat extra categorieën voor daken die kleine of grote aanpassingen vereisen, en ook een aparte categorie voor lichtgewicht panelen.

	Het voorstel is om dit grote dakpotentieel te ontsluiten door een extra financiering van de meerkosten, en die geleidelijk te laten dalen over een periode van 4 jaar om de productie van lichtgewicht panelen snel te laten stijgen en daarmee de meerkosten te laten dalen.	
Brandverzekering	Subsidieer het vervangen van isolatie of brandwerende laag aanbrengen op bestaande dakbedekking.	Omdat dit niet voor alle dakgebonden systemen zal gelden, ligt het niet voor de hand om dit in SDE++ mee te nemen. .
Duurzaamheid zonnepanelen	Duurzamere, circulaire en lokaal geproduceerde zonnepanelen kunnen gestimuleerd worden. Het uitgaan van de goedkoopste en kwalitatief toereikende panelen op de wereldmarkt sluit niet aan bij het uitgangspunt in de Zonnebrief dat zon-pv moet passen binnen een circulaire economie.	In het hoofdstuk over zonne-energie gaan we hier nader op in.
Vervangen van dakbedekking	Dakeigenaren willen soms wachten met plaatsen van PV totdat dakbedekking aan vervanging toe is. Het vervangen van de dakbedekking is een van de grootste kostenposten op de begroting van het vastgoed. Dit maakt het niet wenselijk deze kosten naar voren te halen in de planning. Het subsidiëren van de meerkosten voor het weghalen en terugplaatsten van panelen zou kunnen leiden tot versnelde realisatie.	We denken dat het beter is om de vervanging van dakbedekking niet te koppelen aan SDE++ subsidie, ook al vertraagt dat de uitrol van zon-pv. Bij vervanging van dakbedekking is het vaak ook wenselijk om extra isolatie toe te passen. De te verwachten minderkosten voor energieuitgaven of verhoogd comfort kunnen dan een extra motivatie zijn om de dakaanpassing versneld door te voeren. In bepaalde gevallen is er ook subsidie voor het aanbrengen van isolatie.
Panelen met PFAS-vrije backsheets	De meerderheid van in Nederland verkochte zonnepanelen heeft een kunststof backsheet waarvan de buitenste laag bestaat uit een PFAS-film. Om milieuvervuiling en maatschappelijke kosten te voorkomen is het wenselijk PFAS-vrije zonnepanelen te verplichten in SDE++ projecten.	Zie de discussie in paragraaf 5.1.1.
Maximum carbon footprint voor panelen	Verzoek om een maximum van 500 kg CO_2-eq per kWp te stellen aan de Carbon FootPrint (CFP) van de gebruikte zonnepanelen, zoals de Franse overheid al doet sinds 2018.	Zie de discussie in paragraaf 5.1.1.
Verlengde levensduur	Verzoek om de looptijd van de SDE++ regeling te verlengen naar 25 jaar of beter nog 30 jaar. Een verlenging van de levensduur van zon-pv-projecten in de SDE++ kan alleen plaatsvinden wanneer er in overleggen met decentrale overheden er door het Rijk én de decentrale overheden ook expliciet afgesproken wordt dat vergunningen voor grondgebonden zonneparken voor 30-jaar worden verleend Voor dakgebonden systemen geldt dat zonnepanelen na 20-25 jaar hoe dan ook (tijdelijk) verwijderd dienen te worden zodat de dakbedekking vervangen kan worden. Wij raden het PBL en het ministerie dan ook zeer sterk af om de levensduur van de installatie op daken te verlengen tot meer dan 25 jaar.	Zie de discussie in paragraaf 5.1.1.
Monitoring natuurwaarde zon-op-water	Helaas is er nog geen bedrag opgenomen voor monitoring zon op water. Dat is jammer, want monitoring is nodig om	Dit is nu wel opgenomen.

	de invloed van zon op waterkwaliteit en ecologie goed in beeld te brengen en daarmee beter vergunningen af te geven. We hopen dat er voor 2024 een bedrag voor monitoring is opgenomen in de SDE-bedragen voor zon op water.	
Kosten verlagen nutrientenwaarde	Ten aanzien van het verlagen van de nutrientenwaarde wordt nu door het PBL aangenomen dat hier geen kosten voor gemaakt hoeven worden. Echter, de agrariër zal het laatste jaar de teelt moeten aanpassen (bijv. van grasland omploegen naar maïs) of moeten accepteren dat zijn/haar opbrengst lager is dan andere jaren (door gebrek aan bemesting).	We zien geen mogelijkheden dit te verwerken in het advies voor de SDE++ door het generieke karakter van de regeling.
Stimuleren van extra licht en watertoetreding bodem	Dat de kosten voor grond minder worden naarmate het park groter wordt is een verkeerde aanname. Het genoemde bedrag van €4000,- per 10 hectare (rekenend met een 1 MWp = 1 hectare verhouding, in de categorie voor 10 MWp) is erg laag. Dit bedrag staat niet in verhouding tot de extra kosten die gemaakt worden voor het stimuleren van voldoende licht- en watertoetreding tot de bodem. Het is bijna niet mogelijk om bodemverdichting te voorkomen, hiervoor zijn extra kosten per hectare.	We erkennen dat 4.000 euro aan de lage kant van de waargenomen grondprijsrange zit. Om grondverdichting te voorkomen is weliswaar een andere werkwijze nodig, maar deze hoeft niet tot meerkosten te leiden.
Bedrag flora beheer	Het bedrag voor extensief beheerde flora (maaien en afvoeren) is erg laag ingeschat. Het gaat eerder naar een meerprijs van €3000,-.	Dit bedrag was moeilijk te valideren en voorzichtigheidshalve hebben we het met 1,5 €/kWp/jaar ongewijzigd gelaten. Voor een park van 10 MWp betekent het 15.000 euro per jaar voor het extensief beheren van de flora.
Opnemen van een Non-firm ATO	Het opnemen van een eis voor een non-firm aansluit en transportovereenkomst (ATO) in de SDE++ is zeer onwenselijk, hoogst marktverstorend en gaat direct in tegen de doelstelling en werkwijze van de SDE++.	We hebben het doorgegeven aan EZK.
Kosten dakhuur	Er worden nog steeds kosten gemaakt voor dakhuur welke niet worden meegenomen in de berekeningen van PBL.	Zie hiervoor de uitgangspunten van het ministerie van EZK.
Stimuleringsbeleid van innovaties	Het is zonde dat de Rijksregelingen (EIA/MIA en SDE++) het investeringsrisico in innovatieve technieken onvoldoende effenen. Zonder deze vereffening is er onvoldoende vraag om een grootschalige en daarmee kostprijsdrukkende productieketen voor nieuwe technieken op te zetten.	We geven het mee aan EZK.
Overig	Als PBL een hoger inkomen in de jaren 16-20 beschouwt dan het SDE++-tarief, wordt het tarief verlaagd, omdat de jaren 16-20 overgewaardeerd zijn in vergelijking met de jaren 1-15. Als gekeken wordt naar het inkomen van de jaren 16-20, dan zou dat ook onderdeel moeten zijn van de subsidieregeling.	We geven het mee aan EZK.
Overig	De zonne-energiesector is benieuwd hoe het PBL kijkt naar de relatie tussen participatiekosten en hogere ontwikkelkosten die hieruit voortkomen, maar niet worden meegenomen in het rendement op eigen vermogen.	Zie hiervoor de uitgangspunten van het ministerie van EZK.
Kosten van meer ruimte tussen panelen	Alleen wanneer grond gratis beschikbaar gesteld wordt dan is deze maatregel (ruimte tussen panelen) kosteloos, maar dit zal niet altijd mogelijk zijn. De	Ter kennisgeving aangenomen.

	meerkosten voor grondhuur zouden via de SDE++ afgedekt kunnen worden. De zonne-energiesector sluit zich hierbij aan; een opname van deze kosten in de SDE++ is de enige logische oplossing. In veel van de vergunde zonneparken waarbij rekening wordt gehouden met voldoende licht- en watertoetreding tot de bodem komt dit uit op 40 procent onbedekt, dit is dus fors meer dan 10 procent meer grond. Gemiddeld zien we, afhankelijk van de locatie en huidige bestemming van de grond, een grondhuurprijs in de markt van een veelvoud van het uitgangspunt voor grondhuur van €2.000 euro/ha/jaar.	
50% netaansluiting	Het is voor de zonne-energiesector van groot belang dat er duidelijkheid komt hoe, door wie en op welke manier de 50% aansluitingsvoorwaarde wordt gehandhaafd.	We geven het mee aan EZK.
Beveiligingskosten	Voor wat betreft grondgebonden zonneparken zien we dat er het afgelopen jaar een beweging is ontstaan waarbij strengere eisen van verzekeraars ertoe hebben geleid dat er grote investeringen in de bewaking van zonneparken door verzekeraars geëist worden. Deze investeringen beginnen een dermate grote omvang per project aan te nemen dat deze significant op de business case drukken.	Ter kennisgeving aangenomen.
Multifunctioneel ruimtegebruik	De sector concludeert ook dat de huidige SDE++ categorieën voor zon-PV onvoldoende mogelijkheid bieden aan de markt om een breed scala aan verschillende multifunctionele zonneparken te realiseren en dus aan de samenleving aan te bieden.	Ter kennisgeving aangenomen.
Maatschappelijk verantwoorde panelen	Maatschappelijk verantwoorde zonnepanelen zijn producten die nog niet breed beschikbaar zijn in de markt. De verwachting is dat het voor het Eindadvies 2024 nog te vroeg is om concrete eisen aan de zonnepanelen, omvormers of onderconstructies te stellen.	Zie de discussie in paragraaf 5.1.1
Aansluitkosten dakgebonden PV	Wij vragen het PBL om de aangenomen verzwaring/aansluitingskosten wel mee te nemen voor de categorie dakgebonden zon-PV groter dan 1MWp.	Ter kennisgeving aangenomen.
Dubbelzijdige zonnepanelen	Ten aanzien van de vraag van het PBL hoe dubbelzijdige zonnepanelen, en de daarbij gepaard gaande hogere kosten en hogere elektriciteitsopbrengsten, zich verhouden tot de maatregel om zonneparken op 50% aan te sluiten ziet de sector het als ondoenlijk om onderscheid te maken tussen zonneparken met dubbelzijdige zonnepanelen en enkelzijdige zonnepanelen en als gevolg daarvan een ander geldend regime ten aanzien van de aansluitingsvereisten.	Zie betreffende sectie in het Eindadvies.

Tabel B2.4
Marktconsultatiereacties zonne-energie

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL, TNO en DNV
Daglichtkas	Het klopt inderdaad dat er de afgelopen 3 SDE++ rondes geen aanvragen voor de DaglichtKas zijn gedaan. Dit is deels te verklaren door de onzekere situatie rondom de energieprijzen waardoor wij merken dat de markt erg terughoudend is voor wat betreft investeringen. Zeker investeringen in nieuwbouw zijn de afgelopen jaren erg teruggelopen. En hoewel de DaglichtKas juist in deze tijd met de hoge energieprijzen een enorme besparing met zich mee brengt vergt het nog altijd een forse investering.	We hebben de categorie voor daglichtkas nogmaals in het advies opgenomen, ondanks het uitblijven van aanvragen in de SDE++.
Zonthermie	SDE++ formaat projecten stranden vaak in hun realisatie van een positieve business case doordat in de mechaniek van de SDE++ er gekeken wordt naar euro's bespaard in m3 aardgas, in plaats van het volume aardgas. De reden hiervoor is de degressieve belastingstaffel voor aardgas verbruik. Een mogelijke oplossing voor dit probleem, zou kunnen zijn om de besparing te zien ten opzichte van het aantal m3 dat er bespaard wordt en daar een staffel op te bouwen.	Het aanpassen van de regeling specifiek voor zonnewarmte vraagt een duidelijke vraag van de markt en een uitgangspunt van EZK, waarna een onderzoek naar alternatieven kan plaatsvinden. Met de hekjes voor zou toekenning van SDE++ kunnen verbeteren. In de afgelopen jaren zijn er vaker kleine verbeteringen voor zonnewarmte in SDE++ doorgevoerd.
Zonthermie	Wij vragen het PBL om aan EZK te adviseren om het projectomvang gat tussen de ISDE en de SDE++ te dichten.	Dit betreft kennelijk PVT, want voor de categorieën zonthermie is de aansluiting tussen ISDE en SDE++ al aanwezig.
PVT met warmtepomp	In de toekomst is het nog steeds een wens om niet het vermogen van de warmtepomp, maar net als de categorie zonthermie het geïnstalleerde vermogen van het PVT- veld als basis te nemen.	Ter kennisgeving aangenomen.

Tabel B2.5
Marktconsultatiereacties windenergie

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL, TNO en DNV
Subcategorie hoogtebeperkt	De eis "wegens landelijke wet- en regelgeving" moet echt van de categorie hoogtebeperkt af! Er zijn een heel aantal gemeenten die echt niet hoger willen dan 150 m. Door deze categorisch uit te sluiten, worden veel goede windlocaties (m.n. in Zeeland) weggegooid. De VNG had dit ook op haar lijstje staan als wenselijke aanpassingen in de SDE (in het kader van de verkenning ruimtelijke kwaliteitsimpuls), maar dat is er in overleg met PBL helaas vanaf gevallen, terwijl de categorie al bestaat in de SDE en alleen de eis "wegens landelijke wet en -regelgeving" zou eraf moeten. Het risico op precedentwerking op grootschalige opweklocaties moet voorkomen worden. Daarnaast is er een nieuwe positieve trend van MKB bedrijven die energieneutraal willen door middel van 1 of 2 kleinere grote windturbines achter de meter en daarmee het net ontlasten. Deze zouden ook heel goed passen in deze categorie.	We geven het mee aan EZK. De categorie hoogtebeperkt die we in het advies hebben opgenomen, kan breder worden opengesteld maar niet zonder risico.

Meerkosten vogel-en vleermuis detectiesysteem	"Meerkosten negatieve effecten op leefbaarheid, gezondheid, bescherming vogels en vleermuizen, transpondertechniek, sensoren": leden zullen individueel bewijs aanleveren over de extra kosten die hierbinnen vallen maar nu (nog) niet zijn meegenomen. Een eerste indicatie: voor een project met 2 tot 3 turbines, komen de kosten neer op 3% van de CAPEX. Kosten die gepaard gaan met het beperken van slagschaduw zijn situationeel en zijn daarmee niet generiek en hoeven dus niet te worden meegenomen in de SDE++. Er zijn meerdere windontwikkelaars die een 'hinderbudget' in hun businesscase meenemen om klachtenprocedures en bijbehorend aanvullend onderzoek te kunnen financieren. Hoewel de weerstand toeneemt en professionaliseert, met hogere kosten voor ontwikkelaars tot gevolg, vindt de brancheorganisatie dit toch nog deels bij de beheerskosten van een project horen. Het is veel belangrijker en ook beter passen in de SDE systematiek dat bovenstaande fundamentele onderzoekskosten worden meegenomen in de investeringskosten van de CAPEX.	Met offertes van verschillende technieken en bedrijven met technische data over de bijbehorende windparken kunnen we dit onderdeel verder integreren in onze modellen.
Elektriciteitsprijzen	De prijzen zijn nu al hard aan het dalen en ook de KEV '22 gaat uit van een dalende lijn. Dat lijkt in tegenspraak met wat hier wordt gezegd, of begrijpen we deze opmerking verkeerd? Daarnaast zal de routekaart WoZ 2030 binnen de komende 8 jaar ongeveer 19 GW extra opgesteld vermogen Wind op Zee leveren, zónder dat daar een vaste routekaart met bijbehorend beleid (normering en evt stimulering) verduurzaming van de energievraag tegenover staat. dit levert een reëel risico op het instorten van de elektriciteitsprijs op de middellange termijn.	Vergeleken met de gemiddelde elektriciteitsprijzen tussen 2017 en 2021 bijvoorbeeld zijn de huidige prijzen nog steeds significant hoger. Om verwarring te voorkomen is de passage iets aangepast om dit te verduidelijken.
Verlichten netcongestie windenergieprojecten	Windontwikkelaars proberen projecten te creëren waarbij het opgestelde vermogen ongeveer overeenkomt met het verbruikersprofiel van een afnemer via een directe lijn. Het zou heel mooi zijn als er ruimte in de SDE komt voor dit soort zeer wenselijke oplossingen voor de huidige krapte op het net. Verder trekt de brancheorganisatie met haar leden hard aan de uitvoering van de netcode congestiemanagement en de daarvoor wenselijke Real Time Interface. De brancheorganisatie is ook heel druk met Cablepooling, Groepscontracten (cablepooling met meerdere fysieke aansluitingen), gebruik van de storingsreserve helpen mogelijk maken en leden nemen lokale opslag op eigen kosten. Voor Cablepooling (1 aansluiting voor meerdere onroerende zaken) is het belangrijk dat hier in de SDE++ een ruimhartige invulling aan wordt gegeven, omdat dit de nodige extra hernieuwbare opwek levert, zonder dat dit extra gecontracteerde netcapaciteit vergt voor netbeheer.	Netcongestie blijft in bijna heel het land een struikelblok voor o.a. windenergieprojecten. Verlichtende maatregelen zijn in die zin zeker welkom, maar moeten met bewijsstukken ondersteund worden om generiek te kunnen worden toegepast op toekomstige projecten.
Levensduur windturbines	Vanuit fabrikanten wordt nog steeds een technische levensduur van 20 jaar aangehouden, daarom zou dat in de SDE++ ook moeten worden gehanteerd. Levensduurverlenging kan vaak, maar wordt op projectbasis bekeken, dus is niet generiek te stellen.	Ter kennisgeving aangenomen.
Non-firm aansluiting-en transportovereenkomst	Een Non-firm ATO past ZEKER niet in de SDE++, niet alleen omdat dit nog geen vastgesteld beleid is, maar ook omdat een Non-firm ATO geen enkele zekerheid van transport van kWh's geeft en er dus geen inkomsten bepaald kunnen worden voor zo'n categorie. Dit is in de Kick-off van 24 maart ook duidelijk uitgelegd door de indiener, die daar mede namens de koepelorganisatie deelnam.	De partijen tijdens de marktconsultatie zijn heel duidelijk geweest dat een non-firm ATO niet wenselijk is en de projecten niet-financieerbaar maken voor banken vanwege risico op verloren omzet. Dit hebben we aan EZK meegegeven.

Tabel B2.6
Marktconsultatiereacties geothermie

Onderwerp	Consultatie – inbreng	Reactie PBL, TNO en DNV
Basisbedrag berekening	De uitdaging waar wij ons echter nog voor zien staan is hoe om te gaan met de groei van het warmtenet. Wij zien daarom graag dat de regeling aanknopingspunten biedt voor het op een later moment uitbreiden van een geothermie-installatie in de gebouwde omgeving met een warmtepomp of met een grotere warmtepomp (uitbreiding installatie i.v.m. uitbreiding warmtenet/groei warmtevraag).	We geven het mee aan EZK.
Basisbedrag berekening	Wij voorzien dat gedurende de levensduur van een geothermieproject de CO_2 emissies veroorzaakt door het gebruik van zg. geogas zullen leiden tot CO_2 emissies in warmtenetten die gevoed worden door geothermie hoger zullen zijn dan toegestaan vanuit de warmtewet. Hierdoor zullen die emissies vermeden moeten worden en kan het geogas niet meer toegepast worden in een WKK of in een ketel. Wij denken dat het verstandig is om de meerkosten die hieruit zullen volgen op te nemen in berekeningen.	De wens om bijkomende kosten voor verwerking van formatiegas (en -olie) mee te nemen geven we mee aan EZK. In dit advies maken enkel de kosten voor gasafvang reeds deel uit van het basisbedrag.
Correctie bedrag	Graag verkennen we samen met het PBL naar mogelijkheden om de sparkspread te implementeren als correctiebedrag. Wij zien het hanteren van futures & rekenen met zowel baseload als peakload prijzen als een richting dat kan functioneren.	We delen deze mening niet. Een sparkspreadbenadering zou de SDE++ bijzonder compliceren en is mede afhankelijk van diverse vormgevingsvragen.
Financiële parameters	Bij geothermie ligt het moment van CAPEX-besteding tot warmtelevering eerder op 2 jaar. Aangezien de korte termijn inflatie een stuk hoger ligt dan de lange termijn inflatie waarmee nu wordt gerekend, pleiten wij ervoor om met 2 inflatiecijfers te rekenen: één voor de CAPEX (aanlooptijd) en de andere voor de OPEX (gehele subsidieperiode). Dit zal voor realistischere basisbedragen zorgen en dekt het inflatierisico deels af.	We volgen grotendeels de genoemde kostenbenadering. Per categorie kijken we naar het moment van de CAPEX-besteding. In eerste aanleg volgen we projectinformatie die hiervoor al corrigeert. Enkel bij afwezigheid van projectinformatie corrigeren we aan de hand van kortetermijninflatiecijfers. Voor de OPEX gebruiken we overigens langetermijninflatiecijfers. Mogelijk passen we deze werkwijze voor het advies SDE++ 2025 aan omwille van het transparanter maken van de consistentie tussen categorie met veel en met weinig actuele projectinformatie.
Kosten parameters	Kan door middel van een aparte categorie of op andere wijze in de SDE++ de aansluiting van een geothermiebron op een regionaal warmtenet worden meegenomen? Bij de categorieën voor de levering van restwarmte wordt wel rekening gehouden met een aansluiting op een gemeenschappelijk warmtetransportnet en een aanzienlijke lengte van de transportleiding.	In het advies zijn aansluitkosten meegenomen op basis van het merendeel van de projecten die we zien. Dit uitgangspunt veroorzaakt enige verschillen tussen categorieën.
Kosten parameters	Bij de meeste investeringskosten van geothermiecategorieën zien we dat de investeringskosten licht zijn toegenomen, bij enkele categorieën zijn deze zelfs afgenomen. Met de forse materiaal- & personeelskosten stijgingen van afgelopen jaar had de sector een sterkere stijging van de basisbedragen verwacht. Marktpartijen dragen actuele kostenramingen in een geharmoniseerd format graag aan om een accuraat beeld te geven van de prijsstijgingen.	Deze input is meegenomen in de bepaling van het basisbedrag voor het Eindadvies SDE++ 2024.
Kosten parameters	De sector is verheugd dat de WOS en elektra-aansluiting is meegenomen in de kosten voor geothermie in de gebouwde omgeving.	Ter kennisgeving aangenomen.
Kosten parameters	Wij zijn verheugd om te zien dat in het advies volloop is aangekaart. Ook kunnen wij ons vinden in een vollooppad-scenario van 5 jaar. Echter vinden wij de suggestie om het vollooppad van 5 jaar te ondervangen met het uitsmeren van de 'gemiste' subsidie over de resterende 10	Het is aan EZK om uitgangspunten over toegelaten, mee te nemen kosten mee te geven. We geven wel mee dat de Volloopkosten van een warmtenet bij geothermie aanzienlijk kunnen zijn.

Onderwerp	Consultatie – inbreng	Reactie PBL, TNO en DNV
	jaar onvoldoende. Er wordt op deze wijze alsnog erg veel subsidie misgelopen in de eerste cruciale terugverdienjaren van het project. De financiering van een project is niet rond te rekenen wanneer de onrendabele top pas vanaf het 6de exploitatiejaar ingehaald kan gaan worden. Om volloop echt te ondervangen zien wij een zeer goede oplossing in de vorm van een glijdende schaal verwerkt in de SDE-systematiek.	
Kosten parameters	Met ingang van de gewijzigde mijnbouwwet voor geothermie is een vergunninghouder per 1 juli 2023 verplicht om retributies te betalen. Deze opgelegde kosten zouden wij graag meegenomen zien in de basisbedragen volgend jaar. Wij zien hierin helaas een parallel met de verplichte grondkosten opgelegd door het Rijksvastgoedbedrijf aan windturbine projecten wat louter resulteert in rondpompen van overheidsgeld.	Deze input is meegenomen in de bepaling van het basisbedrag voor het Eindadvies SDE++ 2024.
Kosten parameters	Het maakt het voor de markt moeilijk om een reactie te geven op het Eindadvies & de Wijzigingsnotitie aangezien niet duidelijk is welke precieze kosten er worden meegenomen en welke bedragen hiermee gepaard zijn. Het zou enorm helpen wanneer dit inzichtelijker wordt zodat we beter het gesprek kunnen voeren. Zo is onduidelijk voor de sector of alle noodzakelijke investeringskosten voor de gebouwde omgeving projecten meegenomen waaronder: noodzakelijke buffer, gebouw(en) voor bovengrondse installaties die architectonisch past in omgeving, integratie van gasscheider en fakkel in gebouw, zoveel mogelijk leidingen ondergronds, opwerkinstallatie van formatiegas of herinjectie-installatie formatiegas (desbetreffende installaties gaan vereist worden in de nieuwe WCW door het CO_2 afbouw pad welke gedurende de looptijd van de SDE in werking zal treden), testwater, etc.	Een geharmoniseerd kostenformat is in ontwikkeling op dit moment, en krijgt vervolg in het advies traject in het volgend jaar, voorstel is om het formaat meetegeven in de Wijzigingsnotitie in 2024.
Kosten parameters	Marktpartij is voorstander van het aanleveren van kostenoverzichten in geharmoniseerd formaat. Marktpartij ziet dan graag in het advies van PBL de door PBL aangenomen opbouw van de kosten terug in hetzelfde formaat.	Een geharmoniseerd kostenformat is in ontwikkeling op dit moment, en krijgt vervolg in het advies traject in het volgend jaar, voorstel is om het formaat mee tegeven in de wijzigingsnotitie in 2024.
Kosten parameters	Format kostenaanlevering De sector herkent de grote spreiding van kosten en werkt graag mee aan een geharmoniseerd kostenoverzicht. De sector ziet juist ook graag de transparantie vanuit het PBL: openbaarheid van alle kosten op detail niveau waarmee gerekend wordt en onder welke noemer deze vallen. We zouden dan ook graag zien dat het PBL in haar advies volgens hetzelfde geharmoniseerde kostenoverzicht aangeeft welke aannames zij gemaakt heeft. Daarbij begrijpen we dat bij een te kleine populatie van informatie dit te herleidend naar marktpartijen zal zijn.	Een geharmoniseerd kostenformat is in ontwikkeling op dit moment, en krijgt vervolg in het advies traject in het volgend jaar, voorstel is om het formaat mee tegeven in de Wijzigingsnotitie in 2024.
Marktconsultatie proces	Langere reactietijd Het zou de sector helpen om in de toekomst meer tijd te krijgen ter voorbereiding op de consultatie. Om de standpunten van diverse partijen te bundelen waarin antwoord gegeven moet worden op veranderingen in de regeling die grote impact hebben op de sector is drie weken reactietijd aan de erg krappe kant.	We geven mee om hiermee rekening te houden in de jaarlijkse procesplanning SDE++.
OT-model	Tijd tussen investering en opbrengsten. In eerdere consultaties hebben wij al opgemerkt dat het OT-model ervan uitgaat dat de volledige investering in jaar 0 wordt gedaan en dat vanaf jaar 1 de inkomsten volledig zijn. In de werkelijkheid zit er een vertraging tussen de CAPEX-	In de berekening van het basisbedrag voor geothermie is bouwrente meegenomen als kostenpost tussen moment beschikking en FID.

Onderwerp	Consultatie – inbreng	Reactie PBL, TNO en DNV
	uitgaven en de inkomsten uit warmteverkoop die in het OT-model meegenomen dienen te worden. Wij brengen dit punt hierbij opnieuw onder uw aandacht.	
Verlengde levensduur	De pioniers van de geothermiesector zijn verheugd om te zien dat de 'verlengde levensduur geothermie' op de Groslijst SDE++ 2023 is geplaatst. Graag levert de geothermiesector hiervoor input aan wanneer nodig.	Voorstel om dit op de groslijst te houden tot wanneer duidelijke indicaties vanuit marktpartijen komen wanneer en hoe dit zou kunnen optreden.
Ondiepe geothermie	Vanuit de sector horen wij dat er belangstelling is in de komende jaren voor subsidie aanvragen in 'ondiepe geothermie' categorieën. Er zijn verschillende partijen die aangeven één of meerdere project(en) te ontwikkelen en op korte termijn willen indienen. Om deze ontwikkeling een kans te geven is het goed deze categorie te laten bestaan.	We laten dit jaar de categorie ondiepe geothermie nog in het advies staan, ondanks de afwezigheid van aanvragen.
Ondiepe geothermie	Ook zijn we benieuwd met welke geothermisch gradiënt wordt gerekend voor deze categorieën, in veel regio's lijkt deze eerder convex in plaats van lineair. Voor de specifieke categorie Ultradiepe geothermie >4000 m zien we voor ons dat een subsidie in de toekomst nodig kan zijn. Enkel op deze manier kunnen de resultaten uit de 'Green Deal Ultradiepe geothermie' in de praktijk tot een succesvol project leiden. We vragen ons wel af of een exploitatiesubsidie zoals de SDE-regeling het passende instrumentarium is voor deze projecten en kunnen ons voorstellen, gezien de aard van de projectontwikkeling dat een demonstratie- of onderzoeksubsidie beter zou passen.	Meegenomen in de bepaling van het basisbedrag voor het Eindadvies SDE++ 2024.
Hybride zaken	Als sector zijn wij voor flexibiliteit in een businesscase. Er dienen zich steeds meer hybride projecten die zowel glastuinbouw als gebouwde omgeving (en soms ook industrie) bedienen. Idealiter is de warmteafname volledig gedekt bij een projectaanvraag bekend, het kan echter ook zo zijn dat een afnemende partij afhaakt in de looptijd van een project. Het zou zonde zijn als projecten in zulke gevallen bepaalde partijen niet mogen aansluiten op de beschikbare warmte en dit te veel afgebakend is.	We geven het mee aan EZK.
Regeling en uitvoering van de regeling	Marktpartij zou graag de mogelijkheid willen hebben om de capaciteit van de warmtepomp uit te breiden in lijn met de ontwikkeling van de warmtevraag en hier SDE++ op aan kunnen vragen. Door extra te investeren kan hiermee het vermogen van de configuratie worden uitgebreid. Wij hebben op dit moment geen informatie beschikbaar over de precieze kosten van een dergelijke uitbreiding. Of is het mogelijk om in een dergelijke situatie voor de capaciteitsuitbreiding met een warmtepomp een aanvraag te doen voor de categorie restwarmte met warmtepomp?	We geven het mee aan EZK.
Overwinst	De geothermiesector staat helemaal achter het principe van het afdragen van overwinsten. Echter, een paar zaken moeten in acht genomen worden kijkende naar de voorgestelde methodiek. In de huidige SDE-systematiek zijn overwinsten namelijk niet vast te stellen voor geothermie doordat: 1. Geothermie variabele O&M-kosten heeft, zolang deze fluctuerende kosten (kunnen ook reserveringen zijn voor groot onderhoud op termijn) niet jaarlijks (of op kortere termijn) worden vastgesteld zoals bij het correctiebedrag kunnen de kosten veel hoger liggen dan tevoren vastgesteld; 2. Het correctiebedrag geen goede benadering is van de daadwerkelijke warmte-referentie prijs in veel projecten (vooral glastuinbouw).	We geven het mee aan EZK.

Onderwerp	Consultatie – inbreng	Reactie PBL, TNO en DNV
	Deze twee factoren kunnen leiden tot schijn-overwinst terwijl een project in de realiteit wellicht onrendabel is.	
DoubletCalc	Bij een SDE-aanvraag voor een geothermieproject wordt er van de indiener vereist om de verwachte reservoir- en productieparameters aan te dragen. DoubletCalc wordt voor enkele van deze parameters als vereiste tool gezien voor een SDE-aanvraag. De sector ziet dat er door bepaalde uitgangspunten van DoubletCalc ongewenste uitkomsten worden gegenereerd die ver van de realiteit afzitten en desondanks toch moeten worden aangedragen als SDE-specificaties voor subsidieberekeningen. In geologische blokken waarin reeds aardwarmte geëxploiteerd wordt zal er gefundeerd van bepaalde standaardwaarden kunnen worden afgeweken. Als sector gaan wij hierover graag in gesprek.	We geven het mee aan EZK.
DEVEX	Bij steeds meer geothermieprojecten wordt extra verplichte seismische lijnen of 3D seismiek gevraagd. Deze kosten zijn zo fors, ca 10-15% van de totale investeringskosten, dat ze logischerwijs meegenomen worden in de CAPEX van een project. De sector pleit er dan ook voor om deze seismiek-kosten mee te nemen in de SDE-basisbedragen berekening.	We geven EZK mee dat de DEVEX bij geothermie aanzienlijk kunnen zijn.

Tabel B2.7
Marktconsultatiereacties verbranding en vergassing van biomassa

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL, TNO en DNV
Levensduurverlenging elektriciteitsproductie-installatie	De categorieën Levensduurverlenging ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥5 MWth past niet op onze installatie. Wij zouden graag willen dat u een nieuwe categorie in de SDE++ opneemt, waardoor de levensduur van [Elektriciteitsinstallatie] kan worden verlengd	We geven het mee aan EZK. Met de huidige categorie kan ook elektriciteit subsidiabel geproduceerd worden waarbij deze gelijkgesteld wordt aan warmte. Er is momenteel geen mogelijkheid om een specifieke verlengde levensduurcategorie samen te stellen voor installaties die alleen elektriciteit leveren.
Levensduurverlenging B-hout	Het SDE team stelt de vraag naar interesse in B-hout verbranding. Inbrenger overweegt huidige installatie welke B-hout stookt na de huidige subsidieperiode voort te zetten. B-hout is echter momenteel uitgezonderd in de regeling voor levensduurverlenging. Eventuele uitbreiding zou onderdeel moeten zijn van het PBL onderzoek.	We geven het mee aan EZK. PBL geeft tevens bij EZK aan dat een aanvullend onderzoek nodig is om te bepalen in hoeverre een dergelijke installatie past binnen de huidige categorie (advies 2025). Indien het doorrekenen van deze casus tot de uitgangspunten voor advies 2025 hoort, zal PBL in de wijzigingennotitie 2025 hierover communiceren en een gedetailleerd informatie-uitvraag doen.
Groengas uit vergassing van afval	Indiener is bezig om een vergassingsproject te ontwikkelen waar onder andere Solid Recovered Fuels (SRF) vergast moet gaan worden om groen gas te produceren.	Aangezien er concrete initiatieven in de markt in ontwikkeling zijn, neemt PBL dit jaar de categorie groengas uit vergassing van afval op conform uitgangspunten.
Biogrondstoffen	Voor waterstof uit biogrondstoffen geldt dat het duurzaamheidskader biogrondstoffen de beleidsinzet aangeeft om tot een afgewogen en zo hoogwaardig mogelijke inzet van biogrondstoffen te komen. Aangezien waterstof ook door middel van elektrolyse geproduceerd kan worden is er dus een alternatief voor de productie van waterstof beschikbaar.	Ter kennisgeving aangenomen, deze inbreng valt buiten het bereik van dit advies.
Waterstof uit vergassing van biomassa	Vraag is om “waterstof uit biomassa” de pyrolyse als referentietechnologie te gebruiken en aan te geven dat er géén biomassa uit natuur en landschap beheer in mag worden toegepast.	PBL heeft als uitgangspunt van EZK meegekregen om geen advies uit te brengen voor de categorie vergassing van biomassa voor waterstofproductie.
Biochar	Biochar heeft vanuit een pyrolyseproces steeds meer de status van een belangrijke Carbon Sink gekregen en vervult in de landbouw, met name t,a,v, bemesting en stikstofbinding een belangrijke rol.	De argumentatie dat koolstofopslag in de vorm van biochar dient te worden meegenomen in de CO_2 berekening geven we mee aan EZK.
Waterstof uit vergassing van biomassa	In de uitvraag wordt alleen de biomassavergassingsroute naar BIO-SNG vermeld terwijl dezelfde route doorlopen kan worden naar waterstof. Graag de tekst zo aanpassen dat ook de waterstof route ook hieronder valt en dan niet specifiek een technologie route zoals methanator bij BIO-SNG noemen maar dit open laten.	PBL heeft als uitgangspunt van EZK meegekregen om geen advies uit te brengen voor de categorie vergassing van biomassa voor waterstofproductie.
Biochar	Wat totaal ontbreekt is het feit dat een vergasser van biomassa ook biochar kan maken dat in de bodem effectief CO_2 opslaat.	De argumentatie dat koolstofopslag in de vorm van biochar dient te worden meegenomen in de CO_2 berekening geven we mee aan EZK.
Vergunningen	Er wordt uitgegaan van generiek geldende regels, echter in de NOx discussie blijkt dat er niet meer uitgegaan mag worden van algemeen geldende regels.	SDE is een generieke regeling waarbij de referentie-installatie passend moet zijn voor de meeste projecten.

RED-III eisen	De EU heeft een onderhandelingsresultaat geboekt op de Biomassa criteria in RED-III. De officiële tekst is nog niet gepubliceerd. Het lijkt erop dat voor nieuwe Biomassa installaties een GHG-reductie van 80% vereist is en dit in ieder geval vanaf 2030 geldt.	Dit heeft met name effect op de biomassaprijzen. We zullen de ontwikkeling van de biomassaprijzen blijven volgen waarbij we uitgaan van pellets die voldoen aan de minimaal geldende criteria.
ETS correctie	Door de toepassing van duurzame warmte worden EU-ETS kosten vermeden. Wij zien niet in wat het nut en noodzaak is van een aanvullende correctie, de bestaande correctie lijkt ons realistisch	Ter kennisgeving aangenomen.
Correctiebedrag	Naar onze mening is de huidige correctiemethodologie, correctie tov Cogen effectief	Ter kennisgeving aangenomen.
Inflatie	PBL gaat uit van HICP-inflatie, deze is niet relevant voor het ontwikkelen van een project. Het grote probleem in de huidige systematiek die wij nu zien is de vertraging die zit tussen het opstellen van een begroting.	PBL gaat uit van algemeen geldende en beschikbare cijfers waarbij PBL onderkent dat de geprognotiseerde inflatie af zal wijken van de werkelijke inflatie. Op basis van de inbreng wordt dit jaar heeft PBL voor de categorieën biomassavergassing en verbranding een inflatieprijscorrectie geïntroduceerd die de tijd tussen offertes en investeringsbesluit overbrugt.
Investeringskosten	We constateren dat de aannames van PBL te laag zijn om het project te realiseren. Dat komt onder andere door inflatie.	Een methodiek voor inflatiecorrectie is toegepast. Daarnaast voert PBL het overleg met partijen om tot een zo nauwkeurig mogelijke raming te komen die geldig is voor de meeste projecten. PBL realiseert zich dat niet alle bedrijfsspecifieke risico-opslagen binnen de SDE afgedekt kunnen worden en adviseert dan ook om met partijen in gesprek te blijven tot het moment vlak voor SDE aanvraag en daaropvolgende investeringsbeslissing.
Correctiefactor	PBL neemt voor de correctie van de categorie Ketel Stoom uit houtpellets, > 50 MWth een correctiefactor van 70% TTF (LHV) aan, met de gedachte dat er een cogen actief is. De EU-ETS correctie factor gaat uit van een boiler van 90% efficiency (0.226 t/MWhth) we stellen voor de EU-ETS correctie factor in lijn te brengen met correctie op gas.	Evenzeer kan gesteld worden om het correctiebedrag in lijn te brengen met de EU-ETS-correctiefactor. Voor het correctiebedrag gaan we echter uit van de meest voor de hand liggende situatie, terwijl we voor EU-ETS-correctiefactor de EU-ETS-regelgeving volgen.
CAPEX en OPEX	Zowel CAPEX als OPEX zijn door PBL te laag ingeschat.	Volgend op gesprekken en bestudering van aanvullende informatie zijn CAPEX- en OPEX-getallen geactualiseerd.
Bankgarantie	De vereiste van het stellen van een bankgarantie brengt hoge bankkosten met zich mee.	Voor kennisgeving aangenomen.

Tabel B2.8
Marktconsultatiereacties vergisting van biomassa

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL, TNO en DNV
Schaal mono-mestverwerking	Door de focus op groen gas, is duidelijk dat een categorie op kleinere schaal noodzakelijk is waarbij rekening wordt gehouden met centrale opwerking (hub). .Dit is tevens van toepassing op warmteprojecten op deze schaal	Voor 2024 hebben we een nieuwe categorie ingevoerd met daarbij de focus op kleinschalige biomassa (110 kW input) en in principe een hubvorm voor Groen gas en Warmte als referentie. Voor kleinschalige WKKs houden we vast aan de standalone optie.
Schaal mono-mestverwerking	Het verschil tussen groot en klein is momenteel nog te groot, Dit zou worden opgelost door te kunnen rekenen met mesthandelingskosten voor alle categorieen	Deze optie is niet passend voor het concept van de grootschalige mestvergisting. Daarnaast lijkt de animo voor deze optie (middelgroot) beperkt te zijn.
Schaal mono-mestverwerking	Pleidooi voor het hernieuwd opnemen van een categorie covergisting	We hebben het doorgegeven aan EZK.
Additionele – op het land geteelde grondstoffen	Door de ambities tot 2 BCM is het wenselijk om gewassen, geteeld op eigen land (silphie / energiemais) toe te staan in de monomest categorie.	Dit heeft te grote implicaties voor de handhaving en uitvoering is de ervaring toen 5% reststromen bij monomestvergisting en co-vergisting voor een hoger tarief onderdeel van de regeling waren. Dat is toen bewust geschrapt en daarom brengen we er geen proactief advies over uit.
Overwinsten	We pleiten dan ook om de regel “overwinst beperking alleen toepassen op technieken die niet te maken hebben met hoge marginale kosten” ook hier toe te passen. Alle soorten van biogas/groen gas productie vallen derhalve buiten deze regel.	We geven het mee aan EZK.
Vergunningen en doorlooptijden	Een pleitdooi om voor vergisting- en vergassingsprojecten analoog aan CCS projecten te volstaan met het hebben van een lopende vergunningaanvraag om een SDE++ subsidie aan te kunnen vragen. Met doorlooptijden voor vergunningen van minstens 14 weken en vaak oplopend tot een half jaar, is publicatie in het voorjaar met deadline in juni lastig. Wij voor om voor de sluitingsdatum van de SDE-aanvraag niet meer één harde datum per jaar te kiezen, maar het loket pas te sluiten als de speciaal voorziene subsidiepot leeg is. Dit zal de druk op alle partijen verminderen, wat zal bijdragen aan een snellere en efficiëntere uitrol van de technologie.	We geven het mee aan EZK.
Derogatie	De invloed van het vervallen van de mestderogatie heeft geen significante invloed hebben op de mestmarkt als zodanig	Dank voor de informatie.

GVO	Vergisters kunnen met een combinatie van SDE++ en GVO's rendabel gedraaid worden. (met andere woorden, het tot op heden gebruikte uitgangspunten in de onrendabele TOP berekening zijn te laag) Als de SDE++ verminderd wordt voor GVO-opbrengsten, zal het aantal investeringen in vergistingsinstallaties afnemen. Als er een GVO-verrekening komt zou daar dan een verhoging van het basis bedrag tegenover moeten staan. We merken hierbij op dat het in de markt nog zoeken is naar eenduidigheid. Grote bedrijven (die vaak ook gericht zijn op bio-LNG productie) hebben al meer ervaring. Bij de kleinere bedrijven ontbreekt het daar nog aan. Het is van groot belang dat er zekerheid wordt geboden over het afnemen van deze GVO's tegen de gebruikte marktprijs. Zo wordt vermeden dat de subsidie verminderd wordt, zonder dat deze gecompenseerd wordt door de markt.	We hebben de punten omtrent GVO prijzen doorgegeven aan EZK. Wel merken we vanuit onze adviesrol op dat juist marktpartijen de benodigde informatie zouden kunnen geven op de onzekerheid rondom GvO-prijzen tot het verleden te laten doen behoren.
Digestaatkosten Allesvergisting	Houd rekening met de kosten voor afzet van digestaat. Deze kosten, als ook grondstof kosten zijn structureel	In principe houden we vast aan het principe van kostenneutraliteit. Immers, in de de aanschaf van de grondstofkosten kan al rekening worden gehouden met de digestaat afzetkosten.
Biogasleiding	Ga uit van een virtuele leiding	We geven het mee aan EZK.
Emissiefactoren	Essentieel bij deze omrekenfactoren is welke periode wordt beschouwd. Nu wordt standaard uitgegaan van 100 jaar.	We volgen hierin de RED II waarin voor CH_4 de vermeden (CO_2 eq/ton mest) wordt vastgehouden aan 54 kg CO_2 eq/ton voor de kleinschalige vergisters.
Year ahead / day ahead	De Year ahead noodzaak is een punt welke niet goed werkt voor vergisters, met name door de sitautie van de significante schommelingen van het afgelopen jaar. Er wordt voorgesteld om uit te gaan van day ahead	We geven het mee aan EZK.
Biomassa prijzen	De gehanteerde prijs van 33 EUR/Ton is te laag. Dit is	We houden de gegevens van meerdere partijen aan om zo recht te (blijven) doen aan de categorieën.
Levensduurverlenging openstelling grootschalige monomest	Stel de LVL ook open voor de grootschalige mestverwerking	Op basis van de aangeleverde informatie lijkt het erop dat andere soorten mest welke het gat kunnen opvangen momenteel al in andere toepassingen zitten. De inzet van deze mestsoorten zijn daardoor niet snel te ontsluiten voor de levensduurverlening. We blijven de situatie monitoren

Tabel B2.9
Marktconsultatiereacties geavanceerde hernieuwbare brandstoffen

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL, TNO en DNV
Uitgangspunten	De marktpartijen zetten vraagtekens bij de aanname van een nulprijs voor B-kwaliteit hout, terwijl deze recentelijk sterk is gestegen	Net als bij andere relevante biomassa-categorieën is de B-houtprijs normatief op nul gezet om marktverstoring te voorkomen. De externe reviewer AIT heeft hier ook een opmerking over gemaakt, maar we houden vast aan de benadering om verstorend effect van de SDE++ op de B-houtmarkt zo veel mogelijk te voorkomen.
Nieuwe categorie	De marktpartijen stellen dat vergassingstechnologie moet worden beschouwd als optie voor afvalrecycling, ter vervanging van verbranding. De partijen vragen om de mogelijkheid te onderzoeken om een aparte categorie te creëren om vergassing voor recyclingdoeleinden of de productie van niet-energetische doeleinden te stimuleren.	De suggestie geven we mee aan EZK en er is besloten om op dit moment geen aparte categorie voor afvalvergassing te creëren.
Bio-methanol	De marktpartijen vragen naar de diversificatie van het type grondstof in de categorie biomethanol. Zij stellen voor om gemengd vast afval, dat gedeeltelijk biogeen is, als optionele grondstof voor deze categorie te gebruiken. De beperking van de grondstoffen kan een belemmering vormen voor bedrijven om SDE++ subsidie aan te vragen en dus voor het financieringsproces van deze nieuwe projecten.	De suggestie geven we mee aan EZK. Besloten is om afval niet binnen deze categorie te laten vallen.
Bio-methanol	Beperking van B-kwaliteit hout: de referentietechnologie staat het gebruik van B-kwaliteit hout toe tot 50% van de grondstofmix. Partijen beweren dat dit partijen dwingt om grondstoffen te gebruiken die duurder en minder effectief zijn voor het vergassingsproces.	We adviseren om grondstoffen van de ANNEX-IXA lijst in aanmerking te laten komen. En de 50% is een referentie, maar wordt niet aanbevolen als voorwaarde voor de technologie. De implementatie binnen de SDE++ regeling is echter een keuze van EZK.
Bio-methanol	Sommige marktpartijen zijn van mening dat de huidige investeringskosten die als referentie worden gebruikt in de SDE++ voor biomethanol hoger zouden moeten zijn, vanwege inflatie en hogere materiaalkosten. Zij hebben toegezegd gedetailleerde kostengegevens te delen voor verdere analyse.	Interne analyse op basis van statistische gegevens toonde aan dat de materiaalkosten vóór 2021 terugkeren naar het normale niveau ('langetermijngemiddelde') en dat alleen de arbeidskosten aanzienlijk hoger zijn. Bovendien werd er geen extra materiaal van de markt ontvangen om de investeringskosten te vergelijken. Al in 2022 werden de CAPEX en OPEX verhoogd op basis van inflatie en materiaalkosten.
Bio-methanol	Sommige marktpartijen beweren dat het gebruik van (hernieuwbare) waterstof in vergassingsinstallaties voor de productie van methanol kan leiden tot een hogere efficiëntie. (koolstofefficiëntie). Eventuele (extra) productie op basis van waterstof feed-in die in theorie leidt tot de productie van extra biobrandstoffen of RFBNO (hernieuwbare brandstoffen van niet-biogene oorsprong) zou geen reden moeten zijn voor uitsluiting van een subsidieaanvraag.	Op voorwaarde dat de broeikasgasemissiereducties in overeenstemming zijn met de duurzaamheidscriteria, kan deze optie in aanmerking komen.
Bio-methanol	Sommige marktpartijen beweren dat hernieuwbaar methanol een belangrijk product is voor de chemische sector, en dat het gebruik ervan daarom niet beperkt moet worden tot transportbrandstoffen zoals in de SDE++ referentie (maritiem is nog niet opgenomen).	We geven het mee aan EZK.

Tabel B2.10
Marktconsultatiereacties grootschalige elektrische boilers

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL, TNO en DNV
Vollasturen conversie	De vollasturen voor de categorie grootschale elektrische boilers worden beperkt tot de uren waarin hernieuwbare opwek de marginale optie is. Het aantal uren (b)lijkt 5300 te zijn (OT-model 2023). Het is onduidelijk waar deze waarde vandaan komt. Het zou de KEV-2022 kunnen zijn. Voor zover er waardes uit de KEV-2022 gebruikt worden, zien wij graag duidelijke verwijzingen naar publiek beschikbare stukken, zodat we deze kunnen beoordelen.	Het aantal In het huidige eindadvies is het aantal vollasturen teruggebracht tot het verwachte gemiddeld aantal uren waarin de elektriciteitsproductie in Noord-West Europa CO_2-vrij is.
Waarborg nuttig gebruik bij conversie	Bij de conversie van elektriciteit in warmte of waterstof is onduidelijk of er op dat moment (lokaal) vraag naar die energiedragers is en/of dat er voldoende opslagcapaciteit is (die tevens economisch efficiënt is). Het is onduidelijk hoe de inzet van deze technologieën met voldoende zekerheid past in het energiesysteem, op basis van de vraag, en of ze dus daadwerkelijk tot de bepaalde CO2 reductie komen.	We gaan ervan uit dat de geproduceerde warmte of waterstof wordt verkocht of gebruikt als alternatief voor inkoop tegen marktprijzen. Deze veronderstelde inkomsten worden verrekend middels het correctiebedrag.
Dispensatierechten	Voor zowel grootschalige elektrische boilers als warmtepompen zou het behulpzaam zijn als deze onder het Levy systeem kunnen worden gebracht net zoals de WKK. Dus per eenheid elektrische warmte worden dispensatierechten verstrekken over de bespaarde CO2.	We hebben het doorgegeven aan EZK.
Netwerkkosten	In het eindadvies 2023 zijn de netwerkkosten verhoogd ten opzichte van het advies voor 2022. In de toekomst worden nog verdere stijgingen verwacht. Met een bestaande beschikking is de inzet van een elektrische boiler in de toekomst sterk afhankelijk van de ontwikkeling van deze kosten.	De netwerkkosten vallen onder het basisbedrag en worden in dit eindadvies geschat op basis van een raming voor 2024-2038. Bovenop de bestaande raming zijn hierin de verwachte stijgingen voor 2024 meegenomen: 85% voor aansluitingen op het hoogspannigsnet en 77% voor de regionale netten.
Procesgeïntegreerde warmtepompen in verdampingssystemen	Er is door verschillende partijen input gegeven over projecten met de integratie van warmtepompen in verdampingssystemen. Door reeds aanwezige efficiente systemen (dat wil zeggen: de warmtebron heeft reeds een waarde groter dan nul) of hoge integratiekosten is de onrendabele top hoger dan op basis van de COP van de warmtepomp alleen kan worden verwacht.	Naar aanleiding van de marktconsultatie en afzonderlijke bijeenkomsten met industriepartijen hebben we een nieuwe categorie opgesteld voor procesgeïntegreerde warmtepompen in verdampingssystemen.
Warmteopslag bij elektrische boilers	Verschillende partijen geven aan dat er projecten in ontwikkeling zijn voor uitgestelde warmtelevering aan industrieële processen. De business case is niet in alle gevallen positief en daarom wordt aangegeven dat het wenseljk is een aparte categorie voor warmtebuffers op te nemen. Hier wordt aangegeven dat de investeringskosten ongeveer 4 keer hoger zijn dan voor elektrische boilers, de operationele kosten ongeveer twee keer hoger en de efficiëntie eerder lager (90-95%). Wat ook in de weg staat zijn de hogere netwerkkosten voor flexibele inzet. Deze parameters variëren per technologie en installatie.	In dit advies is een nieuwe categorie opgenomen voor uitgestelde warmtelevering aan industriële processen: de hogetemperatuur thermische opslag. De technische specificaties van de referentie-installatie zijn gebaseerd op literatuur en op eigenschappen van bij ons bekende (potentiële) projecten.

Nieuwe categorie voor warmteopslag	Overweeg een aparte SDE categorie voor industriele power-to-heatprojecten met geintegreerde warmteopslag. Warmteopslag heeft zeer hoog potentieel. Echter, warmteopslag is nog beduidend duurder dan e-boilers en om projecten economisch rendabel te maken is extra support nodig, bv in de vorm van een vergoeding hoger basisbedrag. Dit kan resulteren in meer toepassing van deze technologieën en een snellere leercurve en kostenverlagingen.	Naar aanleiding van de uitvraag in de wijzigingsnotitie 2023 en de reacties daarop hebben we een nieuwe categorie toegevoegd aan ons advies: hogetemperatuur thermische opslag, voor uitgestelde levering van elektrisch opgewekte warmte aan industriële processen.
Elektrische boilers – warmtebuffer	Er zijn ook partijen die warmtebuffers proberen te realiseren in de procestoepassing.	De huidige categorie elektrische boilers is bedoeld voor hybride gebruik, ter vervanging van bestaand fossiel vermogen. Procesbuffering vormt daarop een mogelijke aanvulling.
Elektrische boilers – aanname aansluitcapaciteit	Het zou willekeurig zijn om een aparte categorie te maken voor plekken met reeds voldoende gecontracteerd aansluitcapaciteit. Vele projecten hebben andere uitdagingen, zoals complexe integratie of een onwenselijk afnameprofiel. Voor deze uitdagingen zouden dan ook aparte categorien moeten komen.	We geven het mee aan EZK.
Elektrische boilers – Balanshandhaving	Verschillende partijen geven aan dat elektrische boilers worden ingezet voor balanshandhaving. Hierbij zijn ook installaties met een beschikking in de SDE++. De elektrische boiler kan deels worden ingezet op de day ahead-markt en deels voor het afregelen van de netspanning. De inzet kan worden uitbesteed of geregeld in eigen beheer. Hierbij wordt genoteerd dat door vertragingen in de informatievoorziening, niet altijd de gehele periode van onbalans kan worden benut.	In dit advies is een analyse toegevoegd over balanshandhaving met elektrische boilers, paragraaf 11.1.6. Evenwel zijn deze verdiensten nog niet meegenomen in het basisbedrag of correctiebedrag.
Elektrische boilers - balanshandhaving	Om balanshandhaving te stimuleren is het van belang om de regeling voor te bereiden op toekomstige aanpassingen in de grid fee regulation voor flexibele assets. Denk hierbij aan het gebruik van non-firm ATO-connecties en andere regelingen voor gereduceerde tarieven voor flexibele assets. Naar ons inzien is de subsidie nu niet passend voor toekomstige wijzigingen in deze regulering.	De netwerkkosten vormen een significant deel van de onrendabele top voor elektrische boilers. Deze vallen nu onder het basisbedrag en toekomstige aanpassingen in de richtlijnen kunnen daarom niet worden meegenomen. Punt is meegegeven aan EZK.
Elektrische boilers - investeringskosten	Bij uitbreiding van de netwerkaansluiting of warmteproductie op hogere temperaturen kunnen de investeringskosten hoger zijn dan de 214 euro/kW_{th} uit het eindadvies 2023.	Er wordt reeds rekening gehouden met extra investeringskosten voor het aanpassen van de netwerkaansluiting naar de categorie tussenspanning. Voor de referentie-installatie wordt uitgegaan van stoomproductie op 180˚C.
Elektrische boilers – medium van warmteoverdracht	De huidige categorie voor elektrische boilers ziet alleen toe op warm water, stoom en thermische olie. Het verzoek is om deze mediumonafhankelijk te maken en aan te passen naar omzetting van elektriciteit in warmte met een efficientie <=100%. Er zijn projecten in ontwikkeling die bijvoorbeeld lucht verwarmen voor droogprocessen of het procesmedium direct verwarmen. Het zou niet efficient zijn hier een extra stap in te moeten introduceren om in aanmerking te komen voor subsidie. Deze projecten maken vaak gebruik van weerstandsverwarming op laagspanning. Deze projecten kennen een iets goedkopere integratie (geen stoom of oliesysteem), maar weerstandsverwarming is iets duurder dan een E-boiler en er is vaker een transformator nodig.	In reactie op dit verzoek adviseren we om de categorie ook open te stellen voor grootschalige elektrische verwarming in industriële processen anders dan de productie van warm water of stoom.

Elektrische boilers – vermogenseis	Een van de eisen om aanspraak te maken op de categorie elektrische boilers is het aanwezig zijn van reeds bestaande fossiel gestookte installaties. Bij nieuwe fabrieken of uitbreiding van de capaciteit moet er eerst een fossiele installatie worden gebouwd voordat er subsidie kan worden aangevraagd voor een elektrische boiler, wat zorgt voor onnodige extra investeringen. Er wordt verzocht deze eis te laten vervallen en het vermogen indien nodig te begrenzen door de hoogste warmtevraag van de warmtegebruikers.	Deze categorie is bedoeld voor de flexibele inzet van elektrische boilers in een hybride opstelling. Dat wil zeggen náást een conventionele installatie, die warmte kan leveren in de uren zonder hernieuwbare elektriciteit. We geven het mee aan EZK.
Elektrische boilers – CO_2-reductie tot 2030	In de jaren tot 2030 zal het aantal uren waarin hernieuwbare opwek veel beperkter te zijn dan de aangenomen 5300 uur. In deze periode zal er fossiel vermogen ingezet moeten worden om de elektrische boiler te voeden, met een lagere CO_2-reductie tot gevolg. Bij verdiscontering komt er een 'eerlijker' beeld van CO_2-reductie uit.	Tabel 11.3 van dit advies geeft per jaar het aantal uren waarop een elektrische boiler per geproduceerde warmte-eenheid gemiddeld minder uit-stoot dan een gasgestookte ketel. Vanaf 2025 draagt een elektrische boiler in alle 3300 laagstgeprijsde uren bij aan CO_2-reductie. De gemiddelde CO_2-emissie voor de benodigde elektriciteit is dan lager dan de uitstoot van een gasgestookte ketel.
Elektrische boilers – vollasturen	Het aantal vollasturen wordt beperkt tot de uren waarin hernieuwbare opwek de marginale optie is. Het aantal uren blijkt 5300 te zijn (OT-model 2023), maar het is onduidelijk waar deze waarde vandaan komt.	De vollasturen worden berekend op basis van modellering uit de KEV, specifiek de resultaten van het model Competes, voor toekomstige elektriciteitsproductie in Europa en de marginale prijzen per uur. Deze data kan op aanvraag beschikbaar worden gesteld.
Elektrische boilers – warmtevraag	Onduidelijk is of de uren met CO_2-vrije elektriciteit aansluiten bij het profiel van de warmtevraag. Als er geen goede aansluiting is, zijn er buffers nodig of moet het volume worden beperkt om CO_2-reductie te garanderen.	Voor deze categorie wordt uitgegaan van een continu productieproces. De elektrische boiler is onderdeel van een hybride installatie. Als de boiler uitstaat, wordt de warmte met een gasketel of WKK geproduceerd. Daarbij wordt aangenomen dat – vanwege het prijsverschil – de elektrische boiler buiten uren met CO_2-vrije elektriciteit niet wordt gebruikt.
Elektrische boilers – CO_2-reductie	De hybride inzet van een elektrische boiler en gasgestookte ketels zal bij een continue warmteproductie op korte termijn niet leiden tot een significante CO_2-reductie. Wel vergt een elektrische boiler een significante investering en een uitbreiding van de elektriciteitsaansluiting.	De huidige categorie betreft inderdaad een hybride installatie, waarbij slechts een deel van de warmteproductie CO_2-vrij is. Een uitbreiding van de aansluiting is reeds meegenomen in het basisbedrag.
Elektrische boilers – limitatie huidig opstesteld fossiel vermogen	In het de marktconsultatiereacties van het eindadvies 2023 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.' Wij zouden graag zien dat deze constatering wordt meegenomen in de volgende openstelling van de SDE++.	Als er op een externe locatie reeds fossiel vermogen aanwezig is, kan die partij in principe ook subsidie aanvragen voor een elektrische boiler. We geven het mee aan EZK.

Elektrische boilers –productielocatie	De Ministeriele Regeling (Algemene uitvoeringsregels SDEK art. 1-c-1) maakt het niet mogelijk om elektrische boilers te installeren op locaties die gerelateerd zijn aan elektriciteitsproductie. Mogelijkerwijs is dit om ongewenst gedrag te voorkomen, zoals het maken van elektriciteit met elektriciteit via elektrische boilers. Echter is het prima mogelijk en gerechtvaardigd om e-boilers in hulpcircuits (Auxiliaries) in te zetten, waar deze geen effect hebben in de productie van meer of minder elektriciteit, maar de aardgas consumptie in bijvoorbeeld backup-boilers verdringt. Ons inziens is de MR te streng geschreven.	We geven het mee aan EZK.

Tabel B2.11
Marktconsultatiereacties grootschalige warmtepompen

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL, TNO en DNV
Elektrificatie en warmtepompen	Warntepompen geven (op termijn) lagere maatschappelijke kosten t.o.v. alternatieve elektrificatie als E-boilers door verminderde belasting/benodigde investeringen E grid en benodigde investeringen opwek. Op basis hiervan zouden warmtepompen bij voorkeur gestimuleerd moeten worden. De meest duurzame energie is de energie die je niet hoeft op te wekken.	Het punt wordt meegegeven aan EZK. In het SDE-advies worden alle categorieën afzonderlijk behandeld. Op basis van subsidie-intensiteit kan een rangorde worden opgesteld die de RVO gebruikt voor het toekenen van beschikkingen.
Industriële warmtepompen – maximale COP	Als aangetoond kan worden dat er sprake is van een onrendabele top bij hoge COP waardes (> 12) zou er toch subsidie verleend moeten kunnen worden. Een maximale COP-waarde zou een richting moeten geven, maar niet leiden tot uitsluiting. Zeker zal bovenstaande opmerking het geval zijn bij warmtepompen met minder draaiuren. Als alternatief op bovenstaande aanpak kan er ook voor gekozen worden om bij minder draaiuren een hogere COP toe te staan.	Voor een specifieke groep gevallen, de procesgeintegreerde warmtepompen in verdampingssystemen, hebben we een nieuwe categorie doorgerekend.
Industriële warmtepompen – ETS-correctie	Bij de implementatie van warmtepomptechnologie is het voor de emissieautoriteit niet duidelijk of er sprake is van een energie efficientie maatregel of elektrificatie van warmte. Het is belangrijk dat hier duidelijkheid over komt, aangezien het gevolgen kan hebben voor gratis allocatie van emissierechten en daarmee ook direct op de rendabiliteit van een project. Implementatie van warmtepomptechnologie betekent in de praktijk een verschuiving van aardgas naar elektriciteit consumptie, maar de warmte wordt energetisch veel efficiënter geproduceerd, waardoor er sprake is van een energie efficiëntie project en er gratis allocatie kan worden behouden. Als dit niet het geval is, dan moet er bij ETS bedrijven in het SDE++ berekende basisbedrag rekening worden gehouden met extra compensatie van vervallen rechten.	In de ETS-correctie voor industriële warmtepompen (ETS-correctie-ID 7) wordt rekening gehouden met de efficiëntie van de warmtepomp. Het ETS-voordeel volgt dan uit de verlaging van gratis emissierechten naar rato voor warmte uit elektriciteit.
Industriële warmtepompen – Staffel naar efficiëntie	Wij hebben geen projecten waarbij de COP te laag is. Bij een lagere COP geldt een hogere temperatuurlift en drukverhouding. Hiervoor zijn meerdere compressoren in serie nodig en is de elektriciteitsaansluiting relatief groter. Op basis van kengetallen/info over de kosten van de compressoren en de E-aansluiting incl. motoren kan dit worden verwerkt in de investeringskosten.	Naar aanleiding van de marktconsultatiereacties hebben we besloten geen staffel te introduceren voor warmtepompen met verschillende efficiëntie.

Industriële warmte-pompen - onderhouds-kosten	In het eindadvies wordt voor de onderhouds-kosten hetzelfde percentage aangehouden als in het voorgaande eindadvies SDE++ 2022: 4 procent voor gesloten warmtepompen en 2 procent voor open warmtepompen. 2 procent lijkt ons erg laag voor rotating equipment. Waarom wordt hier niet vrijwel eenzelfde per-centage aangehouden als voor gesloten warmtepompen?	De percentages voor de onderhoudskosten zijn in dit eindadvies gelijk getrokken voor alle warmte-pompen: 4 procent van de investeringskosten voor aanschaf en installatie van de hoofd- en hulpapparatuur.
Industriële warmte-pompen – vermogen re-ferentie-installatie	Het gemiddeld vermogen van de referentie-installatie voor gesloten warmtepompen is verhoogd van 1.2 naar 2.8 MWth. Dit zal ver-moeden wij negatieve gevolgen hebben voor het basisbedrag. Voor niet rendabele pro-jecten zullen bedrijven geen SDE++ aanvraag indienen. Als er hier zo naar gekeken blijft worden zullen de warmtepompen waarvoor aanvragen binnen komen steeds minder en steeds groter in capaciteit worden. De inge-diende SDE++ aanvragen zijn geen staal-kaart van de marktpotentie.	De investeringskosten in het eindadvies zijn ge-baseerd op ingediende SDE++-aanvragen. Het vermogen van de referentie-installatie wordt hierin niet direct meegenomen en deze aanpas-sing heeft geen negatieve gevolgen voor het ba-sisbedrag, maar geeft een indicatie van de gemiddelde installatiegrootte. Als we in de marktconsultatie of elders aanleiding zien om dit aan te passen, is het mogelijk om hiervan met concrete data af te wijken.
Industriële warmte-pompen - vollasturen	Wij zouden voor warmtepomptechnologie (maar eigenlijk generiek) een sub-categorie willen voorstellen voor 6000 draaiuren in plaats van 8000. In de voedingsmiddelenin-dustrie is het vrij gebruikelijk om 5 dagen in de week, 24 uur per dag, operationeel te zijn.	We geven het mee aan EZK. In verband met mo-gelijke overlap is hebben we geen extra categorie opgenomen voor minder vollasturen. Wel zou het aantal vollasturen van de categorie kunnen wor-den aangepast om beter aan te sluiten op de ge-middelde projectparameters.
Industriële warmte-pompen – vermogen warmtebron	Leidend in de beoordeling van projecten bin-nen CO_2-arme warmte met warmtepompen is nu het vermogen van de warmte-bron. Vanuit onze praktijk zien we dat een beoorde-ling op basis van de combinatie van bronver-mogen en beschikbaarheid in de vorm van het aantal draaiuren een beter weergave biedt van de potentiële productiehoeveelheid van CO_2-arme warmte en dus de CO_2-winst, een belangrijk aspect voor het opzetten van de SDE-systematiek. Op deze manier komen meer warmtebronnen met laag vermogen i.c.m. hoge beschikbaarheid, zoals datather-mie, in aanmerking voor SDE++.	In de categorie industriële warmtepompen wordt gerekend met 8000 vollasturen warmtelevering. Hierbij wordt dus al uitgegaan van een warmte-bron met hoge beschikbaarheid: industriële rest-warmte. De ondergrens van 500 kW_{th} is in lijn met andere categorieën in de SDE++. We geven het mee aan EZK.

Tabel B2.12
Marktconsultatiereacties elektrificatie van offshore olie- en gasplatformen

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL, TNO en DNV
Elektrificatie van offshore olie- en gas-platformen	Een langetermijnprijs voor elektriciteits-afname is in geval van eigen windturbi-nes niet noodzakelijk, omdat de kosten voor windturbines meegenomen wor-den in de investeringskosten.	In het advies worden de investerings-kosten voor windturbines en een bijbe-horend substation meegenomen en wordt er niet met (operationele) kosten voor elektriciteit gerekend.
Elektrificatie van offshore olie- en gas-platformen	De looptijd van 12-15 jaar voor subsidies voor gasvelden die tegen het einde van hun leven aanlopen is te lang. Een aan-tal projecten die geïdentificeerd zijn hebben een levensduur van 6-9 jaar.	In het advies is rekening gehouden met een looptijd van 12 jaar. Het is mogelijk dat het door elektrificatie vrijgekomen gasvolume leidt tot een verlenging van de levensduur van het gasveld. Boven-dien is de installatie (compressor) nog niet aan het einde van de levensduur na deze 6 tot 9 jaar en kan deze voor alter-natieve doelen ingezet worden.
Elektrificatie van offshore olie- en gas-platformen	De categorieën zoals voor de SDE++ 2023 in de marktconsultatie aan de orde zijn gesteld (maar niet zijn opengesteld) zien we graag in 2023 opnieuw. Daar-naast zouden we een categorie elektrifi-catie van offshore platformen middels eigen windturbines graag toegevoegd zien (met de wetenschap dat het wette-lijk kader hiervoor nog ingericht moet worden).	In het advies is een categorie opgeno-men voor elektrificatie middels eigen windturbines. De categorieën om een offshore platform aan land te compri-meren ontbreken dit jaar op verzoek van EZK in het advies. Uit onze analyse is gebleken dat onshore compressie geen onrendabele top heeft.

Elektrificatie van offshore olie- en gasplatformen	Bij categorieën met een netaansluiting werkt het niet dat de elektriciteitskosten vast worden gesteld voor de gehele looptijd van de subsidie terwijl de opbrengsten (gas en CO_2) jaarlijks worden gecorrigeerd. Een potentiële oplossing zou zijn om jaarlijks te corrigeren voor de elektriciteitsprijs met een maximum budget voor de subsidie.	Deze systematiek is onderdeel van de uitgangspunten. We geven het mee aan EZK.
Elektrificatie van offshore olie- en gasplatformen	Door de kleinschaligheid zijn de kosten voor aankoop, installatie en onderhoud van één of enkele windturbines aanmerkelijk hoger dan bij grootschalige windparken. Deze meerkosten dienen te worden meegenomen in de berekeningen voor basis-/correctiebedragen.	Bij de vaststelling van investeringskosten voor windturbines en een substation bij deze categorie is uitgegaan van aangeleverde marktinformatie.
Elektrificatie van offshore olie- en gasplatformen	Gasturbines worden inderdaad overbodig bij elektrificatie door aansluiting op een offshore elektriciteitsnetwerk. Echter, indien elektrificatie plaatsvindt door middel van het plaatsen van één of enkele windturbi-nes, dan worden gasturbines nog ingezet voor back-up elektriciteitsopwekking bij onvoldoende wind.	In de referentie-installatie wordt uitgegaan van een bestaand offshore platform waarbij al een gasturbine aanwezig is. De kosten voor deze gasturbine worden niet meegenomen in de investeringskosten.
Elektrificatie van offshore olie- en gasplatformen	In lijn met de brief van de minister van 17 februari 2023 wordt niet geadviseerd over de categorieën met compressie aan land. De bedoeling is echter om CO_2 reductie te bewerkstelligen door het verschuiven van gasgedreven offshore compressie naar elektrisch gedreven onshore compressie met noodzakelijke aanpassingen zowel on- als offshore. Deze projecten hebben een onrendabele top.	Het klopt dat compressie aan land bedoelt is om CO_2 reductie te bewerkstelligen op zee. Echte is er volgens onze analyse geen onrendabele top en daarom adviseren we in lijn met het verzoek niet over deze categorie.
Elektrificatie van offshore olie- en gasplatformen	Typische aanpassingsscope voor aansluiten op offshore elektriciteitsnet: gasturbines vervangen door elektromotoren; transformatoren en schakelinstallatie; elektrakabel naar aansluitstation. Typische aanpassingsscope voor aansluiten op eigen windturbines: installatie windturbine(s); lokaal elektriciteitsnet met netstabilisatie; gasturbines vervangen door elektromotoren; transformatoren en schakelinstallatie; installatie / handhaving van gasgedreven back-up elektriciteitsvoorziening; procesaanpassingen om wegvallen van gasturbine restwarmte te compenseren. Om verweggelegen platformen tijdig te kunnen elektrificeren, is juridisch kader nodig alsook subsidie om de onrendabele top af te dekken.	Al de genoemde aspecten nemen we mee in de investeringskosten.
Elektrificatie van offshore olie- en gasplatformen	Windturbines kunnen minimaal zo'n 2km van een platform geïnstalleerd worden, gebaseerd op factoren als windrichting, aanvliegroutes en -ruimte, windturbinezog, ander obstakels in nabijheid. Deze factoren verschillen per installatie.	Naar aanleiding van marktconsultatiegesprekken hebben we bij de referentie-installatie een afstand van 5 km aan gehouden tussen het platform en de windturbine.
Elektrificatie van offshore olie- en gasplatformen	In het geval van elektrificatie middels eigen windturbines ziet de berekening van de netto-emissiefactor er anders uit, omdat er geen aansluiting op een elektriciteitsnetwerk is en daardoor geen scope 2 emissies toevoegd worden.	Dit hebben we meegenomen in het advies.

Tabel B2.13
Marktconsultatiereacties op de categorie Benutting restwarmte uit industrie of datacenters.

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL, TNO en DNV
Nieuwe categorie: hoge temperatuur warmtepomp	Behoefte aan nieuwe categorie voor restwarmte met hoge temperatuur warmtepomp (naar een warmte van circa 120 graden) om ook in de koude perioden warmte aan een bestaand warmtenet te kunnen leveren. Veel warmtenetten zijn namelijk ontworpen op een aanlevertemperatuur die oploopt tot 120 graden en waarbij opwaardering van restwarmte tot ca 90 graden, met een "normale" warmtepomp dus niet voldoende is. Hoge temperatuur warmtepompen zijn echter aanzienlijk duurder.	Warmtepompen die dergelijke temperaturen kunnen produceren zijn nog een zeer nieuw segment in de warmtepompenwereld en vaak nog enkel in demonstratiefase. Gezien deze lage TRL op dit moment en het ontbreken van genoeg (kosten)informatie over een dergelijke warmtepomp hebben we besloten deze niet op te nemen als nieuwe categorie.
Nieuwe categorie: restwarmte uit elektrolysers	Behoefte aan nieuwe categorie voor restwarmte uit elektrolysers.	Op dit moment is daar nog te weinig informatie over en zijn er nog te weinig operationele of in ontwikkeling zijnde elektrolysers om daar een aparte categorie voor te adviseren.
Uitbreidingscategorie	Er is op termijn behoefte aan een uitbreidingscategorie met betrekking tot projecten waarbij er sprake is van (een) warmtepomp(en) en waarbij de warmtebron een datacenter is. Nieuwe datacenters hebben meerdere jaren nodig om voldoende klanten te werven om de volledige capaciteit van het datacenter te benutten, dus ook datacenters hebben te maken met een zogeheten "volloopperiode".	We geven het mee aan EZK.
CAPEX kleinere warmtepompen	De CAPEX voor normale warmtepompen tot ca. 8 MW komt goed overeen met de inschatting van de SDE++ 2023	Voor kennisgeving aangenomen.
CAPEX grotere warmtepompen	Grotere warmtepompen met een normaal temperatuurbereik hebben een hogere specifieke CAPEX dan kleinere warmtepompen. Dat is contra intuïtief maar kan verklaard worden door het feit dat er een grote markt is voor (kleinere) warmtepompen tot ca 8 MW, en dat daarvoor veel standaard producten beschikbaar zijn die in hoge volumes geproduceerd worden tegen aantrekkelijke prijzen. Terwijl voor grotere warmtepompen (>8 MW) nog weinig markt is en dus geen standaard producten beschikbaar zijn en men in maatwerkwarmtepompen terecht komt, met een hogere specifieke CAPEX. Het modulair toepassen van meerdere kleinere warmtepompen is technisch goed mogelijk maar leidt tot hoge inpassingskosten	Gezien de nu al grote variatie aan categorieën binnen deze categorie is er niet voor gekozen ook nog te differentiëren in verschillende vermogens. Weliswaar is het referentievermogen dit jaar wel aangepast van 12 naar 8 MW_{th} om meer in lijn te zijn met wat er uit eerdere aanvragen in deze categorie naar voren is gekomen.
CAPEX uitkoppelingskosten	Uitkoppelingskosten zouden hoger moeten zijn dan is aangenomen in het eindadvies voor 2023. Grote componenten daarin zijn aanpassingen en aansluitingen van leidingen, bouwkundige voorzieningen en elektrotechnische voorzieningen.	Omdat uit analyse van de projecten die SDE++ hebben aangevraagd in 2022 blijkt dat met name de in het eindadvies voor de SDE++-2023 aangenomen kosten voor uitkoppeling te hoog zijn geweest, is er juist een verlaging geweest van de hiervoor aangenomen kosten ten opzichte van vorig jaar.
CAPEX overige kosten en onvoorzien	De "overige kosten" zouden aanzienlijk hoger moeten zijn dan wat er in het eindadvies SDE++-2023 is aangenomen. Daarnaast wordt er vaak een contingency (onvoorzien) opgenomen van 20%.	Voor de post onvoorzien wordt rekening gehouden met een waarde van 10%. Een hoger percentage past niet binnen de SDE++ omdat we uitgaan van volwassen technologieën met een hoog TRL-niveau.

Vollasturen	5.500 vollasturen is haalbaar en daarom is de wens dit aantal gehandhaafd blijft.	Ook voor dit jaar wordt uitgegaan van 5.500 vollasturen per jaar.
Vollasturen	Mocht er een categorie komen voor restwarmte uit elektrolysers dan dient er consistentie te zitten in het aantal vollasturen dat wordt aangenomen in het SDE++-advies voor de elektrolyser en de vollasturen voor restwarmtebenutting. Indien in de toekomst de nationale implementatie van de EU Delegated Act over duurzame waterstof het aantal vollasturen van elektrolyers drastisch zou veranderen dan zou een categorie voor restwarmte van elektrolysers hier rekening mee moeten houden.	Voor kennisgeving aangenomen.
COP	Een COP van 3,5 is ambitieus maar haalbaar voor het referentieproject van de bestaande restwarmtecategorieën: het komt overeen met een realiteits-factor van 60% t.o.v. de theoretische Carnot efficiency; de bovenkant van wat in praktijk haalbaar is. Voor een nieuwe categorie met hoge temperatuurwarmtepomp wordt gepleit voor een lagere COP van 3.0 omdat met de hogere temperatuursprong de COP uiteraard lager uitvalt.	In het advies voor 2024 wordt net als vorig jaar weer gerekend met een COP van 3,5.
COP	Er wordt gepleit dat voor een eventuele nieuwe categorie met een hoge temperatuur warmtepomp de minimale COP-eis, die als eis gesteld wordt om binnen deze categorie SDE aan te vragen, wordt verlaagd van 3,0 naar 2,5 omdat het uitdagend zal worden om een COP van 3.0 te halen met een hoge temperatuurlift.	Voor kennisgeving aangenomen.
Elektriciteitsaansluiting	Vaak is er wel een nieuwe elektriciteitsaansluiting nodig. De kosten hiervoor zouden meegenomen moeten worden in de SDE++.	Er wordt in het onderhavige advies geen rekening gehouden met kosten voor een nieuwe netaansluiting, omdat onze inschatting is dat er meer projecten in ontwikkeling zijn waarbij dit niet nodig is en er voldoende ruimte is op de huidige aansluiting.
Elektriciteitsaansluiting	De kosten voor elektriciteitsgebruik zullen de komende jaren nog hard stijgen dus het OT model zou hier rekening mee moeten houden.	Dit jaar is er gerekend met significant hogere elektriciteitsgebruikskosten dan vorig jaar. Dit is terug te zien in de gestegen vaste en variabele operationele kosten.
ETS-correctie	Er zijn geen ETS voordelen bij een restwarmteproject waarbij restwarmte wordt benut uit een datacenter. De flowchart over ETS-correctie in het eindadvies voor de SDE++ 2023 geeft dat correct weer.	Voor kennisgeving aangenomen.
Categorieën	PBL maakt in het eindadvies onderscheid tussen restwarmte van een datacenter en restwarmte van industrie. Graag een toelichting van PBL waarom dit onderscheid wordt gemaakt: wat zijn de onderliggende verschillen in kostprijs die dit onderscheid nodig maken?	Dat heeft te maken met dat de uitkoppelkosten en vaak ook de transportkosten hoger liggen bij een project waarbij restwarmte van een industrie wordt onttrokken dan bij een datacenter. Daarnaast is er bij restwarme uit datacenters vaak een warmtepomp nodig terwijl dit bij restwarmte uit de industrie vaak niet zo is.

Tabel B2.14
Marktconsultatiereacties waterstof via elektrolyse

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL, TNO en DNV
Gedelegeerde handeling met gedetailleerde regels voor de productie van hernieuwbare transportbrandstoffen van niet-biologische oorsprong (RFNBO's) van 10 februari 2023 (C(2023) 1087 final).	Meerdere partijen bepleiten dat al in het eindadvies van 2024 voor 'Waterstof via elektrolyse' een categorie wordt opgenomen die aansluit bij de regels van de gedelegeerde handeling. Dit is volgens partijen nodig om de geproduceerde waterstof te kunnen certificeren als HBE's (hernieuwbare brandstofeenheden) of HWI's (hernieuwbare waterstofeenheden voor industrie).	In het eindadvies van 2024 is een categorie toegevoegd die een configuratie simuleert waarin een elektrolyser op land via het hoogspanningsnet van Tennet hernieuwbare elektriciteit betrekt 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 het eindadvies is gekozen voor een 'Pay as produced'-PPA: de elektrolyser krijgt stroom van een windpark op zee met een vermogen dat even groot is als het vermogen van de elektrolyser. Het aantal vollasturen is daardoor (bijna) gelijk aan dat van het windpark.
Elektriciteitsprijs PPA	De elektriciteitsprijs van een PPA zal (significant) hoger liggen dan de gehanteerde gemiddelde marktprijs.	In het eindadvies wordt gerekend met een elektriciteitsprijs die geldt voor stroom die geleverd wordt door een windpark op zee. In het eindadvies wordt toegelicht hoe deze prijs berekend wordt.
CAPEX van een groenewaterstoffabriek	Meerdere partijen geven aan de CAPEX van 2200 euro/kWe voor een installatie van 100 MWe te laag te vinden.	Er is door aan de consultatie deelnemende bedrijven geen concrete informatie geleverd over de CAPEX. Daarom wordt in het advies voor 2024 dezelfde CAPEX gebruikt als in het advies voor 2023.
Nettarieven (elektriciteit)	Dat de nettarieven in de aankomende jaren, ook na 2030 waarschijnlijk blijven stijgen lijkt niet meegenomen in het eindadvies	In het eindadvies 2024 wordt uitgegaan van een toekomstige (forse) stijging van de nettarieven, gebaseerd op beschikbare informatie van TenneT en RNB's (regionale netbeheerders). In het eindadvies 2024 wordt met aanzienlijk hogere netwerkkosten gerekend dan in het eindadvies 2023.

Tabel B2.15
Marktconsultatiereacties CO_2-afvang en -opslag

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL, TNO en DNV
CCS	Nog geen CO_2 opslag buiten de Nederlandse EEZ mogelijk	Met EZK besproken en wordt ook in de SDE++ 2024 niet toegevoegd.
CCS	Ondersteuning voor nieuwe blauwe waterstof fabrieken past niet in Europese RED III doelstelling voor hernieuwbare waterstofdragers	Het advies is gericht op CO_2-afvang. Waterstoffabrieken worden als referentie-installatie gebruikt. De subsidie is dus niet bedoeld voor de waterstoffabrieken zelf. Alleen bij CO_2 afvang uit reststoffen valt een nieuwe ATR binnen de scope van het CO_2-afvangproject
CCS	Er dient een categorie te zijn voor de ombouw van bestaande SMR naar ATR voor hogere CO_2-afvang	Dit is niet meegenomen. Deze ombouw valt buiten de scope van de categorie, maar de additionele CO_2-afvang past er wel in
CCS	Er zitten risico's aan CO_2-leveringscontracten voor 15 jaar waardoor de verwerkingstarieven veel hoger kunnen zijn dan meegenomen in het advies	De CO_2-verwerkingstarieven worden extern getoetst. We geven het mee aan EZK.
CCS	Bestaande SMR's kunnen omgebouwd worden om (meer) restgassen uit de industrie te verwerken. Kan hier een categorie voor geopend worden	Deze ombouw valt volgens ons buiten de scope van CCS binnen dit advies. We geven het mee aan EZK.
CCS	Kunnen BECC's in dezelfde categorie als AVI's aanvragen? De rookgassamenstelling is vergelijkbaar	Dit is opgenomen in het advies. EZK heeft wat aandachtspunten gedeeld en besluit over de openstelling van de categorie voor BECC's.
CCS	In de categorieën voor bestaande installaties moet aanvraag gedaan kunnen worden door installaties in aanbouw. Hier moeten namelijk ook aanpassingen gemaakt worden, waardoor de kosten hoger zijn dan bij nieuwe installaties	We geven het mee aan EZK.
CCS	Warmteterugwinning mogelijk door toevoeging van een warmtepomp	Niet meegenomen als referentie installatie omdat we hier te weinig concrete projecten voor zien
CCS	Is een aanvraag voor de categorie CO_2-afvang bij waterstofproductie uit reststoffen ook mogelijk in een consortium?	We geven het mee aan EZK.We sluiten het niet uit in ons advies, maar hebben de waarschuwing gehouden dat het belangrijk is om te monitoren dat de waterstof in plaats van de restgassen gebruikt wordt.
CCS	Het is van belang dat er geen limiet gesteld wordt aan hoeveel aardgas er mag worden ingezet bij de categorie CO_2-afvang uit reststoffen	We adviseren geen limiet en snappen het belang van aardgas inzet voor balancering. We hebben eerder echter geadviseerd tegen een generieke subsidie voor blauwe waterstof. We kunnen dus voorstellen dat EZK wel een limiet stelt aan het aandeel aardgas dat ingezet mag worden in deze categorie, om te voorkomen dat het een generieke blauwe waterstof categorie wordt.
CCS	Het is niet duidelijk of er een aanvraag gedaan kan worden voor warmteproductie uit aardgas of kolen door een partij in de energiesector die warmte levert aan de industrie	Het uitgangspunt over CCS bij kolen en gascentrales is inderdaad niet duidelijk hierover. Warmteproductie bij de industrie komt mogelijk wel in aanmerking voor CCS, maar het is onduidelijk of dit ook geldt voor warmteproductie in de energiesector die geleverd wordt aan de industrie. Het is meegegeven aan EZK. Het uitgangspunt is echter niet gewijzigd.
CCS	Categorie voor oxyfuel installaties toevoegen	Hier zien we momenteel onvoldoende concrete projecten voor. Hier kijken we volgend jaar nogmaals naar.
CCS	Vergunningseis bij aanvraag SDE++ knelt met tijdslijn van projecten	We geven het mee aan EZK.

Tabel B2.16
Marktconsultatiereacties - CCU

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL, TNO en DNV
CCU - algemeen	"Ook in de SDE++ voor 2024 komt enkel CCU voor de glastuinbouw in aanmerking voor subsidie. Marktpartijen zien graag dat meer CCU-toepassingen voor de SDE++ in aanmerking komen. Dit stimuleert de uitrol en opschaling van zulke toepassingen.	De optie plaatsen we op de groslijst.
CCU - algemeen	Om in aanmerking te komen voor de SDE-subsidie is onderzoek nodig naar de CO_2-reductie per CCU-toepassing. Graag gaan wij met u in gesprek om dit te bewerkstelligen. "	De optie plaatsen we op de groslijst.
CCU - algemeen	Voor 2024 wordt gekeken naar verdieping van de technieken. Onzes inziens zou een categorie "CCU industriële toepassing" een goede toevoeging zijn. Onze leden zien mogelijkheden voor industriële toepassing van het afgevangen CO_2. Een categorie hiervoor zou de sector helpen om de businesscases rond te krijgen. Er wordt gekeken naar onder meer de productie van synthetische brandstoffen en productie van nieuwe chemicaliën. Mocht de complexiteit van vermeden emissies (emissiereductie in de keten) een belemmering zijn om andere categorieën te openen, dan is het van belang dat deze zo spoedig mogelijk wordt aangepakt.	Het is aan EZK om eerst een studie naar de emissiereducties van andere toepassingen uit te zetten, met aandacht voor generieke toepassingen. De optie plaatsen we op de groslijst.
CCU - algemeen	Op dit moment wordt op basis van dit principe CCU in de glastuinbouw gesubsidieerd vanuit de SDE++. Marktpartij verzoekt om dit principe uit te breiden naar andere categorieën, waaronder Synthetische kerosine, Bodemverbetering (biochar), Chemische producten en Bouwmaterialen (beton en cement), waar CO_2 een fossiele grondstof vervangt.	De optie plaatsen we op de groslijst.
CCU - basisprijs	De basisprijs is aanzienlijk verhoogd (in het verlengde van de hogere LT prijzen). Dit introduceert een extra projectrisico want het vereist in de business case een veronderstelling dat er altijd tenminste 69 EUR/ton voor de CO_2 betaald zal worden (icm 4000 vollasturen), ook als de kosten voor eigen opwek nog altijd lager uit kunnen vallen afhankelijk van de energieprijzen.	Ter kennisgeving aangenomen.
CCU - categorieën	Aanpassen referentie categorie 1 lijkt een goed idee want fossiele CO_2 uit een SMR lijkt eerder de weg te vinden naar CCS dan naar CCU. Ook lange termijn beleid (bv EU) lijkt uit te gaan van inzet van bio-CO_2 voor CCU.	In het Eindadvies 2024 is de referentie voor categorie 1 voor CCU in deze zin aangepast.
CCU - DAC	In de huidige SDE++ is er ruimte voor CCU in de glastuinbouw, maar alleen voor afgevangen CO_2 uit processen of verbranding. Atmosferische CO_2 is niet meegenomen terwijl dit dezelfde voordelen biedt. Met DAC-technologie kan CO_2 uit de lucht worden gehaald om vervolgens toegepast te worden in de glastuinbouw. Compacte DAC-installaties kunnen zelfs naast de kassen geplaatst worden. Deze gedecentraliseerde plaatsing maakt het mogelijk om de volledige CO_2-supply chain te bieden waarmee o.a. transport emissies worden bespaard. Indien DAC-installaties de 'geoogste' CO_2 in een geconcentreerde stroom aan de planten levert en alle vrijkomende CO_2 weer afvangen, ontstaat een gesloten CO_2-kringloop en daarmee zelfs een net-negatieve emissie. Marktpartijen zien graag dat toepassing van atmosferische CO_2 in de SDE++ een gelijkwaardige positie krijgt als toepassing van biogene en fossiele CO_2.	De optie plaatsen we op de groslijst.
CCU - emissiereductie	Het effect van deze categorie op vermindering van CO_2 emissies is twijfelachtig: De reductie in CO_2 emissies, die de regeling beoogt, is substantieel kleiner dan aangenomen, de regeling kan zelfs leiden tot een netto-toename van CO_2 emissies. WEcR noemt een reductie van 0,91 - 0,93 kg/kg. De afbakening die WEcR heeft aangehouden in haar studie resulteert in het alleen in beschouwing nemen van enkele specifieke situaties met de hoogste CO_2 besparing per kg CO_2. Ecorys (table 3.7, blz 20) heeft in 2020 een diepgaande studie uitgevoerd waaruit blijkt dat de factor afhankelijk is van de situatie en tussen 0,384 en 0,912 ligt.	In de berekening van het basisbedrag en voor de ranking wordt en rekening gehouden met de directe reductie bij tuinders uit de WEcR studie en met de emissies uit warmte- en elektriciteitsverbruik bij afvang. Emissies uit transport vallen buiten de scope van de SDE++.

CCU - emissie-reductie	Naast het vermijden van "zomerstook" is vooral het doel van de SDE++ regeling om de transitie naar duurzame energie te stimuleren, met name geothermie en restwarmte welke het gebruik van aardgas kunnen verminderen, waarmee de vraag aan externe CO2 zal toenemen. Voor duurzame warmte (Geothermie, restwarmte) zijn er SDE++ categorieën, waarbij de subsidie wordt berekend op basis van de vermeden CO2 uitstoot in geval er aardgas verbruikt zou zijn. Bij het berekenen van de subsidie voor CCU wordt diezelfde vermindering aan CO2 uitstoot aangenomen. Dat betekent dat dezelfde CO2-uitstootvermindering in twee verschillende categorieën parallel wordt meegeteld.	Voor de warmtecategorieën wordt de subsidie (basisbedrag) gebaseerd op de warmteprijs en bestaat het correctiebedrag uit een formule gerelateerd aan de gasprijs. In de berekening van het basisbedrag wordt voor duurzame warmtecategorieën, met name in de glastuinbouw, geen rekening gehouden met kosten voor inkoop CO_2 (uitgangspunt Min EZK). Dus er is geen dubbeltelling.
CCU - emissie-reductie	Een lage prijs voor CO2 leidt tot een hoger verbruik. Hoe hoger de CO2-dosering in de kas, hoe hoger de verliezen zijn. Dit Ecorys rapport noemt (in par 4.2) als voorbeeld dat bij het opvoeren van de CO2 concentratie van 700 naar 800 ppm slechts 1,5% van de extra gedoseerde CO2 wordt opgenomen door het gewas en dat het restant (98,5% van de extra gedoseerde CO2) direct in de atmosfeer terecht komt door ventilatie, waarbij het voor de glastuinbouw ondernemer nog steeds economisch aantrekkelijk kan zijn om dergelijke hoge CO2 concentraties toe te passen. Omdat het afvangen, vloeibaar maken en transporteren een uitstoot van ca 0,2 kg CO2 per afgevangen kg CO2 veroorzaakt, leidt een hoger verbruik als gevolg van een lage prijs voor externe CO2 tot een netto-toename van CO2 emissies.	Het is aan de afnemer om te bepalen welke hoeveelheid en tegen welke prijs hij CO2 wil inkopen, De SDE++ geeft aan hoeveel subsidie een afvangende partij kan krijgen, maar schrijft geen regels voor bedrijfsvoering voor de afnemers voor.
CCU - emissie-reductie	Op basis van data uit de WEcR energie monitoren van de Nederlandse Glastuinbouw 2014 t/m 2021 is er geen aantoonbaar verband tussen het gebruik van externe CO2 en CO2 emissies. Uit WEcR gegevens blijkt dat de totale CO2 emissies toenemen terwijl ook het areaal geothermie toeneemt. Het totale areaal is minder toegenomen dan het areaal met geothermie. Dat leidt tot de conclusie dat het energieverbruik per ha stijgt. Terwijl ook het gebruik van externe CO2 vrij sterk gestegen is. Er kan dus niet geconcludeerd worden dat een toename van het gebruik van externe CO2 leidt tot een vermindering van CO2 emissies.	De WEcR rekenmethode week af van die van CBS en kwam te laag uit voor zowel energieverbruik als voor CO2 emissies, vanaf 2015. Wat uit de tabel blijkt is dat de rapportering door glastuinbouwbedrijven sinds 2018 verbeterd is. Uit dezelfde geciteerde rapporten van WEcR blijkt dat het specifiek energieverbruik al jaren daalt.
CCU - emissie-reductie	De totale hoeveelheid vloeibaar CO2 in 2021 geleverd aan de glastuinbouw bedroeg 235 kton. Op basis van de 2021 SDE++ ronde zijn er 8 beschikkingen afgegeven voor vloeibaar CO2, totaal beschikte productie 267,1 kton/jaar. Dat is méér dan het totale volume vloeibaar CO2 dat in 2021 geleverd is aan de glastuinbouw. Het is te verwachten dat ook een aantal projecten uit de 2022 SDE++ ronde beschikt zullen worden. Bouwtijd is meestal 2 á 3 jaar, dus vanaf 2024/2025 is een grote oversupply te verwachten. Daarbij ontstaat er een sterke push van de producenten om toch alle volumes te leveren, omdat de SDE++ subsidie hoger kan zijn dan de variabele kosten voor afvang, vloeibaar maken en transporteren van vloeibaar CO2. Dit leidt tot excessief gebruik van externe CO2. Het kan zelfs economisch zijn om vloeibaar CO2 op het terrein van een glastuinder in de lucht af te blazen. Het resultaat wordt dan een toename van de totale CO2 emissies.	De bewering dat het zelfs economisch kan zijn om vloeibaar CO2 op het terrein van een glastuinder in de lucht af te blazen wordt niet onderbouwd. Verder ter kennisgeving aangenomen.

CCU - kosten	Wij denken inderdaad dat het goed is om de kostenposten voor CCU categorieën 3 en 1 te herzien. Het is hierbij echter wel van belang om een goed beeld te hebben van de kosten. Ook wanneer er geen vloeibaar transport is, maar gasvormige invoeding zijn significante investeringen noodzakelijk in installaties die de ruwe CO_2 rectificeren tot de vereiste specificaties. Hierbij worden verbindingen die niet in het milieu gewenst zijn verwijderd. In ons ontwerp zal de CO_2 niet vloeibaar gedistribueerd worden, maar moet er toch geïnvesteerd worden in een vervloeiingsinstallatie om de ruwe CO_2 te ontdoen van o.a. resterend methaan. Vervolgens zal de schone CO_2 weer worden verdampt en gecomprimeerd alvorens het wordt ingevoed in een pijpleiding. De verschillende processtappen en benodigde investeringen zijn uiteengezet in een meegeleverde bijlage. Voor zover bekend uit gesprekken met verschillende technologieaanbieders zijn deze of soortgelijke processtappen altijd nodig om tot afleverspecificaties te komen. Welke processtappen dat precies zijn hangt af van de techniek die gebruikt wordt om het biogas op te waarderen. Dit kan met amine wassing of met membranen. In het geval van membranen, wat tegenwoordig de meest gangbare techniek is, hangt het ook af van het type membraan en hoeveel membraanstappen er worden toegepast. Om het ruwe CO_2 verder schoon te maken kan er dus worden gekozen voor een vervloeiingsstap, maar een katalytische naverbrander (catox) zou hier ook voor kunnen worden ingezet. Het voordeel van de vervloeiingsstap is dat deze volledig geelektrificeerd is, terwijl een catox op gas werkt.	In het Eindadvies 2024 zijn de kosten voor de categorieën 1 en 3 voor CCU in deze zin aangepast door rekening te houden met kosten voor een bijkomende vervloeiing- en verdampingsstap voor zuivering.
CCU - kosten	CO_2 afvang bij vergassing kent hogere kosten dan bij groengas productie. Ook bij gasvormige toepassing kan zelfs vervloeiing noodzakelijk zijn om de juiste zuivering te bereiken. De berekening van het basisbedrag voor, met name, gasvormige toepassing dekt de onrendabele top niet. In combinatie met de gestegen basisprijs, resulteert voor toepassing bij een bestaande leiding nauwelijks dekking vanuit SDE++.	Veranderingen in kostenparameters worden elk jaar meegewogen bij het opstellen van het advies.
CCU - kosten (CAPEX)	Wij merken tenslotte op dat de hoogte van de investeringskosten bij CCU meer afhangt van de vraag of de gas-opwaarderingsinstallatie nieuw is dan de vraag of de vergister nieuw is (en daar wordt nu bij de keuze tussen categorieën naar gekeken).	in het advies 2024 wordt nu expliciet onderscheid gemaakt tussen een bestaande installatie (CCU categorie 1) en een nieuwe (categorie 3). Elk hebben hun eigen techno-economsiche parameters.
CCU - kosten (CAPEX)	Met name bij de investeringskosten lijken we dit jaar een hogere prijsstijging te zien dan de CPI (nl. ca. 15-20% tov 2022).	Veranderingen in kostenparameters worden elk jaar meegewogen bij het opstellen van het advies.
CCU - kosten (CAPEX)	We zien op dit vlak met name een stijging van investerings- en exploitatiekosten ivm inflatie. Verder zijn we ons aan het oriënteren op elektrisch transport, maar dat is op dit moment onder de regelgeving nog niet mogelijk.	Ter kennisgeving aangenomen.
CCU - overwinsten	Als het correctiebedrag in de categorie “CCU in de glastuinbouw” boven het basisbedrag uitkomt, wil dat niet zeggen dat daarmee overwinsten voor het project ontstaan: bij hogere prijsniveaus gaat voor een kweker meewegen dat de CO_2 kosten uiteindelijk goedgemaakt moeten kunnen worden in meerproductie en de productprijs daarvan. Hogere correctiebedragen (ook al onder het basisbedrag) zien wij dus als een projectrisico en niet als een upside. Wij pleiten daarom voor uitsluiting van deze categorie van een eventuele methodiek tbv beperking overstimulering.	We geven het mee aan EZK.

Bijlage 3: Groslijst SDE++ 2025

In de consultatie zijn diverse voorstellen gedaan voor het opnemen van nieuwe categorieën in de SDE++. Nieuwe categorieën kunnen opgenomen worden bij de formulering van de adviesvraag voor de SDE++ 2025. De met een (*) aangeduide categorieën zijn al door het PBL opgepakt voor het advies SDE++ 2024.

B3.1 Extra SDE++ 2024

- Oxyfuel-verbranding ten behoeve van CCS
- Ombouw SMR naar ATR om CCS bij H_2-productie mogelijk te maken
- CCS bij waterstofproductie uit aardgas
- CCS via ombouw bestaande SMR voor verbranding in industriële processen bij leverancier restgassen
- BECCS
- Gebruik CO_2 voor productie natriumbicarbonaat
- Direct Air Capture
- Warmteproductie uit ijzeroxidatie
- Thermische energie uit water, geen basislast, zonder warmte-opslag(*)
- Grondstoffen uit afvalwater
- Benutting met warmtepomp, hogetemperatuur
- Ketel op houtpellets voor mid-merit warmtevraag (2000-4000 uur)
- WKK op basis van mest, verlengde levensduur
- Levensduurverlenging Monomestvergisting grootschalig
- Monomestvergisting op groengashub
- Monomestvergisting op warmtehub
- Productie van vloeibaar waterstof via elektrolyse voor toepassing in de binnenvaart en kust-vaart
- Zon-pv op “moeilijke” daken met bijvoorbeeld lichtgewicht of buigzame modules(*)
- Mobiel micro-zonneveld nabij windturbines

B3.2 Bestaande groslijst 2023

Algemeen

- De productie van elektriciteit uit restwarmte middels een ORC.
- Virtuele koppeling voor elektrolyzer of elektrificatie met PPA’s een momentane koppeling door telemetrie.(*)
- Opslag of uitgestelde levering (voor wind en zon-pv).

CCU (en CCS)

- Toepassing van CCS of CCU na afvang van CO_2 bij productie van groen gas of LNG.
- Gebruik CO en CO_2 als gemineraliseerde grondstof voor bouwmaterialen.
- Gebruik CO en CO_2 als grondstof voor bodemverbetering.
- Gebruik CO en CO_2 als grondstof voor synthetische brandstof.
- Gebruik koolstofmoleculen uit CO en CO_2 in de chemische industrie.
- Hergebruik van afgevangen CO_2 in de industrie.
- Inzet van biogene CO_2 als grondstof voor de productie van synthetische kerosine.
- CCS met opslag buiten de Nederlandse exclusieve zone.

- CCU: productie van synthetische brandstoffen en productie van nieuwe chemicaliën uit afgevangen CO_2.

Waterstof (en CCS)

- Fuel shift-categorie waarbij waterstof bijvoorbeeld aardgas of diesel vervangt (enigszins vergelijkbaar met de elektrificatie-categorieën).
- Geïntegreerde categorie voor waterstofproductie in combinatie met fuel shift.
- Blauwe waterstof ter vervanging van raffinaderij- en aardgas voor het creëren van hogetemperatuurwarmte.
- Waterstofproductie < 500 kW.
- Waterstofproductie met directe lijn naar gekoppeld wind-en-zonsysteem.
- Waterstofproductie via virtuele lijn met offshore wind.(*)
- Import van groene waterstof.
- Elektrolyzer met een koppeling op administratieve wijze (een virtuele directe lijn)(*)
- Elektrolyse met directe lijn op gesubsidieerde zonne-of windparken.
- Electrolyzer van 100+ MW.
- Kraken van ammoniak voor waterstofproductie.

Elektrificatie

- Elektrische luchtverwarming.(*)
- E-boiler in combinatie met warmtebuffering.(*)
- Elektrificatie van productieplatformen met hernieuwbare elektriciteit uit Engeland/Noorwegen/Duitsland.
- Kleinschalige e-boilers.
- Warmtepompen voor toepassing in de glastuinbouw.
- Elektrificatie van grote compressoren (thermocompressoren, stoomcompressoren).
- E-boiler voor warmtenetten
- Grootschalige warmtepomp in een woonwijk (bij afwezigheid van oppervlaktewater of andere warmtebron).
- Warmtepomp voor 5000 vollasturen, of tussen 4500-6000 vollasturen.
- E-boiler met directe lijn op wind/zon.
- E-boiler voor glastuinbouw.

Energiebesparing

- Verbetering van elektriciteitsgebruik kan door het toevoegen van installaties (b.v. filters of condensatoren). Dit leidt ook tot reductie van blindstroom wat weer goed is voor de netwerkbedrijven.
- Kaswarmteterugwinning (m.b.v. luchtbehandeling, warmtepomp en optioneel WKO) bij de glastuinbouw met onderscheid tussen belichte en onbelichte teelt.

Warmteopslag

- Hogetemperatuurwarmteopslag.(*)
- Seizoensgebonden opslagcapaciteit voor warmte of algemeen thermische opslag.

Warmte

- Thermische energie uit oppervlakte in basislast zonder WKO.
- Warmte-uitkoppeling bij AVI's met lange transportafstand.
- Ketel op bio-propaan (dat geldt nu niet als 'vloeibare biomassa').

- WKK op basis van biomassa.
- Warmte uit compostering van groenafval.
- Restwarmte met WKO als bron.
- Verlengde levensduur geothermie.
- Restwarmtebenutting bij AVI's
- Uitbreiding van warmte-uitkoppeling bij datacenters.
- Bufferen van water in combinatie met energieopslag.

Vergassing

- Methanol uit houtachtige gewassen.
- Recycled Carbon Fuels. (onder 'recycled carbon fuels' wordt verstaan vloeibare en gasvormige brandstoffen die worden geproduceerd uit vloeibare of vaste afvalstromen van niet-hernieuwbare oorsprong, die ook niet geschikt zijn voor terugwinning van materialen zoals beschreven Artikel 4 van de Directive 2008/98/EC, of, gasvormige brandstoffen die worden geproduceerd uit procesgassen en afvalgassen van niet-hernieuwbare oorsprong, uit industriële installaties).
- Syngas uit vergassing van afval (meer dan alleen huishoudelijke afval).
- Pyrolyse van plastic.

Vergisting

- Verlengde levensduur voor de vergisting die bio-LNG gaat leveren.
- Biogasproductie via bijmenging in bestaande gasopslagvelden.
- Methanol uit biogas, al dan niet via bijmenging met aardgas
- Vergisting naar gas, zonder gasopwaardering en invoeding in het gasnet.
- Verlengde Levensduur, allesvergisting, kleinschalige installaties (gecombineerde opwek, gas en warmte).
- Grootschalige vergisting zonder opwaardering en zonder invoeding op het gasnet
- Ombouw van WKK-vergister naar groengasvergisters vóórdat de WKK-beschikking is afgelopen.
- Kleinschalige mestmonovergisting < 100 kW.(*)
- Monomestvergisting groen gas: Coöperatieve Lokale Circulaire Monomestvergisting voor groen gas.

Geavanceerde hernieuwbare brandstoffen

- E-fuels (bijv, uit waterstof en CO_2).
- Inzet van syngas uit huishoudelijk afval voor methanolproductie in een bestaande productiefaciliteit

Windenergie

- Lagere windmolens vanwege gemeentelijk beleid.

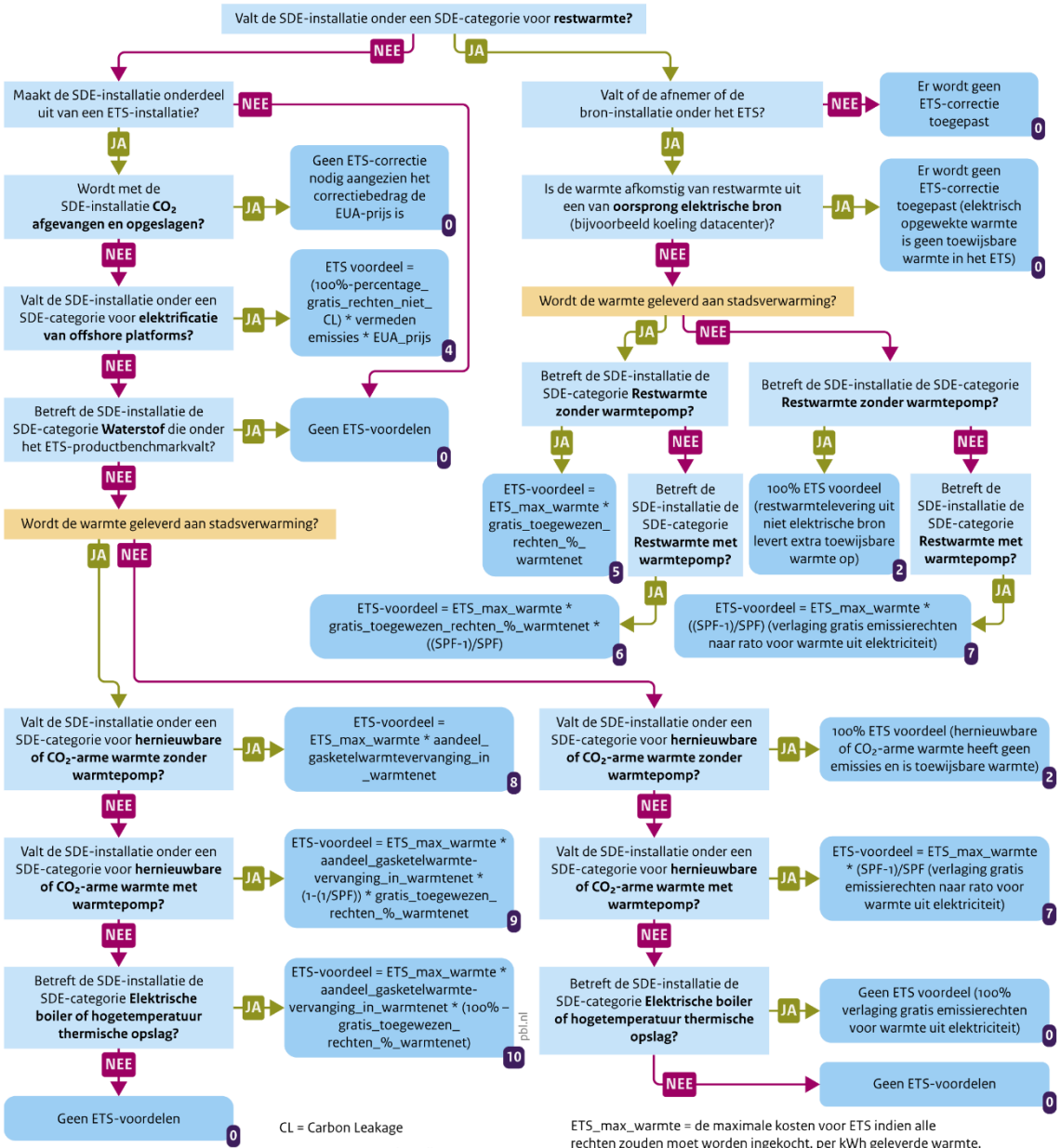
Zonne-energie

- Zon-pv/Vormgeving: De categorieën zonne-energie in de SDE moeten beter aansluiten bij de Nationale Omgevingsvisie (NOVI). De NOVI ambieert dubbelruimtegebruik zoals bijvoorbeeld agri-PV, of zon-pv op geluidsschermen, carports en vuilstorten.
- Aparte categorieën voor drijvende panelen op kleine en grote binnenwateren.
- PVT voor hogetemperatuurwarmte.
- Zonthermie, hoge temperatuur (warmte >100 ˚C), ≥140 kW_{th} tot 1 MW_{th} & ≥ 1 MWth.

- Zon-pv op “moeilijke” daken met bijvoorbeeld lichtgewicht of buigzame modules.
- “Zonne-energie op zee” en “Geïntegreerde drijvende zonne-energie bij offshore windparken”
- Agri-pv (zonne-energie boven fruitteelt).
- Multifunctionele zonneparken (agri-pv, langs snel-, spoor- en waterwegen, carports, vuilstortplaatsen, verhoogde grondwaterstranden).

Bijlage 4: Beslisboom ETS-voordeel

Berekening ETS-correctie in SDE++-regeling 2024



CL = Carbon Leakage

EUA = European Union Allowances (emissierecht)

ETS = Emission Trading Scheme (EU ETS)

SPF = Seasonal Performance Factor van enkel de warmtepompinstallatie

ETS_max_warmte = de maximale kosten voor ETS indien alle rechten zouden moet worden ingekocht, per kWh geleverde warmte, indien de warmte zou zijn opgewekt met aardgas in een ketel (met 90% rendement en de geldende emissiefactor voor gas). Uitgedrukt in €/kWh,th.

0-10 ETS-correctie-ID = Dit unieke nummer wordt gebruikt om de methode aan te geven hoe de ETS-correctie berekend wordt

Bron: RVO