Planbureau voor de Leefomgeving

EINDADVIES BASISBEDRAGEN SDE++ 2023

Sander Lensink en Koen Schoots (redactie)

10 februari 2023

TNO

DNV

PBL

Colofon

Eindadvies basisbedragen SDE++ 2023
© PBL Planbureau voor de Leefomgeving
Den Haag, 2023
PBL-publicatienummer: 4814

Contact
sde@pbl.nl

Auteurs
Sander Lensink, Koen Schoots (redactie), Jonathan van den Berg, Dick van Dam, Emma Eggink, Hans Elzenga, Chris Henriquez, Marc Marsidi, Mike Muller, Arjan Plomp en Bart Strengers (PBL); Hans Cleijne, Marcel Cremers, Bart in 't Groen, Jasper Lemmens, Sanduni Pathiraja, Rogier Roobeek, en Patrick Wolbers (DNV); Luuk Beurskens, Sam Lamboo, Frank Lenzmann, Carina Oliveira Machado dos Santos, Koen Smekens, Sjoerd Tolsma, Ayla Uslu, Adriaan van der Welle (TNO).

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. & K. Schoots (red.) (2023), *Eindadvies basisbedragen SDE++ 2023*, 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++ 2023. 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 wat betreft hernieuwbare energie en van TNO voor de overige CO_2-reducerende opties. Hierbij is een marktconsultatie uitgevoerd van 18 maart 2022 tot 3 juni 2022.

Inhoud

Samenvatting 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 10
2.3 Uitgangspunten berekening basisbedragen SDE++ 12
2.4 Uitgangspunten basisprijs en correctiebedrag 20

3 Algemeen 23
3.1 Financiering 23
3.2 Berekeningswijze correctiebedragen 31
3.3 Basisprijzen en correctiebedragen 37
3.4 Basisprijspremies 47

4 Energie uit water 48
4.1 Waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm 49
4.2 Waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm, renovatie 50
4.3 Waterkracht, valhoogte < 50 cm 50
4.4 Osmose 51
4.5 Aquathermie, thermische energie uit oppervlaktewater (TEO), geen basislast 52
4.6 Aquathermie, thermische energie uit oppervlaktewater (TEO), basislast 55
4.7 Aquathermie, thermische energie uit oppervlaktewater (TEO), basislast zonder warmteopslag 56
4.8 Aquathermie, thermische energie uit oppervlaktewater voor directe toepassing (TEO-d) 56
4.9 Aquathermie, thermische energie uit afvalwater (TEA) 57
4.10 Lucht-waterwarmtepomp, thermische energie uit de buitenlucht (LWP), geen basislast 60
4.11 Correctiebedragen 61

5 Zonne-energie 62
5.1 Fotovoltaïsche zonnepanelen 63
5.2 Zonthermie 83

6 Windenergie 89
6.1 Wind op land, algemeen 92
6.2 Wind op land met hoogtebeperking 95
6.3 Wind op waterkeringen 96

7 Geothermie 98
7.1 Ondiepe geothermie (geen basislast) 103

7.2 Ondiepe geothermie (basislast) 105
7.3 Diepe geothermie (basislast) 105
7.4 Diepe geothermie (basislast) hogetemperatuurwarmtenet (inclusief warmtepomp) 108
7.5 Diepe geothermie (middenlast) 108
7.6 Diepe geothermie (geen basislast) 109
7.7 Diepe geothermie (uitbreiding) 110
7.8 Ultradiepe geothermie 111
7.9 Correctiebedragen 112

8 Verbranding en vergassing van biomassa 113
8.1 Biomassaprijzen en poorttarief afval 113
8.2 Vergassing 118
8.3 Warmte- en stoomketels 122
8.4 Directe inzet van houtpellets voor industriële toepassingen 130
8.5 Basisbedragen 130

9 Vergisting van biomassa 133
9.1 Inleiding 133
9.2 Gehanteerde investeringsparameters en grondstofprijzen 133
9.3 Allesvergisting 135
9.4 Vergisting van uitsluitend dierlijke mest tot 450 kW (kleinschalig) 138
9.5 Vergisting van uitsluitend dierlijke mest > 450 kW (grootschalig) 142
9.6 Slibgisting bij waterzuiveringsinstallaties 145
9.7 Warmte uit compostering van biomassa 148
9.8 Levensduurverlenging bestaande vergistingsinstallaties 150

10 Geavanceerde hernieuwbare brandstoffen 159
10.1 Biomethanol uit lignocellulosehoudende biomassa 162
10.2 Drop-in biobrandstoffen uit lignocellulosehoudende biomassa 165
10.3 Bio-ethanol uit lignocellulosehoudende biomassa 168
10.4 Bio-LNG uit monomestvergisting 170
10.5 Bio-LNG uit allesvergisting 173

11 Elektrificatie 175
11.1 Grootschalige elektrische boilers 175
11.2 Grootschalige warmtepompen 180
11.3 Elektrificatie van offshore productieplatformen 187
11.4 Hybride glasovens 194

12 Benutting restwarmte uit industrie of datacenters 199
12.1 Algemene ontwikkelingen 199
12.2 Restwarmtebenutting 203

13 Waterstof via elektrolyse 211
13.1 Oorzaken voor hogere basisbedragen ten opzichte van eindadvies 2022 211
13.2 Referentie-installaties 212
13.3 Specifiek elektriciteitsgebruik 215
13.4 Kosten 215

13.5 Vermeden CO_2 218
13.6 Overzicht technisch-economische en subsidieparameters 219

14 CO_2-afvang en -opslag 222
14.1 Algemene ontwikkelingen 222
14.2 CO_2-opslag bij bestaande afvanginstallaties 223
14.3 CO_2-opslag bij bestaande industriële installaties 227
14.4 CO_2-opslag bij nieuwe industriële installaties 231
14.5 CO_2-transport- en opslagtarieven 233

15 CCU in de glastuinbouw 234
15.1 Algemene ontwikkeling 234
15.2 Kosten 236
15.3 CCU bij industriële installaties 239

16 Cijfermatige resultaten 248

17 Rangschikking 257

Afkortingen 264

Bijlagen 266
Bijlage 1.1 Externe review 266
Bijlage 1.2: Reactie PBL op externe review 279
Bijlage 2: Marktconsultatie 281
Bijlage 3: Groslijst SDE++ 2023 333
Bijlage 4: Beslisboom ETS-voordeel 336
Bijlage 5: Herziening van het correctiebedrag voor nieuwe duurzame warmte projecten in de SDE++, waarbij een gasgestookte WKK als huidige referentie telt. 337

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 2023. 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 2022 gepubliceerde wijzigingsnotitie. Tevens heeft de Technische Universiteit van Denemarken (DTU) als externe reviewer op verzoek van het PBL naar de adviezen gekeken en daar een reactie op geschreven. Op grond van de bevindingen van de reviewer zijn geen wijzigingen doorgevoerd, maar ze vormen wel aanleiding om een aantal zaken volgend jaar in de consultatie nader uit te vragen, zoals over de keuze van marktpartijen voor de vormgeving van projecten.

De advisering voor de subsidiehoogte in de SDE++ 2023 is bemoeilijkt door de kostenontwikkelingen in het afgelopen jaar. Een overkoepelend vraagstuk bij dit advies is hoe om te gaan met de ontwikkelingen in de grondstof- en energieprijzen en de inflatie. Dit advies kent in vergelijking met eerdere adviezen een grotere onzekerheid in de kostenberekeningen. Het gaat daarbij niet alleen over de energieprijzen en de hoogte van de correctiebedragen of basisprijzen, maar ook over de basisbedragen omdat de projectkosten sterker dan anders kunnen afhangen van het moment waarop de investering daadwerkelijk gedaan wordt.

Dit advies kan niet gelezen worden als graadmeter voor de huidige kosten. 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. Daarmee kan de aangenomen kostenstijging in dit advies als enigszins gematigd ervaren worden, met een stijging van de investeringskosten van nog altijd tot 15 procent. Hoewel er in de praktijk een balans kan bestaan tussen het risico op oversubsidiëring enerzijds en het risico op de afwezigheid van aanvragen – of ondersubsidiëring – anderzijds, hebben we ons in dit advies niet met die balans beziggehouden. Ons advies is dus gericht op de door ons verwachte subsidiebehoefte ten tijde van de investeringsbeslissing.

We hebben in dit advies niet alleen gekeken of er voldoende onderscheid gemaakt wordt in de kostenberekeningen voor bestaande categorieën. We keken ook naar het toevoegen van extra categorieën, boven op de adviesvraag van het ministerie van EZK, op basis van informatie uit de marktconsultatie over projecten die ontwikkeld worden. Dit betreft bijvoorbeeld in dit advies de toevoeging van een categorie voor een lucht-waterwarmtepomp.

Voor een aantal categorieën ligt het berekende basisbedrag lager dan de basisprijs. Op grond van dit advies zou het in die categorieën nooit tot enige subsidie-uitbetaling kunnen komen. We

adviseren om deze categorieën niet op de nemen in de SDE++ 2023, maar om ze wel volgend jaar te actualiseren in het advies voor de SDE++ 2024. Het betreft de categorieën PVT met bestaande warmtepomp; levensduurverlenging ketel op vaste of vloeibare biomassa 0,5-5 MW_{th}; onshore compressie met bestaande compressor bij elektrificatie van productieplatformen; restwarmtebenutting zonder warmtepomp met een relatief korte transportafstand; en extra CCU bij een bestaande installatie met transport via een pijpleiding. Er zijn ook categorieën waarvan het basisbedrag lager ligt dan de langetermijnprijs. We adviseren deze categorieën niet op grond van dit criterium van de SDE++ 2023 uit te sluiten. In enig jaar zou het wel degelijk tot subsidie-uitbetaling kunnen komen en zoals eerder vermeld, is de onzekerheid in kostenaannames en prijsprojecties groter dan in SDE++-adviezen uit eerdere jaren. Het betreft diverse categorieën, waaronder een aantal subcategorieën bij windenergie en zon-pv.

Vanaf dit jaar wordt niet de maximale ETS-correctie weergegeven maar wordt de ETS-correctie per afzonderlijke categorie bepaald aan de hand van een beslisboom. De weergegeven ETS-correctie moet gelezen worden als de meest representatieve waarde voor het ETS-voordeel in een categorie, als een ETS-voordeel op een project van toepassing is.

Enkele categorieën die wel in de SDE++ 2022 zijn opgenomen, staan niet in dit advies. Het betreft wind in meer en productie van hernieuwbaar gas bij bestaande gistingsinstallaties. Er zijn al enkele jaren geen aanvragen op deze categorieën binnengekomen en ook tijdens de marktconsultatie zijn geen concrete projecten kenbaar gemaakt. Dit vormt op geen enkele wijze een beletsel om in komende adviezen de categorieën wel weer op te nemen, zodra initiatiefnemers met concrete plannen zich melden.

In alle gevallen geldt dat dit rapport een advies bevat over de SDE++ in 2023 en dat het aan het ministerie van EZK is of en hoe dit advies gebruikt wordt.

1 Inleiding

1.1 Adviesvraag

Het ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK) heeft het Planbureau voor de Leefomgeving (PBL) 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++ 2023, omvat alle opties die binnen de SDE++ worden ondersteund. De focus voor de SDE++ 2023 ligt, evenals voor de SDE++ 2022, 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

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 de Technische Universiteit van Denemarken (DTU) en onze reactie daarop (bijlage 1), de consultatiereacties met verwerking (bijlage 2) en

een opsomming van mogelijk nieuwe categorieën in de SDE++ 2023 (bijlage 3).

De berekeningen voor de basisbedragen behorende bij de SDE++-adviezen zijn gemaakt met het Onrendabele-Topmodel (OT-model).

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.nl.

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 2022 is een wijzigingsnotitie gepubliceerd, waarmee ook een reactie kon worden gegeven op het eindadvies voor de SDE++ 2022. Iedereen die er kennis van had genomen, heeft kunnen reageren via een schriftelijke consultatie. Daar zijn 69 reacties op gekomen. De onderzoekers hebben naar aanleiding van deze reacties 53 nadere gesprekken gevoerd. De consultatiereacties zijn in algemene en anonieme vorm besproken met de Rijksdienst voor Ondernemend Nederland (RVO) 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

2.2.1 Aanleiding

Het ministerie van EZK gebruikt dit advies bij het vaststellen van de maximale subsidiebedragen per categorie productie-installaties en de vormgeving en uitvoering van de SDE++-regeling. In dit hoofdstuk geven we beknopt de uitgangspunten weer om het advies over de basisbedragen, het correctiebedrag en de basisenergieprijs voor de SDE++ 2022 goed te kunnen uitvoeren. 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 heeft ertoe geleid 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. Voor 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 het ministerie van EZK. In paragraaf 2.2 tot en met paragraaf 2.6 staan de uitgangspunten voor ons advies zoals het ministerie van EZK die heeft meegegeven.

2.2.2 Rangschikking in de SDE++

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

2.2.3 Rangschikking op CO_2

Bij de SDE++ komen meer technieken in aanmerking voor subsidie dan in de SDE+, waardoor er ook meer meetbare eenheden zijn. 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. Aangezien het correctiebedrag gedurende de looptijd wijzigt, 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.

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; dit zal in de rangschikking tot uiting komen.

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 baseload gerekend met de gemiddelde marginale optie in 2034 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 procent een moderne gascentrale is en voor bijvoorbeeld 25 procent van de tijd een hernieuwbare bron is, 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.
- 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).
- Emissieregistratie moet conform de EU-richtlijn voor registratie van broeikasgasemissies plaatsvinden.
- Voor zon-pv is het wenselijk dat wordt gecorrigeerd voor eigen verbruik (netto productie). Graag advies over het meenemen van een gemiddeld eigen verbruik in zon-pv-projecten ten behoeve van de rangschikking. Hierbij kan onderscheid gemaakt worden tussen categorieën als deze verschillen (bijvoorbeeld daksystemen en veldsystemen).
- Bij de rangschikking van technieken waarvan de levensduur langer is dan de subsidieperiode wordt rekening gehouden met broeikasgasreductie door productie na de subsidieperiode. Dit wordt gedaan door de subsidie-intensiteit te verlagen door deze te vermenigvuldigen met een rangschikkingsfactor: subsidieperiode / economische levensduur.
- Deze periode wordt net zo lang gekozen als de extra periode op basis waarvan de restwaarde wordt berekend.
- De waarde van Garanties van Oorsprong (GvO's) en Hernieuwbare Brandstofeenheden (HBE's) wordt niet meegenomen in de rangschikking als hier geen langetermijnprijs voor bepaald kan worden op basis van modelberekeningen over de komende 15 jaar.

2.3 Uitgangspunten berekening basisbedragen SDE++

2.3.1 Algemene uitgangspunten SDE++

- De volgende aspecten zijn van belang bij het opnemen van een nieuwe techniek in de SDE++. Graag ontvangen we overwegingen als op deze gebieden twijfels bestaan:
  - De techniek zorgt voor reductie van broeikasgassen in Nederland.
  - Er is voldoende potentieel en interesse vanuit de markt voor uitrol van de techniek.
  - Er is een vast te stellen onrendabele top ten opzichte van een referentietechniek of product.
  - Er is marktinformatie beschikbaar over de kosten en inkomsten of vermeden kosten.
  - De spreiding van projectkosten en aantal vollasturen is niet dermate groot dat er geen generiek basisbedrag kan worden vastgesteld.
  - 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.

- Ga bij categorieën die te maken hebben met aanleg van benodigde infrastructuur (zoals pijpleidingen) uit van een afstand die overeenkomt met een kosteneffectief project.
- Het is wenselijk om overwegingen voor vormgeving van de regeling mee te geven die eraan bij kunnen dragen dat het berekende basisbedrag goed toepasbaar is op een categorie. Bijvoorbeeld afbakeningen in schaalgrootte, type grondstof of toepassing.
- Het is wenselijk om overwegingen mee te geven ten aanzien van nieuwe, te verwijderen of aangepaste of samengevoegde categorieën. Alvorens een nieuwe categorie wordt opgenomen in het onderzoek wordt overleg gevoerd met EZK.
- Bij de keuze van de categorieafbakeningen wordt mede rekening gehouden met het correctiebedrag.
- Voor de looptijd van de subsidie worden dezelfde periodes als in de SDE++ 2022 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 2022 bekende wet- en regelgeving die op 1 januari 2023 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 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 correctiebedrag.
- De inkoop van elektriciteit wordt opgenomen in het basisbedrag en niet in een correctiebedrag.
- In 2023 zullen binnen de SDE++ de volgende domeinen worden geïdentificeerd: a) Elektriciteit (productie van hernieuwbare elektriciteit), b) Lagetemperatuurwarmte, c)

Hogetemperatuurwarmte, d) CO_2-afvang, -opslag of -gebruik (CCS/CCU) en e) Moleculen (o.a. groen gas, geavanceerde hernieuwbare brandstoffen en waterstofproductie). We willen graag 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 aangegeven 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 ontvangen we advies over de categorieën waarvoor dit het geval is. Startpunt voor deze analyse is als projecten drie jaar in de regeling zijn opgenomen en geen aanvragen hebben gehad.

2.3.2 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.

2.3.3 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++ 2022 (tenzij anders aangegeven).
- Bij de categoriedefinitie kan worden uitgegaan van de definitie gehanteerd in de regeling SDE++ 2022 (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.

2.3.4 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++ 2022 toegestane grondstoffen per categorie.
- De algemeen geldende regelgeving betreffende emissies wordt gebruikt bij de kosteninschatting van de referentie-installatie in de bio-energiecategorieën.
- Het is mogelijk om een opslag op de houtprijs op te nemen om risico's van kortlopende houtcontracten te compenseren.
- Om de stijging van de biomassaprijzen niet verder aan te moedigen wordt voor biomassa die alleen lokaal/regionaal beschikbaar is een eventuele stijging van de biomassaprijzen behoudend meegenomen in de berekening van het basisbedrag.

2.3.5 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 warmte-krachtverhouding geldt.
- De minimale grootte voor een warmtepomp binnen de regeling is 500 kW_{th} (in lijn met de ondergrens bij de biomassaketels).
- Onderzoek bij de categorieën waar voor een groot aantal projecten sprake is van koudelevering hoe deze projecten passend gestimuleerd kunnen worden.

2.3.6 Techniek-specifieke uitgangspunten voor hernieuwbare-energieopties

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.
- Uitgaan van een netaansluiting van 50 procent van het vermogen van de zonnepanelen met als doel dat deze systemen beter aansluiten op de van toepassing zijnde netcapaciteit.
- Hiernaast voor systemen < 1 MWp ook de basisbedragen bepalen voor een netaansluiting van 70 procent van het vermogen van de zonnepanelen.

Aandachtspunten 2023 ten opzichte van 2022:
- Gevraagd wordt de kosten en mogelijkheden te onderzoeken om zon-pv-systemen aan te sluiten met een netaansluiting van anders dan 50 procent van het vermogen van de zonnepanelen.
- Vanwege de grote ruimtelijke impact van zon-pv-projecten op land ook een basisbedrag bepalen waarin de meerkosten voor additionele maatregelen ter voorkoming van negatieve effecten op de leefbaarheid (transformatorhuis/omvormers op afstand van wonen), het beschermen van biodiversiteit (Natuurvriendelijk ontwerp) en de bescherming van bodem- en waterkwaliteit zijn meegenomen.

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 2023 ten opzichte van 2022:
- Vanwege de grote ruimtelijke impact van windprojecten op land ook een basisbedrag bepalen waarin de meerkosten voor het voorkomen van negatieve effecten op de leefbaarheid en gezondheid en het beschermen van vogels en vleermuizen zijn meegenomen. Uitzetten verlichting m.b.v. naderingsdetectie (o.a. transpondertechniek) en stilstandregeling i.v.m. slagschaduw en geluid (op bepaalde momenten / gebruik maken van sensoren).

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 proberen als nieuwe installaties die zich richten op de vergisting van secundair slib.

Verbranding en vergassing

- Het is mogelijk om prijsonderscheid te maken in biomassagebruik tussen grote en kleine installaties ook als de biomassa hetzelfde is.
- Er wordt geen generieke differentiatie van verschillende type verse biomassa opgenomen binnen één categorie.
- Vanwege de hogere kostprijs wordt gevraagd geen advies uit te brengen voor een aparte categorie voor pyrolyseolie.
- Er wordt geen advies gevraagd voor WKK-installaties op basis van thermische conversie.
- De kenmerken van verlengde-levensduurprojecten worden gebaseerd op de projecten die daadwerkelijk in bedrijf zijn genomen, rekening houdende met de huidige uitgangspunten, en die in 2023 een aanvraag voor verlengde levensduur zouden kunnen indienen, uitgaande van zo'n aanvraag drie jaar voor aflopen van de SDE++-beschikking.

Aandachtspunten 2023 ten opzichte van 2022:

- Bij vergassing drie nieuwe categorieën doorrekenen: 1. de productie van waterstof uit vergassing van biomassa; 2. de productie van hernieuwbaar gas uit de vergassing van afval; en 3. de productie van waterstof uit de vergassing van afval.
- Bij de vergassing van afval uitgaan van afvalstromen die volgens de minimumstandaarden in het LAP mogen worden verbrand.

Vergisting

- Hernieuwbaargas-, WKK- of warmtehubs worden niet apart doorgerekend.
- Bij de categorie monomestvergisting wordt uitgegaan van 100 procent dierlijke mest zonder coproducten.
- De kenmerken van verlengde-levensduurprojecten worden gebaseerd op de projecten die daadwerkelijk in bedrijf zijn genomen, rekening houdende met de huidige uitgangspunten, en die in 2023 een aanvraag voor verlengde levensduur zouden kunnen indienen, uitgaande van zo'n aanvraag drie jaar voor aflopen van de SDE++-beschikking.

Warmte uit compostering

- Er wordt rekening gehouden met eventuele bespaarde afzetkosten voor gecomposteerde biomassa.
- Techniek-specifieke uitgangspunten voor andere CO_2-reducerende opties.
- Elektrische boiler.
- Er wordt rekening gehouden met mogelijke verschillende omzettingsrendementen van de elektrische en gasboiler.
- Er wordt uitgegaan van een flexibel inzetbare installatie die enkel produceert op het moment dat hernieuwbare elektriciteit de marginale optie is.

- Er wordt advies gevraagd of het gewenst is een separate categorie op te nemen voor toepassingen waar geen of minder kosten worden gemaakt voor de jaarlijkse aansluitkosten omdat er voldoende afnamecapaciteit aanwezig is op locatie.
- Er wordt gevraagd om per kalenderjaar te berekenen hoeveel vollasturen een installatie kan maken zodat de inzet nog leidt tot besparing van 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 paragraaf 2.2.4).

Warmtepomp

- De toepassing kan breder bekeken worden dan in de industrie. Overweeg of voor toepassingen buiten de industrie een andere categorie noodzakelijk is vanwege afwijkende kosten of marktopbrengst.
- Onderzoek een staffel op basis van de COP van de warmtepomp zodat projecten passender gestimuleerd worden.

Benutting van restwarmte uit industrie of datacentra

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

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:
    - 1. 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 paragraaf 2.2.4).
        - Hierbij wordt uitgegaan van een flexibel inzetbare productie die enkel produceert op het moment dat hernieuwbare elektriciteit de marginale optie is.
    - 2. 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 van uitgegaan 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.

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 procent ten opzichte van de huidige EU-ETS-benchmark voor waterstofproductie . Onderzoek het verschil in kosten met een minimale CO_2-reductie van 90 procent, 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.
- Onderzoek of het beleid gericht op afbouw van afvalverbrandingscapaciteit bij afvalverbrandingsinstallaties leidt tot wijzigingen in de projecten voor CO_2-afvang. De concrete invulling van dit beleid wordt vóór de marktconsultatie aan PBL en marktpartijen kenbaar gemaakt.
- Bij de CO2-afvang bij waterstofproductie uit industriële reststoffen wordt geen rekening gehouden met de kosten voor inkoop van aardgas benodigd vanwege de energetische verliezen.

CO_2-afvang en levering aan de glastuinbouw

- Gevraagd wordt een goede referentietechniek te onderzoeken in de glastuinbouw die wordt vervangen (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, vrachtauto of schip getransporteerd kan worden. Indien de CO_2 per vrachtauto 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.

Geavanceerde hernieuwbare brandstoffen

- Gevraagd wordt de volgende technieken te bekijken:
    - 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.

    - 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.
    - Drop-in-biobrandstoffen uit lignocellulosehoudende biomassa.
    - Methanol uit biomassa: met deze techniek worden annex IXa-grondstoffen, met uitzondering van huishoudelijk afval, omgezet in biomethanol. Uitgangspunt hiervoor is de meest kosteneffectieve techniek om biomethanol te maken. Mocht dit via de vergistingsroutes zijn dan kan worden aangesloten bij het onderscheid tussen monomestvergisting en allesvergisting zoals bij bio-LNG.
- Ga ervan uit dat de brandstof in het Nederlandse vervoer wordt ingezet en daarmee verbranding van een conventionele brandstof in Nederland vervangt.
- Ga ervan uit dat het project inkomsten kan halen uit HBE's (Hernieuwbare Brandstofeenheden).

2.3.7 Elektrificatie van offshore productieplatformen

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

Elektrische glasovens

- Graag advies over de afbakening van deze techniek, in hoeverre leent deze categorie zich ook voor andere elektrische ovens dan glasovens.
- In het geval van flexibel inzetbare productie worden de uitgangspunten van de elektrische boiler aangehouden.

2.4 Uitgangspunten basisprijs en correctiebedrag

2.4.1 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.

2.4.2 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 rondes vanaf 2016 en de WOZ-regelingen sinds 2015.
- 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.
- Er wordt een apart correctiebedrag gehanteerd voor netlevering en eigen verbruik bij zon-pv. Er wordt geen advies gevraagd over verdere verfijning van de methodiek voor correctiebedragen voor warmte ten opzichte van het advies van 2022.
- Er wordt vanwege de beperking van complexiteit in de regeling geen apart correctiebedrag voor warmte en stoom gevraagd.
- Waar nodig kan voor categorieën een verschillend correctiebedrag voor netlevering en eigen verbruik worden gehanteerd.
- Voor elektriciteit uit zonne-energie en windenergie wordt gevraagd wat de waarde van de Garantie van Oorsprong voor netlevering is.
- Voor andere categorieën wordt gevraagd wat de waarde van een Garantie van Oorsprong voor netlevering is, als deze hoger is dan 3 euro/MWh. Hierbij wordt aangeven of de markt voldoende liquide is om een betrouwbare prijs vast te stellen.
- Voor hernieuwbare warmte wordt een aparte correctie (aanvullend op correctiebedrag voor de marktwaarde) bepaald voor bedrijven die onder het ETS-vallen.
- Bij het bepalen van de marktprijs van warmte voor kleinschalige monomestvergisting wordt uitgegaan van de levering van warmte van meerdere installaties aan één grotere afnemer (warmtehub).

2.4.3 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 twee derde van de langetermijn-CO_2-prijs.

2.4.4 Uitgangspunten correctiebedrag voor andere CO_2-reducerende opties

- Bij gebruik van broeikasgassen of energiedragers als product 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 ETS-vergunningen indien de verwachting is dat bedrijven ETS-vergunningen vrijspelen door de CO_2-reducerende installatie. Een aparte correctie (aanvullend op het correctiebedrag voor de marktwaarde van het product) wordt bepaald voor bedrijven die onder het ETS vallen.
- De volgende uitgangspunten zijn belangrijk om mee te nemen in het berekenen van de ETS-correctie:
    - 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 procent gratis emissierechten te krijgen in het bepalen van het correctiebedrag.
    - Niet-elektrisch opgewekte warmte dient bij levering aan industrie 100 procent 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, bijvoorbeeld een mix van een gas-WKK/gasketel bij de levering van warmte van elektrische boilers aan stadsverwarming. Over deze aannames ontvangen we graag advies.
    - 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 industriële CO_2-reducerende projecten 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 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 restwarmte, waterstof via elektrolyse en CCS, maar met uitzondering van elektrische boilers, industriële warmtepompen en CCU – 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. Hoewel deze CO_2-reducerende categorieën in de praktijk veelal zullen worden gefinancierd via balansfinanciering omdat ze onderdeel uitmaken van een geïntegreerd bedrijfsproces, is het uitgangspunt van het ministerie van EZK dat de vermogenskostenvergoeding op basis van projectfinanciering wordt bepaald. Echter, hoewel balansfinanciering andere verhoudingen tussen vreemd en eigen vermogen en andere rendementen op vreemd en eigen vermogen met zich brengt, wijken de resulterende vermogenskostenvergoedingen en basisbedragen bij balansfinanciering niet significant af van een redelijke WACC[1] en basisbedragen bij toepassing van projectfinanciering.

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

Tabel 3.1
Samenvatting van gehanteerde financiële parameters voor de SDE++ 2023

Financiële parameters voor technologiecategorieën	Gehanteerde waarden
Rendement op vreemd vermogen Zon-pv, windenergie	4,5%
Rendement op vreemd vermogen Waterkracht, vrije stromingsenergie, zonthermie, PVT met warmtepomp, daglichtkas, elektrische boiler, CCU, industriële warmtepomp	5,5%
Rendement op vreemd vermogen Osmose, aquathermie, geothermie, verbranding en vergassing van biomassa, vergisting van biomassa, overige CO_2-reducerende categorieën	6,0%
Rendement op vreemd vermogen Renteafslag voor categorieën met groenfinanciering: zon-pv, waterkracht, osmose, zonthermie, PVT met warmtepomp, daglichtkas, geothermie, vergassing van biomassa, geavanceerde hernieuwbare brandstoffen, restwarmte	-0,4%
Rendement op eigen vermogen Zon-pv	11,0%
Rendement op eigen vermogen Windenergie	12,0%
Rendement op eigen vermogen Waterkracht, vrije stromingsenergie, zonthermie, PVT met warmtepomp, daglichtkas, elektrische boiler, CCU, industriële warmtepomp	13,0%
Rendement op eigen vermogen Osmose, aquathermie, geothermie, verbranding en vergassing van biomassa, vergisting van biomassa, overige CO_2-reducerende categorieën	14,5%
Verhouding tussen vreemd (VV) en eigen vermogen (EV) Zon-pv	85% VV / 15% EV
Verhouding tussen vreemd (VV) en eigen vermogen (EV) Windenergie	80% VV / 20% EV
Verhouding tussen vreemd (VV) en eigen vermogen (EV) Overige categorieën	70% VV / 30% EV
Vennootschapsbelasting Alle categorieën	25,8%
Inflatie Alle categorieën	2,0%
Afschrijvingstermijn Biomassaverbranding, -vergassing en warmtepomp categorieën, m.u.v. categorieën waarbij warmtepompen een onderdeel zijn van een groter systeem	12 jaar
Afschrijvingstermijn Overige categorieën	15 jaar

3.1.1 Rendement op vreemd vermogen

Het rendement op vreemd vermogen van leningen aan SDE++-projecten is doorgaans opgebouwd uit de risicovrije rente, benaderd door de rente op 10-jaarse Nederlandse staatsobligaties, plus een commerciële rentemarge als vergoeding voor het projectrisico aan de vermogensverstrekker. In afwijking van het vorige eindadvies is voor de rente gekeken naar 10-jaarse in plaats van 15-jaarse leningen. We zien in de praktijk namelijk dat de meeste leningen 10-jaarse leningen zijn vanwege de koppeling met de duur van de groenfinanciering. Na 10 jaar dient er dan herfinanciering plaats te

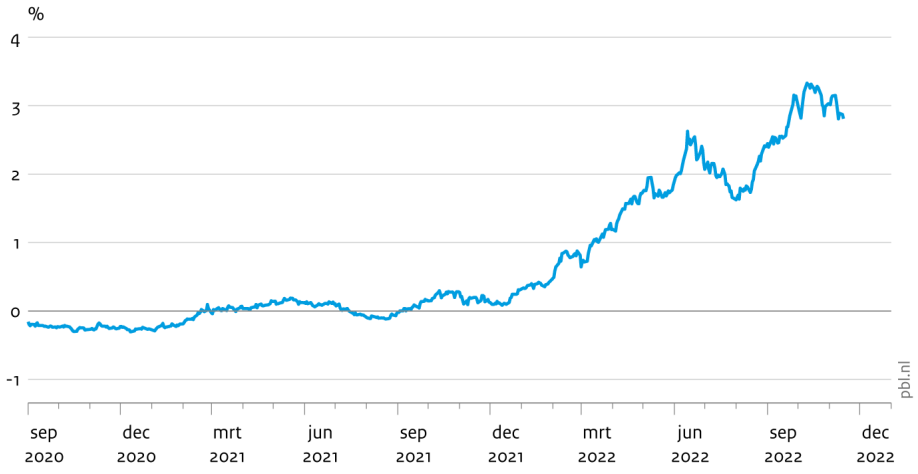
vinden. Aangezien slechts voor een beperkt deel van de oorspronkelijke lening herfinanciering nodig is, is het renterisico hiervan zeer beperkt. Verder willen banken zich qua tijdshorizon van de lening in de regel niet langer committeren dan 10 jaar. Daarom gaan we uit van een 10-jaarse lening.

Gegeven de toepassing van projectfinanciering is dit rentepercentage net als vorig jaar 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 gedeeld door de som van de rentedragende activa.

Het niveau en de volatiliteit van de rente zijn in de afgelopen 12 maanden sterk toegenomen, deze ontwikkeling wordt als een trendbreuk beschouwd. Dit geldt voor alle rentetarieven, waaronder de rente op 10-jaarse Nederlandse staatsleningen en de 10-jaarse IRS-rente.[2] Figuur 3.1 geeft de ontwikkeling weer voor de 10-jaarse IRS-rente over het afgelopen jaar. 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. De rente op Nederlandse staatsobligaties is berekend op basis van de slotkoersen (zie website beleggen.nl, geraadpleegd op 11 oktober 2022).

Figuur 3.1

Rentepercentage van 10-jaarse IRS-rente



Bron: Euro Interbank Offered Rate

Vanwege de trendbreuk is de historische rente over het afgelopen kalenderjaar niet representatief voor de tarieven waartegen projectontwikkelaars bij *financial close*[3] van SDE-projecten in 2023 geld

[2] Het verschil tussen de gemiddelde 10-jaarse IRS- en kapitaalmarktrente (benaderd met de rente op Nederlandse staatsobligaties) bedroeg 0,5 procent over de periode 11 april tot en met 10 oktober 2022. Deze *spread* is identiek aan het renteverschil in het vorige SDE++-eindadvies.

[3] De datum waarop alle project- en financieringsovereenkomsten tussen projectontwikkelaars en betrokken financiers zijn getekend en aan alle hierin opgenomen voorwaarden (zoals afgegeven

zullen kunnen lenen. Daarom hebben we in afwijking van eerdere jaren de rente bepaald voor een kortere referentieperiode dan 1 jaar en de rente berekend per SDE++ 2023-openstellingsdatum op basis van de huidige marktverwachtingen.

De IRS-ongewogen gemiddelde rente over een periode van 10 jaar bedroeg over de periode 11 april tot en met 15 november 2022 +2,3 procent. Echter, de rentevolatiliteit is ook over een kortere periode zeer aanzienlijk: op 11 april bedroeg de 10-jaarse IRS-rente nog 1,5 procent, per 10 oktober is deze opgelopen tot 3,3 procent en per 15 november weer gedaald naar 2,8 procent. Dit vergroot de kans dat een rentepercentage van 2,3 procent geen robuuste inschatting is van de werkelijke rente die SDE++ 2023-projecten zullen moeten betalen.

Vandaar dat de verwachte rente ook is berekend op basis van de huidige marktverwachtingen voor de rente per SDE++ 2023-openstellingsdatum uit de IRS-curve. Gegeven de verwachte openstelling van de SDE++ 2023 voor de zomer van 2023, mogelijk per 1 juli 2023, zal de 10-jaarse IRS-rente dan op 3,0 procent uitkomen.[4] Met deze benadering ligt het renterisico voor eventuele rentewijzigingen na de SDE++ 2023-openstellingsdatum bij de marktpartijen. Ook deze berekening is een momentopname, marktverwachtingen en daarmee rentes veranderen voortdurend.

De meest recente rentemarge is op basis van DNB-statistieken berekend voor 2021 en bedroeg 1,17 procent. Begin 2022 is de rentemarge verder gedaald.[5] Echter, de stijgende rente betekent dat de rentemarges op nieuwe contracten aanzienlijk zijn gestegen.[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 gestegen naar 1,5 procent voor de periode april tot en met september 2022.[7] Dit is een gemiddeld percentage voor leningen aan huishoudens en alle typen niet-financiële bedrijven, ongeacht hun risicoprofiel. 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 is daarmee 4,5 procent. Dit betekent een rentestijging van 2,8 procent ten opzichte van het eindadvies van vorig jaar.

De risico's voor verschaffers van vreemd vermogen verschillen significant tussen technologieën. Op basis van informatie uit consultatiegesprekken is de risico-opslag voor technologieën met een hoog operationeel en/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 – ten opzichte van technologieën met een laag risico verhoogd tot 1,5 procent. Met CO_2-reducerende technologieën zoals CCU en industriële warmtepompen is inmiddels ruime ervaring

---

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.

[4] De *forward starting swap rate* per 1 juli 2023 is berekend op basis van de slotkoersen van 10- en 11-jaarse IRS-rentes en de 7-maandse Euro-depositorente over de periode 1 tot en met 15 november 2022.

[5] Zie bijvoorbeeld VEB - Rentemarge ING terug op dieptepunt en VEB - Rentemarge ABN Amro weer in de knel.

[6] ECB (2022a), ECB Economisch bulletin nr 4 2022, p. 39.

[7] ECB (2022b), https://sdw.ecb.europa.eu/quickview.do?SERIES_KEY=304.RAI.M.NL.LMGBLNFCH.EUR.MIR.Z (geraadpleegd op 11 oktober 2022).

opgedaan, zodat deze categorieën niet langer tot de hoog risicocategorie maar tot de groep van technologieën met een gemiddeld risico behoren.

Voor technologieën met een gemiddeld risico – zoals waterkracht, vrije stromingsenergie, zonthermie, PVT met warmtepomp, daglichtkas, elektrische boilers, CCU en industriële warmtepompen – is de risico-opslag verhoogd naar 1,0 procent op basis van informatie uit de marktconsultatie. Dit zijn in de regel categorieën met kleinere projecten, met bijbehorende hogere projectrisico's.

Voor projecten met groenfinanciering is de afslag op het rentepercentage gestegen naar 0,4 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 hoger is dan afgelopen jaar en gemiddeld 0,5 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 0,1 procentpunt tot 0,4 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 zal wijzigen.

Allereerst komen zon-pv-projecten nog steeds generiek in aanmerking voor groenfinanciering, maar windenergieprojecten niet meer. 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 zon-pv- en windenergieprojecten. Voor windenergieprojecten zijn er maatregelen voor beperking van overlast in de omgeving en voor duurzaam materiaalgebruik in windturbines. Het merendeel van de windenergieprojecten kan hier niet aan voldoen. Voor zon-pv zijn er maatregelen gericht op biodiversiteit (specifiek voor grondopstellingen) en bevordering van circulariteit. Tijdens de marktconsultatie gaf een aantal partijen aan dat de eis van demontabele cellen en platen voor zon-pv per 1 januari 2024 niet of hooguit voor een beperkt aantal projecten haalbaar zal zijn. De eisen aan zon-pv in 2023 lijken wel haalbaar voor het merendeel van de projecten. Gegeven de openstelling van de SDE-regeling voor de zomer van 2023 en afgifte van SDE++-beschikkingen binnen de maximale periode van een half jaar, kunnen ontwikkelaars van zon-pv-projecten nog tegen de voorwaarden van 2023 een groenverklaring aanvragen. Daarnaast komen met de nieuwe Regeling groenprojecten 2022 de categorieën osmose en restwarmte generiek in aanmerking voor groenfinanciering.

Ten slotte is de wijze waarop de afsluitprovisie op de lening wordt meegenomen gewijzigd. Projectontwikkelaars financieren deze provisie in de praktijk mee met de investering. In aansluiting hierop wordt de afsluitprovisie in het onrendabele-topmodel niet langer via de operationele kosten, maar via de kapitaalkosten verrekend.

3.1.2 Rendement op eigen vermogen

Het benodigde rendement op eigen vermogen wordt beïnvloed door de opbrengsten van alternatieve bestedingen van het beschikbare kapitaal gegeven het risicoprofiel van projecten. Ook de ontwikkeling van de nominale risicovrije rente kan invloed hebben op het benodigde nominale

rendement. De risicovrije rente wordt benaderd door de rente op 10-jaarse Nederlandse staatsobligaties, deze is met circa 2,5 procent gestegen ten opzichte van het vorige eindadvies.

Uit het rendement op eigen vermogen dienen tevens de voorbereidingskosten (bijvoorbeeld kosten van geologisch onderzoek, haalbaarheidsstudies of vergunningen) gedekt te worden. Deze kostenposten zijn 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. Merk op dat participatiekosten volgens de uitgangspunten als winstdeling worden beschouwd, daarom wordt hiervoor niet gecompenseerd in het rendement op eigen vermogen.

Het gehanteerde nominale rendement op eigen vermogen is vanwege de stijging van de risicovrije rente verhoogd met 2,5 procent en bedraagt voor projecten met gemiddelde risico's 13,0 procent. Hiertoe behoren ook de categorieën CCU en industriële warmtepompen waarmee inmiddels ruime ervaring is opgedaan. 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 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 restwarmte, waterstof via elektrolyse en CCS lopen hogere risico's omdat toepassing van deze opties in de industrie nog niet gebruikelijk is.

De categorieën windenergie en zonne-energie zijn juist verder ontwikkeld dan andere technologieën en op grotere schaal uitgerold en kunnen daarmee beschouwd worden als *mainstream*-technologieën. Hiermee zijn de operationele en beleidsrisico's aanzienlijk lager dan bij de andere categorieën. Dit blijkt onder andere uit beschikbaarheidsgaranties die technologieleveranciers standaard voor wind- en zonne-energie afgeven.

De rendementen op eigen vermogen voor zon-pv en windenergie zijn eveneens met 2,5 procent verhoogd tot respectievelijk 11,0 en 12,0 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 worden meegenomen.

3.1.3 Verhouding tussen vreemd en eigen vermogen

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

De geobserveerde aandelen eigen vermogen in recent gefinancierde of 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 en windenergie, waar 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. Ook zijn er partijen die de eerste paar jaar na projectrealisatie profiteren van de hogere elektriciteitsprijzen en pas daarna de SDE++-beschikking laten ingaan. Desondanks is voor nieuwe zon-pv-projecten een verhouding tussen vreemd en eigen vermogen van 90 procent vreemd vermogen en 10 procent eigen vermogen in de regel niet langer haalbaar. Daarmee zijn ontwikkelaars gedwongen om meer eigen vermogen in te brengen en is de *leverage* aangepast naar 85 procent vreemd vermogen en 15 procent eigen vermogen. Om dezelfde reden is voor windenergieprojecten de verhouding tussen vreemd en eigen vermogen gewijzigd van 85 procent vreemd vermogen en 15 procent eigen vermogen naar 80 procent vreemd vermogen en 20 procent eigen vermogen. Voor de overige categorieën die met een minder groot aandeel vreemd vermogen worden gefinancierd, is de huidige verhouding tussen vreemd en eigen vermogen vooralsnog adequaat en deze is dan ook niet gewijzigd.

3.1.4 Vennootschapsbelasting

Met een aanvulling op het Belastingplan 2022 is het tarief voor de tweede schijf van de vennootschapsbelasting verhoogd van 25 procent tot 25,8 procent. Met het Belastingplan 2023 wordt per 1 januari 2023 het tarief voor de eerste schijf verhoogd van 15 naar 19 procent en de schijfgrens verlaagd van 395.000 naar 200.000 euro. Het plan moet nog worden goedgekeurd door de Tweede en Eerste Kamer. 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 inflateren 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.

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 een inflatiedoelstelling van 2 procent.

Het is inherent moeilijk om inflatieprognoses te maken voor een periode van in de regel 15 jaar vanaf de *financial close* van projecten. De *financial close* is in de regel een half tot een heel jaar na

verlening van de SDE++-beschikking. Hiervoor wordt de geharmoniseerde consumentenprijsindex (*harmonised index of consumer prices*, HICP) gebruikt. In afwijking van eerdere jaren kijken we niet naar de KEV omdat hierin geen projectie voor de levensduur van SDE-projecten wordt gegeven. Daarom is gekeken naar zowel de gerealiseerde inflatie over een langere tijdsperiode als naar inflatieprojecties.

Op basis van een tijdreeks over de periode 1997-2021 bedraagt de gerealiseerde HICP-inflatie gemiddeld 1,9 procent.[8] Als de recentste CPB-inflatieprojectie voor de jaren 2022 en 2023 hierbij wordt betrokken[9], dan is het gemiddelde 2,3 procent. Ook uit diverse projecties blijkt dat een inflatie van 2 procent op middellange termijn het meest waarschijnlijk wordt geacht. Zo heeft het CPB drie inflatiescenario's ontwikkeld voor 3-5 jaar vooruit.[10] Hoofdboodschap hierbij is dat de ECB er door geloofwaardig monetair beleid voor kan zorgen dat de inflatieverwachtingen in de eurozone voor de middellange termijn (3 tot 5 jaar) stabiel rond de ECB-inflatiedoelstelling van 2 procent liggen. Het risico op een instabiele en hoge inflatie met een loonprijsspiraal wordt klein geacht. Verder merkt het CPB op dat de marktgebaseerde Europese inflatieverwachtingen voor 5 tot 10 jaar vooruit, gemeten met 5y/5y *swaps*,[11] aan het begin van 2022 zijn gestegen tot iets meer dan 2 procent. Daarnaast zijn de inflatieverwachtingen van professionele voorspellers (SPF) voor een termijn van 5 jaar de afgelopen tijd toegenomen tot vlak boven de 2 procent. Ten slotte laat een recent ECB-onderzoek zien dat professionele voorspellers voor 2027 een mediane inflatie voor de Eurozone van 2,0 procent verwachten.[12] Op basis van zowel de gerealiseerde HICP-inflatie als diverse HICP-inflatieprojecties is het gemiddelde inflatiepercentage voor de SDE++ vastgesteld op 2,0 procent per jaar. Dit is een toename van 0,5 procent ten opzichte van het eindadvies SDE++ 2022.

3.1.6 Afschrijvingstermijn

Voor biomassaverbranding, -vergassing en warmtepompcategorieën (niet de categorieën waarbij warmtepompen slechts een onderdeel zijn van een groter systeem) wordt onveranderd uitgegaan van een subsidieduur van 12 jaar, voor de overige categorieën van 15 jaar. De duur van de lening en de afschrijvingstermijnen zijn 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. Bij projectfinanciering kan een geldverstrekker in de praktijk wensen dat de lening in een kortere periode, bijvoorbeeld 11 respectievelijk 14 jaar, wordt afgelost. Hierdoor verkrijgt de geldverstrekker meer zekerheid dat de lening ook geheel kan worden afgelost. Hiervoor wordt niet gecompenseerd in de basisbedragen.

[8] CPB (2022a), Actualisatie Verkenning middellange termijn tot en met 2030 (maart 2022).

[9] CPB (2022c), Macro-Economische Verkenning 2023 (september 2022)

[10] CPB (2022b), Inflatiescenario's (juni 2022).

[11] Deze *swaps* geven de verwachte gemiddelde inflatie weer over een periode van 5 jaar die over 5 jaar begint. Dit wordt afgeleid uit 5- en 10-jarige inflatie-*futures*.

[12] ECB (2022c), The ECB Survey of Professional Forecasters – Third quarter of 2022, July.

3.1.7 Vermogenskostenvergoeding

Het financiële totaalrendement wordt beschouwd als billijke vergoeding voor het totale risico van het project. Hoe risico's en rendementen worden verdeeld tussen geldverstrekker en projectontwikkelaar is bij de gegeven onderzoeksuitgangspunten niet van invloed op de geadviseerde basisbedragen. Tabel 3.2 toont per thema (geclusterde categorieën) de resulterende gewogen gemiddelde vermogenskostenvergoeding (WACC).

Tabel 3.2
Vermogenskostenvergoeding (WACC[a]) per thema voor de SDE++ 2023[b]

Thema	Gewogen gemiddelde vermogenskostenvergoeding (WACC) [nominaal / reëel]
Fotovoltaïsche zonnepanelen	4,2% / 2,2%
Windenergie	5,1% / 3,0%
Waterkracht	6,5% / 4,5%
Zonthermie, PVT met warmtepomp en daglichtkas	6,5% / 4,5%
Elektrische boiler, CCU, industriële warmtepomp	6,8% / 4,7%
Vergassing van biomassa	7,3% / 5,2%
Geothermie	7,3% / 5,2%
Geavanceerde hernieuwbare biobrandstoffen	7,3% / 5,2%
Restwarmte	7,3% / 5,2%
Osmose	7,3% / 5,2%
Aquathermie	7,5% / 5,4%
Verbranding van biomassa	7,5% / 5,4%
Vergisting en slibgisting	7,5% / 5,4%
Overige CO_2-reducerende categorieën	7,5% / 5,4%

[a] Getoond wordt de WACC na belasting, berekend als WACC=[aandeel eigen vermogen][rendement op eigen vermogen]+[aandeel vreemd vermogen]*[rendement op vreemd vermogen]*[1-vennootschapsbelasting].*
[b] Op basis van de Fisher-vergelijking geldt dat [1 + reële WACC] = [1 + nominale WACC] / [1 + inflatie].

3.2 Berekeningswijze correctiebedragen

3.2.1 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 2022 is dat de periode van september 2021 tot en met augustus 2022. De definitieve correctiebedragen voor 2023, waar in dit rapport verder niet over wordt geschreven, zullen in het begin van 2024 berekend worden aan de hand van de marktprijzen tussen 1 januari 2023 en 31 december 2023.

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. De voorlopige correctiebedragen voor categorieën die in het verleden reeds zijn opengesteld binnen de SDE, SDE+ of SDE++ staan in een afzonderlijke notitie.[13]

3.2.2 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 3.3. 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 3.3 gebruikte acroniemen – worden gegeven in tabel 3.4. Ter illustratie, berekeningswijze 14 voor kleinschalige warmte heeft als formule: (**TTF**[**LHV**] + **EB1** + **ODE1**) / 90 procent. Dit is te lezen als dat het correctiebedrag jaarlijks wordt aangepast aan de gerealiseerde gasprijs en aan de hoogte van de energiebelasting en de Opslag Duurzame Energie (ODE) voor de eerste schijf. Het conversierendement van 90 procent wordt niet jaarlijks herzien. Een uitgebreidere toelichting op deze parameters is te vinden

[13] Muller, M., S. Lensink & A. van der Welle (2022), Voorlopige correctiebedragen 2023 ten behoeve van de subsidieregelingen SDE++ en SCE, Den Haag: Planbureau voor de Leefomgeving.

in een eerdere PBL-publicatie[14], waarin de voorlopige correctiebedragen voor 2022 voor bestaande categorieën zijn uitgewerkt. Herijking van de 90 procent in een periode dat de energieprijzen hevig fluctueren, achten we niet verstandig. We hebben wel de typische vervangingsinstallatie (dus de keuze voor 70 of 90 procent van de gasprijs) herijkt. Daaruit volgt dat we voor de categorieën aquathermie, restwarmte en geothermie een verhouding van de warmteprijs ten opzichte van de aardgasprijs van 70 procent adviseren, terwijl we voor de overige hoofdzakelijk op biomassa gestookte ketels nog steeds 90 procent adviseren. Daar waar de berekeningswijze van de correctiebedragen bij een reeds bestaande categorie is aangepast ten opzichte van vorig jaar, wordt dit in het betreffende hoofdstuk waar de categorie wordt behandeld, nader geduid.

Tabel 3.3
Berekeningswijzen voor de correctiebedragen, basisprijzen en langetermijnprijzen

ID	Omschrijving	Modaliteit [eenheid]	Vlp. correctiebedrag 2023	Formule voorlopig correctiebedrag	Basisprijs	Formule basisprijs	Langetermijnprijs	Formule langetermijnprijs
1	Elektriciteit	Elek. [€/kWh]	0,2255	**EPEX**	0,0605	2/3 x LT_e	0,0907	LT_e
4	Elektriciteit-WOL	Elek. [€/kWh]	0,1860	**EPEX** x **PIF_WOL**	0,0414	2/3 x LT_e x LT_PIF_WOL	0,0620	LT_e x LT_PIF_WOL
6	Elektriciteit-zon-pv-netlevering	Elek. [€/kWh]	0,1499	**EPEX** x **PIF_PV**	0,0476	2/3 x LT_e x LT_PIF_PV	0,0714	LT_e x LT_PIF_PV
7	Elektriciteit-zon-pv-niet-netlevering, klein	Elek. [€/kWh]	0,1943	**EPEX** x **PIF_PV** + **EB3_e** + **ODE3_e** + **transport-tarief**	0,0920	2/3 x LT_e x LT_PIF_PV + EB3_e + ODE3_e + transporttarief	0,1158	LT_e x LT_PIF_PV + EB3_e + ODE3_e + transporttarief
8	Elektriciteit-zon-pv-niet-netlevering, groot	Elek. [€/kWh]	0,1847	**EPEX** x **PIF_PV** + **EB3_e** + **ODE3_e**	0,0824	2/3 x LT_e x LT_PIF_PV + EB3_e + ODE3_e	0,1062	LT_e x LT_PIF_PV + EB3_e + ODE3_e
13	Hernieuwbaar gas HHV	Gas [€/kWh	0,0755	**TTF[HHV]**	0,0300	2/3 x LT_g[HHV]	0,0450	LT_g[HHV]
14	Warmte, klein	Warmte [€/kWh]	0,1502	(**TTF[LHV]** + **EB1** + **ODE1**) / 90%	0,0939	(2/3 x LT_g[LHV] + EB1 + ODE1) / 90%	0,1124	(LT_g[LHV] + EB1 + ODE1) / 90%
15	Warmte, middelklein	Warmte [€/kWh]	0,1047	(**TTF[LHV]** + **EB2** + **ODE2**) / 90%	0,0485	(2/3 x LT_g[LHV] + EB2 + ODE2) / 90%	0,0670	(LT_g[LHV] + EB2 + ODE2) / 90%
16	Warmte, middelgroot	Warmte [€/kWh]	0,0993	(**TTF[LHV]** + **EB3** + **ODE 3**) / 90%	0,0430	(2/3 x LT_g[LHV] + EB3 + ODE3) / 90%	0,0616	(LT_g[LHV] + EB3 + ODE3) / 90%
17	Warmte, groot	Warmte [€/kWh]	0,0588	70% x **TTF[LHV]**	0,0233	70% x 2/3 x LT_g[LHV]	0,0350	70% x LT_g[LHV]
18	Warmte, groot	Warmte [€/kWh]	0,0755	90% x **TTF[LHV]**	0,0300	90% x 2/3 x LT_g[LHV]	0,0450	90% x LT_g[LHV]
20	Directe warmte	Warmte [€/kWh]	0,0893	**TTF[LHV]** + **EB3** + **ODE3**	0,0387	2/3*LT_g[LHV] + EB3 + ODE3	0,0554	LT_g[LHV] + EB3 + ODE3
23	WKK, klein	WKK [€/kWh]	project-specifiek	(**EPEX** + WK x (**TTF[LHV]** + **EB1** + **ODE1**) / 90%) / (1 + WK)	project-specifiek	(2/3 x LT_e + WK x (2/3 x LT_g[LHV] + EB1 + ODE1) / 90%)/(1 + WK-factor)	project-specifiek	(LT_e + WK x (LT_g[LHV] + EB1 + ODE1)/ 90%)/(1 + WK-factor)
24	WKK, middelklein	WKK [€/kWh]	project-specifiek	(**EPEX** + WK x (**TTF[LHV]** +	project-specifiek	(2/3 x LT_e + WK x (2/3 x LT_g[LHV] +	project-specifiek	(LT_e + WK x (LT_g[LHV] + EB2 + ODE2) /

[14] Pişcă, Marsidi, Van der Welle (2021), Voorlopige correctiebedragen 2022 voor de SDE++. Den Haag: Planbureau voor de Leefomgeving.

ID	Omschrijving	Modaliteit [eenheid]	Vlp. correctiebedrag 2023	Formule voorlopig correctiebedrag	Basisprijs	Formule basisprijs	Langetermijnprijs	Formule langetermijnprijs
				EB2 + **ODE2**) / 90%) / (1 + WK)		EB2 + ODE2) / 90%)/(1 + WK-factor)		90%)/(1 + WK-factor)
25	WKK, middelgroot	WKK [€/kWh]	projectspecifiek	(**EPEX** + WK x (**TTF[LHV]** + **EB3** + **ODE3**) / 90%) / (1 + WK)	projectspecifiek	(2/3 x LT_e + WK x (2/3 x LT_g[LHV] + EB3 + ODE3) / 90%)/(1 + WK-factor)	projectspecifiek	(LT_e + WK x (LT_g[LHV] + EB3 + ODE3) / 90%)/(1 + WK-factor)
30	Waterstof	Waterstof [€/kWh]	0,1015	(0,29 + 49 x **TTF[HHV]**) / 39,32	0,0448	(0,29 + 49 x 2/3 x LT_g[HHV])/39,32	0,0634	(0,29 + 49 x LT_g[HHV])/39,32
31	CCS	CCS [€/t]	0,0000	**EUA**	79,2844	2/3 x LT_CO_2	118,9267	LT_CO_2
35	CO_2-gebruik	CCU [€/t]	126,0868	**TTF[LHV]** / ketel_CO_2 x 1000 - 2/3 x 1000 x **EPEX**/wkk_CO_2	83,2947	(2/3 x LT_g[LHV]) / ketel_CO_2 x 1000 - 2/3 x 1000 x (2/3 x LT_e)/wkk_CO_2	124,9421	LT_g[LHV] / ketel_CO_2 x 1000 - 2/3 x 1000 x LT_e/wkk_CO_2
36	Benzine	Brandstoffen [€/kWh]	0,1074	**Ol**	0,0637	2/3 x LT_ol	0,0955	LT_ol
37	Benzine/diesel	Brandstoffen [€/kWh]	0,1056	57% x **ol** + 43% x **dies**	0,0629	2/3 x (57% x LG_ol + 43% x LT_dies)	0,0943	57% x LG_ol + 43% x LT_dies
38	Offshore elektrificatie	Elek. [€/kWh]	0,2921	3,48 x **TTF[LHV]**	0,1160	3,48 x 2/3 x LT_g[LHV]	0,1740	3,48 x LT_g[LHV]
.39	Hernieuwbaar gas LHV	Gas [€/kWh	0,0839	**TTF[LHV]**	0,0333	2/3 x LT_g[LHV]	0,0500	LT_g[LHV]
40	LNG	Brandstoffen [€/kWh]	0,0871	**TTF[LHV]** + 0,00319	0,0365	2/3 x LT_g[LHV] + 0,00319	0,0532	LT_g[LHV] + 0,00319
41	Glasoven	Warmte [€/kWh]	0,1358	(**TTF[LHV]** + **EB3** + **ODE3**) * 1,20 + (**EPEX** + **EB3_e** + **ODE3_e**) * 0,11	0,0570	2/3 x (2/3 x LT_g[LHV] + EB3 + ODE3) * 1,20 + (2/3 x LT_e + EB3_e + ODE3_e) * 1,13	0,0803	(LT_g[LHV] + EB3 + ODE3) * 1,20 + (LT_e + EB3_e + ODE3_e) * 1,13
42	FT	Brandstoffen [€/kWh]	0,1044	30% x **ol** + 70% x **dies**	0,0624	2/3 x (30% x LT_ol + 70% x LT_dies)	0,0935	30% x LT_ol + 70% x LT_dies
43	CCS geen ETS	CCS [€/t]	0,0000	Geen correctiebedrag	0,0000	Geen correctiebedrag	0,0000	Geen correctiebedrag
44	CO_2-gebruik incl. transportkosten	CCU [€/t]	141,0868	**TTF[LHV]** / ketel_CO_2 x 1000 - 2/3 x 1000 x **EPEX**/wkk_CO_2 + CO_2_transp_kost	98,2947	(2/3 x LT_g[LHV]) / ketel_CO_2 x 1000 - 2/3 x 1000 x (2/3 x LT_e)/wkk_CO_2 + CO_2_transp_kost	139,9421	LT_g[LHV] / ketel_CO_2 x 1000 - 2/3 x 1000 x LT_e/wkk_CO_2 + CO_2_transp_kost
45	CO_2-gebruik incl. vermeden OPEX, verhouding WKK ketel 90:10	CCU [€/t]	47,8840	**TTF[LHV]** / ketel_CO_2 x 1000 – 90% x 1000 x **EPEX**/wkk_CO_2 + CO_2_vermeden_OPEX_WKK_ketel	69,1032	(2/3 x LT_g[LHV]) / ketel_CO_2 x 1000 – 90% x 1000 x (2/3 x EPEX)/wkk_CO_2 + LT_CO_2_verm_opex	103,6547	LT_g[LHV] / ketel_CO_2 x 1000 – 90% x 1000 x EPEX/wkk_CO_2 + LT_CO_2_verm_opex

NB: vetgedrukte parameters die gedurende de subsidietermijn ieder jaar worden herberekend zijn: EPEX, PIF_WOL, PIF_PV, transporttarief, EB1, EB2, EB3, EB3_e, ODE1, ODE2, ODE3, ODE3_e, TTF[LHV], TTF[HHV], EUA, ol en dies.

Tabel 3.4
Gebruikte parameterwaarden voor de berekening van correctiebedragen en basisprijzen

Code	Omschrijving	Waarde	Eenheid	Berekeningswijze (alle gemiddelden zijn ongewogen)
EPEX	Elektriciteitsprijs	0,2255	€/kWh	Gemiddelde EPEX 1-9-2021 t/m 31-8-2022, incl. correctie voor blokken van 6 uur of langer met een negatieve elektriciteitsprijs
LT_e	Langetermijn-elektriciteitsprijs	0,0907	€/kWh	Gemiddelde reële prijzen elektriciteit basislast 2023-2037 (KEV 2022)
PIF_WOL	Profiel- en onbalansfactor windenergie op land	0,825	-	Gemiddelde 1-1-2021 t/m 31-12-2021
LT_PIF_WOL	Langetermijnfactor voor profiel en onbalansfactor windenergie op land	0,684	-	Gemiddelde 2023-2037 (KEV 2022)
PIF_PV	Profiel- en onbalansfactor zon-pv	0,665	-	Gemiddelde 1-1-2021 t/m 31-12-2021
LT_PIF_PV	Langetermijnfactor voor profiel en onbalansfactor zon-pv	0,790	-	Gemiddelde 2023-2037 (KEV 2022)
TTF[HHV]	Gasprijs in bovenwaarde	0,0755	€/kWh$_{HHV}$	Gemiddelde TTF 1-9-2021 t/m 31-8-2022, cal-23
TTF[LHV]	Gasprijs in onderwaarde	0,0839	€/kWh$_{LHV}$	Gemiddelde TTF 1-9-2021 t/m 31-8-2022, cal-23
LT_g[HHV]	Langetermijngasprijs in bovenwaarde	0,0450	€/kWh$_{HHV}$	Gemiddelde reële prijzen gas 2023-2037 (KEV 2022)
LT_g[LHV]	Langetermijngasprijs in onderwaarde	0,0500	€/kWh$_{LHV}$	Gemiddelde reële prijzen gas 2023-2037 (KEV 2022)
EUA	Prijs CO_2-emissierechten	77,1291	€/tCO_2	Gemiddelde EUA 1-9-2021 t/m 31-8-2022
LT_CO_2	Langetermijn-CO_2-prijs	118,9267	€/tCO_2	Gemiddelde reële prijzen CO_2 2023-2037 (KEV 2022)
transport	Marginale transporttarieven	0,0096	€/kWh	Gemiddelde netbeheerders 2022
WK	Warmtekrachtverhouding	-	-	Categorie-specifiek
EB3_e	Energiebelasting elektriciteit, 3e schijf	0,0348	€/kWh	Tarief 2022
ODE3_e	Opslag Duurzame Energie elektriciteit, 3e schijf			Tarief 2022
EB1	Energiebelasting gas, 1e schijf	0,0512	€/kWh$_{LHV}$	Tarief 2022
ODE1	Opslag Duurzame Energie gas, 1e schijf			Tarief 2022
EB2	Energiebelasting gas, 2e schijf	0,0103	€/kWh$_{LHV}$	Tarief 2022
ODE2	Opslag Duurzame Energie gas, 2e schijf			Tarief 2022
EB3	Energiebelasting gas, 3e schijf	0,0054	€/kWh$_{LHV}$	Tarief 2022
ODE3	Opslag Duurzame Energie gas, 3e schijf			Tarief 2022
Ol	Kale pompprijs benzine	0,1074	€/kWh$_{LHV}$	Gemiddelde 1-9-2021 t/m 31-8-2022 (CBS)
Dies	Kale pompprijs dieselprijs	0,1031	€/kWh$_{LHV}$	Gemiddelde 1-9-2021 t/m 31-8-2022 (CBS)

LT_ol	Langetermijn kale pomp-prijs benzine	0,0955	€/kWh$_{LHV}$	Gemiddelde 2021-2030 (KEV 2022)
LT_dies	Langetermijn kale pomp-prijs diesel	0,0927	€/kWh$_{LHV}$	Gemiddelde 2021-2030 (KEV 2022)
ketel_CO$_2$	CO$_2$ uit ketel tuinbouw	0,2187	kgCO$_2$/kWh$_{LHV}$	Gebaseerd op 56,5 kgCO$_2$/GJ_LHV aardgas en een WEcR-aandeel van 0,93
wkk_CO$_2$	CO$_2$ uit WKK tuinbouw	0,5832	kgCO$_2$/kWh$_e$	Gebaseerd op 56,5 kgCO$_2$/GJ_LHV aardgas, een WEcR-aandeel van 0,93 en een elektrisch rendement van 38 procent
GvO_e	Garantie van Oorsprong, certificaat voor elektriciteit	0,002	€/kWh$_e$	Gebaseerd op marktinformatie
HBE	Hernieuwbare Brandstof-eenheid	0,1318	€/kWh$_{LHV}$	Ongewogen gemiddelde dagelijkse midprijzen OLYX (in euro/GJ,LHV) voor geavanceerde HBE-2022-producten ('HBE 22 A') in de periode 1 september 2021 tot en met 31 augustus 2022, vermenigvuldigd met 2 (omdat elke geproduceerde geavanceerde hernieuwbare brandstofeenheid 2 HBE's krijgt) en vervolgens omgerekend naar euro/kWh_LHV.
ef_aardgas	Emissiefactor aardgas	56,5	kgCO$_2$/GJ$_{LHV}$	RVO (2022) - Nederlandse lijst van energiedragers en standaard CO$_2$-emissiefactoren, versie januari 2022
CO$_2$_transp_kost	CO$_2$-transportkosten	15	€/tCO$_2$	Marktinformatie 2021
CO$_2$_vermeden_opex_wkk_ketel	Vermeden OPEX WKK/ketel bij tuinder	12	€/tCO$_2$	Berekening op basis van studie van WUR (2016) - *Kwantitatieve informatie voor de glastuinbouw 2016-2017*, rekening houdend met een verhouding van 90 procent WKK en 10 procent ketel en inflatie t/m 2022.
LT_CO$_2$_verm_opex	Langetermijn vermeden OPEX WKK/ketel bij tuinder	15	€/tCO$_2$	Berekening op basis van studie WUR (2016) - *Kwantitatieve informatie voor de glastuinbouw 2016-2017*, rekening houdend met een verhouding van 90 procent WKK en 10 procent ketel en inflatie t/m helft van subsidieduur van 15 jaar
HG_g_besparing	Besparing van gas door hybride glasoven t.o.v. conventionele glasoven uitgedrukt per ingaande elektriciteit hybride glasoven	1,20	kWh$_{LHV}$/kWh$_e$	Berekening: (913 (kWh$_{LHV}$ / t_glas in conventionele glasoven) - 158 (kWh$_{LHV}$ / t_glas in hybride glasoven)) / 631 (kWh$_e$ / t_glas in hybride glasoven) = 1,20 kWh$_{LHV}$ vermeden gas per kWh elektriciteitsinput hybride glasoven. Berekening op basis van marktinformatie 2021.
HG_e_besparing	Besparing van elektriciteit door hybride glasoven t.o.v. conventionele glasoven uitgedrukt per ingaande elektriciteit hybride glasoven	0,11	kWh$_e$/kWh$_e$	Berekening: 69 (kWh$_e$ / t_glas in conventionele glasoven)/631 (kWh$_e$ / t_glas in hybride glasoven) = 0,11 kWh$_e$ bespaarde elektriciteit per elektriciteitsinput hybride glasoven. Berekening op basis van marktinformatie 2021.

3.3 Basisprijzen en correctiebedragen

Tabel 3.5 geeft een overzicht van de berekende prijzen. In de hoofdstukken over de specifieke technologieën is te lezen waar de berekeningswijzen van de correctiebedragen verschillen ten opzichte van de berekeningswijze van de categorie in eerdere jaren.

De ETS-voordelen die in de afzonderlijke categorieën getoond worden, zijn bepaald aan de hand van de beslisboom in bijlage 4. Deze waarde moet gelezen worden als de meest representatieve waarde voor het ETS-voordeel in een categorie, als een ETS-voordeel op een project van toepassing is. Als op een project geen ETS-voordeel van toepassing is, dient het voordeel als 0 gelezen te worden. Voor verder informatie over de ETS-correctie wordt verwezen naar de RVO-website.

Tabel 3.5a
Overzicht correcties: energie uit water

Categorie	Eenheid	Berekeningswijze correctiebedrag [Methode ID]	Langetermijnprijs [€/eenheid]	Bodemprijs of basisprijs [€/eenheid]	Voorlopig correctiebedrag [€/eenheid]	Voorlopige GvO- of HBE-waarde [€/eenheid]	Voorlopige ETS-correctie [€/eenheid]
Waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm	kWh	1	0,0907	0,0605	0,2255	0,0000	0,0000
Waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm, renovatie	kWh	1	0,0907	0,0605	0,2255	0,0000	0,0000
Waterkracht, valhoogte < 50 cm	kWh	1	0,0907	0,0605	0,2255	0,0000	0,0000
Osmose	kWh	1	0,0907	0,0605	0,2255	0,0000	0,0000
Aquathermie, thermische energie uit oppervlaktewater (TEO), geen basislast	kWh	17	0,0350	0,0233	0,0588	0,0000	0,0016
Aquathermie, thermische energie uit oppervlaktewater (TEO), basislast	kWh	17	0,0350	0,0233	0,0588	0,0000	0,0016
Aquathermie, thermische energie uit oppervlaktewater (TEO), basislast zonder warmte-opslag	kWh	17	0,0350	0,0233	0,0588	0,0000	0,0016
Aquathermie, thermische energie uit oppervlaktewater voor directe toepassing (TEO-d)	kWh	17	0,0350	0,0233	0,0588	0,0000	0,0130
Aquathermie, thermische energie uit afvalwater (TEA)	kWh	17	0,0350	0,0233	0,0588	0,0000	0,0016
Lucht-waterwarmtepomp (LWWP), geen basislast	kWh	17	0,0350	0,0233	0,0588	0,0000	0,0016

Tabel 3.5b
Overzicht correcties: zonne-energie

Categorie	Eenheid	Berekeningswijze correctiebedrag [Methode ID]	Langetermijnprijs (gewogen) [€/eenheid]	Bodemprijs of basisprijs [€/eenheid]	Voorlopig correctiebedrag [€/eenheid]	Voorlopige GvO- of HBE-waarde [€/eenheid]	Voorlopige ETS-correctie [€/eenheid]
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥15 kWp en <1 MWp, gebouwgebonden (net = 70%)	kWh	netlevering: 6, niet-netlevering: 7	0,1003	netlevering: 0,0476, niet-netlevering: 0,092	netlevering: 0.1499, niet-netlevering: 0.1943	netlevering: 0.002, niet-netlevering: 0	0,0000
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥15 kWp en <1 MWp, grondgebonden (net = 70%)	kWh	netlevering: 6, niet-netlevering: 7	0,0936	netlevering: 0,0476, niet-netlevering: 0,092	netlevering: 0.1499, niet-netlevering: 0.1943	netlevering: 0.002, niet-netlevering: 0	0,0000

Categorie	Eenheid	Berekeningswijze correctiebedrag [Methode ID]	Langetermijnprijs (gewogen) [€/eenheid]	Bodemprijs of basisprijs [€/eenheid]	Voorlopig correctiebedrag [€/eenheid]	Voorlopige GvO- of HBE-waarde [€/eenheid]	Voorlopige ETS-correctie [€/eenheid]
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥15 kWp en <1 MWp, grondgebonden inclusief landschap & natuur (net = 70%)	kWh	netlevering: 6, niet-netlevering: 7	0,0936	netlevering: 0,0476, niet-netlevering: 0,092	netlevering: 0.1499, niet-netlevering: 0.1943	netlevering: 0.002, niet-netlevering: 0	0,0000
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥15 kWp en <1 MWp, drijvend op water (net = 70%)	kWh	netlevering: 6, niet-netlevering: 7	0,0936	netlevering: 0,0476, niet-netlevering: 0,092	netlevering: 0.1499, niet-netlevering: 0.1943	netlevering: 0.002, niet-netlevering: 0	0,0000
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥15 kWp en <1 MWp, drijvend op water inclusief landschap & natuur (net = 70%)	kWh	netlevering: 6, niet-netlevering: 7	0,0936	netlevering: 0,0476, niet-netlevering: 0,092	netlevering: 0.1499, niet-netlevering: 0.1943	netlevering: 0.002, niet-netlevering: 0	0,0000
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, gebouwgebonden (net = 70%)	kWh	netlevering: 6, niet-netlevering: 8	0,0923	netlevering: 0,0476, niet-netlevering: 0,0824	netlevering: 0.1499, niet-netlevering: 0.1847	netlevering: 0.002, niet-netlevering: 0	0,0000
Fotovoltaïsche zonnepanelen, 1-20 MWp, grondgebonden (net = 70%)	kWh	netlevering: 6, niet-netlevering: 8	0,0749	netlevering: 0,0476, niet-netlevering: 0,0824	netlevering: 0,1499, niet-netlevering: 0,1847	netlevering: 0,002, niet-netlevering: 0	0,0000
Fotovoltaïsche zonnepanelen, 1-20 MWp, grondgebonden inclusief landschap & natuur (net = 70%)	kWh	netlevering: 6, niet-netlevering: 8	0,0749	netlevering: 0,0476, niet-netlevering: 0,0824	netlevering: 0,1499, niet-netlevering: 0,1847	netlevering: 0,002, niet-netlevering: 0	0,0000
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 20 MWp, grondgebonden (net = 70%)	kWh	netlevering: 6, niet-netlevering: 8	0,0714	netlevering: 0,0476, niet-netlevering: 0,0824	netlevering: 0,1499, niet-netlevering: 0,1847	netlevering: 0,002, niet-netlevering: 0	0,0000
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 20 MWp, grondgebonden inclusief landschap & natuur (net = 70%)	kWh	netlevering: 6, niet-netlevering: 8	0,0714	netlevering: 0,0476, niet-netlevering: 0,0824	netlevering: 0,1499, niet-netlevering: 0,1847	netlevering: 0,002, niet-netlevering: 0	0,0000
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, drijvend op water (net = 70%)	kWh	netlevering: 6, niet-netlevering: 8	0,0749	netlevering: 0,0476, niet-netlevering: 0,0824	netlevering: 0,1499, niet-netlevering: 0,1847	netlevering: 0,002, niet-netlevering: 0	0,0000
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, drijvend op water inclusief landschap & natuur (net = 70%)	kWh	netlevering: 6, niet-netlevering: 8	0,0749	netlevering: 0,0476, niet-netlevering: 0,0824	netlevering: 0,1499, niet-netlevering: 0,1847	netlevering: 0,002, niet-netlevering: 0	0,0000
Fotovoltaïsche zonnepanelen, 1-20 MWp, zonvolgend op land (net = 70%)	kWh	netlevering: 6, niet-netlevering: 8	0,0749	netlevering: 0,0476, niet-netlevering: 0,0824	netlevering: 0,1499, niet-netlevering: 0,1847	netlevering: 0,002, niet-netlevering: 0	0,0000
Fotovoltaïsche zonnepanelen, 1-20 MWp, zonvolgend op land inclusief landschap & natuur (net = 70%)	kWh	netlevering: 6, niet-netlevering: 8	0,0749	netlevering: 0,0476, niet-netlevering: 0,0824	netlevering: 0,1499, niet-netlevering: 0,1847	netlevering: 0,002, niet-netlevering: 0	0,0000
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 20 MWp, zonvolgend op land (net = 70%)	kWh	netlevering: 6, niet-netlevering: 8	0,0714	netlevering: 0,0476, niet-netlevering: 0,0824	netlevering: 0,1499, niet-netlevering: 0,1847	netlevering: 0,002, niet-netlevering: 0	0,0000
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 20 MWp, zonvolgend op land inclusief landschap & natuur (net = 70%)	kWh	netlevering: 6, niet-netlevering: 8	0,0714	netlevering: 0,0476, niet-netlevering: 0,0824	netlevering: 0,1499, niet-netlevering: 0,1847	netlevering: 0,002, niet-netlevering: 0	0,0000
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, zonvolgend op water (net = 70%)	kWh	netlevering: 6, niet-netlevering: 8	0,0749	netlevering: 0,0476, niet-netlevering: 0,0824	netlevering: 0,1499, niet-netlevering: 0,1847	netlevering: 0,002, niet-netlevering: 0	0,0000

Categorie	Eenheid	Berekeningswijze correctiebedrag [Methode ID]	Langetermijnprijs (gewogen) [€/eenheid]	Bodemprijs of basisprijs [€/eenheid]	Voorlopig correctiebedrag [€/eenheid]	Voorlopige GvO- of HBE-waarde [€/eenheid]	Voorlopige ETS-correctie [€/eenheid]
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, zonvolgend op water inclusief landschap & natuur (net = 70%)	kWh	netlevering: 6, niet-netlevering: 8	0,0749	netlevering: 0,0476, niet-netlevering: 0,0824	netlevering: 0,1499, niet-netlevering: 0,1847	netlevering: 0,002, niet-netlevering: 0	0,0000
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥15 kWp en <1 MWp, gebouwgebonden (net = 50%)	kWh	netlevering: 6, niet-netlevering: 7	0,1003	netlevering: 0,0476, niet-netlevering: 0,092	netlevering: 0,1499, niet-netlevering: 0,1943	netlevering: 0,002, niet-netlevering: 0	0,0000
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥15 kWp en <1 MWp, grondgebonden (net = 50%)	kWh	netlevering: 6, niet-netlevering: 7	0,0936	netlevering: 0,0476, niet-netlevering: 0,092	netlevering: 0,1499, niet-netlevering: 0,1943	netlevering: 0,002, niet-netlevering: 0	0,0000
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥15 kWp en <1 MWp, grondgebonden inclusief landschap & natuur (net = 50%)	kWh	netlevering: 6, niet-netlevering: 7	0,0936	netlevering: 0,0476, niet-netlevering: 0,092	netlevering: 0,1499, niet-netlevering: 0,1943	netlevering: 0,002, niet-netlevering: 0	0,0000
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥15 kWp en <1 MWp, drijvend op water (net = 50%)	kWh	netlevering: 6, niet-netlevering: 7	0,0936	netlevering: 0,0476, niet-netlevering: 0,092	netlevering: 0,1499, niet-netlevering: 0,1943	netlevering: 0,002, niet-netlevering: 0	0,0000
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥15 kWp en <1 MWp, drijvend op water inclusief landschap & natuur (net = 50%)	kWh	netlevering: 6, niet-netlevering: 7	0,0936	netlevering: 0,0476, niet-netlevering: 0,092	netlevering: 0,1499, niet-netlevering: 0,1943	netlevering: 0,002, niet-netlevering: 0	0,0000
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, gebouwgebonden (net = 50%)	kWh	netlevering: 6, niet-netlevering: 8	0,0923	netlevering: 0,0476, niet-netlevering: 0,0824	netlevering: 0,1499, niet-netlevering: 0,1847	netlevering: 0,002, niet-netlevering: 0	0,0000
Fotovoltaïsche zonnepanelen, 1-20 MWp, grondgebonden (net = 50%)	kWh	netlevering: 6, niet-netlevering: 8	0,0749	netlevering: 0,0476, niet-netlevering: 0,0824	netlevering: 0,1499, niet-netlevering: 0,1847	netlevering: 0,002, niet-netlevering: 0	0,0000
Fotovoltaïsche zonnepanelen, 1-20 MWp, grondgebonden inclusief landschap & natuur (net = 50%)	kWh	netlevering: 6, niet-netlevering: 8	0,0749	netlevering: 0,0476, niet-netlevering: 0,0824	netlevering: 0,1499, niet-netlevering: 0,1847	netlevering: 0,002, niet-netlevering: 0	0,0000
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 20 MWp, grondgebonden (net = 50%)	kWh	netlevering: 6, niet-netlevering: 8	0,0714	netlevering: 0,0476, niet-netlevering: 0,0824	netlevering: 0,1499, niet-netlevering: 0,1847	netlevering: 0,002, niet-netlevering: 0	0,0000
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 20 MWp, grondgebonden inclusief landschap & natuur (net = 50%)	kWh	netlevering: 6, niet-netlevering: 8	0,0714	netlevering: 0.0476, niet-netlevering: 0.0824	netlevering: 0,1499, niet-netlevering: 0,1847	netlevering: 0,002, niet-netlevering: 0	0,0000
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, drijvend op water (net = 50%)	kWh	netlevering: 6, niet-netlevering: 8	0,0749	netlevering: 0,0476, niet-netlevering: 0,0824	netlevering: 0,1499, niet-netlevering: 0,1847	netlevering: 0,002, niet-netlevering: 0	0,0000
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, drijvend op water inclusief landschap & natuur (net = 50%)	kWh	netlevering: 6, niet-netlevering: 8	0,0749	netlevering: 0,0476, niet-netlevering: 0,0824	netlevering: 0,1499, niet-netlevering: 0,1847	netlevering: 0,002, niet-netlevering: 0	0,0000
Zonthermie, ≥140 kWth tot 1 MWth	kWh_{th}	15	0,0670	0,0485	0,1047	0,0000	0,0017
Zonthermie, ≥1 MWth	kWh_{th}	16	0,0616	0,0430	0,0993	0,0000	0,0017
PVT met warmtepomp	kWh_{th}	15	0,0670	0,0485	0,1047	0,0000	0,0016
PVT met bestaande warmtepomp	kWh_{th}	15	0,0670	0,0485	0,1047	0,0000	0,0016
Daglichtkas	kWh_{th}	17	0,0350	0,0233	0,0588	0,0000	0,0017

Tabel 3.5c
Overzicht correcties: windenergie

Categorie	Eenheid	Berekenings-wijze correctie-bedrag [Methode ID]	Langetermijn-prijs [€/eenheid]	Bodemprijs of basisprijs [€/eenheid]	Voorlopig cor-rectiebedrag [€/eenheid]	Voorlopige GvO- of HBE-waarde [€/eenheid]	Voorlopige ETS-correctie [€/eenheid]
Wind op land, ≥ 8,5 m/s	kWh	4	0,0620	0,0414	0,1860	0,0020	0,0000
Wind op land, ≥ 8 en < 8,5 m/s	kWh	4	0,0620	0,0414	0,1860	0,0020	0,0000
Wind op land, ≥ 7,5 en < 8 m/s	kWh	4	0,0620	0,0414	0,1860	0,0020	0,0000
Wind op land, ≥ 7,0 en < 7,5 m/s	kWh	4	0,0620	0,0414	0,1860	0,0020	0,0000
Wind op land, ≥ 6,75 en < 7,0 m/s	kWh	4	0,0620	0,0414	0,1860	0,0020	0,0000
Wind op land, < 6,75 m/s	kWh	4	0,0620	0,0414	0,1860	0,0020	0,0000
Wind op land, hoogtebeperkt ≥ 8,5 m/s	kWh	4	0,0620	0,0414	0,1860	0,0020	0,0000
Wind op land, hoogtebeperkt ≥ 8 en < 8,5 m/s	kWh	4	0,0620	0,0414	0,1860	0,0020	0,0000
Wind op land, hoogtebeperkt ≥ 7,5 en < 8 m/s	kWh	4	0,0620	0,0414	0,1860	0,0020	0,0000
Wind op land, hoogtebeperkt ≥ 7,0 en < 7,5 m/s	kWh	4	0,0620	0,0414	0,1860	0,0020	0,0000
Wind op land, hoogtebeperkt ≥ 6,75 en < 7,0 m/s	kWh	4	0,0620	0,0414	0,1860	0,0020	0,0000
Wind op land, hoogtebeperkt < 6,75 m/s	kWh	4	0,0620	0,0414	0,1860	0,0020	0,0000
Wind op waterke-ringen, ≥ 8,5 m/s	kWh	4	0,0620	0,0414	0,1860	0,0020	0,0000
Wind op waterke-ringen, ≥ 8 en < 8,5 m/s	kWh	4	0,0620	0,0414	0,1860	0,0020	0,0000
Wind op waterke-ringen, ≥ 7,5 en < 8 m/s	kWh	4	0,0620	0,0414	0,1860	0,0020	0,0000
Wind op waterke-ringen, ≥ 7,0 en < 7,5 m/s	kWh	4	0,0620	0,0414	0,1860	0,0020	0,0000
Wind op waterke-ringen, ≥ 6,75 en < 7,0 m/s	kWh	4	0,0620	0,0414	0,1860	0,0020	0,0000
Wind op waterke-ringen, < 6,75 m/s	kWh	4	0,0620	0,0414	0,1860	0,0020	0,0000

Tabel 3.5d
Overzicht correcties: geothermie

Categorie	Een-heid	Berekeningswijze correctiebedrag (Methode ID)	Langetermijn-prijs [€/eenheid]	Bodemprijs of basisprijs [€/eenheid]	Voorlopig cor-rectiebedrag [€/eenheid]	Voorlopige GvO- of HBE-waarde [€/eenheid]	Voorlopige ETS-correctie [€/eenheid]
Ondiepe geothermie (geen basislast)	kWh_{th}	17	0,0350	0,0233	0,0588	0,0000	0,0016
Ondiepe geothermie (basislast)	kWh_{th}	17	0,0350	0,0233	0,0588	0,0000	0,0016
Diepe geothermie (basislast); < 12 MWth	kWh_{th}	17	0,0350	0,0233	0,0588	0,0000	0,0017
Diepe geothermie (basislast); 12-20 MWth	kWh_{th}	17	0,0350	0,0233	0,0588	0,0000	0,0017

Diepe geothermie (basislast); ≥20 MWth	kWh_{th}	17	0,0350	0,0233	0,0588	0,0000	0,0017
Diepe geothermie (basislast) hoge temperatuur warmtenet (inclusief warmtepomp)	kWh_{th}	17	0,0350	0,0233	0,0588	0,0000	0,0016
Diepe geothermie (middenlast)	kWh_{th}	17	0,0350	0,0233	0,0588	0,0000	0,0017
Diepe geothermie (geen basislast)	kWh_{th}	17	0,0350	0,0233	0,0588	0,0000	0,0017
Diepe geothermie (uitbreiding)	kWh_{th}	17	0,0350	0,0233	0,0588	0,0000	0,0017
Ultradiepe geothermie	kWh_{th}	17	0,0350	0,0233	0,0588	0,0000	0,0174

Tabel 3.5e
Overzicht correcties: verbranding en vergassing van biomassa

Categorie	Eenheid	Berekeningswijze correctiebedrag [Methode ID]	Langetermijnprijs [€/eenheid]	Bodemprijs of basisprijs [€/eenheid]	Voorlopig correctiebedrag [€/eenheid]	Voorlopige GvO- of HBE-waarde [€/eenheid]	Voorlopige ETS-correctie [€/eenheid]
Groen gas uit biomassa (≥95% biogeen)	kWh	13	0,0450	0,0300	0,0755	0,0000	0,0000
Groen gas uit biomassa (B-hout)	kWh	13	0,0450	0,0300	0,0755	0,0000	0,0000
Groen gas uit afval	kWh	13	0,0450	0,0300	0,0755	0,0000	0,0000
Waterstof uit afval	kWh	30	0,0634	0,0448	0,1015	0,0000	0,0000
Waterstof uit biomassa	kWh	30	0,0634	0,0448	0,1015	0,0000	0,0000
Ketel op vaste biomassa 0,5 - 5 MW_{th}	kWh	16	0,0616	0,0430	0,0993	0,0000	0,0017
Ketel op vaste biomassa 5 MW_{th} (8500h)	kWh	17	0,0350	0,0233	0,0588	0,0000	0,0174
Ketel op vaste biomassa 5 MW_{th} (8000h)	kWh	17	0,0350	0,0233	0,0588	0,0000	0,0174
Ketel op vaste biomassa 5 MW_{th} (7500h)	kWh	17	0,0350	0,0233	0,0588	0,0000	0,0174
Ketel op vaste biomassa 5 MW_{th} (7000h)	kWh	17	0,0350	0,0233	0,0588	0,0000	0,0174
Ketel op vaste biomassa 5 MW_{th} (6500h)	kWh	17	0,0350	0,0233	0,0588	0,0000	0,0174
Ketel op vaste biomassa 5 MW_{th} (6000h)	kWh	17	0,0350	0,0233	0,0588	0,0000	0,0174
Ketel op vaste biomassa 5 MW_{th} (5500h)	kWh	17	0,0350	0,0233	0,0588	0,0000	0,0174
Ketel op vaste biomassa 5 MW_{th} (5000h)	kWh	17	0,0350	0,0233	0,0588	0,0000	0,0174
Ketel op vaste biomassa 5 MW_{th} (4500h)	kWh	17	0,0350	0,0233	0,0588	0,0000	0,0174
Ketel op B-hout	kWh	17	0,0350	0,0233	0,0588	0,0000	0,0174
Ketel op vloeibare biomassa	kWh	16	0,0616	0,0430	0,0993	0,0000	0,0017
Ketel stoom uit houtpellets 5 - 50 MW_{th}	kWh	17	0,0350	0,0233	0,0588	0,0000	0,0174
Ketel stoom uit houtpellets > 50 MW_{th}	kWh	17	0,0350	0,0233	0,0588	0,0000	0,0174
Warmte uit houtpellets >10 MW_{th}	kWh	17	0,0350	0,0233	0,0588	0,0000	0,0017
Levensduurverlenging ketel op vaste of vloeibare biomassa 0,5-5 MW_{th}	kWh	16	0,0616	0,0430	0,0993	0,0000	0,0017
Levensduurverlenging ketel op vaste of vloeibare biomassa > 5 MW_{th}	kWh	17	0,0350	0,0233	0,0588	0,0000	0,0017
Directe inzet van houtpellets voor industriële toepassingen	kWh	20	0,0554	0,0387	0,0893	0,0000	0,0174

Tabel 3.5f
Overzicht correcties: vergisting van biomassa

Categorie	Eenheid	Berekenings-wijze correctie-bedrag [Methode ID]	Langetermijn-prijs [€/eenheid]	Bodemprijs of basisprijs [€/eenheid]	Voorlopig cor-rectiebedrag [€/eenheid]	Voorlopige GvO- of HBE-waarde [€/eenheid]	0,0000
Levensduurverlenging monomestvergisting kleinschalig, ombouw naar hernieuwbaar gas	kWh	13	0,0450	0,0300	0,0755	0,0000	0,0174
Levensduurverlenging monomestvergisting Kleinschalig, Warmte	kWh	16	0,0616	0,0430	0,0993	0,0000	0,0063
Levensduurverlenging monomestvergisting kleinschalig, gecombi-neerde opwekking	kWh	23	0,0986	0,0726	0,1981	0,0000	0,0000
Levensduurverlenging monomestvergisting kleinschalig, hernieuw-baar gas	kWh	13	0,0450	0,0300	0,0755	0,0000	0,0000
Levensduurverlenging grootschalige allesvergis-ting, ombouw naar her-nieuwbaar gas	kWh	13	0,0450	0,0300	0,0755	0,0000	0,0174
Levensduur verlenging grootschalige allesvergis-ting, warmte	kWh	16	0,0616	0,0430	0,0993	0,0000	0,0089
Levensduurverlenging grootschalige allesvergis-ting, gecombineerde op-wekking	kWh	25	0,0758	0,0515	0,1608	0,0000	0,0000
Levensduurverlenging grootschalige allesvergis-ting, hernieuwbaar gas	kWh	13	0,0450	0,0300	0,0755	0,0000	0,0017
Compostering champost, warmte	kWh	16	0,0616	0,0430	0,0993	0,0000	0,0007
Verbeterde slibgisting, gecombineerde opwek-king	kWh	24	0,0813	0,0557	0,1775	0,0000	0,0000
Verbeterde slibgisting GG, hernieuwbaar gas	kWh	13	0,0450	0,0300	0,0755	0,0000	0,0017
Verbeterde slibgisting, warmte	kWh	16	0,0616	0,0430	0,0993	0,0000	0,0174
Monomestvergisting grootschalig, warmte	kWh	16	0,0616	0,0430	0,0993	0,0000	0,0051
Monomestvergisting grootschalig, gecombi-neerde opwekking	kWh	25	0,0822	0,0554	0,1888	0,0000	0,0000
Monomestvergisting Grootschalig, hernieuw-baar gas	kWh	13	0,0450	0,0300	0,0755	0,0000	0,0174
Monomestvergisting Kleinschalig, Warmte	kWh	16	0,0616	0,0430	0,0993	0,0000	0,0063
Monomestvergisting kleinschalig, gecombi-neerde opwekking	kWh	23	0,0986	0,0726	0,1981	0,0000	0,0000
Monomestvergisting kleinschalig, hernieuw-baar gas	kWh	13	0,0450	0,0300	0,0755	0,0000	0,0174
Grootschalige allesvergis-ting, warmte	kWh	16	0,0616	0,0430	0,0993	0,0000	0,0089
Grootschalige allesvergis-ting, gecombineerde op-wekking	kWh	25	0,0758	0,0515	0,1608	0,0000	0,0000
Grootschalige allesvergis-ting, hernieuwbaar gas	kWh	13	0,0450	0,0300	0,0755	0,0000	0,0000

Tabel 3.5g
Overzicht correcties: geavanceerde hernieuwbare brandstoffen

Categorie	Eenheid	Berekeningswijze correctiebedrag (Methode ID}	Langetermijnprijs [€/eenheid]	Bodemprijs of basisprijs [€/eenheid]	Voorlopig correctiebedrag [€/eenheid]	Voorlopige GvO- of HBE-waarde [€/eenheid]	Voorlopige ETS-correctie [€/eenheid]
Bio-ethanol uit lignocellulosehoudende biomassa	kWh	36	0,0955	0,0637	0,1074	0,1318	0,0000
Bio-LNG uit monomestvergisting	kWh	40	0,0532	0,0365	0,0871	0,1318	0,0000
Bio-LNG uit allesvergisting	kWh	40	0,0532	0,0365	0,0871	0,1318	0,0000
Biomethanol uit lignocellulose biomassa	kWh	36	0,0955	0,0637	0,1074	0,1318	0,0000
Drop-in biobrandstoffen uit lignocellulosehoudende biomassa	kWh	42	0,0935	0,0624	0,1044	0,1318	0,0000

Tabel 3.5h
Overzicht correcties: elektrische boiler, warmtepomp, elektrificatie offshore productieplatformen, en hybride glasoven

Categorie	Eenheid	Berekeningswijze correctiebedrag (Methode ID}	Langetermijnprijs [€/eenheid]	Bodemprijs of basisprijs [€/eenheid]	Voorlopig correctiebedrag [€/eenheid]	Voorlopige GvO- of HBE-waarde [€/eenheid]	Voorlopige ETS-correctie [€/eenheid]
Grootschalige elektrische boilers	kWh	18	0,0450	0,0300	0,0755	0,0000	0,0061
Grootschalige warmtepomp gesloten systeem (8000 uur)	kWh	17	0,0350	0,0233	0,0588	0,0000	0,0125
Grootschalige warmtepomp gesloten systeem (3000 uur)	kWh	17	0,0350	0,0233	0,0588	0,0000	0,0125
Grootschalige warmtepomp open systeem (8000 uur)	kWh	17	0,0350	0,0233	0,0588	0,0000	0,0149
Grootschalige warmtepomp open systeem (3000 uur)	kWh	17	0,0350	0,0233	0,0588	0,0000	0,0149
Elektrificatie bestaand offshore productieplatform	kWh	38	0,1740	0,1160	0,2921	0,0000	0,0546
Elektrificatie nieuw offshore productieplatform	kWh	38	0,1740	0,1160	0,2921	0,0000	0,0546
Onshore compressie met bestaande compressor	kWh	38	0,1740	0,1160	0,2921	0,0000	0,0546
Onshore compressie met nieuwe compressor	kWh	38	0,1740	0,1160	0,2921	0,0000	0,0546
Hybride glasovens	kWh	41	0,0803	0,0570	0,1358	0,0000	0,0188

Tabel 3.5i
Overzicht correcties: benutting restwarmte uit industrie of datacenters

Categorie	Eenheid	Berekeningswijze correctiebedrag (Methode ID}	Langetermijnprijs [€/eenheid]	Bodemprijs of basisprijs [€/eenheid]	Voorlopig correctiebedrag [€/eenheid]	Voorlopige GvO- of HBE-waarde [€/eenheid]	Voorlopige ETS-correctie [€/eenheid]
Restwarmtebenutting zonder warmtepomp, lengte-	kWh	17	0,0350	0,0233	0,0588	0,0000	0,0052

/vermogensverhouding ≥ 0,00 en < 0,10							
Restwarmtebenutting zonder warmtepomp, lengte-/vermogensverhouding ≥ 0,10 en < 0,20	kWh	17	0,0350	0,0233	0,0588	0,0000	0,0052
Restwarmtebenutting zonder warmtepomp, lengte-/vermogensverhouding ≥ 0,20 en < 0,30	kWh	17	0,0350	0,0233	0,0588	0,0000	0,0052
Restwarmtebenutting zonder warmtepomp, lengte-/vermogensverhouding ≥ 0,30 en < 0,40	kWh	17	0,0350	0,0233	0,0588	0,0000	0,0052
Restwarmtebenutting zonder warmtepomp, lengte-/vermogensverhouding ≥ 0,40	kWh	17	0,0350	0,0233	0,0588	0,0000	0,0052
Restwarmtebenutting met warmtepomp, lengte-/vermogensverhouding ≥ 0,00 en < 0,10	kWh	17	0,0350	0,0233	0,0588	0,0000	0,0000
Restwarmtebenutting met warmtepomp, lengte-/vermogensverhouding ≥ 0,10 en < 0,20	kWh	17	0,0350	0,0233	0,0588	0,0000	0,0000
Restwarmtebenutting met warmtepomp, lengte-/vermogensverhouding ≥ 0,20 en < 0,30	kWh	17	0,0350	0,0233	0,0588	0,0000	0,0000
Restwarmtebenutting met warmtepomp, lengte-/vermogensverhouding ≥ 0,30 en < 0,40	kWh	17	0,0350	0,0233	0,0588	0,0000	0,0000
Restwarmtebenutting met warmtepomp, lengte-/vermogensverhouding ≥ 0,40	kWh	17	0,0350	0,0233	0,0588	0,0000	0,0000

Tabel 3.5j
Overzicht correcties: grondstoffen waterstof

Categorie	Eenheid	Berekenings-wijze correctie-bedrag (Methode ID}	Langetermijn-prijs [€/eenheid]	Bodemprijs of basisprijs [€/eenheid]	Voorlopig cor-rectiebedrag [€/eenheid]	Voorlopige GvO- of HBE-waarde [€/eenheid]	Voorlopige ETS-correctie [€/eenheid]
Waterstofproductie via elektrolyse, directe lijn met windpark, 25% vermogensverhouding	kWh	30	0,0634	0,0448	0,1015	0,0000	0,0000
Waterstofproductie via elektrolyse, directe lijn met zonnepark, 10% vermogensverhouding	kWh	30	0,0634	0,0448	0,1015	0,0000	0,0000
Waterstofproductie via elektrolyse, directe lijn met wind- + zonnepark met cable pooling, 50% vermogensverhouding	kWh	30	0,0634	0,0448	0,1015	0,0000	0,0000
Waterstofproductie via elektrolyse, netgekoppeld	kWh	30	0,0634	0,0448	0,1015	0,0000	0,0000

Tabel 3.5k
Overzicht correcties: CO_2-afvang en -opslag (CCS)

Categorie	Eenheid	Berekeningswijze correctiebedrag (Methode ID)	Langetermijn-prijs [€/eenheid]	Bodemprijs of basisprijs [€/eenheid]	Voorlopig cor-rectiebedrag [€/eenheid]	Voorlopige GvO- of HBE-waarde [€/eenheid]	Voorlopige ETS-correctie [€/eenheid]
CCS - Gedeeltelijke CO_2-opslag bij bestaande	t CO_2	31	118,9267	79,2844	0,0000	0,0000	77,1291

installaties, gasvormig transport (variant 1A)							
CCS - Gedeeltelijke CO_2-opslag bij bestaande installaties, vloeibaar transport (variant 1B)	t CO_2	31	118,9267	79,2844	0,0000	0,0000	77,1291
CCS - Gedeeltelijke CO_2-opslag bij bestaande installaties, vloeibaar transport met bestaande vervloeiingsinstallatie (variant 1C)	t CO_2	31	118,9267	79,2844	0,0000	0,0000	77,1291
CCS - Volledige CO_2-opslag bij bestaande installaties, gasvormig transport (variant 2A)	t CO_2	31	118,9267	79,2844	0,0000	0,0000	77,1291
CCS - Volledige CO_2-opslag bij bestaande installaties, vloeibaar transport (variant 2B)	t CO_2	31	118,9267	79,2844	0,0000	0,0000	77,1291
CCS - Nieuwe pre-combustion CO_2-afvang, bestaande installatie, gasvormig transport (variant 3A)	t CO_2	31	118,9267	79,2844	0,0000	0,0000	77,1291
CCS - Nieuwe pre-combustion CO_2-afvang, bestaande installatie, vloeibaar transport (variant 3B)	t CO_2	31	118,9267	79,2844	0,0000	0,0000	77,1291
CCS - Nieuwe pre-combustion CO_2-afvang bij waterstofproductie uit industriële reststoffen, bestaande installatie, gasvormig transport (variant 4A)	t CO_2	31	118,9267	79,2844	0,0000	0,0000	77,1291
CCS - Nieuwe pre-combustion CO_2-afvang bij waterstofproductie uit industriële reststoffen, bestaande installatie, vloeibaar transport (variant 4B)	t CO_2	31	118,9267	79,2844	0,0000	0,0000	77,1291
CCS - Nieuwe post-combustion CO_2-afvang, bestaande industriële installatie, gasvormig transport (variant 5A)	t CO_2	31	118,9267	79,2844	0,0000	0,0000	77,1291
CCS - Nieuwe post-combustion CO_2-afvang, bestaande industriële installatie, vloeibaar transport (variant 5B)	t CO_2	31	118,9267	79,2844	0,0000	0,0000	77,1291
CCS - Nieuwe post-combustion CO_2-afvang, bestaande AVI, gasvormig transport (variant 6A)	t CO_2	43	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
CCS - Nieuwe post-combustion CO_2-afvang, bestaande AVI, vloeibaar transport (variant 6B)	t CO_2	43	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	118,9267	79,2844	0,0000	0,0000	77,1291
CCS - Nieuwe pre-combustion CO_2-afvang, nieuwe installatie, vloeibaar transport (variant 7B)	t CO_2	31	118,9267	79,2844	0,0000	0,0000	77,1291
CCS - Nieuwe post-combustion CO_2-afvang,	t CO_2	31	118,9267	79,2844	0,0000	0,0000	77,1291

nieuwe installatie, gasvormig transport (variant 8A)							
CCS - Nieuwe post-combustion CO_2-afvang, nieuwe installatie, vloeibaar transport (variant 8B)	t CO_2	31	118,9267	79,2844	0,0000	0,0000	77,1291

Tabel 3.5l
Overzicht correcties: CO_2-afvang en -gebruik (CCU)

Categorie	Eenheid	Berekeningswijze correctiebedrag (Methode ID}	Langetermijnprijs [€/eenheid]	Bodemprijs of basisprijs [€/eenheid]	Voorlopig correctiebedrag [€/eenheid]	Voorlopige GvO- of HBE-waarde [€/eenheid]	Voorlopige ETS-correctie [€/eenheid]
CCU bestaande installatie, pre-combustion, bestaande pijpleiding	t CO_2	45	103,6547	69,1032	47,8840	0,0000	0,0000
CCU bestaande installatie, pre-combustion, nieuwe pijpleiding	t CO_2	45	103,6547	69,1032	47,8840	0,0000	0,0000
CCU bestaande installatie, pre-combustion, vloeibaar	t CO_2	45	103,6547	69,1032	47,8840	0,0000	0,0000
Extra CCU bestaande installatie, bestaande pijpleiding	t CO_2	45	103,6547	69,1032	47,8840	0,0000	0,0000
Extra CCU bestaande installatie, nieuwe pijpleiding	t CO_2	45	103,6547	69,1032	47,8840	0,0000	0,0000
Extra CCU bestaande installatie, vloeibaar	t CO_2	45	103,6547	69,1032	47,8840	0,0000	0,0000
CCU nieuwe installatie, pre-combustion, bestaande pijpleiding	t CO_2	45	103,6547	69,1032	47,8840	0,0000	0,0000
CCU nieuwe installatie, pre-combustion, nieuwe pijpleiding	t CO_2	45	103,6547	69,1032	47,8840	0,0000	0,0000
CCU nieuwe installatie, pre-combustion, vloeibaar	t CO_2	45	103,6547	69,1032	47,8840	0,0000	0,0000
CCU bestaande installatie, post-combustion, bestaande pijpleiding	t CO_2	45	103,6547	69,1032	47,8840	0,0000	0,0000
CCU bestaande installatie, post-combustion, nieuwe pijpleiding	t CO_2	45	103,6547	69,1032	47,8840	0,0000	0,0000
CCU bestaande installatie, post-combustion, vloeibaar	t CO_2	45	103,6547	69,1032	47,8840	0,0000	0,0000
CCU nieuwe installatie, post-combustion, bestaande pijpleiding	t CO_2	45	103,6547	69,1032	47,8840	0,0000	0,0000
CCU nieuwe installatie, post-combustion, nieuwe pijpleiding	t CO_2	45	103,6547	69,1032	47,8840	0,0000	0,0000
CCU nieuwe installatie, post-combustion, vloeibaar	t CO_2	45	103,6547	69,1032	47,8840	0,0000	0,0000
CCU AEC, bestaande pijpleiding	t CO_2	45	103,6547	69,1032	47,8840	0,0000	0,0000
CCU AEC, nieuwe pijpleiding	t CO_2	45	103,6547	69,1032	47,8840	0,0000	0,0000
CCU AEC, vloeibaar	t CO_2	45	103,6547	69,1032	47,8840	0,0000	0,0000

CCU kleine biomassa, gasvormig	t CO_2	45	103,6547	69,1032	47,8840	0,0000	0,0000
CCU kleine biomassa, vloeibaar	t CO_2	45	103,6547	69,1032	47,8840	0,0000	0,0000

3.4 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. 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. Daar staat tegenover dat veel projecten, vooral maar niet uitsluitend in wind- en zonne-energie, ook een grotere kans hebben op marktprijzen die tijdelijk hoger liggen dan het basisbedrag. Deze *upsides* van hoge marktprijzen, hoger dan het basisbedrag, zijn de tegenhanger van de *downsides* van lage marktprijzen, lager dan de basisprijs. Alles overziende hebben we de basisprijspremies voor alle categorieën op nul gesteld. Vooral voor elektriciteitscategorieën is dit een verandering ten opzichte van eerdere jaren; voor andere categorieën hadden we de premies in eerdere jaren berekend op nihil. Hierbij merken we wel op dat de externe reviewer een opmerking gemaakt heeft over de energie- en basisprijzen en dat het gebruik van basisprijspremies in de SDE++ onderzocht moet blijven worden, zeker zolang de energiemarkten nog geen nieuw evenwicht gevonden hebben.

4 Energie uit water

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

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

De kosten voor visgeleidingssystemen zijn meegenomen in de bepaling van het basisbedrag.

Bij de technieken voor de warmteproductie maken we onderscheid in de volgende categorieën:

- Aquathermie, thermische energie uit oppervlaktewater (TEO), geen basislast
- Aquathermie, thermische energie uit oppervlaktewater (TEO), basislast
- Aquathermie, thermische energie uit oppervlaktewater (TEO), basislast zonder warmteopslag
- Aquathermie, thermische energie uit oppervlaktewater voor directe toepassing (TEO-d)
- Aquathermie, thermische energie uit afvalwater (TEA)
- Lucht-waterwarmtepomp (LWP), geen basislast

Ten opzichte van het voorgaande eindadvies SDE++ 2022:

- zijn de kostenparameters geactualiseerd, ook rekening houdend met recente kostenstijging van materialen, energie en arbeid;
- met betrekking tot de warmteproductieprojecten:
    - is gebruikgemaakt van de projectaanvraagdata om de technisch-economische parameters te actualiseren;
    - zijn de kosten voor het elektriciteitsgebruik verplaatst van de vaste naar de variabele operationele kosten;
    - zijn de vaste jaarlijkse kosten voor een elektriciteitsaansluiting, toegekend aan projecten die gericht zijn op de gebouwde omgeving, bijgewerkt. Voor glastuinbouwprojecten (TEO-d) wordt ervan uitgegaan dat de reeds aanwezige elektriciteitsaansluiting (ten behoeve van de WKK) voldoende is, waardoor voor deze projecten geen additionele kosten voor netaansluiting zijn meegenomen;
    - zijn aanpassingen aan de investeringskosten (CAPEX) doorgevoerd op basis van marktinformatie. Nieuwe inzichten van diverse marktpartijen hebben geleid tot een daling van de kosteninschatting voor sommige kostenposten, met name voor het warmteoverdrachtstation (WOS);
    - zijn de kosten voor de aansluiting op het warmtenet en voor de warmtepomp naar boven bijgesteld.
- is er nieuwe categorie lucht-waterwarmtepomp toegevoegd, wegens het gebruik van laagwaardige warmte uit de buitenlucht en de overeenkomsten is deze achteraan bij de categorieën aquathermie toegevoegd.

Andere aquathermievarianten, waaronder thermische energie uit drinkwater (TED) en thermische energie uit zeewater (TEZ) kunnen onder de hier vermelde categorieën indienen, afhankelijk van

het wel of niet gebruikmaken van een warmteopslag en het aantal vollasturen.

Hiernaast adviseren we om voor de TEO-categorieën die zijn gericht op warmteproductie uit water, de term 'oppervlaktewater' ruimer te interpreteren dan alleen een 'natuurlijk oppervlaktewater'. Met de term 'oppervlaktewater' wordt namelijk voor deze categorieën een waterwarmtebron aangeduid die een vorm van duurzame warmte kan leveren. Naast dat deze voor de TEO-bronnen uit een natuurlijk stilstaand of stromend oppervlaktewater kan bestaan, kan onder deze categorie bijvoorbeeld ook warmte worden onttrokken uit een kunstmatige oppervlaktewateropslag (bassin) of een ondergrondse kunstmatige wateropslag (bassin).

4.1 Waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm

Het verval van rivieren in de Nederlandse delta is gering. Toch zijn bestaande civiele werken (kunstwerken) 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 projectkosten voor deze categorie is groot. Met het toenemende aantal SDE++-aanvragen, nemen ook de beschikbare data toe waarop de specifieke projectkosten gebaseerd worden.

De technisch-economische parameters van de gehanteerde referentiecase en het basisbedrag zijn te vinden in tabel 4.1.

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

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2022	Advies SDE++ 2023
Installatiegrootte	[MW]	1,0	1,0
Vollasturen	[uur/jaar]	5700	5700
Investeringskosten	[€kW]	6000	6600
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	125	138
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0019	0,0019
Basisbedrag	[€/kWh]	0,1334	0,1709
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

4.2 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 (de kunstwerken) 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 technisch-economische parameters van de gehanteerde referentiecase en het basisbedrag zijn te vinden in tabel 4.2.

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

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2022	Advies SDE++ 2023
Installatiegrootte	[MW]	1,0	1,0
Vollasturen	[uur/jaar]	2600	2600
Investeringskosten	[€kW]	1600	1760
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	80	88
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0019	0,0019
Basisbedrag	[€/kWh]	0,0983	0,1225
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

4.3 Waterkracht, valhoogte < 50 cm

Naast het plaatsen van stuwdammen in rivieren, waarbij het gecreëerde verval zorgt voor de opwek van elektriciteit uit water, is het ook mogelijk om in vrij stromend water energie op te wekken. 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 vrije-getijdenstromingsenergie), indien de gemiddelde valhoogte beperkt blijft tot minder dan een halve meter.

De technisch-economische parameters van de gehanteerde referentiecase en het basisbedrag zijn te vinden in tabel 4.3.

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

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2022	Advies SDE++ 2023
Installatiegrootte	[MW]	1,5	1,5
Vollasturen	[uur/jaar]	3700	3700
Investeringskosten	[€kW]	5100	5610
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	155	171
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0019	0,0019
Basisbedrag	[€/kWh]	0,1883	0,2391
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

4.4 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.

De technisch-economische parameters van de gehanteerde referentiecase en het basisbedrag zijn te vinden in tabel 4.4. 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 en subsidieparameters voor osmose

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2022	Advies SDE++ 2023
Installatiegrootte	[MW]	1,0	1,0
Vollasturen	[uur/jaar]	8000	8000
Investeringskosten	[€kW]	37000	37000
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	213	213
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0019	0,0019
Basisbedrag	[€/kWh]	0,5741	0,6308
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

4.5 Aquathermie, thermische energie uit oppervlaktewater (TEO), geen basislast

Bij thermische energie uit oppervlaktewater wordt warmte met behulp van een warmtewisselaar onttrokken aan het oppervlaktewater. Dit kan zowel stromend als stilstaand oppervlaktewater zijn. De temperatuur van het oppervlaktewater is afhankelijk van het seizoen (in de zomer ligt de temperatuur beduidend hoger dan in de winter) en varieert hiermee 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 warmteopslagsysteem (WO-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 WO-systeem is nodig bij deze categorie, omdat er anders een warmtepomp ingezet moet worden die een grotere temperatuurlift moet leveren, voornamelijk in de winterperiode, 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 een TEO-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 WO-systeem.

Voor deze categorie is bij de vaststelling van het basisbedrag uitgegaan van beperkte koudelevering uit het opslagsysteem. Hierbij is uitgegaan van een gelijke waarde per geleverde eenheid warmte en koude. Bij de berekening van het basisbedrag is rekening gehouden met een maximum van 10 procent koudelevering ten opzichte van de jaarlijkse hoeveelheid geleverde warmte. Dit is verrekend in het basisbedrag als 350 vollasturen koudelevering, boven op 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 3500 uur).

TEO kan in combinatie met een warmtenet op twee manieren in de gebouwde omgeving worden toegepast. In het eerste geval wordt de warmte uit het oppervlaktewater geleverd aan de afnemers die over een individuele warmtepomp beschikken, waarbij de woningen geschikt moeten zijn voor lagetemperatuurverwarming (bijvoorbeeld goed geïsoleerde woningen voorzien van vloerverwarming). Voor tapwater moet in de huidige regelgeving de temperatuur minimaal 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 (>500 kW_{th}) worden toegepast. Hier wordt de opgeslagen warmte uit de ondergrond opgewaardeerd met een warmtepomp tot circa 50-75 °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. Dit systeem nemen we aan als referentie voor deze categorie.

Figuur 4.1 geeft een voorbeeld van het referentiesysteem. Dit referentiesysteem voor thermische energie uit oppervlaktewater bestaat uit een onttrekkingseenheid die gecombineerd wordt met een WO-systeem en een collectieve warmtepomp. Voor de berekening van het basisbedrag is een *Coëfficiënt of Performance* (COP-waarde) van 3,7 aangenomen voor de warmtepomp, op basis van beschikbare projectdata, en een COP-waarde van 3,0 voor het gehele systeem, inclusief alle pompen.

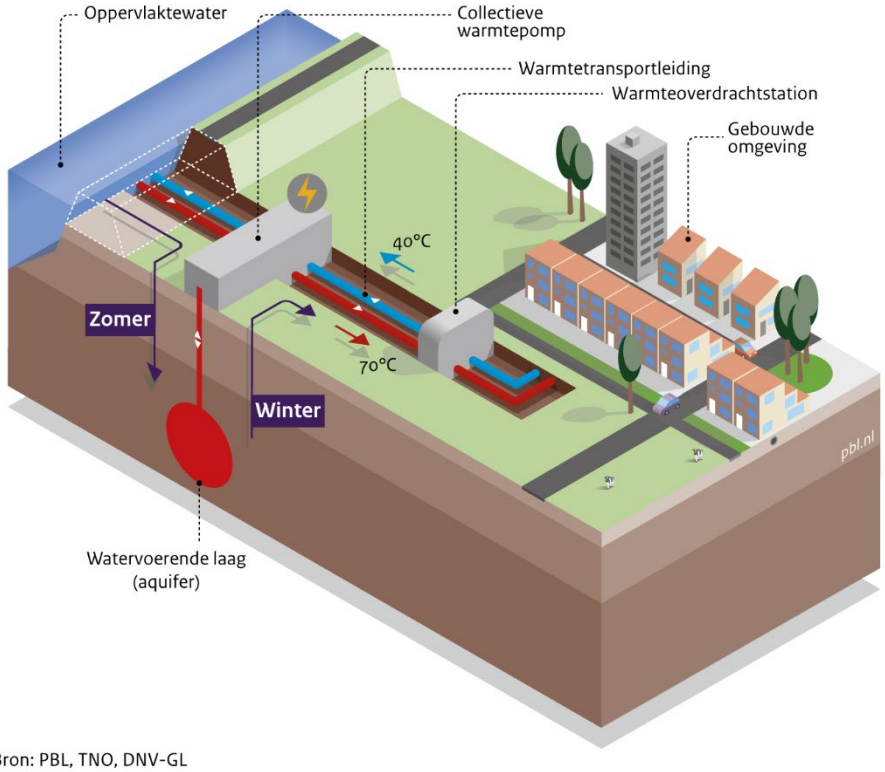
Thermische energie uit oppervlaktewater levert warmte aan een relatief klein, lokaal warmtenet, waarbij de TEO geen basislast zal leveren aan het warmtevraagprofiel.[15] In lijn met de andere 'geen basislast'-categorieën voor warmte is voor deze categorie dan ook 3500 vollasturen aangenomen.

Voor de referentie-installatie voor het advies SDE++ 2023 gaan we uit van een TEO-systeem waarbij voornamelijk warmte wordt geleverd tijdens de winter, uitgevoerd met een WO-systeem en een collectieve warmtepomp. Door de aanwezigheid van het WO-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 WO-systeem en een collectieve warmtepomp zijn tevens kosten voor een warmtetransportleiding (700 meter) 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

Thermische energie uit oppervlaktewater (TEO) met collectieve warmtepomp



Bron: PBL, TNO, DNV-GL

Tabel 4.5 geeft de wel en niet meegenomen kostenposten weer, voor de berekening van het basisbedrag van de verschillende TEO-categorieën.

[15] 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 4.5
Overzicht van wel en niet meegenomen kosten aquathermie: TEO-projecten

Kostenpost	Groep	Details
Wel mee-genomen	Investe-ringskosten	• Onttrekkingsinstallatie warmte oppervlaktewater • Warmtewisselaar oppervlaktewarmte / WO • WO-systeem (leidingen en pompen) • Collectieve warmtepomp • Monitoring en regeling • Transportleiding warmte • Warmteoverdrachtstation (WOS)[16]
Wel mee-genomen	Operatio-nele kosten	• Onderhoudskosten • Monitoring en regeling • Netaansluiting met name voor de warmtepomp • Kosten elektriciteitsverbruik voor pompen en warmtepomp
Niet mee-genomen	Investe-ringskosten	• Kosten voor een warmtedistributienet naar de afnemers • Kosten voor lokale woningaansluitingen • Kosten voor een koudedistributienet naar de WO en de afnemers • Kosten voor een backup- / pieklastinstallatie • Abandonneringskosten WO • Restwaarde na SDE++-periode • Kosten voorbereidingstraject, inclusief financieringskosten en kosten ten gevolge van juridische procedures

De technisch-economische parameters van de gehanteerde referentiecase en het basisbedrag zijn te vinden in tabel 4.6.

Tabel 4.6
Technisch-economische parameters en subsidieparameters voor aquathermie, thermische energie uit oppervlaktewater (TEO), geen basislast

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2022	Advies SDE++ 2023
Installatiegrootte	[MW]	0,88	0,88
Vollasturen	[uur/jaar]	3500 warmte + 350 koude	3500 warmte + 350 koude
Investeringskosten	[€/kW]	2425	1951
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	143	37
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0019	0,0528
Elektriciteitsverbruik	[MWh/jaar]	1118	1118
Basisbedrag	[€/kWh]	0,1159	0,1352
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

[16] Een WOS is niet meegenomen in de TEO-d categorie.

4.6 Aquathermie, thermische energie uit oppervlaktewater (TEO), basislast

Deze categorie wijkt af van de hiervoor beschreven TEO door het verwachte hogere aantal vollasturen, namelijk 6000 in plaats van 3500. Deze situatie kan zich bijvoorbeeld voordoen als de TEO invoedt op een groot warmtenet waarin de warmtepomp in basislast kan draaien.

De opbouw van het systeem is hetzelfde als van een TEO zonder basislast. Het vermogen van de warmtepomp van de referentie-installatie blijft gelijk, alsook de COP van de warmtepomp. Door het hogere aantal vollasturen levert deze meer warmte op jaarbasis. De te onttrekken warmte uit het oppervlaktewater moet daarom ook voldoende zijn om de warmteopslag te vullen en toe te laten dat de warmtepomp hieraan 6000 uur warmte kan onttrekken. Voor de eenvoud zijn de onttrekking en de warmteopslag tweemaal zo groot genomen als die van de categorie 'TEO-geen basislast'. Dat vertaalt zich ook in tweemaal hogere kosten voor deze onderdelen van het systeem. Het vermogen van de warmtepomp wordt op 880 kW_{th} gehouden.

Voor de referentie-installatie voor het advies SDE++ 2023 gaan we uit van een TEO-systeem waarbij voornamelijk warmte wordt geleverd, uitgevoerd met een WO-systeem en een 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 'TEO-geen basislast'. Voor de uitwerking in regelgeving geven we mee dat de aanvraag enkel gebaseerd mag zijn op het aantal vollasturen warmte (voor deze categorie 6000 uur).

De technisch-economische parameters van de gehanteerde referentiecase en het basisbedrag zijn te vinden in tabel 4.7.

Tabel 4.7
Technisch-economische parameters en subsidieparameters voor aquathermie, thermische energie uit oppervlaktewater (TEO), basislast

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2022	Advies SDE++ 2023
Installatiegrootte	[MW]	0,88	0,88
Vollasturen	[uur/jaar]	6000 warmte + 350 koude	6000 warmte + 350 koude
Investeringskosten	[€/kW]	2887	2444
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	223	48
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0019	0,0503
Elektriciteitsverbruik	[MWh/jaar]	1844	1844
Basisbedrag	[€/kWh]	0,0932	0,1142
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

4.7 Aquathermie, thermische energie uit oppervlaktewater (TEO), basislast zonder warmteopslag

Voor deze categorie wordt een TEO ingezet in basislast, maar zonder gebruik te maken van een WO-systeem. Dit houdt in dat alleen de warmtepomp 6000 uur draait. Voor deze categorie is er bij de vaststelling van het basisbedrag van uitgegaan dat warmte wordt geleverd aan een bestaand warmtenet, waarbij verondersteld wordt dat er reeds een warmteoverdrachtstation (WOS) aanwezig is. Daarom, en 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 WO opgenomen). Voor de berekening van het basisbedrag is een COP-waarde van 3,6 aangenomen voor de warmtepomp, op basis van beschikbare projectdata, en een COP-waarde van 3,5 voor het gehele systeem, inclusief alle pompen. Zowel de warmtepomp-COP als de systeem-COP is de gemiddelde COP-waarde over het jaar. Voor de referentiecase voor de berekening van het basisbedrag is de afgiftetemperatuur (condensorzijde van de warmtepomp) op 70 °C gesteld. Het advies is echter ook van toepassing op andere afgiftetemperatuurniveaus binnen deze categorie.

In tabel 4.8 staan de technisch-economische parameters en het basisbedrag van de referentie-installatie. Hier zijn de elektriciteitskosten verwerkt in de vaste O&M-kosten.

Tabel 4.8
Technisch-economische parameters en subsidieparameters voor aquathermie, thermische energie uit oppervlaktewater (TEO), basislast zonder warmteopslag

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2022	Advies SDE++ 2023
Installatiegrootte	[MW]	10	10
Vollasturen	[uur/jaar]	6000	6000
Investeringskosten	[€/kW]	1134	1393
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	171	37
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0019	0,0329
Elektriciteitsverbruik	[MWh/jaar]	17180	17180
Basisbedrag	[€/kWh]	0,0547	0,0734
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

4.8 Aquathermie, thermische energie uit oppervlaktewater voor directe toepassing (TEO-d)

Thermische energie uit oppervlaktewater voor directe toepassing (TEO-d) is een bijzondere toepassing van de hiervoor beschreven TEO, waarbij dit directe warmtelevering aan één enkele afnemer

betreft, dus zonder warmtedistributienet in de referentie-installatie. Als type-installatie geldt een toepassing bij de glastuinbouw. Het werkingsprincipe is hetzelfde als voor TEO: in de zomer wordt warmte onttrokken aan oppervlaktewater en opgeslagen in een ondergrondse warmteopslag. 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, onder dezelfde voorwaarden als beschreven in de categorie 'TEO-geen basislast'. Voor de uitwerking in regelgeving geven we mee dat de aanvraag enkel gebaseerd mag zijn op het aantal vollasturen warmte (voor deze categorie 3500 uur).

Vergeleken met TEO voor de gebouwde omgeving zijn de vermogensparameters en de temperatuurregimes voor TEO-d anders. De nuttige temperatuur bedraagt in dit geval 45 tot 55 °C in plaats van 75 °C, daardoor is de warmtepomp-COP hoger en bedraagt de systeem-COP hier 3,9. 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.

De technisch-economische parameters en het basisbedrag zijn te vinden in tabel 4.9.

Tabel 4.9
Technisch-economische parameters en subsidieparameters voor aquathermie, thermische energie uit oppervlaktewater voor directe toepassing (TEO-d)

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2022	Advies SDE++ 2023
Installatiegrootte	[MW]	0,63	0,63
Vollasturen	[uur/jaar]	3500 warmte + 350 koude	3500 warmte + 350 koude
Investeringskosten	[€/kW]	914	988
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	123	28
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0019	0,0413
Elektriciteitsverbruik	[MWh/jaar]	618	618
Basisbedrag	[€/kWh]	0,0642	0,0873
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

4.9 Aquathermie, thermische energie uit afvalwater (TEA)

Bij thermische energie uit afvalwater (TEA) wordt 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 6000 vollasturen worden aangenomen. Het constantere warmteaanbod jaarrond betekent dat een WO-systeem geen deel uitmaakt van de referentie-installatie voor een TEA. Naast de onttrekking van warmte aan de effluentstroom, kan ook warmte worden onttrokken aan het influent of aan de riolering. Hoewel het waarschijnlijk is dat de kosten hiervoor anders zullen zijn, zien we geen bezwaar om ook warmtewinning uit het influent van een afvalwaterzuiveringsstation of uit een riolering onder deze categorie toe te laten.

Het gebruik van een warmtepomp bij een TEA-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.

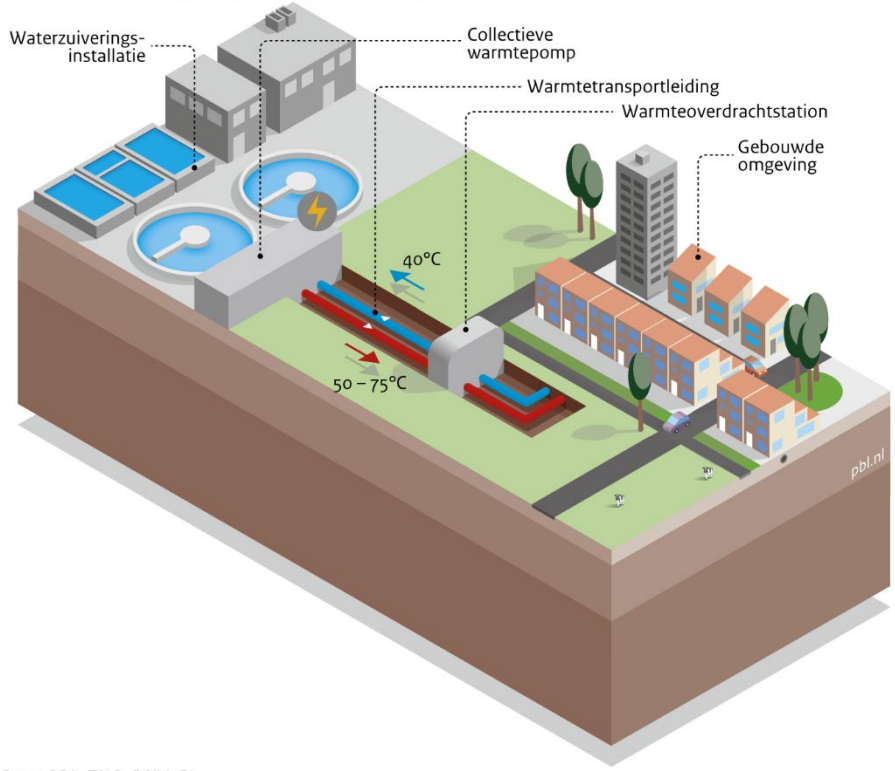
TEA kan in combinatie met een warmtenet op twee manieren worden toegepast in de gebouwde omgeving: directe warmtelevering of warmtelevering met een collectieve warmtepomp. In het eerste geval wordt de warmte direct geleverd aan de afnemers die over een individuele warmtepomp beschikken, waarbij de woningen 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. 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 COP-waarde van 3,9 voor de warmtepomp en een totale systeem-COP van 3,4 aangenomen, op basis van beschikbare projectdata.

Figuur 4.2

Thermische energie uit afvalwater (TEA) met collectieve warmtepomp



Bron: PBL, TNO, DNV-GL

Voor de referentie-installatie voor het advies SDE++ 2022 gaan we uit van een TEA-systeem waarbij alleen warmte en geen koude wordt geleverd, uitgevoerd met een collectieve warmtepomp. De warmteonttrekkingstechniek uit het effluent is hetzelfde als die van een TEO, want het betreft hier een drukloze, eventueel open afvoer. Tevens zijn kosten meegenomen voor een warmtetransportleiding (700 meter, afstand van de TEA-installatie tot aan het WOS) en voor het WOS zelf.
Tabel 4.10 geeft de wel en niet meegenomen kostenposten weer, voor de berekening van het basisbedrag.

Tabel 4.10
Overzicht van wel en niet meegenomen kosten voor aquathermie, thermische energie uit afvalwater (TEA)

Kostenpost	Groep	Details
Wel meegenomen	Investeringskosten	• Onttrekkingsinstallatie warmte effluent afvalwater • Warmtewisselaar • Collectieve warmtepomp • Monitoring en regeling • Transportleiding warmte • Warmteoverdrachtstation (WOS)
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 / pieklast installatie • Kosten voorbereidingstraject, inclusief financieringskosten en kosten ten gevolge van juridische procedures

De technisch-economische parameters en het basisbedrag zijn te vinden in tabel 4.11.

Tabel 4.11
Technisch-economische parameters en subsidieparameters voor aquathermie, thermische energie uit afvalwater (TEA)

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2022	Advies SDE++ 2023
Installatiegrootte	[MW]	1	1
Vollasturen	[uur/jaar]	6000	6000
Investeringskosten	[€/kW]	1997	1338
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	187	28
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0019	0,0419
Elektriciteitsverbruik	[MWh/jaar]	1746	1746
Basisbedrag	[€/kWh]	0,0746	0,0805
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

4.10 Lucht-waterwarmtepomp, thermische energie uit de buitenlucht (LWP), geen basislast

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 ~75 °C warmwatercircuit. Hierbij is matige tot goede isolatie van gebouwen gewenst, maar is er geen of beperkte aanpassing in het afgiftesysteem benodigd. Hierbij wordt warmte uit de buitenlucht gebruikt als lagetemperatuurbron om met hulp van een lucht-waterwarmtepomp een temperatuurlift te creëren. Deze warmte wordt direct geleverd aan een warmwatercircuit in het gebouw. Deze categorie is niet gericht op lucht-luchtwarmtepompen. Deze categorie betreft toepassingen met een uittredetemperatuur van de lucht-waterwarmtepomp van typisch 75 of 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 warmte onttrekking (koeling). Hierbij is uitgegaan van een gelijke waarde per geleverde eenheid warmte en koude. Bij de berekening van het basisbedrag is rekening gehouden met een maximum van 10 procent 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. Voor de uitwerking in regelgeving geven we mee dat de aanvraag enkel gebaseerd mag zijn op het aantal vollasturen warmte (voor deze categorie 3500 uur).

De gehanteerde systeem-COP van de lucht-waterwarmtepomp is van vele factoren afhankelijk, zoals onder andere van systeemparameters maar ook omgevingsfactoren. Voor de referentie-installatie is een systeem-COP van 3,05 aangenomen. Voor de berekening van het basisbedrag voor deze categorie is de uiteindelijke warmteafgifte na de warmtepomp leidend.

Tabel 4.12
Technisch-economische parameters en subsidieparameters voor lucht-waterwarmtepomp

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2022	Advies SDE++ 2023
Installatiegrootte	[MW]	-	0,5
Vollasturen	[uur/jaar]	-	3500 warmte + 350 koude
Investeringskosten	[€/kW]	-	1706
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	-	45
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	-	0,0483
Elektriciteitsverbruik	[MWh/jaar]	-	631
Basisbedrag	[€/kWh]	-	0,1242
Looptijd subsidie	[jaar]	-	15

4.11 Correctiebedragen

Voor dit eindadvies gaan we voor de waterkracht- en osmosecategorieën uit van de EPEX (elektriciteit, methode-ID 1). Voor alle aquathermie-warmtecategorieën gaan we ervan uit dat de belangrijkste techniek die vervangen wordt een gasgestookte WKK is, met een correctiebedrag volgens methode-ID 17 (Warmte, groot_1). Voor de categorie lucht water warmtepomp wordt het correctiebedrag vastgesteld op basis van een gasketel als referentie (Warmte, middelgroot, methode-ID 16).

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 van 50 procent van het vermogen van de zonnepanelen. Voor systemen <1 MWp zijn ook de basisbedragen bepaald voor een netaansluiting van 70 procent van het vermogen van de zonnepanelen. De grenswaarde van 20 MWp voor de grondgebonden systemen is gekozen omdat de kosten van de netwerkaansluiting vanaf 10 MW niet gereguleerd zijn, maar in het vrije domein vallen. In de SDE++ 2022 lag de grens voor grondgebonden systemen bij 15 MWp, maar dat is nu opgehoogd naar 20 MWp vanwege de netaansluiting van 50 procent.

Voor grondgebonden en drijvende pv-systemen is er een analyse gedaan van natuurvriendelijke ontwerpopties en verbetering van de biodiversiteit. Op basis van beperkte informatie is er een opslag voor investeringskosten en jaarlijkse onderhoudskosten bepaald en deze zijn verwerkt in een apart gerapporteerd basisbedrag in de tabellen met technisch-economische parameters.

De onderzochte categorieën voor zonthermie zijn:

- Zonthermie, ≥140 kWth en <1 MWth
- Zonthermie, ≥1 MWth
- Daglichtkas

De onderzochte categorieën voor PVT zijn:

- PVT met nieuwe warmtepomp
- PVT met bestaande warmtepomp

5.1 Fotovoltaïsche zonnepanelen

5.1.1 Algemeen

Zonnebrief van de minister voor Klimaat en Energie

In de Zonnebrief[17] wordt erop gewezen dat er een nieuwe fase voor zon-pv aanstaande is. Enerzijds is in de Nationale Omgevingsvisie (NOVI) een 'voorkeursvolgorde zon' opgenomen: de voorkeur gaat uit naar zon-pv op gebouwen en andere objecten en onbenutte terreinen in de gebouwde omgeving, daarna naar zon-pv op restgronden buiten de gebouwde omgeving, zoals langs infrastructuur, en tot slot aan zon-pv op functionele gronden zoals landbouw- en natuurgronden. Daarbij moet het ruimtelijk beleid en/of het stimuleringsbeleid ondersteunend zijn aan de voorkeursvolgorde, teneinde landbouw- en natuurgronden zo veel mogelijk te ontzien. Anderzijds houdt de voorkeursvolgorde geen volgtijdelijkheid in: bij de realisatie hoeven niet eerst alle daken en objecten benut te worden voordat er gewerkt kan worden aan grondgebonden zon-pv. In de SDE++ worden net als in voorgaande jaren zo accuraat mogelijk basisbedragen voor alle categorieën van zon-pv bepaald.

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. Voor eventuele meerkosten voor constructieve aanpassingen van het dak of de meerkosten voor het toepassen van lichtgewicht zonnepanelen wordt door het kabinet onderzocht om deze te financieren middels een gerichte regeling. Voor voorliggend advies SDE++ 2023 zijn op dit punt zodoende geen wijzigingen voorzien.

Voorts is de verzekerbaarheid van zon-pv op daken een aandachtspunt, omdat verzekeringsmaatschappijen zonnestroomdaken als een vergroot brandrisico zien. Er zijn verschillende onderzoeken en initiatieven om te zorgen voor een grotere bereidwilligheid om te verzekeren. Op dit moment is het nog te vroeg om te besluiten dat er aanvullende maatregelen nodig zijn, vandaar dat er in de SDE++ 2023 geen andere kosten beschouwd worden dan de verzekeringspremies, die al meerdere jaren benoemd worden in de adviezen.

Het voornemen is om bij grondgebonden zonnesystemen multifunctioneel ruimtegebruik de standaard te laten zijn. Grondgebonden zonnesystemen zonder dubbelfunctie zijn wat het kabinet betreft in principe ongewenst. Multifunctioneel ruimtegebruik kan worden gerealiseerd door een slimme locatiekeuze, waarbij de opwek van zonne-energie aan de bestaande functie wordt toegevoegd (rijksgronden, waterzuiveringsinstallaties, stortplaatsen, binnenwateren of bermen van spoor- en autowegen) maar ook door in een zonproject meerdere nieuwe functies te ontwikkelen of extra kwaliteit toe te voegen (zoals zon-pv samen met natuurherstel of klimaatadaptatie, of het combineren van zon-pv met landbouw of met recreatie). Momenteel wordt verkend of een instructieregel, waarmee de gemeente bij de vergunningverlening en/of het omgevingsplan rekening houdt met de voorkeursvolgorde zon-pv en/of de belangen van multifunctioneel ruimtegebruik conform het beleid dat van toepassing is in de desbetreffende provincie of gemeente, van

[17] Zonnebrief. Brief van de minister voor Klimaat en Energie aan de Voorzitter van de Tweede Kamer der Staten-Generaal, Den Haag, 20 mei 2022. Zonnebrief | Tweede Kamer der Staten-Generaal.

toegevoegde waarde is. Deze ontwikkelingen hebben vooralsnog geen invloed op de basisbedragen voor zon-pv in de SDE++ 2023.

In de Zonnebrief wordt ook aangegeven dat zon-pv moet passen binnen een circulaire economie. Op meerdere terreinen is daar aandacht voor, maar in de SDE++ 2023 wordt bij de bepaling van de basisbedragen daar nog geen rekening mee gehouden.

Vanaf de SDE++ 2022 is afgekondigd dat zon-pv-projecten groter dan 1 MWp aangesloten dienen te worden op 50 procent van het piekvermogen. Conform de uitgangspunten van het ministerie van EZK worden in dit advies voor de SDE++ 2023 ook basisbedragen gepresenteerd voor projecten kleiner dan 1 MWp met een netaansluiting van 50 procent.

Maatschappelijk verantwoorde zon-pv

De techniek zon-pv wordt regelmatig bekritiseerd vanwege misstanden in de waardeketen. Dit strekt van de productiefase (mijnbouw, productie van materialen, cellen en modules) tot aan het einde van de levensduur (recyclebaarheid). De onderwerpen raken mens (mensenrechten, gezonde werkomstandigheden, sociale verhoudingen) en milieu (omgaan met afvalstoffen, energiegebruik, uitstoot, recycling). Hoewel er initiatieven bestaan om de productie van pv-modules te traceren en te certificeren, is het nog niet mogelijk om de impacts van het volledige traject van mijnbouw, productie, transport en gebruik in kaart te brengen. Het kwantificeren van de extra kosten die daaruit voortvloeien zou deels, en op indicatieve basis, mogelijk zijn. Kanttekening daarbij is dat het aantal aanbieders dat certificering aanbiedt beperkt is. Om in de SDE++ eisen te stellen aan het gebruik van maatschappelijk verantwoorde zon-pv lijkt daarom nog te vroeg. Als het merendeel van de projecten deze kosten daadwerkelijk maakt of als dat wordt afgedwongen via extra eisen in de SDE++ dan kunnen deze kosten wel opgenomen worden.

Natuurvriendelijk ontwerp en natuurvriendelijke technieken

Het ministerie van EZK heeft aan het PBL gevraagd om de kosten van natuurvriendelijk ontwerp en natuurvriendelijke technieken in kaart te brengen voor de categorieën voor zon-pv. Doel ervan is om de SDE++ geen barrière te laten zijn om bij het ontwerp van het pv-systeem extra maatregelen te nemen voor het gezond houden van bodem en water. De gevraagde aanpassing geldt niet voor gebouwgebonden zon-pv, maar is alleen van toepassing voor grondgebonden zon-pv en zon-pv op water.

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.[18] 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.

[18] Project EcoCertified Solar Parks, zie: https://zoninlandschap.nl/projecten/i358/ecocertified-solar-parks.

Welke maatregelen zorgen voor natuurinclusieve zonneparken?

Als grondgebonden pv-systemen op voormalige landbouwgrond gebouwd worden, dan is de hoge nutriëntenwaarde van de grond een belemmering voor de ontwikkeling van biodiversiteit. Mogelijkheden om de grond schraler te krijgen zijn er: of door beplanting met een gewas als mais (zonder bemesting) alvorens het park te bouwen, of door het afgraven van de toplaag (eventueel te verwerken in een omwalling van het park). Regelmatig maaien tijdens operatie is daarbij aan te bevelen. Verder is het belangrijk om tijdens de bedrijfsperiode geen bestrijdingsmiddelen te gebruiken, niet of spaarzaam gras te zaaien, maar in plaats daarvan vooral overjarige inheemse soorten. Om voldoende regenwater gelijkmatig over de bodem te verdelen is het raadzaam om voldoende ruimte tussen de panelen te laten. Exploitanten van een zonnepark kunnen een externe partij inhuren om de biodiversiteit en ecologie te verbeteren, te monitoren en erover te rapporteren. Voor oost-west-georiënteerde 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.[19]

Het bodemleven bij grondgebonden zonneparken heeft baat bij voldoende lichttoetreding.[20] Dat kan door de pv-ontwikkelaar beïnvloed worden, door de keuze voor de opstelling (zuid versus oost-west) en daarbij de ruimte tussen de rijen pv-panelen. Voordeel van zo'n maatregel is dat deze relatief eenvoudig te controleren is. Nadeel evenwel is dat voor de ontwikkelaar de parkkosten zullen toenemen vanwege de meerkosten aan grondhuur. Alleen wanneer grond gratis beschikbaar gesteld wordt dan is deze maatregel kosteloos, maar dit zal niet altijd mogelijk zijn. De meerkosten voor grondhuur zouden via de SDE++ afgedekt kunnen worden.

Behalve verbetering van de biodiversiteit in en rondom de zonneparken is het lokale draagvlak een belangrijke factor. Dit is wat beoogd wordt met het nog te ontwikkelen EcoCertified Solar Label voor zon-pv.[21] 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 een eerder SDE++-rapport[22] zijn de kosten voor landschapsinpassing al eens indicatief geschat op 5 euro/kWp. Dat bedrag is uit de marktconsultatie gekomen. Recente informatie laat zien dat de kosten voor landschapsinpassing ook richting 1 euro/kWp kunnen gaan, waarbij de schaalgrootte van het grondgebonden systeem een relevante factor is. Een ander aspect waarbij rekening gehouden wordt met omwonenden betreft eventuele overlast door geluid (zoemen, piepen en brommen) van omvormers en transformatoren: deze kunnen bijvoorbeeld zo ver mogelijk van bebouwing geplaatst worden. Wat betreft decentraal geplaatste omvormers zouden afschermkasten gebruikt

[19] 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, https://edepot.wur.nl/541057; B. van Aken, A. Binani & K. Cesar (2021), Towards nature inclusive east-west orientated solar parks, https://zoninlandschap.nl/u/files/ZonneparkenBeterOntwerpTNOV2.pdf.

[20] B. van Aken, A. Binani & K. Cesar (2021), Towards nature inclusive east-west orientated solar parks, https://zoninlandschap.nl/u/files/ZonneparkenBeterOntwerpTNOV2.pdf.

[21] Project EcoCertified Solar Parks, https://zoninlandschap.nl/projecten/i358/ecocertified-solar-parks.

[22] Advies najaar SDE+ 2018 (juli 2018), https://www.pbl.nl/sites/default/files/rest/cms/publicaties/pbl-2018-notitie_advies_najaar-sde-plus-2018-zon-pv_3311.pdf.

kunnen worden. Wanneer hier vanaf de ontwerpfase rekening mee gehouden wordt, is dat zonder wezenlijke meerkosten mogelijk.

Oost-westgeoriënteerde systemen

Een aandachtspunt betreft de kleinere netwerkaansluiting, waarvan oost-westgeoriënteerde systemen, met een hoog aantal panelen per oppervlakte-eenheid, relatief veel profiteren: deze zijn vaak al op een kleinere netaansluiting aangesloten dan een zuidelijk georiënteerd systeem. Ze ontvangen dus relatief meer inkomsten uit de verhoogde basisbedragen zonder veel elektriciteitsproductie daarvoor in te leveren. Veldsystemen in oost-westoriëntatie met doorgaans een hoge paneeldichtheid kennen echter de slechtste eigenschappen wat betreft de lokale ecologie vanwege de beperkte instraling op de bodem. Eventuele maatregelen betreffende de ecologie zouden dan ook het meeste effect kunnen sorteren bij dit type systemen.

Recycling

In de vergunningverlening zou ook aandacht kunnen zijn voor de recyclebaarheid en de circulariteit van zon-pv. In het eindadvies SDE++ 2022 is reeds over recycling geschreven (paragraaf 5.1.1) en de situatie is mettertijd niet wezenlijk gewijzigd; er worden geen extra kosten voor recycling van pv-systemen opgenomen in het basisbedrag.

Conclusie

Natuurinclusiviteit is een belangrijk onderwerp bij het ontwikkelen van zonneparken. Zoals hiervoor is betoogd zijn er diverse maatregelen denkbaar en wenselijk. Veel maatregelen kunnen zonder extra kosten geïmplementeerd worden, omdat ze veelal een ander ontwerp of andere bedrijfsvoering vragen, wat niet bij voorbaat duurder is. Daarbij is er niet één beste oplossing voor natuurinclusieve zonneparken. Dit zal doorgaans afhangen van omgevingsfactoren en lokale opvattingen. Ons advies is om goed te volgen wat de resultaten zijn van bestaande initiatieven die biodiversiteit bij zonneparken monitoren en de uitkomsten daarvan mee te nemen. In onderstaande tabellen wordt een indicatie gegeven van maatregelen die denkbaar zijn. De kostenaannames daarbij zijn met onzekerheid omgeven. Veel posten kunnen zonder meerkosten geïmplementeerd worden, de posten die wel kosten met zich brengen worden hierna eerst toegelicht. De resulterende basisbedragen worden weergegeven in de tabellen met technisch-economische parameters. Omdat er voor drijvende pv-systemen geen kosten gekwantificeerd konden worden, zijn hiervoor de basisbedragen ongewijzigd. 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. Belangrijke randvoorwaarde daarbij is dat de gesubsidieerde maatregelen ook inderdaad geïmplementeerd gaan worden, waarvoor de controle daarop in de meeste gevallen een lokale aangelegenheid is. Overigens hoeven niet alle opgesomde maatregelen meegenomen te worden in het basisbedrag, hier kan ook een selectie in gemaakt worden. De gerapporteerde basisbedragen bevatten wel de kosten van alle opgesomde maatregelen.

Onder landschapsinpassing en natuurvriendelijk ontwerp vatten we bijvoorbeeld aanleg van boschages rondom het pv-park, natuurvriendelijke waterpartijen en het inzaaien van kruidenrijk gras. De kostenschatting daarvoor is afkomstig uit informatie van marktconsultaties maar dit kan in de toekomst verder aangescherpt worden. Om voldoende licht- en watertoetreding tot de bodem te hebben, is de afstand tussen de panelen van belang. Ter inschatting van de kosten een rekenvoorbeeld: wanneer een pv-park van 1 ha (bijvoorbeeld) 10 procent meer grond vraagt wegens maatregelen om de lichttoetreding te bevorderen, dan nemen de projectuitgaven toe met 200 à 1200 euro/jaar, uitgaande van grondhuur van 2.000 à 12.000 euro/ha/jaar. Onder de aanname dat er 1,2

MWp per hectare geplaatst wordt, is dat gemiddeld ongeveer 0,6 euro/kWp/jaar. Voor grotere parken veronderstellen we lagere grondkosten. Een alternatief daarbij is om tweezijdige (*bifacial*) panelen toe te passen, deze zijn uitgevoerd met een transparante backsheet of glas en kunnen zonder meerkosten toegepast worden. Er wordt in de markt regelmatig gekozen voor *bifacial* panelen, omdat die een gunstige kosten-batenverhouding hebben; er is daarbij namelijk ook meer elektriciteitsproductie en de subsidiabele elektriciteitsproductie ligt hoger. Het toepassen van ecocorridors (onderbroken pv-vlakken, zodat er voor dier en natuur paden door het park zijn) vraagt ook om een groter oppervlaktebeslag. De kosten hiervan zijn ingeschat op de helft van het vergroten van de afstand tussen alle panelen.

Deskundig beheer en monitoring moeten 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. De genoemde bedragen zijn gebaseerd op indicatieve bedragen. Het project *EcoCertified Solar Parks* dat is ontstaan uit het nationaal Consortium Zon in Landschap[23] bestudeert op dit moment de effectiviteit van ecologische maatregelen en de kosten ervan. Een eerste overzicht van de kosten en de effectiviteit van maatregelen zal eind 2023 gereed zijn.

[23] Zie: www.zoninlandschap.nl.

Tabel 5.1
Geschatte extra investeringskosten [euro/kWp] voor pv-parken op land en op water

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

In veel gevallen zijn maatregelen zonder meerkosten te nemen. Zie ook de tabel met meerkosten voor jaarlijks onderhoud.

Tabel 5.2
Geschatte meerkosten voor jaarlijks onderhoud [EUR/kWp/jaar] voor pv-parken op land en op water

	500 kWp veld [€/kWp/jaar]	500 kWp drijvend [€/kWp/jaar]	10 MWp veld [€/kWp/jaar]	10 MWp drijvend [€/kWp/jaar]	30 MWp veld [€/kWp/jaar]
Natuurbehoud en beschermen biodiversiteit					
Voldoende licht- en watertoetreding tot de bodem	0,6	0	0,4	0	0,2
Toepassen ecocorridors (onderbroken pv-vlakken)	0	0	0,2	0	0,1
Geen gebruik van bestrijdingsmiddelen	0	0	0	0	0
Bescherming bodem- en waterkwaliteit					
Deskundig beheer en monitoring toepassen	2,5	0	1	0	0,4
Extensief beheerde flora (maaien en afvoeren maaisel)	1,5	0	1,5	0	1,5
Kosten van alle maatregelen	4,6	0	3,1	0	2,2

In veel gevallen zijn maatregelen zonder meerkosten te nemen. Zie ook de tabel met extra investeringskosten.

5.1.2 Peiljaren

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

Tabel 5.3
Peil- en realisatiejaren

Vermogen	Specificatie	Uiterlijke jaar van realisatie	Peiljaar voor investeringskosten
Pv < 1 MWp	Gebouwgebonden Grondgebonden Drijvend op water	2025	2024
Pv > 1 MWp	Gebouwgebonden	2026	2025
Pv > 1 MWp	Grondgebonden Drijvend op water Zonvolgend op land of op water	2027	2026

5.1.3 Kosten pv-modules

De prijs van pv-modules laat sinds medio 2020 een stijgende trend zien en is tussen medio 2021 en medio 2022 gestegen met 25 tot 30 procent. Deze kostprijsverhoging is meegenomen in de bepaling van de prijs in 2022 en deze is voor medio 2022 geschat op 330 euro/kWp. 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 dragen bij aan hogere kostprijzen. Aan de andere kant is de voortschrijding van de technologie en ervaringscurve met bijkomende kostenefficiëntie niet te verwaarlozen en zullen ook deze in de komende jaren een bijdrage leveren aan kostendaling.

We nemen aan dat de huidige kostprijs opgebouwd is uit één component gebaseerd op de langjarige leercurve en één component met kosten ten gevolge van tijdelijke verstoringen in de markt en logistieke keten tijdens de afgelopen paar jaar. In onze prognose gaan we uit van de huidige marktprijzen waarbij de tijdelijke component vanwege marktverstoringen in drie jaar lineair afgebouwd wordt. Deze periode is analoog aan de aanname dat de inflatie in drie jaar terugkeert naar het normale niveau.

De kosten voor pv-modules (exclusief inflatiecorrectie en schaalvoordeel) worden voor medio 2024 geschat op 230 euro/kWp, voor medio 2025 op 185 euro/kWp en voor medio 2026 op 175 euro/kWp.

5.1.4 Kosten omvormers

Op basis van gegevens en verwachtingen van Wood Mackenzie liggen de kosten van omvormers in 2022 in Nederland rond 40 euro/kWp, rekening houdend met een omvormercapaciteit van 70 procent van het piekvermogen. Bij het aansluiten op 50 procent van het piekvermogen van de zonnepanelen wordt geen kostenreductie toegepast voor de omvormerkosten. Gebruikmakend van de prognoses van Wood Mackenzie en een prijsreductie van 5 procent per jaar zijn de kosten vanaf 2024, exclusief inflatiecorrectie, vastgesteld op 31 euro/kWp in 2024, 30 euro/kWp in 2025 en 28 euro/kWp in 2026. Daarnaast is uit de data van Wood Mackenzie ook een schaalvoordeel te zien voor grootschalige systemen. Hoewel de beschikbaarheid van omvormers wel onder druk staat door bijvoorbeeld het wereldwijde tekort aan chips, is er geen tijdelijke verstoring van de omvormerprijs doorgevoerd omdat het effect op de totale investeringskosten beperkt zou zijn en bij zonnepanelen speelt het effect sterker vanwege verstoringen in de siliciumindustrie. 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.

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 er niet gedifferentieerd wordt tussen systemen waarbij de bestaande netwerkaansluiting gebruikt wordt en systemen waarvoor een nieuwe of een uitbreiding van een aansluiting gerealiseerd wordt.

Bij grootschalige grondgebonden en drijvende systemen vallen de kosten van een nieuwe netwerkaansluiting tot 10 MVA in het gereguleerde domein, waardoor de prijzen vaststaan. Tussen netbeheerders bestaan er echter wel verschillen. Ook worden nieuwe aansluitingen vaak niet redundant aangelegd. Bij dit N-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 worden kosten voor een nieuwe netwerkaansluiting wel meegenomen.

Voor dit advies is gebruikgemaakt van een analyse van de aansluitkosten van het referentiesysteem per categorie op basis van zowel gereguleerde tarieven als observaties van aansluitkosten in gerealiseerde projecten op basis van het N-0-principe. Voor de categorieën met een referentiesysteem van 10 MWp (te weten grondgebonden, drijvend op water of zonvolgend >1 MWp) is het aannemelijk dat een transportkabel nodig is. Hiervoor is een post opgenomen in het kostenoverzicht. Tabel 5.4 geeft per categorie de kosten per kilowattpiek weer voor systemen met een netwerkaansluiting van circa 70 procent van het piekvermogen. Wanneer een netwerkaansluiting van 50 procent van het piekvermogen gebruikt wordt, worden de kosten per kilowattpiek lager.

Tabel 5.4
In de berekening meegenomen kosten voor de netwerkaansluiting

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

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

5.1.7 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 een brutoproductiemeter, verzekering, beveiliging, jaarlijkse netwerkaansluitingskosten, assetmanagement en OZB zijn opgenomen in tabel 5.5 en tabel 5.6.

Het criterium bij assetmanagement is dat de kosten die gemaakt worden aan het project ten goede moeten komen. De waarde in het overzicht representeert de kosten ten behoeve van het project en bedraagt de helft van de typische kosten voor assetmanagement. De overige vaste operationele kosten voor systemen drijvend op water zijn per vermogenscategorie identiek gekozen aan de kosten voor grondgebonden systemen.

Kosten voor het huren van daken, grond of wateroppervlak, de kosten voor sociaal draagvlak en duurzaamheidsfondsen zijn hierbij conform de uitgangspunten niet meegenomen.

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 5.5
Overzicht van vaste operationele kosten (euro/kWp per jaar, zie tabel 5.6 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
Beveiligingsdien-sten	0	0,5	0	0	0,5
Netwerkaansluiting	2	2	2	2	2
Assetmanagement	1	1	1	1	1
OZB	2,0	2,0	2,3	1,7	1,7
Totaal SDE++ 2023	**12,0**	**13,5**	**15,1**	**11,2**	**13,7**

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 5.6
Overzicht van vaste operationele kosten (euro/kWp per jaar, vervolg van tabel 5.5)

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
Beveiligingsdien-sten	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Netwerkaansluiting	2	2	2	2	2
Assetmanagement	1	1	1	1	1
OZB	2,3	1,7	1,7	1,6	1,6
Totaal SDE++ 2023	**14,7**	**12,2**	**13,2**	**11,6**	**13,1**

a) *De kostenposten zijn afgerond.*

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

5.1.8 Eenmalige operationele kosten

In het voorliggende advies is de analyseperiode 20 jaar. Bij de huidige stand der techniek is de technische levensduur van de omvormers van pv-systemen korter dan die van de modules en de

overige componenten. In de berekening voor het basisbedrag wordt dit meegenomen door in jaar 12 een kostenpost voor de omvormers op te nemen die de kosten voor omvormers van jaar 13 tot en met jaar 20 dekt. De kosten voor omvormers in jaar 13 zijn exclusief schaalvoordeel vastgesteld op 18 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 (de eerste 15 jaar van de economische levensduur) van een pv-installatie hebben elektriciteitsprijzen geen invloed op de hoogte van de basisbedragen. De analyseperiode voor de berekening van de onrendabele top is (conform de SDE++-uitgangspunten) 20 jaar, waardoor de elektriciteitsprijzen vanaf jaar 16 wel invloed hebben op de cashflow. Hierbij wordt aangenomen dat de geproduceerde elektriciteit wordt verkocht tegen groothandelsprijzen van elektriciteit op basis van het voorgenomen beleidsscenario uit de Klimaat- en Energieverkenning 2022, 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. De opbrengst van dergelijke panelen ligt op jaarbasis in Nederland tot zo'n 15 procent hoger ten opzichte van systemen met enkelzijdige pv-modules. De kosten van tweezijdige panelen zijn echter ook hoger. De kosten per kWh (basisbedrag) van een project met tweezijdige zonnepanelen liggen daarom nabij de kosten per kWh van een project met enkelzijdige zonnepanelen, mits alle geproduceerde elektriciteit subsidiabel is. Om dit mogelijk te maken, adviseren we om bij een SDE++-aanvraag met tweezijdige zonnepanelen toe te staan om naar rato van de hogere verwachte elektriciteitsproductie een hoger vermogen (in kWp) aan te vragen dan het standaardpiekvermogen van de voorkant van de panelen. Een open punt is nog hoe de aanvraag van een hoger vermogen zich verhoudt tot de verplichting om op een netwerkaansluiting van 50 procent van het piekvermogen van de panelen aan te sluiten.

5.1.11 Zon-pv drijvend op water

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

5.1.12 Vollasturen

In dit advies wordt voor alle systemen groter dan 1 MWp verondersteld dat een locatie wordt gekozen waarop panelen in optimale stand kunnen worden opgesteld, zonder significante negatieve productie-effecten van bijvoorbeeld schaduwwerking. Als uitgegaan wordt van een systeem met een aansluiting van 70 procent van het piekvermogen van de zonnepanelen bedraagt de jaarlijkse productie 990 kWh/kWp bij start van het project. Bij een lager aansluitvermogen 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 wordt gesteld op 950 kWh/kWp. Voor jaar 16 tot en met jaar 20 worden 890 vollasturen per jaar aangehouden.

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

Ook dakgebonden systemen blijken vaak niet in de optimale stand geplaatst te 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 te verlagen van 950 naar 900 kWh/kWp. Voor jaar 16 tot en met jaar 20 worden 845 vollasturen per jaar aangehouden.

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

Bij projecten met een aansluiting van 50 procent van het vermogen van de pv-panelen 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. Op basis van literatuur en eigen onderzoek wordt een waarde van 5 procent aangenomen voor de additionele aftopping voor een netaansluiting van 50 procent ten opzichte van een aansluiting van 70 procent voor de jaren 1 tot en met 15. Vanwege degradatie zal het piekvermogen van de zonnepanelen afnemen waardoor ook de aftopping binnen het uur minder zal worden. Voor jaar 16 tot en met 20 wordt daarom 3 procent additionele aftopping aangenomen.

Voor zonvolgende systemen (die gedefinieerd zijn voor grote pv-systemen op gebouwen, grond en water) is het niet aan te bevelen om een beperkte netwerkaansluiting van 50 procent te implementeren. De relatieve omvormercapaciteit ten opzichte van het piekvermogen en daarmee de relatieve grootte van de netwerkaansluiting ligt bij zonvolgende systemen hoger dan bij systemen met

een vaste oriëntatie. Het dagelijkse productieprofiel van zonvolgende systemen is vlakker dan bij pv-systemen met een vaste oriëntatie. Daarmee maken zonvolgende systemen efficiënter gebruik van de netwerkcapaciteit zonder dat daar een relatief hoog piekvermogen van de zonnepanelen voor nodig is.

Een overzicht van de vollasturen wordt in tabel 5.7 weergegeven.

Tabel 5.7
Vollasturen voor de categorieën voor zon-pv voor aansluitingen op respectievelijk 70 en 50 procent van het piekvermogen van de zonnepanelen[1]

Categorie	70% Jaren 1 t/m 15	70% Jaren 16 t/m 20	50% Jaren 1 t/m 15	50% Jaren 16 t/m 20
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 15 kWp en < 1 MWp, gebouwgebonden	900	845	800	760
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 15 kWp en < 1 MWp, grondgebonden of op water	950	890	840	800
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, gebouwgebonden	900	845	800	760
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, grondgebonden	950	890	840	800
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, drijvend op water	950	890	840	800
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, zonvolgend op land	1045	975	n.v.t.	n.v.t.
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, zonvolgend op water	1190	1110	n.v.t.	n.v.t.

[1] *Wegens de verwachte systeemdegradatie is het gemiddelde aantal vollasturen van jaar 16 tot en met jaar 20 lager.*

5.1.13 Eigen 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++-openstellingsfases wordt gekeken naar het basisbedrag minus de langetermijnprijs. Vanwege het gebruik van twee correctiebedragen moet bij zon-pv een gemiddelde langetermijnprijs tussen netlevering en niet-netlevering als referentie genomen worden. Tabel 5.8 geeft het aangenomen gemiddelde aandeel eigen verbruik.

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

Tabel 5.8
Waarde van de gemiddelde niet-netlevering van elektriciteit van pv-systemen

Categoriegroep	Gebouwgebonden	Grondgebonden systemen of systemen drijvend op water
Zon-pv , ≥15 kWp en <1 MWp	65%	50%
Zon-pv ≥1 MWp en <20 MWp	60%	10%
Zon-pv ≥20 MWp	-	0%

5.1.14 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 (netto)restwaarde toegekend aan het einde van de levensduur.

5.1.15 Categorie-specifieke beschouwingen zon-pv

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

Tabel 5.9
Technisch-economische parameters en subsidieparameters voor fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥15 kWp en <1 MWp, gebouwgebonden met een netaansluiting van 50 procent van de zonnepanelen

	Eenheid	SDE++ 2022	SDE++ 2023
Vermogen	kWp	-	250
Investeringskosten	€/kWp	-	627
Vaste O&M-kosten	€/kWp/jaar	-	12,0
Variabele O&M-kosten	€/kWh	-	0,0019
Eenmalige O&M-kosten in jaar 13	€	-	4500
Vollasturen (in jaar 16-20)	uur/jaar	-	800 (760)
Basisbedrag	€/kWh	-	0,0916
Subsidieperiode	jaar	-	15

Tabel 5.10
Technisch-economische parameters en subsidieparameters voor fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥15 kWp en <1 MWp, gebouwgebonden met een netaansluiting van 70 procent van de zonnepanelen

	Eenheid	SDE++ 2022	SDE++ 2023
Vermogen	kWp	250	250
Investeringskosten	€/kWp	603	633
Vaste O&M-kosten	€/kWp/jaar	12,9	12,0
Variabele O&M-kosten	€/kWh	0,0019	0,0019
Eenmalige O&M-kosten in jaar 13	€	3250	4500
Vollasturen (in jaar 16-20)	uur/jaar	900 (845)	900 (845)
Basisbedrag	€/kWh	0,0705	0,0816
Subsidieperiode	jaar	15	15

Tabel 5.11
Technisch-economische parameters en subsidieparameters voor fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥15 kWp en <1 MWp, grondgebonden met een netaansluiting van 50 procent van de zonnepanelen

	Eenheid	SDE++ 2022	SDE++ 2023
Vermogen	kWp	-	500
Investeringskosten	€/kWp	-	646
Vaste O&M-kosten	€/kWp/jaar	-	13,5
Variabele O&M-kosten	€/kWh	-	0,0019
Eenmalige O&M-kosten in jaar 13	€	-	9000
Vollasturen (in jaar 16-20)	uur/jaar	-	840 (800)
Basisbedrag	€/kWh	-	0,0916
Basisbedrag incl. landschap & natuur	€/kWh	-	0,0991
Subsidieperiode	jaar	-	15

Tabel 5.12
Technisch-economische parameters en subsidieparameters voor fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥15 kWp en <1 MWp, grondgebonden met een netaansluiting van 70 procent van de zonnepanelen

	Eenheid	SDE++ 2022	SDE++ 2023
Vermogen	kWp	500	500
Investeringskosten	€/kWp	621	652
Vaste O&M-kosten	€/kWp/jaar	12,5	13,5
Variabele O&M-kosten	€/kWh	0,0019	0,0019
Eenmalige O&M-kosten in jaar 13	€	6500	9000
Vollasturen (in jaar 16-20)	uur/jaar	950 (890)	950 (890)
Basisbedrag	€/kWh	0,0677	0,0809
Basisbedrag incl. landschap & natuur	€/kWh	-	0,0875
Subsidieperiode	jaar	15	15

Tabel 5.13
Technisch-economische parameters en subsidieparameters voor fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥15 kWp en <1 MWp, drijvend op water met een netaansluiting van 50 procent van de zonnepanelen

	Eenheid	SDE++ 2022	SDE++ 2023
Vermogen	kWp	-	500
Investeringskosten	€/kWp	-	742
Vaste O&M-kosten	€/kWp/jaar	-	15,1
Variabele O&M-kosten	€/kWh	-	0,0019
Eenmalige O&M-kosten in jaar 13	€	-	9000
Vollasturen (in jaar 16-20)	uur/jaar	-	840 (800)
Basisbedrag	€/kWh	-	0,1055
Basisbedrag incl. landschap & natuur	€/kWh	-	0,1055
Subsidieperiode	jaar	-	15

Tabel 5.14
Technisch-economische parameters en subsidieparameters voor fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥15 kWp en <1 MWp, drijvend op water met een netaansluiting van 70 procent van de zonnepanelen

	Eenheid	SDE++ 2022	SDE++ 2023
Vermogen	kWp	500	500
Investeringskosten	€/kWp	714	750
Vaste O&M-kosten	€/kWp/jaar	14,5	15,1
Variabele O&M-kosten	€/kWh	0,0019	0,0019
Eenmalige O&M-kosten in jaar 13	€	6500	9000
Vollasturen (in jaar 16-20)	uur/jaar	950 (890)	950 (890)
Basisbedrag	€/kWh	0,0784	0,0935
Basisbedrag incl. landschap & natuur	€/kWh	-	0,0935
Subsidieperiode	jaar	15	15

Tabel 5.15
Technisch-economische parameters en subsidieparameters voor fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, gebouwgebonden met een netaansluiting van 50 procent van de zonnepanelen

	Eenheid	SDE++ 2022	SDE++ 2023
Vermogen	kWp	2500	2500
Investeringskosten	€/kWp	548	548
Vaste O&M-kosten	€/kWp/jaar	11,4	11,2
Variabele O&M-kosten	€/kWh	0,0019	0,0019
Eenmalige O&M-kosten in jaar 13	€	23.214	40.000
Vollasturen (in jaar 16-20)	uur/jaar	850 (810)	800 (760)
Basisbedrag	€/kWh	0,0670	0,0804
Subsidieperiode	jaar	15	15

Tabel 5.16
Technisch-economische parameters en subsidieparameters voor fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, gebouwgebonden met een netaansluiting van 70 procent van de zonnepanelen

	Eenheid	SDE++ 2022	SDE++ 2023
Vermogen	kWp		2500
Investeringskosten	€/kWp		555
Vaste O&M-kosten	€/kWp/jaar		11,2
Variabele O&M-kosten	€/kWh		0,0019
Eenmalige O&M-kosten in jaar 13	€		40.000
Vollasturen (in jaar 16-20)	uur/jaar		900 (845)
Basisbedrag	€/kWh		0,0716
Subsidieperiode	jaar	15	15

Tabel 5.17
Technisch-economische parameters en subsidieparameters voor fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥1 MWp en <20 MWp , grondgebonden met een netaansluiting van 50 procent van de zonnepanelen

	Eenheid	SDE++ 2022	SDE++ 2023
Vermogen	kWp	10.000	10.000
Investeringskosten	€/kWp	482	485
Vaste O&M-kosten	€/kWp/jaar	10,6	12,2
Variabele O&M-kosten	€/kWh	0,0019	0,0019
Eenmalige O&M-kosten in jaar 13	€	92.857	150.000
Vollasturen (in jaar 16-20)	uur/jaar	890 (850)	840 (800)
Basisbedrag	€/kWh	0,0567	0,0701
Basisbedrag incl. landschap & natuur	€/kWh	-	0,0750
Subsidieperiode	jaar	15	15

Tabel 5.18
Technisch-economische parameters en subsidieparameters voor fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥1 MWp en <20 MWp , grondgebonden met een netaansluiting van 70 procent van de zonnepanelen

	Eenheid	SDE++ 2022	SDE++ 2023
Vermogen	kWp		10.000
Investeringskosten	€/kWp		504
Vaste O&M-kosten	€/kWp/jaar		12,2
Variabele O&M-kosten	€/kWh		0,0019
Eenmalige O&M-kosten in jaar 13	€		150.000
Vollasturen (in jaar 16-20)	uur/jaar		950 (890)
Basisbedrag	€/kWh		0,0633
Basisbedrag incl. landschap & natuur	€/kWh	-	0,0676
Subsidieperiode	jaar		15

Tabel 5.19 toont de parameters voor de zon-pv-categorie '≥20 MWp, grondgebonden'. De referentie-installatie betreft hier een grondgebonden 30 MWp-zonnepark. De minimumwaarde van 20 MWp voor deze categorie is gekozen omdat de kosten van de netwerkaansluiting (circa 10 MW) vanaf 10 MW niet gereguleerd zijn, maar in het vrije domein vallen.

Tabel 5.19
Technisch-economische parameters en subsidieparameters voor fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 20 MWp, grondgebonden met een netaansluiting van 50 procent van de zonnepanelen

	Eenheid	SDE++ 2022	SDE++ 2023
Vermogen	kWp	30.000	30.000
Investeringskosten	€/kWp	460	464
Vaste O&M-kosten	€/kWp/jaar	10,0	11,6
Variabele O&M-kosten	€/kWh	0,0019	0,0019
Eenmalige O&M-kosten in jaar 13	€	278.571	450.000
Vollasturen (in jaar 16-20)	uur/jaar	890 (850)	840 (800)
Basisbedrag	€/kWh	0,0538	0,0667
Basisbedrag incl. landschap & natuur	€/kWh	-	0,0701
Subsidieperiode	jaar	15	15

Tabel 5.20
Technisch-economische parameters en subsidieparameters voor fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 20 MWp, grondgebonden met een netaansluiting van 70 procent van de zonnepanelen

	Eenheid	SDE++ 2022	SDE++ 2023
Vermogen	kWp		30.000
Investeringskosten	€/kWp		482
Vaste O&M-kosten	€/kWp/jaar		11,6
Variabele O&M-kosten	€/kWh		0,0019
Eenmalige O&M-kosten in jaar 13	€		450.000
Vollasturen (in jaar 16-20)	uur/jaar		950 (890)
Basisbedrag	€/kWh		0,0602
Basisbedrag incl. landschap & natuur	€/kWh	-	0,0632
Subsidieperiode	jaar		15

Tabel 5.21
Technisch-economische parameters en subsidieparameters voor fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, drijvend op water met een netaansluiting van 50 procent van de zonnepanelen

	Eenheid	SDE++ 2022	SDE++ 2023
Vermogen	kWp	10.000	10.000
Investeringskosten	€/kWp	558	558
Vaste O&M-kosten	€/kWp/jaar	12,8	13,7
Variabele O&M-kosten	€/kWh	0,0019	0,0019
Eenmalige O&M-kosten in jaar 13	€	92.857	150.000
Vollasturen (in jaar 16-20)	uur/jaar	890 (850)	840 (800)
Basisbedrag	€/kWh	0,0668	0,0811
Basisbedrag incl. landschap & natuur	€/kWh	-	0,0811
Subsidieperiode	jaar	15	15

Tabel 5.22
Technisch-economische parameters en subsidieparameters voor fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, drijvend op water met een netaansluiting van 70 procent van de zonnepanelen

	Eenheid	SDE++ 2022	SDE++ 2023
Vermogen	kWp		10.000
Investeringskosten	€/kWp		580
Vaste O&M-kosten	€/kWp/jaar		14,7
Variabele O&M-kosten	€/kWh		0,0019
Eenmalige O&M-kosten in jaar 13	€		150.000
Vollasturen (in jaar 16-20)	uur/jaar		950 (890)
Basisbedrag	€/kWh		0,0734
Basisbedrag incl. landschap & natuur	€/kWh	-	0,0734
Subsidieperiode	jaar		15

Tabel 5.23
Technisch-economische parameters en subsidieparameters voor fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥1 MWp en <20 MWp , zonvolgend grondgebonden met een netaansluiting van 70 procent van de zonnepanelen

	Eenheid	SDE++ 2022	SDE++ 2023
Vermogen	kWp	10.000	10.000
Investeringskosten	€/kWp	555	558
Vaste O&M-kosten	€/kWp/jaar	11,7	13,2
Variabele O&M-kosten	€/kWh	0,0019	0,0019
Eenmalige O&M-kosten in jaar 13	€	130.000	150.000
Vollasturen (in jaar 16-20)	uur/jaar	1045 (975)	1045 (975)
Basisbedrag	€/kWh	0,0551	0,0633
Basisbedrag incl. landschap & natuur	€/kWh	-	0,0676
Subsidieperiode	jaar	15	15

Tabel 5.24
Technisch-economische parameters en subsidieparameters voor fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 20 MWp, zonvolgend grondgebonden met een netaansluiting van 70 procent van de zonnepanelen

	Eenheid	SDE++ 2022	SDE++ 2023
Vermogen	kWp	30.000	30.000
Investeringskosten	€/kWp	522	545
Vaste O&M-kosten	€/kWp/jaar	11,6	13,6
Variabele O&M-kosten	€/kWh	0,0019	0,0019
Eenmalige O&M-kosten in jaar 13	€	390.000	450.000
Vollasturen (in jaar 16-20)	uur/jaar	1045 (975)	1045 (975)
Basisbedrag	€/kWh	0,0524	0,0602
Basisbedrag incl. landschap & natuur	€/kWh	-	0,0632
Subsidieperiode	jaar	15	15

Tabel 5.25
Technisch-economische parameters en subsidieparameters voor fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, zonvolgend drijvend op water met een netaansluiting van 70 procent van de zonnepanelen

	Eenheid	SDE++ 2022	SDE++ 2023
Vermogen	kWp	10.000	10.000
Investeringskosten	€/kWp	760	753
Vaste O&M-kosten	€/kWp/jaar	13,8	14,7
Variabele O&M-kosten	€/kWh	0,0019	0,0019
Eenmalige O&M-kosten in jaar 13	€	130.000	150.000
Vollasturen (in jaar 16-20)	uur/jaar	1190 (1045)	1190 (1045)
Basisbedrag	€/kWh	0,0646	0,0734
Basisbedrag incl. landschap & natuur	€/kWh	-	0,0734
Subsidieperiode	jaar	15	15

5.2 Zonthermie

5.2.1 Algemene ontwikkelingen

In dit eindadvies SDE++ 2022 wordt aangesloten bij het conceptadvies SDE++ 2022, waarbij voor de investeringskosten en voor de O&M-kosten een correctie is doorgevoerd door de kerninflatie volgens de Economische ontwikkelingen en vooruitzichten van DNB. Daarbij zijn ook de financieringsparameters in de SDE++ 2023 gewijzigd zijn ten opzichte van de SDE++ 2022. Beide effecten leiden tot een toename van de basisbedragen.

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 kWth voor grote verbruikers, uitgerust met een lichtdoorlatende laag afgedekte

zonnecollectoren en een warmteopslagvat. In deze categorie kunnen ook systemen voor zonnewarmte met concentrerende spiegels ingediend worden, voor eenzelfde basisbedrag. Wat de eisen zijn aan zonthermische systemen wordt door het ministerie van EZK gedefinieerd in de aanwijzingsregeling categorieën SDE++, die gepubliceerd wordt in de Staatscourant. 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 en subsidieparameters voor zonthermie, ≥140 kWth tot 1 MWth

	Eenheid	SDE++ 2022	SDE++ 2023
Vermogen	kWp	140	140
Investeringskosten	€/kWp	525	544
Vaste O&M-kosten	€/kWp/jaar	1,9	2,0
Variabele O&M-kosten	€/kWh	0,0019	0,0019
Vollasturen	uur/jaar	600	600
Basisbedrag	€/kWh	0,0949	0,1170
Looptijd subsidie	jaar	15	15

5.2.2 Zonthermie, > 1 MW

Het referentiesysteem voor deze SDE++-categorie heeft een thermisch vermogen van 5 MW. Wat de eisen zijn aan zonthermische systemen wordt door het ministerie van EZK gedefinieerd in de aanwijzingsregeling categorieën SDE++, die gepubliceerd wordt in de Staatscourant. In deze categorie kunnen ook systemen voor zonnewarmte met concentrerende spiegels ingediend worden, voor eenzelfde basisbedrag. De technisch-economische parameters voor deze categorie van zonthermie zijn in tabel 5.27 weergegeven.

Tabel 5.27
Technisch-economische parameters en subsidieparameters voor zonthermie, ≥1 MWth

	Eenheid	SDE++ 2022	SDE++ 2023
Vermogen	kWp	5000	5000
Investeringskosten	€/kWp	420	435
Vaste O&M-kosten	€/kWp/jaar	4.0	4,1
Variabele O&M-kosten	€/kWh	0,0019	0,0019
Vollasturen	uur/jaar	600	600
Basisbedrag	€/kWh	0,0808	0,0986
Looptijd subsidie	jaar	15	15

5.2.3 PVT met warmtepomp

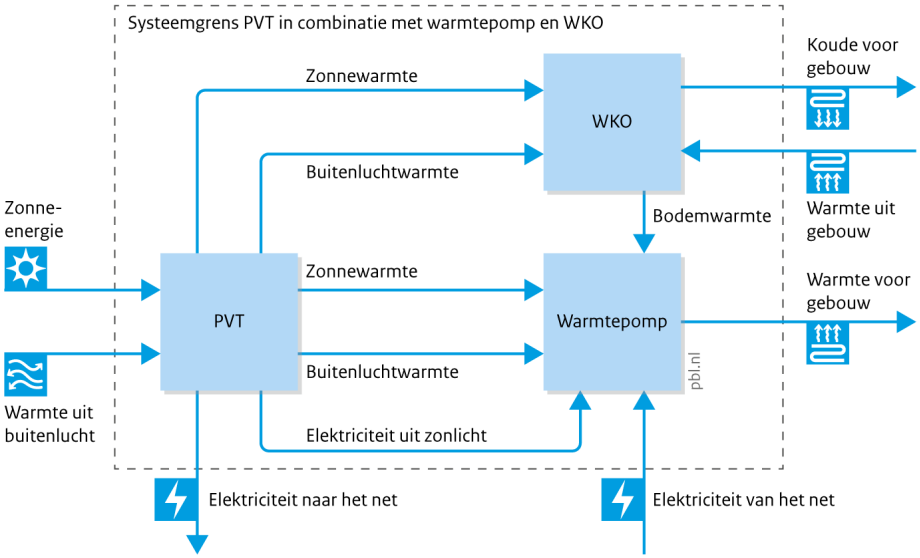
PVT staat voor *photovoltaic-thermal* of pv-thermisch. Deze categorie is voor het eerst gedefinieerd in de SDE++ 2021. Een uitgebreide beschrijving is te vinden in het eindadvies SDE++ 2021 (in paragraaf 5.3.4). Het aantal in de SDE++ 2021 aangevraagde projecten is echter zeer beperkt, reden om de categorie nader te beschouwen voor het eindadvies SDE++, in lijn met de aankondiging in de wijzigingsnotitie SDE++ 2023 (paragraaf 2.3.4).

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 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 als dit advies gevolgd wordt; 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 kWth) en het oppervlak aan PVT (minimaal 600 m²) van 1 : 1,2. Toepassingen zonder WKO kennen een andere verhouding, namelijk 1 : 2 of hoger.

Het blijkt dat de eisen die tot nu toe gedefinieerd zijn voor de categorie 'PVT met nieuwe warmtepomp' het lastig maken om projecten te vinden die daarbinnen passen. Dit betreft onder andere de grootte van de benodigde warmtevraag en de configuratie van het systeem. In dit advies worden de eisen en de parameterwaarden daarom aangepast.

Om te beginnen wordt vastgesteld dat PVT een goede optie is voor regeneratie van uit balans geraakte WKO's. De techniek is stil en het geleverde temperatuurniveau sluit goed aan bij de bronkarakteristieken. Om echter niet te beperkend te zijn is aanwezigheid van een WKO, net als in de SDE++ 2022, niet verplicht.

Omdat de kansen voor PVT vooral bij bestaande WKO's liggen, is de eis om een nieuwe warmtepomp te installeren niet adequaat: veelal zal er reeds een warmtepomp geïnstalleerd zijn die in de meeste gevallen niet aan vervanging toe zal zijn. We adviseren om deze reden een aparte categorie

te definiëren waarbij het niet nodig is om een nieuwe warmtepomp te installeren, maar waarbij de bestaande warmtepomp gebruikt wordt. De aanwezigheid van een warmtepomp is wel vereist in deze nieuwe categorie, omdat daar de warmtelevering gemeten wordt. De voorgestelde naam voor de nieuwe categorie luidt 'PVT met bestaande warmtepomp'. Hierbij worden de investeringskosten en de onderhoudskosten voor de warmtepomp niet meegenomen bij de bepaling van het subsidiebedrag. De kosten van de hulpenergie (elektriciteit) voor de warmtepomp worden bij gebruik van een bestaande warmtepomp niet meegenomen, alleen de kosten van elektriciteit voor de circulatiepomp van het PVT-systeem worden meegenomen.

Bij bestaande projecten is er soms sprake van individuele kleine warmtepompen in plaats van een grote collectieve warmtepomp. Omdat het bemeten van individuele warmtepompen lastig is worden deze systemen uitgesloten van de SDE++. Een overweging om voor individuele warmtepompen te kiezen kan zijn dat er ISDE-subsidie voor aangevraagd kon worden, waardoor deze systemen reeds subsidie ontvangen hebben.

Het minimale vermogen van de warmtepomp zoals het in de SDE++ 2022 geadviseerd is, beperkt sterk de mogelijkheden om projecten te definiëren die in aanmerking komen voor subsidie. We geven ter overweging om de vermogensgrens voor de collectieve warmtepomp te verlagen naar 300 kW, gemeten aan de warmteleverende zijde. De warmtepomp mag bestaan uit meerdere collectieve warmtepompen (bijvoorbeeld twee), die echter elk bemeten moeten worden.

Voor de SDE++ 2023 is het investeringsbedrag voor het pv-gedeelte aangepast, evenals de onderhoudskosten en de kosten van de omvormervervanging, in lijn met de inzichten uit de analyse voor pv in de categorie 'Zon-pv ≥15 kWp en <1 MWp, gebouwgebonden'.

In onderstaande tabel ter verduidelijking een overzicht:

Tabel 5.28
Overzicht aanpassingen investeringsbedrag en kosten voor pv met warmtepomp

	Pv met warmtepomp SDE++ 2022	**Pv met nieuwe warmtepomp SDE++ 2023**	**Pv met bestaande warmtepomp SDE++ 2023**
PVT-panelen verplicht	Ja	Ja	Ja
WKO verplicht	Nee	Nee	Nee
Nieuwe warmtepomp	Ja	Ja	Nee
Type warmtepomp	Collectief	Collectief	Collectief
Minimaal vermogen warmtepomp	500 kW	300 kW	300 kW
Warmtepomp mag modulair zijn (bijvoorbeeld 2x 250 kW)	Ja	Ja	Ja
Minimale verhouding warmtepomp ten opzichte van PVT-oppervlak en	1 : 1,2	1 : 1,2	1 : 1,2
Minimaal PVT-oppervlak	600 m²	360 m²	360 m²
Aanpassing investeringskosten ten opzichte van SDE++ 2022 wegens inflatie	n.v.t.	Ja	Ja
Aanpassing investeringskosten zon-pv ten opzichte van SDE++ 2022	n.v.t.	Ja	Ja
Vollasturen, gemeten aan de warmtepomp	3500	3500	3500

In tabel 5.29 staan de technisch-economische parameters van de referentie-installatie voor de categorie 'PVT met nieuwe warmtepomp'.

Tabel 5.29
Technisch-economische parameters en subsidieparameters voor PVT met nieuwe warmtepomp

	Eenheid	SDE++ 2022	SDE++ 2023
Vermogen	kWp	600	600
Investeringskosten	€/kWp	830	870
Vaste O&M-kosten	€/kWp/jaar	21,0	21,1
Variabele O&M-kosten	€/kWh	0,0123	0,0143
Eenmalige O&M-kosten in jaar 13	€	2500	2160
Vollasturen	uren/jaar	3500	3500
Basisbedrag	€/kWh	0,0442	0,0530
Looptijd subsidie	jaar	15	15

In tabel 5.30 staan de technisch-economische parameters van de referentie-installatie voor de categorie 'PVT met bestaande warmtepomp'.

Tabel 5.30
Technisch-economische parameters en subsidieparameters voor PVT met bestaande warmtepomp

	Eenheid	SDE++ 2022	SDE++ 2023
Vermogen	kWp	600	600
Investeringskosten	€/kWp	830	610
Vaste O&M-kosten	€/kWp/jaar	21,0	2,9
Variabele O&M-kosten	€/kWh	0,0123	0,0030
Eenmalige O&M-kosten in jaar 13	€	2500	2160
Vollasturen	uren/jaar	3500	3500
Basisbedrag	€/kWh	0,0442	0,0257
Looptijd subsidie	jaar	15	15

Het resulterende basisbedrag voor de categorie 'PVT met bestaande warmtepomp' is relatief laag. Dit wordt veroorzaakt door het niet meenemen van de kosten voor de warmtepomp en WKO, in combinatie met het relatief hoge aantal vollasturen. Een kenmerk van de techniek PVT is dat er door de verschillende uitvoeringsvormen een wijde prijsrange is van systemen, waardoor de techniek in bepaalde gevallen ook snel rendabel kan zijn. Overigens staat het partijen ook vrij om voor het PVT-systeem een SDE++ aan te vragen die enkel voor PV geldt (en dan dus niet ook voor een categorie in combinatie met een warmtepomp).

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 kasdek, 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. Tabel 5.31 geeft de

aannames voor de technisch-economische parameters. Het correctiebedrag is in de SDE++ 2023 aangepast van 90 procent van TTF naar 70 procent van TTF op basis van de onderste verbrandingswaarde.

Tabel 5.31
Technisch-economische parameters en subsidieparameters voor daglichtkas

	Eenheid	SDE++ 2022	SDE++ 2023
Vermogen	kWp	500	500
Investeringskosten	€/kWp	1880	1948
Vaste O&M-kosten	€/kWp/jaar	89,2	92,4
Variabele O&M-kosten	€/kWh	0,0019	0,0019
Vollasturen	uur/jaar	3850	3850
Basisbedrag	€/kWh	0,0771	0,0907
Looptijd subsidie	jaar	15	15

6 Windenergie

Voor de SDE++ 2023 heeft het ministerie van EZK de volgende specifieke uitgangspunten meegegeven voor de categorieën gerelateerd aan windenergie:

- Bij de berekening van de grondkosten wordt uitgegaan van een prijs van 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.
- Vanwege de grote ruimtelijke impact van windenergieprojecten op land ook een basisbedrag bepalen waarin de meerkosten voor het voorkomen van negatieve effecten op de leefbaarheid en gezondheid het beschermen van vogels en vleermuizen zijn meegenomen (uitzetten verlichting met hulp van naderingsdetectie (onder andere transpondertechniek) en stilstandregeling in verband met slagschaduw en geluid (op bepaalde momenten / gebruikmaken van sensoren).

Windkaart en windsnelheidsdifferentiatie

In de SDE++ 2023 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.[24] Tabel 6.1 laat de onderverdeling van de windsnelheidscategorieën voor windenergie in de SDE++ 2023 zien.

Tabel 6.1
Onderverdeling windsnelheidscategorieën voor windenergie

Categorie SDE++ 2023	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

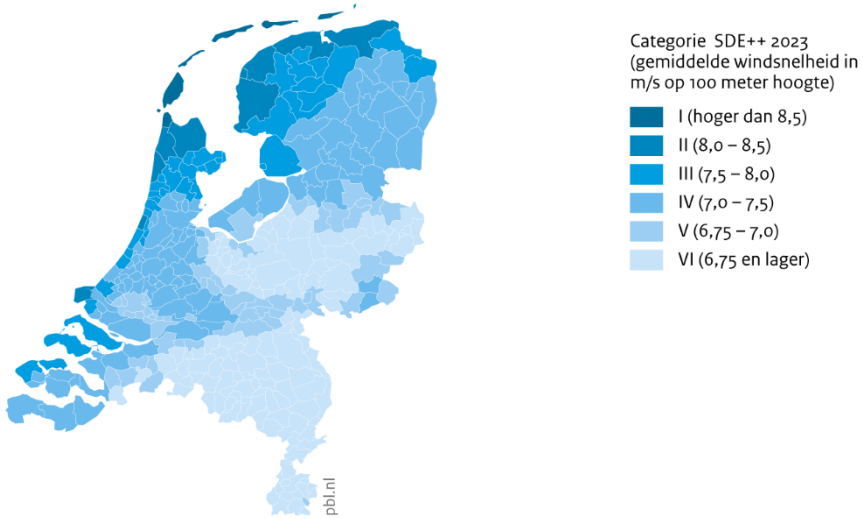
Meegenomen kosten windenergie

Tabel 6.2 geeft aan welke kosten er wel en niet worden meegewogen 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.

[24] Zie RVO-website.

Figuur 6.1

Gemiddelde windsnelheid per gemeente, 2004 – 2013



Bron: KNMI, CBS, RVO.nl

Tabel 6.2

Overzicht van wel en niet meegenomen kosten voor windenergie

Kostenpost	Groep	Details
Meegewogen kosten	Investeringskosten	• Windturbine (incl. transport en installatie) • Fundering (inclusief heipalen) • Elektrische infrastructuur in het park • Netaansluiting • Civiele infrastructuur • 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 • Vogeldetectiesysteem • Eigenverbruik • OZB • Beheer • Land- en wegenonderhoud
Niet meegewogen kosten	Project-specifieke kosten	• Gebiedsgebonden bijdrage • Afdrachten (niet bij wet geregeld) aan decentrale overheden

Grootte van de referentie-installatie

Het is belangrijk dat de referentie-installatiegrootte representatief is voor de kostenstructuur van windenergieprojecten en voor het vermogen van de projecten in de markt. Er wordt rekening gehouden met het feit dat er in de nabije toekomst minder grootschalige windparken in Nederland worden gebouwd en dat kleinere projecten representatiever zijn als referentiegrootte.

Hiervoor hebben we gekeken wat het gemiddelde vermogen is van windenergieprojecten op land die op de Nederlandse markt in het bouwtraject zitten. De Rijksdienst voor Ondernemend Nederland (RVO) rapporteert jaarlijks de stand van zaken van de windparken in ontwikkeling. Volgens de *Monitor Wind op Land* waren er in 2021 in Nederland 41 projecten met een cumulatief vermogen van 827 MW in de voorbereidende bouwfase.[25] Dit betekent dat het gemiddelde windenergiepark dat in de komende jaren gebouwd wordt, een grootte heeft van ongeveer 20 MW. Dit resultaat hebben we als uitgangspunt genomen voor een kostenschaalanalyse met als scope het vaststellen van de referentie-installatiegrootte voor de drie SDE++-windenergiecategorieën:

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

De analyse van de kostenschaalstructuur van windenergieprojecten relateert de ontwikkeling van basisbedragen aan het projectvermogen. Voor een dergelijke analyse hebben we de kostenaannames voor elke kostencomponent in het turbinemodel opnieuw bekeken en de kosten op turbinebasis bijgewerkt. Er is speciale aandacht besteed aan kosten die gevoelig zijn voor schaalgrootte, zoals netaansluitingskosten.

De inputdata zijn samengesteld uit een reeks van bronnen, zoals turbinefabrikanten, projectontwikkelaars en marktpartijen met specifieke marktcompetenties. Het turbineportfolio is, ten opzichte van het vorige eindadvies, geactualiseerd om de commercieel beschikbare turbines in 2023 of 2024 op de Nederlandse markt op te nemen. Dit betekent dat er extra turbines van 5 tot 7,2 MW zijn toegevoegd.

De referentie-installatiegrootte voor reguliere windenergie op land en windenergie op waterkeringen is vastgesteld op 20 MW en voor de hoogtebeperkte categorie op 15 MW. Voor de categorie windenergie op waterkeringen is dezelfde lijn als windenergie op land regulier gevolgd. In tabel 6.3 staan de windcategorieën vermeld met hun respectievelijke referentie-installatiegrootte. Dit heeft vooral gevolgen voor de kostenanalyse en de basisbedragen van de verschillende categorieën.

[25] Wind op land monitor, RVO, 2021

Tabel 6.3
Referentie installatiegrootte SDE++-windenergieprojecten op land

	Referentie-installatie-grootte SDE++ 2022	Referentie-installatiegrootte SDE++ 2023
Wind op land, reguliere categorie	30 MW	20 MW
Wind op land met hoogtebeperking	15 MW	15 MW
Wind op waterkeringen	30 MW	20 MW

Zoals verwacht schalen niet alle project-specifieke kosten lineair mee. Hierdoor zijn kleinschalige projecten duurder in ontwikkeling per eenheid opgewekte elektriciteit dan grotere projecten. Bovendien wordt de kloof groter naarmate de windsnelheid afneemt. In de volgende paragrafen lichten we de kosten en baten van elke windenergiecategorie verder toe.

6.1 Wind op land, algemeen

6.1.1 Kostenbevindingen

Investeringskosten: turbineprijzen en meerkosten

Om tot basisbedragen voor de categorieën voor windenergie op land te komen worden verschillende windturbinetypen met bijbehorende investeringen gebruikt (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 (levering 2023-2024) te delen. De geleverde gegevens worden vervolgens in prijslijsten verzameld, waarbij de data van bestaande turbinemodellen worden bijgewerkt en nieuwe modellen worden bijgevoegd. In deze prijsopgaves zit een deel van de inflatie dus al verwerkt. De turbineprijzen zijn vastgesteld op 970 euro/kW, dit is een stijging ten opzichte van 2022 (845 euro/kW). Boven op de turbineprijs komen kosten voor fundering inclusief heipalen, elektrische infrastructuur in het park, netaansluiting, civiele infrastructuur, bouwrente en CAR-verzekering tijdens de bouw. De geschatte totale investeringskosten komen hiermee uit op een totaalbedrag van 1350 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, de transactiekosten samen met de basisprijspremie en de grondkosten. In de SDE++ 2023 wordt ervan uitgegaan dat de garantie- en onderhoudskosten voor de turbines gemiddeld over 20 jaar 0,0062 euro/kWh bedragen, volgens de input van de turbineleveranciers zoals beschreven in de vorige paragraaf.

Boven op de genoemde turbineonderhoudskosten komen de grondkosten. Voor de SDE++ 2023 worden de grondkosten constant gehouden op 0,0021 euro/kWh. Transactiekosten samen met de basisprijspremie worden eveneens constant gehouden op 0,0027 euro/kWh. De totale variabele O&M-kosten komen daarmee voor deze categorie op 0,011 euro/kWh.

De vaste jaarlijkse kosten betreffen kosten voor WA-verzekering, machinebreukverzekering, stilstandverzekering, netinstandhoudingskosten, vogeldetectiesysteem, eigen verbruik, OZB, beheer

en land- en wegenonderhoud. In de SDE++ 2023 is voor het eerst een vogeldetectiesysteem opgenomen in de mee te nemen vaste operationele kosten, met name omdat de investeringskosten hiervan een relatief klein deel uitmaken van de totale investeringskosten. De vaste jaarlijkse operationele kosten van een vogeldetectiesysteem zijn geschat met onder andere input van marktpartijen tijdens de marktconsultatie en bedragen ongeveer 2 euro/kW, afhankelijk van het turbinemodel en windpark. Deze totale vaste operationele kosten zijn voor de SDE++ 2023 geschat op 14,33 euro/kW, een stijging ten opzichte van 14,20 euro/kW in de SDE++ 2022.

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.

Baten windenergie

Het basisbedrag is tot stand gekomen door bovengenoemde kosten te combineren met de energieopbrengst van windturbines. Deze opbrengsten worden in hoge mate bepaald door het windaanbod en de vermogenskromme van de windturbines.

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 gecorrigeerd voor de windsnelheid op ashoogte van de betreffende turbine. Daarnaast wordt in het model alleen gerekend met de turbines die volgens de IEC-classificering ook daadwerkelijk bij de betreffende windsnelheid geplaatst mogen worden. 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++ 2023)

Windsnelheid op 100m (m/s)	Categorie	Wind op land regulier (vollasturen)	Wind op land hoogtebeperkt (vollasturen)	Wind op waterkeringen (vollasturen)
≥ 8,5 m/s	I	3527	3175	3544
8,0 - 8,5 m/s	II	3505	2990	3523
7,5 - 8,0 m/s	III	3157	2534	3193
7,0 - 7,5 m/s	IV	2944	2181	2991
6,75 - 7,0 m/s	V	2736	2055	2745
< 6,75 m/s	VI	2539	1846	2568

Bij de referentie-installatiegrootte van 20 MW blijven de windparkverliezen op 13 procent. Deze verliezen ontstaan onder andere door zogverliezen, niet-beschikbaarheid, elektrische verliezen, turbineprestaties, milieubeperkingen en terugregeling.

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.

Elektriciteitsprijzen

In de subsidieperiode, de eerste 15 jaar van de economische levensduur, van een windenergieproject hebben elektriciteitsprijzen geen invloed, omdat de basisbedragen constant zijn. De analyseperiode voor de berekening van de onrendabele top is conform de SDE++-uitgangspunten 20 jaar, waardoor de elektriciteitsprijzen vanaf jaar 16 wel invloed hebben op de cashflow. Hierbij wordt aangenomen dat de geproduceerde elektriciteit wordt verkocht tegen groothandelsprijzen van elektriciteit op basis van het prijspad uit de Klimaat- en Energieverkenning 2022, inclusief kosten voor profiel en onbalans van windenergie op land.

De wijziging van de referentie-installatiegrootte van 30 MW naar 20 MW voor de categorie wind op land heeft een algehele impact op de kosten. Tabel 6.5 toont de belangrijkste kostenaannames voor de reguliere wind op land. Meest relevant zijn de stijgingen van de investeringskosten en vaste O&M-kosten vanwege de terugschaling van de referentiegrootte.

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

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2022	Advies SDE++ 2023
Installatiegrootte	MW	30,0	20,0
Investeringskosten	€/kW$_e$	1240	1350
Vaste O&M-kosten	€/kW$_e$/jaar	14,2	14,33
Variabele O&M-kosten	€/kWh	0,0060	0,0062
Grondkosten	€/kWh	0,0021	0,0021
Opslag voor transactiekosten, basisprijspremie	€/kWh	0,0027	0,0027
Totale variabele operationele kosten	€/kWh	0,0108	0,0110

6.1.2 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 0,0517 euro/kWh van toepassing op die turbines.

Tabel 6.6
Overzicht basisbedragen voor wind op land, regulier

Windsnelheid	Eenheid	Advies SDE++ 2022	Advies SDE++ 2023
≥ 8,5 m/s	€/kWh	0,0393	0,0514
8,0 - 8,5 m/s	€/kWh	0,0410	0,0517
7,5 - 8,0 m/s	€/kWh	0,0441	0,0568
7,0 - 7,5 m/s	€/kWh	0,0482	0,0604
6,75 - 7,0 m/s	€/kWh	0,0509	0,0646
< 6,75 m/s	€/kWh	0,0554	0,0692

6.2 Wind op land met hoogtebeperking

6.2.1 Kostenbevindingen

De categorie met hoogtebeperking (maximale tiphoogte van 150m) is van toepassing op ruimtelijk gezien beperkte gebieden in en rondom nationale en militaire luchthavens; daarom is voor een kleinere referentie-installatiegrootte gekozen dan bij die van de reguliere windenergiecategorie. Voor projecten in deze categorie komt maar een beperkt aantal turbinetypen in aanmerking. De referentie-installatiegrootte voor deze categorie is vastgesteld op 15 MW. 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++ 2022	Advies SDE++ 2023
Installatiegrootte	MW	15,0	15,0
Investeringskosten	€/kW_e	1306	1649
Vaste O&M-kosten	€/kW_e/jaar	16,20	18,38
Variabele O&M-kosten	€/kWh	0,0064	0,0065
Grondkosten	€/kWh	0,0021	0,0021
Opslag voor transactiekosten, basisprijspremie	€/kWh	0,0027	0,0027
Totale variabele operationele kosten	€/kWh	0,0112	0,0113

6.2.2 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++ 2022	Advies SDE++ 2023
≥ 8,5 m/s	€/kWh	0,0455	0,0681
8,0 - 8,5 m/s	€/kWh	0,0481	0,0719
7,5 - 8,0 m/s	€/kWh	0,0523	0,0837
7,0 - 7,5 m/s	€/kWh	0,0574	0,0963
6,75 - 7,0 m/s	€/kWh	0,0610	0,1018
< 6,75 m/s	€/kWh	0,0659	0,1127

6.3 Wind op waterkeringen

6.3.1 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.

Door de stijging van de turbineprijzen zijn de totale investeringskosten aangepast. Voor deze categorie worden de investeringskosten verhoogd naar 1550 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 ++ 2022	Advies SDE++ 2023
Installatiegrootte	MW	30,0	20,0
Investeringskosten	€/kW_e	1390	1550
Vaste O&M-kosten	€/kW_e/jaar	14,2	14,33
Variabele O&M-kosten	€/kWh	0,0060	0,0062
Grondkosten	€/kWh	0,0021	0,0021
Opslag voor transactiekosten, basisprijspremie	€/kWh	0,0027	0,0027
Totale variabele operationele kosten	€/kWh	0,0108	0,0110

6.3.2 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++ 2022	Advies SDE++ 2023
≥ 8,5 m/s	€/kWh	0,0425	0,0576
8,0 - 8,5 m/s	€/kWh	0,0444	0,0578
7,5 - 8,0 m/s	€/kWh	0,0475	0,0629
7,0 - 7,5 m/s	€/kWh	0,0518	0,0665
6,75 - 7,0 m/s	€/kWh	0,0554	0,0716
< 6,75 m/s	€/kWh	0,0599	0,0759

7 Geothermie

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 (inclusief 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 voorgaande eindadvies SDE++ 2022:

- zijn de kostenparameters geactualiseerd, ook is er rekening gehouden met recente kostenstijging van materialen, energie en arbeid. Hiernaast is hierbij ook gebruikgemaakt van de projectaanvraagdata;
- zijn de kosten voor het elektriciteitsgebruik verplaatst van de vaste naar de variabele operationele kosten;
- zijn er vaste jaarlijkse kosten voor een elektriciteitsaansluiting voor een warmtepomp toegekend aan projecten die zijn gericht op de gebouwde omgeving. Voor glastuinbouwprojecten wordt ervan uitgegaan dat de reeds aanwezige elektriciteitsaansluiting (ten behoeve van de WKK) voldoende zwaar is, waardoor voor deze projecten geen additionele kosten voor netaansluiting zijn meegenomen;
- wordt er voor de niet-basislastcategorieën geadviseerd om flexibiliteit via een volloopscenario toe te laten, naast het huidige scenario dat uitgaat van een constante jaarlijkse productie;
- zijn aan de categorieën die zijn gericht op de gebouwde omgeving investeringskosten toegekend voor een warmteoverdrachtstation (WOS).

Voor dit advies gaan we, gelijk aan het eindadvies SDE++ 2022, uit van een subsidieduur van 15 jaar en een technische levensduur van 30 jaar van een geothermiedoublet. Hierbij is ervan uitgegaan dat nieuwe projecten volgens de nieuwe industriestandaard[26] ontworpen worden. 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, zoals nu voorgeschreven is.

De indeling in categorieën is gebaseerd op de toepassingstemperatuur van de geothermiebron, die op zijn beurt diepteafhankelijk is. Indien het geothermische doublet geen voldoende hoge temperatuur kan leveren, kan dit enerzijds worden bereikt met inzet van een warmtepomp, of

[26] De Industriestandaard Duurzaam Putontwerp voor aardwarmteputten; Geothermie Nederland, Januari 2021; zie website geothermie.nl.

anderzijds door een diepere boring (uitgaande van een gelijke temperatuurgradiënt van de ondergrond).

In aansluiting op de uitgangspunten van het ministerie van EZK, kan worden gesteld dat voor:

- lagetemperatuurtoepassing: gewenste temperatuur een jaargemiddelde van 70-100 °C: inzet van ondiepe geothermie met een warmtepomp of inzet van diepe geothermie;
- hogetemperatuurtoepassing: gewenste temperatuur een jaargemiddelde >100 °C: inzet van ultradiepe geothermie.

Verschillende marktpartijen geven aan dat ze belemmeringen ondervinden voor sommige geothermieprojecten in de gebouwde omgeving, vanuit duurzaamheidseisen uit de Warmtewet, inzake CO_2-emissies uit afgevangen olie of gas. We hebben hier geen meerkosten voor in rekening gebracht.

Invloed van het vollooprisico in de gebouwde omgeving

We geven ter overweging mee om voor de geothermiecategorieën in de gebouwde omgeving – met name de categorieën 'Ondiepe geothermie (geen basislast)', 'Diepe geothermie (geen basislast)' en 'Diepe geothermie, (middenlast)' – de mogelijkheid te onderzoeken om rekening te houden met een vollooprisico van deze projecten. Doordat deze categorieën namelijk zijn gericht op warmtelevering aan de gebouwde omgeving, bestaat er een risico dat de projecten tijdens de aansluit/aanlegperiode van het warmtenet te maken krijgen met een kleinere warmtevraag gedurende de eerste jaren in vergelijking tot de nominale warmteproductie bij maximaal vermogen uit de aanvraag. De warmteproductie tijdens deze 'volloopperiode' wordt op basis van signalen van marktpartijen ingeschat op een lineaire groei in 5 jaar naar nominaal maximaal vermogen. Het geothermieproject zal dus minder warmte kunnen produceren gedurende deze volloopperiode omdat de afzet nog ontbreekt. We geven ter overweging mee om de niet geleverde warmte uit deze volloopperiode alsnog toe te laten om geproduceerd te worden in de resterende subsidiabele periode. Op deze manier kunnen de gederfde subsidie-inkomsten van de niet geproduceerde warmte uit de eerste 5 jaar alsnog worden opgehaald door de geproduceerde warmte in de periode daarna (jaar 6-15), in acht nemend dat het niet de bedoeling is om het budgetbeslag over de subsidieperiode te overschrijden. Een rekenvoorbeeld is gegeven in de voetnoot.[27] Op deze manier wordt gegarandeerd dat de totale subsidie over de totale subsidielooptijd toereikend blijft voor de rentabiliteit van het geothermieproject in de gebouwde omgeving.

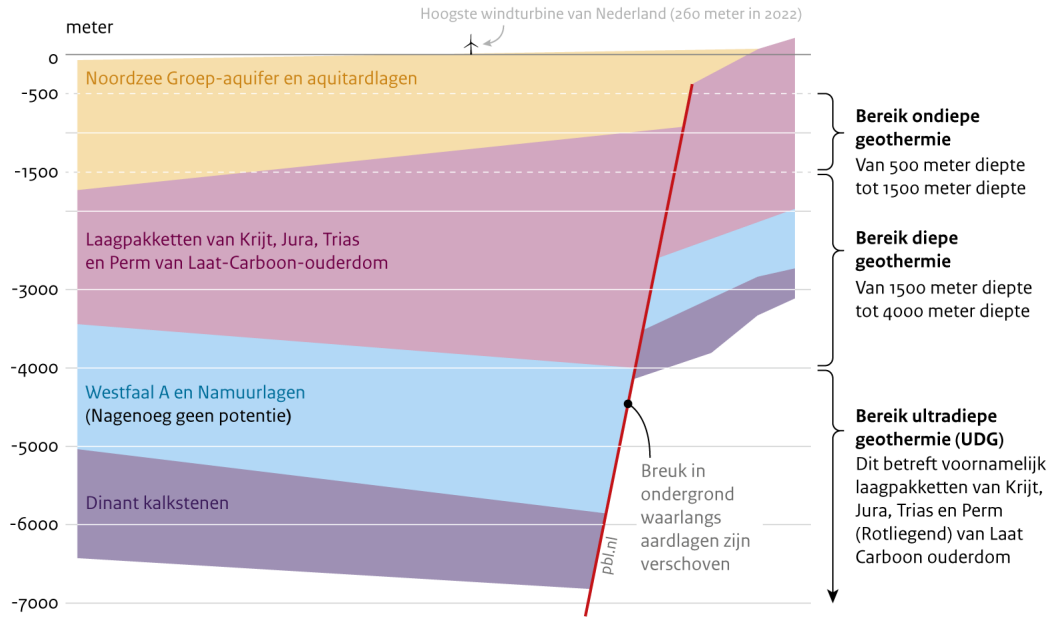
[27] Rekenvoorbeeld voor een mogelijke manier om om te gaan met het 'vollooprisico' bij de categorie 'Diepe geothermie geen basislast' (getallen zijn steeds afgerond): een 'geen basislast geothermieproject' van 15 MW_{th} produceert bij 3500 vollasturen, 53 GWh per jaar. Echter in de eerste vijf jaar is de productie lager, vanwege het volloopprofiel van het warmtenet. Hierdoor is de cumulatieve productie dan niet 263 GWh (5 jaar x 53 GWh), maar bijvoorbeeld slechts 158 GWh (volgens een aangenomen lineair vollooptraject voor deze eerste vijf jaar van 20-40-60-80-100 procent van de maximale productie, en dus aangevraagd vermogen). Hierdoor is dus 105 GWh niet geproduceerd in deze eerste vijf jaar. De productie van deze warmte kan nu alsnog worden gesubsidieerd gedurende de verdere subsidieduur van het geothermieproject. Maximaal zou er dan dus jaarlijks 63 (53 +105/10) GWh subsidiabel kunnen zijn voor de resterende 10 jaar. Om deze bijkomende productie te realiseren, kan gekozen worden voor of een groter vermogen van het project (meer volume of pompdruk) of voor meer vollasturen, het is aan de projecteigenaren om te bepalen wat voor hun project mogelijk is.

Figuur 7.1 geeft de opbouw weer van de aardlagen in Nederland en de relatie tot het bereik van de geothermiecategorieën (zie tekstkader 7.1).

Tekstkader 7.1: Opbouw van de aardlagen in Nederland

Figuur 7.1

Opbouw aardlagen in Nederland



Bron: PBL

Ondiepe geothermie

Ondiepe geothermie definiëren we in dit advies als het winnen van aardwarmte uit aardlagen vanaf 500 meter diep tot een diepte van 1500 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 1500 meter en ondieper dan 4000 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 derhalve ook in deze categorie.

Ultradiepe geothermie

Ultradiepe geothermie wordt gedefinieerd als het winnen van warmte uit laagpakketten die dieper dan 4000 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.

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 hierna).

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) hoge temperatuur warmtenet (inclusief 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) Pomp: ESP: Electrical Submersible Pump / opvoerpomp, IP: Injectiepomp.

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 warmtenet (typisch 90-100 °C). Daarnaast kan een warmtepomp worden ingezet 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.

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.

Tabel 7.2
Overzicht van wel en niet meegenomen kosten voor geothermie

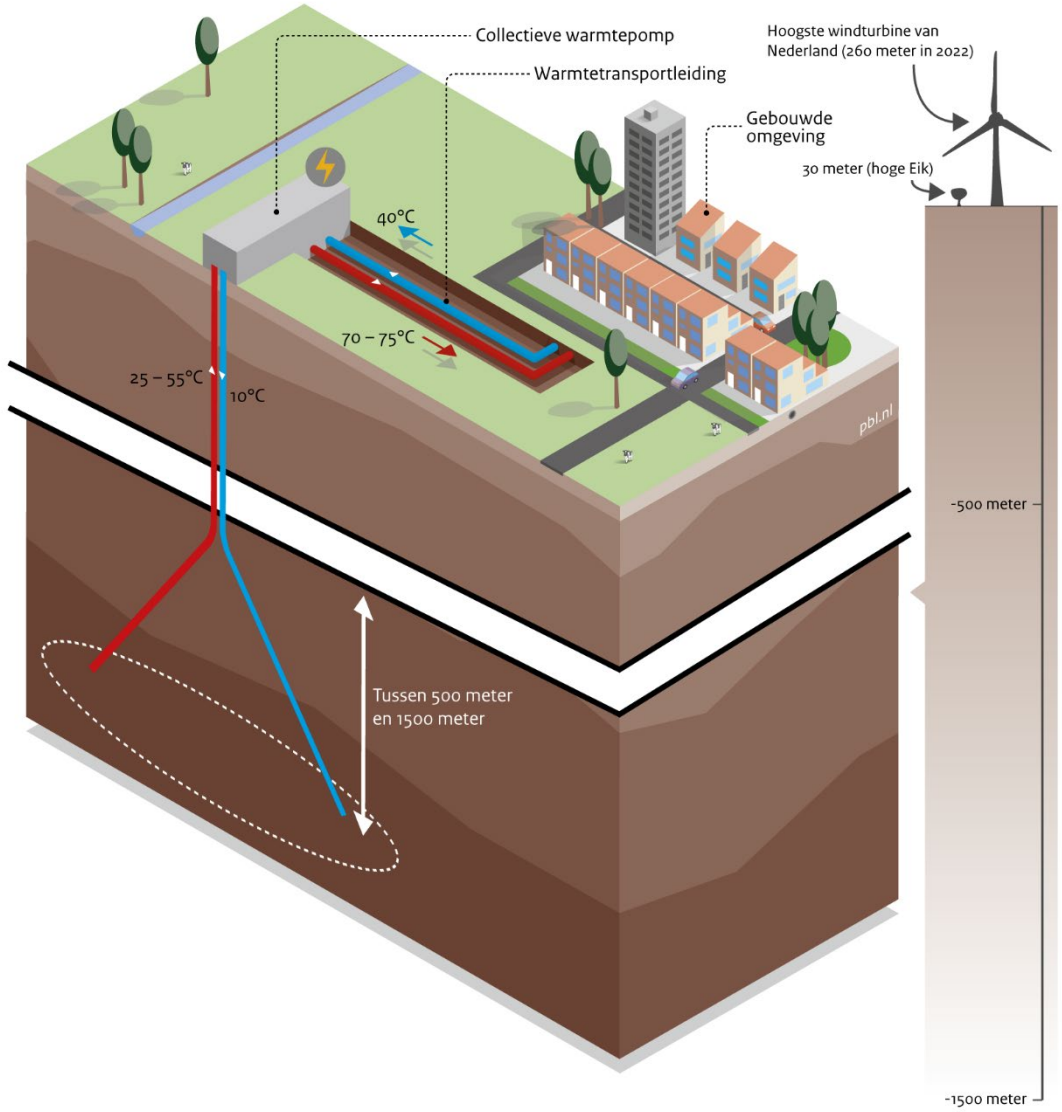
Kostenpost	Groep	Details
Wel meegenomen	Investeringskosten	• Boorkosten (incl. materiaal, tests, afvoer afval, dubbele verbuizing) • Kosten voor pompen (ESP) • Kosten voor gas- of olieafvang • Kosten voor bovengrondse warmtewisselaars • Kosten voor een warmtepomp (voor ondiepe geothermie en optioneel voor diepe geothermie) • Kosten voor elektriciteit aansluiting warmtepomp • Kosten voor bovengrondse installatie • 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 • Aansluiting op transportnet warmte (stelpost) • 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 • Net aansluiting (voor gebouwde omgeving geothermie projecten), • 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

7.1 Ondiepe geothermie (geen basislast)

Bij ondiepe geothermie (OGT) wordt aardwarmte onttrokken aan ondiepere formatielagen. In lijn met de meegegeven uitgangspunten voor de SDE++-regeling 2022 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 (OGT) met collectieve warmtepomp



Bron: PBL, TNO, DNV-GL

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 voor 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[28] 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, echter literatuur duidt op een technisch potentieel van 229 PJ per jaar[29], 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 1500 meter). Dit stemt 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. In tabel 7.3 staan de technisch-economische parameters van de referentie-installatie. De kosten voor de warmtepomp zijn wel meegenomen, kosten voor het warmtedistributienetwerk en kosten voor lokale aansluitingen niet (zie ook tabel 7.2).

Ook de variant van ondiepe geothermie met horizontaal geboorde leidingen is doorgerekend op basis van literatuurgegevens.[28] Voor een installatie op dezelfde diepte zijn de investeringskosten per kW_{th} vergelijkbaar, maar de vaste O&M-kosten per kW_{th} liggen iets lager. Deze combinatie resulteert in productiekosten die iets lager liggen dan die van de referentie-installatie die hiervoor is beschreven, maar valt binnen de spreiding van de onderzochte projecten. Daarom zien we onvoldoende basis om voor horizontaal geboorde ondiepe geothermie een aparte categorie open te stellen; horizontaal geboorde OGT-projecten vallen binnen de hier beschreven categorieën voor ondiepe geothermie.

[28] CE Delft, IF Technology 2018

[29] Schepers et al. 2018

Tabel 7.3 bevat de technisch-economische parameters voor de referentie-installatie van deze categorie.

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

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2022	Advies SDE++ 2023
Installatiegrootte	[MW]	8,0	8,0
Vollasturen	[uur/jaar]	3500	3500
Investeringskosten	[€/kW]	2130	2488
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	136,0	52
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0019	0,0356
Elektriciteitsverbruik	[MWh/jaar]	7572	7572
Basisbedrag	[€/kWh]	0,1160	0,1505
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

7.2 Ondiepe geothermie (basislast)

Deze categorie verschilt van de categorie zonder basislast enkel door het aantal vollasturen. In plaats van 3500 uur wordt nu met 6000 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 basis-last, omdat de bouwkosten in niet-stedelijk gebied lager ingeschat worden.

Tabel 7.4
Technisch-economische parameters voor ondiepe geothermie (basislast)

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2022	Advies SDE++ 2023
Installatiegrootte	[MW]	8,0	8,0
Vollasturen	[uur/jaar]	6000	6000
Investeringskosten	[€/kW]	2055	2251
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	193	51
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0019	0,0331
Elektriciteitsverbruik	[MWh/jaar]	12981	12981
Basisbedrag	[€/kWh]	0,0768	0,0957
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

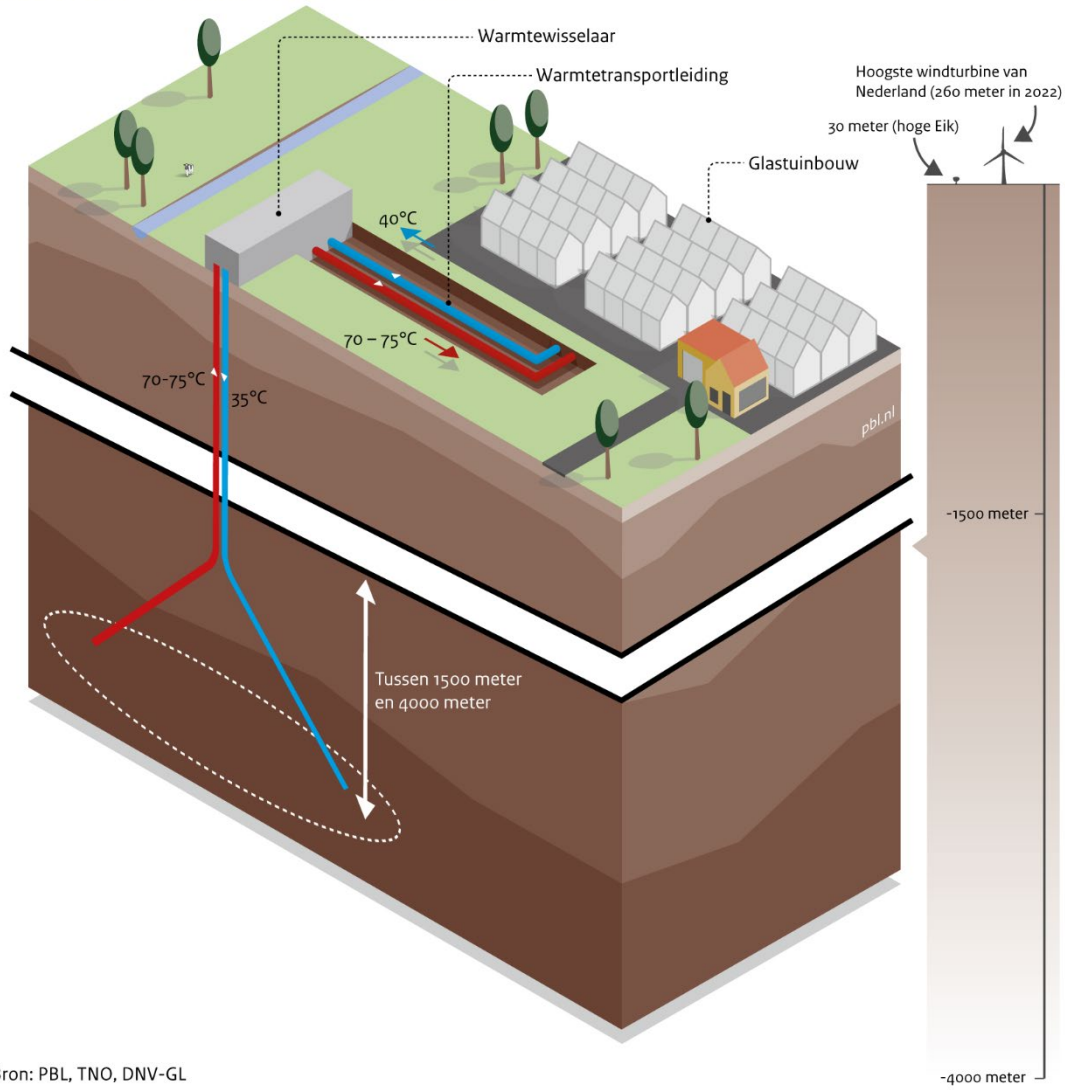
7.3 Diepe geothermie (basislast)

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 1500 meter tot een maximale diepte van 4000 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 daarmee een lager aantal vollasturen. Voor deze toepassing is een separate doorrekening opgenomen, die apart wordt toegelicht in paragraaf 7.6. Stadsverwarmingsprojecten die 6000 vollasturen kunnen halen, kunnen ook aanvragen in deze categorie.

Figuur 7.3

Diepe geothermie met collectieve warmtepomp



Bron: PBL, TNO, DNV-GL

Parameters met een grote invloed op het bronvermogen voor de geothermieprojecten in deze categorie zijn onder andere de brontemperatuur (gerelateerd aan onder andere de boordiepte van het doublet), retourtemperatuur en het debiet van de vloeistofstromen (gerelateerd aan onder andere de aquifereigenschappen en de diameter van de productie- en injectieputten). Zowel de boordiepte als de putdiameter heeft 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 dienend als geothermisch doublet bleek uit een vorig

advies dat de berekende basisbedragen voor deze optie in dezelfde range liggen als de basisbedragen voor de diepe geothermische basislastprojecten. Daarom stellen we voor om deze optie ook onder de voorliggende categorie toe te laten.

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 <12 MW_{th}, ≥12 MW_{th} - <20 MW_{th}, en ≥20 MW_{th} verschillen en aanleiding geven om hier een onderscheid in te maken. Kleinere projecten hebben relatief hoge specifieke investeringskosten, terwijl grotere projecten, die vaak ook recentere aanvragen betreffen, juist hogere specifieke vaste O&M-kosten hebben.

Tabel 7.5
Technisch-economische parameters voor diepe geothermie (basislast)

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2022 <12 MW_{th}	Advies SDE++ 2022 ≥12 - <20 MW_{th}	Advies SDE++ 2022 ≥20 MW_{th}
Installatie-grootte	[MW]	9	16	24
Vollasturen	[uur / jaar]	6000	6000	6000
Investerings-kosten	[€/kW]	2333	1395	1014
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	96	96	122
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0019	0,0019	0,0019
Elektriciteits-verbruik	[MWh/jaar]	2837	4142	6917
Basisbedrag	[€/kWh]	0,0620	0,0437	0,0417
Looptijd subsi-die	[jaar]	15	15	15

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2023 <12 MW_{th}	Advies SDE++ 2023 ≥12 - <20 MW_{th}	Advies SDE++ 2023 ≥20 MW_{th}
Installatie-grootte	[MW]	9	16	24
Vollasturen	[uur / jaar]	6000	6000	6000
Investerings-kosten	[€/kW]	1888	1409	1105
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	59	89	87
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0098	0,0080	0,0087
Elektriciteits-verbruik	[MWh/jaar]	2969	4077	6799
Basisbedrag	[€/kWh]	0,0595	0,0531	0,0470
Looptijd subsi-die	[jaar]	15	15	15

7.4 Diepe geothermie (basislast) hogetemperatuurwarmtenet (inclusief warmtepomp)

In deze categorie worden geothermiesystemen beschouwd ter verduurzaming van bestaande hogetemperatuurwarmtenetten in de gebouwde omgeving, met een hogere afgiftetemperatuur (95-110 °C), waardoor deze categorie ook binnen de lagetemperatuurcategorieën uit de uitgangspunten van het ministerie van EZK valt met het jaargemiddelde van ~100 °C. De dieptegrensafbakening voor deze categorie is gelijk aan die voor de vorige categorie. Omdat ook voor diepe geothermieprojecten dit hogere temperatuurniveau slechts in uitzonderlijke gevallen kan gehaald worden uit de geothermiebron, wordt ervan uitgegaan dat deze toepassing gebruikmaakt van een warmtepomp om de brontemperatuur op de gewenste afgiftetemperatuur te brengen.

De technisch-economische parameters voor de gebruikte referentie binnen deze categorie zijn weergegeven in tabel 7.6. Voor de berekening van het basisbedrag gaan we uit van een geothermisch bronvermogen van 13,2 MW_{th}, en een warmtepomp met een COP van 4. Dit geeft een thermisch outputvermogen van 17,6 MW_{th} (afgerond 18 MW_{th}). Kosten voor de warmtepomp en voor de bijkomende elektra-aansluiting 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 (inclusief warmtepomp)

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2022	Advies SDE++ 2023
Installatiegrootte	[MW]	18	18
Vollasturen	[uur/jaar]	6000	6000
Investeringskosten	[€/kW]	2068	2203
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	293	115
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0019	0,0335
Elektriciteitsverbruik	[MWh/jaar]	29.976	31919
Basisbedrag	[€/kWh]	0,0978	0,1089
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 bestaat de kans op oneigenlijk gebruik van deze categorie. Daarnaast geven we ter overweging mee dat bij een subsidieaanvraag de mogelijkheid wordt opengelaten 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.

7.5 Diepe geothermie (middenlast)

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. 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 5000 vollasturen (middenlast). Deze middenlasttoepassing maakt deel uit van een technologie-portfolio om in de warmtevraag te voorzien en daarom is het vermogen in lijn gekozen met de <12 MW_{th} basislastcategorie, namelijk op 9 MW_{th}. Verder is er aangenomen dat deze categorie op een middentemperatuurnet invoedt (70-75 °C) en derhalve geen gebruikmaakt van een warmtepomp. De technisch-economische parameters voor de gebruikte referentie binnen deze categorie zijn weergegeven in tabel 7.7. De kosten zijn afgeleid van de overeenkomstige categorie (naar vermogen) van diepe geothermie (basislast), 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++ 2022	Advies SDE++ 2023
Installatiegrootte	[MW]	9	9
Vollasturen	[uur/jaar]	5000	5000
Investeringskosten	[€/kW]	2947	2525
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	94	100
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0019	0,0098
Elektriciteitsverbruik	[MWh/jaar]	2482	2484
Basisbedrag	[€/kWh]	0,0889	0,0974
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 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.

7.6 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 (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.[30] Om hiervoor een verschil te maken wordt deze categorie zonder basislast

[30] Er is uitgegaan van een zogenoemd badkuippatroon in het warmtevraagprofiel van de referentiecase (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.

geadviseerd. De technisch-economische parameters voor de gebruikte referentie binnen deze categorie zijn weergegeven in tabel 7.8, 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. De technisch-economische parameters zijn gebaseerd op een kleine projectpopulatie en daardoor gevoelig voor updates voor de jaarlijkse adviezen over de basisbedragen.

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

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2022	Advies SDE++ 2023
Installatiegrootte	[MW]	15	15
Vollasturen	[uur/jaar]	3500	3500
Investeringskosten	[€/kW]	1809	2072
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	141	105
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0019	0,0119
Elektriciteitsverbruik	[MWh/jaar]	3588	3773
Basisbedrag	[€/kWh]	0,1072	0,1240
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 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 (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 kan ook onder deze categorie ingediend worden. Hiernaast kan ook een vervangingsput (waarbij een bestaand project één put afsluit, en één nieuwe boort) ingediend worden onder deze categorie, mits er geen warmteproductievermindering plaatsvindt. De dieptegrensafbakening voor deze categorie is gelijk aan die voor diepe geothermie (basislast).

Qua configuratie is voor de referentie ervan uitgegaan dat de extra put tot een vergelijkbare diepte als het bestaande doublet wordt geboord. Waar een doublet bestaat uit een productie- en injectieput, heeft een triplet twee productieputten en één injectieput, of twee injectieputten en één productieput. Die uitbreiding kan dus zowel een productie- als 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. Echter, een vergelijkbare onzekerheid in kostprijs bestaat ook voor nieuwe geothermische doubletten. Voor de referentiecase is het extra vermogen, gerealiseerd door inzet van een derde put, gebaseerd op subsidieaanvragen en de theoretische 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 2200 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 (dubbelwandige buizen). Ten opzichte van het vorige gepubliceerde advies is enkel het elektriciteitsverbruik licht aangepast door een actualisatie van de systeem-COP.

Tabel 7.9
Technisch-economische parameters voor diepe geothermie (uitbreiding)

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2022	Advies SDE++ 2023
Installatiegrootte	[MW]	16	16
Vollasturen	[uur/jaar]	6000	6000
Investeringskosten	[€/kW]	544	587
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	115	89
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0019	0,0080
Elektriciteitsverbruik	[MWh/jaar]	4352	4095
Basisbedrag	[€/kWh]	0,0310	0,0353
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

7.8 Ultradiepe geothermie

In lijn met het vorige gepubliceerde advies is de grenswaarde van deze categorie gesteld op een diepte vanaf 4000 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 4000 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). Voor deze categorie zijn meerdere configuraties doorgerekend. Twee theoretische vergelijkingsprojecten zijn hierbij nader bekeken, waarbij de boordiepte 4000 respectievelijk 6000 meter bedraagt en de diameter van de put 8,5 inch. Het bronvermogen voor de verschillende cases varieert hierdoor tussen de 17 en 30 MW_{th}. Voor deze twee vergelijkingsprojecten is een warmtetransportleiding meegenomen waarvan de lengte varieert van een halve kilometer voor het kleinste project tot 4 kilometer voor het project met het hoogste bronvermogen. 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 licht aangepast door een actualisatie van de systeem-COP.

Tabel 7.10
Technisch-economische parameters voor ultradiepe geothermie

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2022	Advies SDE++ 2023
Installatiegrootte	[MW]	17	17
Vollasturen	[uur/jaar]	7000	7000
Investeringskosten	[€/kW]	2717	2968
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	107	84
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0076	0,0137
Elektriciteitsverbruik	[MWh/jaar]	5346	5077
Basisbedrag	[€/kWh]	0,0681	0,0814
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

7.9 Correctiebedragen

Voor alle geothermie-warmtecategorieën gaan we ervan uit dat de belangrijkste techniek die vervangen wordt een gasgestookte WKK is.

8 Verbranding en vergassing van biomassa

In dit hoofdstuk behandelen we de basisbedragen voor hernieuwbare energie in de SDE++ 2022 voor de categorieën voor verbranding en vergassing van biomassa, te weten:

- Groen gas uit biomassa
- Groen gas uit afval
- Waterstof uit biomassa
- 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 warmte uit houtpellets ≥5 MW_{th}
- Ketel voor stoom uit houtpellets 5-50 MW_{th}
- Ketel voor stoom uit houtpellets ≥50 MW_{th}
- Directe inzet van houtpellets voor industriële toepassingen
- Levensduurverlenging van bestaande installaties 0,5-5 MW_{th}
- Levensduurverlenging van bestaande installaties ≥5 MW_{th}

In paragraaf 8.1 gaan we in op de gehanteerde biomassaprijzen en het poorttarief voor huishoudelijk restafval. In paragraaf 8.2 tot en met 8.5 behandelen we de technisch-economische parameters van de referentie-installaties behorende bij de verschillende biomassacategorieën. Alle verbrandingsinstallaties krijgen subsidie over een periode van 12 jaar; voor alle vergassingsinstallaties wordt de subsidiabele periode – zoals aangekondigd in de wijzigingennotitie – verlengd naar 15 jaar. Hiermee worden de vergassingscategorieën binnen de thema's 'verbranding en vergassing van biomassa' en 'geavanceerde hernieuwbare brandstoffen' geharmoniseerd. In paragraaf 8.6 zijn de basisbedragen in één tabel samengebracht (tabel 8.16).

8.1 Biomassaprijzen en poorttarief afval

Biomassa als brandstof is er in verschillende kwaliteiten. In dit hoofdstuk gebruiken 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. Voor afval wordt uitgegaan van het poorttarief van huishoudelijk restafval. Tabel 8.1 geeft een overzicht van de prijzen en het gehanteerde poorttarief. In de daaropvolgende paragrafen lichten we de getallen uit de tabel toe.

Tabel 8.1
Gehanteerde biomassaprijzen SDE++ 2022, in actuele prijzen tenzij anders aangegeven

Biomassa voor verbranding en vergassing	Energie-inhoud [GJ/t]	Prijs [€/t]	Referentie-prijs SDE++ 2022 [€/GJ]	Referentie-prijs SDE++ 2023 [€/GJ]	*Referentieprijs SDE+ 2014* [€$_{2023}$/GJ]*
Houtsnippers	11	74	6,0	6,7	-
Snoei- en dunningshout	9	53	5,2	5,9	6,2
Houtpellets, ketels	17	218**	10,6	12,8	*n.v.t.****
B-hout	13	0	0,0	0,0	2,6
Dierlijk vet	39	678	13,9	17,4	18,2
Huishoudelijk restafval****	12,5	-98,6	-7,9	-7,9	-

** De (geïndexeerde) referentieprijs uit 2014 wordt hier getoond, omdat deze prijs conform de uitgangspunten van het ministerie van EZK als maximaal subsidiabele biomassaprijs gezien wordt.*
*** Dit is inclusief een opslag voor certificering en verificatie.*
**** Niet van toepassing omdat het ministerie van EZK nader heeft gespecificeerd dat het betreffende uitgangspunt om naar 2014-prijzen te kijken enkel betrekking heeft op lokale of regionale biomassa waarop de SDE in potentie een direct prijseffect kan hebben.*
***** Bovenwaarde.*

8.1.1 Houtsnippers

Het vooruitzicht van aanscherping van de emissiegrenswaarden voor bioketels leidt er naar verwachting toe dat kleine en grote ketels nadrukkelijker biomassa van een verschillende kwaliteit zullen gebruiken. Daarom worden in het advies naast snoei- en dunningshout ook houtsnippers opgenomen als een biomassasoort.

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.[31]

Zoals aangegeven in de wijzigingennotitie is er vorig jaar een schaarste aan houtsnippers ontstaan. Dit is met name in het laatste kwartaal van afgelopen jaar ontstaan en heeft zich verder dit jaar voortgezet. Vooralsnog is niet aan te geven hoe snel de schaarste opgelost zal worden, en in hoeverre nieuwe logistieke ketens ontsloten kunnen worden die deze schaarste kunnen oplossen. Als gevolg van de schaarste zijn inmiddels (peil najaar 2022) de prijzen over het laatste halfjaar met zo'n 20 procent gestegen. We weten niet hoe de biomassaprijs zich exact zal ontwikkelen, maar de verwachting is dat de druk op de markt vooralsnog hoog blijft. Om enigszins voor prijsstijgingen te corrigeren maar – in lijn met de uitgangspunten – een prijsopdrijvend effect te voorkomen, wordt

[31] Zie: https://www.carmen-ev.de/.

geadviseerd de biomassaprijs te verhogen met 10 procent, oftewel van 65 euro/t vorig jaar naar 71,5 euro/t dit jaar.

Net als vorig jaar wordt er rekening gehouden met een indexatie. De indexatie zorgt ervoor dat de biomassa in de tijd tussen het afsluiten van het contract en het in bedrijf stellen van de installatie in prijs gestegen is. We gaan net als vorig jaar uit van een typische bouwtijd van 1 jaar voor kleine installaties. We hanteren nu een indexatie van 3 procent per jaar (KEV 2022), waar dit vorig jaar nog 2 procent per jaar was.

Alles bij elkaar genomen zorgt dit voor een geadviseerde prijsverhoging naar 74 euro/t dit jaar tegen 66 euro/t verleden jaar. Een biomassaprijs van 74 euro/t bij 35 procent vocht (11 GJ/t) komt overeen met een specifieke prijs van 6,7 euro/GJ.

8.1.2 Snoei- en dunningshout

Net als andere jaren wordt voor de categorie 'Ketels op vaste of vloeibare biomassa ≥5 MW_{th}' snoei- en dunningshout als referentiebrandstof gekozen. De biomassa bestaat uit vers hout (chips) afkomstig uit bossen, landschappen en plantsoenen. De energie-inhoud van vers hout ligt in de orde van 7 GJ/t. Installaties zullen veel hout echter uit voorraad geleverd krijgen. Vanwege natuurlijke drogingsprocessen van de houtvoorraad wordt gerekend met een jaargemiddelde energie-inhoud van 9 GJ/t.

Zoals reeds aangegeven in de wijzigingennotitie is er vorig jaar ook een schaarste aan snoei- en dunningshout ontstaan. Net als bij de houtsnippers wordt geadviseerd de biomassaprijs met 10 procent te verhogen, oftewel van 45 euro/t vorig jaar naar 49,5 euro/t dit jaar. Net als bij houtsnippers geldt ook hier dat er tijd zit tussen de opdrachtverstrekking en inbedrijfstelling. Bij grotere installaties is dit gemiddeld 2 jaar. We hanteren nu een indexatie van 3 procent per jaar (KEV2022), waar dit vorig jaar nog 2 procent per jaar was. Uiteindelijk leidt dit tot een beperkte geadviseerde prijsverhoging van 47 euro/t naar 53 euro/t, oftewel 5,9 euro/GJ.

8.1.3 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 *forward*-contracten op de wereldmarkt sprake is van een stijging van 15 procent-20 procent (in USD). Daarbij leidt de verslechterde positie van de euro ten opzichte van de dollar tot een verdere prijsstijging. Ook binnen Europa is de prijsstijging ten opzichte van vorig jaar rond de 20 procent. Het PBL heeft slechts informatie van internationale contracten met lange looptijden uit 2021 of begin 2022. Daar zien we eveneens stijgingen, maar nog niet tot het niveau dat we zien op de huidige termijncontracten. Hieruit volgend is de eerste kostencomponent die we adviseren 196 euro/t (+21 procent) voor de prijs CIF ARA.[32] 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. Daarnaast wordt 20 euro/t voor

[32] 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).

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).

Daarnaast dienen bedrijven aan te tonen dat de gebruikte houtpellets voor ten minste 70 procent voldoen aan de door de Rijksoverheid vastgelegde duurzaamheidscriteria, die verder gaan dan de duurzaamheidseisen zoals vastgelegd in de Europese *Renewable Energy Directive* (REDII).[33] Kosten die gemaakt moeten worden om aan deze extra eisen te voldoen worden meegenomen als een certificeringsopslag van 2 euro/t. Voor andere biomassasoorten is geen opslag toegepast, aangezien hiervoor geen aanvullende eisen gelden. De hier gehanteerde prijs wordt daarmee 218 euro/t.

8.1.4 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. Het huidige advies bevat een categorie 'Ketel op B-hout'. Om te vermijden dat de SDE++-regeling een prijsopdrijvend effect creeert 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.

8.1.5 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 vs. vetzuren, vloeibaarheid). Vanuit de markt komt het signaal dat de vetten sterk in prijs zijn gestegen tot rond de 1300 euro/t ten opzichte van 700 euro/t vorig jaar. Uiteraard blijven vetzuren achter in verband met de kwaliteit, maar ook hierin wordt een sterke stijging gezien richting de 1000 euro/t. Voor de standaard Scandinavië-kwaliteit wordt tussen de 1150 en 1300 euro/t gerekend. Voor de kleinere Nederlandse stoomketelmarkt wordt een iets vloeibaarder product gehanteerd waarvoor een toeslag van ongeveer 100 tot 150 euro/t geldt.

Waar we vorig jaar uitgegaan zijn van 550 euro/t, gaan we op basis van bovenstaande dit jaar uit van 1150 euro/t. Dit levert een prijs van 640 euro/t.[34] Hierbij wordt er 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, maar per 1 juli 2017 is de accijnsvrijstelling op vloeibare biomassa voor verwarmingsdoeleinden opgeheven. Hierbij hangt het type en daarmee de hoogte van de accijns 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 wordt net als vorig jaar geadviseerd het accijnstarief van zware

[33] Zie de Algemene Uitvoeringsregeling SDE (AUR SDE) artikel 7 lid 4: wetten.nl - Regeling - Algemene uitvoeringsregeling stimulering duurzame energieproductie en klimaattransitie - BWBR0023563 (overheid.nl)

[34] Dit is het gemiddelde van de prijzen van de afgelopen 5 jaar, te weten (500 + 500 + 500 + 550 + 1150) / 5 = 640 €/t.

stookolie te hanteren, wat neerkomt op een bedrag van 37,76 euro/t. Daaruit volgt een prijs van 677,76 euro/t, in tabel 8.1 afgerond tot 678 euro/t.

8.1.6 Huishoudelijk restafval

Voor het poorttarief van het afval bij het afvalontvangststation wordt gerekend met een tarief van 98,60 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 voor welke een typisch poorttarief geldt van 65 euro/t als kosten voor verwerking en marge, vermeerderd met 33,58 euro/t afvalstoffenbelasting.

8.1.7 Overige ontwikkelingen

Kostenstijgingen

De vorig jaar geconstateerde stijgingen van prijzen en kosten zijn afgelopen jaar nog breder en sterker aan de orde. Dit betreft in eerste instantie de grondstofprijzen zoals die voor staal (ondanks de recente afkoeling van de staalmarkt) en beton en in mindere mate ook de dienstenprijzen zoals geconcludeerd kan worden uit de relevante CBS-gegevens voor het jaar 2022 (tot juni). Dit heeft een opdrijvend effect op de investeringskosten (zoals voor ketels, leidingwerk, werken van beton enzovoort) en tegelijkertijd ook op de vaste en variabele O&M-kosten (zoals voor personeel voor bedrijfsvoering en grootschalig onderhoud). Mede op basis van de marktconsultatie en projectspecifieke data hebben we in onderhavig advies de volgende kostenstijgingen gehanteerd:

- Voor alle installaties worden ten gevolge van hogere grondstofprijzen de investeringskosten verhoogd met 9 procent.
- Voor alle installaties worden ten gevolge van hogere personeels- en onderhoudskosten de vaste en variabele O&M-kosten verhoogd met 3 procent. Een uitzondering zijn installaties, waar de variabele O&M kosten ook energiekosten bevatten, waardoor een extra verhoging toegepast wordt (zie volgende punt).
- Voor installaties waar de energiekosten onderdeel zijn van de variabele O&M kosten wordt een extra verhoging op basis van de gehanteerde langetermijnprijzen voor gas en elektriciteit toegepast. Hierbij is bepaald dat, voor de ketels die warmte of stoom produceren uit vaste brandstoffen, in de meeste gevallen een specifiek eigen elektriciteitsverbruik van 20 kWh elektriciteit per MWh warmte representatief is. Daarmee worden de variabele O&M-kosten in deze categorieën met 0,00090 euro/kWh aanvullend verhoogd.

Lagetemperatuurwarmte uit houtige biogrondstoffen

Een andere belangrijke ontwikkeling is dat het kabinet, zoals vermeld in de Kamerbrief van 22 april 2022 van de minister van EZK[35], heeft besloten 'onmiddellijk te stoppen met het afgeven van nieuwe subsidies voor lagetemperatuurwarmte uit houtige biogrondstoffen. Dit betekent dat de temperatuurseis van 100 °C die naar aanleiding van de motie Van Esch c.s. (Kamerstuk 30 175, nr. 372) tijdelijk in de SDE++ was geïntroduceerd voor de categorieën voor warmteproductie met houtige biogrondstoffen permanent wordt'. Dit besluit heeft consequenties voor al die categorieën (inclusief de levensduurverlengingscategorieën) waarbij warmte in de vorm van stoom of water

[35] Kabinetsaanpak Klimaatbeleid | Tweede Kamer der Staten-Generaal

(onder druk) wordt geleverd op basis van houtige biogrondstoffen die aan de gebruikerszijde (of na het eerste warmteoverdrachtstation in het geval van een warmtenet) een temperatuur heeft die lager is dan 100 °C. Dit zal betekenen dat voor die categorieën (zeer) weinig subsidiabele projecten overblijven. Niettemin worden ze gehandhaafd voor die projecten die eventueel nog wel doorgang kunnen vinden, bijvoorbeeld voor projecten die (onder druk) warm water boven 100 °C produceren of stoom.

8.2 Vergassing

8.2.1 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. Het energetisch rendement van vergassing naar bio-SNG is voorgaande jaren gesteld op 65 procent. Er wordt hierbij uitgegaan van een grootschalig commercieel project. Het is onzeker of in de praktijk dit rendement ook daadwerkelijk gehaald kan worden. Daarom wordt geadviseerd het rendement te verlagen naar 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 7500 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 8.1.7. De investeringskosten omvatten vergassing, reiniging, opwaardering en invoeding in het gasnet. Ook de vaste en variabele O&M-kosten zijn verhoogd (zie paragraaf 8.1.7). Als referentiebrandstof wordt uitgegaan van houtsnippers of B-hout (zie tabel 8.1 voor de gehanteerde energie-inhoud en prijs).

Tabel 8.2
Technisch-economische parameters voor productie van groen gas uit biomassa

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2022	Advies SDE++ 2023
Inputvermogen	[MW input]	32	35
Vollasturen	[uur/jaar]	7500	7500
Investeringskosten	[€/kW output]	2625	2860
Vaste O&M-kosten	[€/kW output/jaar]	170	175
Variabele O&M-kosten	[€/kWh output]	0,0072	0,011

De referentiebrandstof is hier houtsnippers of B-hout (zie tabel 8.1).

8.2.2 Productie van groen gas uit afval

In aanvulling op bovenstaande categorie vraagt het ministerie van EZK een subcategorie voor de productie van groen gas uit afval (zie paragraaf 2.6.4 van de Wijzigingsnotitie[36]). Aangezien het PBL niet bekend is met de ontwikkeling van dergelijke projecten die al in een vergevorderd stadium zijn, gaan we in het huidige advies uit van afvalstromen met een poorttarief dat gelijk is aan huishoudelijk restafval[37] die na voorbewerking tot SRF- of RDF-pellets en eventuele torrefactie vergast kunnen worden tot een syngas in een wat kleinere vergassingsinstallatie, conform de categorie 'Productie van groen gas uit biomassa' (zie paragraaf 8.2.1 en tabel 8.2). Derhalve adviseren we om een subcategorie te maken die gelijk is aan de categorie 'Productie van groen gas uit biomassa' waarbij de brandstof 'snoei- en dunningshout' vervangen wordt door de brandstof 'huishoudelijk restafval' en met toevoeging van de investeringskosten die zijn gemoeid met de voorbewerking. 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. Met deze voorbewerking zijn kosten gemoeid van ongeveer 900 euro/kW output waardoor de totale investeringskosten optellen tot 3760 euro/kW (te weten 2860 euro/kW uit tabel 8.2 vermeerderd met 900 euro/kW).

Vermeden CO_2

De vermeden hoeveelheid CO_2 is ónafhankelijk 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.

Tabel 8.3
Technisch-economische parameters voor de productie van groen gas uit afval

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2023
Inputvermogen	[MW input]	35
Vollasturen	[uur/jaar]	7500
Investeringskosten	[€/kW output]	3760
Vaste O&M-kosten	[€/kW output/jaar]	175
Variabele O&M-kosten	[€/kWh output]	0,011

[36] Zie: Wijzigingsnotitie SDE++ 2023 | PBL Planbureau voor de Leefomgeving.
[37] Dit zal met name gelden voor bedrijfsrestafval.

8.2.3 Productie van waterstof uit biomassa

Er is verzocht een categorie voor de productie van waterstof uit biomassa te adviseren (zie Wijzigingsnotitie, paragraaf 2.6.4). Voor de uitwerking van deze categorie is gebruikgemaakt van de volgende bronnen:

- Kennis van een beperkt aantal initiatieven die in ontwikkeling zijn.
- Informatie welke gebruikt is voor de categorie 'Waterstof uit huishoudelijk afval'.
- Informatie welke gebruikt is voor de categorie groen gas uit biomassa.

De referentie-installatie bestaat uit een zuurstofvergasser die houtsnippers verwerkt tot synthesegas of syngas. Dit bestaat voor het grootste deel uit koolmonoxide en waterstof, met een molverhouding van ongeveer 1:1. Het syngas wordt opgewerkt tot waterstofgas waarbij pure CO_2 vrijkomt en 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 de 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 van 75 MW aan biomassa en 45 MW uitgangsvermogen. Bij 7500 vollasturen levert dit 8.5 kton waterstofgas (337 GWh) per jaar.

De investeringskosten omvatten de biomassaopslag, vergasser, gasopwaardering en scheiding, en *balance of plant*. De vaste O&M-kosten zijn gesteld op 6 procent van de investeringskosten, wat representatief geacht wordt voor een dergelijke installatie. De variabele O&M-kosten omvatten voornamelijk kosten voor elektriciteit en aardgas die naar verwachting nodig zijn voor een dergelijke installatie, alsmede kosten voor chemicaliën en overige verbruiksmiddelen.

Vermeden CO_2

Zoals ook genoemd bij de categorie 'Groen gas uit afval' in paragraaf 8.2.2 is de vermeden hoeveelheid CO_2 ónafhankelijk van de AVI-factor (de fractie biogeen in het afval). De waterstof-uit-biomassa-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 gerekend met een SMR. Dit is de technologie die momenteel veelal gebruikt wordt in de industrie. Tevens is de SMR ook de referentie voor het correctiebedrag. De vermeden CO_2-emissies door productie van waterstof en stoom via vergassing van biomassa, 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 die volgen uit het gebruik van aardgas en elektriciteit voor het vergassingsproductieproces.

Tabel 8.4
Technisch-economische parameters waterstof uit biomassa

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2023
Outputvermogen	[MW]	45
Vollasturen	[uur/jaar]	7500
Investeringskosten	[€/kW output]	2550
Vaste O&M-kosten	[€/kW output/jaar]	150
Variabele O&M-kosten	[€/kWh output]	0,017

8.2.4 Productie van waterstof uit afval

Net als vorig jaar is tevens een categorie opgenomen voor de productie van waterstof uit afval. De referentie-installatie voor deze categorie bestaat uit een grootschalige installatie die huishoudelijk afval[38] overwerkt tot synthesegas. Dit synthesegas wordt daarna opgewerkt tot waterstofgas waarbij pure CO_2 vrijkomt. Voor de bepaling van de technisch-economische parameters wordt uitgegaan 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. Deze vergasser wordt bedreven onder zuurstof. Een aparte luchtscheidingseenheid zorgt voor de zuurstof. Het synthesegas bestaat voor het grootste deel uit koolmonoxide en waterstof, met een mol-verhouding van ongeveer 1:1. Het synthesegas 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 de 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 kton per jaar. Dit komt overeen met ongeveer 320 MW ingaand vermogen. Dit levert 50 kton waterstofgas (1970 GWh, HHV) per jaar oftewel een outputvermogen van 260 MW bij 7500 vollasturen. De investeringskosten en de vaste O&M-kosten zijn niet gewijzigd op basis van recente kosteninformatie uit de markt die aangeeft dat de bedragen uit het advies van vorig jaar nog steeds voldoen.

De vaste O&M-kosten bestaan uit kosten voor onderhoud en het 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 grote behoefte aan elektriciteit. Per kWh aan geproduceerde waterstof is dit 0,221 kWh, waarbij de langetermijnprijs van de elektriciteit is bepaald op 90,70 euro/MWh (bijna een verdubbeling ten opzichte van vorig jaar). Tevens heeft de installatie een behoefte aan aardgas. De langetermijnprijs van aardgas (bovenwaarde) is gelijk aan 0,04499 euro/kWh (eveneens een verdubbeling). Per kWh aan geproduceerde waterstof is de netto behoefte aan aardgas(equivalenten) 0,140 kWh. Zowel de benodigde elektriciteit als het aardgas is meegenomen als variabele O&M-kosten. De installatie zal tevens warmte maken in de vorm van stoom. Per kWh waterstof wordt er 0,177 kWh stoom geproduceerd. De stoom heeft een waarde die wordt bepaald door de langetermijnprijs van gas (90%xTTF) en conform 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. Op het niet-energetische deel van de variabele O&M-kosten is een verhogingspercentage toegepast van 3 procent (zie paragraaf 8.1.7).

Vermeden CO_2

Zoals ook genoemd bij de categorie 'Groen gas uit afval' in paragraaf 8.2.2 is de vermeden hoeveelheid CO_2 ónafhankelijk van de AVI-factor (de fractie biogeen in het afval). De waterstof-uit-

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

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 voortkomend uit het gebruik van aardgas en elektriciteit voor het vergassingsproductieproces.

Tabel 8.5
Technisch-economische parameters voor waterstof uit afval

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2022	Advies SDE++ 2023
Outputvermogen	[MW output]	260	260
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	7500	7500
Investeringskosten	[€/kW output]	2700	2700
Vaste O&M-kosten	[€/kW output/jaar]	120	120
Variabele O&M-kosten	[€/kWh output]	0,0080	0,023

8.3 Warmte- en stoomketels

8.3.1 Ketel op vaste biomassa 0,5-5 MW

Deze categorie betreft een installatie op houtige biomassa voor levering van warmte aan een stadsverwarmingsnet of (blok)verwarming of bijvoorbeeld voor levering van een warmte aan een kas of stal. Zoals aangegeven in paragraaf 8.1.7 heeft het kabinet besloten te stoppen met het afgeven van nieuwe subsidies voor lagetemperatuurwarmte uit houtige biogrondstoffen, waarbij lage temperatuur is gedefinieerd als minder dan 100 °C. Aangezien een stadsverwarmingsnet, evenals een gebouw, stal of kas meestal een temperatuur heeft van minder dan 100 °C aan de verbruikerszijde (of direct na het eerste warmteoverdrachtstation in het geval van een warmtenet), zal het aantal subsidiabele projecten sterk afnemen. We adviseren deze categorie echter in stand te houden voor die projecten die nog wel doorgang kunnen vinden.

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 de vaste en variabele O&M-kosten zijn verhoogd met de percentages en bedragen zoals genoemd in paragraaf 8.1.7.

Tabel 8.6
Technisch-economische parameters voor ketel op vaste biomassa 0,5-5 MW_{th}

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2022	Advies SDE++ 2023
Thermisch outputvermogen	[MW input]	3,0	3,0
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	3000	3000
Investeringskosten	[€/kW output]	460	501
Vaste O&M-kosten	[€/kW output/jaar]	26	27
Variabele O&M-kosten	[€/kWh output]	0,0053	0,0064

De referentiebrandstof is hier houtsnippers (zie tabel 8.1).

8.3.2 Ketel op vaste biomassa ≥ 5 MW_{th}

In deze categorie is het mogelijk om warmtelevering (>100 °C, zie paragraaf 8.1.7) of stoomlevering te realiseren met een ketel op vaste biomassa ter vervanging van een gasgestookte WKK. Er wordt uitgegaan van een referentie-installatie die bestaat uit een met snoeihout gestookte stoomketel. De installatie is ingeschaald als basislastvoorziening voor de grotere industrie en 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 (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 of met hulp van een warmtewisselaar overgedragen aan een warmtenet.

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

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

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2022	Advies SDE++ 2023
Thermisch outputvermogen	[MW input]	10	10
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	7000	7000
Investeringskosten	[€/kW output]	758	826
Vaste O&M-kosten	[€/kW output/jaar]	47	48
Variabele O&M-kosten	[€/kWh output]	0,0051	0,0062

De referentiebrandstof is hier snoeihout (zie tabel 8.1).

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/variabele O&M-kosten en de investeringskosten zijn opgehoogd met de percentages en bedragen zoals genoemd in paragraaf 8.1.7.

Warmtestaffel

De benodigde subsidie voor de productie van hernieuwbare warmte is afhankelijk van de hoeveelheid geleverde warmte. Het basisbedrag is hiervoor berekend voor een specifiek aantal vollasturen. Dit aantal vollasturen is echter niet voor alle projecten haalbaar. Daarom is een warmtestaffel ingevoerd. Binnen de warmtestaffel wordt het basisbedrag berekend voor een verschillend aantal vollasturen.

De methodiek die hiervoor gebruikt wordt is vrijwel gelijk aan de methodiek die geadviseerd is in de najaarsnotitie warmtestaffel.[39] 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 4500 vollasturen (zie tabel 8.18).

8.3.3 Ketel op B-hout

Deze ketels worden meestal ingezet voor warmtedistributie door AVI's in de grotere industrie. Het referentievermogen is 20 MW_{th} output. Omdat dergelijke ketels relatief hoge investeringskosten en vaste operationele kosten kennen, dient zoveel mogelijk in basislast gedraaid te worden.

Tabel 8.8
Technisch-economische parameters voor ketel op B-hout

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2022	Advies SDE++ 2023
Thermisch outputvermogen	[MW input]	20	20
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	7500	7500
Investeringskosten	[€/kW output]	919	1002
Vaste O&M-kosten	[€/kW output/jaar]	54	56
Variabele O&M-kosten	[€/kWh output]	0,0046	0,0056

De vaste/variabele O&M-kosten en de investeringskosten zijn verhoogd met de bedragen en percentages zoals genoemd in paragraaf 8.1.7. Dit laatste bedrag bevat reeds de kosten voor een SCR-installatie.

8.3.4 Ketel op vloeibare biomassa

In sommige gevallen zijn gasgestookte ketels relatief snel en eenvoudig te vervangen door 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. Tevens wordt rekening gehouden met bijbehorend leidingwerk. Om aan het Activiteitenbesluit te kunnen voldoen, wordt tevens rekening gehouden met een SNCR-installatie en doekenfilter. Hiermee is de berekening representatief voor zowel inzet van vloeibare biomassa in nieuwe op vloeibare biomassa ontworpen ketels als inzet van vloeibare biomassa in aangepaste bestaande gasketels. De vaste O&M-kosten omvatten de

[39] Zie: Notie advies najaar SDE+ 2018 warmtestaffel (pbl.nl).

kosten voor de bedrijfsvoering en het onderhoud van de (omgebouwde) ketel. De investeringskosten en de vaste/variabele O&M-kosten zijn verhoogd volgens de percentages zoals beschreven in paragraaf 8.1.7.

Tabel 8.9
Technisch-economische parameters voor ketel op vloeibare biomassa

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2022	Advies SDE++ 2023
Thermisch outputvermogen	[MW input]	10	10
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	7000	7000
Investeringskosten	[€/kW output]	68	74
Vaste O&M-kosten	[€/kW output/jaar]	22	23
Variabele O&M-kosten	[€/kWh output]	0,0019	0,0020

De referentiebrandstof is hier dierlijk vet (zie tabel 8.1).

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

Deze categorie betreft een installatie op houtpellets voor levering van warmte aan een stadsverwarmingsnet dat doorgaans een temperatuur heeft van minder dan 100 °C na het eerste warmteoverdrachtstation en dus zal het aantal nieuwe projecten zeer beperkt zijn (zie paragraaf 8.1.7 voor meer details).

Voor deze categorie is de referentie-installatie een heetwaterketel die warmte levert aan een stadsverwarmingsnet. Houtpellets worden ingezet als referentiebrandstof. De opslag vindt plaats in silo's. Net als bij de industriële stoomketels wordt geadviseerd de ondergrens op 5 MW_{th} output te zetten. De referentieketel is een warmwaterketel met een leveringsvermogen van 15 MW_{th}. Dit is een typisch vermogen voor een (hulp)warmteketel in een (stads)verwarmingsnet. De ketel wordt verondersteld een rendement van 90 procent te hebben.

Het aantal vollasturen van een dergelijke ketel kan sterk variëren. Er wordt van uitgegaan dat de ketel een groot deel van de basislast afdekt en tevens als seizoensketel kan functioneren. Daarom wordt er gerekend met 6000 vollasturen. Dit aantal vollasturen dekt een groot deel van de jaarbelastingduurkromme af. Er wordt aangenomen dat de bestaande gasgestookte hulpketels of pieklastketels of andere technieken de winterpiekvraag afdekken.

De pellets worden per vrachtwagen aangeleverd en in een silo geblazen. Er wordt uitgegaan van een silo-opslag met een capaciteit voldoende voor een week vollastbedrijf. De pellets worden in een roosterketel verstookt. Naast alle mechanische componenten wordt een eenvoudig gebouw meegenomen.

Net als bij de ketel op vaste of vloeibare biomassa van ≥5 MW_{th} wordt rekening gehouden met een aanvullende SCR-installatie. De investeringskosten en de vaste/variabele O&M-kosten zijn verhoogd zoals beschreven in paragraaf 8.1.7. 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 extra drukval over de SCR.

Tabel 8.10
Technisch-economische parameters voor ketel voor warmte uit houtpellets ≥ 5MW_{th}

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2022	Advies SDE++ 2023
Thermisch outputvermogen	[MW input]	15	15
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	6000	6000
Investeringskosten	[€/kW output]	659	718
Vaste O&M-kosten	[€/kW output/jaar]	31	32
Variabele O&M-kosten	[€/kWh output]	0,0043	0,0053

8.3.6 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.[40] De installatie levert stoom op het terrein, eventueel op kleine afstand van de hoofdstoomleiding. De opslag vindt plaats in silo's. De ontvangst van de pellets vindt plaats in losstation voor vrachtwagens. Het losstation, de silo's en de ketels zijn vrijwel aangrenzend.

De referentieketel is een 30 bar-stoomketel met een leveringsvermogen van 20 MW_{th} output. De ketel wordt verondersteld een rendement van 90 procent te hebben bij 8500 vollasturen. Daarnaast gaan we uit van een stoomleiding met een lengte van 500 meter en een pelletopslag van ongeveer een week. Net als bij de ketel op vaste of vloeibare biomassa van ≥5 MW_{th} wordt rekening gehouden met een aanvullende SCR-installatie. De investeringskosten en de vaste en variabele O&M-kosten zijn verhoogd volgens de bedragen en percentages zoals vermeld in paragraaf 8.1.7. Bij de variabele O&M-kosten wordt net als bij de hiervoor genoemde ketel rekening gehouden met het periodiek vervangen van de katalysatorpakketten, kosten voor ureum en kosten voor extra elektriciteitsgebruik als gevolg van de extra drukval over de SCR.

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

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2022	Advies SDE++ 2023
Thermisch outputvermogen	[MW input]	20	20
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	8500	8500
Investeringskosten	[€/kW output]	746	813
Vaste O&M-kosten	[€/kW output/jaar]	48	49
Variabele O&M-kosten	[€/kWh output]	0,0049	0,0059

[40] 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. Dit is op dit moment erg lastig, omdat deze stromen vaak een andere prijs kennen die zou moeten doorwerken in het basisbedrag of aanleiding zou moeten geven tot nieuwe (sub)categorieën.

8.3.7 Ketel voor stoom uit houtpellets >50 MW_{th}

Voor deze nieuwe 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 leiding waarop één of meerdere afnemers aangesloten zijn.

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 20 bar-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 *must-run*-WKK vervangt. Eventuele redundante ketels voor de *must-run*-WKK blijven operationeel, en er zijn dus geen aanvullende back-upketels nodig. De voeding van de silo's is kritisch. Dat betekent dat naast een loskade voor schepen ook rekening gehouden wordt met een separaat ontvangst- en losstation voor vrachtwagens. Daardoor wordt er voor deze ketel van uitgegaan dat deze het maximaal technisch realiseerbare aantal van 8500 vollasturen weet te halen. De installatie zal normaliter vanuit een centrale wacht bediend worden. Echter, 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 8.11. 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, hetgeen leidt tot duurdere materialen, meer redundantie, enzovoort. Ook zijn de emissiegrenswaarden iets strikter. Daarnaast worden hogere eisen gesteld aan de toeleveranciers (bijvoorbeeld wat betreft garanties).

De vaste O&M-kosten bestaan met name 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.

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

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2023
Thermisch outputvermogen	[MW input]	60
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	8500
Investeringskosten	[€/kW output]	1400
Vaste O&M-kosten	[€/kW output/jaar]	50
Variabele O&M-kosten	[€/kWh output]	0,0057

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

Zoals aangegeven in paragraaf 8.1.7 heeft het kabinet besloten te stoppen met het afgeven van nieuwe subsidies voor lagetemperatuurwarmte uit houtige biogrondstoffen. Dit geldt ook voor de categorie levensduurverlenging, die van toepassing is op lopende projecten waarvan de subsidieperiode binnen enkele jaren eindigt en waarvan de geleverde temperatuur aan de verbruikerszijde (of na het eerste warmteoverdrachtstation) lager is dan 100 °C. We adviseren deze categorie echter in stand te houden voor die projecten die eventueel nog wel verlengd kunnen worden indien de geleverde warmte boven deze temperatuur ligt.

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 beschikkingen van enkele jaren terug. De vaste en variabele O&M-kosten worden verhoogd met de bedragen en percentages zoals genoemd in paragraaf 8.7.1. Er wordt tevens van uitgegaan dat deze ketels snoei- en dunningshout blijven stoken. Aangezien de lopende beschikkingen 3000 vollasturen hebben, wordt dit aantal vollasturen voor deze categorie gehandhaafd.

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

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2022	Advies SDE++ 2023
Thermisch outputvermogen	[MW input]	0,95	0,95
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	3000	3000
Investeringskosten	[€/kW output]	0	0
Vaste O&M-kosten	[€/kW output/jaar]	25	26
Variabele O&M-kosten	[€/kWh output]	0,0030	0,0040

De referentiebrandstof is hier snoei- en dunningshout (zie tabel 8.1).

8.3.9 Levensduurverlenging ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MW

Zoals aangegeven in paragraaf 8.1.7 wordt geen subsidie meer verleend voor lagetemperatuurwarmte uit houtige biogrondstoffen. Dit geldt ook voor deze categorie (die van toepassing is op lopende projecten waarvan de subsidieperiode binnen enkele jaren eindigt) behalve wanneer de

geleverde temperatuur aan de verbruikerszijde (of na het eerste warmteoverdrachtstation) hoger is dan 100 °C. We adviseren derhalve deze categorie in stand te houden.

Dit betreft in eerste instantie een aantal 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 (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 wordt voor deze categorie met hogere vaste onderhoudskosten gerekend dan in de hiervoor genoemde ketel op biomassa. De vaste/variabele O&M-kosten zijn verhoogd met de bedragen en percentages zoals genoemd in paragraaf 8.1.7. Aangezien de lopende beschikkingen 8000 vollasturen hebben, wordt dit aantal vollasturen voor deze categorie gehandhaafd.

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

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2022	Advies SDE++ 2023
Thermisch outputvermogen	[MW input]	10	10
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	8000	8000
Investeringskosten	[€/kW output]	0	0
Vaste O&M-kosten	[€/kW output/jaar]	82	84
Variabele O&M-kosten	[€/kWh output]	0,0051	0,0062

8.4 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 3000 uur.

De investeringskosten en de vaste/variabele O&M-kosten zijn verhoogd met percentages zoals genoemd in paragraaf 8.1.7. 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++ 2022	Advies SDE++ 2023
Thermisch outputvermogen	[MW input]	10	10
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	3000	3000
Investeringskosten	[€/kW output]	84	86
Vaste O&M-kosten	[€/kW output/jaar]	4	4,1
Variabele O&M-kosten	[€/kWh output]	0,0019	0,0020

8.5 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++-2023 in euro/kWh

Categorie	Productie-type	Advies SDE++ 2022	Advies SDE++ 2023	Bereke-ningswijze correctiebe-drag
Vergassing snoei- en dunningshout	Groen gas	0,0984	0,1196	13
Vergassing B-hout	Groen gas	0,0683	0,0797	13
Vergassing afval	Groen gas	-	0,0468	13
Waterstof uit biomassa	Waterstof	-	0,1307	30
Waterstof uit afval	Waterstof	0,0373	0,0511	30
Ketel op vaste/vloeibare biomassa 0,5-5 MW_{th}	Warmte	0,0618	0,0715	16
Ketel op vaste/vloeibare biomassa ≥ 5 MW_{th}*	Warmte	0,0493	0,0570	17
Ketel op B-hout	Warmte	0,0289	0,0338	17
Ketel op vloeibare biomassa	Warmte	0,0657	0,0826	16
Ketel voor warmte uit houtpellets ≥ 5 MW_{th}	Warmte	0,0697	0,0847	17
Ketel voor stoom uit houtpellets 5-50 MW_{th}	Warmte	0,0685	0,0830	17
Ketel voor stoom uit houtpellets ≥ 50 MW_{th}	Warmte	-	0,0910	17
Biomassaverbranding met directe inzet van houtpellets voor industriële toepassingen	Warmte	0,0521	0,0635	20
Levensduurverlenging ketel op vaste of vloeibare biomassa 0,5-5 MW_{th}	Warmte	0,0342	0,0392	16
Levensduurverlenging ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥5 MW_{th}	Warmte	0,0385	0,0436	17

**Zie tabel 8.18 voor de bijbehorende warmtestaffel.*

Tabel 8.17
Berekeningswijzen correctiebedrag

ID	Berekeningswijze correctiebedrag
13	TTF_{HHV}
16	(TTF_{LHV} + EB_3 + ODE_3) / Gasketelrendement
17	70% × TTF_{LHV}
20	TTF_{LHV} + EB_3 + ODE_3
30	(0,29 + 49 × TTF_{HHV})/39,32

EB_3 = Energiebelasting gas 3e schijf; ODE_3 = Opslag Duurzame Energie 3e schijf; Gasketelrendement = 90%.

Tabel 8.18
Technisch-economische parameters en basisbedragen binnen de geadviseerde warmtestaffel voor de SDE++-2023 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	0,0611	623	35	0,0063
5000	0,0601	664	38	0,0063
5500	0,0571	704	40	0,0063
6000	0,0591	746	43	0,0063
6500	0,0584	786	45	0,0062
7000 (ref)	**0,0570**	**826**	**48**	**0,0062**
7500	0,0568	867	52	0,0062
8000	0,0563	908	54	0,0062
8500	0,0558	948	57	0,0061

9 Vergisting van biomassa

9.1 Inleiding

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 tot 450 kW (kleinschalig)
- Vergisting van uitsluitend dierlijke mest vanaf 450 kW (grootschalig
- Slibgisting bij waterzuiveringsinstallaties
- Warmte uit compostering van biomassa
- Levensduurverlenging van bestaande biomassavergisting

Voor elk van deze clusters geldt dat er een optie voor groen gas, warmte-krachtkoppeling (WKK) en warmte is doorgerekend. Voor levensduurverlenging is ook de optie voor het ombouwen van een vergister naar groen gas onderzocht. In de volgende paragraaf gaan we eerst 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-installatie aan de orde.

9.2 Gehanteerde investeringsparameters en grondstofprijzen

9.2.1 Investeringsparameters

Het jaar 2022 was onderhevig aan significante prijsschommelingen. Dit betreft in eerste instantie de grondstofprijzen zoals die voor staal (ondanks de recente afkoeling van de staalmarkt) en beton en in mindere mate ook de dienstenprijzen zoals geconcludeerd kan worden uit de relevante CBS-gegevens voor het jaar 2022 (tot juni). Dit heeft een opdrijvend effect op de investeringskosten (zoals voor ketels, leidingwerk, werken van beton enzovoort) en tegelijkertijd ook op de vaste en variabele O&M-kosten (zoals voor personeel voor bedrijfsvoering en grootschalig onderhoud). Mede op basis van de marktconsultatie en project-specifieke data hebben we in onderhavig advies de volgende kostenstijgingen gehanteerd:

- Voor alle installaties worden ten gevolge van hogere grondstofprijzen de investeringskosten verhoogd met 8 tot 11 procent, afhankelijk van het type installatie.
- Voor alle installaties worden ten gevolge van hogere personeels- en materieelkosten de vaste en variabele O&M-kosten verhoogd met 11 procent. Een uitzondering zijn installaties, waar de variabele O&M kosten ook energiekosten bevatten, waar ook de energiecomponent in is verwerkt.

9.2.2 Grondstofprijzen voor allesvergisting

Bij grootschalige allesvergisting wordt een installatie beschouwd die reststromen verwerkt uit de voedings- en genotmiddelenindustrie (VGI). Vorig jaar hebben we op basis van aangeleverde input

gecorrigeerd voor historische waarden. Voor 2023 geldt dat het 5-jarig gemiddelde weer wordt aangehouden. Daarnaast geven ook toegeleverde data over 2021 een indicatie dat de vorig jaar doorgevoerde correctie (10 procent) in lijn was met de Y-o-Y stijging (circa 10 procent). Voor 2023 geldt dat het 5-jarig gemiddelde is toegenomen met circa 6,8 procent.

Daarnaast is gekeken naar de prijsontwikkeling indien er alleen rekening wordt gehouden met de inflatie vanaf het prijspeil in 2014. In dit geval komen de kosten nog lager uit, hetgeen nadrukkelijk niet wordt geadviseerd. In tabel 9.1 is een overzicht gegeven van de prijsontwikkeling voor allesvergisting.

Tabel 9.1
Prijsontwikkeling allesvergisting

Peildatum	Sep-13	Jul-20	Jul-21	Jul-22
Index	23,4	28,2	30,9	33,0
BM-cijfers	NB	33,2	36,4*	NB
Inflatie (CPI)	23,4	27,4	27,8	30,7
Advies	23,4	28,2	30,9	33,0

Input allesvergisting vanuit verschillende oogpunten (langjarige index voor snijmais, benchmark (BM) vanuit de markt en inflatie-index (CPI), alsook het advies.
** Indicatief.*

9.2.3 Grondstofprijzen voor mestvergisting

Voor kleinschalige monomestvergisting is uitgegaan van een vergister op boerderijschaal. We gaan hierbij uit van verse ongescheiden rundveemest. Op basis van de hierbij horende gehanteerde biogasopbrengst van 27 m^3, of 0,57 GJ/ton mest, komt de gekozen referentie voor groen gas (270 KW) overeen met een boerderij met ongeveer 500 koeien. Dit omvat in Nederland circa 1 procent van de totale markt, terwijl circa 75 procent van de (melk)veebedrijven tussen de 50 en 250 koeien heeft. Een significant deel van de boerderijhouders die het voornemen hebben om groen gas te gaan produceren, moet dus mest aanvoeren. Voor een deel geldt hierbij een kostenneutrale aanvoer en afvoer (mestoverschot). 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 schatten in dat dit aandeel ongeveer 30-50 procent is en gaan hierbij uit van 40 procent (50 procent eigen mest, 10 procent externe verwerking). We schatten dat het transport met bijbehorende kosten neerkomt op 5,5 euro/ton mest. Per installatie komt dit neer op een gemiddelde van 2,2 euro/ton mest of 3,86 euro/GJ ton input.

Voor de overige categorieën kleinschalige monomestvergisting (WKK en warmte) is de referentie kleiner (123 kW) en geldt dat de mest van eigen vee afkomstig is en ook op eigen land wordt uitgereden. Daarom geldt voor WKK en warmte kostenneutraliteit.

Voor grootschalige monomestvergisting gaan we voor de biogasopbrengst uit van een mengsel van varkensmest en rundveemest, met een mix van drijfmest en dikke fractie (80/20). Dit komt neer op een biogasopbrengst van 25 m^3 of 0,53 GJ/ton mest Een grootschalige mestverwerkingsinstallatie zonder vergisting heeft in het algemeen het poorttarief, oftewel dat geld wordt toegegeven bij aflevering van de mest die nodig is 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 leidt tot een geringe volumedaling. In de SDE++-advisering en berekeningen hanteren we het uitgangspunt van neutrale kosten voor mestaanvoer en -afvoer van

digestaat omdat de SDE++-systematiek niet bedoeld is voor subsidiëring van mestverwerking. Daarom wordt netto een prijs van 0 euro/t voor de mest ten behoeve van de grootschalige vergistingsinstallatie verondersteld.

Tabel 9.2
Biomassaprijzen voor vergistingsinstallaties SDE++ 2022

Biomassa voor vergisting	Energie-inhoud vergistingsinput (GJ/t)	Prijs vergistingsinput (€/t)	Referentieprijs biogas (€/GJ)
Grootschalige vergisting	3,4	33,0	9,71
Monomestvergisting ≤400 kW (groen gas)	0,56	2,2	3,86
Monomestvergisting ≤400 kW (overig)	0,53	0	0
Monomestvergisting >400 kW	0,53	0	0

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

9.3 Allesvergisting

9.3.1 Algemeen

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/uur is, overeenkomend met ongeveer 5,5 MW input.

9.3.2 Hernieuwbaar gas – allesvergisting

Als referentie voor deze categorie wordt uitgegaan van de eerdergenoemde vergister met een opwerkfaciliteit voor een productiecapaciteit van 591 m^3 per uur hernieuwbaar gas. De substraatinput is ongeveer 47 kton per jaar bij een gemiddelde biogasopbrengst van iets boven de 160 m^3 biogas per ton.

Als referentie-opwerkinstallatie 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. De vereiste elektriciteit wordt afgenomen van het net. De totale investeringen in de vergistingsinstallatie, inclusief de opwaardering naar hernieuwbaar gas, worden geschat op 8,26 miljoen euro. De O&M-kosten worden geschat op 1,06 miljoen euro per jaar.

Tabel 9.3 geeft de technisch-economische parameters van de productie van hernieuwbaar gas weer. In tabel 9.4 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven. De basisbedragen zijn berekend op basis van een zelfstandige installatie en niet op basis van een hubaansluiting.

Tabel 9.3
Technisch-economische parameters voor grootschalige vergisting, hernieuwbaar gas SDE++ 2023

Parameter	Eenheid	Eindadvies SDE++ 2022	Eindadvies SDE++ 2023
Referentiegrootte	[MW input]	5,5	5,5
Interne warmte-vraag	[% biogas]	5%	5%
Vollasturen	[uur/jaar]	8000	8000
Investeringskosten (vergister)	[€/kW input]	940	1043
Investeringskosten (gasopwaardering)	[€/kW output]	404	485
O&M-kosten	[€/kW input]	111	193
Energie-inhoud sub-straat	[GJ biogas/t]	3,4	3,4
Grondstofkosten	[€/t]	30,9	33

Tabel 9.4
Subsidieparameters voor vergistingsinstallaties, hernieuwbaar gas SDE++ 2023

Parameter	Eenheid	Eindadvies SDE++ 2022	Eindadvies SDE++ 2023
Basisbedrag SDE++	[€/kWh]	0,0701	0,0893
Basisprijs	[€/kWh]	0,0143	0,03
Subsidie-intensiteit	[€/t CO_2]	266	242
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12
Berekening correctiebe-drag		TTF	TTF[HHV]

9.3.3 Gecombineerde opwekking (WKK) – allesvergisting

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 bij de omzetting van het biogas naar netto-elektriciteitslevering van 41 procent. Voor de warmte is aangenomen dat alle beschikbare warmte (na aftrek van de interne warmtebehoefte voor de vergister) beschikbaar is voor bijvoorbeeld hygiënisering van de reststroom. De mogelijkheid om de warmte te benutten in de droging en hygiënisering van digestaat maakt dat het aantal vollasturen warmte is aangenomen op 7300 uur. De totale investeringen voor de referentie-installatie worden geschat op 5,9 miljoen euro. De vaste O&M-kosten bedragen 0,5 miljoen euro per jaar.

Tabel 9.5 geeft de technisch-economische parameters van de productie van elektriciteit en warmte weer. In tabel 9.6 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 9.5
Technisch-economische parameters voor grootschalige vergisting, gecombineerde opwekking

Parameter	Eenheid	Eindadvies SDE++ 2022	Eindadvies SDE++ 2023
Referentiegrootte	[MW input]	5,5	5,5
Interne warmte-vraag	[% biogas]	5%	5%
Vollasturen elektriciteit	[uur/jaar]	8000	8000
Vollasturen warmte	[uur/jaar]	7300	7300
Elektrisch vermogen	[MWe]	2,3	2,3
Thermisch output-vermogen	[MWth]	2,6	2,6
Elektrisch rendement (max)	[%]	41%	41%
Investeringskosten	[€/kW input]	950	1089
O&M-kosten	[€/kW input]	81	90
Energie-inhoud substraat	[GJ biogas/t]	3,4	3,4
Grondstofkosten	[€/t]	30,9	33

Tabel 9.6
Subsidieparameters voor vergistingsinstallaties, gecombineerde opwekking

Parameter	Eenheid	Eindadvies SDE++ 2022	Eindadvies SDE++ 2023
Basisbedrag SDE++	[€/kWh]	0,0749	0,0853
Basisprijs	[€/kWh]	0,0271	0,0515
Warmte-krachtverhouding	[kWhth:kWhe]	1,05	1,05
Subsidie-intensiteit	[€/t CO_2]	162	82
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12
Berekening correctiebedrag		(EPEX + (WK x (TTF[LHV] + EB3 + ODE3) / 90%) / (1 + WK-factor)	(EPEX + WK x (TTF[LHV] + EB3 + ODE3) / 90%) / (1 + WK-factor)

9.3.4 Warmte – allesvergisting

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 5,1 miljoen euro. De vaste O&M-kosten worden geschat op 0,23 miljoen euro per jaar.

Tabel 9.7 geeft de technisch-economische parameters van de productie van warmte weer. In tabel 9.8 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 9.7
Technisch-economische parameters voor grootschalige vergisting, warmte

Parameter	Eenheid	Eindadvies SDE++ 2022	Eindadvies SDE++ 2023
Referentiegrootte	[MW input]	5,5	5,5
Interne warmtevraag	[% biogas]	5%	5%
Vollasturen warmte	[uur/jaar]	7000	7000
Thermisch outputvermogen	[MWth]	4,7	4,7
Investeringskosten	[€/kW output]	940	940
O&M-kosten	[€/kW output]	44	49
Energie-inhoud substraat	[GJ biogas/t]	3,4	3,4
Grondstofkosten	[€/t]	30,9	33

Tabel 9.8
Subsidieparameters voor vergistingsinstallaties, warmte

Parameter	Eenheid	Eindadvies SDE++ 2022	Eindadvies SDE++ 2023
Basisbedrag SDE++	[€/kWh]	0,0672	0,0737
Basisprijs	[€/kWh]	0,0235	0,043
Subsidie-intensiteit	[€/t CO_2	154	54
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12
Berekening Correctiebedrag		(TTF[LHV] + EB3 + ODE3) / 90%	(TTF[LHV] + EB3 + ODE 3) / 90%

9.4 Vergisting van uitsluitend dierlijke mest tot 450 kW (kleinschalig)

9.4.1 Algemeen

De referentie-installatie voor kleinschalige monomestvergisting is gebaseerd op voornamelijk mest uit eigen bedrijf. De resterende mest wordt extern gehaald. Om zaken eenduidiger te maken, adviseren we om de maximale grootte van een installatie voor deze categorie aan te laten sluiten bij de grens conform het Activiteitenbesluit voor een versimpelde aanvraag via de OBM (Omgevingsvergunning Beperkte Milieutoets). Op basis van de eerder gehanteerde aannamen voor biogaspotentie, komt dit overeen met circa 440-490 kW, mede afhankelijk van het type mestinvoer. Daarom hebben we besloten om de grens vast te stellen op 450 kW. Dit is een bescheiden wijziging, waardoor de referentie binnen de SDE++ niet hoeft te worden aangepast, maar het vergroot tegelijkertijd de flexibiliteit van een aanvrager.

Voor de referentiesystemen van kleinschalige vergisting wordt dagverse mest gehanteerd. Het bijbehorende type stal is gangbaar in de zogenoemde uitvoering van de 'emissiearme stal' en veelal noodzakelijk om een vergunning te verkrijgen. Door gebruik van de stal wordt de mest in de stal slechts kort buiten de vergister (tot 1 week) gehouden. Deze aanpassing heeft voornamelijk tot gevolg dat de vermeden CO_2-equivalenten door methaanemissies in stallen wordt verbeterd. Een en ander blijft afhankelijk van het type bedrijfsvoering (1 week/paar dagen, weidegang). Het REDII

geeft hiervoor 54 ton CO_2-eq/ton verse mest.[41] Deze waarde nemen we voor kleinschalige installaties over.

In het referentiesysteem heeft de groengasvergister een ruwbiogasproductie van 47 m^3 per uur. Voor WKK en warmte is de vergister kleinschaliger en betreft het een vergister met een productie van circa 21 m^3 per uur.

Dit jaar is ook gekeken of een additionele categorie mogelijk was in de vorm van vergisters met een input tot 100 kW. We adviseren op dit moment om hier geen aparte categorie voor te openen. Dit heeft de volgende redenen:

- De referentie installatie met WKK/warmtehub is vastgesteld op 123 kW, hetgeen vergelijkbaar is qua grootte.
- Kleinschalige opwaardeerinstallaties zijn momenteel (commercieel) verkrijgbaar tot een minimale biogasproductie van circa 30 Nm^3/jaar (~175 kW).

We zijn daarom van mening dat een additionele categorie voor microvergisting een te beperkte winst oplevert ten opzichte van de huidige, kleinschalige mestvergisting.

9.4.2 Hernieuwbaar gas – kleinschalig monomest

De referentie-installatie voor hernieuwbaar 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 extern ingekocht, opgewekt met een warmtepomp of afgenomen van een houtketel tegen gemiddeld 30 euro/GJ. De vereiste elektriciteit wordt afgenomen van het net zodat de groengasproductie gemaximeerd is. De totale investeringen in de vergistingsinstallatie, inclusief de opwaardering naar hernieuwbaar gas, worden geschat op 1,1 miljoen euro. De O&M-kosten worden geschat op 0,25 miljoen euro per jaar.

Tabel 9.9 geeft de technisch-economische parameters van de productie van hernieuwbaar gas weer. In tabel 9.10 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 9.9
Technisch-economische parameters voor monomestvergisting tot 450 kW, hernieuwbaar gas

Parameter	Eenheid	Eindadvies SDE++ 2022	Eindadvies SDE++ 2023
Referentiegrootte	[kW input]	270	270
Interne warmtevraag	[% biogas]	30%	30%
Vollasturen	[uur/jaar]	8000	8000
Investeringskosten (vergister)	[€/kW input]	3300	4070
O&M-kosten	[€/kW input]	380	927
Energie-inhoud substraat	[GJ biogas/t]	0,53	0,57
Grondstofkosten	[€/t]	2	2,2

[41] RED II bijlage VI 'Regels voor het berekenen van het effect van biomassabrandstoffen en de fossiele referentiebrandstoffen ervan op de broeikasgasemissie', deel B art. 1 lid b. (pag.99; L 328/180).

Tabel 9.10
Subsidieparameters voor monomestvergisting tot 450 kW, hernieuwbaar gas

Parameter	Eenheid	Eindadvies SDE++ 2022	Eindadvies SDE++ 2022
Basisbedrag SDE++	[€/kWh]	0,1111	0,1981
Basisprijs	[€/kWh]	0,0143	0,03
Subsidie-intensiteit	[€/t CO_2]	267	290
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12
Berekening correctiebedrag		TTF	TTF[HHV]

9.4.3 Gecombineerde opwekking (WKK) – kleinschalig monomest

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 200 tot 250 koeien. Dit levert netto een elektrische output van 39 kW_e. Bij elektriciteit is technisch sprake van een WKK-installatie, waarbij de 59 kW_{th} warmte grotendeels gebruikt wordt voor het interne vergistingsproces. Voor de resterende warmte is aangenomen dat deze bijvoorbeeld wordt ingezet voor hygiënisering. De veronderstelde benodigde investeringen bedragen 0,5 miljoen euro en de vaste O&M-kosten worden geschat op 27000 euro per jaar.

Tabel 9.11 geeft de technisch-economische parameters van de productie van elektriciteit en warmte weer. In tabel 9.12 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 9.11
Technisch-economische parameters voor monomestvergisting tot 450 kW, gecombineerde opwekking

Parameter	Eenheid	Eindadvies SDE++ 2022	Eindadvies SDE++ 2023
Referentiegrootte	[kW input]	123	123
Interne warmtevraag	[% biogas]	30%	30%
Vollasturen elektriciteit	[uur/jaar]	8000	8000
Vollasturen warmte	[uur/jaar]	3000	3000
Elektrisch vermogen	[kWe]	39	39
Thermisch outputvermogen	[kWth]	59	59
Elektrisch rendement (max)	[%]	32%	32%
Investeringskosten	[€/kW input]	3348	3837
O&M-kosten	[€/kW input]	198	220
Energie-inhoud substraat	[GJ biogas/t]	0,53	0,57
Grondstofkosten	[€/t]	0	0

Tabel 9.12
Subsidieparameters voor monomestvergistingsinstallaties tot 450 kW, gecombineerde opwekking

Parameter	Eenheid	Eindadvies SDE++ 2022	Eindadvies SDE++ 2023
Basisbedrag SDE++	[€/kWh]	0,1671	0,2039
Basisprijs	[€/kWh]	0,0459	0,0719
Warmte-krachtverhouding	[kWhth:kWhe]	0,57	0,57
Subsidie-intensiteit	[€/t CO_2]	290	125
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12
Berekening correctiebedrag		(EPEX + (WK x (TTF[LHV] + EB1 + ODE1) / 90%) / (1 + WK-factor)	(EPEX + WK x (TTF[LHV] + EB1 + ODE1) / 90%) / (1 + WK-factor)

9.4.4 Warmte – kleinschalig monomest

De referentie-installatie voor de productie van warmte is dezelfde referentie als voor gecombineerde opwekking, met in plaats van WKK alleen warmteproductie. Het biogas wordt geleverd aan een hub, waar het verstookt wordt in een gasketel. De veronderstelde benodigde investeringen bedragen 0,4 miljoen euro en de vaste O&M-kosten worden geschat op 20000 euro per jaar.

In tabel 9.13 staan de technisch-economische parameters van vergisting van uitsluitend dierlijke mest voor warmte. In tabel 9.14 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 9.13
Technisch-economische parameters voor monomestvergisting tot 450 kW, warmte

Parameter	Eenheid	Eindadvies SDE++ 2022	Eindadvies SDE++ 2023
Referentiegrootte	[kW input]	123	123
Interne warmtevraag	[% biogas]	30%	30%
Vollasturen warmte	[uur/jaar]	6500	6500
Thermisch outputvermogen	[kWth]	91	91
Investeringskosten	[€/kW output]	3916	4488
O&M-kosten	[€/kW output]	196	218
Energie-inhoud substraat	[GJ biogas/t]	0,53	0,57
Grondstofkosten	[€/t]	0	0

Tabel 9.14
Subsidieparameters voor monomestvergisting, warmte SDE++ 2022

Parameter	Eenheid	Eindadvies SDE++ 2022	Eindadvies SDE++ 2023
Basisbedrag SDE++	[€/kWh]	0,1143	0,1399
Basisprijs	[€/kWh]	0,0235	0,043
Subsidie-intensiteit	[€/t CO_2]	216	114
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12
Berekening correctiebedrag		(TTF[LHV] + EB3 + ODE3) / 90%	(TTF[LHV] + EB3 + ODE 3) / 90%

9.5 Vergisting van uitsluitend dierlijke mest > 450 kW (grootschalig)

9.5.1 Algemeen

De grens voor grootschalige monomestvergisting is in dit advies aangepast naar installaties die meer dan 25.000 m^3 per jaar verwerken, overeenkomstig met 450 kW. De redenatie is te vinden in de kleinschalige mestvergisting. De schaalgrootte van de referentie-installatie is niet aangepast omdat de grens een beperkte wijziging is voor de gehanteerde grens. De referentie-installatie is daarom vastgesteld op 2200 kW voor alle drie de categorieën, met een ruwbiogasproductie van 381 m^3 per uur.

Dit jaar is ook gekeken of er een additionele categorie voor grootschalige mestvergisting mogelijk is, waarbij grondgebonden mest centraal wordt ingezet waarna het digestaat weer terug wordt getransporteerd. Deze vorm van grootschalige monomestvergisting verschilt qua vergisting niet wezenlijk van de huidige categorie. Daardoor is ook de controle en uitvoering binnen de SDE moeilijk te onderscheiden van grootschalige mestvergisting waarbij de mest centraal wordt verwerkt om vervolgens te worden geëxporteerd. Daarom adviseren we om hier geen aparte categorie voor in te richten.

Voor deze schaal geldt dat mede door efficiënt transport, dagverse mest niet haalbaar is. Wel achten we het aannemelijk dat er een relatief korte retentietijd wordt bewerkstelligd. Hiervoor geldt wel dat de bedrijfsvoering hierin een grote rol speelt. Wel achten we het aannemelijk dat, mede door contractuele afspraken of vergunningseisen, de retentietijden relatief kort (binnen een maand) te houden zijn. Daarom houden we voor deze categorieën een reductie van 22.5 kg CO_2-eq/ton mest[42] aan.

9.5.2 Hernieuwbaar gas – grootschalig monomest

De referentie-installatie voor hernieuwbaar gas is uitgevoerd met membraantechnologie met een productie van 248 m^3 per uur hernieuwbaar gas. De mestinput is bijna 120 kton per jaar, waarbij eenzelfde soort mix als bij kleinschalige mestvergisting wordt aangehouden. De warmte die nodig is voor het verwarmen van de vergister wordt opgewekt met een warmtepomp of een houtketel, of ingekocht tegen 25 euro/GJ.[43] De vereiste elektriciteit wordt afgenomen van het net. De totale investeringskosten voor de referentie-installatie worden geschat op 6,05 miljoen euro. De O&M-kosten worden geschat op 1,7 miljoen euro per jaar.

---

[42] RED II bijlage VI 'Regels voor het berekenen van het effect van biomassabrandstoffen en de fossiele referentiebrandstoffen ervan op de broeikasgasemissie', deel B art. 1 lid b. (pag. 180).

[43] Grootschalig inkopen van warmte is goedkoper, maar dat is geen optie voor kleinschalige vergisters. Daarom is dit bedrag lager dan de prijs waarmee wordt gerekend bij monomestvergisting op boerderijschaal.

Tabel 9.15 geeft de technisch-economische parameters van de productie van hernieuwbaar gas weer. In tabel 9.16 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 9.15
Technisch-economische parameters voor monomestvergisting >450 kW, hernieuwbaar gas

Parameter	Eenheid	Eindadvies SDE++ 2022	Eindadvies SDE++ 2023
Referentiegrootte	[MW input]	2,2	2,2
Interne warmtevraag	[% biogas]	25%	25%
Vollasturen	[uur/jaar]	8000	8000
Investeringskosten (vergister)	[€/kW input]	2080	2309
Investeringskosten (gasopwaardering)	[€/kW output]	370	444
O&M-kosten	[€/kW input]	320	754
Energie-inhoud substraat	[GJ biogas/t]	0,53	0,53
Grondstofkosten	[€/t]	0	0

Tabel 9.16
Subsidieparameters voor monomestvergisting >450 kW, hernieuwbaar gas

Parameter	Eenheid	Eindadvies SDE++ 2022	Eindadvies SDE++ 2023
Basisbedrag SDE++	[€/kWh]	0,0777	0,1408
Basisprijs	[€/kWh]	0,0143	0,03
Subsidie-intensiteit	[€/t CO_2]	168	284
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12
Berekening correctiebedrag		TTF	TTF[HHV]

9.5.3 Gecombineerde opwekking (WKK) – grootschalig monomest

De referentiegrootte van deze installatie komt overeen met die voor de productie van hernieuwbaar gas; een productiecapaciteit van 381 m^3 per uur ruw biogas dat wordt ingezet in een WKK-gasmotor. Voor de SDE++-basisbedragen wordt gerekend met een elektrisch rendement bij de omzetting van het biogas naar netto-elektriciteitslevering van 41 procent. Voor de warmte is aangenomen dat alle beschikbare warmte – na aftrek van de interne warmtebehoefte (circa 25 procent van de totale warmteproductie) voor de vergister – beschikbaar is voor bijvoorbeeld hygiënisering van het digestaat. De mogelijkheid om de warmte te benutten in de droging en hygiënisering van digestaat maakt dat het aantal vollasturen warmte is vastgesteld op 3800 uur. De investeringskosten voor de installatie worden geschat op 5,8 miljoen euro en vaste O&M-kosten op 0,48 miljoen euro per jaar.

Tabel 9.17 geeft de technisch-economische parameters van de productie van elektriciteit en warmte weer. In tabel 9.18 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 9.17
Technisch-economische parameters voor monomestvergisting >450 kW, gecombineerde opwekking

Parameter	Eenheid	Eindadvies SDE++ 2022	Eindadvies SDE++ 2023
Referentiegrootte	[MW input]	2,2	2,2
Interne warmtevraag	[% biogas]	25%	25%
Vollasturen elektriciteit	[uur/jaar]	8000	8000
Vollasturen warmte	[uur/jaar]	3800	3800
Elektrisch vermogen	[MWe]	0,9	1,06
Thermisch outputvermogen	[MWth]	1,06	0,9
Elektrisch rendement (max)	[%]	41%	41%
Investeringskosten	[€/kW input]	2320	2659
O&M-kosten	[€/kW input]	198	220
Energie-inhoud substraat	[GJ biogas/t]	0,53	0,53
Grondstofkosten	[€/t]	0	0

Tabel 9.18
Subsidieparameters voor monomestvergistingsinstallaties >450 kW, gecombineerde opwekking

Parameter	Eenheid	Eindadvies SDE++ 2022	Eindadvies SDE++ 2023
Basisbedrag SDE++	[€/kWh]	0,0977	0,1180
Basisprijs	[€/kWh]	0,0287	0,0554
Warmte-krachtverhouding	[kWhth:kWhe]	0,41	0,41
Subsidie-intensiteit	[€/t CO_2]	149	95
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12
Berekening correctiebedrag		(EPEX + (WK x (TTF[LHV] + EB3 + ODE3) / 90%) / (1 + WK-factor)	(EPEX + (WK x (TTF[LHV] + EB3 + ODE3) / 90%) / (1 + WK-factor)

9.5.4 Warmte – grootschalig monomest

De referentie-installatie voor de productie van warmte is dezelfde referentie als voor gecombineerde opwekking, met in plaats van een WKK alleen warmteproductie. Het biogas wordt geleverd aan een hub, waar het verstookt wordt in een gasketel. De veronderstelde benodigde investeringen bedragen 5,4 miljoen euro en de vaste O&M-kosten worden geschat op 0,24 miljoen euro per jaar.

In tabel 9.19 staan de technisch-economische parameters van vergisting van uitsluitend dierlijke mest voor warmte. In tabel 9.20 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 9.19
Technisch-economische parameters voor monomestvergisting >450 kW, warmte

Parameter	Eenheid	Eindadvies SDE++ 2022	Eindadvies SDE++ 2023
Referentiegrootte	[MW input]	2,2	2,2
Interne warmtevraag	[% biogas]	25%	25%
Vollasturen warmte	[uur/jaar]	6000	6000
Thermisch outputvermogen	[MWth]	1,8	1,8
Investeringskosten	[€/kW output]	2640	3025
O&M-kosten	[€/kW output]	121	134
Energie-inhoud substraat	[GJ biogas/t]	0,53	0,53
Grondstofkosten	[€/t]	0	0

Tabel 9.20
Subsidieparameters voor monomestvergisting>450 kW, warmte

Parameter	Eenheid	Eindadvies SDE++ 2022	Eindadvies SDE++ 2023
Basisbedrag SDE++	[€/kWh]	0,0821	0,1004
Basisprijs	[€/kWh]	0,0235	0,043
Subsidie-intensiteit	[€/t CO_2]	131	94
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12
Berekening Correctiebedrag		(TTF[LHV] + EB3 + ODE3) / 90%	(TTF[LHV] + EB3 + ODE 3) / 90%

9.6 Slibgisting bij waterzuiveringsinstallaties

9.6.1 Algemeen

Slibgisting heeft meerdere functies, onder andere de reductie van proceskosten, verbeterde ontwatering en stabilisatie van slib, reductie van pathogene micro-organismen en biogasproductie 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 (dus geen subsidies nodig heeft), is de 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 bij de aanvraag aantonen dat ze de bestaande biogasproductie met minimaal 25 procent kunnen verhogen. De installatiedelen die verantwoordelijk zijn voor de meerproductie 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 wordt berekend 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 correctie op de investeringskosten is het advies voor rioolwaterzuiveringsinstallaties ongewijzigd ten opzichte van de SDE++ 2022. Voor bestaande slibgisting hernieuwbaar gas geldt dat er geen ontwikkeling plaats heeft gevonden. Daarom adviseren we deze categorie niet open te stellen voor 2023.

9.6.2 Hernieuwbaar gas – verbeterde slibgisting

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 hernieuwbaar 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 procent. De vereiste elektriciteit wordt afgenomen van het net. De veronderstelde benodigde investeringen bedragen 11,7 miljoen euro.

In tabel 9.21 staan de technisch-economische parameters van verbeterde slibgisting voor hernieuwbaar gas. In tabel 9.22 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 9.21
Technisch-economische parameters voor verbeterde slibgisting, hernieuwbaar gas

Parameter	Eenheid	Eindadvies SDE++ 2022	Eindadvies SDE++ 2023
Referentiegrootte	[MW input]	1,9	1,9
Outputvermogen	[MWth]	1,16	1,16
Investeringskosten	[€/kW output]	9.106	10.108
O&M-kosten	[€/kW output]	-676	-447
Energie-inhoud substraat	[GJ biogas/t]	0,36	0,36

Tabel 9.22
Subsidieparameters voor verbeterde slibgisting, hernieuwbaar gas

Parameter	Eenheid	Eindadvies SDE++ 2022	Eindadvies SDE++ 2023
Basisbedrag SDE++	[€/kWh]	0,0851	0,1148
Basisprijs	[€/kWh]	0,0143	0,03
Subsidie-intensiteit	[€/t CO_2]	348	381
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12
Berekening correctiebedrag		TTF	TTF[HHV]

9.6.3 Gecombineerde opwekking (WKK) – verbeterde slibgisting

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.

In tabel 9.23 staan de technisch-economische parameters van verbeterde slibgisting voor gecombineerde opwekking. In tabel 9.24 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 9.23
Technisch-economische parameters voor verbeterde slibgisting, , gecombineerde opwekking

Parameter	Eenheid	Eindadvies SDE++ 2022	Eindadvies SDE++ 2023
Referentiegrootte	[MW input]	1,9	1,9
Vollasturen elektriciteit	[uur/jaar]	8000	8000
Vollasturen warmte	[uur/jaar]	4000	4000
Elektrisch vermogen	[MWe]	0,7	0,7
Thermisch outputvermogen	[MWth]	0,92	0,92
Elektrisch rendement (max)	[%]	37%	37%
Investeringskosten	[€/output]	6485	7432
O&M-kosten	[€/kW input]	-320	-320
Energie-inhoud substraat	[GJ biogas/t]	0,36	0,36

Tabel 9.24
Subsidieparameters voor verbeterde slibgisting, gecombineerde opwekking

Parameter	Eenheid	Eindadvies SDE++ 2022	Eindadvies SDE++ 2023
Basisbedrag SDE++	[€/kWh]	0,0936	0,1323
Basisprijs	[€/kWh]	0,03	0,0556
Warmte-krachtverhouding	[kWhth:kWhe]	0,66	0,66
Subsidie-intensiteit	[€/t CO_2]	231	569
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12
berekening correctiebedrag		EPEX + (WK x (TTF[LHV] + EB2 + ODE2) / 90%) / (1 + WK-factor)	(EPEX + WK x (TTF[LHV] + EB2 + ODE2) / 90%) / (1 + WK-factor)

9.6.4 Warmte – verbeterde slibgisting

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.

In tabel 9.25 staan de technisch-economische parameters van verbeterde slibgisting voor gecombineerde opwekking. In tabel 9.26 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 9.25
Technisch-economische parameters voor verbeterde slibgisting, warmte

Parameter	Eenheid	Eindadvies SDE++ 2022	Eindadvies SDE++ 2023
Referentiegrootte	[MW input]	1,9	1,9
Vollasturen warmte	[uur/jaar]	7000	7000
Thermisch outputvermogen	[MWth]	1,6	1,6
Investeringskosten	[€/kW output]	6049	6932
O&M-kosten	[€/kW output]	-321	-321
Energie-inhoud substraat	[GJ biogas/t]	0,36	0,36
Grondstofkosten	[€/t]	0	0

Tabel 9.26
Subsidieparameters voor verbeterde slibgisting, warmte SDE++ 2022

Parameter	Eenheid	Eindadvies SDE++ 2022	Eindadvies SDE++ 2023
Basisbedrag SDE++	[€/kWh]	0,0685	0,0980
Basisprijs	[€/kWh]	0,0235	0,043
Subsidie-intensiteit	[€/t CO_2]	160	161
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12
Berekening correctiebedrag		(TTF[LHV] + EB3 + ODE3) / 90%	(TTF[LHV] + EB3 + ODE 3) / 90%

9.6.5 Hernieuwbaar gas – bestaande slibgisting

Sinds de SDE+ 2019 is voor RWZI's een categorie voor bestaande slibgisting toegevoegd. Dit zijn slibgistingsinstallaties zonder meerproductie, waarbij het gaat om projecten voor het opwaarderen van biogas tot hernieuwbaar gas dat ingevoed kan worden in het aardgasnet. De laatste jaren zijn er geen aanvragen gedaan. Op dit moment zijn we ons niet bewust van additionele projecten in ontwikkelingen. Daarom adviseren we voor 2022 deze categorie niet meer open te stellen.

9.7 Warmte uit compostering van biomassa

9.7.1 Algemeen

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 methaan- dan wel CO_2-emissies. In de SDE++-2021 is advies uitgebracht aangaande het toepassingsgebied. Het advies daarin is 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.

9.7.2 Warmte – compostering

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. Qua categorie beperken we ons tot grootschalige compostering, met warmtelevering van meer dan 500 kW. De warmte wordt geleverd daar

waar vraag is, bijvoorbeeld aan de glastuinbouw, kwekerijen, woningen, kantoren, utiliteit en warmtenetwerken in het algemeen.

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 kton champost per jaar (2 GJ/ton), een input van 6,4 MW en een output van 5,5 MW, worden geschat op ongeveer 6 miljoen euro; de vaste O&M-kosten 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 actuele massabalans, welke afwijkt van de in het conceptadvies gehanteerde bedragen. Op basis van 60 kton/jaar, wordt ongeveer 50 procent volumedaling behaald, waarbij een deel wordt omgezet in warmte en een deel in schoon water. Op basis van een poorttarief van 5 euro/ton en afzetkosten van 10 euro/ton komt dit neer op een nettoprijs van 0,06 euro/ton. Andere afvoerstromen (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.

In tabel 9.27 staan de technisch-economische parameters van warmte uit compostering. In tabel 9.28 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 9.27
Technisch-economische parameters voor compostering, warmte

Parameter	Eenheid	Eindadvies SDE++ 2022	Eindadvies SDE++ 2023
Referentiegrootte	[MW input]	6,6	6,4
Vollasturen warmte	[uur/jaar]	5200	5200
Thermisch outputvermogen	[MWth]	5,5	5,5
Investeringskosten	[€/kW output]	1078	1245
O&M-kosten	[€/kW output]	91	101
Energie-inhoud compost	[GJ biogas/t]	1,99	1,99
Grondstofkosten	[€/t]	0	0

Tabel 9.28
Subsidieparameters voor compostering, warmte

Parameter	Eenheid	Eindadvies SDE++ 2022	Eindadvies SDE++ 2022
Basisbedrag SDE++	[€/kWh]	0,0462	0,0563
Basisprijs	[€/kWh]	0,0235	0,043
Subsidie-intensiteit	[€/t CO_2]	62	-23
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12
Berekening correctiebedrag		(TTF[LHV] + EB3 + ODE3) / 90%	(TTF[LHV] + EB3 + ODE 3) / 90%

9.8 Levensduurverlenging bestaande vergistingsinstallaties

9.8.1 Algemeen

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 12 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 en van de categorie-indeling voor de huidige (nieuwe) vergistingsinstallaties, met een berekening van het basisbedrag voor de toepassingen hernieuwbaar gas, WKK, warmte, en een eventuele toevoeging naar hernieuwbaar gas.

Het ministerie van EZK vraagt om de kenmerken te baseren op de projecten die daadwerkelijk in bedrijf zijn genomen, en die in 2023 een aanvraag voor verlengde levensduur zouden kunnen indienen, uitgaande van zo'n aanvraag drie jaar voor het aflopen van de SDE-beschikking. Ook dient er rekening te worden gehouden met de huidige uitgangspunten en categorieën. Dit betekent dat we ons advies over levensduurverlenging (mede) baseren op vergistingsprojecten waarvan de SDE-beschikking in 2026 afloopt, dus die in 2014 in gebruik zijn genomen.

Uit de gevoerde analyse (Wijzigingennotitie) is bepaald dat de clusters voor allesvergisting en monomestvergisting tot 25000 m^3 mest in aanmerking komen. Opgemerkt wordt dat bestaande covergistingsprojecten mogelijk additionele mest kunnen invoeren. Door de wijziging in de categorisering willen we de impact hiervan volgend jaar nader onderzoeken.

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 vergister(s). Dit betreft met name vervanging van het gasdak (membranen) en de mixer. De installaties die hernieuwbaar gas produceren krijgen te maken met kosten van de gasopwaarderingsinstallatie. Analoog daaraan zullen bedrijven in de categorie 'Gecombineerde opwekking' 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.

Ten slotte vraagt het ministerie van EZK advies over een nieuwe categorie, of het al dan niet openstellen van de categorie ' Ombouw naar hernieuwbaar gas' voor installaties die nog niet aan het einde van de beschikkingsperiode zijn. Dit betreft projecten die zijn gerealiseerd vanaf 2015. Hierin kunnen we twee type projecten onderscheiden:

- projecten die reeds een verlengde levensduur hebben onder eerdere regelingen en nu willen ombouwen van elektriciteit en/of warmte naar hernieuwbaar gas;
- projecten die gerealiseerd zijn vanaf 2015 (2014 en daarvoor wordt al over geadviseerd) en nu elektriciteit en/of warmte opwekken.

Voor projecten onder een al bestaande verlengde levensduur verwachten we dat een ombouw een beperkte invloed heeft op de bestaande installatie anders dan de kosten voor de ombouw. Immers, de installatie is gedurende de originele periode al afgeschreven. De kosten voor de ombouw en een nieuwe opwaardeerinstallatie zitten reeds in de bestaande categorieën voor ombouw naar hernieuwbaar gas.

Eventuele kosten voor renovatie die voor een nieuwe categorie wordt aangevraagd zitten hierin ook reeds verwerkt. Verreweg de meeste projecten in deze verlengde levensduur zijn gerealiseerd in 2018 en 2019. Uitgaande van dezelfde peildatum (2026) betekent dit dat deze projecten 5 tot 6 jaar resterende subsidie zouden hebben. Het opnieuw aanvragen van een ombouwsubsidie verschuift de herinvesteringskosten, maar die zullen in dezelfde subsidieperiode alsnog worden gemaakt (jaar 6-7).

Voor nieuwe projecten geldt dat de bestaande (WKK-)installatie nog niet is afgeschreven. Een nieuwe aanvraag voor ombouw naar groen gas betekent hierin effectief een derving van de bestaande installatie. Daar staat tegenover dat de bestaande installatie (WKK/warmte) een restwaarde heeft, en dus doorverkocht kan worden. Daar komt bij dat er, door een ombouw naar groen gas, bij gelijkblijvende input meer productie van (netto) groen gas ontstaat.

Hiervoor geldt tevens dat het merendeel van de installaties in de periode tot en met 2019 is gerealiseerd. Hierdoor geldt hetzelfde als voor het vorige projecttype, waarbij de renovatie zeer waarschijnlijk in het midden van de subsidieperiode moet worden uitgevoerd. Deze verschuiving, samen met de restwaarde maakt dat we voor deze projecten ook geen significante nadelen zien.

Daarom zijn we van mening dat het inruilen van een bestaande beschikking voor een nieuwe, gebaseerd op de huidige categorieën voor ombouw naar hernieuwbaar gas, mogelijk moet zijn voor installaties en adviseren dan ook positief op bovenstaande adviesaanvraag.

9.8.2 Hernieuwbaar gas – levensduurverlenging allesvergisting

De totale investeringen voor het renoveren van de afgeschreven vergistingsinstallatie, inclusief de opwaardering naar hernieuwbaar gas, worden geschat op 3,3 miljoen euro. De vaste O&M-kosten worden geschat op 1,06 miljoen euro per jaar.

Tabel 9.29 geeft de technisch-economische parameters van de productie van hernieuwbaar gas weer. In tabel 9.30 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven. De basisbedragen zijn berekend op basis van een zelfstandige installatie en niet op basis van een hubaansluiting.

Tabel 9.29
Technisch-economische parameters voor levensduurverlenging allesvergisting, hernieuwbaar gas

Parameter	Eenheid	Eindadvies SDE++ 2022	Eindadvies SDE++ 2023
Referentiegrootte	[MW input]	5,5	5,5
Interne warmtevraag	[% biogas]	5%	5%
Vollasturen	[uur/jaar]	8000	8000
Investeringskosten (vergister)	[€/kW input]	545	592
O&M-kosten	[€/kW input]	111	193
Energie-inhoud substraat	[GJ biogas/t]	3,4	3,4
Grondstofkosten	[€/t]	30,9	33

Tabel 9.30
Subsidieparameters voor levensduurverlenging allesvergisting, hernieuwbaar gas

Parameter	Eenheid	Eindadvies SDE++ 2022	Eindadvies SDE++ 2023
Basisbedrag SDE++	[€/kWh]	0,0578	0,0733
Basisprijs	[€/kWh]	0,0143	0,03
Subsidie-intensiteit	[€/t CO_2]	199	155
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12
Berekening correctiebedrag		TTF	TTF[HHV]

9.8.3 Gecombineerde opwekking (WKK) – levensduurverlenging allesvergisting

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 2,24 miljoen euro. De vaste O&M-kosten worden geschat op 90 euro/kW input oftewel 0,5 miljoen euro per jaar.
Tabel 9.31 geeft de technisch-economische parameters van de productie van elektriciteit en warmte weer. In tabel 9.32 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 9.31
Technisch-economische parameters voor levensduurverlenging allesvergisting, gecombineerde opwekking SDE++ 2022

Parameter	Eenheid	Eindadvies SDE++ 2022	Eindadvies SDE++ 2023
Referentiegrootte	[MW input]	5,5	5,5
Interne warmtevraag	[% biogas]	5%	5%
Vollasturen elektriciteit	[uur/jaar]	8000	8000
Vollasturen warmte	[uur/jaar]	7300	7300
Elektrisch vermogen	[MWe]	2,3	2,3
Thermisch outputvermogen	[MWth]	2,6	2,6
Elektrisch rendement (max)	[%]	41%	41%
Investeringskosten	[€/kW input]	376	408
O&M-kosten	[€/kW input]	81	90
Energie-inhoud substraat	[GJ biogas/t]	3,4	3,4
Grondstofkosten	[€/t]	30,9	33

Tabel 9.32
Subsidieparameters voor vergistingsinstallaties, gecombineerde opwekking SDE++ 2022

Parameter	Eenheid	Eindadvies SDE++ 2022	Eindadvies SDE++ 2023
Basisbedrag SDE++	[€/kWh]	0,0635	0,0705
Basisprijs	[EUR/kWh]	0,0271	0,0515
Warmte-krachtverhouding	[kWhth:kWhe]	1,05	1,05
Subsidie-intensiteit	[€/t CO_2]	110	-46
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12
Berekening correctiebedrag		(EPEX + (WK x (TTF[LHV] + EB3 + ODE3) / 90%) / (1 + WK-factor)	(EPEX + WK x (TTF[LHV] + EB3 + ODE3) / 90%) / (1 + WK-factor)

9.8.4 Warmte – levensduurverlenging allesvergisting

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 1,7 miljoen euro. De vaste O&M-kosten worden geschat op 0,42 miljoen euro per jaar.

Tabel 9.33 geeft de technisch-economische parameters van de productie van elektriciteit en warmte weer. In tabel 9.34 zijn het basisbedrag en andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 9.33
Technisch-economische parameters voor levensduurverlenging allesvergisting, warmte

Parameter	Eenheid	Eindadvies SDE++ 2022	Eindadvies SDE++ 2023
Referentiegrootte	[MW input]	5,5	5,5
Interne warmtevraag	[% biogas]	5%	5%
Vollasturen warmte	[uur/jaar]	7000	7000
Thermisch outputvermogen	[MWth]	4,7	4,7
Investeringskosten	[€/kW output]	314	360
O&M-kosten	[€/kW output]	81	90
Energie-inhoud substraat	[GJ biogas/t]	3,4	3,4
Grondstofkosten	[€/t]	30,9	33

Tabel 9.34
Subsidieparameters voor levensduurverlenging allesvergisting, warmte

Parameter	Eenheid	Eindadvies SDE++ 2022	Eindadvies SDE++ 2023
Basisbedrag SDE++	[€/kWh]	0,0609	0,0679
Basisprijs	[€/kWh]	0,0235	0,043
Subsidie-intensiteit	[€/t CO_2]	127	28
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12
Berekening correctiebedrag		(TTF[LHV] + EB3 + ODE3) / 90%	(TTF[LHV] + EB3 + ODE 3) / 90%

9.8.5 Ombouw naar hernieuwbaar gas – levensduurverlenging allesvergisting

Mocht een producent na afloop van de looptijd van de subsidie besluiten hernieuwbaar gas te gaan produceren in plaats van elektriciteit en/of warmte, 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 hernieuwbaar gas aangehouden. Voor de gaszuiveringstechniek is gekozen voor membraantechnologie, aangezien deze technologie voor meerdere recente hernieuwbaar-gasprojecten is toegepast.

Voor de renovatie en modificatie houden we rekening met ongeveer 2,1 miljoen euro, terwijl voor de nieuwe opwerkinstallatie rekening wordt gehouden met 2,5 miljoen euro. De vaste O&M-kosten worden geschat op 1,06 miljoen euro per jaar.

Tabel 9.35 geeft de technisch-economische parameters van de productie van hernieuwbaar gas weer. In tabel 9.36 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 9.35
Technisch-economische parameters voor levensduurverlenging allesvergisting, ombouw naar hernieuwbaar gas

Parameter	Eenheid	Eindadvies SDE++ 2022	Eindadvies SDE++ 2023
Referentiegrootte	[MW input]	5,5	5,5
Interne warmtevraag	[% biogas]	5%	5%
Vollasturen	[uur/jaar]	8000	8000
Investeringskosten (vergister)	[€/kW input]	353	383
Investeringskosten (opwerkinstallatie)	[€/kW output]	404	485
O&M-kosten	[€/kW input]	111	193
Energie-inhoud substraat	[GJ biogas/t]	3,4	3,4
Grondstofkosten	[€/t]	30,9	33

Tabel 9.36
Subsidieparameters voor levensduurverlenging alles vergistingsinstallaties, ombouw naar hernieuwbaar gas

Parameter	Eenheid	Eindadvies SDE++ 2022	Eindadvies SDE++ 2023
Basisbedrag SDE++	[€/kWh]	0,0608	0,0777
Basisprijs	[€/kWh]	0,0143	0,03
Subsidie-intensiteit	[€/t CO_2]	215	179
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12
Berekening correctiebedrag		TTF	TTF[HHV]

9.8.6 Hernieuwbaar gas – levensduurverlenging monomest kleinschalig

Als referentie wordt uitgegaan van dezelfde vergistingsinstallatie als bij een nieuwe installatie in deze categorie met productstromen die vergelijkbaar zijn met die van grootschalig. De totale

investeringen in renovatie van de vergistingsinstallatie, inclusief de opwaardering naar hernieuwbaar gas, worden geschat op 0,6 miljoen euro. De vaste O&M-kosten worden geschat op 0,25 miljoen euro per jaar.

Tabel 9.37 geeft de technisch-economische parameters van de productie van hernieuwbaar gas weer. In tabel 9.38 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 9.37
Technisch-economische parameters voor levensduurverlenging monomest kleinschalig, hernieuwbaar gas

Parameter	Eenheid	Eindadvies SDE++ 2022	Eindadvies SDE++ 2022
Referentiegrootte	[kW input]	270	270
Interne warmtevraag	[% biogas]	30%	30%
Vollasturen	[uur/jaar]	8000	8000
Investeringskosten (vergister)	[€/kW input]	1980	2150
O&M-kosten	[€/kW input]	380	927
Energie-inhoud substraat	[GJ biogas/t]	0,53	0,53
Grondstofkosten	[€/t]	2	2,2

Tabel 9.38
Subsidieparameters voor levensduurverlenging monomest kleinschalig, hernieuwbaar gas

Parameter	Eenheid	Eindadvies SDE++ 2021	Eindadvies SDE++ 2022
Basisbedrag SDE++	[€/kWh]	0,0911	0,1670
Basisprijs	[€/kWh]	0,0143	0,03
Subsidie-intensiteit	[€/t CO_2]	208	220
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12
Berekening correctiebedrag		TTF	TTF[HHV]

9.8.7 Gecombineerde opwekking (WKK) – levensduurverlenging monomest kleinschalig

Als referentie wordt uitgegaan van dezelfde vergistingsinstallatie als bij een nieuwe installatie in deze categorie met vergelijkbare productstromen. De veronderstelde benodigde investeringen voor renovatie bedragen voor de afgeschreven vergistingsinstallatie 0,27 miljoen euro. De vaste O&M-kosten worden geschat op 27000 euro per jaar.

Tabel 9.39 geeft de technisch-economische parameters van de productie van elektriciteit en warmte weer. In tabel 9.40 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 9.39
Technisch-economische parameters voor levensduurverlenging monomest kleinschalig, gecombineerde opwekking

Parameter	Eenheid	Eindadvies SDE++ 2022	Eindadvies SDE++ 2023
Referentiegrootte	[kW input]	123	123
Interne warmtevraag	[% biogas]	30%	30%
Vollasturen elektriciteit	[uur/jaar]	8000	8000
Vollasturen warmte	[uur/jaar]	3000	3000
Elektrisch vermogen	[kWe]	39	39
Thermisch outputvermogen	[kWth]	59	59
Elektrisch rendement (max)	[%]	32%	32%
Investeringskosten	[€/kW input]	2009	2182
O&M-kosten	[€/kW input]	198	220
Energie-inhoud substraat	[GJ biogas/t]	3,4	0,53
Grondstofkosten	[€/t]	0	0

Tabel 9.40
Subsidieparameters voor levensduurverlenging monomestvergistingsinstallaties tot 25000 m^3, gecombineerde opwekking

Parameter	Eenheid	Eindadvies SDE++ 2022	Eindadvies SDE++ 2023
Basisbedrag SDE++	[€/kWh]	0,1222	0,1427
Basisprijs	[€/kWh]	0,0459	0,0719
Warmte-krachtverhouding	[kWhth:kWhe]	0,57	0,57
Subsidie-intensiteit	[€/t CO_2]	170	49
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12
Berekening correctiebedrag		(EPEX + (WK x (TTF[LHV] + EB1 + ODE1) / 90%) / (1 + WK-factor)	(EPEX + WK x (TTF[LHV] + EB1 + ODE1) / 90%) / (1 + WK-factor)

9.8.8 Warmte – levensduurverlenging monomest kleinschalig

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 0,23 miljoen euro. De vaste O&M-kosten worden geschat op 20000 euro per jaar.

In tabel 9.41 staan de technisch-economische parameters van vergisting van uitsluitend dierlijke mest voor warmte. In tabel 9.42 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 9.41
Technisch-economische parameters voor levensduurverlenging monomest kleinschalig, warmte

Parameter	Eenheid	Eindadvies SDE++ 2022	Eindadvies SDE++ 2023
Referentiegrootte	[kW input]	123	123
Interne warmtevraag	[% biogas]	30%	30%
Vollasturen warmte	[uur/jaar]	6500	6500
Thermisch outputvermogen	[kW_{th}]	91	91
Investeringskosten	[€/kW output]	2350	2552
O&M-kosten	[€/kW output]	196	217
Energie-inhoud substraat	[GJ biogas/t]	0,53	0,53
Grondstofkosten	[€/t]	0	0

Tabel 9.42
Subsidieparameters voor levensduurverlenging monomest kleinschalig, warmte

Parameter	Eenheid	Eindadvies SDE++ 2022	Eindadvies SDE++ 2023
Basisbedrag SDE++	[€/kWh]	0,0822	0,0960
Basisprijs	[€/kWh]	0,0235	0,043
Subsidie-intensiteit	[€/t CO_2]	132	48
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12
Berekening correctiebedrag		(TTF[LHV] + EB3 + ODE3) / 90%	(TTF[LHV] + EB3 + ODE 3) / 90%

9.8.9 Ombouw naar hernieuwbaar gas – levensduurverlenging monomest kleinschalig

Mocht een producent besluiten hernieuwbaar gas te gaan produceren in plaats van elektriciteit en/of warmte, 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 hernieuwbaar gas aangehouden. Voor de gaszuiveringstechniek is gekozen voor membraantechnologie, aangezien deze technologie voor meerdere recente hernieuwbaar-gasprojecten is toegepast.

Voor de renovatie en modificatie plus nieuwe opwerkinstallatie wordt rekening gehouden met 0,73 miljoen euro. De vaste O&M-kosten worden geschat op 0,25 miljoen euro per jaar. In tabel 9.43 staan de technisch-economische parameters van vergisting van uitsluitend dierlijke mest voor ombouw naar hernieuwbaar gas weergegeven. In tabel 9.44 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 9.43
Technisch-economische parameters voor levensduurverlenging monomest kleinschalig, ombouw hernieuwbaar gas

Parameter	Eenheid	Eindadvies SDE++ 2022	Eindadvies SDE++ 2023
Referentiegrootte	[kW input]	270	270
Interne warmtevraag	[% biogas]	18%	30%
Vollasturen	[uur/jaar]	8000	8000
Investeringskosten (vergister)	[€/kW input]	2400	2730
O&M-kosten	[€/kW input]	380	927
Energie-inhoud substraat	[GJ biogas/t]	0,53	0,53
Grondstofkosten	[€/t]	2,2	2,2

Tabel 9.44
Subsidieparameters voor levensduurverlenging monomestvergisting tot 25000 m^3,ombouw hernieuwbaar gas

Parameter	Eenheid	Eindadvies SDE++ 2022	Eindadvies SDE++ 2023
Basisbedrag SDE++	[€/kWh]	0,0974	0,1767
Basisprijs	[€/kWh]	0,0143	0,03
Subsidie-intensiteit	[€/t CO_2]	216	240
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12
Berekening correctiebedrag		TTF	TTF[HHV]

10 Geavanceerde hernieuwbare brandstoffen

Deze categorie is gericht op de productie van geavanceerde hernieuwbare brandstoffen om de broeikasgasemissies in de vervoerssector te verminderen. De meeste geavanceerde hernieuwbare-brandstoftechnologieën zijn echter nog niet commercieel 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 echter 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-Tropschbrandstoffen. 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.[44] Er is ook een aantal vergassingsinstallaties gepland voor de komende periode.

Status van geavanceerde hernieuwbare brandstoffen binnen de 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 mono- en allesvergisting
- bio-ethanol uit lignocellulosehoudende grondstoffen
- technologieën neutrale drop-in diesel en benzine productie, en
- technologie productie neutrale biomethanol

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 (HTL), die drop-in diesel en benzine produceren, of elke andere technologie die biomethanol produceert, kunnen ook voor SDE++-subsidie in aanmerking komen binnen de betreffende categorie, met uitzondering van biogas of hernieuwbare gas *co-feed* naar een bestaande methanolinstallatie, binnen de kaders van dit advies.

In alle gevallen geldt als voorwaarde dat biomassa wordt gebruikt uit de lijst van bijlage IX A van de Richtlijn voor hernieuwbare energie en dat de duurzaamheidseisen in acht worden genomen.

De waarden van hernieuwbare-brandstofeenheden (HBE's[25]) zijn in dit eindadvies in het

[44] Veum et al. 2020

correctiebedrag opgenomen. Ze vormen echter geen onderdeel van de productprijs, noch van de langetermijnprijs. Ze zijn op een bepaalde manier analoog aan de Garanties van Oorsprong (GvO's) voor hernieuwbare elektriciteit meegenomen. Deze geavanceerde biobrandstoffen worden meegerekend in de verplichting voor leveranciers om hernieuwbare brandstoffen in Nederland op de markt te brengen.

Kosten biomassa

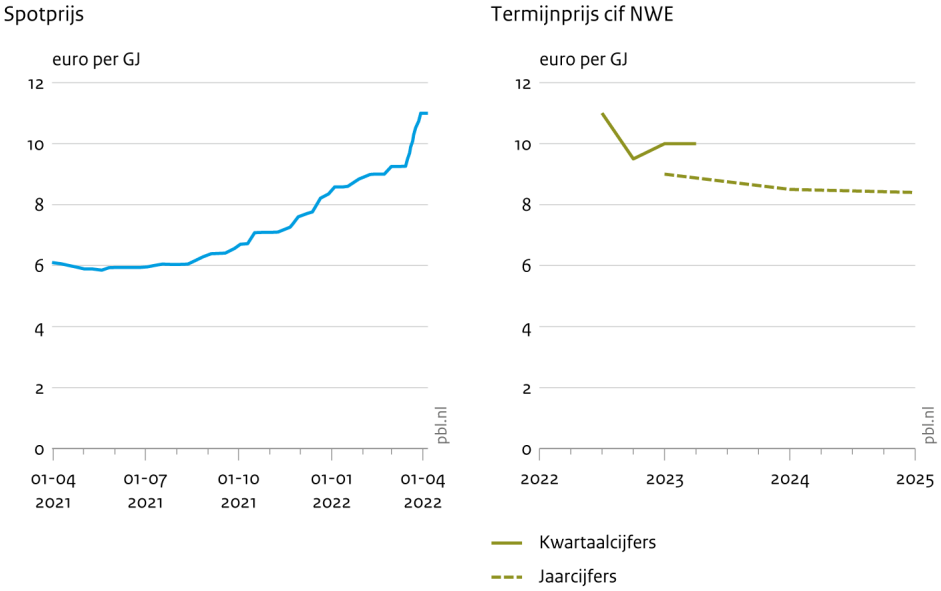
De meeste bestaande of geplande installaties om ethanol te produceren uit lignocellulosehoudende biomassa zijn gericht op het gebruik van gemengde grondstoffen met de focus op landbouwresiduen, omdat deze grondstoffen groter in aanbod en daarom veel goedkoper zijn dan houtsnippers. Bedrijven hebben echter 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 basisproducten (*commodity*) en daarom moeten ze gehaald worden uit de regio's nabij de fabrieken. Bovendien is hun aanbodpotentieel in Nederland beperkt. Om deze redenen worden 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 ervan uit dat de brandstofmix voor de referentie bestaat uit 50 procent houtsnippers en 50 procent B-hout. 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. Dit is omdat laatstgenoemde categorieën gericht zijn 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. Figuur 10.1 illustreert de prijsontwikkeling van industriële houtsnippers in Noordwest-Europa tussen maart 2021 en april 2022. De figuur geeft ook de indicaties van de termijnprijzen tot 2025 op basis van Argus.[45] Argus maakt gebruik van transacties, resultaten van marktonderzoeken en verschillende soorten andere informatie om zijn getallen te onderbouwen. We gebruiken de gemiddelde prijs uit de periode 2021-2025 om de marktprijs voor houtsnippers voor de categorie geavanceerde hernieuwbare brandstoffen te bepalen.

[45] Argus Biomass Markets, Issue 22-14, 2022.

Figuur 10.1

Prijzen houtsnippers



Bron: Argus Biomass Markets, Issue 22-14 2022

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. De prijsgegevens zijn gecorrigeerd in lijn met de categorie vergisting van biomassa, grondstofprijzen voor allesvergisting (zie paragraaf 9.2.2). Voor bio-LNG via mestvergisting wordt hetzelfde prijsniveau 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++-advisering en -berekeningen hanteren we het uitgangspunt 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.

Tabel 10.1

Gehanteerde biomassaprijzen voor geavanceerde biobrandstoffen SDE++ 2023

Biomassa voor verbranding en vergassing	**Energie-inhoud [GJ/t]**	**Prijs [€/t]**	**Referentieprijs SDE++ 2023 [€/GJ]**
Houtsnippers	11	93,5	8,5
B-hout	13	0	0,0
Gemiddelde gemende biomassa	12	66,2	3,9
Biomassa voor allesvergisting	3,4	33	9,7
Biomassa voor monomestvergisting	0,53*	0	0

** De energie-inhoud van vergisting is gegeven in GJ biogas per ton.*

Weerspiegeling van de prijsstijgingen van de afgelopen jaren in kostenberekeningen

Recente prijsontwikkelingen alsmede de sterke prijsstijging van materialen en diensten zullen van invloed zijn op de investeringen in geavanceerde hernieuwbare brandstoffen. Om dergelijke prijsstijgingen te weerspiegelen hebben we gebruikgemaakt van CBS-gegevens over de prijsontwikkeling in Nederland. Op basis van de gegevens die de marktpartijen tijdens de marktconsultatie hebben verstrekt konden we een generieke uitsplitsing maken van de totale CAPEX naar verschillende kostencategorieën. Deze is weergegeven in tabel 10.2. Voor elke categorie is een representatieve prijsstijging vastgesteld aan de hand van de prijsontwikkelingsgegevens van het CBS. De details van de selectie zijn in de tabel opgenomen in de kolom 'Opmerkingen'.

De hierna gepresenteerde aanpak is toegepast op alle technologieën in de categorie 'Geavanceerde hernieuwbare brandstoffen', behalve voor bio-LNG uit monomestvergisting en bio-LNG uit allesvergisting. Uit de vergelijking van deze categorie met de recente haalbaarheidsstudies bleek dat de SDE++ 2022 kostendata al veel hoger waren. Daarom is een extra kostenstijging niet opgenomen.

Tabel 10.2
Overzicht van de verdeling van de CAPEX in verschillende categorieën en de toegewezen kostenstijgingen

Kostencategorie	Aandeel in totale investeringskosten (%)	Kostenstijging (%)	Opmerkingen
Techniek	10%	2%	Stijging op basis van het verschil van prijzen van technische diensten tussen 2021 en 2022, beschikbaar in CBS-statistieken
Materiële kosten	50%	13%	Stijging op basis van het verschil van de prijs van stoomketels (producentenprijzen) tussen 2021 en 2022, beschikbaar in CBS-statistieken
Civiele en constructiekosten	20%	3%	Stijging op basis van het verschil van de prijzen tussen 2021 en 2022, beschikbaar in CBS-statistieken voor de bouwsector
Inbedrijfstelling, logistieke en overige kosten	15%	2%	Verhoging op basis van het verschil in dienstverleningsprijzen voor technici tussen 2021 en 2022, beschikbaar in CBS-statistieken
Onvoorziene kosten	5%	N/A	Geen verhoging toegepast op onvoorziene kosten

10.1 Biomethanol uit lignocellulosehoudende biomassa

De belangrijkste stappen om methanol te produceren uit lignocellulose biomassa bestaan uit de voorbehandeling van biomassa, de vergassing ervan om syngas te produceren, syngasconditionering en reiniging om te voldoen aan de kwaliteitseisen van methanolsynthese, gevolgd door methanolsynthese en de zuivering van de ruwe methanol tot de gewenste kwaliteit.

Afhankelijk van de kwaliteit van de biomassa en de vergassingstechniek zal de biomassa eerst moeten worden voorbehandeld. De voorbehandelingsfase bestaat uit drogen en indien nodig verkleinen. Vergassing vindt plaats bij verhoogde temperaturen (700-1100 °C voor wervelbed en tot 1400 °C voor stofwolk/*entrained flow*-vergassing) met behulp van zuurstof of lucht. Dit resulteert in syngas, een mengsel van hoofdzakelijk koolmonoxide (CO) en waterstof (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 2.[46]

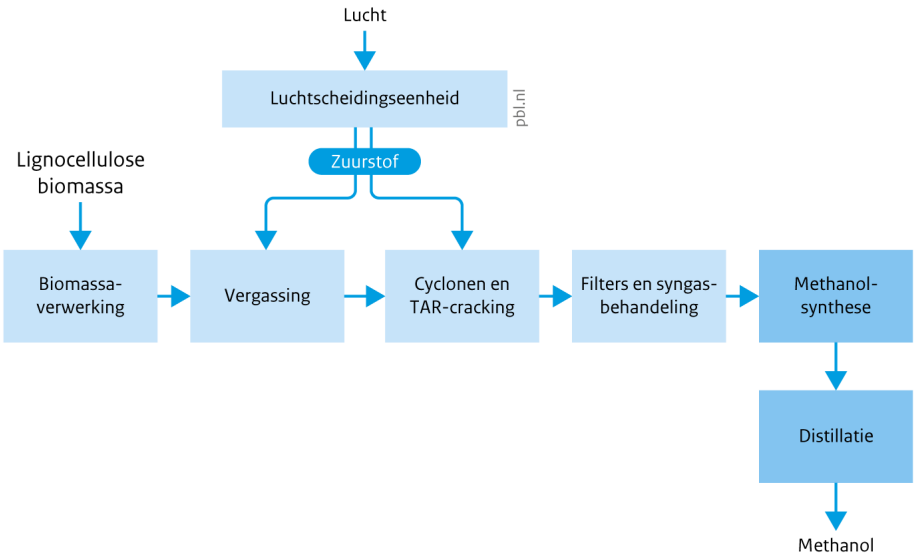
10.1.1 Investeringskosten

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 in de zuurstofgeblazen vergasser bij hoge temperaturen, waar ruw syngas wordt gegenereerd. De zuurstof wordt geproduceerd via de luchtscheidingseenheid en samen met de stoom naar de vergasser geleid. Het geproduceerde ruwe syngas passeert de cyclonen en teerkrakers, waarna de resterende deeltjes worden verwijderd en teer wordt vernietigd door toevoeging van zuurstof en stoom. Lichte koolwaterstoffen worden omgezet in syngas. Vervolgens wordt het syngas afgekoeld en worden de 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 verghouding) wordt geproduceerd. Figuur 10.2 illustreert een algemeen stroomschema van een op vergassing gebaseerde methanolproductie.

[46] Dimitriou et al. 2018

Figuur 10.2

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 procent. De specifieke investeringsbehoefte van de referentie-installatie voor deze capaciteit was gesteld op 3164 euro/kW output. Hier zijn ook de mogelijke effecten van recente prijsstijgingen in de grondstoffenvoorziening en energie meegenomen.

De elektriciteitsbehoefte van deze biomassa-naar-methanolfabriek is ongeveer 0,10 kW_e/kW methanol. De installatie draait 8000 vollasturen per jaar en de economische levensduur is gesteld op 15 jaar.

10.1.2 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 procent van de investeringskosten. De variabele kosten omvatten kosten voor nutsvoorzieningen en kosten van andere verbruiksgoederen en bedragen ongeveer 4 procent van de investeringskosten.

Tabel 10.3 geeft de voorgestelde technisch-economische en subsidieparameters voor deze categorie en het bijbehorende basisbedrag.

Tabel 10.3
Technisch-economische parameters en subsidieparameters voor biomethanol

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2022	Advies SDE++ 2023
Installatiegrootte	[MW output]	83	83
Vollasturen	[uur/jaar]	8000	8000
Investeringskosten	[€/kW output/]	2939	3164
Vaste O&M-kosten	{€/kW output/jaar]	176	190
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,015	0,016
Thermisch rendement	[MW methanol/MW biomassa]	46 %	46 %
Basisbedrag	[€/kWh]	0,1070	0,1421
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

10.1.3 Vermeden CO_2-emissies biomethanol

De vermeden CO_2-emissiefactor 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 10.4 toont de emissiefactoren die worden gebruikt om de emissie-intensiteit van biomethanol te berekenen.

Tabel 10.4
Emissiefactoren en vermeden emissiefactor voor biomethanol[47]

Energiedrager	Emissiefactoren [kg CO_2-eq/kWh]
Benzine	0,263
Diesel	0,261
Aardgas	0,203
Elektriciteit	0,120
Vermeden emissiefactor biomethanol	0,251

10.2 Drop-in biobrandstoffen uit lignocellulosehoudende biomassa

De belangrijkste stappen voor het geselecteerde proces van biomassa naar vloeistoffen via vergassing zijn de volgende: ontvangst, opslag en behandeling van grondstoffen, vergassing, gasreiniging en conditionering in overeenstemming met de specifieke gaskwaliteit en -samenstelling, en brandstofsynthese met het Fischer-Tropschproces (FT).

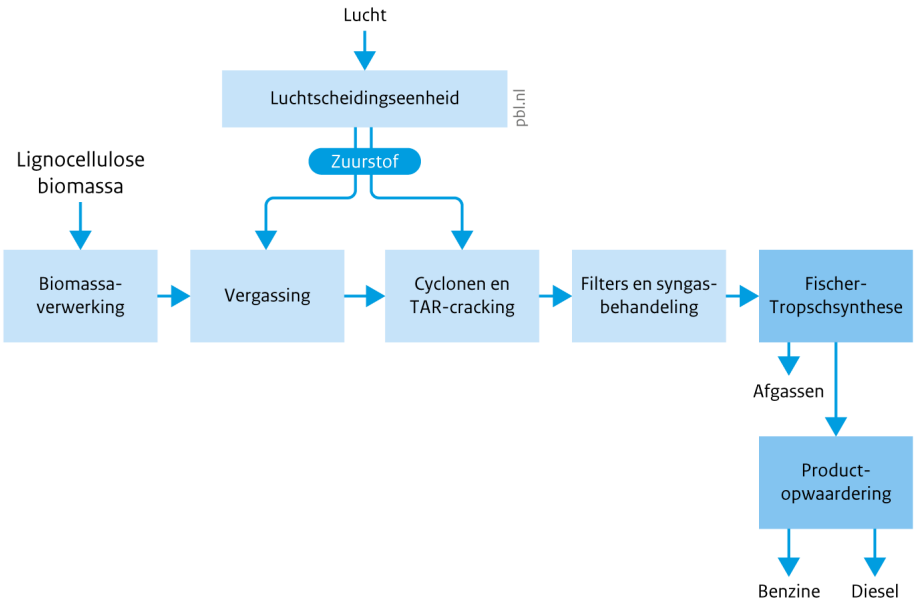
[47] Bron: RVO 2021 (benzine, diesel en aardgas) en PBL 2022 (elektriciteit)

Zoals vermeld in het *Eindadvies Basisbedragen SDE++ 2022* is de *circulating fluidised bed* (CFB)-vergassing gekozen als referentietechnologie vanwege de hogere flexibiliteit wat betreft type grondstof, grootte en de lagere investeringskosten in vergelijking met de *entrained flow* (EF)-technologie.

Het systeem bestaat uit vier hoofdstappen: voorbehandeling van grondstoffen, wervelbedvergassing, syngasbehandeling en Fischer-Tropschsynthese. De beschrijvingen van deze stappen zijn ook opgenomen in het eindadvies van vorig jaar. Volgens de literatuur resulteert het FT-proces in een maximale dieselproductie in twee verhoudingen. Ofwel de verhouding 60 procent diesel met 25 procent kerosine en 15 procent benzine (naar gewicht), ofwel 70 procent diesel en 30 procent benzine. Voor dit conceptadvies is gekeken naar de laatstgenoemde productmix, aangezien deze configuratie de dieselproductie maximaliseert. Figuur 10.3 toont het referentiesysteem.

Figuur 10.3

Biobrandstofproductie via biomassavergassing gevolgd door Fischer-Tropsch-synthese



Bron: PBL

10.2.1 Investeringskosten

In de investeringskosten wordt rekening gehouden met de biomassavoorbehandeling, vergassing, gasbehandeling, FT-synthese-eenheden en de nutsvoorzieningen zoals hiervoor beschreven. De referentie-installatie zal ongeveer 80 MW drop-in diesel en benzine produceren. Hierbij overheerst het aandeel drop-in dieselproductie. De outputverhouding is ingesteld op 70 procent dieselvervanger en 30 procent benzinevervanger aan energie-inhoud te produceren. In het eindadvies SDE++ 2022 staat dat het referentiesysteem een nettoproductie van elektriciteit representeert. De marktpartijen gaven echter aan dat de geproduceerde elektriciteit hoogstwaarschijnlijk volledig intern in het proces zal worden gebruikt. Om deze reden is in het advies van dit jaar geen rekening gehouden met de productie van elektriciteit. Het energetisch rendement van biomassa naar brandstoffen is vastgesteld op 47 procent. De specifieke investeringsbehoefte van de hiervoor geïntroduceerde standalone-installatie voor deze capaciteit wordt bepaald op 3053 euro/kW output. De mogelijke effecten van prijsstijgingen van materialen en energie zijn hierin meegenomen. De vollasturen en de economische levensduur worden vastgesteld op respectievelijk 8000 uur/jaar en 15 jaar.

10.2.2 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 wordt dat deze variabele O&M-kosten circa 4 procent van de totale investering uitmaken.

Tabel 10.5 geeft de voorgestelde technisch-economische en subsidieparameters voor deze categorie en het bijbehorende basisbedrag.

Tabel 10.5
Technisch-economische parameters en subsidieparameters voor drop-in biobrandstoffen

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2022	Advies SDE++ 2023
Installatiegrootte	[MW output]	80	80
Vollasturen	[uur/jaar]	8000	8000
Investeringskosten	[€/kW output/]	2836	3053
Vaste O&M-kosten	[€/kW output/jaar]	170	183
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,014	0,015
Thermisch rendement	[MW synthetische brandstoffen/MW biomassa]	47%	47%
Basisbedrag	[€/kWh]	0,1038	0,1383
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

10.2.3 Vermeden CO_2-emissies op lignocellulose gebaseerde drop-in biobrandstoffen

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

Tabel 10.6
Emissiefactoren en vermeden emissiefactor voor drop-in biobrandstoffen[48]

Energiedrager	Emissiefactoren [kg CO_2-eq/kWh]
Benzine	0,263
Diesel	0,261
Vermeden emissiefactor drop-in biobrandstoffen	0,262

[48] Bron: RVO 2021 (benzine en diesel)

10.3 Bio-ethanol uit lignocellulosehoudende biomassa

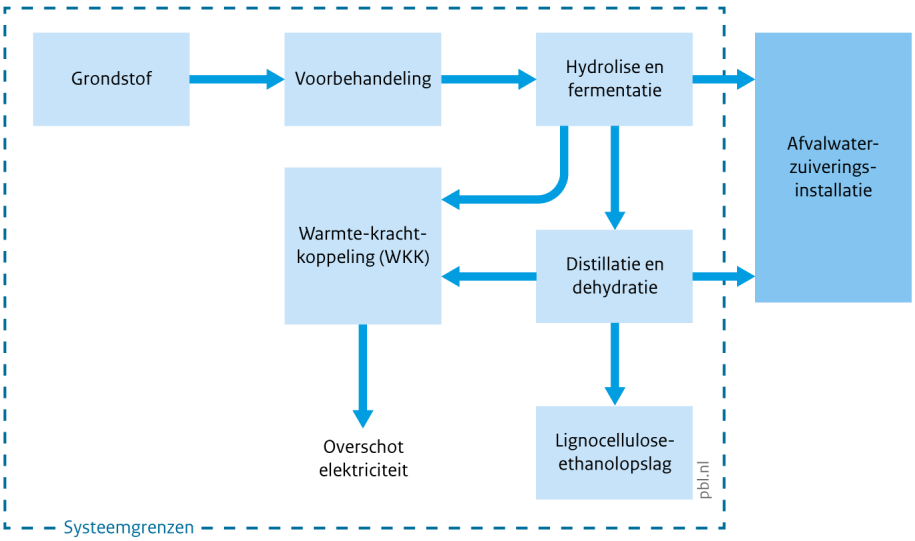
In deze categorie worden lignocellulosehoudende grondstoffen gebruikt om bio-ethanol (CH_3CH_2OH) te produceren. De referentiecasus betreft een standalone-productiefaciliteit waarbij het proces zelfvoorzienend is (er wordt intern voldaan aan de vraag naar stoom en elektriciteit).

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 kt outputcapaciteit) met de mogelijkheid om verschillende lignocellulosehoudende biomassa te gebruiken als grondstoffen (bijvoorbeeld houtsnippers, snoei- en dunningshout, houtpellets, afvalhout enzovoort). Er wordt hierbij uitgegaan van een grootschalig commercieel project. Het energetisch rendement van biomassa naar bio-ethanol is gesteld op 37 procent. Figuur 10.4 geeft het productieproces van het lignocellulose-ethanolproces.

Figuur 10.4

Flowdiagram van lignocellulose-ethanolfabriek



Bron: PBL

10.3.1 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 capaciteit van deze fabrieken varieert tussen 10 en 90 kt ethanol. Voor de SDE++ wordt een fabriek van ongeveer 80 kt outputcapaciteit beschouwd als referentie-installatie. Naar aanleiding van het overleg met de marktpartijen is de totale investering vastgesteld op 4090 euro/kW output. Deze investeringskosten hebben betrekking op de installatieconfiguratie die gemengde biomassa, inclusief afvalhout, kan verwerken. Bij deze CAPEX zijn ook de mogelijke effecten van de recente prijsstijging van materiaal en energie inbegrepen.

10.3.2 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 7 procent van de investeringskosten. Voor de elektriciteitsprijs wordt een groothandelsprijs gehanteerd van 0,090 euro/kWh. Dit is berekend op basis van de ongewogen gemiddelde elektriciteitsprijzen van 2022 tot en met 2037, op basis van de KEV 2022.

Tabel 10.7 geeft de voorgestelde technisch-economische en subsidieparameters voor deze categorie en het bijbehorende basisbedrag.

Tabel 10.7
Technisch-economische parameters en subsidieparameters voor bio-ethanol uit lignocellulosehoudende biomassa

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2022	Advies SDE++ 2023
Installatiegrootte	[MW output]	77	77
Vollasturen	[uur/jaar]	8000	8000
Investeringskosten	[€/kW output/]	3800	4090
Vaste O&M-kosten	[€/kW output/jaar]	190	205
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,011	0,011
Thermisch rendement	[MW synthetische brandstoffen/MW biomassa]	37%	37%
Basisbedrag	[€/kWh]	0,1229	0,1657
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

10.3.3 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 10.8 toont de emissiefactoren die worden gebruikt om de emissie-intensiteit van geavanceerde biobrandstoffen te berekenen.

Tabel 10.8
Emissiefactoren en vermeden emissiefactor voor lignocellulose-ethanol[49]

Energiedrager	Emissiefactoren [kg CO_2-eq/kWh]
Benzine	0,263
Elektriciteit	0,12
Vermeden emissiefactor lignocellulose-ethanol	0,284

10.4 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 procent 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

[49] Bron: RVO 2020 (benzine) en PBL 2022 (elektriciteit)

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 tot -155-160 °C gekoeld, waardoor het vloeibaar wordt. Hiermee wordt het biomethaan omgezet in bio-LNG.

De in Europa geïmplementeerde bio-LNG-installaties zijn tussen de 500-1500 Nm^3/uur biogas en het advies voor grootschalige monomestvergisting in de SDE++ 2022 heeft een biogascapaciteit van 381 Nm^3/uur. Deze referentie bouwt voort op grootschalige monomestvergisting voor hernieuwbaar gas, en gaat uit van twee vergistingsinstallaties. De mestinput per installatie is bijna 120 kt per jaar.

10.4.1 Investeringskosten

De totale investeringskosten omvatten onder andere de kosten van vergisting, gasopwaardering en de liquefactie. De categorie bouwt voort op monomestvergisting > 400 kW_{th} en aangenomen is dat het liquefactieproces *downstream* geïnstalleerd is, na opwaardering van biogas. Daarom worden de economische data voor vergisting en gasopwaardering gebaseerd op monomestvergisting > 400 kW_{th}. De totale investeringskosten omvatten onder andere de kosten van de vergistingsinstallaties, gasopwaarderingsinstallaties en de liquefactie.

10.4.2 O&M-kosten

De O&M-kosten zijn net als de investeringskosten gebaseerd op monomestvergisting > 400 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. Voor de elektriciteitsprijs wordt de groothandelsprijs gebruikt van 0,090 euro/kWh. Deze is berekend op basis van de ongewogen gemiddelde elektriciteitsprijzen van 2022 tot en met 2037 op basis van de KEV 2022.

Tabel 10.9 geeft de voorgestelde technisch-economische en subsidieparameters en het basisbedrag voor deze categorie.

Tabel 10.9
Technisch-economische parameters en subsidieparameters voor bio-LNG uit monomestvergisting

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2022	Advies SDE++ 2023
Installatiegrootte	[MW input]	4,4	4,4
Vollasturen	[uur/jaar]	8000	8000
Investeringskosten (vergisting)	[€/kW input]	2080	2309
Investeringskosten (gasopwaardering en liquefactie)	[€/kW output]	840	914
Vaste O&M-kosten (vergisting en gasopwaardering)	[€/kW input/jaar]	320	754
Vaste O&M-kosten (liquefactie)	[€/kW output/jaar]	47	47
Variabele O&M-kosten	[€/kWh output]	0,0056	0,0077
Thermisch rendement	[MW bio-LNG/MW biogas]	99%	99%
Energie-inhoud biomassa	[GJ /t]	0,53	0,53
Grondstofkosten	[€/t]	0	0
Basisbedrag	[€/kWh]	0,088	0,1589
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12

10.4.3 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.[50] De bio-LNG-emissiefactor omvat ook de uitstoot die vrijkomt door het gebruik van elektriciteit tijdens de opwaarderings- en liquefactiestappen. Tabel 10.10 toont de emissiefactoren die worden gebruikt om de emissie-intensiteit van bio-LNG te berekenen.

[50] 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. In navolging van Daniëls en Koelemeijer (2016) wordt gerekend met broeikasgasreductie bij een monomestvergisting voor de productie van hernieuwbaar gas die voor een kwart bestaat uit het voordeel van vervanging van aardgas door hernieuwbaar gas en voor drie kwart uit vermeden methaanemissies door vergisting. Dit is een gevoelige doch onzekere parameter voor de rangschikking. We kiezen hier voor een conservatieve waarde van 45 kg CO_2-reductie per GJ mest, waarvan wordt uitgegaan in de Richtlijn ter bevordering van het gebruik van energie uit hernieuwbare bronnen (EU2018/2001, 11 december 2018). Dat komt overeen met 22,5 kg CO_2-reductie per ton mest.

Tabel 10.10
Emissiefactoren en vermeden emissiefactor voor bio-LNG uit mest[51]

Energiedrager	Emissiefactoren [kg CO_2-eq/kWh]
Diesel	0,261
Elektriciteit	0,12
Vermeden uitstoot mest	22,5 kg /t
Vermeden emissiefactor bio-LNG uit mest	0,3991

10.5 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 *downstream* geïnstalleerd is, na opwaardering van biogas. Daarom worden de technisch-economische data met betrekking tot vergisting afgeleid uit de grootschalige vergisting, hetgeen resulteert in 420 kg bio-LNG per uur. De substraatinput is ongeveer 47 kton per jaar bij een gemiddelde biogasopbrengst van iets boven de 160 m^3 biogas per ton.

10.5.1 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.

10.5.2 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 procent van de totale investeringskosten van liquefactie. De variabele kosten omvatten onder meer de kosten van elektriciteitsverbruik. Voor de elektriciteitsprijs wordt de groothandelsprijs gehanteerd van 0,090 euro/kWh. Deze is berekend op basis van de ongewogen gemiddelde elektriciteitsprijzen van 2023 tot en met 2037 op basis van de KEV 2022.

Tabel 10.11 geeft de voorgestelde technisch-economische en subsidieparameters en het basisbedrag voor deze categorie weer.

[51] Bron: RVO 2020 (benzine) en PBL 2022 (elektriciteit)

Tabel 10.11
Technisch-economische parameters en subsidieparameters voor bio-LNG uit allesvergisting

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2022	Advies SDE++ 2023
Installatiegrootte	[MW input]	5,5	5,5
Vollasturen	[uur/jaar]	8000	8000
Investeringskosten (vergisting)	[€/kW input]	940	1043
Investeringskosten (gasopwaardering en liquefactie)	[€/kW output]	874	955
Vaste O&M-kosten (vergisting en gasopwaardering)	[€/kW input/jaar]	111	193
Vaste O&M-kosten (liquefactie)	[€/kW output/jaar]	47	47
Variabele O&M-kosten	[€/kWh output]	0,0064	0,0078
Thermisch rendement	[MW bio-LNG/MW biogas]	95 %	95 %
Energie-inhoud biomassa	[GJ /t]	3,4	3,4
Grondstofkosten	[€/t]	30,9	33
Basisbedrag	[€/kWh]	0,0873	0,1088
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12

10.5.3 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 10.12 toont de emissiefactoren die worden gebruikt om de emissie-intensiteit van bio-LNG te berekenen.

Tabel 10.12
Emissiefactoren en vermeden emissiefactor voor bio-LNG uit allesvergisting[52]

Energiedrager	Emissiefactoren [kg CO_2-eq/kWh]
Diesel	0,261
Elektriciteit	0,12
Vermeden emissiefactor bio-LNG uit allesvergisting	0,245

[52] Bron: RVO 2020 (benzine) en PBL 2022 (elektriciteit)

11 Elektrificatie

11.1 Grootschalige elektrische boilers

11.1.1 Algemene ontwikkelingen

De investeringskosten zijn niet aangepast ten opzichte van het eindadvies SDE++ 2022. Dit komt doordat de gebruikte investeringskosten voor dat advies in grote lijnen overeenkomen met de investeringskosten uit de aanvragen voor elektrische boiler projecten in de SDE++ 2021-regeling.

De in dit eindadvies gepresenteerde basisbedragen voor elektrische boilers zijn aanzienlijk hoger dan die in het eindadvies voor 2022. Dit heeft een aantal oorzaken:

- de gehanteerde groothandelsprijzen voor elektriciteit – gebaseerd op gemiddelde groothandelsprijzen van elektriciteit in de periode 2023 tot 2037 volgens de KEV 2022 – zijn aanzienlijk hoger dan die in het eindadvies van 2022, welke gebaseerd waren op gemiddelde groothandelsprijzen van elektriciteit in de periode 2022 tot 2036 volgens de KEV 2021;
- de gebruikte netwerkkosten zijn in het eindadvies van 2023 aanzienlijk hoger dan in het eindadvies van 2022. De netwerkkosten zijn aangepast om de meest recente kennis over de toename in transporttarieven voor het elektriciteitstransmissienet mee te nemen.

Voor de correctiebedragen is de maximale correctie voor inkomsten gerelateerd aan emissierechten (EUA), voor projecten die gelinkt kunnen worden aan een bedrijf dat onder het Europese emissiehandelssysteem (ETS) valt en deel is van de lijst van *carbon leakage*-gevoelige sectoren (en daarom gratis emissierechten krijgt), gezet op 0 euro/kWh_{th}. De reden hiervoor is dat de productie van warmte uit elektrische boilers geen gratis emissierechten krijgt gealloceerd.[53] De nettowinst voor een dergelijke installatie met betrekking tot emissierechten is nul euro aangezien de hoeveelheid verminderde benodigde emissierechten (door vervanging van fossiel gebaseerde warmteproductie door warmte uit een elektrische boiler) gelijk is aan de hoeveelheid verminderde gratis gealloceerde emissierechten. Hierbij is besloten om de situatie waarin het bedrijf wel deel uitmaakt van het ETS maar niet gezien wordt als gevoelig voor *carbon leakage*, en daarom een deel van de emissierechten niet gratis krijgt gealloceerd en dus wel kosten zou besparen op de kosten van emissierechten bij het inzetten van een elektrische boiler, buiten beschouwing gelaten. Verder zijn de mogelijke inkomsten voor de inzet van een elektrische boiler voor invoeden van warmte in een warmtenet buiten beschouwing gelaten, omdat het niet mogelijk is om uniform te bepalen welke warmtebron (STEG, biomassacentrale, afvalverwerkingsinstallatie, gasmotor, hulpketel) hierdoor vervangen wordt en wat de impact hiervan zou zijn op inkomsten gerelateerd aan emissierechten.

11.1.2 Beschrijving technologie

Dit advies is gericht op de toepassing van grootschalige elektrische boilers voor het leveren van warmte. Elektrische boilers gebruiken elektriciteit om warmte (in de vorm van thermische olie,

[53] Zie ook 'EC (2019) Guidance Document n°2 on the harmonised free allocation methodology for the EU ETS post' Guidance 6. 2020.

warm water of stoom) te produceren en kunnen worden ingezet als alternatief voor ketels of warmte-krachtkoppelingsinstallaties (WKK) die warmte produceren door verbranding van aardgas, olie of restgassen. De twee meest gebruikte typen grootschalige elektrische boilers zijn boilers met een elektrisch verwarmingselement en elektrodeboilers.

Elektrische boilers kunnen ingezet worden als basislast of als flexibele capaciteit. Hier richten we ons op de inzet van elektrische boilers als flexibele capaciteit om warmte te produceren op momenten dat de elektriciteitsprijs laag is.

De beschikbare data uit de ingediende aanvragen voor de SDE++ 2021-regeling 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 ingediende aanvragen, gaan we ervan uit dat er onvoldoende ruimte over is op de huidige aansluiting om de elektrische boiler aan te sluiten. De additionele investeringskosten voor zowel het vergroten van de aansluiting als voor de additionele jaarlijkse kosten, voor onder andere transporttarieven, worden meegenomen in de berekening van het basisbedrag.

Als referentie-installatie is gerekend met een elektrische boiler met een verbruiksvermogen van 20 MW_e en een efficiëntie van 99 procent. De referentie-installatie bestaat uit een elektrische boiler (inclusief controlepaneel), de benodigde elektriciteitsinfrastructuur (kabels, trafo's) binnen en buiten het hek voor de elektrische boiler en de aansluiting op het warmtenetwerk (pijpleidingen). De boiler wordt 5300 uur per jaar ingezet als flexibele capaciteit. Er is gerekend met een netaansluiting op tussenspanning (TS-aansluiting).[54] Gezien de diversiteit aan aansluitkosten is het op dit moment niet mogelijk om op basis van de specifieke aansluitsituatie eenduidig gedefinieerde verschillende subcategorieën te adviseren.

De productie-eenheid voor deze categorie is de warmte die de elektrische boiler produceert. De duurzaamheid van de gebruikte elektriciteit van deze categorie wordt gegarandeerd doordat de eigenaar van de elektrische boiler gestimuleerd wordt om bij lage elektriciteitsprijzen de elektrische boiler te gebruiken. Bij deze lage elektriciteitsprijzen is het aannemelijk dat de marginale optie voor elektriciteitsproductie gegeven wordt door hernieuwbare bronnen.

11.1.3 Investeringskosten

De kosten voor een elektrische boiler (inclusief installatiekosten) van 20 MW_e zijn gebaseerd op informatie uit de ingediende aanvragen voor de SDE++ 2021-regeling voor elektrische boilers en informatie zoals verkregen tijdens de marktconsultatie van de SDE++ 2023. Op basis van de economische ontwikkelingen en vooruitzichten[55] is voor de investeringskosten een verwachtte kostenstijging opgenomen van 9,06 procent ten opzichte van 2021. Zie ook tabel 11.1 voor een overzicht van de meegenomen investeringskosten.

[54] Zie tarievencode elektriciteit art. 3.2.3.

[55] Zie DNB Economische ontwikkelingen en vooruitzichten - juni 2022.

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

Kostencategorisering	Kostencomponent
Meegewogen kosten	Directe kosten (boiler, pompsystemen, elektriciteitsinfrastructuur binnen en buiten het hek, leidingwerk, meetapparatuur, civiele werken, stijgers, kranen).
Meegewogen kosten	Indirecte kosten (engineering, supervisie).
Niet meegewogen kosten	Afsluitprovisies, participatiekosten en voorbereidingskosten (bijvoorbeeld kosten geologisch onderzoek, haalbaarheidsstudies of vergunningen).

11.1.4 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 van de elektrische boiler minstens een keer per maand wordt gebruikt gedurende de levensduur van de boiler.

De kosten voor de netaansluiting zijn gebaseerd op de tarievenbesluiten en literatuur (waarbij voor de aansluitkosten van de hogere netten aannames zijn gebruikt omdat zij project-specifiek zijn en per project sterk kunnen verschillen). De transporttarieven zijn gebaseerd op het gewogen gemiddelde van de tarievenbesluiten voor 2021, vermenigvuldigd met de gemiddelde stijging van de transporttarieven in de komende jaren volgens een rapport van PricewaterhouseCooper.[56] Hierbij is ook rekening gehouden met de aangekondigde verhoging van de transporttarieven in 2023 en 2024 door Tennet[57] en een schatting van de toename in transporttarieven op de lagere elektriciteitsnetten.[58] Daarbij is voor de regionale elektriciteitsnetten de gemiddelde geïndexeerde stijging van het basispad van 2023 tot en met 2037 ten opzichte van 2021 genomen (130 procent), en voor het transmissienet de gemiddelde geïndexeerde stijging van het basispad van 2023 tot en met 2030 ten opzichte van 2021 (253 procent). Het berekende tarief dat hoort bij de aansluiting van de referentie-installatie is vermenigvuldigd met het piekvermogen van de referentie-installatie om de jaarlijkse netwerkkosten te bepalen.

Volumecorrectie

[56] 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.

[57] Zie: https://www.vemw.nl/Nieuwsoverzicht/2022-05-20-Tarieven-transportcapaciteit-rechtsbescherming.aspx.

[58] Het gaat hierbij om een relatief grove schatting. De te verwachten verhoging in transporttarieven is moeilijk in te schatten doordat die afhangt van, onder andere, 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.

Er wordt van uitgegaan dat de volumecorrectieregeling niet van toepassing is op de referentie-installatie. Echter, de netbeheerkosten vormen een groot deel van de totale kosten over de gehele levensduur van de installatie, en het is mogelijk dat sommige aanvragers toch gebruik kunnen maken van deze regeling. Aan de andere kant is het weer onzeker of deze regeling zal worden opgenomen in de Energiewet. Verder is de hoogte van de volumecorrectieregeling afhankelijk van het elektriciteitsverbruik, waardoor het niet mogelijk is de categorieën hiervoor te differentiëren.

Vaste kosten elektriciteit

De additionele periodieke aansluitvergoedingskosten of additionele kosten voor vastrechttarief zijn gebaseerd op het gewogen gemiddelde uit de tarievenbesluiten van de regionale netbeheerders en TenneT voor 2022.

O&M-kosten

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

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

Marktprijs elektriciteit

Voor de berekening van de elektriciteitskosten voor flexibele inzet wordt aangenomen dat de elektrische boiler gebruikt wordt op de gunstigste momenten van het jaar, dus bij lage groothandelsprijzen. De gebruikte groothandelsprijs in de berekening van het basisbedrag is het ongewogen gemiddelde van de jaarlijks 5300 uur laagste elektriciteitsprijzen van 2023 tot en met 2037 zoals geraamd in de KEV 2022.

Belastingen elektriciteit

De kosten voor de energiebelasting en ODE zijn gebaseerd op het gemiddelde van de verwachte ontwikkelingen in tarieven tussen 2020 en 2030, en het totale jaarlijkse elektriciteitsverbruik van de referentie-installatie. Net als bij het eindadvies SDE++ 2022 is aangenomen dat de regeling 'Teruggaaf energie-efficiency'[59] niet meer van toepassing is, vanwege het eindigen van deze regeling eind 2020.

11.1.6 Vollasturen

Op basis van een analyse van elektriciteitsproductiedata uit de KEV 2022 is het aantal vollasturen gezet op 5300 uren per jaar. Dit is het geraamde aantal uren in 2034, waarbij de marginale productie-eenheid een CO_2-emissiefactor van 0 $kgCO_2$/kWh heeft.

Omdat ook in de jaren voor 2034 een installatie al kan worden bedreven is voor de eerdere jaren

[59] Bedrijven kunnen binnen deze regeling een deel van hun energiebelasting terugvragen als zij meer dan 10 miljoen kWh per jaar verbruiken en een meerjarenafspraak met de overheid hebben afgesloten ter verbetering van hun energie-efficiëntie.

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 (0,226 $kgCO_2/kWh$ op basis van een op onderste verbrandingswaarde efficiëntie van 90 procent). Zie voor de resultaten van deze analyse tabel 11.2. 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 11.2
Aantal uren waarop een elektrische boiler per geproduceerde warmte-eenheid gemiddeld minder uitstoot dan een gasgestookte ketel

Jaar	Aantal uren
2023	2543
2024	2549
2025	3356
2026	3697
2027	4709
2028	6663
2029	8760
2030	8760
2031	8760
2032	8760
2033	8760
2034	8760
2035	8760
2036	8760
2037	8760

11.1.7 Aanname restwaarde

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

11.1.8 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 0,226 $kgCO_2/kWh_{th}$ op basis van een gasgestookte ketel met een efficiëntie van 90 procent (op basis van onderwaarde).

11.1.9 Basisbedrag

Tabel 11.3 geeft een samenvatting van de technisch-economische parameters en subsidieparameters.

Tabel 11.3
Technisch-economische en subsidieparameters parameters voor grootschalige elektrische boiler

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2022	Advies SDE++ 2023
Inputvermogen	[kW_e]	20000	20000
Outputvermogen	[kW_{th}]	19800	19800
Vollasturen warmteafzet	[Uren/jaar]	4300	5300
Investeringskosten	[€/kW_{th}]	196	214
Vaste O&M-kosten - netwerkkosten	[€/kW_{th} /jaar]	95	146
Vaste O&M-kosten - overig	[€/kW_{th}/jaar]	5,88	6,41
Variabele O&M-kosten	[€/kWh_{th}]	0,0280	0.0619
Basisbedrag SDE++	[€/kWh_{th}]	0,0604	0,1051
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

11.2 Grootschalige warmtepompen

11.2.1 Algemene ontwikkelingen

Het PBL is verzocht om onderzoek te doen of de grootschalige warmtepompcategorieën ook breder toegepast kunnen worden dan in de industrie. Daarbij is de vraag of voor toepassingen buiten de industrie een andere categorie noodzakelijk is vanwege afwijkende kosten of marktopbrengsten. We merken op dat er reeds diverse categorieën in het advies op basis van een warmtepomp-principe aanwezig zijn. Tevens zijn de integratiekosten in de industrie in het algemeen relatief hoog ten opzichte van de kale kosten van de warmtepomp. Vanwege een mogelijke overlap tussen de categorieën adviseren we de categorie grootschalige warmtepompen alleen open te stellen voor de industrie.

Met het oog op de benodigde investeringen in het elektriciteitsnet zijn de netwerkkosten aangepast om de verwachte toekomstige stijging in nettarieven mee te nemen.

11.2.2 Beschrijving technologie

Dit advies is gericht op de toepassing van elektrisch gedreven grootschalige warmtepompen voor het opwaarderen van restwarmte. De warmte die uit de warmtepomp komt, dient *on-site* gebruikt te worden voor eigen processen.

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 geloosd zou worden, nuttig kan worden ingezet. Door het hergebruik van deze warmte wordt energie bespaard en worden CO_2-emissie vermeden. De efficientie van de warmtepomp wordt uitgedrukt in de *Coefficient of Performance* (COP). Er zijn diverse

manieren om de COP uit te drukken. In dit advies wordt een jaargemiddelde COP 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.

De algemene functie van de warmtepompcyclus is om de warmte van de warmtebron op een nuttig temperatuurniveau terug te winnen. Warmtepompen kunnen hierbij worden verdeeld in open en gesloten systemen. Open systemen maken direct gebruik van de in het productieproces vrijkomende warmte (vaak waterdamp; ook mechanische damprecompressie is hiervan een voorbeeld). In een gesloten systeem wordt gebruikgemaakt van een tussenmedium om de warmte op te waarderen.

De productie-eenheid voor deze categorie is de warmte die de warmtepomp produceert. Let wel, indien de aanvrager de warmte wil laten certificeren met een GvO-certificaat, is er door een verschil in definities van duurzame warmte mogelijk geen directe correlatie tussen de toegekende GvO's en de toegekende subsidie.

Invloed COP op onrendabele top

Warmtepompen kennen een breed toepassingsgebied met variërende systeemparameters. Afhankelijk van de warmtebron en de toepassing heeft elk systeem een bepaalde temperatuur voor de aanvoer- en uitvoerstroom, en daarmee een specifieke benodigde temperatuurstijging. Deze temperatuurstijging bepaalt in belangrijke mate de haalbare COP van het systeem: hoe hoger de stijging, hoe lager de COP die kan worden gerealiseerd.

De COP van een systeem is van invloed op zowel de investeringskosten als op de variabele kosten. Zoals nader onderbouwd in paragraaf 11.2.3 tot 11.2.5, kunnen deze variaties een significante invloed hebben op de onrendabele top van het project. Als deze relatie vastgesteld kan worden, is het in principe ook mogelijk om deze mee te nemen in de berekening van het basisbedrag, bijvoorbeeld door differentiatie van de categorie met hulp van een staffel naar COP-waarde.

De invloed van de COP-waarde op de elektriciteitskosten (en daarmee de variabele operationele kosten) kan goed worden berekend (zie paragraaf 11.2.5). Maar hoewel kan worden verwacht dat er een relatie is tussen de COP en investeringskosten, hebben we op dit moment onvoldoende data ter beschikking om deze met voldoende zekerheid te bepalen (zie paragraaf 11.2.3). We adviseren daarom de categorieën voor grootschalige warmtepompen in de SDE++ 2023 nog niet verder te differentiëren naar COP-waarde.

11.2.3 Investeringskosten

De investeringskosten zijn bepaald aan de hand van ingediende SDE++-aanvragen. Tabel 11.4 geeft een overzicht van de meegenomen investeringskosten. Op basis van de economische ontwikkelingen en vooruitzichten[60] is daarnaast een verwachtte kostenstijging opgenomen van 9,06 procent ten opzichte van 2021.

[60] Zie: DNB Economische ontwikkelingen en vooruitzichten - juni 2022.

Tabel 11.4
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, kosten voor aanpassingen infrastructuur buiten het hek.
Niet meegewogen kosten	Afsluitprovisies, participatiekosten en voorbereidingskosten (bijvoorbeeld kosten geologisch onderzoek, haalbaarheidsstudies of vergunningen).

Het basisbedrag voor de *gesloten* warmtepompen wordt berekend aan de hand van een referentie-installatie, met als doel dat het merendeel van de relevante projecten gerealiseerd kan worden. Er wordt niet meer uitgegaan van gunstige inpassingsomstandigheden voor het project.

Voor *open* warmtepompen zijn er onvoldoende kostendata beschikbaar uit aanvragen om de geschatte investeringskosten te wijzigen ten opzichte van het eindadvies SDE++ 2022. Echter, er wordt aangenomen dat er wat betreft de beschikbaarheid van voldoende ruimte op de huidige elektriciteitsaansluiting voor open warmtepompen dezelfde omstandigheden gelden als voor gesloten warmtepompen.

Invloed COP op investeringskosten

Gegeven de variatie in systeemparameters tussen systemen en daarmee verschillen in de benodigde techniek, kan verwacht worden dat er een zeker verband is tussen de COP en investeringskosten, zowel voor open als gesloten warmtepompen. Uit de aanvragen van de SDE++ 2021 komen echter nog geen duidelijke verbanden naar voren.

In de categorie open warmtepompen waren te weinig data beschikbaar voor een analyse. In de categorie gesloten warmtepompen zijn voor elke aanvraag de COP en genormaliseerde investeringskosten bepaald. Hoewel er een zekere trend in de investeringskosten kan worden waargenomen, is deze in grootte vergelijkbaar met de variatie tussen de aanvragen, gecorrigeerd voor de trend zelf. Dat wil zeggen dat uit deze data niet met voldoende zekerheid een relatie kan worden gelegd tussen de COP en investeringskosten. Er zijn echter ook andere factoren van belang. Met name de kosten rond inpassing van een warmtepomp zijn systeem-specifiek. Door het verkrijgen van meer data uit de markt en deze uit te splitsen naar de verschillende kostenposten, kunnen deze factoren beter worden gescheiden. We kijken dan ook uit naar de nieuwe aanvragen en naar meer informatie vanuit de marktpartijen over potentiële projecten.

11.2.4 Vaste operationele kosten

Operationele en onderhoudskosten

Voor operationele en onderhoudskosten is hetzelfde percentage van de investeringskosten (aanschaf en installatie van apparatuur) als in het voorgaande eindadvies SDE++ 2022 aangehouden: 4 procent voor gesloten warmtepompen en 2 procent voor open warmtepompen.

Netwerkkosten elektriciteit

De kosten voor de netaansluiting zijn gebaseerd op de tarievenbesluiten en literatuur (waarbij de aansluitkosten van de hogere netten project-specifiek zijn en per project sterk kunnen verschillen). De transporttarieven zijn gebaseerd op het gewogen gemiddelde van de tarievenbesluiten voor 2022, vermenigvuldigd met de gemiddelde stijging van de transporttarieven in de komende jaren.[61] Daarbij is voor de regionale elektriciteitsnetten de gemiddelde geïndexeerde stijging van het basispad van 2023 tot en met 2037 ten opzichte van 2021 genomen (135 procent), en voor het transmissienet de gemiddelde geïndexeerde stijging van het basispad van 2023 tot en met 2030 ten opzichte van 2021 (268 procent). Hierbij is ook rekening gehouden met een aangekondigde verhoging van de transporttarieven in 2023 en 2024 door Tennet en een schatting van de toename in transporttarieven op de lagere elektriciteitsnetten. Het berekende tarief behorende bij de aansluiting van de referentie-installatie is vermenigvuldigd met het piekvermogen van de referentie-installatie om de jaarlijkse netwerkkosten te bepalen. Er wordt van uitgegaan dat de volumecorrectieregeling niet van toepassing is op de referentie-installatie. Daarnaast nemen we aan dat de locaties zowel voor als na de installatie van een warmtepomp een Trafo HS+TS/MS-aansluiting[62] hebben.

Vaste kosten elektriciteit

De additionele periodieke aansluitingsvergoedingskosten of additionele kosten voor vastrechttarief zijn gebaseerd op het gewogen gemiddelde uit de tarievenbesluiten van de regionale netbeheerders en TenneT voor 2022.

11.2.5 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 2023 tot en met 2037 zoals geraamd in de KEV 2022. Hierbij wordt gebruikgemaakt van de elektriciteitsprijs op uurbasis en wordt de gemiddelde elektriciteitsprijs voor de goedkoopste 8000 uren gebruikt.

Belastingen elektriciteit

De kosten voor de energiebelasting en ODE zijn gebaseerd op het gemiddelde van de verwachte ontwikkelingen in tarieven tussen 2020 en 2030, en het totale jaarlijkse elektriciteitsverbruik van de bedrijfssite. Net als bij het eindadvies SDE++ 2022 is aangenomen dat de regeling 'Teruggaaf energie-efficiency' niet meer van toepassing is, vanwege het eindigen van deze regeling eind 2020.

Invloed COP op operationele kosten

Bij een gegeven warmteproductie vormt de COP een maat voor het elektriciteitsgebruik van een warmtepomp. De invloed van de COP op de variabele elektriciteitskosten – in dit geval gelijk aan de

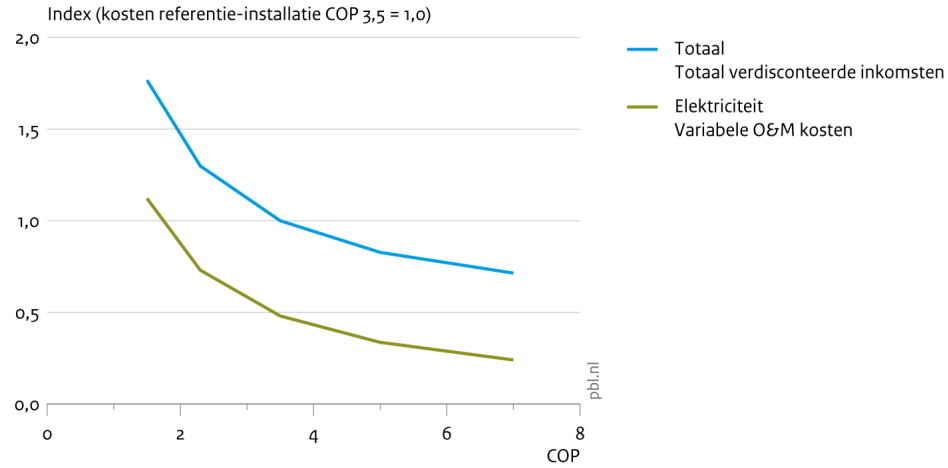
[61] PWC (2021) – De energietransitie en de financiële impact voor netbeheerders. Zie: https://www.netbeheernederland.nl/_upload/Files/PwC_De_energietransitie_en_de_financiele_impact_voor_netbeheerders_15_04_2021_193.pdf.

[62] Zie: Tarievencode elektriciteit art. 3.2.3.

variabele operationele kosten – is berekend door voor de referentie-installatie, beschreven in paragraaf 11.3, de COP aan te passen. Overeenkomstig met informatie uit de SDE++-aanvragen zijn COP-waarden tussen 1,5 en 7 gebruikt.

Figuur 11.1

Invloed van variatie COP op kosten van referentie-installatie gesloten warmtepomp in eerste bedrijfsjaar



Bron: PBL 2022

De resultaten zijn weergeven in figuur 11.1. Voor lage COP-waarden maken de elektriciteitskosten het merendeel uit van het totaal. Een verdere differentiatie van de categorie kan dus van waarde zijn voor het realiseren van projecten met een relatief lage COP. Bij een hogere COP is de relatie minder sterk en wegen vooral de investeringskosten mee in het totaal.

11.2.6 Vollasturen

In het eindadvies van SDE++ 2022 zijn twee categorieën voor vollasturen opgenomen, namelijk 8000 uur en 3000 uur. In het eindadvies van SDE++ 2023 zijn in deze bestaande categorieën verder geen wijzigingen aangebracht.

11.2.7 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.[63]

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 0,226 $kgCO_2/kWh_{th}$ en het specifieke elektriciteitsverbruik en

[63] De 12 jaar economische levensduur is gebaseerd op gesprekken tijdens de marktconsultatie van de SDE++ 2020 en SDE++2021. Er zijn tijdens de marktconsultatie van de SDE++ 2022 geen overtuigende aanwijzingen geweest om de levensduur te wijzigen.

de CO_2-emissiefactor van dat elektriciteitsverbruik van 0,120 $kgCO_2/kWh_e$.[64] Dit resulteert in een vermeden specifieke CO_2-emissie van 0,1917 $kgCO_2/kWh_{th}$ voor gesloten warmtepompen en 0,2089 $kgCO_2/kWh_{th}$ voor open warmtepompen.

11.2.9 Basisbedrag warmtepomp (gesloten systeem)

Voor warmtepompen met een gesloten systeem is als referentie-installatie een 800 kW_e (2,8 MW_{th})-compressiewarmtepomp gekozen met een COP van 3,5. Het gemiddelde vermogen van de aanvragen in de SDE++ 2022 is aanzienlijk hoger dan dat van de SDE++ 2021. Het vermogen van de referentie-installatie zal worden aangepast naar 2,8 MW vermogen. In deze referentiecase maakt de warmtepomp gebruik van restwarmte afkomstig van een centrale koel-/vriesinstallatie (25 °C). De warmtepomp heeft een aanvoertemperatuur van 70 °C. Dat betekent dat de warmtepomp de warmte van 25 naar 70 °C brengt.

Voor de installatie van de warmtepomp zijn aanpassingen nodig aan de infrastructuur binnen en buiten het hek. Deze aanpassingen en integratiekosten alsmede de warmtepomp worden als investeringskosten meegenomen. Op basis van de op dit moment beschikbare gegevens zijn de investeringskosten vastgesteld op 1035 euro/kW_{th}.

Voor de vaste O&M-kosten wordt gerekend met 4 procent onderhoudskosten, en kosten voor de netwerkaansluiting. De onderhoudskosten bedragen daarmee 41,4 euro/kW_{th} per jaar. De locatie heeft een Trafo HS+TS/MS-aansluiting met de netbeheerder. De kosten voor netaansluiting worden als vaste operationele kosten meegenomen en zijn bepaald op 19,1 EUR/kW_{th} per jaar. De variabele operationele kosten bestaan uit de kosten voor elektriciteit vermeerderd met de energiebelasting en ODE. Bij een COP van 3,5 en een elektriciteitsprijs van 0.0848 euro/kWh_e bedragen de variabele operationele kosten in totaal 0,0242 euro/kWh_{th}. De warmtepomp wordt als basislast ingezet en derhalve wordt gerekend met 8000 vollasturen.

Voor het bepalen van het basisbedrag is hiervoor een referentie-installatie gedefinieerd. We adviseren om de categorie echter ook toe te passen voor warmtepompen met andere vermogens, bron- en leveringstemperaturen en COP-waarden. Daarbij adviseren we een minimaal vereist outputvermogen van 500 kW_{th} toe te passen.

[64] Dit wordt bepaald op basis van het ongewogen gemiddelde van de CO_2-emissiefactor van de marginale productie-eenheid van elk uur in 2034, gebaseerd op KEV 2022-data.

Tabel 11.5
Technisch-economische parameters en subsidieparameters voor elektrisch gedreven warmtepompen (gesloten systeem)

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2022	Advies SDE++ 2023
Inputvermogen	[kW_e]	343	800
Outputvermogen	[kW_{th}]	1200	2800
Vollasturen warmteafzet	[uren/jaar]	8000	8000
Investeringskosten	[€/kW_{th}]	976	1035
Vaste O&M-kosten - netwerkkosten	[€/kW_{th} /jaar]	17,7	19,1
Vaste O&M-kosten - overig	[€/kW_{th}/jaar]	39,0	41,4
Variabele O&M-kosten	[€/kWh_{th}]	0,0135	0,0245
Basisbedrag SDE++	[€/kWh_{th}]	*0,0381*	*0,0530*
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12

De benodigde subsidie voor de productie van hernieuwbare warmte is afhankelijk van de hoeveelheid geleverde warmte. Het basisbedrag is hiervoor berekend voor een specifiek aantal vollasturen (8000 uren). Dit aantal vollasturen is echter niet voor alle projecten haalbaar. Dat geldt bijvoorbeeld voor bedrijven die een jaarlijks campagnebedrijf voeren. Daarom wordt hierna een voorstel voor een subcategorisering getoond op basis van vollasturen.

Tabel 11.6 geeft een overzicht van de technisch-economische parameters en berekende basisbedragen bij verschillende vollasturen.

Tabel 11.6
Technisch-economische parameters en basisbedragen voor elektrisch gedreven warmtepomp (gesloten systeem)

Vollasturen	Advies SDE++ 2022 Basisbedrag [€/kWh_{th}]	Advies SDE++ 2023 Basisbedrag [€/kWh_{th}]
3000	0,0778	0,0970
8000 (ref)	0,0381	0,0530

11.2.10 Basisbedrag warmtepomp (open systeem)

Voor warmtepompen met een open systeem is als referentie-installatie een 714 kW_e (5 MW_{th})-damprecompressiewarmtepomp gekozen met een COP van 7. De warmtepomp gebruikt als bron restwarmte van 2,5 barg (138 °C) die wordt opgewaardeerd naar warmte van 10 barg (184 °C).

De aanpassingen alsmede de warmtepomp worden als investeringskosten meegenomen. De investeringskosten bedragen 1710 euro/kW_{th}. Voor de vaste O&M-kosten wordt gerekend met 2 procent onderhoudskosten, en kosten voor de netwerkaansluiting. De onderhoudskosten bedragen 37,3 euro/kW_{th} per jaar. De locatie heeft een Trafo HS+TS/MS-aansluiting met de netbeheerder. Deze kosten voor netaansluiting worden als vaste OPEX meegenomen en zijn bepaald op 9,6 euro/kW_{th} per jaar. De variabele operationele kosten bestaan uit de kosten voor elektriciteit vermeerderd met een klein bedrag voor energiebelasting en ODE. Een elektriciteitsprijs van 0,0848 euro/kWh_e levert

bij een COP van 7 omgerekend naar warmteoutput variabele O&M-kosten van 0,0121 euro/kWh_{th}. De warmtepomp wordt als basislast ingezet en derhalve wordt gerekend met 8000 vollasturen. Tabel 11.7 geeft een overzicht van de technisch-economische parameters en subsidieparameters.

Tabel 11.7
Technisch-economische en subsidieparameters voor elektrisch gedreven warmtepompen (open systeem)

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2022	Advies SDE++ 2023
Inputvermogen	[kW_e]	714	714
Outputvermogen	[kW_{th}]	5000	5000
Vollasturen warmteafzet	[uren/jaar]	8000	8000
Investeringskosten	[€/kW_{th}]	1615	1865
Vaste O&M-kosten - netwerkkosten	[€/kW_{th} /jaar]	8,7	9,6
Vaste O&M-kosten - overig	[€/kW_{th}/jaar]	32,3	37,3
Variabele O&M-kosten	[€/kWh_{th}]	0,0067	0,0123
Basisbedrag SDE++	[€/kWh_{th}]	0,0395	0,0525
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12

Voor open warmtepompsystemen wordt in lijn met de SDE++ 2022 geadviseerd een maximale COP van 12 te hanteren. Wel merken we op dat er ook bij een COP hoger dan 12 projecten kunnen zijn met een onrendabele top.

De benodigde subsidie voor de productie van hernieuwbare warmte is afhankelijk van de hoeveelheid geleverde warmte. Het basisbedrag is hiervoor berekend voor een specifiek aantal vollasturen (8000 uren). Dit aantal vollasturen is echter niet voor alle projecten haalbaar. Dat geldt bijvoorbeeld voor bedrijven die een jaarlijks campagnebedrijf voeren. Daarom wordt hierna een voorstel voor een subcategorisering getoond op basis van vollasturen. Tabel 11.8 geeft de berekende basisbedragen bij verschillende vollasturen.

Tabel 11.8
Technisch-economische parameters en subsidieparameters en basisbedragen elektrisch gedreven warmtepomp (open systeem)

Vollasturen	Maximale COP	Advies SDE++ 2022 Basisbedrag [€/kWh_{th}]	Advies SDE++ 2023 Basisbedrag [€/kWh_{th}]
3000	12	0,0934	0,1176
8000 (ref)	12	0,0395	0,0525

11.3 Elektrificatie van offshore productieplatformen

11.3.1 Inleiding

Onder het elektrificeren van offshore productieplatformen wordt verstaan het vervangen van fossiel gedreven eenheden door elektrische eenheden voor de productie van elektriciteit, warmte en

kracht. Offshore olie- en gasproductieplatformen 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. Het is mogelijk om aan te sluiten op het net op zee, het net op land of een offshore windpark. Ook bestaat de mogelijkheid om de compressiestap te verplaatsen naar een locatie op land waar al een aansluiting met het elektriciteitsnet bestaat.

In dit advies behandelen we de volgende mogelijkheden:

- het platform elektrificeren met een aansluiting op het net op zee;
- een compressor aan land gebruiken voor een deel van de compressie.

11.3.2 Scope

We berekenen het basisbedrag door een geëlektrificeerd platform te vergelijken met een conventioneel productieplatform. Binnen deze categorie wordt uitgegaan van de volgende uitgangssituatie:

- het betreft elektrificatie van offshore olie- en gasproductieplatformen op de Noordzee;
- de elektriciteit wordt op een conventioneel platform opgewekt door een *single-cycle*-gasturbine;
- er wordt op een conventioneel productieplatform 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 gasbaten worden niet meegenomen in het basisbedrag, maar opgenomen in het correctiebedrag.[65]
- De vraag naar aardgas in Nederland blijft gelijk, dus de additionele gasverkopen gaan ten koste van import uit het buitenland of productie elders in Nederland.[66]

11.3.3 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

[65] 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 gasbaten 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

[66] 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 een compressor op land zal de gasturbine nog in gebruik blijven om het gas zodanig te comprimeren dat het een voldoende druk heeft om efficiënt de compressor op land te bereiken. Hier is de gasturbine dus niet overbodig, maar de scope 1-CO_2-uitstoot wordt nog steeds in sterke mate verminderd.

Voor het bepalen van de scope 2-emissies wordt voor het elektriciteitsgebruik op de platformen de gemiddelde emissiefactor van de marginale elektriciteitsopties in 2034 gebruikt. De gemiddelde marginale optie is gekozen omdat het elektriciteitsverbruik additioneel is ten opzichte van het *business-as-usual* Nederlandse verbruik. De emissiefactor wordt berekend op basis van data zoals gebruikt in de KEV 2022.

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 CO_2-emissie van extra inzet van elektriciteit in de geëlektrificeerde situatie wordt berekend op basis van elektriciteitsproductie in Nederland. Hiervoor wordt de gemiddelde emissiefactor van de marginale opties in 2034 gebruikt, conform de algemene uitgangspunten van de SDE++.

De netto-emissiefactor is het verschil in CO_2-emissies per kWh tussen de conventionele situatie en een geëlektrificeerde situatie. Een conventioneel productieplatform maakt gebruik van *fuel gas* met een emissiefactor van 0,203 $kgCO_{2,eq}$/kWh (56,5 $kgCO_2$/GJ).[67] 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 $kgCO_{2,eq}/kWh_e$. De emissiefactor in de nieuwe, geëlektrificeerde situatie wordt gelijkgesteld aan die van de marginale optie in 2034: 0,120 kg $CO_{2,eq}/kWh_e$. Door een productieplatform te elektrificeren wordt er dus 0,706 – 0,120 = 0,586 kg $CO_{2,eq}/kWh_e$ bespaard. Dit geldt als de netto-emissiefactor voor elektrificatie van offshore productieplatformen.

[67] RVO, 2022

11.3.4Kosten

Tabel 11.9 geeft een overzicht van de relevante kosten voor de totstandkoming van het basisbedrag.

Tabel 11.9
Overzicht van wel en niet meegenomen kosten van elektrificatie van offshore productieplatformen

Categorieën	Groep	Kosten
Meegenomen kosten	Investeringskosten	• Kabelkosten • Eenmalige aansluitkosten • Elektrisch gedreven compressoren • Platformmodificatie
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 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 of onshore op het landelijk elektriciteitsnet), 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.

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 2023 tot en met 2037 zoals geraamd in de KEV 2022.

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.

Wat betreft de elektrificatie van offshore productieplatformen zullen de onderhoudskosten voor een volledig geëlektrificeerd platform mogelijk niet hoger zijn dan voor gasgedreven turbines en compressoren. Omdat er echter momenteel nog geen duidelijkheid bestaat over de hoogte van deze kosten ten opzichte van een conventioneel platform, worden de geraamde kosten wel volledig meegenomen in dit advies. 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 tarievenbesluiten en literatuur (waarbij de aansluitkosten van de hogere netten per project sterk kunnen verschillen). De transporttarieven zijn gebaseerd op het gewogen gemiddelde van de tarievenbesluiten voor 2021, vermenigvuldigd met de gemiddelde stijging van de transporttarieven in de komende jaren.[68] Daarbij is voor de regionale elektriciteitsnetten de gemiddelde geïndexeerde stijging van het basispad van 2023 tot en met 2037 ten opzichte van 2022 genomen (135 procent), en voor het transmissienet de gemiddelde geïndexeerde stijging van het basispad van 2023 tot en met 2030 ten opzichte van 2022 (268 procent). Hierbij is ook rekening gehouden met een aangekondigde verhoging van de transporttarieven in 2023 en 2024 door Tennet en een schatting van de toename in transporttarieven op de lagere elektriciteitsnetten. Het berekende tarief behorende bij de aansluiting van de referentie-installatie is vermenigvuldigd met het piekvermogen van de referentie-installatie om de jaarlijkse netwerkkosten te bepalen. Er wordt van uitgegaan dat de volumecorrectieregeling niet van toepassing is voor de referentie-installatie.

Er wordt een vast percentage aangenomen voor overige O&M-kosten (waaronder verzekeringen), goed voor 1 procent van de investering in de compressor en modificaties aan het productieplatform. Hierbij is 1 procent van de *greenfield*-investering genomen voor zowel *brownfield* als *greenfield* bij de elektrificatie van offshore productieplatformen om te voorkomen dat de onderhoudskosten over de ombouwinvestering worden berekend. Bij de onshore categorieën is 1 procent van de specifieke compressor en platformmodificatie als investeringskosten genomen.

Niet meegenomen kosten

Kosten voor het verwijderen van de bestaande installaties, projectontwikkelingskosten en onvoorziene kosten blijven buiten beschouwing.

11.3.5 Beschrijving referentie-installaties

In dit advies zijn een conventioneel productieplatform (de uitgangssituatie) en een geëlektrificeerd productieplatform of elektrisch gedreven compressor op land (als referentiesituatie) opgenomen. Deze configuraties zijn gebaseerd op de huidige bestaande productieplatformen, maar kunnen op onderdelen (zoals de huidige energievoorziening) verschillen van individuele bestaande productieplatformen. Dat betekent niet dat deze productieplatformen worden uitgesloten van de SDE++.

[68] 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.

Elektrificatie bestaand offshore productieplatform

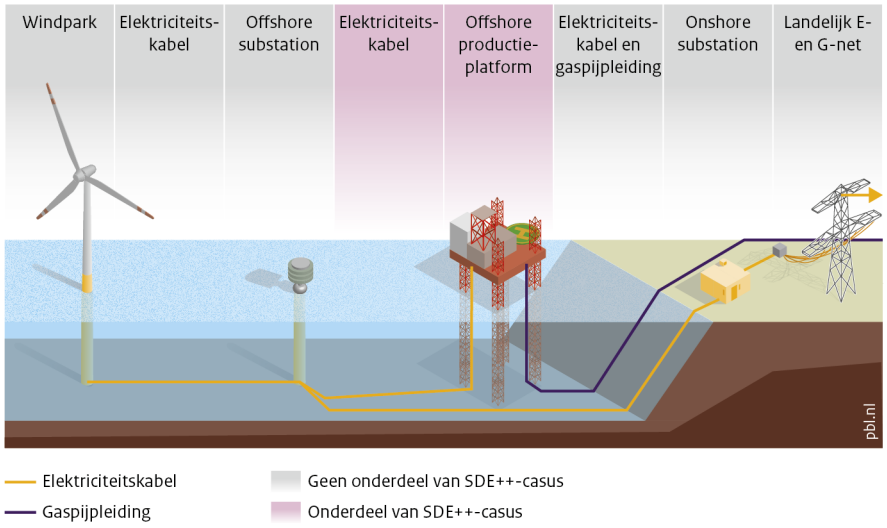
De uitgangspositie van dit advies is een bestaand offshore productieplatform met een elektrisch inputvermogen van 15 MW voor productie, zuivering en compressie van het product en facilitaire processen op het platform.

De elektriciteit op het platform wordt in de conventionele 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. Dit advies gaat echter uit van platformen die dichter bij de substations staan door een kortere afstand aan te nemen voor de kabelkosten.

Het offshore productieplatform 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 substation.

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. Het aansluiten op het net op zee en het afnemen van elektriciteit worden mogelijk gemaakt door de verwachte Energiewet.
- We gaan uit van 70 kilometer voor aansluiting op het net.
- Er wordt een tariefstructuur vastgesteld voor het gebruik van het net op zee.

Elektrificatie nieuw offshore productieplatform

Deze subcategorie is gebaseerd op dezelfde referentie-installatie als in de voorgaande subcategorie, 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.

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. Het aansluiten op het net op zee en het afnemen van elektriciteit worden mogelijk gemaakt door de verwachte Energiewet.
- We gaan uit van 70 kilometer voor aansluiting op het net.
- Er wordt een tariefstructuur vastgesteld voor het gebruik van het net op zee.

Onshore compressie met bestaande compressor

De referentie-installatie bestaat uit een bestaande compressor op land die gas vanuit bestaande offshore productieplatformen op hogere druk brengt, waarbij er aanpassingen worden gemaakt aan de offshore productieplatformen zodat deze bij een lagere druk gas naar land kunnen vervoeren. Het gaat om compressoren die worden hergebruikt op de locatie waar gas nu ook al aan land komt, waardoor er aangesloten zou kunnen worden op bestaande elektrische infrastructuur zonder additionele kosten. Het gebruik van bestaande compressoren beperkt de inzetbaarheid enigszins omdat het vermogen reeds vaststaat en er binnen de kaders een optimum gezocht moet worden voor de gekozen toepassing. Het kan zijn dat meerdere compressoren parallel en eventueel in serieopstelling de juiste configuratie zijn. De aanpassingen uit de offshore productieplatformen bestaan uit oplossingen om het gas op de juiste druk in de leiding te krijgen.

Het is niet onwaarschijnlijk dat de interne configuratie van de compressoren moet worden aangepast om uiteindelijk een energie-efficiënt systeem te bouwen. Ook moet de compressor nog geïnstalleerd worden op de nieuwe locatie. Om deze reden zijn er investeringskosten meegenomen voor de compressor. Omdat het gaat om een bestaande compressor worden de kosten voor aansluiting op het elektriciteitsnet op nul gezet.

Deze toepassing is niet afhankelijk van de verwachte Energiewet om het afnemen van elektriciteit van het net op zee mogelijk te maken.

Onshore compressie met nieuwe compressor

De referentie-installatie bestaat uit een nieuwe compressor op land die gas vanuit bestaande offshore productieplatformen op hogere druk brengt, waarbij er aanpassingen worden gemaakt aan de offshore productieplatformen zodat deze bij een lagere druk gas naar land kunnen vervoeren. We gaan uit van 2,5 kilometer voor aansluiting op het net.

Deze toepassing is niet afhankelijk van de verwachte Energiewet om het afnemen van elektriciteit van het net op zee mogelijk te maken.

11.3.6 Basisbedrag

Tabel 11.10 geeft een samenvatting van de technisch-economische parameters voor elektrificatie van bestaande offshore productieplatformen en van de nieuwe subcategorieën.

Tabel 11.10
Technisch-economische parameters voor elektrificatie van bestaande offshore productieplatformen en subsidieparameters voor nieuwe subcategorieën

Parameter	Eenheid	SDE++ 2023 Elektrificatie bestaand offshore productie-platform	SDE++ 2023 Elektrificatie nieuw off-shore pro-ductieplatfo rm	SDE++ 2023 Onshore compressie met be-staande compressor	SDE++ 2023 Onshore compressie met nieuwe compressor
Inputvermogen	[MW input]	15	15	23	9
Draaiuren	[uur/jaar]	8500	8500	8500	8500
Investeringskosten (totaal)	[€/kW input]	7678	5345	1855	4484
Kabelkosten (materiaal en aanleg)	*[€/kW input]*	*3733*	*3733*	*0,00*	*166,7*
Aansluitkosten	*[€/kW input]*	*100*	*100*	*0,00*	*94*
Compressor (additionele kosten elektrische drivers) en platformmodificaties	*[€/kW input]*	*3845*	*1512*	*1855*	*4223*
Vaste O&M-kosten (totaal)	[€/kW input/jaar]	164,19	164,19	153,46	109,39
Vaste O&M-kosten - netwerk	*€/kW input/jaar*	*149,07*	*149,07*	*134,91*	*67,16*
Vaste O&M-kosten - overig	*[€/kW input/jaar]*	*15,12*	*15,12*	*18,55*	*42,23*
Variabele O&M-kosten	[€/kWh input]	0,0949	0,0949	0,0938	0,0970
Groothandelsprijs	*[€/kWh input]*	*0,0907*	*0,0907*	*0,0907*	*0,0907*
Energiebelasting en ODE	*[€/kWh input]*	*0,0042*	*0,0042*	*0,0031*	*0,0063*
Basisbedrag SDE++	€/kWh$_e$	0,2566	0,2162	0,1533	0,1966
Looptijd subsidie	jaar	12	12	12	12

11.4 Hybride glasovens

In deze laatste paragraaf bespreken we het eindadvies voor het basisbedrag voor de hybride glasoven (elektrificatie van glasproductie). Ten opzichte van het conceptadvies zijn alleen de energieprijzen en de emissiefactor van elektriciteitsproductie aangepast.

11.4.1 Inleiding en scope

Nederland telt ongeveer 10-15 ovens waar gesmolten glas wordt geproduceerd, dat verder wordt verwerkt tot voornamelijk verpakkingsglas voor voedsel en dranken. De productie van gesmolten

glas gebeurt met ovens waarin mengsels van scherven en andere grondstoffen tot hoge temperaturen (rond de 1500 °C) worden verhit. Voor de productie van deze warmte wordt hoofdzakelijk aardgas gebruikt.

Een alternatief voor de conventionele ovens zijn hybride glasovens, waarbij de verhitting voornamelijk elektrisch plaatsvindt, in combinatie met de verbranding van een gas (normaliter aardgas, mogelijk op termijn waterstof). De belangrijkste aannames voor deze categorie zijn:

- De glasoven draait continu en met een constante verhouding tussen elektriciteit en aardgas.
- De CO_2-emissie van extra inzet van elektriciteit in de glasovens wordt berekend op basis van elektriciteitsproductie in Nederland. Hiervoor wordt de gemiddelde emissiefactor van de marginale opties in 2034 gebruikt, conform de algemene uitgangspunten van de SDE++.
- De vaste operationele kosten (zoals onderhoud) zijn niet hoger bij een hybride glasoven dan bij een conventionele oven.

In dit advies vergelijken we een conventionele oven (uitgangssituatie) met een hybride glasoven (referentie-installatie). De uitgangssituatie is een bestaande regeneratieve luchtgestookte oven (op basis van aardgas) met 7 procent elektrische *boosting*, verder conventionele (glas)oven genoemd.

De uitgangssituatie betreft een typische configuratie, maar kan op onderdelen verschillen van de situatie van individuele bestaande glasfabrieken. Dat betekent niet dat deze glasfabrikanten zijn uitgesloten van dit SDE++-advies: alle bestaande glasfabrikanten die een hybride glasoven willen aanschaffen kunnen in aanmerking komen voor de SDE++. Vanwege de specifieke technologie lijkt dit advies niet geschikt voor andere elektrische of hybride ovens dan glasovens.

De referentie-installatie van dit eindadvies is een hybride glasoven met een productiecapaciteit van 350 ton gesmolten glas per dag.

11.4.2 CO_2-reductie

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 een conventionele oven te vervangen door een hybride oven neemt de hoeveelheid verbrand aardgas af en zal de scope 1-CO_2-uitstoot sterk gereduceerd worden. Voor het bepalen van de scope 2-emissies wordt voor het elektriciteitsgebruik van de hybride oven de gemiddelde emissiefactor van de marginale elektriciteitsopties in 2034 gebruikt. De gemiddelde marginale optie is gekozen omdat het elektriciteitsverbruik additioneel is ten opzichte van het *business-as-usual* Nederlandse verbruik.
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. Voor deze categorie is dit niet het geval.

11.4.3 Kostenfactoren

De totstandkoming van het basisbedrag is gebaseerd op de conventionele configuratie van een bestaande glasoven. De kosten worden bepaald ten opzichte van deze conventionele configuratie. De totale vaste en variabele kosten worden beïnvloed door:

- de hogere aanschafprijs van een hybride glasoven ten opzichte van een conventionele glasoven;
- de hogere aansluitkosten en versterking van de interne elektriciteitsinfrastructuur binnen de muren van de fabriek ten opzichte van een conventionele glasoven;
- het verschil in energieprijs tussen aardgas en elektriciteit;
- de hogere efficiëntie (dat wil zeggen lagere energievraag per ton geproduceerd gesmolten glas) van een hybride glasoven.

11.4.4 Referentie-installatie

Als referentie-installatie gaan we uit van een hybride glasoven met een energietoevoer van naar schatting 2840 MJ (789 kWh) per ton gesmolten glas, waarvan 80 procent (631 kWh) elektriciteit. De ermee te vergelijken situatie is een conventionele oven met een energieverbruik van 3534 MJ (982 kWh) per ton gesmolten glas, waarvan 7 procent elektrische *boosting*.

De hybride glasoven draait volcontinu, gedurende de gehele levensduur. De levensduur is op 15 jaar geschat. Dit is de levensduur voor een conventionele oven. Er wordt verwacht dat een hybride oven een iets kortere levensduur heeft, maar omdat het een nieuw concept is, is dit niet bekend.

Tabel 11.12 geeft een overzicht van de relevante kosten voor de totstandkoming van het basisbedrag. Er is in deze berekening uitgegaan van een hybride glasoven met een capaciteit van 350 ton gesmolten glas per dag. Er is aangenomen dat de fabrikant beschikt over een elektriciteitsnetaansluiting met voldoende capaciteit, in overeenstemming met de uitgangspunten om een kosteneffectief project als referentie-installatie te nemen.

Investeringskosten

Onder de investeringskosten worden verstaan de hogere investeringskosten voor een hybride oven ten opzichte van een conventionele oven. Dit wordt berekend op 5 miljoen euro. De extra kosten voor elektriciteitsinfrastructuur binnen het terrein van de fabrikant kunnen sterk variëren, maar worden bepaald op 4 miljoen euro. Omdat de infrastructuur langer meegaat dan de levensduur van de oven zelf (mogelijk meer dan 30 jaar) is de helft van de kosten toegerekend aan de onderhavige oven.

O&M-kosten

Onder variabele O&M-kosten vallen de kosten voor het elektriciteitsgebruik en aardgasverbruik. Andere variabele en ook de vaste O&M-kosten zijn verondersteld niet anders te zijn dan bij een conventionele oven, behalve de vaste kosten voor de verzwaarde aansluiting op het elektriciteitsnet.

Niet meegenomen kosten

Kosten voor verwijdering van de bestaande installaties, projectontwikkelingskosten en onvoorziene kosten blijven buiten beschouwing.

Tabel 11.12
Overzicht van wel en niet meegenomen kosten van hybride glasovens

Categorieën	Groep	Meerkosten
Meegenomen kosten	Investeringskosten	• Aanschaf hybride oven • Aanpassing interne elektriciteitsinfrastructuur • Aansluitkosten elektriciteitsnet
Meegenomen kosten	Variabele O&M-kosten	• Elektriciteitsverbruik • Aardgasverbruik
Meegenomen kosten	Vaste O&M-kosten	• Kosten aansluiting elektriciteitsnet
Niet meegenomen	Directe kosten	• Verwijderen van bestaande installaties • Projectontwikkelkosten
Niet meegenomen	Lopende kosten	• Variabele O&M-kosten
Niet meegenomen	Lopende kosten	• Vaste O&M-kosten
Niet meegenomen	Onvoorzien	• Onvoorziene kosten

11.4.5 Emissiefactoren voor de conventionele en hybride glasoven

De netto-emissiefactor is het verschil in CO_2-emissies per kWh tussen de conventionele en een hybride glasoven. We berekenen de emissiefactoren (*EF*) van de ovens als volgt:

$$EF = Relatief aardgasverbruik * EF_{aardgas} + Relatief\ elektriciteitsverbruik * EF_{elektriciteit}$$

De relatieve verbruiken zijn de daadwerkelijke verbruiken (per ton gesmolten glas) gedeeld door het elektriciteitsverbruik van de hybride oven (per ton gesmolten glas). Dit is namelijk het 'product' van deze categorie. Op deze manier corrigeren we voor het verschil in efficiëntie van de ovens.

We gebruiken als emissiefactor van aardgas 0,203 $kgCO_{2,eq}$/kWh (56,5 $kgCO_2$/GJ).[69] De emissiefactor van elektriciteit is die van de marginale elektriciteitsproductie in 2034: 0,120 kg $CO_{2,eq}$/kWh_e. Zo wordt de emissiefactor van de conventionele oven berekend als:

913 kWh/631 kWh_e * 0,203 $kgCO_{2,eq}$/kWh + 69 kWh_e/631 kWh_e * 0,120 $kgCO_{2,eq}$/kWh_e = 0,307 $kgCO_{2,eq}$/kWh_e

Voor de hybride oven betreft de emissiefactor:

158 kWh/631 kWh_e * 0,203 $kgCO_{2,eq}$/kWh + 631 kWh_e/631 kWh_e * 0,120 $kgCO_{2,eq}$/kWh_e = 0,171 $kgCO_{2,eq}$/kWh_e

[69] RVO, 2022

Door een conventionele glasoven te vervangen door een hybride glasoven wordt er dus 0,137 kg $CO_{2,eq}$ bespaard per kWh_e geconsumeerd. Dit geldt als de netto-emissiefactor voor hybride glasovens (ten opzichte van conventionele glasovens).

11.4.6 Basisbedrag

Tabel 11.13 geeft de voorgestelde technisch-economische parameters voor de referentiecasus van een hybride oven met een energievoorziening op basis van 80 procent elektriciteit en 20 procent aardgas. De kosten zijn uitgedrukt per kW toegevoerde elektriciteit, uitgaande van een oven van (350/24 =) 14,6 ton gesmolten glas per uur à 631 kWh elektriciteit per ton gesmolten glas, dus 9202 kW elektrisch vermogen. Dit is wellicht een wat ongebruikelijke eenheid of maatstaf. De reden is dat het originele product, namelijk gesmolten glas, in principe identiek is aan het product van de conventionele oven. In deze berekening is de hoeveelheid toegevoerde elektriciteit gekozen als product, omdat dit een maat is voor de emissiereductie.

Tabel 11.14 geeft een overzicht van de belangrijkste subsidieparameters en het bijbehorende basisbedrag voor hybride glasovens.

Tabel 11.13
Technisch-economische parameters voor hybride glasovens

Parameter	Eenheid	Waarde
Inputvermogen	[kW elektrisch]	9202
Draaiuren	[uur/jaar]	8760
Investerings(meer)kosten (totaal)	[€/kW elektrisch]	834
Meerkosten aanschaf	*[€/kW elektrisch]*	*543,3*
Infrastructuur (helft toegerekend aan oven)	*[€/kW elektrisch]*	*217,3*
Aansluitkosten (inclusief kosten voor meerlengte)*)	*[€/kW elektrisch]*	*73,4*
Vaste O&M-meerkosten (totaal)	[€/kW elektrisch/jaar]	60,6
Kosten aansluiting elektriciteitsnet	*[€/kW elektrisch/jaar]*	*60,6*
Variabele O&M-kosten)**	[€/kWh elektrisch]	0,1094

**) Er wordt uitgegaan van een afstand van 2500 meter tot aan het aansluitpunt.*
***) Dit zijn de kosten aan energie per eenheid van product. Energieverbruik hybride oven (per ton gesmolten glas): 631 kWh elektriciteit, 158 kWh aardgas. Energieprijzen van 0,0500 euro/kWh voor aardgas en 0,0907 euro/kWh voor elektriciteit resulteren in 69,0 euro/t gesmolten glas, ofwel 0,1094 euro/kWh wanneer uitgedrukt als functie van de elektriciteitstoevoer van een hybride oven. Verder zijn de energiebelasting en ODE voor het elektriciteitsverbruik (0,00601 euro/kWh) en gasverbruik (0,00528 euro/kWh) meegerekend.*
De meerkosten zijn uitgedrukt ten opzichte van een conventionele oven. De variabele O&M-kosten zijn de volledige energiekosten. Er wordt gecorrigeerd voor de huidige energiekosten van een conventionele oven door middel van het correctiebedrag.

Tabel 11.14
Overzicht subsidieparameters

Categorie	Basisbedrag SDE++ 2023 [€/kWh_e]	Vollasturen SDE++ 2023 [uur/jaar]	Economische levensduur [jaar]	Looptijd subsidie [jaar]
Hybride glasoven	0,1403	8760	15*)	15

**) Er wordt van uitgegaan dat de installatie na 15 jaar niet meer economisch rendabel bedreven kan worden. Er is daarom ook van uitgegaan dat de installatie niet verkocht kan worden op de markt na 15 jaar en dat er daarom geen restwaarde is.*

12 Benutting restwarmte uit industrie of datacenters

In dit hoofdstuk worden bespreken we de verschillende (sub)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 staat een overzicht van de kostenposten die wel en niet zijn meegenomen bij de berekeningen van de basisbedragen. In de volgende paragrafen lichten we enkele kostenparameters en aannames toe die gelden voor alle subcategorieën.

Tabel 12.1
Overzicht van wel en niet meegenomen voor benutting van restwarmte uit industrie of datacenters

Kostenpost	Wel meegenomen kosten	Niet meegenomen kosten
Investeringskosten	Eventuele kosten voor aanschaf en inpassing tie-ins (T-stukken) bij de warmteproducent	Kosten voor de aanleg van een onafhankelijk collectief warmtetransportnet en kosten voor een warmtedistributienet naar de afnemers
Investeringskosten	Aanschaf en inpassing leidingwerk	Kosten voor lokale woning- of gebouwaansluitingen
Investeringskosten	Aanschaf en inpassing meet- en regelapparatuur en elektrische installaties	Kosten voor vervangende warmte- en koudevoorziening (ketel, WKK, back-up, bufferinstallaties, WKO-seizoensopslag)
Investeringskosten	Aanschaf en inpassing kleppen en appendages	Kosten voorbereidingstraject, inclusief financieringskosten en kosten ten gevolge van juridische procedures
Investeringskosten	Eventuele kosten voor aanschaf en inpassing warmtepomp	Kosten voor geologisch onderzoek
Investeringskosten	Aanschaf en inpassing warmtewisselaar(s)	Engineeringkosten die worden gemaakt vóór de subsidieaanvraag
Investeringskosten	Aanschaf en inpassing expansievat(en)	Kosten voor vergunningen en contracten
Investeringskosten	Aanschaf en inpassing van transportleidingen binnen de hekgrenzen van de warmteproducent	Abandonneringskosten
Investeringskosten	Eventuele kosten voor een warmteoverdrachtstation (gebouw inclusief warmtewisselaars en toebehoren)	Restwaarde
Investeringskosten	Aanschaf en inpassing transportleidingen (representatief deel)	
Investeringskosten	Aanschaf en inpassing transportpompen	
Investeringskosten	Stellingwerk (inclusief kosten voor opbouw en afbouw)	
Investeringskosten	Onvoorzien	

Vaste operationele kosten	Vaste jaarlijkse onderhoudskosten	Kosten met betrekking tot CO_2-inkoop
Vaste operationele kosten	Kosten managers en supervisors	
Vaste operationele kosten	Overheadkosten personeel	
Vaste operationele kosten	Administratiekosten	
Vaste operationele kosten	Engineeringskosten (na subsidieaanvraag)	
Vaste operationele kosten	Opstalvergoeding/pacht	
Vaste operationele kosten	Monitoring	
Vaste operationele kosten	Verzekeringen	
Vaste operationele kosten	Milieubelastingen en afvoerkosten (voor bijvoorbeeld afval)	
Vaste operationele kosten	Overig	
Vaste operationele kosten	Netwerk en transportkosten elektriciteit (periodieke aansluitingskosten, periodieke meerlengte kosten, vastrechttarief, kW-gecontracteerd, kW-max)	
Variabele operationele kosten	Elektriciteitsverbruik (groothandelsprijs, energiebelasting, ODE, netwerkkosten)	

12.1.1 Investeringskosten

De investeringskosten zijn gebaseerd op data uit voorgaande SDE++-aanvragen[70], vertrouwelijke informatie vanuit de markt en op basis van een onlangs verschenen rapport van CE Delft ten behoeve van het PBL-model Vesta-MAIS.[71] Dit rapport leunt tevens op verkregen marktdata en geldt als extra validiteitscheck op de door ons verzamelde data.

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$_{2022}$. Hierbij is rekening gehouden met een kerninflatie van juni 2021 tot en met 2022 van 3,6 procent op basis van cijfers van DNB.[72] Merk 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 kosten voor het bedrijf dat het project beheert, ongeacht de hoeveelheid warmte die wordt geproduceerd. Er is bij de bepaling van het basisbedrag uitgegaan van jaarlijkse vaste operationele kosten van 2 procent van de totale investeringskosten. Hierbij zijn nog

[70] SDE++-2020- en SDE++-2021-regeling

[71] CE Delft (20220),

[72] Zie: https://www.dnb.nl/publicaties/publicaties-dnb/eov/economische-ontwikkelingen-en-vooruitzichten-dnb-juni-2022/.

apart de vaste kosten voor elektriciteitsverbruik opgeteld. Deze kosten zijn namelijk afhankelijk van het elektrische inputvermogen en de bedrijfstijd van de transportpompen en eventueel de warmtepomp (indien van toepassing) en het specifieke elektriciteitsverbruiksprofiel (piekvermogen en bedrijfstijd). De vaste kosten voor het elektriciteitsverbruik zijn onderverdeeld in de kostenpost 'Netwerk en transportkosten elektriciteit' (zie tabel 12.1). Hieronder vallen de kosten: 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 van PWC.[73] De langetermijntransporttarieven zijn gebaseerd op het gewogen gemiddelde van de tarievenbesluiten voor 2022, vermenigvuldigd met de gemiddelde stijging van de transporttarieven in de komende jaren volgens het rapport van PWC. Hierbij is ook rekening gehouden met een aangekondigde verhoging van de transporttarieven in 2023 en 2024 door TenneT en een schatting van de toename in transporttarieven op de lagere elektriciteitsnetten.[74] Voor de langetermijntransporttarieven van de regionale netbeheerders is de gemiddelde geïndexeerde stijging van het PWC-basispad van 2023 tot en met 2037 ten opzichte van 2021 genomen (135 procent), en voor de transporttarieven van TenneT de gemiddelde geïndexeerde stijging van het PWC-basispad van 2023 tot en met 2030 ten opzichte van 2021 (268 procent). Het berekende tarief dat hoort bij de aansluiting van de referentie-installatie is vermenigvuldigd met het piekvermogen van de referentie-installatie om de jaarlijkse netwerkkosten 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 nodig is voor het bedrijven van de transportpompen en eventueel de warmtepomp – onder de variabele operationele kosten. De kosten voor de energiebelasting en ODE zijn gebaseerd op het gemiddelde van de verwachte ontwikkelingen in tarieven tussen 2020 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 2023 tot en met 2037 (basislast) zoals geraamd in de KEV 2022: 0,0907 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 warmtevráág. Hierbij wordt rekening gehouden met het zogeheten badkuipprofiel (hoge vraag in de winter, lage vraag in de zomer). Daarom is ervoor gekozen om, net als bij het vorige eindadvies SDE++, voor alle subcategorieën uit te gaan van 5500 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

[73] 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.

[74] 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.

niet gehaald worden. Daarnaast trachten we met een relatief laag aantal vollasturen mede rekening te houden met het zogeheten *vollooprisico*. Het kan bij warmteprojecten namelijk enkele jaren duren voordat er voldoende afnemers van warmte zijn aangesloten op de warmtebron.

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 en afname op langere termijn. Weliswaar is de technische levensduur van het project naar verwachting langer, maar de economische waarde is op termijn onzeker. Deze is namelijk sterk afhankelijk van het committeren van levering en afname over een lange periode. Dit zal naar verwachting beperkt 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.

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 0,226 $kgCO_2/kWh_{th}$. Voor de netto-emissiefactor moet echter wel rekening worden gehouden met de emissies die worden veroorzaakt voor de input van elektriciteit. De emissiefactor (gemiddelde ongewogen emissiefactor rekening houdend met de marginale-eenheid basislast elektriciteit per uur in het jaar 2034) voor de input van elektriciteit is berekend op 0,12 $kgCO_2/kWh_e$. Deze emissiefactor is berekend op basis van data die zijn gebruikt voor de KEV 2022.

12.1.6 Correctiebedrag

Voor dit eindadvies gaan we er voor alle (sub)categorieën restwarmte van uit dat de benutte restwarmte een gasgestookte WKK (veelal een STEG) of AVI vervangt. Daarom kiezen we voor een correctiebedrag van 'Warmte, groot (70 procent x TTF[LHV])' (Methode-ID 17). Hier is voor gekozen naar aanleiding van meerdere signalen vanuit de markt.

12.1.7 EU ETS correctie

Voor dit eindadvies gaan we er voor alle (sub)categorieën restwarmte van uit dat de benutte restwarmte een gasgestookte WKK (veelal een STEG) of AVI vervangt. Daarom kiezen we voor een correctiebedrag van 'Warmte, groot (70% x TTF[LHV])' (Methode-ID 17). Hier is voor gekozen naar aanleiding van meerdere signalen vanuit de markt.

In de volgende paragrafen bespreken we alle verschillende (sub)categorieën en de bijbehorende referentieprojecten en subsidieparameters.

12.2 Restwarmtebenutting

Voor alle subcategorieën in deze categorie geldt dat subsidie kan worden aangevraagd in een van de volgende klassen:

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

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 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 adviseren 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 = 120 m, vermogen = 12000 kW_{th} (verhouding 0,01);
- Verhoudingsklasse ≥ 0,10 en < 0,20:
  - tracélengte = 1320 m, vermogen = 12000 kW_{th} (verhouding 0,11);
- Verhoudingsklasse ≥ 0,20 en < 0,30:
  - tracélengte = 2520 m, vermogen = 12000 kW_{th} (verhouding 0,21);
- Verhoudingsklasse ≥ 0,30 en < 0,40:
  - tracélengte = 3720 m, vermogen = 12000 kW_{th} (verhouding 0,31);
- Verhoudingsklasse ≥ 0,40:
  - tracélengte = 4920 m, vermogen = 12000 kW_{th} (verhouding 0,41).

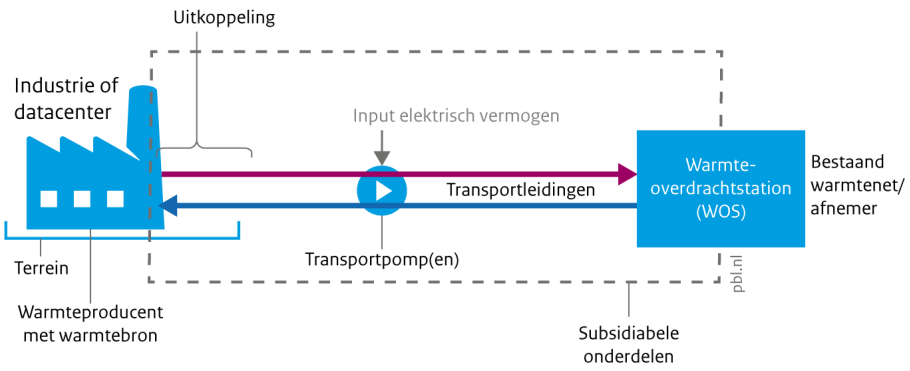
De referentievermogens zijn gekozen op basis van de aannames voor de temperatuur van de aanvoer- en retourtransportleidingen en de pijpleidingdikte in combinatie met het aantal vollasturen. Deze aannames worden in de volgende paragrafen toegelicht. Voor de referentieverhoudingen is in elke klasse gekozen 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 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 en transportleidingen 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 75 en 120 °C en dat er gemiddeld door het jaar heen bij het T-stuk/WOS 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 (gebaseerd op het 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 diameter van 300 mm (DN300). Deze aannames gecombineerd met de aanname voor het aantal vollasturen (5500 uur/jaar, zie paragraaf 2.1.2) resulteert in een gemiddeld warmtetransportvermogen van 12000 kW_{th}.

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 adviseren we geen rekening te houden met warmteverlies omdat dit een stimulans geeft om restwarmtebronnen te ontsluiten die een korte afstand hebben tot een warmtenet.

We adviseren overigens om bovenstaande temperatuurniveaus en andere aannames niet aan te houden als een vereiste voor de aanvragers. Deze aannames zijn enkel gebruikt voor de berekeningen. 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. We adviseren om bij openstelling van de categorie nauw aan te sluiten bij het referentieproject en deze daarom alleen open te stellen voor levering aan een stadswarmtenet of aan de glastuinbouw.

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).[75] 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 12.2 zijn alle subsidieparameters weergegeven die horen bij deze categorie.

[75] Het hulpenergieverbruik voor de distributie van warmte (pompenergie) is conform de forfaitaire rekenwaarden van de NEN 7125 0,0018 MJe/MJth/km. Het getal hier weergegeven is lager en is een resultaat van een berekening waarbij rekening is gehouden met de delta-T, drukval, pomprendement en het verschil in debiet over de seizoenen heen.

Tabel 12.2
Technisch-economische parameters en subsidieparameters voor restwarmtebenutting zonder warmtepomp

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2022	Advies SDE++ 2023	Advies SDE++ 2022	Advies SDE++ 2023	Advies SDE++ 2022	Advies SDE++ 2023	Advies SDE++ 2022	Advies SDE++ 2023	Advies SDE++ 2022	Advies SDE++ 2023
Lengte-vermogensverhouding	[m/kW_{th}]	*≥ 0,00 en < 0,10*	*≥ 0,00 en < 0,10*	*≥ 0,10 en < 0,20*	*≥ 0,10 en < 0,20*	*≥ 0,20 en < 0,30*	*≥ 0,20 en < 0,30*	*≥ 0,30 en < 0,40*	*≥ 0,30 en < 0,40*	*≥ 0,40*	*≥ 0,40*
Referentievermogen	[MW_{th}]	n.v.t.	12	9,5	12	9,5	12	9,5	12	9,5	12
Vollasturen	[uur/jaar]	n.v.t.	5500	5500	5500	5500	5500	5500	5500	5500	5500
Investeringskosten uitkoppeling	[€/kW_{th}]	n.v.t.	459	onvermeld	459	onvermeld	459	onvermeld	459	onvermeld	459
Investeringskosten pijpleidingen	[€/kW_{th}]	n.v.t.	23	onvermeld	254	onvermeld	484	onvermeld	715	onvermeld	945
Investeringskosten warmtepomp	[€/kW_{th}]	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.
Investeringskosten overig (incl. onvoorzien)	[€/kW_{th}]	n.v.t.	136	onvermeld	159	onvermeld	182	onvermeld	205	onvermeld	228
Investeringskosten Totaal	[€/kW_{th}]	n.v.t.	618	552	872	705	1125	859	1379	1013	1633
Vaste O&M-kosten	[€/kW_{th}/jaar]	n.v.t.	12	11	18	15	23	18	28	21	34
Variabele O&M-kosten	[€/kWh_{th}]	n.v.t.	0,0000[a]	0,0001	0,0002	0,0002	0,0003	0,0003	0,0005	0,0004	0,0007
Basisbedrag	[€/kWh_{th}]	n.v.t.	0,0171	0,0141	0,0243	0,0181	0,0315	0,0221	0,0387	0,0261	0,0460
Looptijd subsidie	[jaar]	n.v.t.	15	15	15	15	15	15	15	15	15
Subsidie-intensiteit	[€/ton CO_2]	n.v.t.	-79	-11	-47	7	-16	24	16	42	49

*a) Werkelijke getal is 1.6 * 10^{-5}*

Wanneer de subsidieparameters vergeleken[76] worden met die van het advies van vorig jaar (voor de SDE++-2022-regeling) vallen de volgende punten op:

- De investeringskosten zijn aanmerkelijk gestegen (gemiddeld met circa 60 procent). Een van de verklaringen hiervoor is dat er ten opzichte van vorig jaar is gerekend met hogere pijpleidingkosten (euro/m). Daarnaast is er dit jaar rekening gehouden met hogere uitkoppelingskosten en met een sterke inflatie in 2022 (3,6 procent).
- Ondanks de hogere investeringskosten en operationele kosten is de subsidie-intensiteit per categorie gedaald. Dit heeft vooral te maken met de langetermijnprijs (geprojecteerde gemiddelde correctiebedrag over 15 jaar) voor warmte die dit jaar is vastgesteld. Deze waarde is meer dan verdubbeld en heeft alles te maken met de KEV-projecties voor de prijs van gas (TTF). Dit betekent een lagere onrendabele top en dus een lagere subsidie-intensiteit.
- De subcategorie 'Restwarmtebenutting zonder warmtepomp, lengte-vermogensverhouding ≥ 0,00 en < 0,10' is dit jaar toegevoegd, omdat er meerdere signalen vanuit de markt zijn gekomen dat er veel in ontwikkeling zijnde restwarmteprojecten met de vorige staffel niet in aanmerking zouden komen voor subsidie.
- De berekende basisbedragen van de nieuw geïntroduceerde trede in de staffel, de subcategorie 'Restwarmtebenutting zonder warmtepomp, lengte-vermogensverhouding ≥ 0,00 en < 0,10', en van twee bestaande subcategorieën ('Restwarmtebenutting zonder warmtepomp, lengte-vermogensverhouding ≥ 0,10 en < 0,20' en 'Restwarmtebenutting zonder warmtepomp, lengte-vermogensverhouding ≥ 0,20 en < 0,30') zijn lager dan de berekende langetermijnprijs en de daaraan gekoppelde basisprijs (twee derde van de langetermijnprijs). Dit resulteert in een negatieve subsidie-intensiteit en impliceert dat er voor projecten die vallen in een van deze subcategorieën geen subsidie nodig zou zijn. De langetermijnprijs is echter een projectie en in de praktijk zouden de correctiebedragen in sommige jaren lager kunnen uitvallen dan het basisbedrag, wat zou betekenen dat er in dergelijke jaren wel een onrendabele top is. Daarom adviseren we om in overweging te nemen deze subcategorieën wél open te stellen, ondanks de nu berekende negatieve subsidie-intensiteit.

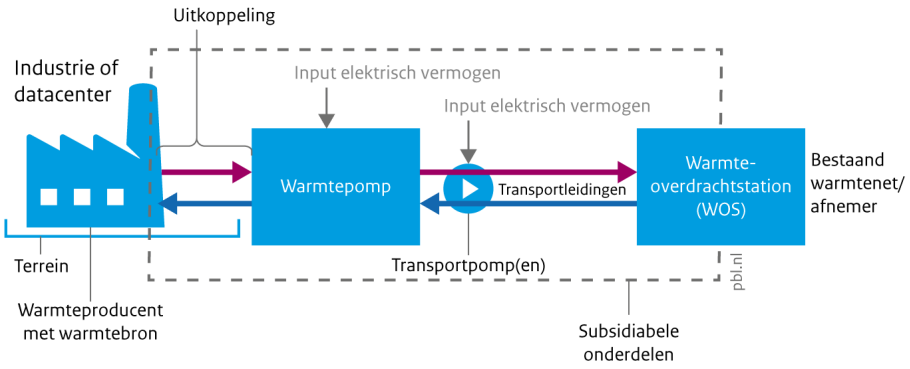
12.2.2 Met warmtepomp

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.

[76] Let wel: de lengte-vermogenverhoudingen en de daarbij horende vermogens en tracélengtes van de referentieprojecten komen niet exact overeen met die van vorig jaar.

Figuur 12.2

Referentieproject restwarmtebenutting met warmtepomp



Bron: PBL

De meeste aannames en parameters die zijn gehanteerd in de voorgaande categorie gelden hier ook. Er zijn echter enkele verschillen. In deze categorie wordt uitgegaan van een referentieproject waarin restwarmte van een bepaalde (lage) temperatuur (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 12000 kW_{th}. We adviseren deze plaatsing van de warmtepomp niet als vereiste te stellen voor de subsidieaanvraag. Voor de jaargemiddelde *Seasonal Coefficient of Performance* (SCOP) wordt uitgegaan van een waarde van 3,5. Dit betekent dat we uitgaan van een beschikbaar thermisch vermogen bij de bron van circa 8 à 9 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. We adviseren om bij openstelling van de categorie nauw aan te sluiten bij het referentieproject en deze daarom alleen open te stellen voor levering aan een stadswarmtenet of aan de glastuinbouw.

In tabel 12.3 zijn alle subsidieparameters weergegeven die horen bij deze categorie.

Tabel 12.3
Technisch-economische parameters en subsidieparameters voor Restwarmtebenutting met warmtepomp

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2022	Advies SDE++ 2023	Advies SDE++ 2022	Advies SDE++ 2023	Advies SDE++ 2022	Advies SDE++ 2023	Advies SDE++ 2022	Advies SDE++ 2023	Advies SDE++ 2022	Advies SDE++ 2023
Lengte-vermogensverhouding	[m/kW$_{th}$]	*≥ 0,00 en < 0,10*	*≥ 0,00 en < 0,10*	*≥ 0,10 en < 0,20*	*≥ 0,10 en < 0,20*	*≥ 0,20 en < 0,30*	*≥ 0,20 en < 0,30*	*≥ 0,30 en < 0,40*	*≥ 0,30 en < 0,40*	*≥ 0,40*	*≥ 0,40*
Referentievermogen	[MW$_{th}$]	n.v.t.	12	13,3	12	13,3	12	13,3	12	13,3	12
Vollasturen	[uur/jaar]	n.v.t.	5500	5500	5500	5500	5500	5500	5500	5500	5500
Investeringskosten uitkoppeling	[€/kW$_{th}$]	n.v.t.	380	onvermeld	380	onvermeld	380	onvermeld	380	onvermeld	380
Investeringskosten pijpleidingen	[€/kW$_{th}$]	n.v.t.	23	onvermeld	254	onvermeld	484	onvermeld	715	onvermeld	945
Investeringskosten warmtepomp	[€/kW$_{th}$]	n.v.t.	300	onvermeld	300	onvermeld	300	onvermeld	300	onvermeld	300
Investeringskosten overig (incl. onvoorzien)	[€/kW$_{th}$]	n.v.t.	158	onvermeld	181	onvermeld	204	onvermeld	227	onvermeld	251
Investeringskosten Totaal	[€/kW$_{th}$]	n.v.t.	861	1153	1115	1284	1369	1415	1622	1546	1876
Vaste O&M-kosten	[€/kW$_{th}$/jaar]	n.v.t.	59	51,6	65	54,4	70	57,2	75	60,0	81
Variabele O&M-kosten	[€/kWh$_{th}$]	n.v.t.	0,0262	0,0143	0,0264	0,0144	0,0266	0,0145	0,0267	0,0146	0,0269
Basisbedrag	[€/kWh$_{th}$]	n.v.t.	0,0610	0,0501	0,0682	0,0535	0,0755	0,0570	0,0827	0,0604	0,0899
Looptijd subsidie	[jaar]	n.v.t.	15	15	15	15	15	15	15	15	15
Subsidie-intensiteit	[€/ton CO_2]	n.v.t.	136	180	173	198	212	217	250	236	288

Wanneer de subsidieparameters vergeleken[77] worden met die van het advies van vorig jaar (voor de SDE++-2022-regeling) vallen de volgende punten op:

- De investeringskosten zijn gemiddeld aanmerkelijk gestegen (circa 10 procent). Een van de verklaringen hiervoor is dat er ten opzichte van vorig jaar is gerekend met hogere pijpleidingkosten (euro/m). Daarnaast is er dit jaar rekening gehouden met hogere uitkoppelingskosten. Deze zijn overigens lager bij deze subcategorie dan bij de categorie *zonder* warmtepomp, aangezien we ervan uitgaan dat projecten die zullen vallen onder deze categorie veelal projecten zijn waarbij warmte wordt uitgekoppeld bij een datacenter, waarbij de complexiteit van uitkoppeling vaak lager is dan uitkoppeling bij industriële bedrijven, wat resulteert in lagere kosten (en we deze lagere uitkoppelingskosten ook terugzien bij gerealiseerde of in ontwikkeling zijnde projecten). Ten slotte is er dit jaar rekening gehouden met een sterke inflatie in 2022 (3,6 procent). Daarentegen is er dit jaar gerekend met lagere kosten voor de warmtepomp (inclusief installatie) dan vorig jaar, aangezien dit uit de (historische) data naar voren komt.
- De vaste operationele kosten zijn hoger dan vorig jaar, mede doordat de langetermijntarieven voor transport van elektriciteit door de netbeheerder hoger zijn dan vorig jaar.
- De variabele operationele kosten zijn sterk gestegen ten opzichte van vorig jaar. Dit heeft deels te maken met de iets afwijkende referentietracélengte en referentievermogen, maar heeft vooral te maken met de stijging van de langetermijngroothandelsprijs voor elektriciteit.
- Ondanks de hogere investeringskosten en operationele kosten is de subsidie-intensiteit gemiddeld genomen gedaald. Dit heeft te vooral maken met de langetermijnprijs (geprojecteerde gemiddelde correctiebedrag over 15 jaar) voor warmte die dit jaar is vastgesteld. Deze waarde is meer dan verdubbeld en heeft alles te maken met de KEV-projecties voor de prijs van gas (TTF). Dit betekent een lagere onrendabele top en dus een lagere subsidie-intensiteit.

[77] Let wel: de lengte-vermogenverhoudingen en de daarbij horende vermogens en tracélengtes van de referentieprojecten komen niet exact overeen met die van vorig jaar

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[78]) 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}.[79]

13.1 Oorzaken voor hogere basisbedragen ten opzichte van eindadvies 2022

De in dit eindadvies gepresenteerde basisbedragen voor netgekoppelde en via een directe lijn gekoppelde elektrolysers zijn aanzienlijk hoger dan die in het eindadvies voor 2022. Dat heeft een aantal oorzaken:

- De investeringskosten voor elektrolysers zijn veel hoger dan waar in voorgaande jaren mee is gerekend. Prijsstijgingen van grondstoffen, advies en arbeid in het afgelopen jaar kunnen dat slechts ten dele verklaren. Volgens marktinformatie is een mogelijke aanvullende oorzaak dat een aantal groenewaterstofprojecten in Nederland en andere Europese landen inmiddels een IPCEI-status[80] hebben gekregen, en dat leveranciers van elektrolysers daardoor verwachten dat de vraag de komende jaren groter zal kunnen zijn dan hun productiecapaciteit.
- De kosten voor vervanging van de stacks tijdens de subsidieperiode zijn in het eindadvies van 2022 niet apart begroot omdat we vorig jaar niet beschikten over voldoende betrouwbare kosteninformatie. In het eindadvies van 2023 zijn de vervangingskosten op basis van recente marktinformatie wel apart begroot. Vervanging van de stacks blijkt een aanzienlijke kostenpost te zijn.
- De gehanteerde groothandelsprijzen voor elektriciteit – gebaseerd op gemiddelde groothandelsprijzen van elektriciteit in de periode 2023 tot 2037 volgens de KEV 2022 – zijn aanzienlijk hoger dan die in het eindadvies van 2022, die gebaseerd waren op gemiddelde groothandelsprijzen van elektriciteit in de periode 2022 tot 2036 volgens de KEV 2021. Ook de netwerkkosten – relevant voor netgekoppelde elektrolysers – zijn in het eindadvies van 2023 aanzienlijk hoger dan die in het eindadvies van 2022.

De tabellen in paragraaf 13.6 geven een kwantitatief overzicht van de verschillen tussen de gehanteerde kosten in respectievelijk het eindadvies van 2022 en het eindadvies van 2023.

[78] Higher heating value. Voor waterstof is die 141,6 MJ/kg.

[79] Gasunie (1980) Physical properties of natural gases.

[80] IPCEI staat voor Important Projects of Common European Interest. Via deze regeling kan de Europese Commissie goedkeuring geven voor overheidssteun aan belangrijke projecten van gemeenschappelijk Europees belang. Nationale overheden mogen projecten met een IPCEI-status meer steun geven dan binnen de gebruikelijke staatssteunkaders is toegestaan.

13.2 Referentie-installaties

In het advies is onderscheid gemaakt tussen elektrolysers die hun elektriciteit van het net halen en elektrolysers die hun elektriciteit via een directe lijn van een wind- en/of zonnepark op land betrekken. Dit onderscheid is gemaakt omdat de specifieke investeringskosten, het aantal CO_2-vrije vollasturen, de aansluitkosten op het elektriciteitsnet en de elektriciteitsprijzen in beide 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 het eindadvies voor 2023 is verondersteld dat zowel AEL- als PEM –elektrolysers gedurende periodes dat er geen of onvoldoende[81] CO_2-vrije elektriciteit beschikbaar is kunnen worden uit- en aangezet, maar dat dit wel leidt tot versnelde degradatie van de stacks.[82] Waar in het eindadvies van 2022 werd uitgegaan van een jaarlijkse degradatie van 1 procent, wordt nu in alle netgekoppelde en directelijnprojecten uitgegaan van 2 procent, ook al is het aantal stops en starts niet in alle gevallen gelijk. Volgens ISPT[83] 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.

Anders dan in vorige jaren 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.[84]

13.2.1 Netgekoppeld

Voor de referentie-installatie wordt uitgegaan van een elektrolyser met een vermogen van 100 MW_e en een aansluiting op het elektriciteitsnet. Een elektrolyser van 100 MW heeft vanwege de schaalfactor van 0,8 aanmerkelijk lagere specifieke investeringskosten dan een elektrolyser van 20 MW (die in het eindadvies van 2022 als referentie-installatie is gebruikt) en sluit bovendien aan bij de schaalgrootte van geplande projecten van meerdere initiatiefnemers in Nederland. Er is uitgegaan van een bedrijfstijd van 5150 vollasturen, waarbij gebruik wordt gemaakt van de uren met de

[81] Verondersteld is dat elektrolysers die via een directe lijn met een wind- en/of zonnepark zijn verbonden worden uitgezet als het elektriciteitsaanbod kleiner is dan 10 procent van het elektrolysevermogen.

[82] In het eindadvies van 2022 werd nog verondersteld dat zowel AEL- als PEM–elektrolysers ongeveer 400 keer per jaar kunnen worden uit- en aangezet zonder dat dit tot onacceptabele schade aan de kathodes of de PEM-membranen leidt. Op basis van consultatiereacties op dat advies is dit nu aangepast.

[83] ISPT (2022) A One-GigaWatt Green-Hydrogen Plant, advanced design and total installed-capital costs.

[84] 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, maar $(100/10)^{0,8}$ * y, oftewel 6,3 y. 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.

laagste groothandelsprijs van elektriciteit.[85] Bij 5150 vollasturen worden volgens de KEV 2022 in 2034 alleen windturbines en zon-pv ingezet als marginale elektriciteitsproductie-installaties[86], 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 2034 blijkt dat er jaarlijks ongeveer 285 periodes zijn waarin geen CO_2-vrije elektriciteit van het net beschikbaar is. 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 à 2 procent van de nominale capaciteit – elektriciteit gebruikt. De indirecte CO_2-emissie die daarmee samenhangt wordt in dit advies verwaarloosd.

13.2.2 Directe lijn

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. Tabel 13.1 laat zien dat het basisbedrag bij deze vermogensverhouding lager is dan bij een vermogensverhouding van 10, 50, 75 of 100 procent. Weliswaar is het aantal vollasturen bij een vermogensverhouding van 10 procent hoger, maar omdat ook de specifieke investeringskosten en de gemiddelde elektriciteitsprijs dan hoger zijn resulteert per saldo bij 10 procent een iets hoger basisbedrag dan bij 25 procent.
- Een elektrolyser van 10 MW, gekoppeld aan een zonnepark van 100 MWp. Volgens tabel 13.2 is het basisbedrag bij deze lage vermogensverhouding lager dan bij hogere vermogensverhoudingen. Bij directelijnprojecten met een zonnepark is het aantal vollasturen bij een vermogensverhouding van 10 procent bijna 2 keer zo hoog als bij een vermogensverhouding van 50 procent. Het positieve effect daarvan op het basisbedrag is groter dan het negatieve effect van de eveneens hogere specifieke investeringskosten en elektriciteitsprijs. Op systeemniveau kleeft er wel een nadeel aan zo'n lage vermogensverhouding, aangezien elektrolysers op zonrijke momenten slechts 10 procent 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.
- 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. Volgens tabel 13.3 is het basisbedrag

[85] Volgens de berekeningen voor de KEV 2022 met het elektriciteitsproductiemodel COMPETES van het PBL is in 2034 5307 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 (263 uur) gepland of niet-gepland stilstaan voor onderhoud. Die 263 uur stilstand is naar rato verdeeld over de 5307 CO_2-vrije en de 3453 niet-CO_2-vrije uren. Er resteren dan (afgerond) 5150 CO_2-vrije productie-uren.

[86] Marginale elektriciteitsproductie-installaties zijn de installaties die worden bijgeschakeld als de elektriciteitsvraag stijgt.

bij een vermogensverhouding van 50 procent[87] lager dan bij een vermogensverhouding van 10, 25, 75 of 100 procent.

In alle configuraties heeft de elektrolyser voorrang op levering aan het net: dat betekent dat als het geleverde vermogen van het wind-, zonne- of gecombineerde park op wind- en/of zonarme momenten lager is dan het vermogen van de elektrolyser, alle opgewekte elektriciteit aan de elektrolyser wordt geleverd. 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 starts en stops bij koppeling met een gecombineerd park met *cable pooling*. Net als bij netgekoppelde elektrolysers is gedurende deze periodes alleen voor de veiligheids- en hulpsystemen een geringe hoeveelheid elektriciteit van het net nodig.[88] De indirecte CO_2-emissie die daarmee samenhangt wordt in dit advies verwaarloosd.

Tabel 13.1
Directelijnverbinding van een elektrolyser met een windpark van 100 MW

Vermogen elektrolyser (MW)	10 MW	25 MW	50 MW	75 MW	100 MW
Basisbedrag (€/kW H2)	0,2745	0,2663	0,2717	0,2855	0,3106
Specifieke investeringskosten (€/kW$_e$)	3487	2903	2527	2330	2200
Elektriciteitsprijs (€/MWh)	81,7	75,8	68,1	62,4	58,9
Aantal vollasturen per jaar	6549	5448	4247	3443	2795

Tabel 13.2
Directelijnverbinding van een elektrolyser met een zonnepark van 100 MW

Vermogen elektrolyser (MW)	10 MW	25 MW	50 MW	75 MW	100 MW
Basisbedrag (€/kW H2)	0,4290	0,4550	0,5348	0,6750	0,8176
Specifieke investeringskosten (€/kW$_e$)	3487	2903	2527	2330	2200
Elektriciteitsprijs (€/MWh)	84,5	81,8	79,2	78,5	77,9
Aantal vollasturen per jaar	3180	2419	1683	1157	852

Tabel 13.3
Directelijnverbinding van een elektrolyser via een 100 MW kabel met een 100 MW windpark + 200 MW zonnepark met 100 MW omvormer

Vermogen elektrolyser (MW)	10 MW	25 MW	50 MW	75 MW	100 MW
Basisbedrag (€/kW H2)	0,2609	0,2460	0,2418	0,2447	0,2540
Specifieke investeringskosten (€/kW$_e$)	3487	2903	2527	2330	2200
Elektriciteitsprijs (€/MWh)	86,4	82,3	76,7	72,4	69,5
Aantal vollasturen per jaar	7711	6950	5845	4992	4263

[87] Ten opzichte van het vermogen van de kabel (100 MW).

[88] De netstroom kan via de netaansluiting van het wind- of zonnepark en de directe lijn aan de elektrolyser worden geleverd. De elektrolyser heeft dus in principe geen eigen netaansluiting nodig.

13.3 Specifiek elektriciteitsgebruik

Voor de berekening van het basisbedrag is bij zowel netgekoppelde als via een directe lijn gekoppelde elektrolysers uitgegaan van een gemiddeld elektriciteitsgebruik per kilowattuur (kWh_{HHV}) waterstof van 1,48 kWh/kWh_{HHV} H_2 over de gehele subsidieduur (15 jaar). Dit komt overeen met 58,3 kWh/kg H_2 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 6e en in het 11e jaar van de subsidieperiode.

13.4 Kosten

13.4.1 Specifieke investeringskosten en kosten vervanging van stacks

Op basis van marktinformatie is in dit advies voor een elektrolyser van 100 MW gerekend met specifieke investeringskosten van 2200 euro/kW_e. Deze kosten betreffen de totale kosten van installatie.[89] 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 en/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 13.2) bedragen de specifieke investeringskosten voor elektrolysers van 75, 50, 25 en 10 MW respectievelijk 2330, 2527, 2903 en 3487 euro/kW_e.[90] De kosten voor het 2 maal vervangen van de stacks bedragen ook bij deze kleinere elektrolysers in totaal 440 euro/kW_e.[91]

13.4.2 Vaste O&M-kosten

Onderhoud

Op basis van marktinformatie wordt bij zowel netgekoppelde als via een directe lijn gekoppelde elektrolysers voor O&M-kosten uitgegaan van 4 procent van de investeringskosten.

---

[89] In het Engels: *Total Installed Costs*.

[90] Ter vergelijking: in het eindadvies voor 2022 bedroegen de specifieke investeringskosten van een elektrolyser van 20 MW 1800 euro/kW_e. Op basis van de uitgangspunten in het eindadvies van 2023 zouden ze 3035 euro/kW_e bedragen.

[91] 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.

Netwerkkosten en vaste kosten elektriciteitsaansluiting

De netwerkkosten en vaste kosten voor de elektriciteitsaansluiting van een netgekoppelde elektrolyser van 100 MW bedragen 144,3 euro/kW_e/jaar. De berekeningsmethode voor deze kosten wordt toegelicht in het hoofdstuk over grootschalige elektrische boilers. 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.

13.4.3 Variabele O&M-kosten

Elektriciteitskosten

Bij netgekoppelde elektrolysers is gerekend met een elektriciteitsprijs van 0,0583 euro/kWh. Uitgaande van een omzettingsrendement van 67,5 procent bedragen de elektriciteitskosten 0,0864 euro/kWh_{HHV} H_2. 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 en ODE hoeft te worden betaald. Deze 'kale' groothandelsprijs bedraagt 0,0582 euro/kWh, en is berekend als het gemiddelde van alle 5150 laagste uurlijkse groothandelsprijzen in de jaren 2023-2037 volgens de COMPETES-berekeningen voor de KEV 2022. De overige 10 procent wordt gebruikt voor randapparatuur zoals pompen en verlichting; voor dat deel moet wel energiebelasting en ODE worden betaald. De prijs van deze elektriciteit bedraagt 0,0592 euro/kWh.[92]

Bij directelijnprojecten is verondersteld dat de *uurlijkse* prijzen van wind- en zonne-elektriciteit van parken die over enkele jaren in bedrijf komen gelijk zijn aan de uurlijkse groothandelsprijzen van elektriciteit van het net. Dit geldt ook voor gecombineerde wind- en zonneparken. De *gemiddelde* elektriciteitsprijzen waarmee is gerekend zijn echter hoger dan die voor netgekoppelde projecten. Anders dan bij netgekoppelde elektrolysers kan er namelijk bij directelijnprojecten niet voor worden gekozen om alleen tijdens de uren met de laagste groothandelsprijzen te produceren: er wordt ook geproduceerd als de uurlijkse groothandelsprijzen relatief hoog zijn.[93] Voor directelijnprojecten is de gemiddelde elektriciteitsprijs berekend door de som van de 8760[94] uitkomsten van het uurlijkse verbruik van de elektrolysers maal de uurlijkse groothandelsprijs[95] te delen door het jaarlijkse

[92] De gebruikte elektriciteitsprijs van 0,0583 euro/kWh is dus berekend als (0,9*0,0582 + 0,1*0,0592)/1.

[93] Dit geldt vooral bij directelijnprojecten met een zonnepark: de gemiddelde elektriciteitsprijs is door het gebruik van elektriciteit op relatief dure uren 0,053 euro/kWh_e hoger dan die voor een netgekoppeld project met hetzelfde aantal vollasturen (3180, bij een vermogensverhouding van 10 procent). Bij directelijnprojecten met een windpark is de gemiddelde elektriciteitsprijs 0,014 euro/kWh_e hoger dan die voor netgekoppelde projecten met hetzelfde aantal vollasturen (5448, bij een vermogensverhouding van 25 procent). Bij directelijnprojecten met een gecombineerd wind- en zonnepark is de gemiddelde elektriciteitsprijs 'slechts' 0,010 euro/kWh_e hoger dan die voor netgekoppelde projecten met hetzelfde aantal vollasturen (5845, bij een vermogensverhouding van 50 procent).

[94] Het aantal uren in een jaar.

[95] Deze uurlijkse groothandelsprijzen (berekend met COMPETES voor de KEV 2022) zijn het gemiddelde van de uurlijkse groothandelsprijzen in de jaren 2023-2037. 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 zijn de uurlijkse verbruikscijfers van de elektrolyser gebaseerd op de uurlijkse windstroomproductiecijfers uit COMPETES. De *load*

verbruik van de elektrolysers. Het betreft dus een gewogen gemiddelde prijs op basis van verbruik.

De aldus berekende prijs van elektriciteit uit een windpark bedraagt 0,0758 euro/kWh_e (bij een vermogensverhouding van 25 procent), die van elektriciteit uit een zonnepark 0,0845 euro/kWh_e (bij een vermogensverhouding van 10 procent) en die van elektriciteit uit het gecombineerde wind- en zonnepark 0,0767 euro/kWh_e (bij een vermogensverhouding van 50 procent[96]). Er is daarbij geen rekening gehouden met eventuele premies die betaald moeten worden om voorrang te krijgen op levering aan het net, omdat er geen betrouwbare informatie is over de hoogte daarvan. Voor elektriciteit die via een directe lijn wordt geleverd hoeft geen energiebelasting en ODE 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 0,112, 0,125 en 0,114 euro/kWh_{HHV} H_2.

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 bij zowel netgekoppelde als via een directe lijn gekoppelde elektrolysers verwaarloosbaar zijn.

Potentiële waarde van zuurstof en restwarmte (bijproducten van elektrolyse)

Voor zowel zuurstof als restwarmte is de potentiële waarde op nul euro gesteld. Dit wordt hierna toegelicht.

Zuurstof

Per kg H_2 wordt 8 kg O_2 geproduceerd, overeenkomend met 0,203 kg O_2/kWh H_2. Een elektrolyser van 100 MW_e en 5150 vollastuur produceert jaarlijks 70.600 ton zuurstof. In Nederland heeft een beperkt aantal bedrijven een zuurstofvraag die groot genoeg is om een dergelijke hoeveelheid te absorberen. Alleen waterstoffabrieken die dicht in de buurt van dergelijke bedrijven liggen zouden de zuurstof tegen een substantiële prijs kunnen verkopen, mits het aanbod ingepast kan worden in de eigen zuurstofproductie van potentiële afnemers (meestal via cryogene destillatie van lucht). Volgens marktinformatie is de waarde van zuurstof die cryogene zuurstof vervangt 0,01 euro/kg zuurstof. Per kWh waterstof wordt dus een hoeveelheid zuurstof met een potentiële waarde van 0,002 euro geproduceerd. Dat is verwaarloosbaar ten opzichte van het basisbedrag (oftewel de productiekosten) voor een netgekoppelde elektrolyser van 100 MW met 5150 vollasturen (zie paragraaf 13.6, tabel 13.4). Omdat het bovendien onzeker is dat de zuurstof daadwerkelijk kan worden verkocht wordt de waarde op 0 euro gezet.

Restwarmte

Zoals vermeld in paragraaf 13.3 is het omzettingsrendement van elektriciteit in waterstof 67,5 procent. Daarnaast wordt ongeveer 10 procent van de elektriciteit gebruikt voor zaken zoals verlichting

---

duration-curve voor windproductie uit COMPETES is echter zodanig gecorrigeerd dat die de vorm van een bestaand, modern windpark aan de kust kreeg; de *load duration*-urve in COMPETES is namelijk gebaseerd op meerdere parken op verschillende locaties, waardoor die in vergelijking met een individueel windpark een relatief vlakke vorm heeft en daardoor niet rechtstreeks bruikbaar is voor directelijnprojecten (daarin is de elektrolyser immers met een individueel windpark gekoppeld).

[96] Deze prijs geldt alleen voor een gecombineerd park met specificaties zoals beschreven in paragraaf13.2.2.

en pompen. Er resteert dus ruim 20 procent energieverlies in de vorm van restwarmte met een temperatuur van maximaal 80 °C. Bij een elektrisch vermogen van 100 MW en 5150 vollasturen wordt dus jaarlijks ongeveer 116 GWh oftewel 417.000 GJ restwarmte geproduceerd. Uitgaande van een prijs van 5,3 euro/GJ[97] is de potentiële waarde van deze restwarmte 2,21 miljoen euro., oftewel 0,0056 euro/kWh H_2. Dat is ruim 2 procent ten opzichte van het basisbedrag voor deze elektrolyser (zie paragraaf 13.6, tabel 13.4). In de meeste gevallen zal uitkoppeling van deze warmte vanwege het intermitterende karakter van het electrolyseproces en de afstand tussen industriegebieden en woonwijken echter problematisch zijn. Geen van de benaderde initiatiefnemers houdt er rekening mee dat de restwarmte kan worden verkocht. Daarom is de waarde op 0 euro gezet.

Potentiële waarde van Hernieuwbare Brandstofeenheden (HBE's)

Voor de inzet van groene waterstof als transportbrandstof worden door de overheid Hernieuwbare Brandstofeenheden (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.[98] In Nederland was deze zogenoemde raffinageroute tot voor kort alleen in de jaren 2023 en 2024 opengesteld. Bij conventionele biobrandstoffen vertegenwoordigen HBE's een waarde van 13-21 euro/GJ.[99] Voor groene waterstof geldt echter een vermenigvuldigingsfactor van 2,5.[100] Dat betekent dat 1 kg groene waterstof (2,5 *0,12 GJ_{LHV} =) 0,3 HBE's kan opleveren, met een waarde van 3,9 tot 6,3 euro.[101] Bij de berekening van de basisbedragen in dit eindadvies zijn de potentiële opbrengsten van HBE's echter niet meegenomen.

13.5 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[102] een emissiefactor van 9 kg CO_2 per kg H_2, oftewel 0,229 kg CO_2 per kWh_{HHV} H_2. Aangezien zowel netgekoppelde als via een directe lijn gekoppelde elektrolysers alleen CO_2-vrije elektriciteit gebruiken[103] is de vermeden CO_2-emissie eveneens 0,229 kg CO_2 per kWh_{HHV} H_2.

[97] PBL (2022) Voorlopige correctiebedragen 2021 en basisprijzen voor categorieën in de sde++ 2022.

[98] 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'.

[99] Gebaseerd op prijzen voor HBE-O in de periode maart 2021 tot juli 2022 volgens biobrandstoffenbroker Olyx.

[100] Het ministerie van EZK geeft aan dat de vermenigvuldigingsfactor mogelijk wordt verlaagd naar 2,0.

[101] Dat is 0,1 tot 0,16 euro per kWh_{HHV} waterstof.

[102] Techno-Economic Evaluation of SMR Based Standalone (Merchant) Hydrogen Plant with CCS.

[103] Zoals in paragrafen 13.2.1 en 13.2.2 is aangegeven wordt de indirecte CO_2-emissie die samenhangt met de geringe hoeveelheid elektriciteit die nodig is voor hulp- en veiligheidssystemen verwaarloosd.

13.6 Overzicht technisch-economische en subsidieparameters

13.6.1 Netgekoppeld

Tabel 13.4 geeft voor netgekoppelde waterstofproductie via elektrolyse een overzicht van het basisbedrag en de daarbij gebruikte gegevens.

Tabel 13.4
Technisch-economische parameters waterstofproductie via netgekoppelde elektrolyse

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2022	Advies SDE++ 2023
Installatiegrootte	[MW_e]	20	100
Installatiegrootte	[MW_{HHV} H_2]	13,6	67,5
Vollasturen	[uur/jaar]	4200	5150
Specifieke investeringskosten	[€/kW_e]	1800	2200
Vaste O&M-kosten (inclusief netwerkkosten)	[€/kW_e/jaar]	126,5	224,1
Variabele O&M-kosten	[€/kWh_{HHV} H_2]	0,0391	0,0864
Basisbedrag	[€/kWh_{HHV} H_2]	0,1636	0,2598
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

Tabel 13.5 geeft voor de jaren 2023 tot en met 2037 het aantal uren waarin netgekoppelde productie van waterstof volgens de KEV 2022 een lagere netto-emissiereductie heeft dan waterstofproductie via SMR.

Tabel 13.5
Aantal uren waarin netgekoppelde waterstofproductie via elektrolyse een lagere emissiefactor heeft dan waterstofproductie via SMR, in de jaren 2023 - 2037

Jaar	Aantal uren
2023	2180
2024	2186
2025	2877
2026	3170
2027	4038
2028	4749
2029	5460
2030	8760
2031	8760
2032	8760
2033	8760
2034	8760
2035	8760
2036	8760
2037	8760

13.6.2 Directe lijn

Tabel 13.6 geeft voor directelijnprojecten met een windpark een overzicht van het basisbedrag en de daarbij gebruikte gegevens.

Tabel 13.6
Technisch-economische parameters waterstofproductie via elektrolyse met een directelijnverbinding met een windpark van 100 MW

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2022	Advies SDE++ 2023
Installatiegrootte	[MW_e]	5	25
Installatiegrootte	[MW_{HHV} H_2]	3,40	16,88
Vollasturen	[uur/jaar]	6150	5448
Specifieke investeringskosten	[€/kW_e]	1800	2903
Vaste O&M-kosten	[€/kW_e/jaar]	38	116,1
Variabele O&M-kosten	[€/kWh_{HHV} H_2]	0,0609	0,1123
Basisbedrag	[€/kWh_{HHV} H_2]	0,1257	0,2696
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

Tabel 13.7 geeft voor directelijnprojecten met een zonnepark een overzicht van het basisbedrag en de daarbij gebruikte gegevens.

Tabel 13.7
Technisch-economische parameters waterstofproductie via elektrolyse met een directelijnverbinding met een zonnepark van 100MW

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2022	Advies SDE++ 2023
Installatiegrootte	[MW_e]	0,5	10
Installatiegrootte	[MW_{HHV} H_2]	0,34	6,75
Vollasturen	[uur/jaar]	3200	3180
Specifieke investeringskosten	[€/kW_e]	1800	3487
Vaste O&M-kosten	[€/kW_e/jaar]	38	139,5
Variabele O&M-kosten	[€/kWh_{HHV} H_2]	0,0627	0,1252
Basisbedrag	[€/kWh_{HHV} H_2]	0,1832	0,4358
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

Tabel 13.8
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 100 MW kabel)

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2022	Advies SDE++ 2023
Installatiegrootte	[MW_e]	n.v.t.	50
Installatiegrootte	[MW_{HHV} H_2]	n.v.t.	33,75
Vollasturen	[uur/jaar]	n.v.t.	5845
Specifieke investeringskosten	[€/kW_e]	n.v.t.	2527
Vaste O&M-kosten	[€/kW_e/jaar]	n.v.t.	101,1
Variabele O&M-kosten	[€/kWh_{HHV} H_2]	n.v.t.	0,1136
Basisbedrag	[€/kWh_{HHV} H_2]	n.v.t.	0,2445
Looptijd subsidie	[jaar]	n.v.t.	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 AVI's
- 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 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, gebruikmakend 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 17.

14.1 Algemene ontwikkelingen

Het advies is op enkele punten aangepast vergeleken met het eindadvies voor de SDE++ 2022.

Er zijn ook enkele algemene veranderingen aangebracht op basis van de KEV 2022: het elektriciteitstarief is verhoogd naar 0,0907 euro/kWh, het warmtetarief is verhoogd naar 0,045 euro/kWh_{th} en de gemiddelde emissiefactor van elektriciteit is verlaagd naar 0,120 kg CO_2/kWh_e. Het correctiebedrag voor bedrijven met een ETS-voordeel is verhoogd naar 118,9267 euro/ton CO_2 en blijft voor bedrijven die geen ETS-voordeel hebben 0 euro/ton CO_2.

De referentie voor CO_2-transport- en opslagkosten is aangepast van Porthos naar Aramis, omdat dit de meest waarschijnlijke optie lijkt voor projecten die in 2023 een SDE++-aanvraag willen gaan doen. De kosten zijn gebaseerd op de externe review door XODUS.[104] De verwerkingstarieven zijn

[104] Zie: https://www.rijksoverheid.nl/documenten/rapporten/2022/07/01/rapport-xodus-toetsing-en-opslagtarief-CO_2.

verhoogd naar 71,8 euro/ton CO_2 voor gasvormig transport en 86,6 euro/ton CO_2 voor vloeibaar transport per binnenvaartschip.

De transport- en opslagtarieven voor variant 1 (gedeeltelijke CO_2-opslag bij bestaande CO_2-afvanginstallaties) zijn verder aangepast. Uit de markt is vernomen dat de verwachting is dat de totale jaarlijkse kosten voor transport en opslag gelijk zullen zijn voor het gebruik voor 4000 uur of 8000 uur per jaar. Per ton CO_2 betekent dit dat het verwerkingstarief voor variant 1 het dubbele is van de referentieverwerkingstarieven (voor 8000 uur CO_2 opslag per jaar). In voorgaande adviezen was aangenomen dat alleen het transporttarief hoger zou liggen door de dimensionering van de transportinfrastructuur op de piekcapaciteit en niet op de jaarlijks geleverde CO_2. Er werd door middel van het gebruik van een *load factor* een hoger transporttarief uitgerekend, terwijl het opslagtarief gelijk was aan dat van de referentie. Met de aanpassingen is nu zowel het transporttarief als het opslagtarief voor variant 1A verdubbeld ten opzichte van de referentie.

De berekening van het verwerkingstarief voor variant 1B en variant 1C is gelijkgetrokken met de berekening voor variant 1A. Uit de markt is vernomen dat de jaarlijkse kosten voor vloeibaar transport bij 4000 uur CO_2-opslag per jaar ook gelijk zijn aan de jaarlijkse kosten voor 8000 uur CO_2-opslag per jaar, net als bij gasvormig transport. Hierdoor is het verwerkingstarief voor vloeibaar transport voor variant 1B en variant 1C ook het dubbele van het referentieverwerkingstarief voor vloeibaar transport (voor 8000 uur CO_2-opslag per jaar).

De tabel met mogelijke combinaties tussen CCU- en CCS-aanvragen is aangepast om combinaties tussen CCS-varianten 1A tot en met 1C en CCU-varianten 2A tot en met 2C mogelijk te maken. Hier zijn combinaties te maken onder voorwaarde dat er geen nieuwe investeringen nodig zijn voor de afvang van CO_2. De investeringskosten voor een nieuwe afvanginstallatie worden namelijk zowel in deze CCS-varianten als in deze CCU-varianten niet gedekt. De toepassing van een combinatie CCS-varianten 1A tot en met 1C en CCU-variant 2A tot en met 2C is daarmee beperkt tot bestaande industriële installaties waar al CO_2 afgevangen wordt in het proces en nu afgeblazen wordt, bijvoorbeeld bij kunstmestproductie. Er moet ook voldoende CO_2 zijn om die zowel in te zetten in de glastuinbouw als voor ondergrondse opslag.

De subcategorie voor pre-combustion CO_2-afvang bij waterstofproductie uit industriële restgassen is aangepast naar pre-combustion CO_2-afvang bij waterstofproductie uit industriële reststoffen. Hierdoor valt de productie van waterstof uit zwaardere, vloeibare restfracties ook binnen de definitie van de subcategorie. De verwachting is dat de kosten van de toepassing op vloeibare restfracties niet significant verschillen van de toepassing op restgassen, waardoor er geen aparte subcategorie voor gemaakt is maar de twee samengevoegd zijn. De referentie blijft de toepassing op restgassen.

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. Het

PBL maakt geen keuze tussen 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 het CO_2-transportnetwerk voor CO_2-opslag

Als referentiesituatie 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 (4000 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 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 zoveel 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 het CO_2-transportnetwerk voor CO_2-opslag

Als referentiesituatie 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 precombustion installatie als referentie gebruikt.

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 14.1).

Tabel 14.1
Technisch-economische en subsidieparameters voor CO_2-afvang bij bestaande CO_2-afvanginstallatie*

Parameter	Eenheid	Variant 1A	Variant 1B	Variant 1C	Variant 2A	Variant 2B
Aantal draaiuren	[uur/jaar]	4000	4000	4000	8000	8000
Piekcapaciteit CO_2-aansluiting	[t CO_2-afvang/uur]	125	125	125	125	125
Afgevangen CO_2 voor opslag	[Mt CO_2-afvang/jaar]	0,5	0,5	0,5	1,0	1,0
Vermeden CO_2	[Mt CO_2 vermeden/jaar]	0,45	0,45	0,45	0,90	0,90
Investeringskosten	[miljoen €]	33,7	151,1	6,8	33,7	151,1
Vaste O&M-kosten	[miljoen €/jaar]	1,0	4,5	0,3	1,0	4,5
Energieverbruik elektriciteit	[kWh_e/t CO_2-afvang]	175	212	212	175	212
Energieverbruik warmte	[kWh_{th}/t CO_2-afvang]	313	313	313	313	313
Variabele O&M- en energiekosten	[€/t CO_2]	22,2	23,9	23,9	22,2	23,9
Verwerkingstoeslag	[€/t CO_2-afvang]	143,6	173,2	173,2	71,8	86,6
Basisbedrag	[€/t CO_2-afvang]	193,2830	265,9978	219,1409	108,8450	146,1369
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15	15	15	15

**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.
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 14.2.

Tabel 14.2.
Combinatiemogelijkheden van CCS- en CCU-varianten in de SDE++

Combinatiemo-gelijkheden	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 procent). Als referentie is gekozen voor het toepassen van CO_2-afvang bij bestaande waterstofproductie door middel van *steam methane reforming* (SMR). Dit is in Nederland de meest toegepaste productiemethode voor waterstof. Als referentieschaal is een installatie met een productiecapaciteit van 80 kton waterstof per jaar gebruikt.

Na CO_2-afvang met behulp van pre-combustion technieken, 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 kon niet met de beschikbare industriedata worden onderbouwd. Daarom is er (nog) 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. Voor de referentie-installatie zijn de kostenparameters van tabel 14.3 gebruikt.

Tabel 14.3
Technisch-economische en subsidieparameters voor nieuwe pre-combustion CO_2-afvang bij bestaande installaties*

Parameter	Eenheid	Variant 3A	Variant 3B
Aantal draaiuren	[uur/jaar]	8000	8000
Piekcapaciteit CO_2-aansluiting	[t CO_2-afvang/uur]	45	45
Afgevangen CO_2 voor opslag	[Mt CO_2-afvang/jaar]	0,36	0,36
Vermeden CO_2	[Mt CO_2 vermeden/jaar]	0,33	0,33
Investeringskosten	[miljoen €]	70,1	104,7
Vaste O&M-kosten	[miljoen €/jaar]	2,1	3,1
Energieverbruik elektriciteit	[kWh_e/t CO_2-afvang]	175	212
Energieverbruik warmte	[kWh_{th}/t CO_2-afvang]	313	313
Variabele O&M- en energiekosten	[€/t CO_2-afvang]	32,9	36,2
Verwerkingstoeslag	[€/t CO_2-afvang]	71,8	86,6
Basisbedrag	[€/t CO_2-afvang]	146,9185	182,4241
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

** Gebruikte varianten:*
Variant 3A: Nieuwe pre-combustion CO_2-afvang, bestaande installatie, gasvormig transport.
Variant 3B: Nieuwe 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 kton 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 *air separation unit* (ASU) ook meegenomen zijn. Voor de referentie-installatie zijn de kostenparameters van tabel 14.4 gebruikt. Voor de ASU is een elektriciteitsverbruik van 100 kWh_e/ton 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 monitoring 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 14.4
Technisch-economische en subsidieparameters voor nieuwe CO_2-afvang bij waterstofproductie uit industriële reststoffen*

Parameter	Eenheid	Variant 4A	Variant 4B
Aantal draaiuren	[uur/jaar]	8000	8000
Piekcapaciteit CO_2-aansluiting	[t CO_2-afvang/uur]	81,25	81,25
Afgevangen CO_2 voor opslag	[Mt CO_2-afvang/jaar]	0,65	0,65
Vermeden CO_2	[Mt CO_2 vermeden/jaar]	0,62	0,62
Investeringskosten	[miljoen €]	285,9	362,5
Vaste O&M-kosten	[miljoen €/jaar]	5,7	7,2
Energieverbruik elektriciteit	[kWh_e/t CO_2-afvang]	275	312
Energieverbruik warmte	[kWh_{th}/t CO_2-afvang]	313	313
Variabele O&M- en energiekosten	[€/t CO_2-afvang]	41,0	44,3
Verwerkingstoeslag	[€/t CO_2-afvang]	71,8	86,6
Basisbedrag	[€/t CO_2-afvang]	191,0295	228,8453
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

** Gebruikte varianten:*
Variant 4A: Nieuwe pre-combustion CO_2-afvang bij waterstofproductie uit industriële reststoffen, bestaande installatie, gasvormig transport.
Variant 4B: Nieuwe 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 opengesteld voor alle bestaande industriële installaties waarvoor post-combustion CCS wordt overwogen. Post-combustion technieken 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 *steam methane reforming* (SMR), met een referentieschaal van 80 kton waterstof per jaar. Rookgassen van een SMR zijn relatief schoon en hebben voor post-combustion toepassingen een relatief hoge CO_2-concentratie (circa 20 procent), waardoor het een kostenefficiënte toepassing van post-combustion is. Met post-combustion afvang 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 standalone 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 14.5 gebruikt.

Tabel 14.5
Technisch-economische en subsidieparameters voor nieuwe post-combustion CO_2-afvang bij bestaande industriële installaties*

Parameter	Eenheid	Variant 5A	Variant 5B
Aantal draaiuren	[uur/jaar]	8000	8000
Piekcapaciteit CO_2-aansluiting	[t CO_2-afvang/uur]	81,25	81,25
Afgevangen CO_2 voor opslag	[Mt CO_2-afvang/jaar]	0,65	0,65
Vermeden CO_2	[Mt CO_2 vermeden/jaar]	0,54	0,54
Investeringskosten	[miljoen €]	234,5	300,1
Vaste O&M-kosten	[miljoen €/jaar]	7,0	8,0
Energieverbruik elektriciteit	[kWh_e/t CO_2-afvang]	175	212
Energieverbruik warmte	[kWh_{th}/t CO_2-afvang]	670	670
Variabele O&M- en energiekosten	[€/t CO_2-afvang]	49,0	52,4
Verwerkingstoeslag	[€/t CO_2-afvang]	71,8	86,6
Basisbedrag	[€/t CO_2-afvang]	191,7169	226,5740
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

** Gebruikte varianten:*
Variant 5A: Nieuwe post-combustion CO_2-afvang, bestaande industriële installatie, gasvormig transport.
Variant 5B: Nieuwe post-combustion CO_2-afvang, bestaande industriële installatie, vloeibaar transport.

14.3.4 Nieuwe post-combustion CO_2-afvanginstallaties bij bestaande AVI's

Deze subcategorie is opengesteld voor alle bestaande AVI's waarvoor post-combustion CCS wordt overwogen. Als referentieschaal is gekozen voor een installatie van 110 kton CO_2-afvang per jaar. Rookgassen van een AVI hebben een relatief lage CO_2-concentratie (circa 5-10 procent) voor post-combustion toepassingen 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-combustion variant 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 14.6 gebruikt.

Omdat AVI's niet binnen het ETS vallen, is het correctiebedrag standaard 0 euro/ton CO_2 afgevangen.

Tabel 14.6
Technisch-economische en subsidieparameters voor nieuwe post-combustion CO_2-afvang bij bestaande installaties*

Parameter	Eenheid	Variant 6A	Variant 6B
Aantal draaiuren	[uur/jaar]	8000	8000
Piekcapaciteit CO_2-aansluiting	[t CO_2-afvang/uur]	13,75	13,75
Afgevangen CO_2 voor opslag	[Mt CO_2-afvang/jaar]	0,11	0,11
Vermeden CO_2	[Mt CO_2 vermeden/jaar]	0,08	0,08
Investeringskosten	[miljoen €]	44,3	57,2
Vaste O&M-kosten	[miljoen €/jaar]	1,3	1,7
Energieverbruik elektriciteit	[kWh_e/t CO_2-afvang]	175	212
Energieverbruik warmte	[kWh_{th}/t CO_2-afvang]	1028	1028
Variabele O&M- en energiekosten	[€/t CO_2-afvang]	65,1	68,5
Verwerkingstoeslag	[€/t CO_2-afvang]	71,8	86,6
Basisbedrag	[€/t CO_2-afvang]	216,0474	255,3403
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

** Gebruikte varianten:*
Variant 6A: Nieuwe post-combustion CO_2-afvang, bestaande AVI, gasvormig transport.
Variant 6B: Nieuwe post-combustion CO_2-afvang, bestaande AVI, 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 kton waterstof per jaar. Met behulp van pre-combustion technieken 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 14.7 gebruikt.

Tabel 14.7
Technisch-economische en subsidieparameters voor nieuwe pre-combustion CO_2-afvang bij nieuwe installaties*

Parameter	Eenheid	Variant 7A	Variant 7B
Aantal draaiuren	[uur/jaar]	8000	8000
Piekcapaciteit CO_2-aansluiting	[t CO_2-afvang/uur]	81,25	81,25
Afgevangen CO_2 voor opslag	[Mt CO_2-afvang/jaar]	0,65	0,65
Vermeden CO_2	[Mt CO_2 vermeden/jaar]	0,59	0,59
Investeringskosten	[miljoen €]	63,3	148,0
Vaste O&M-kosten	[miljoen €/jaar]	1,3	2,9
Energieverbruik elektriciteit	[kWh_e/t CO_2-afvang]	175	212
Energieverbruik warmte	[kWh_{th}/t CO_2-afvang]	286	286
Variabele O&M- en energiekosten	[€/t CO_2-afvang]	29,2	32,5
Verwerkingstoeslag	[€/t CO_2-afvang]	71,8	86,6
Basisbedrag	[€/t CO_2-afvang]	125,9515	165,5532
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

** Gebruikte varianten:*
Variant 7A: Nieuwe pre-combustion CO_2-afvang, nieuwe installatie, gasvormig transport.
Variant 7B: Nieuwe 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 procent is en een minimale CO_2-reductie van 90 procent zoals opgenomen in de meest recente EU-taxonomie. Er zijn 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 procent CO_2-afvang, terwijl tot 95 procent 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. Een CO_2-reductie van 90 procent 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 te 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 kton waterstof per jaar. Met behulp van post-combustion technieken 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 14.8 gebruikt.

Tabel 14.8
Technisch-economische en subsidieparameters voor nieuwe post-combustion CO_2-afvang bij nieuwe installaties*

Parameter	Eenheid	Variant 8A	Variant 8B
Aantal draaiuren	[uur/jaar]	8000	8000
Piekcapaciteit CO_2-aansluiting	[t CO_2-afvang/uur]	81,25	81,25
Afgevangen CO_2 voor opslag	[Mt CO_2-afvang/jaar]	0,65	0,65
Vermeden CO_2	[Mt CO_2 vermeden/jaar]	0,55	0,55
Investeringskosten	[miljoen €]	184,2	239,7
Vaste O&M-kosten	[miljoen €/jaar]	3,7	4,8
Energieverbruik elektriciteit	[kWh_e/t CO_2-afvang]	175	212
Energieverbruik warmte	[kWh_{th}/t CO_2-afvang]	600	600
Variabele O&M- en energiekosten	[€/t CO_2-afvang]	45,9	49,2
Verwerkingstoeslag	[€/t CO_2-afvang]	71,8	86,6
Basisbedrag	[€/t CO_2-afvang]	172,6223	205,5177
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

** 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

Er heeft een externe review plaatsgevonden van de kosten van transport en opslag van CO_2 op basis van het Aramis-project. De scope van de review was beperkt tot het gebruik van het Aramis-transport- en opslagnetwerk. Hierdoor is er geen review geweest van de transportkosten van CO_2 per binnenvaartschip en de kosten die Aramis in rekening zal brengen voor het innemen van vloeibare CO_2 voor opslag. Ook is er geen review gedaan van de kosten van gedeeltelijke levering van CO_2 (variant 1). Om te zorgen voor robuuste inschattingen voor de verwerkingstarieven voor variant 1 en voor vloeibaar transport adviseren we om hier ook een externe review op te laten doen.

Het is ook mogelijk om CO_2 op te slaan buiten de Nederlandse exclusieve economische zone, zoals in het Verenigd Koninkrijk of Noorwegen. De kosten hiervan zijn ook nog niet duidelijk in beeld. De informatie die we tot nu toe hebben gekregen wijst erop dat de tarieven onder de referentietarieven vallen voor vloeibaar transport van CO_2. Daarmee kan opslag buiten de Nederlandse exclusieve economische zone ook passen binnen de varianten met vloeibaar transport van CO_2. Om de kosten beter in beeld te krijgen adviseren we ook hier om een externe review uit te laten voeren van transport- en opslagkosten. In dit geval van de gehele keten, onder meer de kosten van transport van vloeibare CO_2 per (zee)schip en de kosten van CO_2-opslag bij locaties buiten de Nederlandse exclusieve economische zone.

15 CCU in de glastuinbouw

Voor het SDE++-advies voor 2022 heeft het ministerie van EZK gevraagd om voor CO_2-afvang ten behoeve van gebruik in de glastuinbouw een geactualiseerd advies te schrijven. Voor de afvang van CO_2 met het oog op (permanente) opslag in een ondergrondse berging (CCS) is een afzonderlijk advies opgesteld (zie het vorige hoofdstuk). In dit hoofdstuk behandelen we alleen de afvang van CO_2 voor gebruik in de glastuinbouw, dus zonder langdurige opslag.

In dit CCU-advies maken we onderscheid tussen de volgende categorieën:

- Categorie 1 : nieuwe pre-combustion CO_2-afvang bij bestaande industriële installaties
- Categorie 2 : bijkomende pre-combustion CO_2-afvang bij bestaande industriële installaties
- Categorie 3 : nieuwe pre-combustion CO_2-afvang bij industriële 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 afvalenergie- , afvalverbrandingscentrales (AEC en AVI) 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 (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 kton CO_2 geleverd aan de glastuinbouw.

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 1000 ppm in de kas, gemiddeld zo'n 800 ppm (ter vergelijking, de CO_2-concentratie in de atmosfeer is als gevolg van menselijke activiteiten ondertussen tot meer dan 412 ppm gestegen, het hoogste niveau sinds 3,6 miljoen jaar).

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.

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 is een combinatie die in de toekomst zeer gewenst is door de glastuinbouwsector, omdat dit bijdraagt aan een verdere reductie van de CO_2-uitstoot in de 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 verduurzaamd met behulp van geothermie en 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 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[105] 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 SDE++ eindadvies 2022 zijn onder andere de volgende veranderingen doorgevoerd:

- de investeringskosten voor een aantal categorieën zijn gelijkgeschakeld met dezelfde referentie-installaties voor CCS (hoofdstuk 14);
- de kosten voor nieuwe pre-combustion CO_2-afvang bij nieuwe industriële installaties (categorie 3A tot en met 3C) zijn aangepast naar een nieuwe referentie-installatie (groengasopwerking);

[105] WEcR (2020), Effect extra CO2 inkoop op emissie van de glastuinbouw in 2030, Wageningen.

- het elektriciteitsverbruik voor compressie is aangepast voor alle categorieën;
- het elektriciteitsverbruik voor vervloeiing is aangepast voor afvang bij groengasopwerking;
- kosten voor transport van vloeibaar CO_2 zijn aangepast;
- het correctiebedrag hanteert een andere verdeling WKK-gasketel;
- de toeslag op het correctiebedrag is nu gebaseerd op de vermeden jaarlijkse operationele kosten van WKK en gasketel.

Er zijn ook enkele algemene veranderingen aangebracht op basis van de KEV 2022: het elektriciteitstarief is verhoogd naar 0,0907 euro/kWh, het warmtetarief is verhoogd naar 0,045 euro/kWhth en de gemiddelde emissiefactor van elektriciteit is verlaagd naar 0,120 kg CO_2/kWhe.

15.2 Kosten

15.2.1 Investeringskosten

Voor CO_2-afvang zijn investeringen vereist in een afvanginstallatie, 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 subcategorie vastgesteld in een referentie-installatie. Voor 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, uit gasopwaardering of uit rookgassen van afvalenergiecentrales (AEC's), afvalverbrandingsinstallaties (AVI's) of biomassa-energiecentrales (BEC's) 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 subcategorie is een referentie-installatie bepaald waarvoor de kosten zijn uitgerekend. Op basis hiervan wordt het basisbedrag geadviseerd. Als referentiesituatie is gekozen voor CO_2-afvang met seizoensafhankelijke levering gedurende het hele jaar aan tuinders. Uitgangspunt is dat het huidige leveringspatroon aan tuinders gecontinueerd wordt. Daarom wordt er voor de referentie-afvanginstallatie aangenomen dat deze halftijds (4000 draaiuren) zal opereren. De capaciteit van de aansluiting is gedimensioneerd op de maximale CO_2-afvangcapaciteit.

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 salariskosten, administratieve en overheadkosten, jaarlijkse O&M, verzekeringen en lokale belastingen.[106]

Energiekosten bestaan uit 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 kWhth/t CO_2 afgevangen (nieuw);
- warmte bij CO_2-afvang, post-combustion: 670 kWhth/t CO_2 afgevangen (bestaand) en 600 kWhth/t CO_2 afgevangen (nieuw);
- warmte bij CO_2-afvang bij AEC, AVI en BEC : 1028 kWhth/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 kWhe/t CO_2 afgevangen;
- elektriciteit bij vervloeiing : 190 kWhe/t CO_2 afgevangen bij groen gas opwerking en 162 kWhe/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. Dat zou nu een overschatting van het basisbedrag kunnen betekenen, maar meer accurate gegevens ontbreken op dit moment. 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 die nodig zijn bij het afvangen van CO_2. Deze kosten kunnen verschillen per toepassing en

[106] Techno-economic evaluation of HYCO Plant Integrated to Ammonia/Urea or Methanol production with CCS. Cheltenham: IEA Greenhouse Gas R&D Programme.

kunnen ook verwaarloosbaar zijn. In de berekening zijn deze meegenomen voor 2,9 euro/t CO_2 afgevangen 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/t 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++ 2022 eindadvies voor CCS, kosten worden meegenomen voor transporttoeslag via de pijpleiding. Deze worden voor CCU begroot op 18,0 euro/t 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 personeels- en brandstofkosten. In de berekening van het basisbedrag worden de transportkosten als variabele kosten (euro/t CO_2 afgevangen) meegenomen.

15.1 Toelichting bij de berekening van transportkosten nieuwe of uitbreiding bestaande pijpleiding voor CCU

Varianten 1-6B
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:

- het jaarlijkse volume dat wordt getransporteerd is voor de referentie-installatie 55 kt CO_2;
- de piekcapaciteit 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 8760 uur (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 2022. Ook wordt de gemiddelde reductiecoëfficiënt voor CO_2-levering aan een tuinder uit de WEcR-studie[107], vergelijkbaar met scope 1) in rekening gebracht: 0,93 t CO_2 vermeden/t CO_2 geleverd.

De energieprijzen zijn op basis van de prijzen voor gas (0,0839 euro/kWh) en stroom (0,2255 euro/kWh) voor 2023 zoals in de KEV 2022 gehanteerd. Volgens de verdeling WKK/ketel van 90 procent/10 procent geeft dit uiteindelijk een correctiebedrag van afgerond 36 euro/t CO_2. Daarboven komt een bedrag vermeden operationele kosten voor de inzet van de eigen WKK en gasketel, dat is berekend op 12,2 euro/t CO_2 geleverd. Het totale correctiebedrag bedraagt dus afgerond 48 euro/t CO_2 voor 2023.

15.3 CCU bij industriële installaties

Onder deze subcategorie vallen bestaande installaties waar CO_2 wordt afgevangen uit sterk geconcentreerde tot zo goed als zuivere CO_2-stromen, in de vorm van pre-combustion afvang, en uit matig geconcentreerde CO_2-stromen uit rookgas, in de vorm van post-combustion afvang. 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

[107] WEcR (2020), Effect extra CO2 inkoop op emissie van de glastuinbouw in 2030, Wageningen.

afvang/compressie en het CCU-netwerk. Voor de varianten van afvang bij bestaande industriële installaties (varianten 1A tot en met 1C en 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.

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 4000 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.

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 3A tot en met 3C). 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 plaats bij de opwerkingsstap van het ruwe biogas naar aardgaskwaliteit (of LNG). Door de minder zuivere ruwe biogasstroom, waaruit CO_2 afgevangen wordt, is er meer zuivering nodig om de afgevangen CO_2 te leveren aan de glastuinbouw.

Een andere toepassing is waarbij een matig geconcentreerde CO_2-stroom vrijkomt uit rookgassen die via een post-combustion afvang 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 CCS-eindadvies. 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 4000 vollasturen per jaar aangenomen.

Tabel 15.1
Technisch-economische en subsidieparameters voor nieuwe pre-combustion CO_2-afvang bij bestaande industriële installaties*

Parameter	Eenheid	Variant 1A	Variant 1B	Variant 1C
Aantal draaiuren	[uur/jaar]	4000	4000	4000
Afgevangen CO_2 voor CCU	[kt CO_2 afvang/jaar]	55	55	55
Piekcapaciteit CO_2-aansluiting	[t CO_2 afvang/uur]	25	25	25
Afgevangen CO_2 voor opslag	[t CO_2 afvang/uur]	14	14	14
Investeringskosten: CO_2-afvang en buffering	[miljoen €]	23,5	23,5	17,5
Investeringskosten: vervloeiing	[miljoen €]			16.5
Investeringskosten: aansluiting transportnetwerk	[miljoen €]	0,5	0,5	
Vaste O&M-kosten	[miljoen € /jaar]	0,5	0,5	0,8
Energieverbruik elektriciteit	[kWh_e/t CO_2 afvang]	132,5	132,5	212
Energieverbruik warmte	[kWh_{th}/t CO_2 afvang]	313	313	313
Variabele O&M-, transport- en energiekosten	[€/t CO_2 afvang]	34	47	58
Basisbedrag	[€/t CO_2 afvang]	101,2105	115,5628	158,3779
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15	15

** 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*

Parameter	Eenheid	Variant 2A	Variant 2B	Variant 2C
Aantal draaiuren	[uur/jaar]	4000	4000	4000
Afgevangen CO_2 voor CCU	[kt CO_2 afvang/jaar]	55	55	55
Piekcapaciteit CO_2-aansluiting	[t CO_2 afvang/uur]	25	25	25
Afgevangen CO_2 voor opslag	[t CO_2 afvang/uur]	14	14	14
Investeringskosten: CO_2-afvang en buffering	[miljoen €]	2,2	2,2	2,2
Investeringskosten: vervloeiing	[miljoen €]			16,5
Investeringskosten: aansluiting transportnetwerk	[miljoen €]	0,5	0,5	
Vaste O&M-kosten	[miljoen € /jaar]	0,1	0,1	0,5
Energieverbruik elektriciteit	[kWh_e/t CO_2 afvang]	132.5	132.5	212
Energieverbruik warmte	[kWh_{th}/t CO_2 afvang]	313	313	313
Variabele O&M-, transport- en energiekosten	[€/t CO_2 afvang]	34	47	58
Basisbedrag	[€/t CO_2 afvang]	44,5725	58,9249	107,9342
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15	15

** 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-afvang bij nieuwe industriële installaties*

Parameter	Eenheid	Variant 3A	Variant 3B	Variant 3C
Aantal draaiuren	[uur/jaar]	4000	4000	4000
Afgevangen CO_2 voor CCU	[kt CO_2 afvang/jaar]	55	55	55
Piekcapaciteit CO_2-aansluiting	[t CO_2 afvang/uur]	25	25	25
Afgevangen CO_2 voor opslag	[t CO_2 afvang/uur]	14	14	14
Investeringskosten: CO_2-afvang en buffering	[miljoen €]	12,7	12,7	9,7
Investeringskosten: vervloeiing	[miljoen €]			13,6
Investeringskosten: aansluiting transportnetwerk	[miljoen €]	0,5	0,5	
Vaste O&M-kosten	[miljoen € /jaar]	0,3	0,3	0,6
Energieverbruik elektriciteit	[kWh_e/t CO_2 afvang]	132.5	132.5	240
Energieverbruik warmte	[kWh_{th}/t CO_2 afvang]	286	286	286
Variabele O&M-, transport- en energiekosten	[€/t CO_2 afvang]	33	46	60
Basisbedrag	[€/t CO_2 afvang]	71,226	85,5783	130,9846
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15	15

** 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*

Parameter	Eenheid	Variant 4A	Variant 4B	Variant 4C
Aantal draaiuren	[uur/jaar]	4000	4000	4000
Afgevangen CO_2 voor CCU	[kt CO_2 afvang/jaar]	55	55	55
Piekcapaciteit CO_2-aansluiting	[t CO_2 afvang/uur]	25	25	25
Afgevangen CO_2 voor opslag	[t CO_2 afvang/uur]	14	14	14
Investeringskosten: CO_2-afvang en buffering	[miljoen €]	41,6	41,6	36,1
Investeringskosten: vervloeiing	[miljoen €]			16,5
Investeringskosten: aansluiting transportnetwerk	[miljoen €]	0,5	0,5	
Vaste O&M-kosten	[miljoen € /jaar]	0,8	0,8	1,2
Energieverbruik elektriciteit	[kWh_e/t CO_2 afvang]	132,5	132,5	212
Energieverbruik warmte	[kWh_{th}/t CO_2 afvang]	670	670	670
Variabele O&M-, transport- en energiekosten	[€/t CO_2 afvang]	50	63	75
Basisbedrag	[€/t CO_2 afvang]	167,3015	181,6538	225,8159
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15	15

** 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*

Parameter	Eenheid	Variant 5A	Variant 5B	Variant 5C
Aantal draaiuren	[uur/jaar]	4000	4000	4000
Afgevangen CO_2 voor CCU	[kt CO_2 afvang/jaar]	55	55	55
Piekcapaciteit CO_2-aansluiting	[t CO_2 afvang/uur]	25	25	25
Afgevangen CO_2 voor opslag	[t CO_2 afvang/uur]	14	14	14
Investeringskosten: CO_2-afvang en buffering	[miljoen €]	33,2	33,2	26,0
Investeringskosten: vervloeiing	[miljoen €]			16,5
Investeringskosten: aansluiting transportnetwerk	[miljoen €]	0,5	0,5	
Vaste O&M-kosten	[miljoen € /jaar]	0,7	0,7	1,0
Energieverbruik elektriciteit	[kWh_e/t CO_2 afvang]	132,5	132,5	212
Energieverbruik warmte	[kWh_{th}/t CO_2 afvang]	600	600	600
Variabele O&M-, transport- en energiekosten	[€/t CO_2 afvang]	47	60	71
Basisbedrag	[€/t CO_2 afvang]	141,2888	155,6411	195,2963
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15	15

** Gebruikte varianten:*

5A : gasvormig transport, bestaande pijpleiding.

5B: gasvormig transport, nieuwe of uitbreiding bestaande pijpleiding.

5C: vloeibaar transport.

15.3.1 CCU bij afvalverbrandingsinstallaties of afvalenergiecentrales

Onder deze subcategorie (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-combustion afvang bij afvalenergiecentrales (AEC's) of afvalverbrandingsinstallaties (AVI's). Hieronder kunnen ook qua thermisch vermogen grote (> 50 MW_{th}) biomassa-energiecentrales (BEC's) 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 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 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 afvalverbrandingscentrales*

Parameter	Eenheid	Variant 6A	Variant 6B	Variant 6C
Aantal draaiuren	[uur/jaar]	4000	4000	4000
Afgevangen CO_2 voor CCU	[kt CO_2 afvang/jaar]	55	55	55
Piekcapaciteit CO_2-aansluiting	[t CO_2 afvang/uur]	25	25	25
Afgevangen CO_2 voor opslag	[t CO_2 afvang/uur]	14	14	14
Investeringskosten: CO_2-afvang en buffering	[miljoen €]	45,7	45,7	42,5
Investeringskosten: vervloeiing	[miljoen €]			16,5
Investeringskosten: aansluiting transportnetwerk	[miljoen €]	0,5	0,5	
Vaste O&M-kosten	[miljoen € /jaar]	0,9	0,9	1,3
Energieverbruik elektriciteit	[kWh_e/t CO_2 afvang]	132,5	132,5	212
Energieverbruik warmte	[kWh_{th}/t CO_2 afvang]	1028	1028	1028
Variabele O&M-, transport- en energiekosten	[€/t CO_2 afvang]	66	79	91
Basisbedrag	[€/t CO_2 afvang]	195,9294	210,2817	260,5508
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15	15

** 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-combustion afvang waarbij CO_2 uit rookgassen afgevangen wordt. Naar analogie van de andere CCU-categorieën wordt ook hier uitgegaan van 4000 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*

Parameter	Eenheid	Variant 7A	Variant 7B
Aantal draaiuren	[uur/jaar]	4000	4000
Afgevangen CO_2 voor CCU	[kt CO_2 afvang/jaar]	12,8	12,8
Piekcapaciteit CO_2-aansluiting	[t CO_2 afvang/uur]	6,25	6,25
Afgevangen CO_2 voor opslag	[t CO_2 afvang/uur]	3,20	3,2
Investeringskosten: CO_2-afvang en buffering	[miljoen €]	7,9	6,9
Investeringskosten: vervloeiing	[miljoen €]		3,2
Investeringskosten: aansluiting transportnetwerk	[miljoen €]		
Vaste O&M-kosten	[miljoen € /jaar]	0,2	0,2
Energieverbruik elektriciteit	[kWh_e/t CO_2 afvang]	40	195
Energieverbruik warmte	[kWh_{th}/t CO_2 afvang]	670	670
Variabele O&M-, transport- en energiekosten	[€/t CO_2 afvang]	37	51
Basisbedrag	[€/t CO_2 afvang]	130,8712	174,729
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

** Gebruikte varianten:*

7A : gasvormige levering.

7B: vloeibare levering.

16 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 cijfers met betrekking tot de correctiebedragen staan in hoofdstuk 3.

Tabel 16.1
Energie uit water, rangschikkingsparameters

Categorie	Productietype [eenheid]	Subsidie-intensiteit [€/tCO₂] A=(B-C)/D	Subsidie-intensiteit afgetopt [€/tCO₂]	Basisbedrag [€/eenheid] B	Lange-termijnprijs [€/eenheid] C	Emissiefactor [kg CO₂/eenheid] D	Domein	Vollast-uren [uur/jaar]
Waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm	kWh	668	300	0,1709	0,0907	0,1200	E	5700
Waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm, renovatie	kWh	265	265	0,1225	0,0907	0,1200	E	2600
Waterkracht, valhoogte < 50 cm	kWh	1237	300	0,2391	0,0907	0,1200	E	3700
Osmose	kWh	4501	300	0,6308	0,0907	0,1200	E	8000
Aquathermie, thermische energie uit oppervlaktewater (TEO), geen basislast	kWh	549	400	0,1352	0,0350	0,1824	LT < 100	3850
Aquathermie, thermische energie uit oppervlaktewater (TEO), basislast	kWh	430	400	0,1142	0,0350	0,1841	LT < 100	6350
Aquathermie, thermische energie uit oppervlaktewater (TEO), basislast zonder warmte-opslag	kWh	200	200	0,0734	0,0350	0,1916	LT < 100	6000
Aquathermie, thermische energie uit oppervlaktewater voor directe toepassing (TEO-d)	kWh	271	271	0,0872	0,0350	0,1924	LT < 100	3850
Aquathermie, thermische energie uit afvalwater (TEA)	kWh	238	238	0,0805	0,0350	0,1911	LT < 100	6000
Lucht-waterwarmtepomp (LWWP), geen basislast	kWh	488	342	0,1241	0,0350	0,1827	LT < 100	3850

Tabel 16.2
Zonne-energie, rangschikkingsparameters

Categorie	Productietype [eenheid]	Subsidie-intensiteit [€/tCO₂] A=(B-C)/D	Subsidie-intensiteit afgetopt [€/tCO₂]	Basisbedrag [€/eenheid] B	Lange-termijnprijs [€/eenheid] C	Emissiefactor [kg CO₂/eenheid] D	Domein	Vollast-uren [uur/jaar]
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥15 kWp en <1 MWp, gebouwgebonden (net = 70%)	kWh	-233	-233	0,0816	0,1003	0,0801	E	900
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥15 kWp en <1 MWp, grondgebonden (net = 70%)	kWh	-159	-159	0,0809	0,0936	0,0800	E	950
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥15 kWp en <1 MWp, grondgebonden inclusief landschap & natuur (net = 70%)	kWh	-76	-76	0,0875	0,0936	0,0800	E	950

Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥15 kWp en <1 MWp, drijvend op water (net = 70%)	kWh	-1	-1	0,0935	0,0936	0,0800	E	950
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥15 kWp en <1 MWp, drijvend op water inclusief landschap & natuur (net = 70%)	kWh	-1	-1	0,0935	0,0936	0,0800	E	950
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, gebouwgebonden (net = 70%)	kWh	-258	-258	0,0716	0,0923	0,0801	E	900
Fotovoltaïsche zonnepanelen, 1-20 MWp, grondgebonden (net = 70%)	kWh	-145	-145	0,0633	0,0749	0,0800	E	950
Fotovoltaïsche zonnepanelen, 1-20 MWp, grondgebonden inclusief landschap & natuur (net = 70%)	kWh	-91	-91	0,0676	0,0749	0,0800	E	950
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 20 MWp, grondgebonden (net = 70%)	kWh	-140	-140	0,0602	0,0714	0,0800	E	950
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 20 MWp, grondgebonden inclusief landschap & natuur (net = 70%)	kWh	-103	-103	0,0632	0,0714	0,0800	E	950
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, drijvend op water (net = 70%)	kWh	-19	-19	0,0734	0,0749	0,0800	E	950
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, drijvend op water inclusief landschap & natuur (net = 70%)	kWh	-19	-19	0,0734	0,0749	0,0800	E	950
Fotovoltaïsche zonnepanelen, 1-20 MWp, zonvolgend op land (net = 70%)	kWh	-145	-145	0,0633	0,0749	0,0800	E	1045
Fotovoltaïsche zonnepanelen, 1-20 MWp, zonvolgend op land inclusief landschap & natuur (net = 70%)	kWh	-91	-91	0,0676	0,0749	0,0800	E	1045
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 20 MWp, zonvolgend op land (net = 70%)	kWh	-140	-140	0,0602	0,0714	0,0800	E	1045
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 20 MWp, zonvolgend op land inclusief landschap & natuur (net = 70%)	kWh	-103	-103	0,0632	0,0714	0,0800	E	1045
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, zonvolgend op water (net = 70%)	kWh	-19	-19	0,0734	0,0749	0,0789	E	1190
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, zonvolgend op water inclusief landschap & natuur (net = 70%)	kWh	-19	-19	0,0734	0,0749	0,0789	E	1190
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥15 kWp en <1 MWp, gebouwgebonden (net = 50%)	kWh	-108	-108	0,0916	0,1003	0,0803	E	800
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥15 kWp en <1 MWp, grondgebonden (net = 50%)	kWh	-25	-25	0,0916	0,0936	0,0804	E	840
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥15 kWp en <1 MWp, grondgebonden inclusief landschap & natuur (net = 50%)	kWh	68	68	0,0991	0,0936	0,0804	E	840
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥15 kWp en <1 MWp, drijvend op water (net = 50%)	kWh	148	148	0,1055	0,0936	0,0804	E	840
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥15 kWp en <1 MWp, drijvend op water inclusief landschap & natuur (net = 50%)	kWh	148	148	0,1055	0,0936	0,0804	E	840
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, gebouwgebonden (net = 50%)	kWh	-148	-148	0,0804	0,0923	0,0803	E	800
Fotovoltaïsche zonnepanelen, 1-20 MWp, grondgebonden (net = 50%)	kWh	-60	-60	0,0701	0,0749	0,0804	E	840
Fotovoltaïsche zonnepanelen, 1-20 MWp, grondgebonden inclusief landschap & natuur (net = 50%)	kWh	1	1	0,0750	0,0749	0,0804	E	840
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 20 MWp, grondgebonden (net = 50%)	kWh	-58	-58	0,0667	0,0714	0,0804	E	840
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 20 MWp, grondgebonden inclusief landschap & natuur (net = 50%)	kWh	-16	-16	0,0701	0,0714	0,0804	E	840

Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, drijvend op water (net = 50%)	kWh	77	77	0,0811	0,0749	0,0804	E	840
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, drijvend op water inclusief landschap & natuur (net = 50%)	kWh	77	77	0,0811	0,0749	0,0804	E	840
Zonthermie, ≥140 kWth tot 1 MWth	kWh	221	221	0,1170	0,0670	0,2260	LT < 100	600
Zonthermie, ≥1 MWth	kWh	164	164	0,0986	0,0616	0,2260	LT < 100	600
PVT met warmtepomp	kWh	-68	-68	0,0530	0,0670	0,2068	LT < 100	3500
PVT met bestaande warmtepomp	kWh	-184	-184	0,0257	0,0670	0,2248	LT < 100	3500
Daglichtkas	kWh	279	279	0,0907	0,0350	0,1996	LT < 100	3850

Tabel 16.3
Windenergie, rangschikkingsparameters

Categorie	Productietype [eenheid]	Subsidie-intensiteit [€/tCO₂] A=(B-C)/D	Subsidie-intensiteit afgetopt [€/tCO₂]	Basisbedrag [€/eenheid] B	Langetermijnprijs [€/eenheid] C	Emissiefactor [kg CO₂/eenheid] D	Domein	Vollasturen [uur/jaar]
Wind op land, ≥ 8,5 m/s	kWh	-88	-88	0,0530	0,0620	0,1027	E	3527
Wind op land, ≥ 8 en < 8,5 m/s	kWh	-85	-85	0,0533	0,0620	0,1027	E	3505
Wind op land, ≥ 7,5 en < 8 m/s	kWh	-34	-34	0,0585	0,0620	0,1027	E	3157
Wind op land, ≥ 7,0 en < 7,5 m/s	kWh	4	4	0,0624	0,0620	0,1027	E	2944
Wind op land, ≥ 6,75 en < 7 m/s	kWh	45	45	0,0666	0,0620	0,1027	E	2736
Wind op land, < 6,75 m/s	kWh	92	92	0,0714	0,0620	0,1027	E	2539
Wind op land, hoogtebeperkt ≥ 8,5 m/s	kWh	81	81	0,0703	0,0620	0,1027	E	3175
Wind op land, hoogtebeperkt ≥ 8 en < 8,5 m/s	kWh	119	119	0,0742	0,0620	0,1027	E	2990
Wind op land, hoogtebeperkt ≥ 7,5 en < 8 m/s	kWh	239	239	0,0865	0,0620	0,1027	E	2534
Wind op land, hoogtebeperkt ≥ 7,0 en < 7,5 m/s	kWh	364	364	0,0994	0,0620	0,1027	E	2181
Wind op land, hoogtebeperkt ≥ 6,75 en < 7 m/s	kWh	421	421	0,1052	0,0620	0,1027	E	2055
Wind op land, hoogtebeperkt < 6,75 m/s	kWh	530	530	0,1164	0,0620	0,1027	E	1846
Wind op waterkeringen, ≥ 8,5 m/s	kWh	-29	-29	0,0590	0,0620	0,1027	E	3544
Wind op waterkeringen, ≥ 8 en < 8,5 m/s	kWh	-9	-9	0,0611	0,0620	0,1027	E	3523
Wind op waterkeringen, ≥ 7,5 en < 8 m/s	kWh	44	44	0,0665	0,0620	0,1027	E	3193
Wind op waterkeringen, ≥ 7,0 en < 7,5 m/s	kWh	81	81	0,0703	0,0620	0,1027	E	2991
Wind op waterkeringen, ≥ 6,75 en < 7 m/s	kWh	134	134	0,0758	0,0620	0,1027	E	2745
Wind op waterkeringen, < 6,75 m/s	kWh	179	179	0,0804	0,0620	0,1027	E	2568

Tabel 16.4
Geothermie, rangschikkingsparameters

Categorie	Productietype [eenheid]	Subsidie-intensiteit [€/tCO₂] A=(B-C)/D	Subsidie-intensiteit afgetopt [€/tCO₂]	Basisbedrag [€/eenheid] B	Langetermijnprijs [€/eenheid] C	Emissiefactor [kg CO₂/eenheid] D	Domein	Vollasturen [uur/jaar]
Ondiepe geothermie (geen basislast)	kWh	299	299	0,1506	0,0350	0,3871	LT < 100	3500

Ondiepe geothermie (basislast)	kWh	157	157	0,0957	0,0350	0,3871	LT < 100	6000
Diepe geothermie (basislast); < 12 MW_{th}	kWh	56	56	0,0595	0,0350	0,4388	LT < 100	6000
Diepe geothermie (basislast); 12-20 MW_{th}	kWh	41	41	0,0531	0,0350	0,4418	LT < 100	6000
Diepe geothermie (basislast); ≥20 MW_{th}	kWh	27	27	0,0471	0,0350	0,4406	LT < 100	6000
Diepe geothermie (basislast) hoge temperatuur warmtenet (inclusief warmtepomp)	kWh	195	195	0,1089	0,0350	0,3795	LT < 100	6000
Diepe geothermie (middenlast)	kWh	142	142	0,0973	0,0350	0,4388	LT < 100	5000
Diepe geothermie (geen basislast)	kWh	204	204	0,1240	0,0350	0,4353	LT < 100	3500
Diepe geothermie (uitbreiding)	kWh	1	1	0,0353	0,0350	0,4418	LT < 100	6000
Ultradiepe geothermie	kWh	105	105	0,0814	0,0350	0,4418	HT >= 100	7000

Tabel 16.5
Verbranding en vergassing van biomassa, rangschikkingsparameters

Categorie	Productietype [eenheid]	Subsidie-intensiteit [€/tCO_2] A=(B-C)/D	Subsidie-intensiteit afgetopt [€/tCO_2]	Basisbedrag [€/eenheid] B	Lange-termijnprijs [€/eenheid] C	Emissiefactor [kg CO_2/eenheid] D	Domein	Vollast-uren [uur/jaar]
Groen gas uit biomassa (≥95% biogeen)	kWh	446	400	0,1196	0,0450	0,1674	M	7500
Groen gas uit biomassa (B-hout)	kWh	207	207	0,0797	0,0450	0,1674	M	7500
Groen gas uit afval	kWh	31	31	0,0468	0,0450	0,0574	M	7500
Waterstof uit afval	kWh	-88	-88	0,0511	0,0634	0,1399	M	7500
Waterstof uit biomassa	kWh	288	288	0,1307	0,0634	0,2334	M	7500
Ketel op vaste biomassa 0,5 - 5 MWth	kWh	44	44	0,0715	0,0616	0,2260	HT >= 100	3000
Ketel op vaste biomassa 5 MWth (8500h)	kWh	92	92	0,0558	0,0350	0,2260	HT >= 100	8500
Ketel op vaste biomassa 5 MWth (8000h)	kWh	94	94	0,0563	0,0350	0,2260	HT >= 100	8000
Ketel op vaste biomassa 5 MWth (7500h)	kWh	96	96	0,0568	0,0350	0,2260	HT >= 100	7500
Ketel op vaste biomassa 5 MWth (7000h)	kWh	97	97	0,0570	0,0350	0,2260	HT >= 100	7000
Ketel op vaste biomassa 5 MWth (6500h)	kWh	100	100	0,0575	0,0350	0,2260	HT >= 100	6500
Ketel op vaste biomassa 5 MWth (6000h)	kWh	104	104	0,0584	0,0350	0,2260	HT >= 100	6000
Ketel op vaste biomassa 5 MWth (5500h)	kWh	107	107	0,0591	0,0350	0,2260	HT >= 100	5500
Ketel op vaste biomassa 5 MWth (5000h)	kWh	111	111	0,0601	0,0350	0,2260	HT >= 100	5000
Ketel op vaste biomassa 5 MWth (4500h)	kWh	115	115	0,0611	0,0350	0,2260	HT >= 100	4500
Ketel op B-hout	kWh	-5	-5	0,0338	0,0350	0,2260	HT >= 100	7500

Ketel op vloeibare biomassa	kWh	93	93	0,0826	0,0616	0,2260	HT >= 100	7000
Ketel stoom uit houtpellets 5 - 50 MWth	kWh	212	212	0,0830	0,0350	0,2260	HT >= 100	8500
Ketel stoom uit houtpellets > 50 MWth	kWh	248	248	0,0910	0,0350	0,2260	HT >= 100	8500
Warmte uit houtpellets >10MWth	kWh	220	220	0,0847	0,0350	0,2260	HT >= 100	6000
Levensduurverlenging ketel op vaste of vloeibare biomassa 0,5-5MWth	kWh	-99	-99	0,0392	0,0616	0,2260	HT >= 100	3000
Levensduurverlenging ketel op vaste of vloeibare biomassa > 5MWth	kWh	38	38	0,0436	0,0350	0,2260	HT >= 100	8000
Directe inzet van houtpellets voor industriële toepassingen	kWh	36	36	0,0635	0,0554	0,2260	HT >= 100	3000

Tabel 16.6
Vergisting van biomassa, rangschikkingsparameters

Categorie	Productietype [eenheid]	Subsidie-intensiteit [€/tCO₂] A=(B-C)/D	Subsidie-intensiteit afgetopt [€/tCO₂]	Basisbedrag [€/eenheid] B	Langetermijnprijs [€/eenheid] C	Emissiefactor [kg CO₂/eenheid] D	Domein	Vollasturen [uur/jaar]	Warmte-krachtverhouding [W/K]
Levensduurverlenging Monomestvergisting kleinschalig, ombouw naar hernieuwbaar gas	kWh	238	238	0,1767	0,0450	0,5539	M	8000	-
Levensduurverlenging Monomestvergisting Kleinschalig, Warmte	kWh	48	48	0,0960	0,0616	0,7218	LT < 100	6500	-
Levensduurverlenging Monomestvergisting kleinschalig, gecombineerde opwekking	kWh	49	49	0,1427	0,0986	0,8963	E	4989	0.57
Levensduurverlenging Monomestvergisting kleinschalig, hernieuwbaar gas	kWh	220	220	0,1670	0,0450	0,5539	M	8000	-
Levensduurverlenging grootschalige allesvergisting, ombouw naar hernieuwbaar gas	kWh	179	179	0,0777	0,0450	0,1830	M	8000	-
Levensduur verlenging grootschalige allesvergisting, warmte	kWh	28	28	0,0679	0,0616	0,2260	LT < 100	7000	-
Levensduurverlenging grootschalige allesvergisting, gecombineerde opwekking	kWh	-30	-30	0,0705	0,0758	0,1743	E	7625	1.05
Levensduurverlenging grootschalige allesvergisting, hernieuwbaar gas	kWh	155	155	0,0733	0,0450	0,1830	M	8000	-
Compostering champost, warmte	kWh	-23	-23	0,0563	0,0616	0,2260	LT < 100	5200	-
Verbeterde slibgisting, gecombineerde opwekking	kWh	300	315	0,1323	0,0813	0,1620	E	5728	0.66
Verbeterde slibgisting GG, hernieuwbaar gas	kWh	381	381	0,1148	0,0450	0,1830	M	8000	-
Verbeterde slibgisting, Warmte	kWh	161	161	0,0980	0,0616	0,2260	LT < 100	7000	-
Monomestvergisting Grootschalig, Warmte	kWh	94	94	0,1004	0,0616	0,4128	LT < 100	6000	-
Monomestvergisting Grootschalig, gecombineerde opwekking	kWh	95	95	0,1180	0,0822	0,3760	E	6060	0.41
Monomestvergisting Grootschalig, hernieuwbaar gas	kWh	284	284	0,1408	0,0450	0,3374	M	8000	-
Monomestvergisting Kleinschalig, Warmte	kWh	114	114	0,1399	0,0616	0,6870	LT < 100	6500	-
Monomestvergisting kleinschalig, gecombineerde opwekking	kWh	125	125	0,2039	0,0986	0,8445	E	4989	0.57
Monomestvergisting kleinschalig, hernieuwbaar gas	kWh	290	290	0,1981	0,0450	0,5279	M	8000	-
Grootschalige allesvergisting, warmte	kWh	54	54	0,0737	0,0616	0,2260	LT < 100	7000	-

Grootschalige allesvergisting, gecombineerde opwekking	kWh	55	55	0,0853	0,0758	0,1743	E	7625	1.05
Grootschalige allesvergisting, hernieuwbaar gas	kWh	242	242	0,0893	0,0450	0,1830	M	8000	-

Tabel 16.7
Geavanceerde hernieuwbare brandstoffen, rangschikkingsparameters

Categorie	Productietype [eenheid]	Subsidie-intensiteit [€/tCO₂] A=(B-C)/D	Subsidie-intensiteit afgetopt [€/tCO₂]	Basisbedrag [€/eenheid] B	Langetermijnprijs [€/eenheid] C	Emissiefactor [kg CO₂/eenheid] D	Domein	Vollasturen [uur/jaar]
Bio-ethanol uit lignocellulosehoudende biomassa	kWh	150	150	0,1382	0,0955	0,2842	M	8000
Bio-LNG uit monomestvergisting	kWh	118	118	0,1005	0,0532	0,4007	M	8000
Bio-LNG uit allesvergisting	kWh	161	161	0,0928	0,0532	0,2453	M	8000
Biomethanol uit lignocellulose biomassa	kWh	98	98	0,1200	0,0955	0,2510	M	8000
Drop-in biobrandstoffen uit lignocellulosehoudende biomassa	kWh	87	87	0,1164	0,0935	0,2620	M	8000

Tabel 16.8
Elektrificatie, rangschikkingsparameters

Categorie	Productietype [eenheid]	Subsidie-intensiteit [€/tCO₂] A=(B-C)/D	Subsidie-intensiteit afgetopt [€/tCO₂]	Basisbedrag [€/eenheid] B	Langetermijnprijs [€/eenheid] C	Emissiefactor [kg CO₂/eenheid] D	Domein	Vollasturen [uur/jaar]
Grootschalige elektrische boilers	kWh	266	266	0,1051	0,0450	0,2260	HT >= 100	5300
Grootschalige warmtepomp gesloten systeem (8000 uur)	kWh	94	94	0,0530	0,0350	0,1917	LT < 100	8000
Grootschalige warmtepomp gesloten systeem (3000 uur)	kWh	323	323	0,0970	0,0350	0,1917	LT < 100	3000
Grootschalige warmtepomp open systeem (8000 uur)	kWh	84	84	0,0525	0,0350	0,2089	HT >= 100	8000
Grootschalige warmtepomp open systeem (3000 uur)	kWh	395	395	0,1176	0,0350	0,2089	HT >= 100	3000
Elektrificatie bestaand offshore productieplatform	kWh	141	141	0,2566	0,1740	0,5860	n.v.t.	8500
Elektrificatie nieuw offshore productieplatform	kWh	72	72	0,2162	0,1740	0,5860	n.v.t.	8500
Onshore compressie met bestaande compressor	kWh	-35	-35	0,1533	0,1740	0,5860	n.v.t.	8500
Onshore compressie met nieuwe compressor	kWh	39	39	0,1966	0,1740	0,5860	n.v.t.	8500
Hybride glasovens	kWh	441	400	0,1403	0,0803	0,1362	HT >= 100	8760

Tabel 16.9
Restwarmte en warmte-uitkoppeling, rangschikkingsparameters

Categorie	Productietype [eenheid]	Subsidie-intensiteit [€/tCO₂]	Subsidie-intensiteit afgetopt [€/tCO₂]	Basisbedrag [€/eenheid] B	Langetermijnprijs [€/eenheid]	Emissiefactor [kg CO₂/eenheid] D	Domein	Vollasturen [uur/jaar]

		A=(B-C)/D			C			
Restwarmtebenutting zonder warmtepomp, lengte-vermogensverhouding ≥ 0,00 en < 0,10	kWh	-79	-79	0,0171	0,0350	0,2260	LT < 100	5500
Restwarmtebenutting zonder warmtepomp, lengte-vermogensverhouding ≥ 0,10 en < 0,20	kWh	-47	-47	0,0243	0,0350	0,2258	LT < 100	5500
Restwarmtebenutting zonder warmtepomp, lengte-vermogensverhouding ≥ 0,20 en < 0,30	kWh	-16	-16	0,0315	0,0350	0,2255	LT < 100	5500
Restwarmtebenutting zonder warmtepomp, lengte-vermogensverhouding ≥ 0,30 en < 0,40	kWh	16	16	0,0387	0,0350	0,2253	LT < 100	5500
Restwarmtebenutting zonder warmtepomp, lengte-vermogensverhouding ≥ 0,40	kWh	49	49	0,0460	0,0350	0,2251	LT < 100	5500
Restwarmtebenutting met warmtepomp, lengte-vermogensverhouding ≥ 0,00 en < 0,10	kWh	136	136	0,0610	0,0350	0,1917	LT < 100	5500
Restwarmtebenutting met warmtepomp, lengte-vermogensverhouding ≥ 0,10 en < 0,20	kWh	173	173	0,0682	0,0350	0,1915	LT < 100	5500
Restwarmtebenutting met warmtepomp, lengte-vermogensverhouding ≥ 0,20 en < 0,30	kWh	212	212	0,0755	0,0350	0,1913	LT < 100	5500
Restwarmtebenutting met warmtepomp, lengte-vermogensverhouding ≥ 0,30 en < 0,40	kWh	250	250	0,0827	0,0350	0,1910	LT < 100	5500
Restwarmtebenutting met warmtepomp, lengte-vermogensverhouding ≥ 0,40	kWh	288	288	0,0899	0,0350	0,1908	LT < 100	5500

Tabel 16.10
Groene grondstoffen, rangschikkingsparameters

Categorie	Productietype [eenheid]	Subsidie-intensiteit [€/tCO₂] A=(B-C)/D	Subsidie-intensiteit afgetopt [€/tCO₂]	Basisbedrag [€/eenheid] B	Langetermijnprijs [€/eenheid] C	Emissiefactor [kg CO₂/eenheid] D	Domein	Vollasturen [uur/jaar]
Waterstofproductie via elektrolyse, directe lijn met windpark, 25% vermogensverhouding	kWh	900	400	0,2696	0,0634	0,2290	M	5448
Waterstofproductie via elektrolyse, directe lijn met zonnepark, 10% vermogensverhouding	kWh	1626	400	0,4358	0,0634	0,2290	M	3180
Waterstofproductie via elektrolyse, directe lijn met wind- + zonnepark met cable pooling, 50% vermogensverhouding	kWh	791	400	0,2445	0,0634	0,2290	M	5845
Waterstofproductie via elektrolyse, netgekoppeld	kWh	858	400	0,2598	0,0634	0,2290	M	5150

Tabel 16.11
CO_2-afvang en -opslag, rangschikkingsparameters

Categorie	Productietype [eenheid]	Subsidie-intensiteit [€/tCO₂] A=(B-C)/D	Subsidie-intensiteit afgetopt [€/tCO₂]	Basisbedrag [€/eenheid] B	Langetermijnprijs [€/eenheid] C	Emissiefactor [kg CO₂/eenheid] D	Domein	Vollasturen [uur/jaar]

CCS - Gedeeltelijke CO_2-opslag bij bestaande installaties, gasvormig transport (variant 1A)	t CO_2	82	82	193,2830	118,9267	908,2620	CCS/CCU	4000
CCS - Gedeeltelijke CO_2-opslag bij bestaande installaties, vloeibaar transport (variant 1B)	t CO_2	163	163	265,9978	118,9267	903,8220	CCS/CCU	4000
CCS - Gedeeltelijke CO_2-opslag bij bestaande installaties, vloeibaar transport met bestaande vervloeiingsinstallatie (variant 1C)	t CO_2	111	111	219,1409	118,9267	903,8220	CCS/CCU	4000
CCS - Volledige CO_2-opslag bij bestaande installaties, gasvormig transport (variant 2A)	t CO_2	-11	-11	108,8450	118,9267	908,2620	CCS/CCU	8000
CCS - Volledige CO_2-opslag bij bestaande installaties, vloeibaar transport (variant 2B)	t CO_2	30	30	146,1369	118,9267	903,8220	CCS/CCU	8000
CCS - Nieuwe pre-combustion CO_2-afvang, bestaande installatie, gasvormig transport (variant 3A)	t CO_2	31	31	146,9185	118,9267	908,2620	CCS/CCU	8000
CCS - Nieuwe pre-combustion CO_2-afvang, bestaande installatie, vloeibaar transport (variant 3B)	t CO_2	70	70	182,4241	118,9267	903,8220	CCS/CCU	8000
CCS - Nieuwe pre-combustion CO_2-afvang bij waterstofproductie uit industriële reststoffen, bestaande installatie, gasvormig transport (variant 4A)	t CO_2	80	80	191,0295	118,9267	896,2620	CCS/CCU	8000
CCS - Nieuwe pre-combustion CO_2-afvang bij waterstofproductie uit industriële reststoffen, bestaande installatie, vloeibaar transport (variant 4B)	t CO_2	123	123	228,8453	118,9267	891,8220	CCS/CCU	8000
CCS - Nieuwe post-combustion CO_2-afvang, bestaande industriële installatie, gasvormig transport (variant 5A)	t CO_2	88	88	191,7169	118,9267	827,5800	CCS/CCU	8000
CCS - Nieuwe post-combustion CO_2-afvang, bestaande industriële installatie, vloeibaar transport (variant 5B)	t CO_2	131	131	226,5740	118,9267	823,1400	CCS/CCU	8000
CCS - Nieuwe post-combustion CO_2-afvang, bestaande AVI, gasvormig transport (variant 6A)	t CO_2	289	289	216,0474	0,0000	746,6720	CCS/CCU	8000
CCS - Nieuwe post-combustion CO_2-afvang, bestaande AVI, vloeibaar transport (variant 6B)	t CO_2	344	300	255,3403	0,0000	742,2320	CCS/CCU	8000
CCS - Nieuwe pre-combustion CO_2-afvang, nieuwe installatie, gasvormig transport (variant 7A)	t CO_2	8	8	125,9515	118,9267	914,3640	CCS/CCU	8000
CCS - Nieuwe pre-combustion CO_2-afvang, nieuwe installatie, vloeibaar transport (variant 7B)	t CO_2	51	51	165,5532	118,9267	909,9240	CCS/CCU	8000
CCS - Nieuwe post-combustion CO_2-afvang, nieuwe installatie, gasvormig transport (variant 8A)	t CO_2	64	64	172,6223	118,9267	843,4000	CCS/CCU	8000
CCS - Nieuwe post-combustion CO_2-afvang, nieuwe installatie, vloeibaar transport (variant 8B)	t CO_2	103	103	205,5177	118,9267	838,9600	CCS/CCU	8000

Tabel 16.12
CO_2-afvang en -gebruik, rangschikkingsparameters

Categorie	Productietype [eenheid]	Subsidie-intensiteit [€/tCO_2] A=(B-C)/D	Subsidie-intensiteit afgetopt [€/tCO_2]	Basisbedrag [€/eenheid] B	Lange-termijn-prijs [€/eenheid] C	Emissiefactor [kg CO_2/eenheid] D	Domein	Vollast-uren [uur/jaar]
CCU bestaande installatie, pre-combustion, bestaande pijpleiding	t CO_2	-3	-3	101,2105	103,6547	843,4750	CCS/CCU	4000

CCU bestaande installatie, pre-combustion, nieuwe pijpleiding	t CO_2	14	14	115,5628	103,6547	843,4750	CCS/CCU	4000
CCU bestaande installatie, pre-combustion, vloeibaar	t CO_2	66	66	158,3779	103,6547	833,9350	CCS/CCU	4000
Extra CCU bestaande installatie, bestaande pijpleiding	t CO_2	-70	-70	44,5725	103,6547	843,4750	CCS/CCU	4000
Extra CCU bestaande installatie, nieuwe pijpleiding	t CO_2	-53	-53	58,9249	103,6547	843,4750	CCS/CCU	4000
Extra CCU bestaande installatie, vloeibaar	t CO_2	5	5	107,9342	103,6547	833,9350	CCS/CCU	4000
CCU nieuwe installatie, pre-combustion, bestaande pijpleiding	t CO_2	-38	-38	71,2260	103,6547	849,3736	CCS/CCU	4000
CCU nieuwe installatie, pre-combustion, nieuwe pijpleiding	t CO_2	-21	-21	85,5783	103,6547	849,3736	CCS/CCU	4000
CCU nieuwe installatie, pre-combustion, vloeibaar	t CO_2	33	33	130,9846	103,6547	836,4736	CCS/CCU	4000
CCU bestaande installatie, post-combustion, bestaande pijpleiding	t CO_2	83	83	167,3015	103,6547	762,6800	CCS/CCU	4000
CCU bestaande installatie, post-combustion, nieuwe pijpleiding	t CO_2	102	102	181,6538	103,6547	762,6800	CCS/CCU	4000
CCU bestaande installatie, post-combustion, vloeibaar	t CO_2	162	162	225,8159	103,6547	753,1400	CCS/CCU	4000
CCU nieuwe installatie, post-combustion, bestaande pijpleiding	t CO_2	48	48	141,2888	103,6547	778,5000	CCS/CCU	4000
CCU nieuwe installatie, post-combustion, nieuwe pijpleiding	t CO_2	67	67	155,6411	103,6547	778,5000	CCS/CCU	4000
CCU nieuwe installatie, post-combustion, vloeibaar	t CO_2	119	119	195,2963	103,6547	768,9600	CCS/CCU	4000
CCU AEC, bestaande pijpleiding	t CO_2	135	135	195,9294	103,6547	681,7720	CCS/CCU	4000
CCU AEC, nieuwe pijpleiding	t CO_2	156	156	210,2817	103,6547	681,7720	CCS/CCU	4000
CCU AEC, vloeibaar	t CO_2	233	233	260,5508	103,6547	672,2320	CCS/CCU	4000
CCU kleine biomassa, gasvormig	t CO_2	35	35	130,8712	103,6547	773,7800	CCS/CCU	4000
CCU kleine biomassa, vloeibaar	t CO_2	94	94	174,7290	103,6547	755,1800	CCS/CCU	4000

17 Rangschikking

Tabel 17.2 geeft een rangschikking van de categorieën in dit advies naar subsidie-intensiteit. In de rangschikking wordt gerekend met het verschil tussen het basisbedrag en de langetermijnprijs, dat gedeeld wordt door de emissiefactor. Gerekend is met de verwachte emissies in 2034. Factoren die niet beschouwd zijn in de rangschikking, zijn de neveninkomsten door GvO-verkopen of ETS-voordelen. Ook effecten rondom ketenemissies, effecten buiten het Nederlands grondgebied of projectoptimalisaties niet zijn meegenomen. Op verzoek van het ministerie van EZK nemen we wel mee dat sommige projecten ook nog tot vermindering van broeikasgasuitstoot leiden na afloop van de subsidieperiode. De externe reviewer heeft opgemerkt dat het profieleffect bij wind- en zonne-energie niet alleen betrekking heeft op elektriciteitsprijzen: op momenten dat het hard waait of de zon fel schijnt, liggen de elektriciteitsprijzen gemiddeld genomen lager. Een profieleffect kan ook spelen bij de CO_2-effecten. Zo kan het zijn dat er in de toekomst zoveel zonne-energie staat opgesteld, dat nog meer zonne-energie geen fossiele elektriciteitsproductie uit de markt drukt, maar dat extra zonne-energie ertoe leidt, dat op sommige uren in het jaar andere hernieuwbare-elektriciteitsinstallaties worden stilgelegd. Dit effect hebben we ook gekwantificeerd en verwerkt in de rangschikkingstabel.

Tabel 17.1 bevat een overzicht van de gemiddelde CO_2-emissiefactoren van elektriciteit voor 2034 (op basis van data uit KEV 2022), waarbij rekening is gehouden met het elektriciteitsverbruiks- of productieprofiel.

Tabel 17.1
CO_2-emissiefactor van elektriciteit voor 2034 gecorrigeerd voor profieleffecten, exclusief levensduureffecten

Profiel	Eenheid	Waarde
Basislast	g CO_2/kWh	120
Campagnebedrijven op basis van suikerindustrie	g CO_2/kWh	138
Weekbedrijven	g CO_2/kWh	117
Wind op zee	g CO_2/kWh	98
Wind op land	g CO_2/kWh	77
Zon-pv	g CO_2/kWh	61

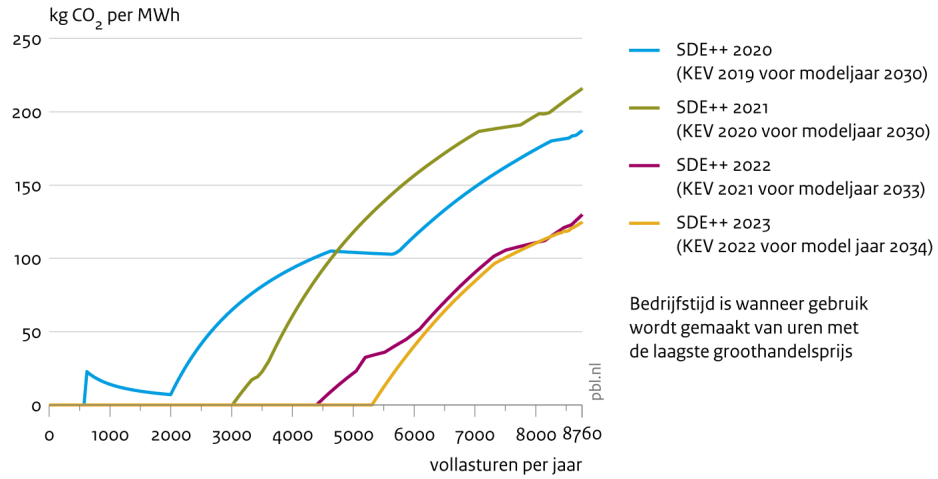
Naast het profieleffect op de CO_2-emissiefactor van elektriciteit kan ook worden meegewogen of er extra CO_2-reductie plaatsvindt na afloop van de subsidieperiode. Dit is van toepassing op categorieën waar de installaties zónder subsidie langer dan 15 jaar in bedrijf blijven. In andere categorieën zijn de projecten technisch vaak wel in staat om langer dan 12 of 15 jaar in bedrijf te blijven, maar zal dat om commerciële redenen niet realistisch zijn. Bij deze categorieën zijn de lopende kosten dan hoger dan enkel de inkomsten uit de markt; dit zijn categorieën waar een ‘verlengde levensduur’-subsidie kan worden overwogen.

De categorieën waarbinnen de projecten vallen die langer dan de subsidieduur operationeel zullen blijven, zijn volgens ons zon-pv, windenergie en geothermie. Voor geothermie is berekend dat de extra CO_2-reductie na afloop van de subsidieduur net zo groot is als de CO_2-reductie tijdens de subsidieduur. Dit is gebaseerd op een technische levensduur van 30 jaar en een subsidieduur van 15 jaar, met een gelijkblijvende jaarlijkse warmteproductie, dus geen degradatie van opwek. Bij

windenergie en zon-pv is gerekend met 20 jaar analoog aan de verwachte extra inkomsten in de jaren 16-20. Wel is daarbij rekening gehouden met geleidelijke afname van de jaarlijkse productie. Er wordt in de CO_2-emissiefactor mee gerekend dat geothermie gedurende de projectlevensduur tweemaal zoveel CO_2 reduceert als tijdens de subsidieduur, en dat wind- en zon-pv gedurende de projectlevensduur 1,3 keer zoveel CO_2 reduceert als tijdens de subsidieduur.

Figuur 17.1

Verband tussen gemiddelde marginale emissiefactor elektriciteitsproductie en bedrijfstijd



Bron: PBL

De emissiefactoren in de tijd, zoals te zien in figuur 17.1, laten voortschrijdende verduurzaming van de elektriciteitssector zien. In de periode tot 2030 is het beeld echter minder eenduidig. Door de ontwikkelingen in de energiemarkten in het afgelopen jaar en de gevolgen die mogelijk ook de komende jaren zullen blijven opspelen, is de gemiddelde marginale emissiefactor in de jaren tot 2030 minder gunstig dan in het advies voor de SDE++ 2022. De oorzaak ligt in de verschuivingen die de energieprijzen, zoals kolen en gas, veroorzaken in de bepaling van de marginale eenheid binnen de SDE++-methodologie. Typisch: bij hoge gasprijzen en gelijkblijvende kolenprijzen zal het vaker voorkomen dat een kolencentrale in een kostprijsrangschikking de marginale eenheid is, in plaats van een gascentrale. Dit leidt tot een hogere gemiddelde marginale emissiefactor. Het gevolg is dat in dit advies voor een paar categorieën, zoals waterstofproductie, wel weer een maximaal aantal vollasturen opgenomen is voor enkele specifieke jaren in de aanloop naar 2030.

Tabel 17.2
Rangschikkingstabel

Categorie	Productie-type [eenheid]	Subsidie-intensiteit [€/tCO₂] A=(B-C)/D	Eindadvies basis-bedrag SDE++ 2022 [€/eenheid] B	Langeter-mijnprijs [€/eenheid] C	Emissiefactor [kg CO₂/eenheid] D
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, gebouwgebonden (net = 70%)	kWh	-258	0,0716	0,0923	0,0801
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥15 kWp en <1 MWp, gebouwgebonden (net = 70%)	kWh	-233	0,0816	0,1003	0,0801
PVT met bestaande warmtepomp	kWh	-184	0,0257	0,0670	0,2248
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥15 kWp en <1 MWp, grondgebonden (net = 70%)	kWh	-159	0,0809	0,0936	0,0800
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, gebouwgebonden (net = 50%)	kWh	-148	0,0804	0,0923	0,0803
Fotovoltaïsche zonnepanelen, 1-20 MWp, grondgebonden (net = 70%)	kWh	-145	0,0633	0,0749	0,0800
Fotovoltaïsche zonnepanelen, 1-20 MWp, zonvolgend op land (net = 70%)	kWh	-145	0,0633	0,0749	0,0800

Categorie	Productie-type [eenheid]	Subsidie-intensiteit [€/tCO₂] A=(B-C)/D	Eindadvies basis-bedrag SDE++ 2022 [€/eenheid] B	Langeter-mijnprijs [€/eenheid] C	Emissiefactor [kg CO₂/eenheid] D
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 20 MWp, grondgebonden (net = 70%)	kWh	-140	0,0602	0,0714	0,0800
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 20 MWp, zonvolgend op land (net = 70%)	kWh	-140	0,0602	0,0714	0,0800
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥15 kWp en <1 MWp, gebouwgebonden (net = 50%)	kWh	-108	0,0916	0,1003	0,0803
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 20 MWp, grondgebonden inclusief landschap & natuur (net = 70%)	kWh	-103	0,0632	0,0714	0,0800
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 20 MWp, zonvolgend op land inclusief landschap & natuur (net = 70%)	kWh	-103	0,0632	0,0714	0,0800
Levensduurverlenging ketel op vaste of vloeibare biomassa 0,5-5MWth	kWh	-99	0,0392	0,0616	0,2260
Fotovoltaïsche zonnepanelen, 1-20 MWp, grondgebonden inclusief landschap & natuur (net = 70%)	kWh	-91	0,0676	0,0749	0,0800
Fotovoltaïsche zonnepanelen, 1-20 MWp, zonvolgend op land inclusief landschap & natuur (net = 70%)	kWh	-91	0,0676	0,0749	0,0800
Wind op land, ≥ 8,5 m/s	kWh	-88	0,0530	0,0620	0,1027
Waterstof uit afval	kWh	-88	0,0511	0,0634	0,1399
Wind op land, ≥ 8 en < 8,5 m/s	kWh	-85	0,0533	0,0620	0,1027
Restwarmtebenutting zonder warmtepomp, lengte-vermogensverhouding ≥ 0,00 en < 0,10	kWh	-79	0,0171	0,0350	0,2260
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥15 kWp en <1 MWp, grondgebonden inclusief landschap & natuur (net = 70%)	kWh	-76	0,0875	0,0936	0,0800
Extra CCU bestaande installatie, bestaande pijpleiding	ton CO_2	-70	44,5725	103,6547	843,4750
PVT met warmtepomp	kWh	-68	0,0530	0,0670	0,2068
Fotovoltaïsche zonnepanelen, 1-20 MWp, grondgebonden (net = 50%)	kWh	-60	0,0701	0,0749	0,0804
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 20 MWp, grondgebonden (net = 50%)	kWh	-58	0,0667	0,0714	0,0804
Extra CCU bestaande installatie, nieuwe pijpleiding	ton CO_2	-53	58,9249	103,6547	843,4750
Restwarmtebenutting zonder warmtepomp, lengte-vermogensverhouding ≥ 0,10 en < 0,20	kWh	-47	0,0243	0,0350	0,2258
CCU nieuwe installatie, pre-combustion, bestaande pijpleiding	ton CO_2	-38	71,2260	103,6547	849,3736
Onshore compressie met bestaande compressor	kWh	-35	0,1533	0,1740	0,5860
Wind op land, ≥ 7,5 en < 8 m/s	kWh	-34	0,0585	0,0620	0,1027
Levensduurverlenging grootschalige allesvergisting, gecombineerde opwekking	kWh	-30	0,0705	0,0758	0,1743
Wind op waterkeringen, ≥ 8,5 m/s	kWh	-29	0,0590	0,0620	0,1027
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥15 kWp en <1 MWp, grondgebonden (net = 50%)	kWh	-25	0,0916	0,0936	0,0804
Compostering champost, warmte	kWh	-23	0,0563	0,0616	0,2260
CCU nieuwe installatie, pre-combustion, nieuwe pijpleiding	ton CO_2	-21	85,5783	103,6547	849,3736
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, drijvend op water (net = 70%)	kWh	-19	0,0734	0,0749	0,0800
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, drijvend op water inclusief landschap & natuur (net = 70%)	kWh	-19	0,0734	0,0749	0,0800
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, zonvolgend op water (net = 70%)	kWh	-19	0,0734	0,0749	0,0789
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, zonvolgend op water inclusief landschap & natuur (net = 70%)	kWh	-19	0,0734	0,0749	0,0789
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 20 MWp, grondgebonden inclusief landschap & natuur (net = 50%)	kWh	-16	0,0701	0,0714	0,0804
Restwarmtebenutting zonder warmtepomp, lengte-vermogensverhouding ≥ 0,20 en < 0,30	kWh	-16	0,0315	0,0350	0,2255
CCS - Volledige CO_2-opslag bij bestaande installaties, gasvormig transport (variant 2A)	t CO_2	-11	108,8450	118,9267	908,2620
Wind op waterkeringen, ≥ 8 en < 8,5 m/s	kWh	-9	0,0611	0,0620	0,1027
Ketel op B-hout	kWh	-5	0,0338	0,0350	0,2260
CCU bestaande installatie, pre-combustion, bestaande pijpleiding	ton CO_2	-3	101,2105	103,6547	843,4750

Categorie	Productie-type [eenheid]	Subsidie-intensiteit [€/tCO₂] A=(B-C)/D	Eindadvies basis-bedrag SDE++ 2022 [€/eenheid] B	Langeter-mijnprijs [€/eenheid] C	Emissiefactor [kg CO₂/eenheid] D
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥15 kWp en <1 MWp, drijvend op water (net = 70%)	kWh	-1	0,0935	0,0936	0,0800
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥15 kWp en <1 MWp, drijvend op water inclusief landschap & natuur (net = 70%)	kWh	-1	0,0935	0,0936	0,0800
Fotovoltaïsche zonnepanelen, 1-20 MWp, grondgebonden inclusief landschap & natuur (net = 50%)	kWh	1	0,0750	0,0749	0,0804
Diepe geothermie (uitbreiding)	kWh th	1	0,0353	0,0350	0,4418
Wind op land, ≥ 7,0 en < 7,5 m/s	kWh	4	0,0624	0,0620	0,1027
Extra CCU bestaande installatie, vloeibaar	ton CO_2	5	107,9342	103,6547	833,9350
CCS - Nieuwe pre-combustion CO_2-afvang, nieuwe installatie, gasvormig transport (variant 7A)	t CO_2	8	125,9515	118,9267	914,3640
CCU bestaande installatie, pre-combustion, nieuwe pijpleiding	ton CO_2	14	115,5628	103,6547	843,4750
Restwarmtebenutting zonder warmtepomp, lengte-vermogensverhouding ≥ 0,30 en < 0,40	kWh	16	0,0387	0,0350	0,2253
Diepe geothermie (basislast); ≥20 MWth	kWh th	27	0,0471	0,0350	0,4406
Levensduurverlenging grootschalige allesvergisting, warmte	kWh	28	0,0679	0,0616	0,2260
CCS - Volledige CO_2-opslag bij bestaande installaties, vloeibaar transport (variant 2B)	t CO_2	30	146,1369	118,9267	903,8220
Groen gas uit afval	kWh	31	0,0468	0,0450	0,0574
CCS - Nieuwe pre-combustion CO_2-afvang, bestaande installatie, gasvormig transport (variant 3A)	t CO_2	31	146,9185	118,9267	908,2620
CCU nieuwe installatie, pre-combustion, vloeibaar	ton CO_2	33	130,9846	103,6547	836,4736
CCU kleine biomassa, gasvormig	ton CO_2	35	130,8712	103,6547	773,7800
Directe inzet van houtpellets voor industriële toepassingen	kWh	36	0,0635	0,0554	0,2260
Levensduurverlenging ketel op vaste of vloeibare biomassa > 5MWth	kWh	38	0,0436	0,0350	0,2260
Onshore compressie met nieuwe compressor	kWh	39	0,1966	0,1740	0,5860
Diepe geothermie (basislast); 12-20 MWth	kWh th	41	0,0531	0,0350	0,4418
Wind op waterkeringen, ≥ 7,5 en < 8 m/s	kWh	44	0,0665	0,0620	0,1027
Ketel op vaste biomassa 0,5 - 5 MWth	kWh	44	0,0715	0,0616	0,2260
Wind op land, ≥ 6,75 en < 7 m/s	kWh	45	0,0666	0,0620	0,1027
Levensduurverlenging Monomestvergisting Kleinschalig, Warmte	kWh	48	0,0960	0,0616	0,7218
CCU nieuwe installatie, post-combustion, bestaande pijpleiding	ton CO_2	48	141,2888	103,6547	778,5000
Levensduurverlenging Monomestvergisting kleinschalig, gecombineerde opwekking	kWh	49	0,1427	0,0986	0,8963
Restwarmtebenutting zonder warmtepomp, lengte-vermogensverhouding ≥ 0,40	kWh	49	0,0460	0,0350	0,2251
CCS - Nieuwe pre-combustion CO_2-afvang, nieuwe installatie, vloeibaar transport (variant 7B)	t CO_2	51	165,5532	118,9267	909,9240
Grootschalige allesvergisting, warmte	kWh	54	0,0737	0,0616	0,2260
Grootschalige allesvergisting, gecombineerde opwekking	kWh	55	0,0853	0,0758	0,1743
Diepe geothermie (basislast); < 12 MWth	kWh th	56	0,0595	0,0350	0,4388
CCS - Nieuwe post-combustion CO_2-afvang, nieuwe installatie, gasvormig transport (variant 8A)	t CO_2	64	172,6223	118,9267	843,4000
CCU bestaande installatie, pre-combustion, vloeibaar	ton CO_2	66	158,3779	103,6547	833,9350
CCU nieuwe installatie, post-combustion, nieuwe pijpleiding	ton CO_2	67	155,6411	103,6547	778,5000
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥15 kWp en <1 MWp, grondgebonden inclusief landschap & natuur (net = 50%)	kWh	68	0,0991	0,0936	0,0804
CCS - Nieuwe pre-combustion CO_2-afvang, bestaande installatie, vloeibaar transport (variant 3B)	t CO_2	70	182,4241	118,9267	903,8220
Elektrificatie nieuw offshore productieplatform	kWh	72	0,2162	0,1740	0,5860
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, drijvend op water (net = 50%)	kWh	77	0,0811	0,0749	0,0804
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, drijvend op water inclusief landschap & natuur (net = 50%)	kWh	77	0,0811	0,0749	0,0804

Categorie	Productie-type [eenheid]	Subsidie-intensiteit [€/tCO₂] A=(B-C)/D	Eindadvies basis-bedrag SDE++ 2022 [€/eenheid] B	Langeter-mijnprijs [€/eenheid] C	Emissiefactor [kg CO₂/eenheid] D
CCS - Nieuwe pre-combustion CO_2-afvang bij waterstofproductie uit industriële reststoffen, bestaande installatie, gasvormig transport (variant 4A)	t CO_2	80	191,0295	118,9267	896,2620
Wind op land, hoogtebeperkt ≥ 8,5 m/s	kWh	81	0,0703	0,0620	0,1027
Wind op waterkeringen, ≥ 7,0 en < 7,5 m/s	kWh	81	0,0703	0,0620	0,1027
CCS - Gedeeltelijke CO_2-opslag bij bestaande installaties, gasvormig transport (variant 1A)	t CO_2	82	193,2830	118,9267	908,2620
CCU bestaande installatie, post-combustion, bestaande pijpleiding	ton CO_2	83	167,3015	103,6547	762,6800
Grootschalige warmtepomp open systeem (8000 uur)	kWh	84	0,0525	0,0350	0,2089
Drop-in biobrandstoffen uit lignocellulosehoudende biomassa	kWh	87	0,1164	0,0935	0,2620
CCS - Nieuwe post-combustion CO_2-afvang, bestaande industriële installatie, gasvormig transport (variant 5A)	t CO_2	88	191,7169	118,9267	827,5800
Wind op land, < 6,75 m/s	kWh	92	0,0714	0,0620	0,1027
Ketel op vaste biomassa 5 MWth (8500h)	kWh	92	0,0558	0,0350	0,2260
Ketel op vloeibare biomassa	kWh	93	0,0826	0,0616	0,2260
Ketel op vaste biomassa 5 MWth (8000h)	kWh	94	0,0563	0,0350	0,2260
Monomestvergisting Grootschalig, Warmte	kWh	94	0,1004	0,0616	0,4128
Grootschalige warmtepomp gesloten systeem (8000 uur)	kWh	94	0,0530	0,0350	0,1917
CCU kleine biomassa, vloeibaar	ton CO_2	94	174,7290	103,6547	755,1800
Monomestvergisting Grootschalig, gecombineerde opwekking	kWh	95	0,1180	0,0822	0,3760
Ketel op vaste biomassa 5 MWth (7500h)	kWh	96	0,0568	0,0350	0,2260
Ketel op vaste biomassa 5 MWth (7000h)	kWh	97	0,0570	0,0350	0,2260
Biomethanol uit lignocellulose biomassa	kWh	98	0,1200	0,0955	0,2510
Ketel op vaste biomassa 5 MWth (6500h)	kWh	100	0,0575	0,0350	0,2260
CCU bestaande installatie, post-combustion, nieuwe pijpleiding	ton CO_2	102	181,6538	103,6547	762,6800
CCS - Nieuwe post-combustion CO_2-afvang, nieuwe installatie, vloeibaar transport (variant 8B)	t CO_2	103	205,5177	118,9267	838,9600
Ketel op vaste biomassa 5 MWth (6000h)	kWh	104	0,0584	0,0350	0,2260
Ultradiepe geothermie	kWh th	105	0,0814	0,0350	0,4418
Ketel op vaste biomassa 5 MWth (5500h)	kWh	107	0,0591	0,0350	0,2260
Ketel op vaste biomassa 5 MWth (5000h)	kWh	111	0,0601	0,0350	0,2260
CCS - Gedeeltelijke CO_2-opslag bij bestaande installaties, vloeibaar transport met bestaande vervloeiingsinstallatie (variant 1C)	t CO_2	111	219,1409	118,9267	903,8220
Monomestvergisting Kleinschalig, Warmte	kWh	114	0,1399	0,0616	0,6870
Ketel op vaste biomassa 5 MWth (4500h)	kWh	115	0,0611	0,0350	0,2260
Bio-LNG uit monomestvergisting	kWh	118	0,1005	0,0532	0,4007
Wind op land, hoogtebeperkt ≥ 8 en < 8,5 m/s	kWh	119	0,0742	0,0620	0,1027
CCU nieuwe installatie, post-combustion, vloeibaar	ton CO_2	119	195,2963	103,6547	768,9600
CCS - Nieuwe pre-combustion CO_2-afvang bij waterstofproductie uit industriële reststoffen, bestaande installatie, vloeibaar transport (variant 4B)	t CO_2	123	228,8453	118,9267	891,8220
Monomestvergisting kleinschalig, gecombineerde opwekking	kWh	125	0,2039	0,0986	0,8445
CCS - Nieuwe post-combustion CO_2-afvang, bestaande industriële installatie, vloeibaar transport (variant 5B)	t CO_2	131	226,5740	118,9267	823,1400
Wind op waterkeringen, ≥ 6,75 en < 7 m/s	kWh	134	0,0758	0,0620	0,1027
CCU AEC, bestaande pijpleiding	ton CO_2	135	195,9294	103,6547	681,7720
Restwarmtebenutting met warmtepomp, lengte-vermogensverhouding ≥ 0,00 en < 0,10	kWh	136	0,0610	0,0350	0,1917
Elektrificatie bestaand offshore productieplatform	kWh	141	0,2566	0,1740	0,5860
Diepe geothermie (middenlast)	kWh th	142	0,0973	0,0350	0,4388
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥15 kWp en <1 MWp, drijvend op water (net = 50%)	kWh	148	0,1055	0,0936	0,0804
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥15 kWp en <1 MWp, drijvend op water inclusief landschap & natuur (net = 50%)	kWh	148	0,1055	0,0936	0,0804
Bio-ethanol uit lignocellulosehoudende biomassa	kWh	150	0,1382	0,0955	0,2842
Levensduurverlenging grootschalige allesvergisting, Hernieuwbaar gas	kWh	155	0,0733	0,0450	0,1830

Categorie	Productie-type [eenheid]	Subsidie-intensiteit [€/tCO_2] A=(B-C)/D	Eindadvies basisbedrag SDE++ 2022 [€/eenheid] B	Langeter-mijnprijs [€/eenheid] C	Emissiefactor [kg CO_2/eenheid] D
CCU AEC, nieuwe pijpleiding	ton CO_2	156	210,2817	103,6547	681,7720
Ondiepe geothermie (basislast)	kWh th	157	0,0957	0,0350	0,3871
Verbeterde slibgisting, Warmte	kWh	161	0,0980	0,0616	0,2260
Bio-LNG uit allesvergisting	kWh	161	0,0928	0,0532	0,2453
CCU bestaande installatie, post-combustion, vloeibaar	ton CO_2	162	225,8159	103,6547	753,1400
CCS - Gedeeltelijke CO_2-opslag bij bestaande installaties, vloeibaar transport (variant 1B)	t CO_2	163	265,9978	118,9267	903,8220
Zonthermie, ≥1 MWth	kWh	164	0,0986	0,0616	0,2260
Restwarmtebenutting met warmtepomp, lengte-vermogensverhouding ≥ 0,10 en < 0,20	kWh	173	0,0682	0,0350	0,1915
Wind op waterkeringen, < 6,75 m/s	kWh	179	0,0804	0,0620	0,1027
Levensduurverlenging grootschalige allesvergisting, ombouw naar hernieuwbaar gas	kWh	179	0,0777	0,0450	0,1830
Diepe geothermie (basislast) hoge temperatuur warmtenet (inclusief warmtepomp)	kWh th	195	0,1089	0,0350	0,3795
Aquathermie, thermische energie uit oppervlaktewater (TEO), basislast zonder warmte-opslag	kWh	200	0,0734	0,0350	0,1916
Diepe geothermie (geen basislast)	kWh th	204	0,1240	0,0350	0,4353
Groen gas uit biomassa (B-hout)	kWh	207	0,0797	0,0450	0,1674
Ketel stoom uit houtpellets 5 - 50 MWth	kWh	212	0,0830	0,0350	0,2260
Restwarmtebenutting met warmtepomp, lengte-vermogensverhouding ≥ 0,20 en < 0,30	kWh	212	0,0755	0,0350	0,1913
Warmte uit houtpellets >10MWth	kWh	220	0,0847	0,0350	0,2260
Levensduurverlenging Monomestvergisting kleinschalig, hernieuwbaar gas	kWh	220	0,1670	0,0450	0,5539
Zonthermie, ≥140 kWth tot 1 MWth	kWh	221	0,1170	0,0670	0,2260
CCU AEC, vloeibaar	ton CO_2	233	260,5508	103,6547	672,2320
Aquathermie, thermische energie uit afvalwater (TEA)	kWh	238	0,0805	0,0350	0,1911
Levensduurverlenging Monomestvergisting kleinschalig, ombouw naar hernieuwbaar gas	kWh	238	0,1767	0,0450	0,5539
Wind op land, hoogtebeperkt ≥ 7,5 en < 8 m/s	kWh	239	0,0865	0,0620	0,1027
Grootschalige allesvergisting, hernieuwbaar gas	kWh	242	0,0893	0,0450	0,1830
Ketelstoom uit houtpellets > 50 MWth	kWh	248	0,0910	0,0350	0,2260
Restwarmtebenutting met warmtepomp, lengte-vermogensverhouding ≥ 0,30 en < 0,40	kWh	250	0,0827	0,0350	0,1910
Waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm, renovatie	kWh	265	0,1225	0,0907	0,1200
Grootschalige elektrische boilers	kWh	266	0,1051	0,0450	0,2260
Aquathermie, thermische energie uit oppervlaktewater voor directe toepassing (TEO-d)	kWh	271	0,0872	0,0350	0,1924
Daglichtkas	kWh	279	0,0907	0,0350	0,1996
Monomestvergisting grootschalig, hernieuwbaar gas	kWh	284	0,1408	0,0450	0,3374
Waterstof uit biomassa	kWh	288	0,1307	0,0634	0,2334
Restwarmtebenutting met warmtepomp, lengte-vermogensverhouding ≥ 0,40	kWh	288	0,0899	0,0350	0,1908
CCS - Nieuwe post-combustion CO_2-afvang, bestaande AVI, gasvormig transport (variant 6A)	t CO_2	289	216,0474	0,0000	746,6720
Monomestvergisting kleinschalig, hernieuwbaar gas	kWh	290	0,1981	0,0450	0,5279
Ondiepe geothermie (geen basislast)	kWh th	299	0,1506	0,0350	0,3871
Verbeterde slibgisting, gecombineerde opwekking	kWh	315	0,1323	0,0813	0,1620
Grootschalige warmtepomp gesloten systeem (3000 uur)	kWh	323	0,0970	0,0350	0,1917
Lucht-water-warmtepomp (LWWP), geen basislast	kWh	342	0,1241	0,0616	0,1827
CCS - Nieuwe post-combustion CO_2-afvang, bestaande AVI, vloeibaar transport (variant 6B)	t CO_2	344	255,3403	0,0000	742,2320
Wind op land, hoogtebeperkt ≥ 7,0 en < 7,5 m/s	kWh	364	0,0994	0,0620	0,1027
Verbeterde slibgisting GG, hernieuwbaar gas	kWh	381	0,1148	0,0450	0,1830
Grootschalige warmtepomp open systeem (3000 uur)	kWh	395	0,1176	0,0350	0,2089
Wind op land, hoogtebeperkt ≥ 6,75 en < 7 m/s	kWh	421	0,1052	0,0620	0,1027
Aquathermie, thermische energie uit oppervlaktewater (TEO), basislast	kWh	430	0,1142	0,0350	0,1841
Hybride glasovens	kWh	441	0,1403	0,0803	0,1362
Groen gas uit biomassa (≥95% biogeen)	kWh	446	0,1196	0,0450	0,1674
Wind op land, hoogtebeperkt < 6,75 m/s	kWh	530	0,1164	0,0620	0,1027
Aquathermie, thermische energie uit oppervlaktewater (TEO), geen basislast	kWh	549	0,1352	0,0350	0,1824

Categorie	Productie-type [eenheid]	Subsidie-intensiteit [€/tCO₂] A=(B-C)/D	Eindadvies basisbedrag SDE++ 2022 [€/eenheid] B	Langeter-mijnprijs [€/eenheid] C	Emissiefactor [kg CO₂/eenheid] D
Waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm	kWh	668	0,1709	0,0907	0,1200
Waterstofproductie via elektrolyse, directe lijn met wind- + zonnepark met cable pooling, 50% vermogensverhouding	kWh	791	0,2445	0,0634	0,2290
Waterstofproductie via elektrolyse, netgekoppeld	kWh	858	0,2598	0,0634	0,2290
Waterstofproductie via elektrolyse, directe lijn met windpark, 25% vermogensverhouding	kWh	900	0,2696	0,0634	0,2290
Waterkracht, valhoogte < 50 cm	kWh	1237	0,2391	0,0907	0,1200
Waterstofproductie via elektrolyse, directe lijn met zonnepark, 10% vermogensverhouding	kWh	1626	0,4358	0,0634	0,2290
Osmose	kWh	4501	0,6308	0,0907	0,1200

Afkortingen

AE	Alkaline elektrolyse
AVI	Afvalverbrandingsinstallatie
BoP	Balance of Plant
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
COP	*Coefficient of performance*, geeft de verhouding warmte uit op elektriciteit in voor een warmtepomp weer.
CPB	Centraal Planbureau
CPI	Consumentenprijsindex
E	Elektriciteit
EB	Energiebelasting
EBN	Energie Beheer Nederland B.V.
ECB	Europese Centrale Bank
ECN	Energieonderzoek Centrum Nederland
EEX	European Energy Exchange
EIA	Energie-investeringsaftrek
EPEX	European Power Exchange
ESP	Electrical Submersible Pump, opvoerpomp
EU ETS	Europees emissiehandelssysteem
EUA	*European emission allowance*
EV	Eigen vermogen
EZK	Ministerie van Economische Zaken en Klimaat
FCC	*Fluid catalytic cracking*, het katalystisch kraken van ruwe olie
FEED	Front-End Engineering Design
G	Gas
GvO	Garantie van Oorsprong
HBE	Hernieuwbare Brandstofeenheid
HHV	*Higher Heating Value*, bovenste verbrandingswaarde
HS	Hoogspanning
ICE	*Intercontinental Exchange*
IP	Injectiepomp
ISDE	Investeringssubsidie Duurzame Energie
KEV	Klimaat- en Energieverkenning
LEI	Landbouweconomisch Instituut
LHV	*Lower Heating Value*, onderste verbrandingswaarde
LT	Lange termijn
MFI	Monetaire Financiële Instelling
MS	Middenspanning
NEa	Nederlandse Emissieautoriteit
O&M	Operations and Maintenance, beheer en onderhoud
ODE	Opslag duurzame energie
OGT	Ondiepe geothermie
OT	Onrendabele top
OZB	Onroerendezaakbelasting
PBL	Planbureau voor de Leefomgeving
PEM	*Proton-exchange Membrane*

PIF	*Profile and imbalance factor*, profiel- en onbalansfactor
PSA	*Pressure Swing Adsorption*, drukwisseladsorptie
pv	*Photo Voltaic*, fotovoltaïsch
Q	Kwartaal
RCR	Rijkscoördinatieregeling
RNES	Regeling Nationale EZ Subsidies
RVO.nl	Rijksdienst voor Ondernemend Nederland
RWZI	Rioolwaterzuiveringsinstallatie
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*
SOE	Solid Oxide Elektrolysis
TEA	Thermische energie uit afvalwater
TED	Thermische energie uit drinkwater
TEO	Thermische energie uit oppervlaktewater
TLR	*Technology Readiness Level*
TNO AGE	TNO *Advisory Group for Economic Affairs*
TNO	Nederlandse organisatie voor toegepast-natuurwetenschappelijk onderzoek
TS	Tussenspanning
TTF	Title Transfer Facility
UDG	Ultradiepe geothermie
VGI	Voedings- en genotmiddelenindustrie
VV	Vreemd vermogen
W	Warmte
WA	Wettelijke aansprakelijkheid
WACC	*Weighted Average Cost of Capital*, gewogen gemiddelde vermogenskostenvergoeding
WK	Warmtekracht
WKK	Warmte-krachtkoppeling
WKO	Warmte-koudeopslag
WO	Warmte-opslag
WOS	Warmteoverdrachtstation
WP	Warmtepomp

Bijlagen

Bijlage 1.1 Externe review

PBL Netherlands
Environmental Assessment Agency
P.O. box 30314
2500 GH The Hague

22 November 2022

Review of the PBL advice on the SDE++ scheme 2023

The Technical University of Denmark (DTU) has been commissioned by the Netherlands Environmental Assessment Agency (PBL) to review their advice on the SDE++ scheme 2023.

DTU has reviewed the PBL advice in a desktop study. The approach included reviewing assumptions and outcomes in regard to suitability and contribution to policy objectives, comparing them to values in the literature, and conducting general comparative analysis. Our review focused on the overall methodology used by PBL to determine values, the underlying cost model, assumptions, and key findings, with a particular focus on whether assumptions are sound and up to date and how they compare with developments outside of the Netherlands, in particular Denmark. The review was conducted by Dr. Lena Kitzing (Associate Professor, Head of Section), Fabian Wagner (Research assistant), and Professor emeritus Poul Erik Morthorst, all affiliated with the Society, Market and Policy Section at DTU Wind Energy and Energy Systems. With this document, we report our findings.

Main Conclusions and Recommendations

The Dutch policy scheme 'Stimulation of sustainable energy production and climate transition' (SDE++) provides subsidies for the use of techniques for the generation of renewable energy and the reduction of CO_2. The SDE++ subsidises the unprofitable component of each technology. This is the difference between the application amount of the technology that

REG-no. DK 30 06 09 46

DTU Wind
Department of Wind and Energy Systems
Frederiksborgvej 399
Building 118
4000 Roskilde
Denmark
Tel. +45 46 77 50 85
Click or tap here to enter text.
www.windenergy.dtu.dk

reduces CO_2 and the market value of the product that is generated by the technology (the 'corrective amount'). The application rate is fixed for the entire subsidy period, but the corrective amount is set annually. The unprofitable component decreases when the market value rises, as does the amount of the subsidy received. Subsidies are granted for periods of 12 or 15 years.

In general, we find that the SDE++ support scheme is well-structured, comprehensive and detailed. The scheme has been developed, adjusted and refined over a number of years, drawing on experiences from past years' scheme. Based on frequent and detailed updating of technology data SDE++ is a well-functioning scheme that delivers cost-efficient and effective support promoting new and renewable technologies in the Netherlands.

In the following chapters, we detail our findings into four different areas (1) Methodology; (2) Main Assumptions; (3) Design Choices; (4) Specific Technologies. For the latter, we have focused our review on seven technologies: 1) Carbon Capture and Storage; 2) Carbon Capture and Utilisation; 3) Photovoltaics; 4) On-land Wind energy; 5) Biomass; 6) Large-scale Heat pumps and, finally, 7) Hydrogen via electrolysis. We have looked at how these seven technology categories are defined and, especially, how the assumptions are in line with comparable Danish figures.

We classify our comments and recommendations into 'immediate attention' / 'high priority for the future' / 'medium priority' in terms of attention to be given for potential remedies by PBL, based on an assessment of the potential impact and severity of the issue.

Summary of recommendations:

Issues for immediate attention:

- Dealing with recent price spikes. We recommend paying particular attention to establishing the price floor. It may be relevant to add a "price-crisis" adjustment in the averaging of the long-term average price. The subsidy floor should be updated regularly.
- Quick deployment of greenhouse gas (GHG) reduction options should be prioritised, e.g., by adding a specific criterium to the SDE++ evaluation on this issue.
- Hydrogen: A more specific differentiation of technologies for hydrogen production (electrolysers) should be considered to facilitate accelerated market-uptake.

High priority items for the future:

- We recommend introducing a specific Innovation category, where new and less mature technologies could be promoted. E.g., new CCS technologies such as Direct Air Capture (DAC) could be worth considering.

- As fast GHG reductions are important, we recommend that potent but short-lived GHG such as Methane and Nitrous gases are prioritised, e.g., by using a global warming potential defined in a 20-year perspective.
- In relation to CCU it could be considered to broaden this category to include CCU-fuels for transport, e.g., methanol.
- In a medium- to long-term perspective, it is questionable if biomass will be defined as being CO_2-neutral. This could be taken into account in a future version of SDE++.

Medium priority items:

- It should be considered to remove the 25% limitation on the banking of renewable overproduction.
- It could be considered to take the Dutch CO_2-levy into account as it yields additional revenues.
- PVs: It could be relevant to address double-sided (bifacial) PV-panels in the SDE++ description. Also, a battery back-up could be considered.
- CCS: Oxy-fuel combustion might be relevant to include supplementing the pre- and post-combustion technologies.
- Heat pumps: It might be appropriate to use a weighted average of electricity prices to avoid underestimation of costs.
- We recommend taking notice of the abandoning of additional criteria to the delegated act on renewable hydrogen and lift the restriction of hydrogen electrolysers to only run during times of CO_2-free electricity in the grid.

Findings related to Methodology

In general, we find that the methodology used in the SDE++ is sound and well-established, being developed and refined over several years. In the following, we have included a number of specific comments on methodological issues.

Conversion to CO_2e

In general, all GHG such as methane and nitrous gases are converted to a common unit, CO_2-equivalents (CO_2e), by using the global warming potential (GWP). In the UN-protocol, GWP must be seen in a 100-year perspective and according to this one ton of methane will correspond to app. 28 tons of CO_2e. However, this calculation is not unproblematic. In the

atmosphere methane has a short lifetime of app. 12 years, while CO_2 will stay in the atmosphere for hundreds to thousands of years. On the other hand, methane is a much more potent climate gas as long as it stays in the atmosphere. Conclusively, if short term greenhouse gas reductions are important then reductions of methane should be prioritised to a higher degree than using the 100-year GWP. This could, to a certain extent, be achieved by using GWP defined in a 20-year perspective. According to this, one ton of methane will correspond to app. 86 tons of CO_2e. This might be relevant to introduce in a future version of the SDE++.

Deployment Ceilings

Although in general, SDE++ aims to allow the market to determine the most cost-effective way to induce GHG mitigations, three specific ceilings were introduced: 1) on the deployment of CCS; 2) on the overall subsidy of electricity production; and 3) on the budget for emission reductions in manufacturing. Although, the support from SDE++ might not be affected at all, it is difficult to find the argumentation for these ceilings. However, this is not urgent and specific explanation need not to be included in the existing version of SDE++.

Prioritisation of fast GHG-Reductions

As GHG-mitigation gets more and more important, quick deployment of GHG-reduction options should be prioritised. However, in the SDE++ the only criterium for support is cost per ton of CO_2 and no prioritisation of how quick these CO_2-reductions might be achieved. We recommend that a specific criterium to the SDE++ evaluation should be added on this issue whenever possible.

ETS Inclusion

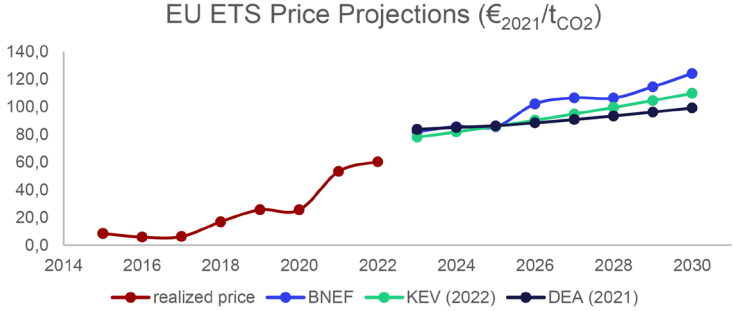
For all beneficiaries which fall under the EU ETS, the correction factor incorporates average ETS prices based on EEX-EUA to account for revenues from avoided emissions. This is to ensure the scheme's scope of only compensating for the unprofitable component of a technology. In addition, the floor price includes 2/3 of the long-run ETS price, as it is generally targeted to be set at two-thirds of the average expected revenue during the subsidy period. The calculations in the SDE++ are based on the CO_2 price projections from KEV (2022) which expect the price to reach a level of 109 €/t in 2030. At the same time, the price of the Dutch CO_2 levy is planned to be set at 125 €/t by then. Thus, it is expected to set a binding carbon price floor. Thereby, the CO_2 levy will lead to additional revenues of abated CO_2 emissions in the form of cost savings. Disregarding the levy would therefore violate the purpose of the floor price which justified the inclusion of the ETS price. Thus, to fulfil the purpose

of the correction factor and the floor price, it would be more appropriate to consider the actual CO_2-price installations are exposed to and include to CO_2 levy. Since the levy was introduced in 2021, it is currently at a relatively low level and some time will pass until it becomes binding. Its inclusion is therefore of medium priority.

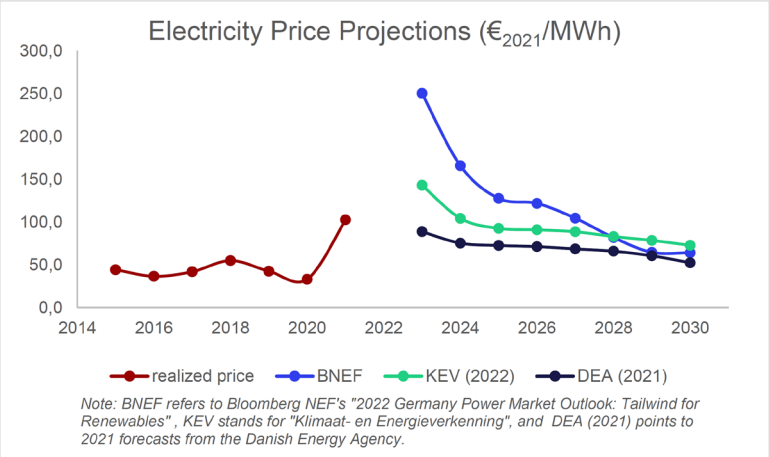
Findings on Main Price Assumptions and Financial Parameters

Electricity and CO_2 prices

The different price projections that are used in the calculations of the SDE++ are taken from the latest version of the KEV report. As illustrated in the figures below, these forecasts on the prices of commodities like electricity and CO_2 generally seem to align with common expectations. The deviations in the electricity price expectations are reconcilable as they are likely to be due to differences in the target countries and the information that was available at the date of publication. In addition, the assumption of inflation to reduce to the ECB's target-level of 2% in the mid-term is widely shared across actors such as the Danish Energy Agency and the International Monetary Fund (IMF).



Note: BNEF refers to BloombergNEF's "1H 2022 EU ETS Market Outlook" , KEV stands for "Klimaat- en Energieverkenning", and DEA (2021) points to 2021 forecasts from the Danish Energy Agency. Realised prices up until 2021 were taken from KEV(2022). For 2022, the unweighted average of the prices reported by EMBER (https://ember-climate.org/data/data-tools/carbon-price-viewer/) was calculated.



Note: BNEF refers to Bloomberg NEF's "2022 Germany Power Market Outlook: Tailwind for Renewables" , KEV stands for "Klimaat- en Energieverkenning", and DEA (2021) points to 2021 forecasts from the Danish Energy Agency.

Cost of Capital

The assumed cost of capital for the different technologies seem in general in line with the literature. In particular, we have compared assumptions for PV and Wind with a recent comprehensive European Survey by the AURES project[1]. The assumed debt-equity-ratio is somewhat higher than the range obtained in the survey, for both wind and PV. We do not assess that this deviation has major implications.

	PBL, 2023 advice	**AURES survey** (numbers for 2018-19 projects)
Cost of debt	PV & Wind: 3.5%	PV: 3.42 % (2.34%-4.75%)* Wind: 2.74% (1.83%-3.99%)* 2.08% (1.50%-2.50%)**
Cost of equity	PV: 10.5% Wind: 11.5%	PV: 9.63% (7.75%-12.80%) Wind: 8.82% (6.47%-11.71%)* 9.40% (6.00%-12.00%)**
Debt/Equity ratio	PV & Wind: 85% / 15 %	PV: 67.84% (56.3-76.50%)* Wind: 70.8% (58.3%-78.8)* 80.00% (80.00%-80.00%)**
Loan duration	PV & Wind: 15 years	PV: 13.0 (10.5-14.5)* Wind: 14.2 (11.4-16.3)* 15.0 (15.0-15.0)**

*selected EU countries, **NL specific (5 datapoints)

[1] AURES II (2021) *"Renewable energy financing conditions in Europe: survey and impact analysis"* http://aures2project.eu/2021/06/29/renewable-energy-financing-conditions-in-europe-survey-and-impact-analysis/ and AURES II (2021) Data Note *"Financing conditions of renewable energy projects results from an EU wide survey"* https://open-research-europe.ec.europa.eu/articles/1-136

Findings related to Design Choices

SDE++ is based a comprehensive and very detailed approach, which implies a number of advantages and disadvantages. In total, 12 categories of overall technology options supplemented by sub-categories are included, making the description of each option highly detailed. Based on a correct base line, this will certainly make it possible to support the technology deployment without excessive windfall gains. However, the base line has substantial impact on results, a small change might have significant influence in both positive and negative directions. Moreover, the detailed approach also implies that relevant technologies might be overlooked.

Remuneration

We understand that the amount of the paid SDE++ subsidy depends on the 'application amount' minus the 'correction factor' times the production/CO_2 reduction. In addition, there is a base energy price which acts as a lower limit, or floor, to the correction factor and determines the maximum amount of subsidy that can be paid out. To our understanding, this floor is determined *ex ante* and fixed at 2/3 of the expected 15-year average revenue as forecasted in the current KEV at the time of the tender. That is, in the current advice, the long-term average prices are determined from 2023-2037, and based on KEV2022. We have three separate issues with this.

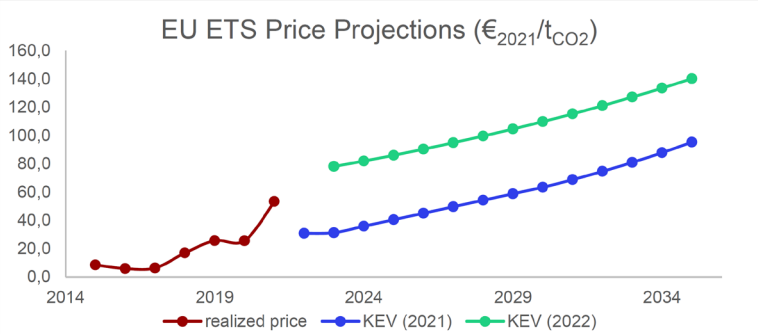
First, the applicable floor (2/3) was estimated on electricity only, and to our understanding this estimation was made some years ago, based on volatility of the prices in the past. We recommend to update the analysis and estimate what an appropriate subsidy floor is for both electricity, CO_2 and other relevant commodities, wherever applicable. In this, future expected price volatilities should be considered, not only past volatilities.

Second, the subsidy periods are not the same for all technologies. Although we do not assess this to be a major methodological issue, we find that it would be more appropriate if the averaging period were technology-specific to the subsidy period, e.g. for biomass plants and heat pumps, a 12-year average price would be appropriate instead of a 15-year average price.

Third, and most importantly, the 2/3 subsidy floor could create substantial risk to producers due to the recent price spikes during the energy crisis in Europe. As we expect prices to return to normal in the coming years and then be at considerably lower levels than now, the

expected long-term average (if still affected from high prices in the near-term) may be extremely high as compared to the actual price in the longer term. This could create situations in which the 'correction amount' drops below the 'base energy price' too often too much, hitting the revenues from subsidies for the producers in a way that may create unnecessary economic distress for projects. This risk could already now affect bids and hence subsidies that have to be paid overall. It may thus be relevant to adjust or deviate from the methodology for constructing the 'base energy price'/'base greenhouse gas amount' due to the unprecedented price movements in this energy crisis. I.e., a "price-crisis" adjustment for the long-term average price determination may be necessary.

The above argument can be illustrated by comparing the ETS price forecasts of the two most recent KEV reports. From the figure below, it is clearly visible that the projection has been adjusted upwards substantially. On average, forecasted prices differ by more than 45 €/tCO_2 between 2023 and 2030. Thus, installations that were granted subsidisation just before this adjustment benefit from significantly lower floor prices.



Note: KEV stands for "Klimaat- en Energieverkenning" and all depicted data points were obtained from KEV(2022)

Depreciation

We find that the depreciation period is for each technology assumed to be equal to the subsidy period. To our understanding, the general rule for fiscal depreciation in the Netherlands is that depreciation covers the useful life of the asset, e.g. as described for wind energy[2].

[2] KPMG Law *"The power of Nature, Taxation of wind power 2020"* https://assets.kpmg/content/dam/kpmg/no/pdf/2020/12/The_Power_Of_Nature_Taxation_Of_Wind_Power_2020.pdf

Most technology categories have only 12-15 years subsidy period, so the divergence between subsidy period and useful life may be considerable. Implications of assuming a too short depreciation period are that too large tax benefits are assumed during the subsidy period for projects, which may have implications on the profitability under the subsidy scheme. We understand that there is some uncertainty as to the actual depreciation times applied to different technologies in the Netherlands and cannot here estimate the severity of this issue. We recommend that PBL investigate usual depreciation practices for key technologies and derive an approach to model depreciation more specifically and closer to reality. A simplified approach using the respective asset's lifetime instead of the subsidy period may be appropriate.

Banking

The SDE++ scheme allows for banking of over- and underproduction, which are defined as the difference between the actual production and the maximum annual number of load hours. This is said to cover up the operator's risk. Due to limited supply of renewable electricity, beneficiaries which use electrification techniques and are subject to limited annual running hours are only eligible for forward-banking of unused subsidies. Also, while there is no explicit limit on underproduction to be banked forwards, only a maximum of 25% of overproduction may be carried to the following years. While banking rules are unlikely to affect bidding strategies, overproduction should not be curbed as it is beneficial in the way that it leads to higher emission reductions in the present. Therefore, we conclude that lifting this restriction could be beneficial. The benefit as well as the priority of this measure would depend on how actual and assumed production volumes compare. Data from previous years can contribute to an according evaluation. In the absence of such information, we attach medium priority to it.

Specific Technology Findings

SDE++ includes an impressive number of technologies, in total 12 categories of overall technology options supplemented by sub-categories are addressed. Of these, we have chosen to concentrate on seven technologies, where we believe we have well-proven competences to make a contribution to the SDE++-scheme. The seven technologies comprise: 1) Carbon Capture and Storage (CCS), 2) Carbon Capture and Utilisation (CCU), 3) Photovoltaics (PV), 4) On-land Wind energy, 5) Biomass, 6) Large-scale heat pumps, and 7) Hydrogen via electrolysis. We have looked at how these seven technology-categories are defined and, especially, how the assumptions are in line with comparable Danish figures.

Generally, the technological considerations exhibit a high degree of detail and take many factors into account. Yet, it is often unclear why some sub-categories are pooled rather than considered separately and vice versa. While the technological assumptions are generally well in line with information from the Danish Energy Agency, there are deviations which are elaborated on in the following subsections. Generally, we attach high priority to the adjustment of assumed costs and runtimes as they directly infer with the competition in the auctions.

Carbon Capture and Storage (CCS)

Post- and Pre-combustion are the two categories looked at in SDE++ – undoubtedly the most important ones. However, Oxy-fuel combustion seems to be an interesting CCS-technology and might be relevant to include in the SDE++ scheme. New technologies such as Direct Air Capture (DAC) and Chemical Looping Combustion could also be worth considering in a broader technology development perspective, eventually in a specific Innovation category.

The Base costs (€/t CO_2) as defined in the SDE++ seem to be pretty high. Using Danish figures[3], storage would constitute 10-70 €/t CO_2, the low figure for on-land storage, the high for offshore-storage. For CO_2 capture and transport, Danish estimated costs are app. 110-130 €/t CO_2 (based on flue gas from a waste incineration plant) in the short term and app. 10-20% lower in the longer term.

Carbon Capture and Utilisation (CCU)

In the SDE++, CCU is only used in relation to horticulture, although CCU could be used for producing fuels for a number of different applications, e.g., methanol for heavy transport. As there is a strong need for replacing fossil fuels especially in transport, it could be considered to broaden the SDE++ category on CCU to also include fuels such as methanol. However, to minimise the emissions of GHG it is important that the starting point for the CCU-process is based on biogenic CO_2. This expansion of the CCU-category is not considered to be an urgent matter but could be introduced in a future version of SDE++.

[3] Danish Energy Agency and Energinet (2021) *"Technology Data for Carbon Capture, Transport and Storage"* https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data/technology-data-carbon-capture-transport-and

Photovoltaics

Overall assumptions seem much in line with general estimated ones, although it is a little surprising that the difference between small and large PV-systems are not larger. According to the Danish Technology Catalogue[4] investments in a rooftop mounted PV amounts to app. 1.24 M€/MW, while a large-scale utility PV costs 0.56 M€/MW, both in 2020 (in price-level 2020€).

It seems that double-sided (bifacial) PV-panels will take a higher market share in the future. Moreover, the half-cut cell technology gains market attraction, improving efficiency. A battery back-up is not included, although with increasing volatility in electricity market prices this gets increasingly interesting.

Large-scale PV-installations in Denmark are developed through a tendering procedure and recent tenders have shown that these ones are almost profitable on their own and only to a very small degree need governmental subsidies.

Wind Power on Land

The assumptions on full-load hours seem to be well in line with similar assumptions in Denmark. However, investment costs are somewhat higher in SDE++ than for Danish installations (app. 20%). According to the Danish Technology Catalogue[5] investment costs for a large turbine on land (3.5 MW) are in 2020 app. 1.12 M€/MW, expected to decline to 1.04 M€/MW by 2030 (in price-level 2015€). The deviation to the assumptions in SDE++ can partly be explained by three factors: 1) The price-level adjusted to 2023€, 2) SDE++ mentions that investment costs seem to rise steeply from 2022 to 2023, which is not taken into account in Danish figures, and, 3) Denmark has always been favored by being a low-cost country on land wind seen in an European context (probably because of turbine-manufacturers located in the country). Therefore, we think that the development of investment costs for wind power on land should be observed closely in the future, but no immediate action needs to be taken.

In general, eligible costs also cover costs such as preparation, neighbour compensation, and costs from legal proceedings, thus these costs could also be relevant to be included as eligible costs in SDE++.

[4] Danish Energy Agency (updated 2022) *"Technology Data for Energy Plants for Electricity and District heating generation"* https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data/technology-data-generation-electricity-and

[5] Danish Energy Agency (updated 2022) *"Technology Data for Energy Plants for Electricity and District heating generation"* https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data/technology-data-generation-electricity-and

On-land turbines in Denmark are mainly developed through a tendering procedure and recent tenders have shown that these ones are almost profitable on their own and only to a very small degree need governmental subsidies. On-land turbines installed outside these tendering procedures are not subsidised.

Biomass

While the technological considerations on biomass combine comprehensiveness with a high degree of detail, there are substantial differences in assumed costs and sizes relative to the Danish Technology Catalogue (DTC)[5]. One example is wood pellet boilers for district heating. At 6 MW input capacity, DTC assumes 4000 annual full load hours whereas PBL expect 6000 at 15 MW input capacity. And while the relative investment costs are somewhat similar (850€/kW vs 718 €/kW, note that there is a decreasing trend and the Danish numbers are older), the latter states substantially higher variable O&M costs (0.0024 €/kWh vs 0.0053 €/kWh). Similar differences can be found for assumptions on Bio-SNG.

Large-Scale Heat Pumps

The approach is very detailed in that it takes several heat pump characteristics into account and distinguishes along the annual number of full-load hours in the calculation of basic amounts. Assumed size and investment costs of the representative installation are close to the Danish numbers (3 MW at 1000 €/kW)[6]. However, variable O&M costs in the SDE++ only differ marginally from electricity prices, whereas in Denmark variable O&M costs outside electricity amount to 0.0019 €/kWh. This includes inspection and replacement of worn parts and liquids.

There might be a risk that the costs from electricity input for large heat pumps with dependent operation are under-estimated. Here, the un-weighted average electricity price is used. However, heat pumps will predominantly operate during the heating period where prices are typically higher. It would lead to more realistic results if the methodology was adjusted to consider either an assumed stylised heat pump production pattern over the year, from which a weighted average price is derived for the technology, or with simplified seasonal prices. This is not a high priority issue but should be practically implementable as hourly price inputs are already used for other technologies.

[6]Danish Energy Agency (updated 2021) *"Technology Data for Industrial Process Heat"* https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data/technology-data-industrial-process-heat

Hydrogen via Electrolysis

The current design of the SDE++ allows for alkaline water electrolysis (AEL) as well as polymer electrolyte membrane (PEM) electrolysers and pools them together. Yet, while the assumptions generally lie within the range of numbers reported for Denmark (e.g. capacity of 100 MW) the two types of electrolysers differ substantially along their cost structure[7]. This (e.g) concerns fixed annual O&M expenditures (AEL: 15€/kW, PEM: 42€/kW; SDE++: 18.1€/kW). In front of this background, we recommend assessing whether the technologies should be treated separately rather than pooled. To future-proof the SDE++, it would further be meaningful to consider the inclusion of solid oxide electrolysis cells (SOEC) in the coming years.

According to Danish data, excess heat from AEL and well as PEM may be used to supply district heating. The current design of the SDE++ does not incorporate this possibility. Considering this would be of high importance to not disturb the relative evaluation of bids and promote the market-uptake of hydrogen.

Further, the current regulation of the SDE++ assumes grid-connected electrolysers to only deliver green hydrogen for the number of hours at which the electricity in the grid is expected to be fully renewable. It should be considered to loosen this restriction and regard the produced hydrogen to be green if it can be proven that renewable electricity has been used in the process. Generally, we advise aligning this regulation with EU-wide legislation to avoid adverse effects on domestic producers and industry. Since the current regulation in the SDE++ limits the output of the mentioned installations, it infers with competition and is thus viewed as a development point with medium priority.

We hope that you find the observations and recommendations from our review useful and that they will contribute to further enhancements of the SDE++ and the annual advice. Do not hesitate to contact us for clarifications and discussion of the issues raised.

Yours sincerely,

Dr. Lena Kitzing, Fabian Wagner, Prof. Poul Erik Morthorst

[7] Danish Energy Agency (updated 2022) *"Technology Data for Renewable Fuels"* https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data/technology-data-renewable-fuels

Bijlage 1.2: Reactie PBL op externe review

De onderzoekers van PBL, TNO en DNV danken DTU voor de uitgevoerde review op het SDE++-advies. In het verlengde van de scope van de marktconsultatie, waarin niet alleen het advies van het PBL becommentarieerd kan worden maar ook vormgeving van de SDE++-regeling, gaat de reikwijde van de externe review verder dan alleen het SDE++-advies van het PBL. In deze bijlage geven we reactie op de uitgevoerde review. Afhankelijk van de aard van de aandachtspunten, zijn sommige aandachtspunten gericht op het advies van het PBL, terwijl andere aandachtspunten betrekking hebben op de vormgeving van de regeling.

Prijspiek

De basisprijs ligt in dit advies op een niveau dat duidelijk hoger ligt dan in voorgaande adviezen. De onzekerheid in toekomstige energieprijsontwikkelingen kan zeker in ogenschouw genomen. In beginsel zorgt een adequate basisprijspremie dat marktpartijen deze prijsrisico's zelf kunnen aangaan. Een alternatief kan zijn om de basisprijzen na verloop van tijd te herijken. Daar geven wij drie reflecties op. Ten eerste zal duidelijk moeten zijn of we te maken hebben met een unieke situatie in prijsonzekerheid die een eenmalige herijking rechtvaardigt, of dat we te maken hebben met een precedent dat vraagt om een structurele aanpassing van de SDE++ met periodieke herijking van de basisprijzen. Voor dat laatste zien wij onvoldoende grond, mede in het licht van het functioneren van de SDE++ in het verleden. Ten tweede hoeft een herijking van de basisprijzen niet per se tot minder risico's te leiden voor marktpartijen, een aangekondigde herijking van basisprijzen kan ook tot een grotere beleidsrisico leiden als op voorhand niet duidelijk genoeg is onder welke voorwaarden en op welke wijze een herijking wordt doorgevoerd. Ten derde is het mogelijk dat niet alleen toekomstige energieprijzen afwijken van de geraamde energieprijzen waarop de basisprijzen zijn berekend, het is ook mogelijk dat de werkelijke productiekosten afwijken van de geraamde productiekosten waarop de basisbedragen zijn berekend. Zowel basisbedragen als correctiebedragen zouden bij herijking in samenhang beschouwd moeten worden.

Snelle reductie van broeikasgasuitstoot

Sommige ontwikkelingen zullen eerder tot reductie van uitstoot van broeikasgas leiden dan andere. Zo zullen sommige plannen sneller gerealiseerd kunnen worden dan andere; de in de SDE++ gehanteerde realisatietermijnen zijn hier een uitvloeisel van. Ook kunnen specifieke projecten gezien worden als een onderdeel van een bredere ontwikkeling waar tijd voor nodig is; denk hierbij aan de verduurzaming van de gebouwde omgeving of aan de noodzaak van innovatieve ontwikkelingen voor grote ontwikkeling op lange termijn. Dit zijn argumenten altijd de langere termijn in ogenschouw te blijven nemen. Een specifiek punt dat door de reviewer naar voren wordt gebracht, heeft ook te maken met de werking van specifieke broeikasgassen op de opwarming van de aarde: methaan heeft enerzijds een sterkere broeikaswerking dan kooldioxide, maar anderzijds heeft methaan een kortere verblijftijd in de atmosfeer. Methaan werkt dus sterker, maar korter. De vraag is of je reductie van het methaan in de SDE++ nu zwaarder zou moeten waarderen dan in dit advies gedaan wordt. De discussie kan gevoerd worden in het licht van de urgentie van de klimaatproblematiek. Wel stellen we dat het SDE++-advies niet de juiste plek is om die discussie te voeren. De SDE++ zou bij moeten dragen aan het halen van de afgesproken klimaatdoelen en de definitie van de doelen kan ook het best in internationaal verband worden bepaald. Voor dit advies betekent het dat de uitgangspunten zouden moeten aansluiten bij de nationale doelen voor grondgebiedemissies, aansluiten bij de internationale doelen voor 2030 en 2050, en dat de voor het kwantificeren van emissiereducties wordt aangesloten bij internationale afspraken. Concreet betekent het dat we

in dit advies de sterkte van de broeikasgassen methaan en kooldioxide uitrekenen met behulp van de GWP100-waarde van deze gassen, omdat ook de UNFCCC deze waarden hanteert.

Waterstoftechnieken

Waterstof via elektrolyse kan gebruik maken van verschillende technieken. De SDE++ is opgezet als een techniekneutrale regeling. In beginsel wordt er daarom geen onderscheid gemaakt tussen technieken als AEL, PEM of het innovatievere SOEC. Wel analyseren we welke techniek het meest maatgevend is om het subsidieadvies op te baseren. Een reden om wel onderscheid te maken tussen bijvoorbeeld AEL en PEM is als de technieken onderscheidend worden ingezet bij verschillende soorten projecten. De reden van onderscheid zou dan echter niet de elektrolysetechniek zijn, maar de verschillende soorten projecten. Op dit moment zien we daar geen basis toe. Wij nemen dit mee als aandachtspunt om volgend jaar met marktpartijen over in gesprek te gaan.

Overige aspecten

De opmerkingen die te maken hebben met kosteninschattingen, zijn niet altijd eenduidig te wegen, bijvoorbeeld door verschillen in typische schaalgrootte tussen Nederlandse en Deense referenties. De informatie is meewogen en kan ook aanleiding geven om volgend jaar nader in gesprek te gaan met marktpartijen waarom in Nederland project op bepaalde wijze worden vormgegeven. Dit doet volgens ons ook recht aan de mate van urgentie dat de reviewer hieraan meegeeft. Een aantal andere zaken geven we door ter overweging aan het ministerie van Economische Zaken, zoals de kritiek op het ontbreken van een rationale voor de plafonds voor CCS, elektriciteit op land en middelen voor de industrie.

Bijlage 2: Marktconsultatie

Tabel B2.1
Marktconsultatiereacties Financiering

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL, TNO en DNV
Basisener-gieprijzen	Waarom bedraagt de hoogte van de basisener-gieprijs 2/3e van de langetermijnenergieprijs? Wat is de logica van de 2/3e? Het verkopen van basislast elektriciteit levert (naar verwachting) toch gewoon de langetermijnenergieprijs op? Voor een eerlijke vergelijking moet de verwachte prijs = langetermijn-prijs gebruikt worden. Door verschillen in de profielfactor werkt de factor 2/3e potentieel verkeerde keuzes in de hand.	De basisenergieprijs begrenst de subsidie-uitkeringen. Naarmate de basisenergieprijs hoger ligt, nemen de financiële risico's voor een project ook toe. In de afweging van deze belangen heeft het ministerie van EZK besloten de factor 2/3 toe te passen.
Correctiebe-dragen: GvO's	In de correctiebedragen wordt rekening gehouden met opbrengsten uit de verkoop van GVO's. Het is dus ook duidelijk wat de afgelopen jaren de waarde van GVO's per categorie is geweest. We vragen PBL op basis van de resultaten uit de correctiebedragen een meerjarige prognose voor de prijs van GVO's te maken en die factor mee te nemen in de basisbedragen. Als er voor gecorrigeerd wordt, is het ons inziens niet onredelijk dat de opbrengsten ook bijdragen aan een lager basisbedrag en dus een betere plek in de rangschikking (of dit nu gaat om een "lage waarde" (pagina 288, eindadvies 2022) of niet).	Volgens uitgangspunt van EZK wordt de waarde van GvO's niet meegenomen in de rangschikking als er geen langetermijnprijs voor bepaald kan worden op basis van modelberekeningen over de komende 15 jaar. Vooralsnog zijn deze modelberekeningen niet beschikbaar.
DSCR	Volgens het PBL-model is de DSCR voor zonneparken van 1-15 MWp min 1,05 (jaar 13 buiten beschouwing gelaten, dat onder 1,0 ligt) en gemiddeld 1,09. Voor zonneprojecten van meer dan 15 MWp is dat min 1,03 en gemiddeld 1,08. We praten met banken die bereid zijn te financieren met min 1,2, sommige gaan tot min 1,15 indien de gemiddelde DSCR boven 1,2 ligt. Om deze waarden in het PBL-model te bereiken, moeten we de schuldratio terugbrengen tot 79% of 82% in het meest optimistische geval. Dit is ook de ratio die we in de markt zien. Kan PBL bevestigen dat de DSCR's met hun aannames rendabel (bankable) zijn?	Er is geen onderbouwing aangeleverd voor hogere DSCR's, bijvoorbeeld met *term sheets*. Wij herkennen de genoemde DSCR's niet vanuit andere consultatiegesprekken. Elk jaar wordt gecheckt of de gemiddelde DSCR per categorie voldoet. De minimale DSCR speelt geen rol in ons advies omdat wij gegeven het generieke karakter van de SDE++ geen rekening kunnen houden met de financiële optimalisatie die per project plaatsvindt zoals bijvoorbeeld *debt sculpting*.
Financie-ring: algemeen	"De SDE++ is een generieke regeling voor het merendeel van projecten zonder afwijkingen voor specifieke (kleine) projecten." Dit uitgangspunt van EZK is niet in lijn met andere uitgangspunten van hetzelfde Rijk noch met die van het NP RES; daarin wordt verlangd om maximaal gebruik te maken van dubbele functies met prijsopdrijvende complexiteit. Alsook de wens vanuit het Rijk voor tenminste 50% lokaal eigendom en inpassing rekening houdend met biodiversiteit, beide zijn begrijpelijk maar werken prijsopdrijvend wat haaks staat op het EZK uitgangspunt. Graag ontvangen we uitleg waarom het Rijk verschillend stuurt uit verschillende ministeries wat resulteert in het omgekeerde van wat men wilt;	Het advies voor de hoogte van de subsidie richt zich op het rendabel maken van het merendeel van de projecten. Hier zit en zat altijd al enige ruimte voor project-specifieke meerkosten. In dit advies is daarenboven ook gerekend met enkele aanvullende eisen die door de lokale wetgever gesteld zouden kunnen worden. De vraag hoe de SDE++, als onderdeel van het Rijksbeleid, zich verhoudt tot het gehele Rijksbeleid, wordt ter kennisgeving aangenomen, omdat het als retorische vraag gezien wordt.

	met het SDE++ instrument sturen op grootschalige oplossingen op agrarische grond door grote commerciële partijen en tegelijkertijd de verkondiging van dubbel ruimtegebruik, kleinschalige en inpasbare oplossingen met lokaal eigendom.	
Groenregeling	De groenregeling is niet meer generiek van toepassing voor windprojecten.	Dat klopt, dit wordt voor de SDE++ 2023 niet meer verondersteld.
Groenregeling	Met de wijziging van de groenregeling voor de categorie zon-pv zijn de voorwaarden dusdanig veranderd dat projecten niet meer generiek in aanmerking komen voor groenkorting. Voor zon-pv zou deze korting op de rente dus niet meer meegenomen moeten worden in het eindadvies 2023.	De voorwaarden in de groenregeling voor zon-pv in 2023 zijn naar onze inschatting nog generiek haalbaar, ervan uitgaand dat ontwikkelaars in 2023 een aanvraag voor groenfinanciering indienen.
Inflatie	De huidige hoge inflatie zal effect hebben op de onderhoudskosten, manuren etc. 1,5% kan dus echt niet	De inflatie op lange termijn , dus gedurende de economische levensduur van het project, is verhoogd naar 2%. Ook de kapitaalkosten zijn verhoogd.
Inflatie	Er wordt gewerkt met de inflatiecijfers uit de meeste recente KEV. De vraag is of dit voldoende aansluit bij de (huidige) marktsituatie. Op basis van de enorm sterke stijgingen van materiaalprijzen (soms 100%+), zijn de kosten van (o.a.) installaties voor projecten sterk gestegen. Dit maakt dat maximale basisbedragen heroverweging verdienen en vooral ook de absolute cap van 300 €/ton (deze zou opgehoogd moeten worden). De duurdere technologieën, die we ook nodig hebben, zijn anders (waarschijnlijk) niet te realiseren.	De investeringskosten zijn niet met de inflatie voor de langere termijn verhoogd, maar rekening houdend met de stijging van materiaalkosten. Voor de domeinen Lagetemperatuurwarmte, Hogetemperatuurwarmte en Moleculen wordt al rekening gehouden met een hoger plafond van 400 euro/ton.
Inflatie	In het eindadvies van 2022 wordt nog rekening gehouden met een inflatie van 1,5% o.b.v. geharmoniseerde consumentenprijzen op de middellange termijn, terwijl de projectfinanciering wel een looptijd kent van 15 jaar. Deze inflatie is inmiddels flink opgelopen. De vraag is of hier in 2023 rekening mee wordt gehouden. Hetzelfde geldt voor de IRS swap rate die zou moeten gelden voor de looptijd van de financiering.	Alle financiële parameters, en daarmee ook de inflatie en de rente, worden in elk eindadvies standaard geüpdatet.
Inflatie	Inflatie is niet alleen tijdens levensduur maar ook bij realisatie van projecten belangrijk. Korte termijneffect en impact op investeringsniveau is nog belangrijker dan langere termijn. Als de voorspelling sterk afwijkt van de werkelijkheid tzt, wordt hiervoor dan gecorrigeerd?	Het advies is gebaseerd op kosten- en financieringsparameters die naar verwachting adequaat zijn voor de gehele subsidieduur van projecten. In de SDE++-systematiek is geen tussentijds bijstellings- of nacalculatiemoment voorzien. Kosten- en financieringsparameters worden pas in het volgende eindadvies herzien.
Inflatie	PBL rekent met een inflatie van 1,5%. We nemen aan dat het PBL op de hoogte is van de sterk gestegen inflatiecijfers met 9,7% voor maart 2022 in Nederland. 1,5% lijkt ons in de huidige marktsituatie volstrekt onrealistisch en 1,5% was al veel lager dan b.v. de inflatiedoelstelling van de overheid en de Europese centrale bank. Is PBL zich ervan bewust dat de KEV 2021 referentie, die werkt met inflatiegegevens uit 2020, niet de juiste basis is voor inflatie-evaluatie in de werkelijke situatie? Hoe zal PBL zijn evaluatie op de inflatie wijzigen?	We herkennen de actuele en hoge inflatiecijfers. Er is rekening gehouden met de technologiespecifieke stijgingen van investeringskosten door hogere materiaalkosten. Voor ons advies over het inflateren van operationele kosten gedurende de subsidietermijn alsook van elektriciteitsprijzen bij categorieën met een langere economische levensduur dan subsidieduur, is echter niet de huidige inflatie, maar de inflatie gedurende 15 jaar vanaf SDE++ 2023-openstelling van belang. Daarvoor is het inflatiepercentage niet langer gebaseerd op de KEV, maar

		zowel op inflatieprojecties als de ECB-inflatiedoelstelling.
Participatiekosten	"Participatiekosten worden gezien als winstdeling". Bedenk hierbij dat er naast kosten voor financiële participatie (winstdeling met bijvoorbeeld omwonenden) ook andere vormen van participatie zijn die geld kosten: omgevingsfondsen, bijdragen aan publieksvoorzieningen, maar ook de sterk verhoogde kosten in het voorbereidings- en vergadercircus waarvoor in het algemeen alleen de projectontwikkelaar aan de lat staat. Zodra het op betalen aankomt geeft de gemeente in ieder geval "niet thuis".	De omgang met participatiekosten volgt uit het uitgangspunt van EZK.
Participatiekosten	Participatiekosten worden ten onrechte gezien als winstdeling. Participatiekosten zijn geen keuze van de ontwikkelaar. Het doorlopen van een participatieproces is tegenwoordig een vereiste (zie Omgevingswet en Klimaatakkoord) om een windpark te kunnen ontwikkelen. Mensen willen op meer momenten meer inspraak hebben. Dit juichen wij toe: wij willen met de omgeving een project ontwikkelen. De SDE++ gaat in haar uitgangspunt van kostenefficiëntie voorbij aan het belang van participatie en het belang dat omwonenden, lokale coöperaties en gemeenten daaraan hechten. De hoeveelheid participatie is projectspecifiek, maar een zekere ondergrens bestaat wel. Die ondergrens zou als investeringskosten moeten worden meegenomen.	Dit is een uitgangspunt van EZK, we geven de opmerking door aan EZK.
PO-factoren	"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." Wat hier precies achter deze keuze zit en hoe deze exact uitwerkt is niet duidelijk. Het moge duidelijk zijn dat, in zoverre technologieën die op meer of met name op andere momenten (dus met hogere prijzen) produceren en voorspelbaarder zijn (dus lagere onbalans) niet benadeeld moeten worden. Sterker nog, het bevoordelen door een betere beoordeling van zulke technologieën is wenselijk voor een betrouwbaar en kostenefficiënt energiesysteem. De gemaakte keuze zou de wenselijke diversificatie naar duurzame bronnen, positief moeten stimuleren. We zien graag een onderbouwing dat dit het geval is, of een aanpassing van de keuze.	De berekening van profiel- en onbalansfactoren voor zon en wind en de omgang met periodes met negatieve elektriciteitsprijzen zijn vastgelegd in regelgeving. Deze berekening wordt toegelicht in de adviezen over de correctiebedragen, zie bijvoorbeeld paragrafen 6.2 en 6.3 van het advies Definitieve Correctiebedragen 2021 (PBL-publicatie 4809). Ook het beleid rond diversificatie en rangschikking van technologieën is aan EZK en valt buiten de scope van de PBL-adviezen over basisbedragen.
PO-factoren	Hoe kan het dat de profiel en onbalans factor voor zon-pv in het jaar 2020 veel ongunstiger is dan die uit de KEV voor 2022-2036? Dat lijkt erg onwaarschijnlijk, gegeven de benodigde en te verwachte enorme toename van zon-pv capaciteit. De verwachting is dat deze factor sterk daalt bij een hoger % zon in de elektriciteitsvoorziening.	De gerealiseerde PO-factor voor zon-pv in 2020 is gebaseerd op berekeningen op basis van data van marktpartijen, terwijl de lange termijn PO-factor is gebaseerd op uitkomsten van modelberekeningen voor de profielkosten en een veronderstelling over de hoogte van onbalanskosten. De gerealiseerde PO-factor is meer variabel omdat deze sterk afhangt van het weer, uitval van centrales etc. in vergelijking met de

		modelberekeningen. Daarbij was 2020 is diverse opzichten een opmerkelijk jaar.
Projectfinanciering	Gewogen WACC gehanteerd is 5,8%; dat is laag en dat komt met name door de VV/EV verhouding; In de VV/EV vermogen verhouding wordt rekening gehouden met een 70%/30% verhouding. Wat is de basis voor deze schattingen? Zijn er voorbeelden van CO_2 reducerende projecten die op een dergelijke wijze worden gefinancierd? Inspreker geeft uit dat uitgaand van balansfinanciering en de industriële technologie van de inspreker de verhouding VV/EV 45%/55% is.	Alle financiële parameters, waaronder de VV/EV-verhouding, zijn gebaseerd op consultatiegesprekken met banken en ontwikkelaars. Ook is gebruik gemaakt van generieke info uit SDE++-aanvragen bij RVO. Hierbij wordt rekening gehouden met de samenhang tussen financiële parameters zoals de rente, de verhouding VV/EV en de DSCR. Bij balansfinanciering kan sprake zijn van een lagere verhouding VV/EV, echter in combinatie met andere parameters resulteert bij balansfinanciering een WACC die vergelijkbaar is met projectfinanciering.
Projectfinanciering	Het uitgangspunt van projectfinanciering is voor industriële toepassingen onjuist, zoals onder andere blijkt uit het PwC-rapport "Analyse van de vermogenskosten voor uitstoot-reducerende investeringen in de industrie". De analyses van PBL onderbouwen niet waarom deze verkeerde aanname toch tot redelijke resultaten leidt.	We verwijzen naar de reacties op vergelijkbare consultatie-inbreng in de eindadviezen SDE++ basisbedragen 2021 en 2022 (zie respectievelijk bijlage B en bijlage 2). Het PwC-rapport bevat een aantal aannames die leiden tot een hogere WACC dan in onze eigen berekeningen. We zijn hierover in gesprek geweest en zijn tot de conclusie gekomen dat de door ons gehanteerde aannames in samenhang bezien redelijk zijn. Daarmee zijn de berekende WACC's adequaat vastgesteld.
Projectfinanciering	Waarom wordt uitgegaan van projectfinanciering? Gezien het innovatieve karakter van de technieken en het feit dat een deel van de "inkomsten" vermeden kosten zijn lijkt het veel vanzelfsprekender te zijn dat voor dit soort financiering balansfinanciering van toepassing zal zijn.	Dit is een uitgangspunt van EZK. Het klopt dat voor bepaalde technologieën balansfinanciering gebruikelijker is. Echter, we hebben de verschillen tussen toepassing van project- en balansfinanciering geanalyseerd en in het eindadvies SDE++ 2022 (p. 24) geconcludeerd dat hoewel balansfinanciering andere verhoudingen tussen vreemd en eigen vermogen en andere rendementen op vreemd en eigen vermogen met zich brengt, de resulterende vermogenskostenvergoedingen en basisbedragen bij balansfinanciering niet significant afwijken van een redelijke WACC en basisbedragen bij toepassing van projectfinanciering.
Rendement op eigen vermogen	De werkelijke rentetarieven stijgen, wat ook leidt tot hogere IRR-verwachtingen van investeerders. Hiermee is in de IRR-verwachtingen van PBL nog geen rekening gehouden. Is PBL op de hoogte van de feitelijke marktontwikkeling en hoe houdt het rekening met de gestegen IRR-verwachtingen van beleggers als gevolg van de stijgende rentetarieven?	De rentestijging is via een hogere risicovrije rente ook vertaald in een hoger rendement op eigen vermogen.
Rendement op eigen vermogen	Het rendement op eigen vermogen dient steeds hogere kosten op te brengen (hogere grondvergoedingen, hogere kosten voor het voldoen aan omgevingsvereisten zoals biodiversiteit en landschappelijke inpassing, en hogere financieringskosten tijdens de bouwperiode). Dit leidt er toe dat de huidige aanname van het rendement op eigen vermogen te laag is. De redelijke winstmarge ligt hierdoor lager dan momenteel door PBL lijkt te worden aangenomen. Voor het stabiel houden van de groei van de	Volgens uitgangspunt van EZK worden alleen de voorbereidingskosten verrekend via het rendement op eigen vermogen. Grondvergoedingen voor zon-pv en kosten voor omgevingsvereisten behoren hier niet toe. Er is geen bewijs geleverd dat de hogere financieringskosten tijdens de bouwperiode (bouwrente) voor zon-pv significant zijn.

	zonnestroomsector is het van belang dat het rendement op eigen vermogen verhoogd wordt naar het niveau van een 'redelijke winstmarge'.	
Rendement op eigen vermogen	In het rendement op eigen vermogen worden diverse voorbereidingskosten meegenomen. Op zich een verdedigbare methode, maar het betekent wel dat bij een dalende trend in investeringskosten (bij een gelijk blijvende RoE) automatisch de ingeboekte financiële ruimte voor voorbereidingskosten ook kleiner wordt. Dat hoeft in de praktijk niet zo te zijn, wees daar alert op.	Vanwege de stijging van de investeringskosten is de compensatie van de voorbereidingskosten via het rendement op eigen vermogen adequaat.
Rendement op eigen vermogen	Is hierbij ook rekening gehouden het rendement op eigen vermogen voor kleinere projecten hoger moet zijn dan voor grotere projecten? De ontwikkelkosten voor een windproject van 30 MW zijn niet 40% lager t.o.v. de ontwikkelkosten voor 50 MW. Dus de ongeveer 2 MEUR ontwikkelkosten hebben een veel grotere impact op het rendement op eigen vermogen van een 30 MW windproject dan een 50 MW windproject.	De financiële parameters worden generiek per technologie vastgesteld, dus voor het merendeel van alle projecten, groot en klein. De investeringskosten zijn gestegen en daarmee ook de compensatie van de voorbereidingskosten van een 30MW-windproject via het rendement op eigen vermogen.
Rendement op eigen vermogen	We vragen het Ministerie om ook duidelijk te maken aan andere belanghebbenden (gemeenten, energie coöperaties, het parlement) dat zij expliciet aan PBL vragen om participatiekosten als winstdelingskosten te zien, en dit dus expliciet niet als kostenpost in de SDE++ meenemen. Momenteel worden marktpartijen er op aan gekeken als de winstdeling 'te klein' is, terwijl hier dus geen rekening mee gehouden wordt voor het vaststellen van de onrendabele top in de SDE++.	We geven dit punt door aan EZK.
Rendement op vreemd vermogen	Als je nog geen projectfinanciering hebt, welke rentes gebruik je dan? Welke onderbouwing lever je voor rendement op eigen vermogen? Is rendement eigen vermogen gebaseerd op het risicoprofiel van je sector of van het project?	De vaststelling van de rente op leningen is aan banken en ontwikkelaars. De aangegeven rente in het advies is weliswaar gebaseerd op zo recent mogelijke marktinformatie, maar is alleen bedoeld voor de berekening van de onrendabele top van SDE++-projecten. Voor de benodigde onderbouwing van SDE++-aanvragen kunt u contact opnemen met RVO. Het rendement op eigen vermogen hangt inderdaad onder meer samen met het risicoprofiel van projecten in dezelfde categorie.
Rendement op vreemd vermogen	Het rentepercentage voor Zon-pv en wind wordt geschat op 1,5% incl. groenfinanciering. Dit komt niet overeen met de werkelijke marktontwikkeling. De rentetarieven stijgen sinds maanden en de werkelijke realistische rentetarieven liggen rond de 2,5-3,0%. PBL gebruikt een gemiddelde IRS van de laatste 12 maanden voor haar berekening. Dit is geen werkbare benadering in de huidige markt, waarin iedereen stijgende rentes verwacht en we van de absolute minimum rentes ooit komen. De historische IRS heeft geen invloed op de werkelijke rentetarieven. De werkelijke IRS weerspiegelt de werkelijke marktverwachting met de werkelijke ontwikkelingen en aannames. Waarom baseert PBL haar	De rente moet ruim voor openstelling van de nieuwe SDE++-ronde worden vastgesteld voor de gehele subsidieduur. De actuele rentepercentages zijn te volatiel om als basis te nemen voor de rente tijdens het project; daarom is er in het verleden gekozen voor een historische referentieperiode van een jaar. Gegeven de trendbreuk in de renteontwikkelingen is voor de SDE++ 2023 gekeken naar een beduidend kortere referentieperiode en is tevens de verwachte marktrente bij openstelling van de nieuwe SDE++-ronde berekend op basis van een recente termijncurve van de IRS-rente. De verwachte marktrente is gebruikt in het advies. Deze rente is gebaseerd op

	renteberekening op historische IRS-percentages en niet op de actuele, die de beste actuele marktvooruitzichten geven?	de marktvooruitzichten van medio november 2022.
Rendement op vreemd vermogen	Rente: als de voorspelling sterk afwijkt van de werkelijkheid tzt, wordt hiervoor dan gecorrigeerd?	Nee, de rente staat vast voor de subsidieduur. Verder is het gebruikelijk dat de rente bij financial close van een project wordt vastgezet voor (een groot deel van) de subsidieperiode om het renterisico af te dekken.
Restwaarde en afschrijvingstermijn	Hoe wordt de restwaarde bepaald? Is dit de economische of schrootwaarde en hoe zit het dan met andere verplichtingen zoals sanering voorziening. Hoe ga je om met levensduur verlengend onderhoud? Veel logischer zou zijn dat men de gehele investering mag afschrijven gedurende SDE / Financieringsperiode.	Voor veel technologieën geldt dat de investering gedurende de SDE++-subsidietermijn wordt afgeschreven tot nul. Uitzonderingen hierop staan beschreven in het eindadvies. Voor de omgang met projectspecifieke zaken zoals verplichtingen of levensduur verlengend onderhoud kunt u contact opnemen met RVO.
Verhouding VV/EV	10/90 Verhouding eigen vermogen/ vreemd vermogen voor zonne-energie is veel te optimistisch. Dit was realistisch in 2020 en begin 2021, maar met de stijgende kosten sinds maart 2021 is dit niet meer realistisch. Bovendien zijn de rentetarieven sinds enkele maanden gestegen, waardoor de verhouding eigen vermogen/ vreemd vermogen verder onder druk is komen te staan. We zien nu een verhouding van maximaal 20/80, in plaats van 25/75. Op welke reële marktgegevens zijn PBL's aannames van een 10/90 ratio gebaseerd? Heeft PBL dit bij de nationale banken geverifieerd?	Alle financiële parameters zijn zoals gebruikelijk geconsulteerd in marktconsultatiegesprekken met banken en projectontwikkelaars en indien nodig aangepast voor het eindadvies. Ook de verhouding vreemd/eigen vermogen en de DSCR behoren hiertoe.
Verhouding VV/EV	Nu stuiteren de rentes alle kanten op, heeft invloed op ROE. Er gaat iedere maand beetje equity bij. De verhouding tussen vreemd vermogen en eigen vermogen is momenteel 75-25 en gaat nu al richting 70-30	We herkennen dit voor SDE++-projecten uit 2020 en 2021 die al een beschikking hebben ontvangen en te maken krijgen met hogere kosten en renteniveaus. Gegeven de SDE++-systematiek ligt het risico op hogere kosten en renteniveaus bij projectrealisatie bij de markt, net zoals in het verleden ook de meevaller van lagere kosten en renteniveaus van projectrealisatie bij marktpartijen terecht kwam.
Voorbereidingskosten	Hoeveel €/kWp voorziet PBL voor voorbereidingskosten die uit het rendement op EV betaald moeten worden en is de onderbouwing hiervoor te delen aub?	We hebben geen euro/kWp-getal voor de voorbereidingskosten bepaald.
Voorbereidingskosten	Kosten die gemaakt worden voorafgaand aan een SDE++-aanvraag moeten wel worden meegenomen want dit is een essentieel onderdeel van het realiseren van een rendabel project. Om de energietransitie goed te doorlopen moeten we lokale oplossingen en draagvlak creëren. Voordat je weet welke techniek past en hoe je dat samen gaat realiseren zit er al een groot deel van de ontwikkelkosten in (paar ton).	Dit is een uitgangspunt van EZK, we geven de opmerking door aan EZK.
Voorbereidingskosten	Zonder haalbaarheidsstudies kun je geen subsidie aanvragen dus het lijkt tegenstrijdig dat je deze niet incalculeert als subsidie verstrekker. Minimaal alles wat je eist bij de aanvraag zou meegenomen moeten kunnen worden als kosten.	De kosten van haalbaarheidsstudies worden wel vergoed, dit uitgangspunt bepaalt alleen de manier waarop de vergoeding plaatsvindt, namelijk via een opslag op het 'kale' rendement op eigen vermogen.

Tabel B2.2
Marktconsultatiereacties energie uit water

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL, TNO en DNV
Basisbedrag	Marktpartij heeft momenteel twee aquathermie-projecten in ontwikkeling, waarbij de keuze tussen TEO en TEA nog niet gemaakt is. Beide projecten hebben met de huidige SDE-regeling een fors negatieve business case en dit vormt momenteel een obstakel om deze projecten verder te kunnen ontwikkelen.	De aangedragen kosten zijn meegewogen in het eindadvies.
Kosten	De huidige SDE++ subsidie voor grootschalige TEA en TEO systemen leidt in veel gevallen tot negatieve business cases. De realisatiekosten zijn te hoog, de afstanden van het TEA of TEO systeem naar de afnemers en de vollooprisico's zijn te groot t.o.v. de waarde van de geleverde warmte inclusief subsidie. Initiatiefnemers besluiten op basis van ingeschatte subsidiebijdrage dat hun project wordt gestopt en dienen in dat geval geen SDE++ aanvraag in.	De aangedragen kosten zijn meegewogen in het eindadvies.
Osmose	Marktpartij beschikt over informatie van diverse energie uit water projecten die momenteel in voorbereiding zijn, waaronder op basis van osmose. 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.	We geven aan EZK mee om de categorie Osmose nog in de regeling te laten wegens de lange ontwikkelingstijd van de eerste projecten.
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.	De optie is toegevoegd aan de groslijst.
Systeemgrenzen/kosten	Een warmteoverdrachtstation (WOS) dient als hydraulische scheiding en regelstation voor kwaliteit en capaciteit, bestaande uit warmtewisseling en distributiesysteem. In een Aquathermiesysteem wordt in het algemeen gewerkt met grootschalige warmtepompen die het oppervlaktewater aan verdamperzijde uitkoelen. Aan condensorzijde wordt een productietemperatuur en capaciteit geproduceerd en gedistribueerd in een warmtenet en afnemers. Zowel aan verdamper (ZLT) als aan condensorzijde (MT / HT) vindt een Warmte Ovedracht (WOS) plaats.	De aangedragen kosten zijn meegewogen in het eindadvies.

	Een WOS is daarmee een integraal onderdeel van het TEA en TEO systeem.	
Categorieën	De huidige SDE++ regeling beschikt over verschillende categorieën waarbij er de mogelijkheid is voor warmtepompen om de onrendabele top te kunnen dekken. Een nieuwe segment in de markt waarvoor geen subsidie ontvangen kan worden aangezien er geen categorie voor is maar wel grote potentie heeft, is de midden temperatuur (55°C tot 90°C uittredetemperatuur) (in)directe luchtwarmtepomp. Wij zien dit als een techniek die een grote impact kan hebben op het verduurzamen van Nederland en die geplaatst en aangeboden kan worden door verschillende partijen.	Op basis van de aangedragen data is een nieuwe categorie luchtwaterwarmtepomp voorgesteld voor het Eindadvies 2023. Wegens de aansluiting met de analyse voor de categorieën warmte uit water, is deze categorie in dit rapport bij energie uit water opgenomen..

Tabel B2.3
Marktconsultatiereacties zonne-energie

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL, TNO en DNV
Netaansluiting	Waar ligt de controle voor de netaansluiting van 50% van het vermogen van de zonnepanelen? Alleen de netbeheerder heeft deze kennis.	Deze vraag valt buiten het bereik van dit eindadvies.
Economische levensduur	Partijen hanteren ook een economische levensduur van 25 of 30 jaar en zouden de huidige 20 jaar willen verlengen.	De 20 jaar economische levensduur is gekozen omdat het tussen een economische levensduur van 15 jaar (vaak bij daksystemen) en 25-30 jaar (zonneparken) ligt. Verlengen van de economische levensduur leidt tot een verlaging van het basisbedrag. Het is de vraag of hiervoor draagvlak is in de markt.
GvO's	GvO's worden wel in de correctiebedragen meegenomen, maar niet in de rangschikking van de SDE-technieken. Hierdoor worden zon-pv projecten benadeeld ten opzichte van andere technologieën. Marktpartijen verzoeken het EZK en PBL om inzichtelijk te maken waar de waarde van GVO's op dit moment op is gebaseerd en verzoeken het PBL een meerjarige prognose voor de prijs van de GVO's op te stellen aan de hand van de resultaten van de afgelopen jaren.	Het uitgangspunt is: de waarde van GvO en HBE worden niet meegenomen in de rangschikking als hier geen langetermijnprijs voor bepaald kan worden (uit: algemene uitgangspunten rangschikking op CO_2).
Netaansluiting en directe lijn	Aangezien dakprojecten, en eventuele grond of watergebonden projecten met een directe lijn een hoger eigen verbruik hebben en daardoor ook efficiënter van het elektriciteitsnet gebruik maken zou het wenselijker zijn om in navolging van het advies van PBL projecten met een hoger eigen verbruik dan 50% niet op een beperkte netaansluiting te verplichten.	Zie paragraaf 'Eigen verbruik van elektriciteit uit zon-pv'.
Kosten omvormers	Er zijn blindvermogens eisen waardoor er altijd extra omvormervermogen geleverd moet kunnen worden dan de aansluitwaarde. De verhoging van de omvormerkosten zijn nu niet meegenomen in de kostenreductie aannames, terwijl dit wel om geldende wetgeving gaat.	Er zijn andere mogelijkheden om aan de netcode te voldoen dan het gebruik van omvormers. De grootte van het omvormervermogen is staat nu op 70% van het vermogen van de zonnepanelen om problemen met de dimensionering van het systeem te vermijden.
Kosten netaansluiting	De netaansluitingskosten worden nu in de aannames lineair bepaald. Echter is deze verlaging van kosten niet lineair, maar gestaffeld (in het gereguleerde domein).	De staffels in het gereguleerde domein zijn niet uniform tussen de netbeheerders. De kostenbepaling blijft daarom een benadering van de gemiddelde kosten.

Agri-pv	De onderconstructie voor Agri-PV is technisch gezien identiek aan de onderconstructie van carports. De kosten voor de constructie zijn vergelijkbaar en gestandaardiseerd. Wij roepen het PBL en EZK nogmaals op om de mogelijkheden voor het verdiepen van de categorie zonne-energie te verkennen. Met ingang van 2020 is er een specifieke bepaling opgenomen in de Regeling waardoor zon-pv systemen op carports vallen onder de categorie 'gebouwgebonden' met een totaal nominaal vermogen groter dan 1 MWp (Artikel 16 lid 2 van de Regeling). Wij willen het PBL en EZK verzoeken eenzelfde uitzondering vast te leggen voor Agri-PV projecten.	Het punt is doorgegeven aan EZK.
Onbalans-factor	Is de (lagere) onbalansfactor voor zonvolgende systemen ook meegenomen is in het bepalen van de basis- en correctiebedragen?	We vermoeden dat de profielfactor bedoeld wordt. Dit is niet anders meegenomen dan voor niet-zonvolgende systemen het geval is. Dit is een dubbel voordeel voor dit type systemen: ten eerste wordt door het gunstigere profiel gemiddeld een hogere elektriciteitsverkoopprijs gerealiseerd, ten tweede ontvangt deze categorie extra subsidie middels een lager correctiebedrag zoals dat geldt voor reguliere zon-pv.
Emissiefactor	We hebben twijfels bij de robuustheid van berekeningsmethode van CO_2-emissiefactor berekeningen. Het PBL rekent met de verwachte emissies in 2033 (KEV, 2021) voor het bepalen van de emissiefactor. De emissiefactor waarmee gerekend wordt voor elektriciteit is 107 g/kWh. Dit is substantieel lager dan vorig jaar, 216 g/kWh (KEV, 2020). Wij verzoeken het PBL de methodiek te herzien naar een realistischere emissiefactor over de gehele looptijd van een project (25 jaar).	De mogelijkheid dat de berekeningswijze kan leiden tot grote jaar-op-jaarbewegingen in de gebruikte emissiefactor heeft de aandacht van PBL. Tot op heden laten opeenvolgende SDE++-adviezen echter een beeld zien dat past binnen de voortschrijdende energietransitie.
Kosten locatie, participatie en duurzaamheidsfonds	Wij achten het van groot belang dat er meer inzicht komt in de kosten voor het huren van de daken, grond of wateroppervlak, de participatiekosten en de duurzaamheidsfondsen. Op deze manier is het voor PBL, EZK en belanghebbenden meer inzichtelijk wat nu daadwerkelijk de algehele kosten zijn voor het ontwikkelen van zonne-energie projecten in Nederland. Wij benadrukken dat de gestelde proces participatie, financiële participatie en landschappelijke inpassing en biodiversiteit geen keuze maar een eis is voor het ontwikkelen van een zonnepark. Wij verzoeken het PBL bovenstaande onderdelen op te nemen in de uitgangspunten voor een dergelijk kwaliteitsfonds.	Het punt is doorgegeven aan EZK. EZK stelt de uitgangspunten op. Het eindadvies bevat een beschouwing van de kosten voor landschappelijke inpassing en biodiversiteit.
Systeem-kosten elektriciteitsnetwerk	Netbeheerders pleiten voor het meenemen van de systeemkosten in de SDE++. Een belangrijke beleidsmaatregel om dit te doen is het introduceren van een producententarief. Idealiter zou de SDE++ systematiek rekening houden met de totale systeemkosten per project. Dit is echter waarschijnlijk niet uitvoerbaar en daarom moet er gezocht worden naar een manier om de	Het punt is doorgegeven aan EZK. EZK stelt de uitgangspunten op.

	systeemkosten mee te nemen die beter uitvoerbaar is. Wij vragen het PBL om nader onderzoek te doen hoe de systeemkosten meegenomen kunnen worden in de SDE++.	
Mensenrechten in de waardeketen	We zien dat er veel te doen is om het schenden van mensenrechten in de keten van sommige panelen, vaak de goedkoopste. Het is onverantwoord dat de overheid stimuleert om voor de goedkoopste panelen te kiezen. Er zou gekeken moeten worden naar panelen die voldoen aan bepaalde eisen (waaronder mensenrechten) en uit die lijst de marktanalyse maken. Dat sluit ook aan bij de eisen die steeds meer financiers stellen aan zonnepanelen.	De gekozen prijs van zonnepanelen is een momentopname in een volatiele markt. Naast dat er in de huidige praktijk van certificering zeer beperkt verantwoording wordt afgelegd over de herkomst van zonnepanelen, zou een kostenverhoging vanwege deze verantwoording binnen de onzekerheidsmarge van de geschatte prijs in de peiljaren liggen. Zie ook de betreffende paragraaf in het hoofdstuk over zonne-energie.
Zonthermie: Kaswarmteterugwinning	In de glastuinbouw kan m.b.v. luchtbehandeling, warmtepomp en warmteopslag (zonne)warmte uit de kaslucht worden teruggewonnen (varianten belicht en onbelicht). Wij bepleiten het opnemen van deze opties. Ze passen momenteel niet in de huidige vormen van zonthermie of daglichtkas. Nadrukkelijk zij opgemerkt dat KWT een techniek van duurzame warmtewinning is en geen energiebesparing, en daarom passend in SDE++.	Dit punt is toegevoegd aan de SDE++-groslijst.
Realisatietermijn zon op dak	Overweeg een introductie van categorie zon op dak met realisatietermijn van 4 jaar. De zon op dak markt is zo groot dat splitsing in categorieën met verschil in realisatietermijn recht doet aan verschillende soorten projecten in deze markt.	We lezen dit als het verhogen van de realisatietermijn voor zon op dak van 3 naar 4 jaar. Dat zou betekenen, onder normale marktomstandigheden, dat het basisbedrag daardoor iets lager wordt. Twee categorieën met een klein verschil lijkt niet efficiënt. De grootste gemene deler van belanghebbenden lijkt ons drie jaar realisatietermijn in combinatie met een iets hoger basisbedrag ten opzichte van het voorstel. Deze suggestie heeft daarom niet tot aanpassingen in het advies geleid.
Voorkeursvolgorde	Op welke manier houdt PBL rekening met de generiek geldende beleidsregel van de voorkeursvolgorde zon? Is er sprake van gelijke stimulering vanuit SDE als er sprake is van hoger projectrendement bij veldopstellingen zon en hogere kans op realisatie bij veldopstellingen zon. Met realisatietermijn 2 versus 4 jaar legt PBL extra eis op aan daken zonder extra projectrendement dus wordt markt door SDE verleid te kiezen voor veldopstellingen. Projectrendement daken is lager doordat bij velden wel kosten draagconstructieversterking (zelf gehele draagcontructie) en bij daken die kosten niet als projectkosten en te subsidiëren onrendabele top worden gezien. De kans op realisatie bij zon op daken is aanzienlijk minder dan kans op realisatie bij veldopstelling. Belangrijke oorzaken zijn terug te voeren op uitgangspunten SDE.	De enige manier waarop hiermee rekening gehouden wordt is de subsidie-intensiteit, die bij beperkt budget in ieder geval de gebouwgebonden categorieën voorrang geeft ten opzichte van grondgebonden systemen. Het uitgangspunt is dat daken sterk genoeg zijn voor het merendeel van de projecten.
Dakversterking	85-90 % van de zon op dak markt is geschikt voor zon maar een aanzienlijk deel heeft wel meerkosten voor dakversterking, dus deze kosten op nul houden is onjuist (en communicatie dat dak meestal geschikt is, is ook onjuist)	Beperking hierbij van SDE++ is dat het een generieke regeling is. Financiering zou beter buiten SDE++ om kunnen. Zie ook de informatie over de Zonnebrief in het hoofdstuk over zonne-energie. Voor achtergrondinformatie zie

		'SystemIQ (2021) Constructieve beperkingen voor zon op dak in utiliteitsbouw'.
Beperkte netaansluiting bij hoog eigen verbruik	PBL adviseert categorieën met een minimaal eigenverbruik van 50% niet een beperkte netaansluiting te verplichten, door uitdagingen in uitvoering en uitvoeringskosten. Gebouwgebonden systemen ondervinden op dit moment veel vrijval in de SDE door o.a. netcongestie. Dus door aftopping is hier ook wat te winnen, namelijk een groter deel dat gerealiseerd zou kunnen worden.	Dit is in dit rapport geadresseerd.
Dubbelgebruik netaansluiting	Wij vragen juist meer aandacht voor het dubbelgebruik van een aansluiting, zodat we zonneparken kunnen aansluiten op windpark aansluitingen. Wind partijen en banken zijn afwachtend ivm het risico van hun business case van de windturbines. Het helpt als de overheid een soort subsidiegarantie ontwikkelt voor zonpv ontwikkelaars die dekking geeft aan windpartijen in het geval problemen ontstaan in het PV deel waardoor Wind ook uitvalt. Dit zal waarschijnlijk nauwelijks nodig zijn, maar geeft risico demping bij de banken	De suggestie van een soort subsidiegarantie geven we door aan EZK.
Rente	De werkelijke rentetarieven stijgen, wat ook leidt tot hogere IRR-verwachtingen van investeerders. Hiermee is in de IRR-verwachtingen van PBL nog geen rekening gehouden. Is PBL op de hoogte van de feitelijke marktontwikkeling en hoe houdt het rekening met de gestegen IRR-verwachtingen van beleggers als gevolg van de stijgende rentetarieven?	Zowel de rente als het rendement op eigen vermogen is verhoogd.
Pv-moduleprijs	De referentieprijs voor modules die PBL vermeldt (https://www.pvxchange.com/Price-Index), geeft een prijs van 300 €/kWp aan voor main stream-modules. Op basis van actuele aanbiedingen van fabrikanten zal het prijsniveau niet echt dalen tot het einde van dit jaar en slechts kleine dalingen vertonen voor 2023. Hoe neemt PBL deze prijsontwikkeling mee in zijn prijsverwachting voor 2023 en 2025?	De aannames van de prijsontwikkeling van pv-modules is beschreven in de paragraaf 'pv-modules'.
Lokale fondsen	Is PBL op de hoogte van gemeenten die betalingen aan lokale omgevings/gebiedsfondsen vragen die tot 0,2 €/kWh kunnen oplopen? Het lijkt erop dat deze betalingen niet zijn meegenomen in de aannames in de operationele kosten.	Betalingen aan lokale fondsen worden gezien als een vorm van winstdeling en niet als kosten.
Verzekering	PBL gaat uit van 1,5 €/kWp voor verzekering voor zonneprojecten >1 MWp. Door de gestegen installatiekosten in 2022 (modules, structuur, werkzaamheden) past dit niet meer en moet dit worden verhoogd tot 2,0 €/kWp.	De hoogte van verzekeringspremies is getoetst aan de praktijk. Geen aanpassingen nodig.
OZB	Veel gemeenten hebben de OZB-tarieven in 2021 en 2022 fors verhoogd. Wordt hiermee rekening gehouden in de OZB-kostenaanname van PBL?	De hoogte van de OZB is getoetst aan de praktijk. Geen aanpassingen nodig.
Investeringskosten	PBL gaat uit van investeringskosten van 505 €/kWp voor zonneparken van 1-15 MWp. Kunt u alstublieft de kostenverdeling tonen? De werkelijke investeringskosten zijn veel te laag, maar we kunnen geen commentaar geven op specifieke prijsaannames van PBL als alleen de totale prijs	Genoemde bedrag is consistent met onze methodologie. NB: de gerapporteerde kosten betreffen het peiljaar voor de categorie.

	en oude aannames voor moduleprijzen van 2023-2025 worden gepubliceerd. Realistische prijzen zijn in werkelijkheid eerder 600 €/kWp.	
Energieproductie bij beperkte netaansluiting	De invoering van een netbeperking van 50% heeft een vrij grote impact op de opbrengst van zonneparken. Het is al jaren bekend, dat zulke sterke netbeperkingen niet eenvoudig te simuleren zijn. Daarom gaan we ervan uit, dat PBL alle mogelijke inspanningen in de evaluatie heeft gestoken om tot betrouwbare resultaten voor de opbrengst te komen. Onze eigen analyse van echte productiegegevens, maar ook gesimuleerde gegevens, laten veel hogere verliezen zien dan PBL veronderstelt. Er is in het verleden al veel onderzoek gedaan naar betrouwbare bestralingsgegevens en de beperking op de AC-locatie. Hoe wordt de simulatieaanpak voor de opbrengst geverifieerd? Wat is de wetenschappelijke basis voor deze aanpak?	Op basis van literatuur en eigen onderzoek wordt een waarde van 5% aangenomen voor de additionele aftopping binnen het uur voor een netaansluiting van 50% ten opzichte van een aansluiting van 70% voor de jaren 1 tot en met 15.
Omvormervermogen	Bij een AC/DC verhouding van 50% zal de omvormer veel meer draaien onder volle belasting. Dit zal een negatieve invloed hebben op de levensduur van de omvormer.	Omvormervermogen staat in het huidige eindadvies op 70%.
Eigen verbruik bij directe lijn	Stel voor hernieuwbare elektriciteit categorieën die middels een directe of virtuele lijn aan een afnemer gekoppeld zijn een mogelijkheid tot hoger eigen verbruik in (ook voor zon op land en water projecten). Dit kan gecontroleerd worden door het inleveren van een Power Purchasing Agreement of bewijs van directe lijn. Projecten met een (virtuele) directe lijn, hebben dan een betere plek in de rangschikking dan project die alleen netleveren. Daarom bepleiten wij de invoering van een categorie voor zowel een verbruiksinstallatie, e-boiler als een elektrolyser met een administratieve koppeling (een virtuele directe lijn). Deze categorie staat ook als optie benoemd in Bijlage 3: Groslijst SDE++ 2023 (p. 380).	Zie paragraaf 'Eigen verbruik van elektriciteit uit zon-pv': Voor de variant met directe lijn maken hier in SDE++ 2023 geen nieuwe categorie aan: het is onvoldoende duidelijk om hoeveel projecten het gaat en bovendien kennen alle PV-categorieën een spreiding in het eigen verbruik.
Voorbereidingskosten	Dat de voorbereidingskosten niet expliciet worden meegenomen in de basisbedragen is begrijpelijk vanuit de systematiek van de SDE++; elk individueel project heeft andere voorbereidingskosten en de regeling dient generiek toepasbaar te zijn. Echter, door deze kosten niet te indexeren of aan te passen kunnen generiek toepasbare hogere grondvergoedingen, hogere kosten voor het voldoen aan omgevingsvereisten zoals biodiversiteit en landschappelijke inpassing, en hogere financieringskosten tijdens de bouwperiode (zoals ook aangegeven in het hoofdstuk financiering zijn de financieringskosten gestegen, p. 18 (577)) de financierbaarheid van een project ongezien lastiger maken dan wat PBL aanneemt.	Voorbereidingskosten worden geacht gefinancierd te worden uit het rendement op eigen vermogen. Het rendement op eigen vermogen is verhoogd.
Categorie PVT	Zon-pv in alle vormen zou onder domein a) elektriciteit (productie van hernieuwbare elektriciteit) moeten vallen.	Bij zowel PVT als zonthermie wordt de SDE++ gekoppeld aan de geproduceerde warmte.

	PVT en zonthermie onder de categorie b) lage temperatuurwarmte. PVT wordt weliswaar ook gebruikt voor het opwekken van elektriciteit, echter de primaire toepassing is voor het duurzaam verwarmen van gebouwen en productieprocessen.	
Grond- en dakhuur	Het bevreemdt de sector dat er nog steeds geen rekening gehouden wordt met de grondkosten en dakhuur bij zon-pv projecten. Deze kosten worden wel gemaakt. We verzoeken het Ministerie om PBL te vragen grondkosten wel degelijk in de SDE++ mee te nemen.	Terugkerend punt ter overweging door EZK.
Referentiesysteem en categoriegrenzen	Wij wijzen er wel op dat het gekozen referentiesysteem en categorie van groter dan 15 MWp zeer ongelukkig gekozen is. De sector zou graag meer inzicht krijgen in de 'n' voor het gekozen referentiesysteem en de reden voor het toevoegen van een extra categorie. Voor het doorrekenen van een aansluiting op 50% zou het logischer zijn om met een categorie van minimaal 20 MWp te rekenen en een referentiesysteem van 25 MWp binnen die categorie. De grote kostenreductie die behaald wordt met zeer grote zonneparken begint vanaf 25 MWp. Dit sluit beter aan bij de omvang van de projecten, de business case voor deze projecten (significante kostenreducties zijn pas bij zonneparken groter dan 25 MWp duidelijk terug te zien) en het gegeven dat zonneparken pas vanaf 20 MWp in het ongereguleerde domein zitten wat betreft netaansluitingen.	De categoriegrenzen zijn aangepast.
Daglichtkas	Naar ons weten zijn er geen projecten meer in voorbereiding voor de techniek daglichtkas.	Ter kennisneming aangenomen
Categoriegrenzen PVT	De ISDE en de SDE++ zijn corresponderende vaten. Het is van belang dat beiden regelingen op elkaar aansluiten zodat initiatiefnemers niet tussen wal en schip vallen. Met de eis van een zeer grote warmtepomp zit er nu veel ruimte tussen dat wat in de ISDE mogelijk en wat in de SDE++ benodigd is. We vragen het Ministerie om een duidelijke keuze te maken: verhogen van het vermogen voor de aan te kunnen vragen warmtepompen in de ISDE, of het verlagen van de eisen voor het warmtepompvermogen in de SDE++ voor de PVT categorie.	De minimale grootte van de warmtepomp in SDE++ is aangepast.
PVT meetprotocol	De huidige verhouding tussen de warmtepomp en het apertuuroppervlakte dient aangepast te worden, de verhouding zou eerder 1:3 moeten zijn, dan de 1:1,2 die nu in de SDE++ regeling staat. Het CertiQ meetprotocol laat toe om de thermische en elektrische opbrengst apart te meten. Op basis van deze opbrengst kunnen dus ook de parameters van de SDE++ aangepast worden. Hiermee wordt PVT niet een gebruikstoepassing, maar een duurzame bron die voor meerdere	De voorgestelde alternatieve benadering is erg verschillend van hoe PVT nu in SDE++ geïmplementeerd is. Aanpassen is voor deze SDE++ ronde niet gedaan. Ook de verhouding tussen de warmtepomp en het apertuuroppervlakte is ongewijzigd. Deze keuze is gemaakt omdat er onzekerheid is over de kostenniveaus van PVT (grote bandbreedte wordt waargenomen) en het uitgangspunt dat het referentiesysteem inclusief WKO is.

	toepassingen gebruikt kan worden. Het wordt mogelijk voor marktpartijen om hun systemen beter te laten aansluiten op de wensen van klanten: het wordt mogelijk om in te voeden op relatief kleinere warmtepompen, WKO's, laagtemperatuur warmtenetten, te dienen als warmtebron regeneratie, of een combinatie van het voorgaande. Een bijkomend voordeel van het berekenen van de subsidieparameters op basis van de elektrische en de thermische productie, in plaats van die van het draaien van de warmtepomp, zorgt ervoor dat de markt naar innovatie en kostenreductie toe bewogen zal worden. Het levert de marktpartij immers daadwerkelijk een voordeel op om te investeren in PVT-panelen die meer opbrengen maar mogelijk om een grotere investering vragen. Het loslaten van deze voorwaarde vereist wel dat PBL rekent met twee sets vollasturen (900 voor PV en 2400 voor T). Zoals eerder aangegeven zijn er meetprotocollen die het mogelijk maken om de productie van de installatie dan ook daadwerkelijk te meten.	
Multifunctioneel ruimtegebruik	De sector snapt de obstakels die door PBL gezien worden met betrekking tot het inrichten van een speciale categorie voor agri-PV. De overwegingen die betrekking hebben op kostenverhogende elementen (verhoogde opstellingen), kostenverlagende elementen (hogere opbrengst voor landbouw product) en het feit dat het ingewikkeld is te controleren of er dan voor de gehele looptijd van de subsidie sprake is van een agri-PV op stelling zijn duidelijk. Tegelijkertijd wil de sector heel duidelijk maken dat het Ministerie een keuze moet maken in welke mate en hoe zij uitvoering wil gaan geven aan het Coalitieakkoord waar de focus ligt op multifunctioneel ruimtegebruik. De business cases voor zonneparken met multifunctioneel ruimtegebruik zijn zeer ingewikkeld om momenteel door te rekenen. De projecten die nu gerealiseerd zijn worden vaak als innovatie projecten gezien, waar de ontwikkelaar geld op toe legt. Als het Ministerie gevolg wil geven aan de wens voor multifunctionele zonneparken zal er daarom ruimte voor moeten worden gemaakt in de SDE++ middels nieuwe categorieën (te denken valt aan: agri-PV, langs snel/spoor/waterwegen, carports, rotatie en verhoogde grondwaterstanden). Bij multifunctioneel ruimtegebruik voor zon op dak projecten kan er ook gedacht worden aan zon op gevels. Momenteel dient er uitgegaan te worden van dezelfde bedragen als die van zon op dak systemen. Die vragen minder installatie kosten dan een gevel systeem en zeker als het een geïntegreerd gevelsysteem betreft.	Ter overweging door EZK.

	Daarnaast is het aantal vollasturen voor een gevel ook anders en varieert die ook nog met gevel oriëntatie. Dit betekent dat het vrijwel onmogelijk is om een gedegen kostenreductiepad in te zetten voor gevelsystemen. Nu we steeds meer naar gebouw geïntegreerde oplossingen gaan zou het wenselijk zijn om onder de noemer multifunctioneel ruimtegebruik ook zon op gevels als categorie in de SDE++ of een instrument waarmee multifunctioneel ruimtegebruik wordt aangemoedigd, op te nemen. Indien het Ministerie het wenselijker acht om dergelijke toepassingen niet in de SDE++ op te nemen dient er voor het eindadvies van de SDE++ 2023 duidelijkheid te zijn hoe de hogere onrendabele toppen die met dergelijke projecten gepaard gaan afgedekt kunnen worden.	
Participatiekosten als winstedelingskosten	We vragen het Ministerie om duidelijk te maken aan andere belanghebbenden (gemeenten, energie coöperaties, het parlement) dat zij expliciet aan PBL vragen om participatiekosten als winstedelingskosten te zien, en dit dus expliciet niet als kostenpost in de SDE++ meenemen. Momenteel worden marktpartijen er op aan gekeken als de winstdeling 'te klein' is, terwijl hier dus geen rekening mee gehouden wordt voor het vaststellen van de onrendabele top in de SDE++.	Dit is reeds onderdeel van de algemene uitgangspunten van SDE++

Tabel B2.4
Marktconsultatiereacties windenergie

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL, TNO en DNV
Meerkosten ecologie	Steeds vaker hoort een vogelradar/detectiesysteem tot de standaardinvestering, de kosten hiervoor zouden erbij moeten komen.	De investeringskosten van een vogeldetectiesysteem (VDS) zouden binnen de marges van de veronderstelde investeringskosten van een windpark moeten vallen. De operationele kosten van een VDS vormen echter een significant deel van de vaste operationele kosten van een windpark en worden dus in de SDE++ 2023 inderdaad opgenomen.
Grootte windturbines	In een vroeg ontwikkelstadium worden 5.0-6.0 MW turbines wel overwogen, maar het is niet zeker of deze turbines te realiseren zijn. Het draagvlak lijkt gering te zijn, vanwege de minimaal benodigde tiphoogte van deze turbines.	Hoewel de locaties voor turbines van boven de 5MW steeds schaarser worden is hun aandeel in het portfolio ook relatief klein, dus hun effecten op de (gemiddelde) parameters ook. Om een compleet turbineportfolio te waarborgen wordt toch overwogen om deze turbinemodellen mee te nemen.
Meerkosten netcongestie	Zo mogelijk moet de subsidie als voorwaarde een haalbaarheidsstudie van systeemintegratie opnemen als vereiste. Hiermee zou PBL rekening moeten gaan houden bij de berekening van de basisbedragen	Het punt is meegegeven aan EZK aangezien dit de uitgangspunten met betrekking tot voorbereidingskosten raakt. Het heeft niet tot aanpassing van het advies geleid.
Participatiekosten	Participatiekosten zijn geen keuze van de ontwikkelaar. Het doorlopen van een	Hoewel de participatiekosten inderdaad geen keus van de ontwikkelaar is, is het

	participatieproces is tegenwoordig een vereiste (zie Omgevingswet en Klimaatakkoord) om een windpark te kunnen ontwikkelen. Mensen willen op meer momenten meer inspraak hebben. Dit juichen wij toe: wij willen met de omgeving een project ontwikkelen. De SDE++ gaat in haar uitgangspunt van kosteneffi-ciëntie voorbij aan het belang van participatie en het belang dat omwonenden, lokale coöperaties en gemeenten daaraan hechten. Het is een investeringspost. Die kosten worden steeds groter, door grotere behoefte aan participatie. Zo groot zelfs, dat de investeringen hiervoor in de hoog-risico-fase initiatiefnemers steeds meer afschrikken. De hoeveelheid participatie is projectspecifiek, maar een zekere ondergrens bestaat wel. Die ondergrens zou als investeringskosten moeten worden meegenomen.	uitgangspunt dat deze kosten teruggewonnen zullen worden in de loop van het project d.m.v. de opbrengsten. Er kan worden overwogen om (een deel van) de participatiekosten op te nemen in bijvoorbeeld de investeringskosten, hoewel deze al redelijk sterk zijn gestegen vergeleken met de vorige SDE++ ronde en andere categorieën van de SDE++ 2023.
Zogverliezen	Bij de referentie-installatiegrootte van 30 MW blijven de windparkverliezen op 13%." In het verleden stelde PBL altijd dat minder zogverliezen bij kleinere windparken zou compenseren voor de schaalvoordelen van de grotere windparken (het referentiepark). Hoe kan het dat de zogverliezen hetzelfde blijven nu het referentiepark kleiner is? Het verschil in zogverlies tussen 5 of 10 WTG's is ongeveer 2%.	De reactie heeft niet tot aanpassing van het advies geleid.
Participatiekosten	Belangrijk punt blijft dat binnen de regeling het merendeel van de project moet kunnen. Tegelijk zien we dat de wijzigingsnotitie veel aandacht besteedt aan informatie uit eerdere SDE-aanvragen. Maar SDE-aanvragen geven per definitie het rendabele deel van de populatie aan cases weer: de situaties die met de SDE-tarieven niet tot een rendabel project kunnen komen vragen niet aan en blijven zo buiten beeld. Dat hoeft echt niet met slecht ondernemerschap te maken te hebben. PBL dient zich bewust te blijven van deze valkuil.	Er zit een kern van waarheid in de veronderstelde *survivorship bias* wat er wordt geschetst, hoewel niet alle informatie wat bij PBL binnenkomt puur door succesvolle indieners afkomstig is. Via de marktconsultatie komen er bijvoorbeeld ook signalen binnen van partijen die juist geen rendabele business case voor elkaar kunnen krijgen.
Lange termijn SDE	Bij de bepaling van de CO_2-reductie speelt zowel bij wind/zon als bij de elektrificatie-opties e-boilers en waterstofproductie door elektrolyse gerekend de marginale optie een rol; met een tegengesteld effect. De marginale opties worden uit de meest recente KEV gehaald. Die KEV is dan weer gebaseerd op het in dat jaar als 'doorrekenbaar' aangemerkte beleid. Op dit moment is het beleid aan de (schone) aanbodkant beter geïnstrumenteerd dan dat aan de vraagkant, wat	In de uitgangspunten valt te lezen dat zo veel mogelijk wordt aangesloten bij de KEV. Dit punt geven we dan ook mee aan EZK. Het is immers een beleidsmatige afweging: in hoeverre wil je uitgaan van verwachte effecten van bestaand en voorgenomen beleid en in hoeverre wil je uitgaan van beoogde effecten van bestaand, voorgenomen en geagendeerd beleid? In het eerste geval loop je mogelijk achter de feiten aan (dus vertraging), in het tweede geval loop je voor de

	we ook terugzien in de KEV in een dalende CO_2-reductie bij nog meer wind en zon, en een stijgend aantal vollasturen dat e-boiler en elektrolyzer kunnen draaien. Onze zorg is dat er een jaar komt waarin de instrumentering voor de vraagkant een slag bijhaalt, mogelijk met achterblijven van de aanbodkant, wat kan leiden tot een substantiële wijziging van de voorwaarden in de SDE++ voor elektrificatie. Oftewel: hoe houden we de SDE op dit punt nog enigszins voorspelbaar in een wereld waar elektriciteitsvraag én schone productie razendsnel moeten gaan stijgen?	troepen uit (dus neem je een voorschot op de toekomst).
Referentie installatie	De 30 MW is weliswaar een stap in de goede richting, maar niet correct. Immers, ook in regel 829-831 wordt al aangegeven dat de gemiddelde grootte per windpark / SDE aanvraag echt veel lager is geworden. 127 MW voor 10 aanvragen, resulteert in een gemiddelde van 12,7 MW per aanvraag / windpark. Vanwaar de keuze voor een 30 MW park als referentie?	Voor de SDE++ 2023 is er weer omlaag geschaald met de referentiegrootte naar 20 MW aan de hand van de meest recente Monitor Wind op Land (2021) van RVO.
Elektriciteitsprijzen	De gemiddelde E-prijs waarvan wordt uitgegaan voor technieken die elektriciteit gebruiken om hernieuwbare of CO_2-arme warmte te produceren is 46,2 €/MWh. Met de huidige prijsontwikkelingen is dit een te lage inschatting om de variabele kosten te kunnen dekken en wordt het basisbedrag voor deze technieken dus te laag ingeschat. Wij gaan ervan uit dat in de KEV 2022 deze ontwikkelingen verwerkt zullen worden en verzoeken dan ook om de KEV-2022 projecties mee te nemen in het eindadvies voor de basisbedragen voor de SDE++ 2023.	Klopt, de elektriciteitsprijzen die in de KEV 2022 (en dus de OT-modellen van de SDE++ 2023) zijn substantieel hoger dan die van de vorige SDE++-ronde.
Grenswaarde vermeden CO_2	De grenswaarde van 300 euro/ton vermeden CO_2 is natuurlijk redelijk arbitrair. Het maakt in elk geval dat diverse technieken die waarschijnlijk nodig zijn voor de energietransitie nu niet adequaat kunnen worden gestimuleerd. Waterstof via elektrolyse is wellicht het bekendste voorbeeld maar ook geo-en aquathermie (niet basislast) komen hierdoor tekort, terwijl deze categorieën belangrijk zijn voor het verduurzamen van de gebouwde omgeving. Deze grenswaarde verdient ons inziens heroverweging. Een realistische maximum subsidie-intensiteit zou volgens ons minstens 450 €/ton CO_2 zijn, waarmee ook TEO-basislast projecten het volledige basisbedrag kunnen aanvragen.	Dit zal deels worden verholpen met het invoeren van de “hekjes” in de SDE++ 2023.

Effect inflatie op operationele kosten	De huidige hoge inflatie zal effect hebben op de onderhoudskosten, manuren etc. 1,5% kan dus echt niet	Zowel het inflatiecijfer als de onderhoudskosten zijn in de SDE++ 2023 verhoogd om de recente prijs ontwikkelingen te benaderen.
Referentiegrootte	Een realistische referentiegrootte voor wind op waterkeringen zou 20-25 MW moeten zijn. Locaties die meer windturbines toestaan binnen één project zijn niet meer voorhanden. Of het zou om de Afsluitdijk moeten gaan. Relatieve kosten (EUR/MW) voor netaansluiting en bouwmanagement gaan verder omhoog, evenals de voorbereidingskosten.	De referentiegrootte voor zowel wind op land als op waterkeringen is naar 20 MW verlaagd voor de SDE++ 2023. Bij wind op waterkeringen worden inderdaad hogere investeringskosten gehanteerd om de technische uitdagingen (en dus extra kosten) financieel te benaderen.
Investeringskosten	De staalprijzen zijn historisch hoog en de vraag is hoever ze weer zullen zakken in de toekomst en hoe snel dit gebeurt. De huidige hoge inflatie zal effect hebben op de investeringskosten. Welke tekenen ziet PBL dat de problemen qua winstafname bij WT-fabrikanten zullen normaliseren? Doelen jullie op het feit dat fabrikanten de gemiddelde prijzen omhoog trekken om weer tot een redelijker winstniveau te komen? De turbineprijzen heel hard gestegen en er zit nog geen afvlakking in. Transportkosten zijn ook omhoog gegaan. Brandstof is een kortetermijneffect, maar zeetransport structureel gestegen.	Inderdaad zijn er duidelijke signalen binnengekomen van zowel ontwikkelaars als turbineleveranciers dat de prijzen van turbines (inclusief fundatie) significant hoger zijn dan vorig jaar. Naar verwachting zal een deel van de stijgingen weer wegebben, maar een deel zal vermoedelijk in de nabije toekomst blijven gelden. Dit wordt ook meegenomen bij het vaststellen van de investeringskosten van windturbines in de SDE++ 2023.
Algemeen	Eerder hebben we al aangegeven dat het ongelukkig kan uitpakken dat de SDE-systematiek wel corrigeert voor ontwikkelingen in de markt voor de geproduceerde energie (via het correctiebedrag) maar niet voor onverwachte ontwikkelingen in de inkoopprijzen van energie en/of grondstoffen. We voorzien twee mogelijke oplossingen: • Het inboeken van een (hogere dan tot nu toe aangenomen) risicopremie in de inkoopprijs voor energie en grondstoffen, en daarmee in het basisbedrag. • Ontwikkelingen in de inputmarkten meenemen in het correctiebedrag.	Het punt is meegegeven aan EZK.
Hoogtebeperkt	Externe veiligheid is generieke wet- en regelgeving die tot hoogtebeperking lijdt. Daarnaast zijn er ook allerlei lokale redenen voor hoogtebeperking, terwijl daar toch nog heel kostenefficiënte en maatschappelijk wenselijke windprojecten kunnen worden neergezet. Om de SDE++ beter aan te laten sluiten bij de ontwikkelingen in de RES'en pleiten wij daarom voor het loslaten van de restrictie "wegens landelijke wet- en regelgeving" zoals deze nu wordt gehanteerd in de SDE++. Hiermee krijgen RES'en	Het punt is meegegeven aan EZK. Deels is het onderdeel van de groslijst en deels is het betrokken bij de wens om lokale eisen in de SDE++ te honoreren. Deze reactie hier heeft echter niet tot aanpassing van het advies geleid.

	meer mogelijkheden om lokale wensen met betrekking tot hoogte van de windturbine in de SDE toch vergoed te krijgen en is ook het probleem voor locaties met restricties vanwege externe veiligheid of radarverstoring opgelost, zonder dat dit maatwerk en extra administratielast voor RVO oplevert. Ook kunnen een aantal repowerprojecten met hoogterestricties alsnog doorgang vinden.	
Grondkosten	Fijn dat er eindelijk géén 10% meer afgaat van de grondkosten.. Het is echter niet in de buurt van de grondprijs die de RVB hanteert. Het voorgestelde bedrag, 0,0021 €/kWh, is ontoereikend om een haalbare gesocialiseerde vergoedingenstructuur op te zetten. Dit houdt in dat niet alleen de grondeigenaar waar een turbine wordt geplaatst wordt vergoed, maar dat de beschikbare vergoedingen worden verdeeld tussen grondeigenaar met een turbine, woningen in de nabijheid, grondeigenaren met civiele- en elektrische werken, grondgebruikers en nabijgelegen dorpskernen. Deze aanpak heeft aangetoond dat het project beter wordt gedragen door de omgeving. Er is een minimaal vergoedingenbudget vereist om de eerder genoemde vergoedingen een dusdanige waarde te kunnen geven dat betrokkenen het aanbod accepteren en het project steunen. Als de beschikbare grondkosten te laag zijn, bestaat het risico dat de vergoedingen niet worden verdeeld maar enkel naar de grondeigenaar met turbine gaan. Dit is funest voor het draagvlak van het project en wind in het algemeen. Een bedrag wat wij vaker zien ligt rond de €3,- per MWh.	Het genoemde bedrag is voor grondkosten van de grondeigenaar, niet voor compensatie van anderen.
Aanvullende eisen RES	Verzoek tot doorrekening van maatschappelijke randvoorwaarden opgesteld door de werkgroep van het Nationaal Programma Regionale Energiestrategie "SDE en Maatschappelijke Kosten". Met als doel dat veel voorkomende maatschappelijke eisen tot een onrendabele businesscase leiden voor energieprojecten.	Een deel van de maatschappelijke eisen zijn inderdaad opgenomen in de SDE++ 2023 voor windenergie, namelijk het meenemen van de kosten voor een vogeldetectiesysteem in de vaste operationele kosten. Ook voor zon-pv zijn maatschappelijke eisen meegenomen.
Beschikbare locaties	In NL zijn de 5-6 MW locaties op. Komt meer neer op 3-4- MW met verschillende ranges van tiphoogtes: 150-175 en 200 tiphoogte.	Helder, hoewel voor de volledigheid er toch grotere (boven 5 MW) turbines zijn opgenomen in het turbineportfolio.
Investeringskosten	Investeringskosten: Project Management kosten (ongeveer 2 MEUR) en overige kosten (ongeveer 1 MEUR) zijn niet meegenomen?	Projectmanagement kosten zijn wel opgenomen als component van de investeringskosten, maar zijn momenteel veel lager ingeschat, rond de 15 euro per kW,

	In de consultatie reactie staat dat er hogere projectmanagementkosten zijn meegenomen. Komen die verhogingen overeen met bovenstaande getallen?	afhankelijk per turbinemodel. Overige kosten worden gemodelleerd als een deel van de fundering, civiele werkzaamheden en turbinekosten, maar iets minder dan het voorgestelde bedrag.
Hoogte basisbedragen	Merendeel van de projecten moet uitkunnen". De basisbedragen dekken zeker niet meer de onrendabele top a. Door de lage basisbedragen van dit moment, die niet in lijn zijn met de benodigde vergoedingen voor rendabele exploitatie, worden meerdere projecten niet eens meer door ontwikkelaars opgepakt en ontwikkeld worden, ondanks de huidige hoge elektriciteitsprijzen.	De veronderstelde investerings-en operationele kosten zijn verhoogd in lijn met input van leveranciers die een leverdatum ogen van 2023-2024.
Duurzaamheidseisen	Nu de SDE++ gefocust is op reductie van CO_2-emissies lijkt het ons noodzakelijk om voor alle technieken te borgen dat de gehele keten voldoende duurzaam is, in termen van CO_2-emissies en anderszins. Dergelijke criteria zijn voor biomassa inmiddels redelijk breed toegepast; het lijkt ons goed om ook bij andere ketens te checken in hoeverre duurzaamheidseisen noodzakelijk zijn, ook in het kader van gelijk speelveld bínnen de SDE++.	Het punt is meegegeven aan EZK.
Algemeen	Uiteraard moet voor elke categorie een representatief basis- en correctiebedrag kunnen worden berekend. Bedenk echter wel dat ook projecten die in de SDE-rekensystematiek geen onrendabele top hebben baat kunnen hebben bij opname in de SDE-regeling, omdat ze met een SDE-beschikking meer zekerheid hebben over hun cashflow, ook bij dalende energieprijzen. Sterker nog, projecten zonder SDE zullen vanwege dit marktprijsrisico hogere kosten hebben. Op basis hiervan is het verstandig om ook categorieën die geen OT meer hebben (zoals sommige windcategorieën) nog wel in de SDE te houden, en bijvoorbeeld ook aquathermie-opties met inzet van warmte én koude in de SDE op te nemen.	Het PBL geeft geen negatief advies bij het ontbreken van een onrendabele top, met excuses voor de dubbele ontkenning in deze zin. Enkel als het basisbedrag lager is dan de basisprijs, dus als het in geen enkele omstandigheid tot subsidie-uitbetaling kan komen, geeft het PBL een negatief advies.
Financiering	Vennootschapsbelasting: dit is tegenwoordig 25,8%	Dit is aangepast in het advies.
Grootte windturbines	Lagere turbines worden niet meer gebouwd omdat ze niet rendabel zijn in de SDE++. Als alleen wordt uitgegaan van de SDE++ beschikkingen, dan levert dat door de jaren heen een opwaartse spiraal naar de allergrootste turbines op. We hebben we in eerdere consultatiegesprekken ook gezamenlijk geconstateerd dat dit het geval is. We horen graag waarom PBL dit niet als probleem ziet.	De SDE++ bevat geen expliciete wens om bepaalde turbinehoogtes na te streven. Mocht dat wel het geval zijn, dan zou dat in de uitgangspunten gestaan hebben.

Tabel B2.5
Marktconsultatiereacties geothermie

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL, TNO en DNV
categorieën	We denken dat de komst van de twee nieuwe categorieën 'Diepe geothermie (middenlast)' en 'Diepe geothermie (basislast) hoge temperatuur warmtenet (inclusief warmtepomp)' essentieel zijn voor de potentie van geothermieprojecten in de gebouwde omgeving en zijn daarom verheugd met deze toevoeging.	Ter kennisgeving aangenomen.
categorieën	Op dit moment zien wij vooral de noodzaak tot focus om de bestaande categorieën zo goed mogelijk werkend te krijgen. Vooral de niet-basislast categorie (3500 vollasturen) is van wezenlijk belang om de verduurzaming van de bebouwde omgeving zo snel en goed mogelijk op gang te brengen.	Ter kennisgeving aangenomen.
categorieën	We kunnen ons voorstellen dat door de afbakening van bepaalde categorieën de gewenste effecten, zoals CO_2 reductie, minder goed haalbaar zijn. Ook resulteert dit in niet altijd even commercieel competitieve categorieën.	We onderkennen dat de ingevoerde vermogensknip risico's met zich brengt door aanvragen te doen op of rond de aangenomen vermogens van de knip, met name bij de 12MWth-knip.
categorieën	We zien in de toekomst voor ons dat de categorie 'verlengde levensduur bestaande geothermie projecten' toegevoegd kan worden. Van de eerste pioneersprojecten in de geothermie is er veel geleerd en in de tussentijd heeft er veel innovatie plaatsgevonden op onder andere het gebied van duurzame materiaalkeuze. De projecten die als een van de eerste geothermieprojecten een SDE-beschikking ontvingen willen straks kans maken op verlenging na de 15 jaar subsidie looptijd om te renoveren en door te gaan met duurzaam produceren en CO_2 te reduceren.	De optie is aan de groslijst toegevoegd.
categorieën	Marktpartij is positief over de toevoeging in 2022 van twee nieuwe categorieën ("Diepe geothermie (middenlast)" en "Diepe geothermie (basislast) hogetemperatuurwarmtenet (inclusief warmtepomp)"). Dit is essentieel om geothermie projecten in de gebouwde omgeving kansrijk te maken. Daarnaast zijn wij positief over de wijziging van het correctiebedrag en de erkenning in het eindadvies dat geothermieprojecten een levensduur hebben van 30 jaar.	Ter kennisgeving aangenomen.
categorieën	Bij de huidige warmtevraag lijkt het mogelijk om rond de 5000 vollasturen te halen zonder toepassing van een warmtepomp. Dit sluit goed aan bij de nieuwe categorie Diepe Geothermie Middenlast. In deze opstelling is wel nog het hele jaar door biomassa nodig om de stooklijn van het warmtenet te halen (de geothermiebron is daarvoor van een te lage temperatuur). De uitdaging waar wij ons echter nog voor zien staan is hoe om te gaan met de groei van het	Ingeval voldoende informatie beschikbaar is, kan een uitbreiding van een bestaand geothermie project met een WP voor diepere uitkoeling uitgewerkt worden.

	warmtenet. Door de groei ontstaat er behoefte aan meer duurzame broncapaciteit. Dit kan worden ingevuld door de bestaande geothermiebron verder uit te nutten. Technisch gezien kan dit gerealiseerd worden door de installatie te voorzien van een warmtepomp dan wel de capaciteit van de al bestaande warmtepomp installatie te vergroten. Hiermee kan de benutting van het ondergrondse potentieel worden geoptimaliseerd/vergroot. 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).	
categorieën	Voor de gebouwde omgeving zijn de nieuwe categorieën m.b.t. de gebouwde omgeving naar onze mening betere referenties voor bestaande warmtenetten. De categorie "Diepe geothermie (geen basislast)" kan voor ontwikkelaars interessant zijn als het aantal vollasturen van een systeem uitkomt op 4000 of lager en er geen warmtepomp wordt toegepast. Uitdagend bij deze categorie zijn de relatief hoge CO_2-vermijdingskosten vanwege het lage aantal vollasturen.	Ter kennisgeving aangenomen.
kosten	We zien het voor ons dat er een onderzoek plaatsvindt naar de kosten in verschillende scenario's van abandonnering om op basis daarvan te weten welke kosten er meegenomen kunnen worden in de subsidieregeling.	Ter kennisgeving aangenomen.
kosten	Wij zijn benieuwd in wat voor mate rekening gehouden wordt met de garantieregeling geothermie. De praktijk leert dat er van deze regeling zelden gebruik gemaakt wordt. Het is ons niet duidelijk uit het rekenmodel van het PBL op welke manier met deze regeling rekening gehouden wordt naast de vraag of hier wel rekening mee gehouden dient te worden als er geen gebruik van wordt gemaakt.	De kosten voor de garantieregeling zijn verwerkt in de kostenpost verzekeringen in de berekening van het basisbedrag. Hierbij wordt een gemiddelde genomen over alle projecten.
kosten	Op dit moment is onvoldoende duidelijk waar de demarcatie van de categorieën ligt, wat zit er wel in en wat niet. Waar houdt de bron op en begint het warmte net? Is dat inclusief of exclusief de distributiepompen. Is dit inclusief of exclusief piek- en backup, opslag etc.	Hiervoor verwijzen naar de overzichtstabel in het advies met wel en niet meegenomen kosten.
kosten	De specifieke investeringskosten van een warmtepomp zijn primair afhankelijk van de grootte van de installatie (output vermogen) en het maximale temperatuurniveau (Tmax). In een groter warmtenet zou een grotere warmtepomp mogelijk zijn, bijvoorbeeld 10 MW. Hiervoor gaan wij uit van significante schaalvoordelen. Voor warmtepompen op hogere temperatuurniveaus verwachten wij aanzienlijk hogere specifieke investeringskosten.	We erkennen dat er een schaaleffect optreedt in de kosten in euro/kW van een warmtepomp, echter niet alle inbegrepen kosten in deze schattingen komen in aanmerking voor medeneming in de berekening van het basisbedrag. De aangedragen cijfermatige informatie is meegewogen in het advies.

OT-model	Tijd tussen investering en opbrengsten: het OT model gaat ervan uit 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-uitgaven en de inkomsten uit warmteverkoop die in het OT model meegenomen dienen te worden omdat deze vertraging leidt tot kapitaalkosten die nu niet meegerekend worden. Wij gaan uit van een bouwtijd van 2 jaar. Daarbij moet rekening gehouden worden dat pas na het boren en testen van het doublet de precieze eigenschappen van het doublet bekend zijn. De final engineering van de bovengrondse installatie kan dus pas gedaan worden na het testen van het doublet. Immers, pas dan is het debiet, exacte temperatuur en samenstelling bekend. Daarna volgt nog de bouwtijd van de bovengrondse installatie waarvoor wij nu ruim 1 jaar rekenen. Het OT model zou rekening moeten houden met minstens 2 jaar bouwtijd waarbij het gros van de CAPEX in jaar 1 (boren) wordt uitgegeven.	Bouwrente wordt opgenomen in het basisbedrag indien significant en generiek.
ranking	We zien het als zeer positief dat de economische levensduur van projecten van 15 naar 20 jaar gaat, dit is al een hele verbetering die dichter bij de realiteit van geothermie komt. Echter, het eindadvies SDE++ 2022, ervaringen uit bv. Parijs en in de huidige projectontwikkeling wijzen allen op een economische levensduur van 30 jaar. Projecten worden gerealiseerd met een technische levensduur en daarbij horende warmteproductie en afname van 30 jaar. Daarbij worden warmtenetten in de gebouwde omgeving aangelegd voor meer dan 30 jaar. In veel projecten komt er een warmtenet in combinatie met geothermie. Een discrepantie tussen de economische levensduur van bron en warmtenet is ongewenst. Door te rekenen met een levensduur van 20 jaar in plaats van 30 jaar komen geothermieprojecten onterecht, veel lager op de subsidie-intensiteit ranking.	De economische levensduur van geothermieprojecten is in de Kamerbrief van 22 april 2022 verlengd naar 30 jaar.
uitgangspunt	Vanuit de sector zijn er vragen of de divisie lage temperatuur / hoge temperatuur op 100 °C voor het domein 'warmte' in 2023 een logische scheiding is. Graag zouden wij hierover in een aanvullend gesprek verder op ingaan.	We zien dit uitgangspunt als een jaargemiddelde grens. Voor geothermie valt enkel UDG in het domein hogetemperatuurwarmte.
uitgangspunten	U schrijft dat wordt voornemens bent om SDE++ categorieën op te heffen wanneer er tenminste drie achtereenvolgende jaren geen aanvragen zijn gedaan. Vanuit oogpunt van beheersbaarheid van de SDE++ regeling kunnen wij dit voornemen goed begrijpen. Wel pleiten wij ervoor om dit middels de gebruikelijke consultatie eerst aan de industrie voor te leggen wanneer dit aan de orde is. Zo kan worden voorkomen dat een categorie net te vroeg	We geven aan EZK mee om de categorieën ODG en UDG nog in de regeling te laten wegens lange ontwikkelingstijd eerste projecten.

	wordt verwijderd omdat projecten langer dan verwacht in ontwikkeling zijn en/of afhankelijk zijn van de realisatie van (energie-)infrastructuur door derden.	
uitgangspunten	Alleen projecten subsidiëren die kunnen uitsluiten dat waterdragende lagen vervuild gaan worden. Op dit moment worden alleen officiële drinkwaterputten van drinkwaterbedrijven beschermd, maar slechts tot een afstand die het water in 1 jaar aflegt. Daarbuiten wordt blijkbaar gerekend op voldoende verdunning. Wij willen dat ook onze (klein-)kinderen nog schoon drinkwater hebben. Ook de oceanen bleken uiteindelijk vervuild te kunnen raken. Daarnaast zijn er ook nog veel boerenbedrijven/woningen die zelf hun drinkwater oppompen, maar die staan niet op de kaarten, die worden gehanteerd bij de vergunningverlening. Er kan op 3 manieren vervuiling optreden: • het lekprikken van waterscheidende lagen, waarna het de vraag is of het lek 100% gedicht kan worden. • Eventueel gebruik van chemicaliën tijdens het boren • Bij het koelen (opslaan van warmte) en verwarmen (oppompen van warmte) wordt water ingebracht/opgepompt. Wie ooit een radiator heeft ontlucht weet, dat dat water zwart is en stinkt, terwijl het systeem toch gevuld wordt met schoon leidingwater. In verdunde mate zal dezelfde vervuiling in de diepe laag worden gebracht. Voa de opwaartse druk en de lekken kan dat dus in lagen terecht kunnen komen, die gebruikt worden voor drinkwater.	We gaan er van uit dat de vigerende veiligheids- en vergunningseisen het risico op drinkwatervervuiling voldoende afdekken.
Uitgangspunten	Graag maken we u attent op ons actieve UDG project. Het project is hét pilot project voor UDG en als zodanig opgezet in samenwerking. Uitgangspunt bij deze opzet is altijd geweest dat er uitzicht is op SDE++. Dit is cruciaal voor de haalbaarheid. Voor meer informatie over ons initiatief, de stand van zaken en andere aanvullende informatie verwijzen wij naar de bijlage(n).	We geven aan EZK mee om de categorie UDG nog in de regeling te laten wegens lange ontwikkelingstijd eerste projecten.
Uitgangspunten EZK	Vanuit de sector horen wij dat er belangstelling is in de komende jaren voor subsidie aanvragen in 'ondiepe geothermie' categorieën. Voor ondiepe geothermie (500-1500m) in de Noordzee Groep lijkt er hernieuwde belangstelling te komen. Er zijn verschillende partijen die aangeven een project te willen ontwikkelen en voor zich zien dat er na 2024 projecten tot aanvraag kunnen komen. Er is voor deze categorie nog een innovatieslag in combinatie met een	We geven aan EZK mee om de categorieën ODG en UDG nog in de regeling te laten wegens lange ontwikkelingstijd eerste projecten.

	financiële haalbaarheid nodig. De lagere temperatuur en vermogen van een dergelijke bron lijkt te passen bij warmtebehoefte van beter geïsoleerde huizen en minder dichte bebouwing in landelijk gebied. Om deze ontwikkeling een kans te geven is het goed deze categorie te laten bestaan.	
Uitgangspunten EZK	Wij vinden het in principe niet bezwaarlijk dat een projectcategorie die een aantal jaar in de regeling is opgenomen, waarbij er geen projecten zijn aangevraagd, niet meer wordt opgenomen. Wij denken echter dat drie jaar wel erg kort is en te weinig kans geeft aan projecten. Voor een goede projectontwikkeling zien we eerder voor ons dat een categorie na vijf jaar onbenut te zijn pas verwijderd wordt.	Ter kennisgeving aangenomen.
Uitgangspunten EZK	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 onderzoekssubsidie beter passend is.	We geven aan EZK mee om de categorieën ODG en UDG nog in de regeling te laten wegens lange ontwikkelingstijd eerste projecten.
Uitgangspunten EZK	Marktpartij is voornemens om in de toekomst SDE++ ondiepe geothermie aan te vragen. Is het juist dat men bij ondiepe geothermie SDE ontvangt over een delta T van 60°C (warmtepomp 70°C en injectie temperatuur van 10°C) zoals in het plaatje hieronder is weergegeven?	We geven aan EZK mee om de categorieën ODG en UDG nog in de regeling te laten wegens lange ontwikkelingstijd eerste projecten. De data in het eindadvies zijn enkel gebruikt voor het berekenen van het basisbedrag behorend bij de referentie-installatie. Deze data zijn niet beperkend voor projectaanvragen.
Algemeen	Wij zien duidelijk onderwerpen die zijn aangedragen in vorige consultatiereacties en tijdens de gesprekken daarna nader zijn onderzocht, bekeken en op sommige vlakken zijn verwerkt in de voorliggende documentatie. We zijn erg verheugd met de verlengde realisatietermijn voor glastuinbouwprojecten en projecten in de gebouwde omgeving naar respectievelijk 5 en 6 jaar. Ook zien we als sterke verbetering dat de referentie van gas naar 70% TTF is gegaan en dat de economische levensduur naar 30 jaar is gegaan in het onderzoek. Dit verbetert de positie van geothermieprojecten sterk wat de snelheid en de groei van geothermieprojecten en hun aandeel in de warmtetransitie vergroot.	Ter kennisgeving aangenomen.
Basisbedrag	We zien het als een positieve ontwikkeling dat er een divers palet is van categorieën die meer en beter toegespitst zijn op de activiteit van geothermie. We denken alleen wel dat door de afbakening van bepaalde categorieën op vermogen niet de gewenste effecten, zoals meeste CO_2 reductie, heeft. Door bepaalde	We onderkennen dat de ingevoerde vermogensknip risico's met zich brengt door aanvragen te doen op of rond de aangenomen vermogens van de knip, met name bij de 12 MWth knip. We bekijken om in het Eindadvies 2023 dit risico te beperken.

	aannames in de onderverdeling van categorieën zal niet de volledige potentie van de ondergrond worden benut doordat het financieel onaantrekkelijker wordt gemaakt. Wij gaan graag in gesprek hoe we deze categorieën beter kunnen inrichten.	
Basisbedrag	We zien dat de basisbedragen voor 2022 van de categorieën 'Diepe geothermie (basislast)' & 'Diepe geothermie (uitbreiding)' ten opzichte van 2021 lager zijn uitgevallen. De overige categorieën stijgen maar marginaal. Gezien de huidige marktomstandigheden (inflatie, grondstofprijzen, energiekosten, etc.) wordt de ontwikkeling van geothermie duurder. De basisbedragen van deze twee categorieën zouden minimaal gelijk moeten blijven aan die van 2021. Ook zouden we graag in gesprek gaan over hoe de grote kostenstijgingen (CAPEX en OPEX) in beeld gebracht kunnen worden en vertaald kunnen worden naar de verschillende categorieën. Gebeurt dit niet, dan bestaat de kans dat er geen projecten in de 'vertrouwde' basislast categorieën van de grond komen.	Kosten zullen voor Eindadvies 2023 geüpdatet worden op basis van aangedragen data.
BB	De basisbedragen voor 2022 van de categorieën 'Diepe geothermie (basislast)' & 'Diepe geothermie (uitbreiding) zijn ten opzichte van 2021 lager zijn uitgevallen. De basisbedragen van deze twee categorieën zouden minimaal gelijk moeten blijven aan die van 2021 omdat de huidige marktomstandigheden zoals inflatie, rente en energiekosten geothermie projecten duurder maken in plaats van goedkoper.	Kosten zullen voor Eindadvies 2023 geüpdatet worden op basis van aangedragen data.
BB	Bij SDE mogen de ontwikkelkosten (DEVEX) niet worden meegenomen. De onderliggende aanname daarbij is dat DEVEX uit het rendement op eigen vermogen (voor geothermie gesteld op 15%) kan worden gedekt. Bij een aantal geothermieprojecten is als gevolg van bijvoorbeeld extra noodzakelijk seismisch onderzoek de DEVEX veel hoger dan bij andere categorieën, indicatief rond de 2 a 3 M€ (dit is €1-2M hoger). Daarbij spelen de hoge voorbereidingskosten (en het bijbehorende risico op een ongeschikte locatie) een grote rol. Daarom wordt het rendement op eigenvermogen veel zwaarder aangetast dan bij andere categorieën. 2,8%punt aan ROE verdampt (bij DEVEX 2 mln.) dan wel 4,1% (bij 3 mln.). We pleiten er voor om voor geothermie DEVEX wél mee te mogen nemen.	Het is aan EZK om uitgangspunten over toegelaten, mee te nemen kosten mee te geven. We geven wel mee dat de DEVEX bij geothermie aanzienlijk kunnen zijn.
categorieën	De in paragraaf 7.7 beschreven vervangingsput, waarbij er geen vermogensverlies mag optreden is lastig. Bij elke put is het maar de vraag wat deze écht doet. Men moet dit dus óf scherp definiëren, óf laten vallen. Meetgrens is nergens echt benoemd; advies kies meetgrens om de put. Kern van de bedrijfsvoering is normaliter het debiet strak te houden en te spelen met	We stellen voor om de term "vermogensverlies" in het advies te vervangen door "warmteproductieverlies".

	de delta T; lagere bedrijfsuren dan 8760h/a is onwenselijk i.v.m. verstoppingen.	
Correctiebedrag	We zijn erg verheugd dat voor het correctiebedrag van warmte is bijgesteld van 90% x TTF naar 70% x TTF. We zien dit na herhaaldelijk aangeven als een goede benadering voor de prijs die warmte. Echter kijken we ook vooruit en zien dat ook deze prijs niet toekomstbestendig is met een veranderende energiemix. Wij gaan graag in gesprek hoe we de waarde van warmte in de toekomst kunnen bepalen.	Het is aan het ministerie van EZK om uitgangspunten over het correctiebedrag mee te geven.
kosten	Projecten waar de afstand tussen warmtebron en warmtenet tot extra kosten leidt die niet in de SDE kunnen worden meegenomen komen met name voor in de gebouwde omgeving waar goede locaties niet altijd dicht bij de vraag liggen. Er is een categorie voor de levering van restwarmte met een aansluiting op het gemeenschappelijk warmtetransportnet. Het zou goed zijn als er een categorie is voor alle soorten warmte dus ook afkomstig van geothermie. De sector ervaart in toenemende mate dat het ontwikkelen van locaties moeilijk is in de dichtbebouwde omgeving. Daarom moet er gezocht worden naar locaties die verder liggen van de bron. Dit kan alleen als de extra infrastructuur meegenomen kan worden in de gesubsidieerde kosten.	Kosten voor aansluiting op de transportleiding zitten reeds verrekend in het basisbedrag.
realisatietermijn	Wij zijn erg blij dat het realisatietermijn voor glastuinbouw en voor gebouwde omgeving respectievelijk naar 5 en 6 jaar is gegaan. Onderzoek heeft laten zien dat een langere realisatietermijn voor geothermie nodig is. We pleiten voor zo veel mogelijk generiek beleid voor de technologie ongeacht de toepassing. Dit voorkomt ook onduidelijkheden bij cross overs (glastuinbouw en gebouwde omgeving). We pleiten daarom voor een generieke realisatietermijn van 6 jaar.	In de kamerbrief van 22 april 2022 is de realisatietermijn op 6 jaar gebracht.
regeling	Bij geothermieprojecten is er vaak sprake van volloop. Als in de eerste jaren niet de vollasturen gehaald kunnen worden ten gevolge van volloop, kan in die jaren de SDE niet volledig worden benut. Om het geothermieproject voor dit risico in te dekken, zou het helpen om de 15 jaar aan de achterkant te verlengen met het aantal gemiste uren door volloop. Dit zou het uiteindelijk toebedeelde subsidiebedrag gelijk maken aan het origineel vastgestelde bedrag. Op dit moment kan er onder bepaalde voorwaarden gebruik worden gemaakt van 'banking' met maximaal 1 jaar na de subsidietijd. Geothermieprojecten (in het speciaal in de gebouwde omgeving) is deze 1 jaar echter aan de korte kant om 100% van de vollasturen te draaien. Wij pleitten voor de mogelijkheid om 'banking' te verlengen naar een termijn van 3 jaar zodat het vollooprisico gedekt wordt.	Het punt is meegegeven aan EZK.

uitgangspunten	Inzake de problematiek van 'Volloop' (het geothermie doublet zal niet vanaf start exploitatie het volledige aantal vollasturen draaien maar groeit hier naar toe) bepleiten wij een verruiming van de banking periode. Wij zijn van mening dat de in de bijlage toegelichte methodiek van een 'glijdend basisbedrag' te prefereren is.	Het punt is meegegeven aan EZK.
Uitgangspunten	Als pilot project voor (ultra diepe) geothermie is het onmogelijk te concurreren met technologieën die al meer dan 10 jaar geleden uit de pilot fase zijn gekomen (met de toenmalige, daar op toegesneden, SDE regeling). De kracht van een project is dat het de beste potentiële (bovengrondse) business case heeft, en dus bij uitvoering ook minimale SDE++-subsidie nodig zal hebben. Het is echter evident dat dit niet gaat zonder dat er een specifieke categorie voor geothermie is in deze fase, naast verdere ontwikkeling van de technologie. Daarnaast is het cruciaal dat er schotten komen tussen de verschillende SDE categorieën.	We geven aan EZK mee om de categorieën ODG en UDG nog in de regeling te laten wegens lange ontwikkelingstijd eerste projecten.

Tabel B2.6
Marktconsultatiereacties verbranding en vergassing van biomassa

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL, TNO en DNV
Biomassa feedstock	1. Wens naar verbreding van feedstock in vergassingscategorieën, om mogelijke initiatieven niet te beperken. Bijvoorbeeld toestaan van feedstocks met Certifhy GO certificaten en/of gelijktrekken met feedstock basis in de categorie "Geavanceerde hernieuwbare brandstoffen", d.w.z. Annex 9A (RED II)	1. Hier brengt PBL geen specifiek advies over uit. De wens voor verbreding van de feedstock naar Annex IX.A is doorgegeven aan EZK, maar was geen onderdeel van de hernieuwde uitgangspunten.
Biomassaprijzen en poorttarieven	2. De prijzen voor houtpellets zijn sinds vorig jaar aanzienlijk gestegen. 3. Waarom wordt bij het poorttarief voor afval nog de afvalstoffenbelasting opgeteld?	2. Recente prijsindexaties (CPI) zijn zoals in eerdere jaren meegenomen in de nieuwe basisbedragen. Voor houtpellets wordt specifiek de houtpelletmarkt bijgehouden en prijzen worden navenant geadviseerd. Dit heeft geleid tot een referentieprijs voor houtpellets die 21% hoger ligt dan vorig jaar. 3. Het poorttarief dient door een afvalverwerker betaald te worden en wordt doorberekend aan de leverancier van het afval (partij die zich van het afval moet ontdoen). Daarmee is de belasting onderdeel van de marktprijs van huishoudelijk afval.
Basisbedragen en Investeringskosten	4. De investeringskosten voor grote installaties in de categorie stoom uit houtpellets zijn niet reëel en onvoldoende voor het realiseren van rendabele projecten. 5. Door diverse factoren, waaronder recente marktontwikkelingen, is er sprake van gestegen investeringskosten.	4. Er is een nieuwe categorie opgenomen voor installaties > 50 MWth, waarbij rekening gehouden wordt met de extra complexiteit, eisen en kosten van grote installaties. 5. We houden rekening met marktontwikkelingen en andere wijzigingen in ons advies. Dit heeft in ons advies geleid tot een stijging van de investeringskosten met 9%.
Basisbedragen/ O&M-kosten	6. Door diverse factoren, waaronder recente marktontwikkelingen, is er sprake van gestegen O&M kosten.	6. We houden rekening met marktontwikkelingen en andere wijzigingen in ons advies. Dit heeft in ons advies geleid tot een

			algemene stijging van de O&M-kosten met 3% *plus* een extra verhoging op basis van de gehanteerde langetermijnprijzen voor gas en elektriciteit (die zijn verdubbeld ten opzichte van vorig jaar).
Correctiebedragen	7.	EU ETS opbrengsten zijn in de realiteit soms lager dan de totale hoeveelheid geproduceerde warmte, waardoor het correctiebedrag overschat wordt.	7. Dit is doorgegeven aan EZK.
	8.	In analogie met grote stadsverwarmingsnetten zou het correctiebedrag voor installaties in de glastuinbouw ook 70% TTF (LHV) moeten zijn.	8. Differentiatie naar specifieke marktsegmenten binnen een gegeven categorie is geen uitgangspunt.
Schaalgrootte en technologiespecificatie	9.	Wens, om variabele schaalgrootte voor vergassingscategorieën te hanteren, om mogelijke initiatieven niet te beperken.	9. Het is inderdaad zo dat we verschillende initiatieven zien met verschillende schaalgroottes en technische specificaties. Op basis van de beschikbare gegevens en het uitgangspunt om zoveel mogelijk duurzame energie te produceren op de meest kosteneffectieve manier, is een zo passend mogelijke referentiecase opgesteld. Indien in de toekomstige praktijk blijkt dat er behoefte is aan een aparte categorie voor een aanvullende vermogensklasse of een andere technologie dan zal overwogen worden dat te adviseren.
	10.	Wens om binnen vergassingscategorieën voldoende diversiteit bij vergassingstechnologie te hanteren, om mogelijke initiatieven niet te beperken.	10. Idem 9
	11.	Wens, om in de categorie "Stoom uit houtpellets" ook grotere installaties mogelijk te maken (met het gehanteerde referentievermogen van 20 MWth is dit niet mogelijk).	11. Er is een nieuwe categorie opgenomen voor installaties met een vermogen van meer dan 50 MW_{th}.
Uitgangspunten	12.	Bij de rangschikking wordt geen rekening gehouden met vermeden kosten voor b.v. infrastructuur (door gebruik van al bestaande infrastructuur).	12. Wij rekenen de rangschikking door op basis van de door EZK opgestelde uitgangspunten. Het punt valt daarom buiten het bereik van dit advies, maar geven we mee aan EZK.
	13.	Bij de rangschikking wordt geen rekening gehouden met vermeden ketenemissies.	13. De rangschikking wordt bepaald op basis van de door EZK opgestelde uitgangspunten. In de uitgangspunten staat over ketenemissies het volgende: "*bij het bepalen van de rangschikking wordt 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.*"
	14.	Apart domein en budget rondom groene moleculen (hekjes) is nodig, om groen gas doelen (2 BCM) te bereiken	14. PBL heeft naar EZK de behoefte vanuit de markt voor het plaatsen van hekjes voor groene moleculen overgebracht.
Rangschikking	15.	De vermeden CO_2-emissies bij processen, die (ook) biochar produceren, wordt niet adequaat meegenomen in de rangschikking.	15. In de uitgangspunten staat dat: "*bij het bepalen van de rangschikking wordt 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." Naar ons oordeel gaat het hier om scope 3-emissies die echter *niet* de primair beoogde CO_2-reductie betreffen.
Algemeen/ opmerkingen	16. Aannames eigen vermogen/vreemd vermogen kloppen niet voor alle projecten. 17. Aannames vennootschapsbelasting kloppen niet. 18. Als er in dezelfde installatie zowel biomassa als afval wordt gebruikt, is dan een SDE++ aanvraag naar rato van toepassing?	16. De SDE++ is een generieke regeling. Daarom kunnen aannames inderdaad afwijken van individuele projecten. 17. De vennootschapsbelasting is aangepast naar 25,8%. 18. Het is niet aan PBL hier advies over te geven. De brandstofstromen die gebruikt kunnen worden in de verschillende categorieën, staan vermeld in de betreffende artikelen van de SDE++-regeling en wordt beoordeeld door RVO.
Nieuwe categorieën	19. Wens om opnieuw de mogelijkheden voor een nieuwe categorie syngas uit vergassing van afval te onderzoeken.	19. Vorig jaar is reeds gebleken dat er diverse factoren waren waardoor het niet mogelijk was een categorie met syngas als product te adviseren. Derhalve zijn er momenteel een aantal categorieën die afgeleide producten uit syngas als product hebben.

Tabel B2.7
Marktconsultatiereacties vergisting van biomassa

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL, TNO en DNV
Algemeen vergisting	Schotten worden gezien als bevordelijk voor de realisatie van 2 miljard m3 groen gas in 2030	Voor kennisgeving aangenomen.
Nieuwe categorieën	Graag zien we de mogelijkheid voor direct gebruik van biogas zonder opwaardeerinstallatie of andere vorm. Graag de mogelijkheid om tussentijds van subcategorie te switchen	We zien deze categorie niet direct als optie, mede vanwege locatiespecifieke eisen, immers invoeding is niet mogelijk zonder wetgeving aan te passen. Directe inzet in processen is lastig gezien biogas geen stroom is met een eenduidige stookwaarde. We zien geen mogelijkheid hier generiek advies over uit brengen.
CAPEX/ OPEX	We zien grote wijzigingen in de capex investeringen tot wel 50%	We hebben de bevindingen in de loop van het jaar aangepast tot het huidige resultaat
Vermeden CO_2	Groen gas productie wordt doorgaans ook ingezet in de HBE-markt, waardoor de CO_2 intensiviteit voor de SDE in de praktijk lager uitvalt. De vermeden CO_2 eq in kg/ton mest is te laag Houd rekening met de 20 jaar CO_2eq, in plaats van de 100 jaar	Beleidsmatig wordt dit complex, het kan dat met de invoering van een bijmengverplichting dit een goede mogelijkheid wordt. We hebben de vermeden CO_2 aangepast aan de hand van de documentatie in de REDII. Er is geen eenduidige toekenning. De Nederlandse overheid houdt in haar rapportages de 100 jaar aan. We volgen deze lijn op dit moment. Zie ook de inbreng van de externe reviewer DTU en de reactie van PBL hierop.
Biomassa prijzen	Er zijn significante prijsbewegingen.	We hebben de prijsschommelingen over het jaar gemonitord en hanteren hetzelfde punt in het jaar als voorgaande jaren. Daarnaast corrigieren we, indien noodzakelijk voor afwijkende praktijkgegevens.
allesvergisting	Reststromen dienen minimaal 25 NM3 groen gas per ton input te hebben. Er zijn echter relevante (rest) stromen welke hierdoor worden uitgesloten van de SDE.	Hiervoor is wel een eenduidige toekenning noodzakelijk welke het mogelijk maakt om de controle hierop te borgen.

	Kostenneutraliteit voor aanvoer van mest af en aanvoer is niet de praktijk binnen co-vergisting	We houden in principe rekening met allesvergisting, hiervoor gelden de regels omtrent mest niet.
monomest	Voer een kleinschalige categorie in (tot 100 kW) Grootschalige mestvergisting heeft kosten door aan en afvoer.	De kleinschalige categorie beperkt zich tot WKK/Warmte en is daardoor niet kostenneutraal. Daarnaast ligt de categorie dicht bij de gekozen referentie. We gaan ervanuit dat voor grootschalige vergisting de aan en afvoer zijn meegenomen in de *gatefee*.
composterings-warmte	Graag openstellen voor ook GFT.	Enkel onze referentie-installatie is gebaseerd op champost. De regeling kan breder opengesteld worden.

Tabel B2.8
Marktconsultatiereacties geavanceerde hernieuwbare brandstoffen

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL, TNO en DNV
Uitgangs-punten	De marktpartijen informeren of scope 3-emissies worden meegenomen in de emissiebesparings-berekeningen voor deze categorie.	SDE++ richt zich op de scope 1- en scope 2-emissies. Ook voor de geavanceerde brandstoffen categorieën worden emissiebesparingen opgenomen op basis van de vermeden emissies bij de vervanging van de verbranding van fossiele brandstoffen in de vervoerssector. Het verkrijgen en de levering van grondstoffen, alsmede het vervoer van hernieuwbare brandstoffen, worden in de beoordeling niet meegenomen.
Uitgangs-punten	De marktpartijen - de producenten van hernieuwbare transportbrandstoffen - vermelden dat biomethanol en bio-ethanol in andere markten dan de transportsector kunnen worden gebruikt. De SDE++-referentiecases zijn echter beperkt tot het gebruik in het vervoer over land. De marktpartijen willen weten hoe het systeem in de praktijk zal functioneren en gecontroleerd zal worden.	Dit vraagstuk is doorgegeven aan EZK. PBL geeft aanbevelingen over de opzet van de referentiegevallen en de berekeningen van het basisbedrag. De uitvoering van de systematiek en de daarmee samenhangende vragen dienen te worden besproken met de ministeries.
Nieuwe categorie	De marktpartijen vragen om nieuwe categorieën toe te voegen voor de productie van diverse synthetische brandstoffen, waaronder e-brandstoffen. Voor de toekomstige SDE++-adviezen stellen zij voor de categorie voor hernieuwbare brandstoffen ruimer op te stellen.	Dit Is gecommuniceerd met EZK. Voor 2023 is deze extra categorie niet opgenomen in de lijst met technologieën.
Nieuwe categorie	De marktpartijen informeren naar de opname van andere biobrandstoffen, zoals biobrandstoffen voor de luchtvaart, in de categorie geavanceerde brandstoffen.	Biobrandstoffen voor de luchtvaart zijn niet opgenomen in de SDE++. SDE++ richt zich op decarbonisatie-opties om de broeikasgasemissies in Nederland te verminderen. Daarom worden binnen deze categorie alleen brandstoffen voor vervoer over land in aanmerking genomen.
Bio-ethanol/ nieuwe categorie	Sommige marktpartijen vroegen naar de mogelijkheid om het gebruik van derde generatie biomassa (tertiaire cellulosestromen) op te nemen als grondstof voor de productie van bio-ethanol.	De categorie 'geavanceerde brandstoffen' in SDE++ staat het gebruik toe van elke in BIJLAGE IX-A vermelde hernieuwbare grondstof. In dit geval valt de categorie grondstoffen onder de categorie bioafval, die in de lijst van Deel A is opgenomen. Deze waardeketen verschilt echter sterk van de referentiecase en vereist een extra categorie. In SDE++ 2023 wordt een extra categorie niet in aanmerking genomen.

Biomethanol	De marktpartijen vragen naar diversificatie van het type grondstof in de categorie biomethanol. Zij stellen voor het gebruik van gemengd vast afval, dat gedeeltelijk biogeen is, als optionele grondstof voor deze categorie te gebruiken.	De suggestie is gecommuniceerd naar EZK. De niet-biogene mix kan niet worden meegerekend als hernieuwbare grondstof omdat deze niet is opgenomen in de lijst van BIJLAGE IX, Deel A, van de herziene richtlijn hernieuwbare energie.
Biomethanol	De marktpartijen informeerden of brownfield-projecten voor de productie van methanol onder deze categorie kunnen vallen	De SDE++-referentie is gebaseerd op een greenfield project, maar sluit brownfieldprojecten niet uit voor toepassing in deze categorie.
Bio-LNG	De marktpartijen plaatsen vraagtekens bij de gekozen schaal voor de referentie bio-LNG-technologie. Zij stellen een grotere schaal voor omdat ze van mening zijn dat de toekomstige markt voor bio-LNG niet beperkt zal zijn tot de vervoerssector. Ook stellen zij een andere opzet voor waarbij groen gas elders wordt geproduceerd en naar een centrale liquefactie-installatie wordt getransporteerd. Zij vragen of het gecentraliseerde concept past binnen de huidige bio-LNG-categorieën in de SDE++2023.	Bio-LNG is specifiek opgenomen voor toepassing in de transportsector. Dat laat onverlet dat bio-LNG-toepassingen breder kunnen zijn, maar die toepassingen vallen buiten de scope van de adviesvraag aan PBL.

Tabel B2.9
Marktconsultatiereacties grootschalige elektrische boilers

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL, TNO en DNV
Algemeen	In het advies staat dat een e-boiler kan worden ingezet om warm water en stoom te leveren, terwijl in de regeling de eis is opgenomen dat de aanvoertemperatuur aan de gebruikzijde hoger is dan 100°C. Meerdere partijen stellen voor deze categorie open te stellen voor toepassing onder de 100°C, en buiten de industrie, voor bijvoorbeeld voor de gebouwde omgeving, de glastuinbouw en de voedingsmiddelenindustrie. Een warmtepomp is weliswaar energetisch gunstiger, maar kan minder vaak worden toegepast omdat er een warmtebron in de nabijheid moet zijn en is bovendien minder geschikt om snel te schakelen. De twee technologieen zijn zelfs complementair aan elkaar als de warmtepomp voor basislast produceert en de e-boiler piekvraag faciliteert.	In ons advies is geen temperatuurgrens opgenomen voor de geleverde warmte. Het punt is meegegeven aan EZK.
Directe en virtuele lijn	Meerdere partijen stellen voor een subcategorie toe te voegen voor een directe of administratieve verbinding van een e-boiler met de opwek van hernieuwbare energie. Hiermee kan het maximum aantal vollasturen voor de boiler worden losgelaten. Voor de eisen die worden gesteld aan een administratieve koppeling wordt verwezen naar de Delegated Act die door de Europese Commissie zal worden vastgesteld ter uitvoering van art.27 REDII. De Delegated Act bevat criteria voor de elektriciteit die wordt gebruikt voor hernieuwbare waterstof. Ook wordt verwezen naar de Richtsnoeren staatssteun ten behoeve van	Het punt is meegegeven aan EZK.

	klimaat, milieubescherming en energie 2022 (2022/C 80/01), paragraaf 82, voetnoot 54.	
Minimum vermogen	Er zijn veel kleinere bedrijven waarvoor e-boilers met een vermogen < 5 MW interessant zijn. Is het mogelijk om het minimum vermogen voor e-boilers in de regeling te verlagen?	In ons advies is geen ondergrens opgenomen voor het vermogen van de boiler. Daarnaast is de grootte van de installatie vaak niet belangrijkste kostenfactor, een extra categorie is waarschijnlijk niet nodig.
Elektrische boilers	Wij stellen voor een additionele categorie toe te voegen voor kleinschalige boilers < 5 MWth.	Kleinschalige e-boilers zijn opgenomen in de groslijst SDE++ 2023, maar niet opgenomen als extra categorie.
Elektrificatie	Wij stellen voor een additionele categorie toe te voegen voor elektrische luchtverwarming.	Deze categorie staat op de groslijst SDE++ 2023, maar er is besloten deze niet op te nemen in het huidige advies.
Elektrificatie	Wij stellen voor een additionele categorie toe te voegen voor thermische opslag.	In de groslijst SDE++ 2023 staat een categorie hogetemperatuursopslag, maar deze categorie is niet opgenomen in het huidige advies.
Grootschalige elektrische boilers	In de elektriciteitsmarkt kan men de prijs voor een langere termijn vastleggen, ook voor 15 jaar. Daar zitten echter bepaalde risico's in die worden beprijsd via een risicopremie, welke afhankelijk is van de projectspecificaties. Kan een dergelijke risicopremie worden meegenomen in het advies?	Op dit moment is bij ons nog niet voldoende informatie beschikbaar gesteld om een risicopremie mee te nemen in het advies.
Grootschalige elektrische boilers	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 bepleiten om de beperking te verruimen naar de maximale warmtevraag van het systeem waarop de warmte ingevoed wordt.	Het punt is meegegeven aan EZK. Hierbij merken we op dat wel voorkomen moet worden dat men met meerdere e-boilers afwisselend warmte zou gaan produceren.
Financiering	Met de huidige financieringsparameters maakt het voorbeeldproject in het OT-model een operationeel verlies in het laatste operationele jaar. Hiermee is het project per definitie niet financierbaar omdat leningen niet afbetaald kunnen worden.	Het klopt dat het referentieproject in het laatste een negatieve cashflow heeft, maar voor de financierbaarheid is dat volgens ons geen probleem voor het businesscase van het project. Tot het voorlaatste jaar is het project namelijk extra rendabel.
Financiering	Wij stellen voor om voor de investering 100% eigen vermogen aan te houden. Dit is in de praktijk ook de gangbare methode omdat e-boilers een relatief geringe investering meebrengen. Om het operationeel verlies in de laatste jaren weg te nemen, wordt daarnaast voorgesteld het rendement op eigen vermogen aan te passen nar 10%.	Zie voorgaand punt.
Subsidie-intensiteit	Wij pleiten ervoor om netbeheerkosten buiten de subsidie-intensiteit te laten, maar wel in het basisbedrag te houden. Dit om elektrificatie-opties een eerlijker positie te geven in de rangschikking t.o.v. elektriciteitsproductie, waarvoor geen netbeheerkosten worden meegenomen. In het geval van elektrische boilers maken de netbeheerkosten 40% uit van de totale kosten voor de referentie-installatie.	Met de komst van de hekjes-systematiek worden opwek en gebruik van elektriciteit gescheiden behandeld, waardoor dit probleem niet meer speelt. Daarnaast is de methodologie voor berekening van de subsidie-intensiteit onderdeel van de uitgangspunten en geen onderdeel van dit advies.

Operationele kosten	De gemiddelde elektriciteitsprijs wordt berekend op basis van de KEV-verwachting, wat een significant projectrisico oplevert. Verschillende partijen melden dat de adoptie van e-boilers hierdoor vertraging oploopt. Er wordt voorgesteld om de elektriciteitsprijs anders te berekenen of te verwerken in het correctiebedrag.	Een van de uitgangspunten voor dit advies is dat de elektriciteitskosten worden meegenomen in het basisbedrag. Het punt is meegegeven aan EZK.
Operationele kosten	Ook de netwerkkosten zullen de komende jaren sterk stijgen. De mate en het tempo waarin dit gebeurt is echter nog onzeker. Daarnaast is niet uitgesloten dat de tariefstructuur gaat veranderen. Dit kan sterk positieve of sterk negatieve effecten hebben en is door de netgebruiker niet te beïnvloeden. Daarom stellen wij voor om jaarlijks te corrigeren voor ontwikkelingen in netwerkkosten.	Verwerking van de netwerkkosten in het basisbedrag volgt uit de uitgangspunten voor dit advies. Het punt is meegegeven aan EZK.
Financiering	In sommige gevallen maakt de volumekorting het project haalbaar, maar het risico bestaat dat de volumekorting kan komen te vervallen. Wij willen vragen hier rekening mee te houden in een MSK-toets.	Voor de referentie-installatie wordt ervan uitgegaan dat de volumecorrectieregeling niet van toepassing is. Daarnaast maakt (de opzet van) een eventuele MSK-toets geen onderdeel uit van dit advies.
Operationele kosten	Er wordt vanuit gegaan dat de industrie in de goedkoopste elektriciteitsstaffel zit voor energiebelasting. Dat is niet altijd het geval. Een oplossing zou zijn dat alle elektriciteit die gebruikt wordt door e-boilers in de 4e EB en ODE staffel valt.	De SDE++ is een generieke regeling. Gegeven dat het meerendeel van de projecten in de hoogste staffel zit, hoeft deze aanname niet te worden aangepast.
Uitgangspunten	Één van de uitgangspunten voor de categorie elektrische boilers is als volgt: Er wordt rekening gehouden met mogelijke verschillende omzettingsrendementen van de elektrische en gasboiler. Hoe is dit verwerkt in het advies?	De verschillen in omzettingsrendement (90% voor een gasgestookte ketel en 99% voor een elektrische boiler) zijn meegenomen bij bepalen van de netto CO_2-besparing.
Uitgangspunten	Er wordt advies gevraagd of het gewenst is een separate categorie op te nemen voor toepassingen waar geen of minder kosten worden gemaakt voor de jaarlijkse aansluitkosten omdat er voldoende afnamecapaciteit aanwezig is op locatie. Waarom staan dergelijke categorieën toch niet in het advies?	Bij lagere kosten kan de subsidie worden aangevraagd met een lager basisbedrag.
Uitgangspunten	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. Hoe is deze adviesvraag verwerkt?	De gevraagde berekening is opgenomen in het advies, zie tabel 11.3.
Vollasturen	Tabel 11.3: Aantal uren waarop een elektrische boiler per warmte-eenheid gemiddeld minder uitstoot dan een gasgestookte ketel: Kunt u de analyse die ten grondslag ligt aan deze resultaten openbaar maken?	Deze resultaten volgen uit de uitkomsten van het COMPETES-model van de Europese elektriciteitsmarkt. Dit model levert een bandbreedte voor de uurlijkse marginale productie-eenheden van elektriciteit voor de komende 15 jaar. Voor een gekozen prijspad is de CO_2-uitstoot van de marginale eenheid voor elk uur vergeleken met de uitstoot van een gasgestookte ketel. Op verzoek is ook de onderliggende data beschikbaar.
Grootschalige elektrische boilers	In de sectoren met risico op carbon leakage leidt het gebruik van een eboiler niet of slechts deels tot het vrijspelen van emissierechten. Deze	JB: De juiste ETS-correctie verschilt per situatie. Voor de referentie-installatie is deze dit jaar gesteld op €0 /kWh, maar de daadwerkelijke

	rechten zijn echter wel opgenomen in het correctiebedrag. Wij stellen voor alleen de netto voordelen op te nemen in het correctiebedrag.	correctie wordt bepaald aan de hand van het bedrijf in kwestie. Hiervoor wordt vanaf dit jaar een beslisboom bijgevoegd aan het advies.

Tabel B2.10
Marktconsultatiereacties grootschalige warmtepompen

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL, TNO en DNV
Technologie	Het zou mogelijk moeten zijn om een systeembenadering toe te passen bij de implementatie van meerdere warmtepompen in een geïntegreerd warmtesysteem , waar naar het totale warmtesysteem wordt gekeken in plaats van naar een individuele warmtepomp die wordt geïnstalleerd.	In samenwerking met EZK en RVO wordt onderzocht of een systeembenadering kan worden opgenomen in de SDE++. Voor een mogelijke generieke inpassing is nog meer informatie nodig. Gedurende het komend jaar zien we uit naar voorbeelden van marktpartijen met gedetailleerde beschrijving van deze systemen. Als blijkt dat dit toch niet mogelijk is, kan (de ontwikkeling van) een alternatief instrument worden overwogen. Voor systemen waar de onrendabele top vooral voortkomt uit hoge investeringskosten vormen de VEKI en DEI een mogelijk alternatief.
Maximale COP	Als aangetoond kan worden dat er bij een systeem met een COP hoger dan het vastgesteld maximum toch sprake is van een onrendabele top, zou er ook subsidie verleend moeten kunnen worden. Een maximale COP-waarde zou een richting moeten geven, maar niet leiden tot uitsluiting.	In dit advies is de maximale COP van 12 aangehouden, met de toevoeging dat er ook bij hogere COP sprake kan zijn van een onrendabele top.
Vollasturen	Naast de subcategorieën voor 3000 en 8000 vollasturen is er behoefte aan een categorie voor 5000 vollasturen. Naast campagnebedrijven zijn er bijvoorbeeld in de voedingsmiddelenindustrie bedrijven die wel jaarrond werken maar niet in het weekend.	De huidige subcategorie voor 3000 vollasturen is bedoeld voor campagnebedrijven. Dit wordt door RVO getoetst bij de aanvraag. Hoewel verdere differentiatie in vollasturen technisch mogelijk is, zijn deze aanvragen in praktijk lastiger te toetsen. Wij hebben daarom voor het huidige advies besloten geen extra differentiatie naar vollasturen toe te passen. Het voorstel is opgenomen in de groslijst SDE++ 2023.
Vollasturen	Er is een nieuwe categorie ingevoerd voor 3000 vollast uren voor bedrijven met een beperkte bedrijfstijd per jaar. Er zijn ook campagnebedrijven met langere bedrijfstijd van 4500-6000 uur.	Zie het punt hierboven. Het punt is meegegeven aan EZK.
Correctiebedrag	Voor het correctiebedrag wordt 90% TTF genomen. Meerdere partijen melden systemen met als referentiesysteem een WKK, waardoor de daadwerkelijke besparing lager uitvalt.	Naar aanleiding van de marktconsultatie en eigen analyse is het correctiebedrag voor de grootschalige warmtepompen aangepast van 90% naar 70% TTF.
Investeringskosten	In het geval van een open warmtepompsysteem met mechanische damprecompressie kunnen de investeringskosten flink hoger zijn dan de getallen in het voorgaande advies. Dit hangt sterk af van de grenzen en inpassing van het project.	Door de grote variatie in investeringskosten is het mogelijk dat de onrendabele top niet voor alle projecten gedekt wordt. Om de dekking te verbeteren, hebben we meer informatie nodig. Specifiek zien we uit naar voorbeelden van marktpartijen met gedetailleerde beschrijving van deze systemen en uitsplitsing van de (investerings)kosten.
Kosten	Er zijn projecten waarbij door complexiteit van het systeem zowel hoge investeringskosten zijn als relatief lage COP-waarden en dus hoge O&M-kosten.	Zie bovenstaande punt. We zien uit naar projectvoorbeelden uit de markt. Het punt is meegegeven aan EZK.

Correctiebedrag	Er zijn gevallen waarin een open warmtepomp met mechanische damprecompressie een multi-effect evaporator (MEE) vervangt. Damprecompressie is dan aanzienlijk minder aantrekkelijk.	Ons advies richt zich op dit moment op de vervanging van een WKK, welke een grotere energiebesparing oplevert dan vervanging van een MEE. Wel is het correctiebedrag voor de grootschalige warmtepompen aangepast van 90% naar 70% TTF.
Correctiebedrag	Er wordt voorgesteld om zowel de elektriciteitsprijs (de kostprijs van de warmte in de damprecompressie) als de prijs voor warmte in het correctiebedrag op te nemen.	Eén van de uitgangspunten voor dit advies is dat de kosten van elektriciteitsgebruik worden opgenomen in het basisbedrag. Het punt is meegegeven aan EZK.
Subcategorie voor gebouwde omgeving	In deze categorie wordt nu alleen gesproken over grootschalige warmtepompen voor het verduurzamen van de industrie. Echter zouden wij ook de suggestie willen doen om een categorie te creëren voor grootschalige warmtepompen in de gebouwde omgeving. Hier worden ook lucht-waterwarmtepompen gebruikt.	Het voorstel van een subcategorie voor grootschalige warmtepompen in de gebouwde omgeving is opgenomen in de groslijst SDE++ 2023.

Tabel B2.11
Marktconsultatiereacties elektrificatie van offshore productieplatformen

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL, TNO en DNV
Elektrificatie van offshore productie-platformen	Er wordt uitgegaan van een afstand van 40 km, terwijl de meest relevante platformen op een afstand van om en nabij 70 km liggen.	In het advies is in plaats van 40 km een afstand van 70 km aangenomen voor aansluiting op het net.
Elektrificatie van offshore productie-platformen	In de berekening van de subsidie-intensiteit worden de ETS opbrengsten niet meegenomen waardoor de subsidie-intensiteit beduidend te hoog wordt vastgesteld.	In het berekenen van het correctiebedrag wordt, indien van toepassing, rekening gehouden met de vermeden inkoop van emissierechten
Elektrificatie van offshore productie-platformen	De looptijd van 12-15 jaar voor subsidies voor gasvelden die tegen het einde van hun leven aanlopen is te lang. Een aantal 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. Bovendien is de installatie (compressor) nog niet aan het einde van de levensduur na deze 6 tot 9 jaar en kan deze voor alternatieve doelen ingezet worden.
Elektrificatie van offshore productie-platformen	De aanname dat een bestaande compressor geen aansluitkosten op het net heeft is niet correct; er kan sprake zijn van een nieuwe aansluiting omdat deze eerder is afgesloten.	Dit is niet meegenomen in het advies. Er wordt namelijk uitgegaan van een generieke situatie.
Elektrificatie van offshore productie-platformen	Mogen offshore productieplatformen die dicht bij de kust liggen, aangesloten worden op windparken op land, en daarvoor subsidie aanvragen?	In het advies wordt ook uitgegaan van een net-aansluiting op land.
Elektrificatie van offshore productie-platformen	Aansluiting met offshore windparken gelegen in zowel Britse als Duitse wateren behoort ook nog (in ieder geval technisch) tot de mogelijkheden. Voor sommige platformen zou dit de afstand tot een offshore substation kunnen verkleinen en daarmee ook de kosten voor elektrificatie verlagen.	De optie is toegevoegd aan de groslijst.
Elektrificatie van offshore productie-platformen	De categorieën zoals voor de SDE++ 2022 in de marktconsultatie aan de orde zijn gesteld (maar niet zijn opengesteld) zien we graag in 2023 opnieuw. Daarnaast zouden we een categorie	De optie is toegevoegd aan de groslijst.

	elektrificatie van offshore platformen middels eigen windturbines graag toegevoegd zien (met de wetenschap dat het wettelijk kader hiervoor nog ingericht moet worden).	

Tabel B2.12
Marktconsultatiereacties op de categorie *Benutting restwarmte uit industrie of datacenters*.

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL, TNO en DNV
Aanvraag SDE/RVO	Het zou wenselijk zijn dat meerdere partijen gebruik kunnen maken van de restwarmte van hetzelfde datacenter en er dus ook meerdere SDE++ aanvragen kunnen worden gedaan voor één datacenter met als voorwaarde dat beiden hun eigen warmte-afzet kunnen aantonen.	Het punt is meegegeven aan EZK.
Categorieën	Suggestie om een aparte categorie op te nemen voor restwarmte met een WKO als bron voor restwarmte. Hierbij zou de kapitaalscomponent van de WKO-installatie opgenomen kunnen worden.	Hier is niet voor gekozen gezien wij weinig gerealiseerde of in ontwikkeling zijnde projecten zien waarbij een WKO als restwarmtebron dient. Het hangt er ook erg van af hoe deze WKO is gevuld en of dat wel als restwarmte geclassificeerd kan worden.
Categorieën	Het is wenselijk om een categorie toe te voegen, waarbij er sprake is van een beperkte leiding op terrein zelf, en dus zonder voorwaarden van een L/V verhouding.	Er is gehoor gegeven aan deze wens door een subcategorie toe te voegen waarin een aanvraag kan worden gedaan als de L/V-verhouding tussen de 0,0 en 0,1 ligt.
Categorieën	Graag een extra categorie voor uitbreiding warmte uitkoppeling. Bij veel restwarmteprojecten die in ontwikkeling zijn is er sprake van een vollooppeiode . Bijvoorbeeld datacenters kunnen niet vanaf jaar 1 het maximale vermogen aan restwarmte leveren omdat het datacenter zelf nog niet "vol" is. Dit is een gefaseerd groeipad en kan wellicht circa 10 jaar duren. Het is wenselijk dat voor het aanvullende warmtepompvermogen dat later wordt bijgeplaatst, ook SDE++ aangevraagd kan worden. Een uitbreidingscategorie zou hier passend voor zijn.	Er is bij het opstellen van het advies getracht rekening te houden met de vollooptijd door met een wat lager aantal vollasturen te rekenen. Daarnaast wordt hier ook rekening mee gehouden in de aanwijzingsregeling doordat de subsidieontvanger vier jaar na de datum van inwerkingtreding van de beschikking de tijd heeft om de productie-installatie in gebruik te nemen. Daarnaast, gezien de hoeveelheid restwarmteprojecten die momenteel in Nederland gerealiseerd/ in ontwikkeling zijn is een dergelijk uitbreidingscategorie zoals hier genoemd naar ons oordeel nog niet noodzakelijk.
Categorieën	Er wordt uitgegaan van 5500 vollasturen i.p.v. 7000 vollasturen. Dit wordt gedaan met de aanname dat in nieuwe netten de warmtebron nog niet zoveel vollasturen kan maken. Bestaande warmtenetten kunnen grotere vermogens absorberen en ook meteen 7.000 vollaturen maken. Hogere vollasturen en dus meer warmteproductie hebben een positief effect op de subsidie intensiteit en dus op de kans op SDE++ toegezegd te krijgen. Het is wenselijk om beide categorieën te behouden. Ons advies zou dus zijn om de volgende categorieën op te stellen en de verdeling op basis van transportafstand/vermogen verhouding te laten vervallen: - groter dan 15 MW, 5500 vollasturen - kleiner dan 15 MW, 5500 vollasturen - groter dan 15 MW, 7000 vollasturen - kleiner dan 15 MW, 7000 vollasturen	Conform de uitgangspunten van EZK is het niet wenselijk om binnen één categorie verder te differentiëren naar aantal vollasturen. Daarnaast is er naar onze inschatting nog te weinig informatie beschikbaar over gerealiseerde restwarmteprojecten om een gedegen inschatting te kunnen maken van het verschil in kosten tussen grotere en kleinere projecten dus er wordt in dit advies continu gerekend met één referentievermogen (12 MWth). Daarnaast willen we, gezien het generieke karakter van de regeling, voorkomen om te veel verschillende subcategorieën voor te stellen.

COP	Wij zijn positief over het feit dat er ambitieuze eisen worden gesteld aan de SCOP van de warmtepomp. Wij streven ook naar een zo hoog mogelijke SCOP. Een SCOP van 3,5 is echter een hele ambitieuze waarde voor projecten waarbij de temperatuur van de restwarmte moet worden opgewaardeerd naar de aanvoertemperatuur in een transportleiding. Voor grotere volumes restwarmte is het namelijk nodig om in de aanvoertransportleiding in te voeden. De temperaturen in deze transportleidingen variëren in onze grote bestaande netten typisch tussen de 90 en 120 graden afhankelijke van de warmtevraag. Zelfs in geval dat de restwarmte van een datacenter relatief hoog is (zeg 35 graden) en met een relatief hoge temperatuur mag worden terug geleverd aan het DC (zeg 25 graden), en hiermee "slechts" 90 graden gemaakt dient te worden (wat onvoldoende is in de zomer), dan nog wordt een COP van 3,5 niet gehaald. Wij raden aan om de COP eis op 3,0 te zetten.	Aangezien er projecten zijn die wel een SCOP kunnen halen van 3,5 en gezien het generieke karakter van de SDE++ en om zo veel mogelijk overstimulering te voorkomen, houden wij vast aan een SCOP van 3,5.
COP	Omdat het halen van de minimale SCOP van cruciaal belang is voor een project, zouden wij graag meer opheldering krijgen over de eisen die worden gesteld aan het meten en rapporteren van de SCOP. Zijn de meetpunten bij de uitgang van de warmtepomp? En hoe moet hierover gerapporteerd worden?	Het punt is meegegeven aan EZK.
Correctiebedrag	Zou EZK ook kunnen laten onderzoeken of er een andere correctiemethode mogelijk is dan koppeling met de TTF, dit gezien de discussie over koppeling warmtetarieven met gasprijs (NMDA-principe). Dit wordt in de hand gewerkt door dezelfde koppeling in de SDE.	Het punt is meegegeven aan EZK.
Investeringskosten	Actuele cijfers voor investeringen zijn op dit moment onzeker gezien de marktsituatie voor grondstoffen en metalen. Wij komen momenteel in onze projecten enorme prijsescalaties tegen van bijvoorbeeld elektriciteitskabels, waar de prijs in een week meer dan 50% is gestegen. Dit is zeker een relevant punt om mee te nemen in de onzekerheid van investeringsbedragen in de SDE++	Ter kennisgeving aangenomen. Er is getracht hier rekening mee te houden door rekening te houden met recente kerninflatiecijfers.
Investeringskosten	Er wordt gesproken over een gemiddelde van 713 €/kWth voor de totale investeringskosten. Dit is zeker niet te hoog. De specifieke investeringskosten liggen eerder tussen de 900 en 1500 €/kWth. Deze spreiding komt door de verschillen in vermogens (grotere vermogens hebben lagere specifieke kosten). 900 €/kWth is voor projecten rond de 70 MWth terwijl 1500 €/kWth van toepassing is voor projecten van circa 20 MWth. Voor kleinere projecten liggen de specifieke investeringskosten nog weer hoger.	Ter kennisgeving aangenomen. In dit eindadvies liggen de totale investeringskosten nu tussen de 600 en 1900 €/kWth.
Investeringskosten	De kosten per meter leiding over eigen terrein zijn hoger dan ondergrondse leidingen in openbaar gebied zoals in deze categorie nu wordt	Er is gehoor gegeven aan deze wens door bij alle subcategorieën een hoger bedrag aan te nemen voor de uitkoppelingskosten bij de bron.

	aangenomen. De connectie van de restwarmtebron naar een warmtepomp, en het leidingwerk van warmtepomp naar WOS is zeer complex, aangezien het vaak gaat om 'brownfield' projecten met bijvoorbeeld wegkruisingen op het terrein, kabels in de grond, waardoor vaak een pijpenbrug aangelegd dient te worden die per meter fors duurder is dan aanleg middels open ontgraving in een sleuf.	
Investeringskosten	Een transportleiding is altijd een onderdeel van de investeringskosten. Er is geen categorie nodig waar niet wordt uitgegaan van transportleidingen.	In de geadviseerde nieuwe subcategorie met het laagste L/V-bereik (0,0 – 0,1) kan subsidie worden aangevraagd voor restwarmteprojecten die geen transportpijpleiding aanleggen, toch hanteren wij bij het referentieproject dat past bij deze subcategorie een L/V-verhouding van 0,01. Kortom, er wordt in onze berekeningen zelfs in deze categorie wel rekening gehouden met een transportpijpleiding.
Kosten elektriciteitsverbruik	Onze ervaring met twee netaansluitingen is dat, voor beide EAN-codes, in geval van import op beide aansluitingen, alle staffels van netbeheerkosten evenals de schijven van energiebelasting per aansluiting opnieuw doorlopen moeten worden. Dit zorgt voor relatief hoge kosten bij twee aansluitingen in verhouding tot één aansluiting.	In het onderliggende advies hebben we bij de subcategorieën 'met warmtepomp' ermee rekening gehouden dat er een extra aansluiting nodig is. We houden daarbij rekening met de hier genoemde extra kosten die dat met zich brengt.
Netto vermeden CO_2-emissies	Het effect van indirect vermeden CO_2 zou ook in de afweging worden meegenomen. Het inzetten van restwarmte in een warmtenet zorgt er namelijk voor dat op een duurzame manier de WKO-installatie geregenereerd kan worden. Wanneer het warmtenet met de restwarmte niet gerealiseerd zou worden, zouden deze WKO's bijvoorbeeld door middel van dry-coolers moeten worden geregenereerd. Voorstel is om deze vermeden CO_2 uitstoot mee te nemen in de berekening voor het toekennen van de subsidie.	Deze reactie heeft niet tot wijzigingen in het advies geleid, gezien het generieke karakter van de SDE++ en aangezien deze berekening van vermeden CO_2-emissies naar onze inschatting slechts voor een beperkt aantal projecten zou gelden.
Systeemgrenzen	"Kosten voor de aanleg van distributie-infrastructuur voor het transport van duurzame warmte worden niet meegenomen in de berekening van de basisbedragen." De kosten van de infrastructuur is een belangrijk onderdeel van de onrendabele top van ons project.	Conform de uitgangspunten van EZK voorziet de SDE++-subsidie alleen in kosten die gemaakt worden voor het onttrekken van restwarmte bij de bron, het eventueel opwaarderen via een warmtepomp en de eventuele transport ervan via een primaire transportleiding tot aan direct een afnemer of tot aan een WOS van een warmtenet. De kosten voor de distributie in een wijk of via een primair of secundair distributienet valt niet binnen de systeemgrenzen van deze subsidie.
Vermogen	Het referentievermogen (9,5 MWth bij de categorie zonder warmtepomp en 13,3 MWth bij de categorie met warmtepomp) zoals wordt opgenomen voor het eindadvies 2022 vinden wij hoog. Wij hebben bijvoorbeeld een warmtenet project gebruikmakend van restwarmte uit een datacenter, waarbij een aanzienlijk kleinere installatie aanwezig is. Deze hoeveelheid warmte is niet genoeg om te voldoen aan het	Het referentievermogen is slechts een vermogen waar mee gerekend wordt en geen vereist (minimum) vermogen voor de aanvraag. Er wordt een keuze gemaakt voor een bepaald vermogen op basis van data uit bestaande of in ontwikkeling zijnde projecten. Er is naar onze inschatting nog te weinig informatie beschikbaar over gerealiseerde restwarmteprojecten om een gedegen inschatting te kunnen maken van het verschil in kosten tussen grotere en kleinere projecten dus

	referentievermogen. Suggestie is om het referentievermogen te verlagen.	er wordt in dit advies continu gerekend met één referentievermogen (12 MWth). Daarnaast willen we, gezien het generieke karakter van de regeling, voorkomen om te veel verschillende subcategorieën voor te stellen.
Vermogen	In onze optiek is het referentievermogen in de range 10-15 MWth een representatieve orde grootte per project.	Er wordt in onderhavig advies continu gerekend met een referentievermogen van 12 MWth).
Vollasturen	Het nu gehanteerde maximaal aantal vollasturen zal voor grotere uitkoppelingen of nieuwe ontwikkelingen te hoog zijn. Hoe om te gaan indien vollasturen lager ligt door ontwerp op de toekomst en rekening houdend met volloop?	Er is bij het opstellen van het advies getracht rekening te houden met de vollooptijd door met een wat lager aantal vollasturen te rekenen ten opzichte van eerdere jaren. Daarnaast wordt hier ook rekening mee gehouden in de aanwijzingsregeling doordat de subsidieontvanger vier jaar na de datum van inwerkingtreding van de beschikking de tijd heeft om de productie-installatie in gebruik te nemen.
Vollasturen	Het aantal vollasturen is niet te hoog. Wij zouden adviseren om beide categorieën te behouden (5500 én 7000 vollasturen).	Conform de uitgangspunten van EZK en gezien het aantal subcategorieën die voortkomen uit de staffel voor de lengte-vermogenverhouding is het niet wenselijk om binnen één categorie nog verder te differentiëren naar aantal vollasturen.
Vollasturen	Bij additionele restwarmte uitkoppeling voor gebruik in stadsverwarmingsnetten (additioneel vermogen voor uitbreiding bestaande transportnet of nieuwe aansluitingen bij bestaand distributie netwerk) zien wij een jaarvolume toename van de vraag die overeenkomt met 3500-4000 vollast uren per jaar.	Ter kennisgeving aangenomen.
Categorieën	In de categorie Benutting restwarmte uit industrie of datacenters wordt stoom niet meegenomen als subcategorie. Ook stoomtransport heeft een onrendabele top.	Wij adviseren om uitkoppeling en transport van stoom restwarmte niet per definitie uit te sluiten voor subsidie. In de referentieprojecten is echter continu wel gerekend met warm water uitkoppeling.
Categorieën	Extra uitkoppeling van restwarmte uit bronnen die worden aangesloten op een bestaand warmtenet komt door het beperken van subsidie tot bepaalde lengte/ vermogen verhoudingen niet in aanmerking voor SDE++ ondersteuning. Daarom wordt gevraagd om ook een categorie zonder verhouding leidinglengte / vermogen te definieren of een categorie waar deze verhouding tussen de 0 en 0.1 kan zijn.	Er is gehoor gegeven aan deze wens door een subcategorie toe te voegen waarin een aanvraag kan worden gedaan als de L/V-verhouding tussen de 0.0 en 0.1 ligt.
Categorieën	Ons voorstel is om de rigide eis van een 'onafhankelijk netbeheerder' te laten vallen voor deze categorie. Soms staan restwarmte uitkoppelingsinstallaties die eigendom zijn van het ene bedrijf op het terrein van een ander bedrijf; er is derhalve geen sprake van hekgrens tussen terrein van warmteproducent en de transporterende partij en het hoofdaansluitpunt op een transportnet.	In het onderhavige eindadvies is er, in tegenstelling tot het eindadvies van vorig jaar, geen aparte categorie meer voor projecten waarbij er aangesloten wordt op een onafhankelijk transportnet.
Categorieën	Er komt een aparte subsidieregeling voor het warmtetransportnet WarmtelinQ. Wij vragen ons af hoe de categorie "Uitkoppeling van restwarmte uit industrie met een aansluiting op een collectief warmtenet" zich verhoudt tot die toekomstige subsidieregeling. Is het mogelijk dat	Deze categorie is niet opengesteld door EZK in 2022. In het onderhavige advies is deze categorie ook niet meer van toepassing.

	een aanbieder van restwarmte subsidie kan aanvragen op basis van deze SDE++ categorie voor de uitkoppeling van zijn warmte inclusief een deel van de transportkosten wanneer hij op WarmtelinQ is aangesloten?	
Investeringskosten	Tabel 12.1, 5e regel, Wel meegenomen kosten: "Aanschaf en inpassing warmtewisselaar bij de warmteproducent." In ons project is er juist een warmtewisselaar bij de warmteconsument nodig. Die maakt ook onderdeel uit van de CAPEX.	Gezien de verscheidenheid in soorten restwarmteprojecten en het generieke karakter van de SDE++ is er, op basis van data over bestaande en in ontwikkeling zijnde projecten, uitgegaan van een gemiddelde kostprijs voor de uitkoppeling, het transport en overbrenging naar een afnemer/afneempunt.
Investeringskosten	De warmtepomp zelf staat niet opgenomen in de lijst van investeringen, terwijl dit een cruciaal onderdeel is van het project in het geval er sprake is van restwarmte uitkoppeling met warmtepomp.	Deze kostenpost is per abuis niet in deze tabel vermeld, maar had uiteraard wel vermeld moeten worden aangezien daar in de berekeningen wel rekening mee is gehouden.

Tabel B2.13
Marktconsultatiereacties waterstof via electrolyse

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL, TNO en DNV
Virtuele directe lijn met windparken op zee gewenst.	Meerdere partijen vinden een virtuele directe lijn met Wind op Zee gewenst, want het aantal grote windparken op land die geschikt zijn voor een directe lijn met grote elektrolysers van 100 MW is beperkt.	Wij geven dit door aan EZK.
Leveranciers van elektrolysers garanderen niet dat elektrolysers zonder schade kunnen worden uit- en aangezet.	Meerdere partijen zijn het niet eens met stelling in het eindadvies van 2022 dat elektrolyser 400 keer per jaar kan worden afgeschakeld zonder onacceptabele schade: "geen enkele leverancier garandeert dat." Het is nog niet bekend hoeveel degradatie er in de praktijk zal optreden.	In het eindadvies is nu verondersteld dat het uit- en aanzetten gedurende wind- en zonloze periodes leidt tot een versnelde degradatie van 2% per jaar. De stack wordt vervangen bij een degradatie van 10%. De stacks worden dus na 5 jaar vervangen; tijdens de subsidieperiode worden ze dus 2 keer vervangen. Per keer wordt gerekend met 10% van de investeringskosten.
Specifieke investeringskosten hoger dan verondersteld in het eindadvies van 2022.	Meerdere partijen geven aan dat de investeringskosten van groenewaterstoffabrieken het laatste jaar sterk zijn gestegen, en daardoor hoger zijn dan verondersteld in het eindadvies van 2022.	In het eindadvies voor 2023 wordt nu gerekend met specifieke investeringskosten van 2200 euro/kWe voor een fabriek van 100 MWe. Een fabriek van 20 MW (de referentiegrootte in het eindadvies voor 2022) kost ruim 3000 euro/kWe. In het eindadvies van 2023 wordt voor het eerst rekening gehouden
De prijs van elektriciteit is te laag	Meerdere partijen geven aan dat de prijs van elektriciteit veel hoger is dn waarmee in het eindadvies van 2022 is gerekend.	In het eindadvies van 2023 wordt gerekend met de gemiddelde elektriciteitsprijzen in de periode 2023 tot 2037 volgens de KEV2022. Die zijn hoger dan de prijzen uit het eindadvies van 2022.
Specifieke investeringskosten afhankelijk van het elektrisch vermogen van de fabriek.	Naarmate het elektrischvermogen van een groenewaterstoffabriek kleiner is, zijn de specifieke investeringskosten (euro/kWe) hoger.	In het eindadvies van 2023 zijn de specifieke investeringskosten voor het eerst afhankelijk van het elektrische vermogen van de fabriek. Daarbij wordt gerekend met een schaalfactor van 0,8. Dat betekent dat de investeringskosten van een fabriek met een X maal zo groot vermogen Xo,8 maal zo hoog zijn.

Ongewenst dat elektriciteitsprijs en netkosten in het basisbedrag zitten.	Dit geldt met name bij netstroom; bij power purchase agreements met wind- of zonneparken PPA's is het prijsrisico kleiner.	Wij geven dit door aan EZK.
Combinatie van wind- en zonneparken is gewenst	Een combinatie van een wind- en zonnepark kan leiden tot een hoger aantal vollasturen dan alleen een wind- of zonnepark.	In het eindadvies van 2023 is uitgegaan van een combinatie van een windpark van 100 MW en een zonnepark van 200 MW met een omvormer van 100 MW en een gezamenlijke kabel van 100 MW (cable pooling).
Plafond van 300 euro/ton vermeden CO_2 is ongewenst	Het plafond van 300 euro/ton betekent dat er geen elektrolyse van de grond komt, aangezien de subsidie-intensiteit van groene waterstof hoger is. Het hekje rond moleculen is vooral gunstig voor groengas en biobrandstoffen en gaat groene waterstof niet redden. Groene waterstof zou een apart hekje moeten hebben.	Wij geven dit door aan EZK.

Tabel B2.14
Marktconsultatiereacties CO_2-afvang en -opslag

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL, TNO en DNV
CCS; indeling categorieën	De ontwikkeling van CO_2 pijpleiding infrastructuur vanaf een industrieel cluster op afstand van de Rotterdamse haven wordt door de huidige opzet van het advies gehinderd.	We hebben een poging gedaan om over te stappen naar meer technologie neutrale indeling van de verschillende varianten, op basis van de afstand tot een CO_2-opslagnetwerk. Het heeft echter niet geleid tot een werkbaar alternatief, waardoor we de indeling gasvormig en vloeibaar hebben aangehouden. Met meer concrete kostendata voor CO_2-transport via pijpleiding van buiten de Rotterdamse haven kunnen we volgend jaar overwegen om de verwerkingstarieven aan te passen of om een nieuwe variant te definiëren.
CCS; energiekosten	De energiekosten zijn fors gestegen, hoe wordt hier mee omgegaan?	De energiekosten zijn aangepast aan de hand van de langetermijnprojecties van de KEV 2022.
CCS; energiekosten	In het eindadvies 2022 staat dat er gerekend is met 0,462 euro/kWh is gerekend voor de elektriciteitsprijs. Moet dit niet 0,0462 euro/kWh zijn?	Ja dat klopt.
CCS; infrastructuur	Hoe wordt omgegaan met het risico van extra vertraging dat kan ontstaan in de realisatie CO_2-transport en -opslag netwerken?	Er wordt in ons advies geen rekening gehouden met vertraging van infrastructuur projecten en de (financiële) gevolgen hiervan.
CCS; verwerkingstarieven	Er wordt in het eindadvies 2022 gerefereerd naar een berekening die gedaan is voor de additionele kosten bij internationale opslag. Kunnen de resultaten hiervan worden gedeeld?	Deze berekening was verwijderd omdat we het niet robuust genoeg vonden. Helaas is de tekst niet correct aangepast. Zoals aangegeven in Sectie 14.5 zijn de inschattingen van de kosten voor internationale opslag nog altijd niet goed in beeld.
CCS; verwerkingstarieven	De verwerkingskosten voor zowel gasvormig als vloeibaar transport naar verder gelegen gasvelden zijn niet voldoende.	Er zijn meerdere aanpassingen gemaakt aan de verwerkingskosten. Deze worden jaarlijks gecontroleerd en wanneer nodig aangepast aan de hand van de meest actuele en concrete informatie.

CCS; verwerkingstarieven	De verwerkingstarieven voor de variant 4000 uur CCS komen niet overeen met de praktijk.	De verwerkingstarieven voor de 4000 uur CCS varianten zijn aangepast aan de hand van nieuwe inzichten vanuit de marktconsultaties.
CCS; combinaties met CCU	Bij bestaande pre-combustion afvanginstallaties is extra afvang mogelijk, aanvullend op CCU variant 2. Deze combinatie is volgens tabel 14.2 uit het eindadvies SDE++ 2022 niet mogelijk. Er wordt voorgesteld om deze combinatie wel mogelijk te maken.	Deze combinatie hebben we in dit eindadvies wel mogelijk gemaakt.
CCS; CO_2-afvang bij waterstofproductie uit industriële restgassen	Waarom zijn de kosten van aanpassingen aan branders niet meegenomen bij de categorie CCS bij waterstofproductie uit industriele restgassen?	Wij hebben de variant zo afgebakend dat alles wat essentieel is voor CO_2-afvang en -opslag meegenomen is, aangezien het een advies is voor de CCS categorie. Aanpassingen aan branders valt niet binnen deze afbakening, ook al erkennen we het belang ervan voor de realisatie van de projecten.
CCS; CO_2-afvang bij waterstofproductie uit industriële restgassen	Waarom is er in de categorie CCS bij productie waterstof uit industriële restgassen geen rekening gehouden met het energetisch verlies?	We zagen het niet als noodzakelijk voor het CCS-gedeelte van deze projecten. Aan de hand van de marktinbreng hebben we begrepen dat er een grote kans is dat deze projecten geen doorgang zullen vinden zonder compensatie van de energetische verliezen. Om de categorie beter passend te maken bij de behoeftes van het gehele project hebben we besloten het dit jaar wel mee te nemen in de berekeningen.
CCS; CO_2-afvang bij waterstofproductie uit industriële restgassen	Wordt er een limiet gesteld aan de hoeveelheid aardgas die kan worden bijgevoegd om energetische verliezen te compenseren bij de categorie CCS bij waterstofproductie uit industriële restgassen?	Wij stellen geen limiet in ons advies. Om te weten of er een limiet gesteld wordt bij een aanvraag verwijzen we door naar de publicatie van de regeling van de SDE++.
CCS; CO_2-afvang bij waterstofproductie uit industriële restgassen	Het is uit het eindadvies nog niet duidelijk of de categorie CCS bij waterstofproductie uit industriële restgassen ook te combineren is met een consortium-aanpak waarbij restgassen van meerdere partijen op een centrale locatie worden omgezet in waterstof alvorens te worden terug geleverd aan die partijen.	Wij willen een dergelijke constructie niet uitsluiten in ons advies. Wij adviseren de overheid alleen om ervoor te zorgen dat de waterstof verbrand wordt op de locatie waar eerst reststoffen verbrand werden om te voorkomen dat er een additioneel financieel voordeel kan ontstaan waar we geen rekening mee hebben gehouden in de bepaling van het basisbedrag.
CCS; CO_2-afvang bij waterstofproductie uit industriële restgassen	Waarom is er gekozen voor subsidie op de waterstofproductie-installatie in plaats van op het gebruik van schone waterstof als brandstof voor eindgebruikers (naast een reeds bestaande categorie voor CCS op de waterstoffabriek).	Een subsidie op het gebruik van waterstof is complex en we kunnen de implicaties ervan niet goed overzien. Vandaar is onze voorkeur gebleven voor een strak afgebakende variant voor de decarbonisatie van reststoffen door de productie van waterstof gecombineerd met CO_2-afvang .
CCS; CO_2-afvang bij waterstofproductie uit industriële restgassen	Kan er worden bevestigd dat er voor de categorie CCS bij waterstofproductie uit industriele restgassen vergelijkbaar met andere CCS projecten wordt gecorrigeerd? Dat er geen additionele correctie plaatsvindt voor vrij verkregen rechten?	Het is inderdaad ons beeld dat er eenmalig gecorrigeerd wordt voor de ETS-prijs, vergelijkbaar met de andere categorieën. Niet dat er additioneel gecorrigeerd wordt voor vrij verkregen rechten.
CCS; AEC's	Komt er een vorm van compensatie voor CCS projecten bij AEC's die de verbrandingscapaciteit moeten reduceren en daardoor de CO_2-	Hier wordt in ons advies geen rekening mee gehouden.

	afvanginstallatie niet voor de volledige capaciteit en/of subsidieduur kunnen bedrijven?	
CCS; AEC's	Wordt er voor de varianten 6A en 6B (CO_2 afvang na verbranding bij AVI's) gecorrigeerd voor de hoge subsidie-intensiteit omdat er geen ETS-voordeel is bij AEC's?	Nee, hier wordt niet voor gecorrigeerd. Projecten waar geen ETS-voordeel uit voortkomt hebben een hogere onrendabele top en een hogere subsidiebehoefte. Dit vertaalt zich ook in een hogere subsidie-intensiteit.
CCS; AEC's	Als AECs in de toekomst toegevoegd worden aan het EU ETS stelsel, wordt dan vanaf dat jaar de ETS prijs als correctiebedrag toegepast, ook als de SDE++ al voor de invoering van ETS voor AECs is toegekend?	Ja, de correctiebedragen kunnen jaarlijks aangepast worden aan de hand van dit soort ontwikkelingen, ook voor projecten met een lopende beschikking.
CCS; AEC's	Kunnen AECs in hun exploitatieberekening voor de SDE++ aanvraag een potentieel scenario toevoegen waar uitgegaan wordt van toevoeging aan het EU ETS stelsel?	Partijen zijn vrij om rekening te houden met scenario's voor hun subsidieaanvraag. Houd er rekening mee dat een aanpassing van het correctiebedrag zoals benoemd in de bovenstaande reactie geen rekening houdt met de eigen scenario's gebruikt bij de subsidieaanvraag.
CCS; AEC's	Afval dat verbrand wordt heeft een fossiel deel en een biogeen deel. Voor het bepalen van de vermeden emissies gebruikt de NEa momenteel alleen het fossiele percentage. Dit betekent dat AEC's meer CO_2 af moeten vangen om de beoogde CO_2-reductie te realiseren.	We maken in ons advies geen onderscheid tussen fossiele en biogene CO_2. Vanaf een systeem perspectief is er een ton CO_2 reductie als er een ton CO_2 in de grond opgeslagen wordt. Het probleem dat hier beschreven wordt is een van administratieve aard en dit hebben we doorgegeven aan EZK. We houden er geen rekening mee in onze berekeningen.
CCS; biogene brandstoffen	Kan er een uitbreiding komen op bestaande CCS projecten om tot "Carbon Dioxide Removal" te komen. De operationele kosten zijn hoger bij het gebruik van biogene brandstoffen vergeleken met fossiele.	We maken in ons advies geen onderscheid tussen soorten CO_2. We gaan uit van de meest kosteneffectieve referentie installaties. Daarom is er geen rekening gehouden met hogere kosten voor het gebruik van biogene brandstoffen (met uitzondering van de subcategorie voor AVI's).
CCS; opslag op land	Is ondergrondse CO_2 opslag op land in plaats van onder zee ook mogelijk voor CCS?	Wij maken hier geen onderscheid in, maar zijn niet bekend met lopende initiatieven voor ondergrondse CO_2-opslag in Nederland.

Tabel B2.15
Marktconsultatiereacties - CCU

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL, TNO en DNV
CCU	Indien advies uit de toelichting/antwoorden op de consulatie van vorig jaar door EZK wordt overgenomen, dan voldoen de categorieën.	Ter kennisgeving aangenomen.
CCU - algemeen	CO_2 gesubsidieerd via de SDE++ t.b.v. de tuinbouw, die aangewend wordt ter vervanging van bestaand gebruik van ongesubsidieerde CO_2, veroorzaakt marktverstoring zonder dat er enige reductie van CO_2 emissies plaatsvindt. Duurzame energie (b.v. geothermie, biomassa warmteketels) ontvangt in de meeste gevallen SDE subsidie. Een deel van de CO_2	CO_2-dosering via inkoop is ook noodzakelijk bij verduurzaming van de warmtevraag in de glastuinbouw.

	besparing die daaraan wordt toegerekend (door besparing op aardgasverbruik) wordt ook toegerekend aan de categorie "CCU in de glastuinbouw". Daarmee ontstaat er een dubbeltelling voor wat betreft CO_2 emissie reductie waardoor de verwachte resultaten van de SDE++ worden overschat en de subsidie-intensiteit van CCU categorieën te beperkt wordt ingeschat.	
CCU - algemeen	Zonder adequate borging zal zowel binnen - als buiten de tuinbouw ongesubsidieerde CO_2 vervangen worden door goedkopere gesubsidieerde CO_2. Dat levert geen enkele CO_2 emissie reductie op, wel marktverstoringen.	Ter kennisgeving aangenomen.
CCU - algemene ontwikkeling	Externe CO_2 ingekocht door de glastuinbouw in 2020: 0,67 Mt (par 5.3 blz 44 Energiemonitor 2020), waarvan 0,24 "lokaal" (= vloeibaar per as getransporteerd) en 0,43 Mt "centraal"(= per pijpleiding). "Het merendeel van de CCU-aanvragen betreft aanvragen voor CO_2-afvang en -levering in vloeibare vorm aan tuinders". Totaal aangevraagd voor 809 kton/jr in 28 aanvragen. Er is dus voor minstens 404,5 kton/jaar aangevraagd voor vloeibare CO_2. Dat betekent dat het volume vloeibare CO_2 zal verdrievoudigen. Het staat buiten kijf dat dit zal zorgen voor een ernstige verstoring van de bestaande vloeibaar-CO_2 markt.	Ter kennisgeving aangenomen.
CCU - algemene ontwikkeling	Voor levering aan de tuinbouw is het reëel om met 4000 vollasturen te rekenen. Als partijen uitgaan van 8000 vollasturen, dan zal men voor de overige 4000 uren, welke voor het grootste deel in de winter vallen, andere afzetkanalen moeten/willen vinden, b.v. levering aan sectoren buiten de glastuinbouw. Dat zou ook indirect kunnen: er wordt geleverd aan glastuinbouwbedrijven en die leveren de gesubsidieerde CO_2 door aan andere partijen buiten de glastuinbouw. Daarbij zal ongesubsidieerde CO_2 vervangen worden door gesubsidieerde CO_2.	Er zijn ons geen gevallen bekend waarbij door tuinders zelf ingekochte CO_2 wordt doorverkocht aan andere sectoren. Bovendien is voor CCU het aantal vollasturen beperkt tot 4000 uur per jaar.
CCU – andere toepassingen	Wij zien mogelijkheden om methanol te produceren uit waterstof en CO_2. Per ton methanol is 1,3 ton CO_2 nodig, dus per ton afgevangen CO_2, bespaar je 1,6 ton CO_2. Dat scoort beter dan CCS. Daarbij valt een andere CO_2 afvang nog steeds tussen de categorieën voor AVI's en kleine BEC in. Waardoor CO_2 afvang daar nog een onrendabele top heeft. Daarmee voldoen dus de huidige categorieën naar ons inzicht niet en is er een wens voor uitbreiding.	De optie is toegevoegd aan de groslijst.
CCU - Basisbedrag	Voor post-combustion-CO_2-afvangbij een AEC, is de businesscase op zijn kop gezet door de huidige energieprijzen. Die liggen vele malen hoger dan het tarief van 46,2 euro/MWh uit de KEV, waarmee wordt	In het Eindadvies SDE++ 2023 zal met de prijzen uit de KEV 2022 gerekend worden, het Eindadvies SDE++ 2022 is gebaseerd op prijzen uit (begin) 2021.

	gerekend. Geloven jullie echt dat de huidige tarieven tijdelijk zijn en dat dit de beste inschatting is voor de toekomst?	
CCU – Basisbedrag	Wij hebben het volledige subsidiebedrag hard nodig. Ons vermoeden is dat anderen strategisch in hebben geschreven of niet goed rekening houden met de stijgende grondstof en energieprijzen.	We ontvangen graag nadere informatie ter onderbouwing.
CCU – Correctiebedrag	De formule voor het correctiebedrag voor afvang en levering van CO_2 houdt wel al min of meer rekening met de spark-spread maar nog altijd niet op een wijze die gelijkloopt met de daadwerkelijke referentie. De referentie voor afvang en levering van CO_2 moet gebaseerd zijn op de CO_2 opwek met de WKK met terug levering van elektra. Het punt dat CO_2 inkoopkosten bij warmteopties niet meetellen, onderstreept het belang van een goede CCU-regeling om alternatieve CO_2 bronnen ter beschikking te krijgen.	Er wordt in het Eindadvies 2023 voor het CB met een andere verhouding WKK-gasketel gerekend, nl. 90-10%, op basis van ingebrachte informatie tijdens de marktconsultatie.
CCU -kosten	Wij kunnen in een gesprek met gegevens toelichten waarom het wellicht lijkt dat de investeringskosten lager liggen in onze aanvraag in deze categorie, maar dat niet het geval is.	Graag ontvingen we nadere informatie hierover.
CCU - kosten	De investeringskosten en O&M kosten waren in het PBL advies veel te hoog ingeschat. Dat er in de aanvragen beduidend lagere kosten zijn opgegeven is voor ons geen verrassing en geen incident.	Kosten uit het advies voor CO_2-afvang gebruiken dezelfde referentie als CCS, komen uit aangeleverde projectinformatie of bij ontstentenis daarvan uit literatuur,
CCU - nieuwe categorieën	Wij 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.	De optie is toegevoegd aan de groslijst.
CCU - randvoorwaarden	CCU biomassaketels. Categorie noemt expliciet dat de afvanginstallatie op bestaande installaties moet. Deze voorwaarde voegt niets toe en moet worden geschrapt. Met deze voorwaarde moet een ondernemer die een nieuwe installatie wil namelijk al extra investeren in een aangepaste biomassa-installatie voordat hij SDE kan aanvragen voor de afvanginstallatie.	Bedoeld wordt dat een aanvraag onder deze CCU-categorie niet automatisch een aanvraag voor een biomassa-installatie inhoudt. Deze biomassa-installatie moet al afzonderlijk aangevraagd of beschikt zijn.
Uitgangspunt	Categorieën verwijderen waar langer dan 3 jaar geen aanvraag voor is ingediend. Ons ontgaat de noodzaak voor deze opschoonactie. Drie jaar is arbitrair en ook erg kort. Het gaat er om of een optie in potentie CO_2 reductie kan leveren en of er zicht is op toepassing. Bij ondiepe geothermie bijvoorbeeld: optie is noodzakelijk in sommige gebieden, maar die ontwikkeling in gang zetten kost veel tijd. Voor mn ZO-Nederland van belang. Verder is ons bekend dat enkele bedrijven zich aan het oriënteren zijn op de daglichtkas.	Het punt is meegegeven aan EZK.

	Ook hier blijkt dat opvolging van de eerste pioniers som meer tijd vraagt dan 3 jaar.	
Uitgangspunten	Hout/biogas wkk-projecten die ook elektriciteit produceren horen pas aan het einde van het jaar wat hun daadwerkelijke correctiebedrag wordt en wat dus de hoogte van hun subsidie wordt. Hierdoor zitten deze projecten elk jaar in onzekerheid. De oplossing is dat de referentie op basis van de jaar-vooruit contracten (OTC) wordt vastgesteld in plaats van op basis van de dagprijzen (EPEX Spot). Daarmee wordt de systematiek gelijkgetrokken met gas year ahead. Als het vóór de start van het jaar duidelijk is wat het correctiebedrag voor wkk wordt, dan kan bijgestuurd worden en kunnen zo nodig met financiers afspraken worden gemaakt over uitstel van aflossing en het pauzeren van onderhoudscontracten. Achteraf is dat niet mogelijk.	Het punt is meegegeven aan EZK.
Uitgangspunt - E-boiler	Elektrische boiler: we bepleiten glastuinbouwtoepassing; zie onder eindadvies 2022 pag 171	De optie is toegevoegd aan de groslijst.
Uitgangspunt - hekjes	Indeling in categorieën voor de hekjes; op zich goede indeling, maar aandachtspunt is voldoende budget per domein. Verder is CCS en CCU binnen hetzelfde domein potentieel nadelig voor CCU.	Het punt is meegegeven aan EZK.
Uitgangspunt – kosten inkoop elektra	In de bepaling van het jaarlijkse subsidiebedrag meer rekening houden met de werkelijke operationele kosten en dus marktprijzen (denk aan inkoop elektriciteit, hout, staal, etc.). Inkoop elektra wordt alleen in basisbedrag meegenomen en niet in correctiebedrag (verkoop elektra wel). Bij projecten waar de variabele component groot is (E-boilers, biomassa etc) is de impact hiervan fors. De huidige marktprijzen rijzen de pan uit en bereiken ongekende hoogtes. In de SDE++ wordt de warmte-referentie meegenomen in het correctiebedrag. Is gas duur dan is de referentie duur en gaat de SDE-uitkering omlaag. Voor de inkoop elektriciteit geldt dit helaas niet. Eenmalig worden de op dat moment geldende lange termijn elektriciteitsprijs, EB/ODE, transport-, netwerk- en variabele kosten meegenomen bij het berekenen van het basisbedrag. Dit terwijl er juist een hefboomwerking is tussen de gas- en elektriciteitsprijs. Als gas duur is, geldt dit de komende jaren over het algemeen ook voor de elektriciteitsprijs. Het probleem is dat de SDE-uitkering dan omlaag gaat terwijl de inkoopkosten voor elektriciteit juist toenemen. Wanneer de WKK als referentie geldt wordt dit effect versterkt doordat er voor teruglevering van elektriciteit op veel uren meer wordt betaald dan als factor	Het punt is meegegeven aan EZK.

	wordt aangenomen. De elektriciteitsprijs zou dus ook in het correctiebedrag meegenomen moeten worden in zowel de berekening van de warmtereferentie als een correctie voor de inkoopkosten elektriciteit.	
Uitgangspunt - kosten inkoop externe CO_2	Inkoop CO_2 wordt niet meegerekend, Gezien de impact op de kosten voor duurzame warmte brengen we dit nogmaals onder de aandacht. CO_2 inkoop is een kostenverhogend element bij de waarde van warmte. Dit niet meenemen, versterkt de noodzaak voor een goede CCU ondersteuning.	Het punt is meegegeven aan EZK.
Uitgangspunt - temperatuurafbakening	De noodzaak voor onderscheid tussen hogetemperatuurwarmte en lagetemperatuurwarmte ontgaat de marktpartij. Dat gaat twee kanten op. Elektrische boilers horen nu bij hogetemperatuur warmte maar kunnen ook CO_2 besparen als ze ingezet mogen worden vanaf bijvoorbeeld 80 graden. Warmtepompen horen bij lagetemperatuurwarmte maar er zijn ook warmtepompen die in de industrie warmte van 120 graden en hoger gaan leveren. Biomassa op basis van houtpellets is wel toegestaan voor hogetemperatuurwarmte en warmtenetten maar niet voor de lagetemperatuur/glastuinbouw. De 100 graden grens beperkt onnodig de transitiemogelijkheden.	Het punt is meegegeven aan EZK.
Vormgeving	Met één openstellingsronde per jaar is er een groter risico op projectvertraging, met name door langdurige en complexe vergunningstrajecten. Dit zou ondervangen kunnen worden door flexibeler omgang met vergunningseisen: bv door een vergunningsaanvraag plus bankgarantie in te dienen bij de SDE aanvraag, in plaats van een vergunde installatie	Het punt is meegegeven aan EZK.

Tabel B2.16
Marktconsultatiereacties : Eindadvies 2022 - CCU

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL, TNO en DNV
CCS - Basisbedrag	Hier staat dat wat betreft energiekosten gerekend is met 0,462 euro/kWh oftewel 462 euro/MWh, terwijl in de KEV 46,2 euro/MWh wordt genoemd. Is dit een typ-fout?	Het Eindadvies 2022 bevat inderdaad een typefout, het moet 0,0462 €/kWh zijn. In de OT-berekeningen is daar wel mee gerekend.
CCU - algemeen	CO_2 gas wordt via pijpleiding niet alleen naar tuinders getransporteerd, ook naar de CO_2 liquefier(s). Vloeibare CO_2 wordt aan een groot aantal verschillende gebruikers geleverd; tuinbouw is daar één van. Er bestaat een risico dat CO_2 liquefier(s) die gesubsidieerde CO_2 via een pijpleiding krijgen een competitief voordeel krijgen ten opzicht van liquefiers die dat voordeel niet hebben, waardoor er marktverstoringen ontstaan in de vloeibaar-CO_2 markt, ook buiten de glastuinbouw.	Ter kennisgeving aangenomen.

CCU - algemeen	Volgens het klimaatakkoord kan/zal de CO2 uitstoot door de glastuinbouw teruggebracht moeten zijn van 5,7 Mt in 2017 tot 3,85 Mt in 2030. Indien de extra ambitie van de glastuinbouw waargemaakt wordt, is er nog 2,2 Mt CO2 uit aardgas beschikbaar in 2030. Inmiddels is de CO2 uitstoot door de glastuinbouw toegenomen naar 6,2 Mt in 2020. Bron voor cijfers onderstaande tabel: WEcR Energiemonitor van de Nederlandse glastuinbouw. Dit toont aan dat een toenemend gebruik aan externe CO2 niet leidt tot een vermindering van de CO2 emissies. Dat is wel de basis van de SDE++ subsidie; er wordt aangenomen dat elke ton CO2 die in de kas geïnjecteerd wordt automatisch leidt tot 0,93 ton CO2 emissie reductie. Dit is niet in lijn met de werkelijk gemeten data.	Toename van CO_2-emssies te wijten aan de rekenmethode van WEcR die uitgaat van specifieke emissies per teelt en het teeltoppervlak. Door betere in vulling van de Gecombineerde Opgave uit de Landbouwtelling is er de afgelopen jaren een correctie naar boven geweest van het reaal, en dus ook van de emissies. Als zodanig is het geciteerde WEcR rapport achterhaald. Tevens is in 2020 de positie van de WKK in de glastuinbouw gunstig en heeft die meer elektriciteit voor netlevering geproduceerd en leidde dus ook tot niet afnemende emissies.
CCU - algemeen	Als de glastuinbouwsector de verplichting uit het klimaatakkoord realiseert dan is er in 2030 nog 3,85 Mt CO_2 uit aardgas beschikbaar. Bij realisatie van de verplichting plus de ambitie (waarvoor geldt dat aan alle voorwaarden en afspraken binnen en buiten de sector voldaan moet worden) is er nog 2,2 Mt CO_2 uit aardgas beschikbaar. De bron "CO_2 uit aardgas uit WKK of ketel" zal niet wegvallen, maar zal wel kleiner worden. Vooral in het 2e en 3e kwartaal, wanneer de duurzame warmte voldoende is om de kassen te verwarmen, zal er meer externe CO_2 nodig zijn. Bij koude dagen en in de winter zal er een combinatie van duurzame warmte en aardgasstook worden toegepast (in combinatie met elektriciteitsproductie bij WKK) en is er bijna gratis CO_2 beschikbaar uit aardgas. In de zomerperiode, wanneer de CO_2-vraag toch al het hoogst is, zal er een grotere vraag zijn aan externe CO_2 doordat: 1. de dosering per m2 waarschijnlijk verder toeneemt (in gematigd scenario in rapport https://edepot.wur.nl/479979), 2. "zomerstook" haar grenzen heeft (de warmte van WWK of ketel kan niet altijd afgevoerd worden) en 3. het de ambitie is om "zomerstook" (in combinatie met elektriciteitsproductie bij WKK) te vervangen door externe CO_2. Opgemerkt moet worden dat ook in de huidige situatie het overgrote deel van de externe CO_2 (zowel gas als vloeibaar) in de zomerperiode wordt verbruikt.	Ter kennisgeving aangenomen
CCU	Er wordt 15 EUR/ton bijgeteld als transportvergoeding terwijl de transport- en afleverkosten niet voorzien zijn in de berekening van het basisbedrag voor verschillende categorieën. Daarnaast impliceert dit dat de kweker bereid is 15 EUR/ton meer te betalen voor	Transportkosten worden wel degelijk meegenomen in de bepaling van het basisbedrag, zie sectie 15.2.3 in het Eindadvies SDE++2022. De opbouw van het correctiebedrag staat uitgelegd in sectie 15.2.4.

	externe CO_2 in plaats van eigen opwek. De beschreven marktstructuur en het bedrag worden anderszins ook niet herkend in de markt.	
CCU - Bioswap AEC	Op dit moment past de NEa het fossiele percentage toe in de uitstoot van het afval dat verbrand wordt om vermeden emissies te berekenen. Dit resulteert in het feit dat AECs een hogere capaciteit afvanginstallatie moeten bouwen voor dezelfde hoeveelheid te reduceren fossiele CO_2 emissies, waarmee ze minder competitief worden binnen de SDE++. Hoe zien PBL en RVO dit issue? Zijn er discussies tussen bv PBL/RVO en de NEa over hoe biogene emissies behandeld worden in de toekomst?	Het valt buiten de scope van de adviesvraag.
CCU - CB	De berekening van het correctiebedrag houdt rekening met een derde kwekers die CO_2 produceren met een ketel. In de praktijk ligt dit lager. Het effect hiervan is dat de formule bij hogere energieprijzen maar eenzelfde sparkspread (dus kosten voor eigen opwek van CO_2 met een WKK) een hoger correctiebedrag geeft. De subsidie wordt dus lager terwijl de marktwaarde in geval van WKK gelijk is.	Er wordt in het Eindadvies 2023 voor het correctiebedrag met een andere verhouding WKK-gasketel gerekend, nl. 90-10%, op basis van ingebrachte informatie.
CCU – emissiereductie	"De spreiding is gebaseerd op een reductie van 0,91 – 0,95 ton/ton bij de tuinder (WEcR) en een energie – en dus CO_2 - verlies bij afvang van 0,1 – 0,2 ton/ton. Gemiddeld over de categorieën geeft dit 0,8 ton/ton." Er zou in de bepaling van de CO_2 baten ook rekening gehouden moeten worden met de verminderde elektriciteitsproductie van de WKK's. Die elektriciteit moet dan immers door andere partijen geproduceerd worden, wat daar leidt tot méér CO_2 emissies. In de PBL berekeningen is bij de bepaling van het correctiebedrag wèl rekening gehouden met de verminderde financiële baten aan elektriciteit bij verminderde inzet van WKK's in de tuinbouw.	Ter kennisgeving aangenomen.
CCU – emissiereductie	De door WEcR berekende reductie van 0,91 - 0,95 kg/kg geldt alleen voor het extra verbruik aan externe CO_2 voor zover die toegepast wordt als vervanging van aardgas. Er wordt daarbij o.a. geen rekening gehouden met CO_2 emissies die elders ontstaan doordat de verminderde elektriciteitsproductie door de WKK's door andere partijen geproduceerd moet worden.	In de berekening van het basisbedrag en de ranking in emissiereductie wordt in het SDE++-advies rekening gehouden met de directe reductie bij de tuinder (0,91-0,95 tot/ton geleverd) en de emissies gekoppeld aan het energieverbruik bij afvang en compressie of vervloeiing.
CCU – emissiereductie	Ecorys concludeert dat het onmogelijk is om de CO_2-emissiereductie op een betrouwbare manier te bepalen omdat de omstandigheden sterk variëren. Verder concludeert Ecorys (blz 20) dat de CO_2-emissiereductie in alle gevallen aanzienlijk kleiner is dan WEcR aangeeft. Dat is omdat WEcR alleen de situatie	Ter kennisgeving aangenomen.

	op het terrein van de glastuinders beschouwd en Ecorys ook rekening houdt met de bijkomende effecten zoals de noodzaak dat méér elektriciteit door andere partijen geproduceerd moet worden als WKK's minder produceren en het energieverbruik en daarmee samenhangende CO_2-uitstoot die veroorzaakt wordt door het afvangen, zuiveren en transporteren van externe CO_2. Verder houdt WEcR geen rekening gehouden met de invloed van de prijs (kosten) van CO_2-dosering; lagere CO_2-prijs leidt tot hogere CO_2-doseringen in de kas en omgekeerd. Hogere CO_2-doseringen leiden tot sterk toenemende ventilatieverliezen met hogere CO_2-emissies als gevolg.	
CCU - energieverbruik	"Indien bij pre combustion > 98% zuiver CO_2 vrijkomt (wat het geval is bij b.v. ammoniak productie of bio fuel productie) dan is er geen warmte nodig; die CO_2 kan direct gezuiverd - en vloeibaar gemaakt worden. - We nodigen de marktpartij uit om hier cijfers en onderbouwing voor aan te leveren." >98% zuivere CO_2 kan direct naar een CO_2 vervloeiings-installatie, er is geen energie nodig voor afvang. Er zijn vele referentie-installaties (waarvan meerdere waar CO_2 vloeibaar gemaakt wordt zonder dat er energie nodig is voor afvang.	Ter kennisgeving aangenomen.
CCU - emissiereductie	Op basis van "Het Nieuwe Telen" zou men een aanzienlijke reductie in CO_2 verbruik verwachten. Dat is echter niet waarneembaar, de glastuinbouw blijkt (nog) ver verwijderd is van optimale benutting van gedoseerde CO_2. Levering van CO_2 aan tuinders zou niet gesubsidieerd moeten worden omdat dit de optimale benutting van gedoseerde CO_2 verder in de weg staat. De bestaande prijsprikkels bij CO_2 levering zonder subsidie i.c.m. de stijgende gasprijzen zijn een beter pad naar verduurzaming van de sector.	Toename van CO_2-emssies te wijten aan de rekenmethode van WEcR die uitgaat van specifieke emissies per teelt en het teeltoppervlak. Door betere in vulling van de Gecombineerde Opgave uit de Landbouwtelling is er de afgelopen jaren een correctie naar boven geweest van het reaal, en dus ook van de emissies. Als zodanig is het geciteerde WEcR rapport achterhaald.
CCU - kosten	"De kosten voor afvang zijn gelijk aan die voor CCS en gebaseerd deels op beschikbare projectdata en literatuurdata (uitgedrukt in euro/ton afvang/uur). We nodigen de marktpartij uit om hier cijfers/onderbouwing voor aan te leveren." De Wijzigingsnotitie SDE++ 2023 blz 45 - 46 geeft aan dat de investeringen en kosten inderdaad substantieel lager zijn dan door PBL ingeschat.	Kosten uit het advies voor CO_2-afvang gebruiken dezelfde referentie als CCS, komen uit aangeleverde projectinformatie of bij ontstentenis daarvan uit literatuur.
CCU - kosten	"De kosten voor afvang zijn gelijk aan die voor CCS en gebaseerd deels op beschikbare projectdata en literatuurdata (uitgedrukt in euro/ton afvang/uur). We nodigen de marktpartij uit om hier cijfers/onderbouwing voor aan te leveren." De Wijzigingsnotitie SDE++ 2023 blz 45 - 46 geeft aan dat de	Kosten uit het advies voor CO_2-afvang gebruiken t.b.v. CCU dezelfde referentie als CCS, komen uit aangeleverde projectinformatie of bij ontstentenis daarvan uit literatuur.

	investeringen en kosten inderdaad substantieel lager zijn dan door PBL ingeschat.	
CCU - kosten	Waarom wordt bij CCS gerekend met 1,6 tot 4,5 MEUR voor aansluiting op het transportnetwerk en bij CCU met 0,45-0,5 MEUR? De aanname voor CCU is te laag.	Aansluitkosten voor CCU zijn lager omdat er uit gegaan wordt van een kleinere aansluitcapaciteit vergeleken met CCS. Graag ontvingen we nadere informatie hierover.
CCU - referentie-installatie en kosten	De kosten van pre-combustion afvang bij nieuwe industriële installaties liggen bij CCS anders dan bij CCU. Bij CCS is de referentie waterstofproductie uit aardgas. De CCU projecten die we kunnen toepassen zijn vooral gerelateerd aan de CO_2 die we afvangen vanuit onze vergassingsprocessen (vanuit biogene grondstof) waarbij meer kosten zullen zijn voor het opschonen.	Bij beschikbaarheid van voldoende gegevens zal er voor CCU voor deze categorie een andere referentie dan voor CCS toegepast worden. In het Eindadvies 2023 is dit aangepast.
CCU – referentie-installatie en kosten	De kosten van pre-combustion afvang bij nieuwe industriële installaties liggen bij CCS anders dan bij CCU. Bij CCS is de referentie waterstofproductie uit aardgas, terwijl voor CCU het met name productie van bioenergie betreft, met andere eisen aan de afvang (bijv. meer zuivering noodzakelijk).	Bij beschikbaarheid van voldoende gegevens zal er voor CCU voor deze categorie een andere referentie dan voor CCS toegepast worden. In het Eindadvies 2023 is dit aangepast.
CCU – referentie-installatie en kosten	De investeringskosten en O&M kosten voor CO_2 afvang in variant 3 zijn ons inziens te laag ingeschat.	Bij beschikbaarheid van voldoende gegevens zal er voor CCU voor deze categorie een andere referentie dan voor CCS toegepast worden. In het Eindadvies 2023 is dit aangepast.
CCU - biomassaketels	Er wordt benoemd dat CO_2 afvangst op een bestaande installatie moet (zie ook opmerking hierover bij de wijzigingsnotitie. De passage “door middel van retrofit” kan verwijderd worden.	Bedoeld wordt dat een aanvraag onder deze CCU-categorie niet automatisch een aanvraag voor een biomassa-installatie inhoudt. Deze biomassa-installatie moet al afzonderlijk aangevraagd of beschikt zijn.
CCU - biomassaketels	Er is in de markt onduidelijkheid over wat er bedoeld wordt met de 13 kton. Is dit alleen een rekenvoorbeeld of een grenswaarde? Kan in de tekst verduidelijkt worden hoe de maximale subsidiabele hoeveelheid CO_2 wordt berekend?	13 kton is de waarde die gebruikt is in de berekening van het basisbedrag. De enige grenswaarde die opgegeven is heeft betrekking op het thermisch vermogen van de biomassa-installatie (pag 240, laatste paragraaf).

Bijlage 3: Groslijst SDE++ 2023

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++ 2024. De met een (*) aangeduide categorieën zijn al door het PBL opgepakt voor het advies SDE++ 2023.

Extra SDE++ 2023

- Stoomketel op houtpellets > 20 MW (*)
- Directe luchtwarmtepomp voor middentemperatuur (*)
- Indirecte luchtwarmtepomp voor middentemperatuur (*)
- Hernieuwbaar gas uit vergassing van afval (meer dan alleen huishoudelijke afval) (*)
- Waterstof uit vergassing van afval (meer dan alleen huishoudelijke afval) (*)
- Syngas uit vergassing van afval (meer dan alleen huishoudelijke afval).
- Elektrificatie van grote compressoren (thermocompressoren, stoomcompressoren)
- CCS met opslag buiten de Nederlandse exclusieve zone.
- E-fuels (bijv, uit waterstof en CO_2).
- Waterstofproductie via virtuele lijn met offshore wind.
- Agri-pv (zonne-energie boven fruitteelt).
- Multifunctionele zonneparken (agri-pv, langs snel-, spoor- en waterwegen, carports, vuilstortplaatsen, verhoogde grondwaterstranden).
- E-boiler voor warmtenetten
- Opslag of uitgestelde levering voor wind en zon-pv
- Restwarmte met WKO als bron
- Grootschalige warmtepomp in een woonwijk (bij afwezigheid van oppervlaktewater of andere warmtebron)
- Pyrolyse van plastic
- Warmtepomp voor 5000 vollasturen, of tussen 4500-6000 vollasturen.
- Inzet van syngas uit huishoudelijk afval voor methanolproductie in een bestaande productiefaciliteit
- CCU: productie van synthetische brandstoffen en productie van nieuwe chemicaliën uit afgevangen CO_2.
- Import van groene waterstof
- Elektrolyzer met een koppeling op administratieve wijze (een virtuele directe lijn)
- Elektrische luchtverwarming
- Thermische opslag
- Kleinschalige e-boilers
- E-boiler met directe lijn op wind/zon
- Kaswarmteterugwinning
- Grootschalige warmtepomp voor glastuinbouw
- E-boiler voor glastuinbouw
- Verlengde levensduur geothermie
- Restwarmtebenutting bij AVI's
- Groencompostering met restwarmtebenutting (Warmtebenutting bij GFT-compostering)
- Grootschalige vergisting zonder opwaardering en zonder invoeding op het gasnet
- Elektrolyse met directe lijn op gesubsidieerde zonne-of windparken.
- Elektrolyse met directe lijn op gecombineerd wind- en zonnepark

- Virtuele koppeling voor elektrolyser of elektrificatie met PPA's een momentane koppeling door telemetrie
- Uitbreiding van warmte-uitkoppeling bij datacenters
- Electrolyzer van 100+ MW
- Ombouw van WKK-vergister naar groengasvergisters vóórdat de WKK-beschikking is afgelopen.
- Bufferen van water in combinatie met energieopslag
- Kleinschalige mestmonovergisting < 100 kW
- Monomestvergisting groen gas: Coöperatieve Lokale Circulaire Monomestvergisting voor groen gas
- Kraken van ammoniak voor waterstofproductie

Bestaande groslijst 2022

Algemeen
- De productie van elektriciteit uit restwarmte middels een ORC.
- Virtuele koppeling voor elektrolyzer of elektrificatie met PPA's een momentane koppeling door telemetrie.

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.

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.Ook een directe lijn met een windpark op zee zou mogelijk moeten zijn.
- Waterstofproductie < 500 kW.
- Waterstofproductie met directe lijn naar gekoppeld wind-en-zonsysteem.

Elektrificatie
- Elektrische luchtverwarming.
- E-boiler in combinatie met warmtebuffering.
- Elektrificatie van productieplatformen met compressie op land.
- Elektrificatie van productieplatformen met hernieuwbare elektriciteit uit Engeland/Noorwegen/Duitsland.
- Kleinschalige e-boilers.
- Warmtepompen voor toepassing in de 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.

Vergassing
- Methanol uit houtachtige gewassen.
- Recycled Carbon Fuels. ('recycled carbon fuels' means liquid and gaseous fuels that are produced from liquid or solid waste streams of nonrenewable origin which are not suitable for material recovery in accordance with Article 4 of Directive 2008/98/EC, or from waste processing gas and exhaust gas of non-renewable origin which are produced as an unavoidable and unintentional consequence of the production process in industrial installations.)

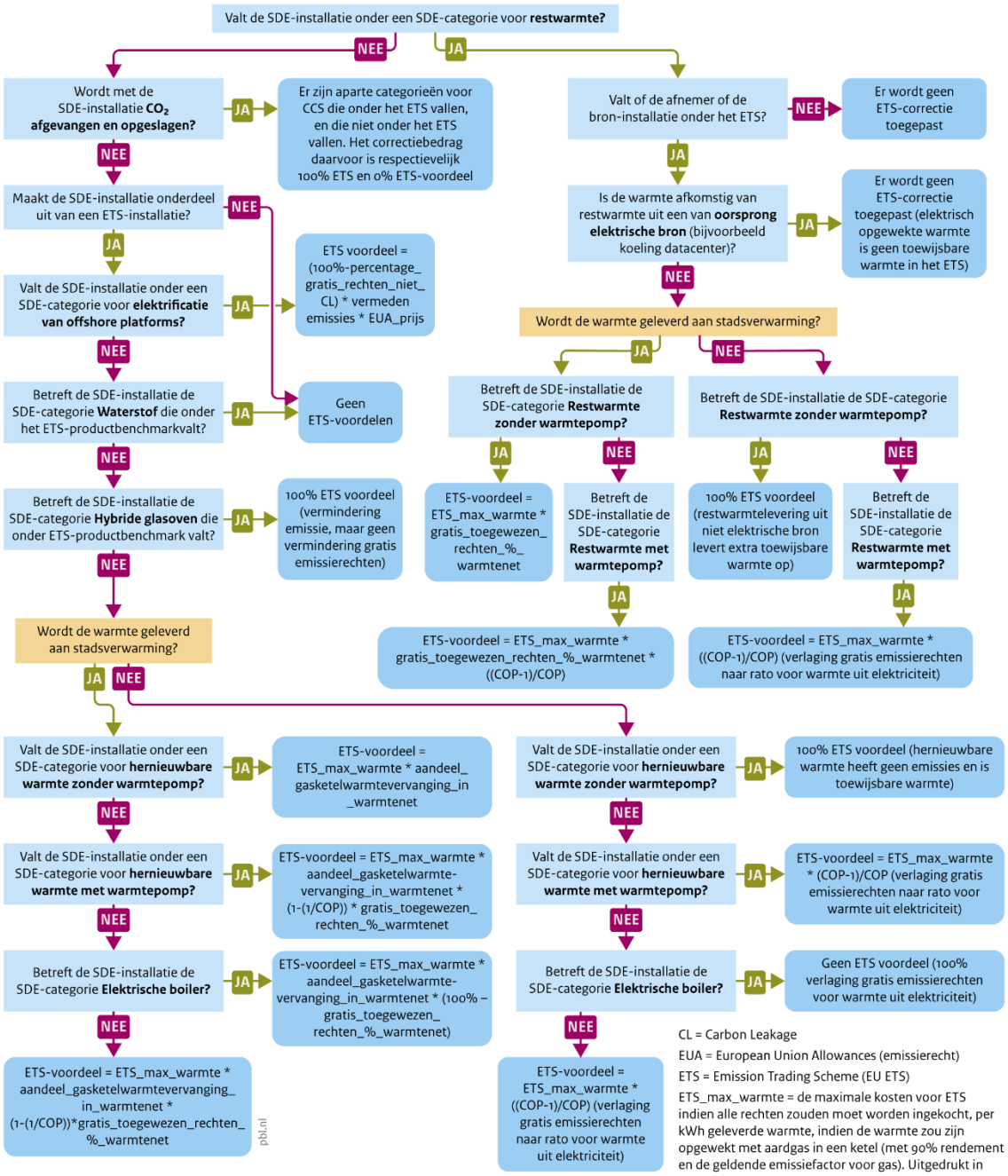
Vergisting
- Verlengde levensduur voor de vergisting die bio-LNG gaat leveren.
- Biogasproductie via bijmenging in bestaande gasopslagvelden.
- Methanol uit biogas, al dan niet via bijmenging met aardgas
- Vergisting naar gas, zonder gasopwaardering en invoeding in het gasnet.
- Verlengde Levensduur, allesvergisting, kleinschalige installaties (gecombineerde opwek, gas en warmte).

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"

Bijlage 4: Beslisboom ETS-voordeel

Stroomschema berekening ETS-correctie in SDE++ regeling



Bron: PBL

Bijlage 5: Herziening van het correctiebedrag voor nieuwe duurzame warmte projecten in de SDE++, waarbij een gasgestookte WKK als huidige referentie telt.

Aanleiding en onderzoeksvraag

Het ministerie van Economische Zaken en Klimaat en PBL willen graag weten of een aanpassing van de vaststelling-methode het correctiebedrag voor nieuwe projectaanvragen “duurzame warmteproductie” mogelijk is.
Bij het opstellen van deze notitie is de volgende onderzoeksvraag beantwoord:
Verken of een aanpassing van de vaststellings-methodiek voor het correctiebedrag voor duurzame warmte een betere aansluiting kan vinden bij de marktwarmteprijs voor nieuwe projecten.
Deze notitie beschouwt hierbij als referentie enkel de warmte uit een gasgestookte WKK, en niet uit een gasketel.

Huidige situatie

De SDE++-subsidie voor duurzame warmte is nu via het correctiebedrag gekoppeld aan de gasprijs, waarbij deze op dit moment wordt vastgesteld, volgens ‘warmte groot_1’ (PBL, 2022a) op 70% van de TTF-prijs[108]. Deze correctiebedrag-berekening stemt overeen met een flexibel inzetbare gasgestookte WKK, welke met name in de glastuinbouw wordt ingezet.

- Correctiebedrag = 70% x TTF [LHV]
- Correctiebedrag LT = 70% x LT_gas [LHV]

Daarnaast bestaat er ook een tweede berekeningswijze voor een correctiebedrag gerelateerd aan WKK als referentie voor warmte, met name 90% TTF. Die wordt toegepast voor industriële installaties die eerder een must-run karakter hebben. Beide vereenvoudigde benaderingen voor een correctiebedrag gekoppeld aan een WKK als referentie (enkel koppeling aan de gasprijs) werden jarenlang door de marktpartijen ondersteund. Deze correctiebedrag-variant is niet verder onderzocht in deze notitie.
Tot 2021 schiep deze berekeningswijze van het correctiebedrag geen problemen voor projecteigenaren van duurzame warmte binnen de SDE++. Als we kijken naar de ontwikkeling van de gasprijzen sinds 2010 en de vooruitzichten tot 2037 zoals opgenomen in de meest recente Klimaat- en Energieverkenningen (KEV[109]) 2019-2022 (PBL, 2019, 2020, 2021, 2022b) zien we dat deze tot en met de KEV2021 een vrij vlak verloop kenden en niet boven de 3 eurocent per kWh uitkwamen. De prijsontwikkeling in de KEV2022 is beduidend anders met een prijspiek tot 13 cent per kWh in 2022 en dalend tot een prijs van net boven de 4 cent per kWh in 2037 (zie ook onderstaande figuur 1). De gemiddelde langetermijnprijs over 2023-2037, gebaseerd op de KEV2022 bedraagt 5 cent per kWh.

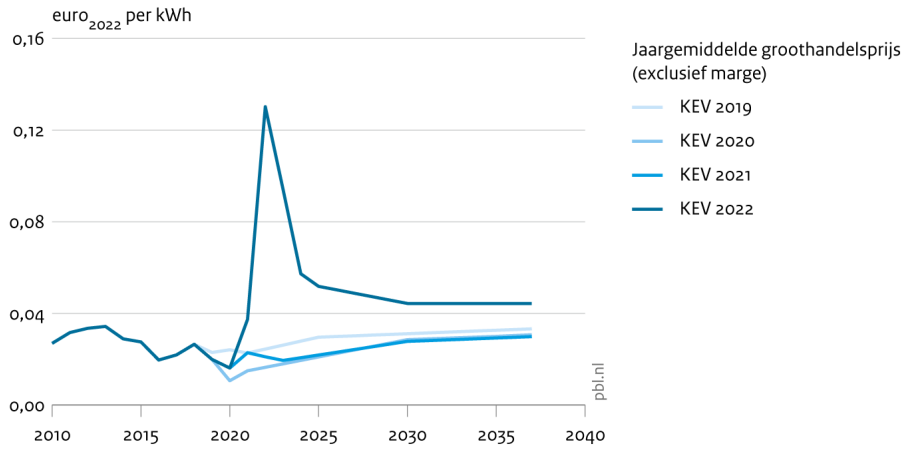
[108] *Waarbij LHV = Lower Heating Value en LT = Lange Termijn prijs als gemiddelde over 2023-2037*

[109] Als gegevens uit de KEV zijn gebruikt in deze notitie, zijn die afkomstig van het scenario “vastgesteld en voorgenomen beleid”.

Andere databronnen dan de KEV data voor langetermijn gasprijzen (bijvoorbeeld gas future CAL's van commerciële handelsplaatsen voor gas) zijn meer variabel en afhankelijk van het moment van raadplegen. Tevens zijn op dit moment (Januari 2023) gas future CAL's voor 2026 de meest vergaande in de toekomst, op dit moment zijn de future CAL's niet tot zo ver in de toekomst beschikbaar als de data uit de KEV.

Figuur 1.

Gasprijs volgens Klimaat- en Energieverkenningen



Bron: KEV 2019, 2020, 2021, 2022

De huidige methodiek binnen SDE++ voor de vaststelling van het correctiebedrag voor duurzame warmte houdt geen rekening met dat voor sommige glastuinbouwbedrijven (met een WKK) er relatief hoge opbrengsten behaald worden uit de verkoop van elektriciteit in vergelijking tot de kostprijs van ingekocht gas (de spark-spread). Deze spark-spread resulteert sinds 2022 voor deze bedrijven in een lagere warmteprijs voor warmte uit een WKK vergeleken met het correctiebedrag. Dit komt doordat de elektriciteitsproductie middels een WKK ook gepaard gaat met een warmteopbrengst uit de WKK. Hierdoor is het voor een aantal glastuinbouwbedrijven economisch rendabel om de behoefte voor warmte middels een gasgestookte WKK. Een alternatieve duurzame warmtebron (bijvoorbeeld geothermie), zal uit economische redenen minder snel of niet aangezet worden. Dit is dan ook direct het dilemma;

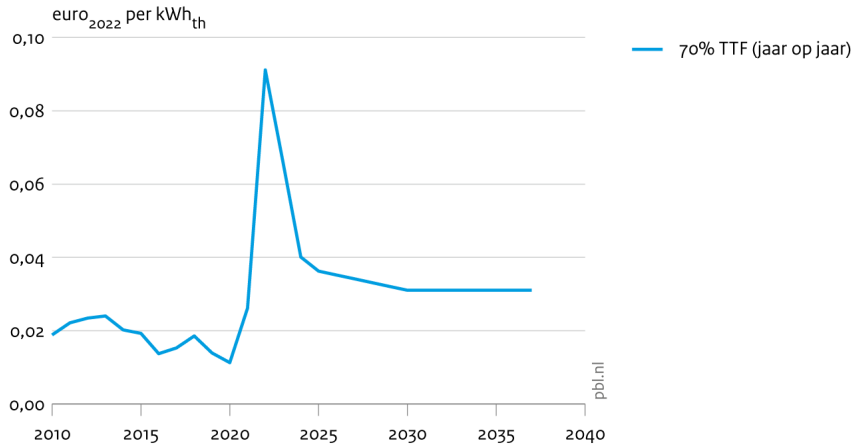
- Glastuinbouwbedrijven halen op dit moment veel inkomsten uit de verkoop van elektriciteit.
- De lage kostprijs van opgewekte WKK-warmte verdringt hiermee voor deze groep glastuinbouwbedrijven een groot deel de noodzaak voor de opwekking van duurzame warmte ter invulling van de warmtevraag.
- De verwachting is dat het verlagen van het correctiebedrag voor duurzame warmte, uit bijvoorbeeld geothermie, die warmte weer concurrerender kan maken met warmte uit een WKK. Echter de verlaging van het correctiebedrag verdringt niet de warmtelevering uit een WKK, welke reeds bekostigd wordt door de bijkomende opbrengsten uit elektriciteitsproductie.

De koppeling aan de gasprijs via 70% TTF, zorgt op korte termijn voor een hoog correctiebedrag, zie de projectie van het correctiebedrag in figuur 2. Dit wordt, met name in de glastuinbouw, gezien als een risico voor duurzame projecten, zowel voor bestaande projecten voor de opwekking van duurzame warmte (die niet meer concurrentieel warmte kunnen produceren), maar ook voor

nieuwe projecten voor duurzame warmte waarbij de business case niet rond te rekenen is met een op de gasprijs gebaseerd correctiebedrag.

Figuur 2.

Correctiebedrag duurzame warmte volgens 70% TTF



Bron: PBL, KEV 2022

Deze projectie van het correctiebedrag wordt, in tegenstelling tot hoe de marktpartijen nu ageren op de energiemarkt, dus niet uitgerekend op basis van contractprijzen uit het verleden, en ook niet op dagprijzen van bijvoorbeeld een spotmarkt. Deze projectie van het correctiebedrag is bepaald op basis van de KEV2022 data. De huidige marktprijzen voor warmte wijken op dit moment hierdoor dus enigszins af van de prijzen waarop de SDE++-regeling steunt en het correctiebedrag bepaald wordt.

Verkenning – betere aansluiting bij marktwarmteprijs.

De verkenning of een aanpassing van de correctiebedragregeling kan aansluiten bij de wens voor een betere aansluiting bij de marktwarmteprijs voor nieuwe projecten, heeft geleid tot een verdere verkenning van een tweetal oplossingsrichtingen, te weten:

- Alternatief 1: gedeeltelijke ontkoppeling van de gasprijs: Vaststelling van het correctiebedrag voor duurzame warmte volgens een 'WKK-formule'
- Alternatief 2: volledige ontkoppeling van de gasprijs: Vaststelling van het correctiebedrag voor duurzame warmte middels een 'directe koppeling met de elektriciteitsprijs'.

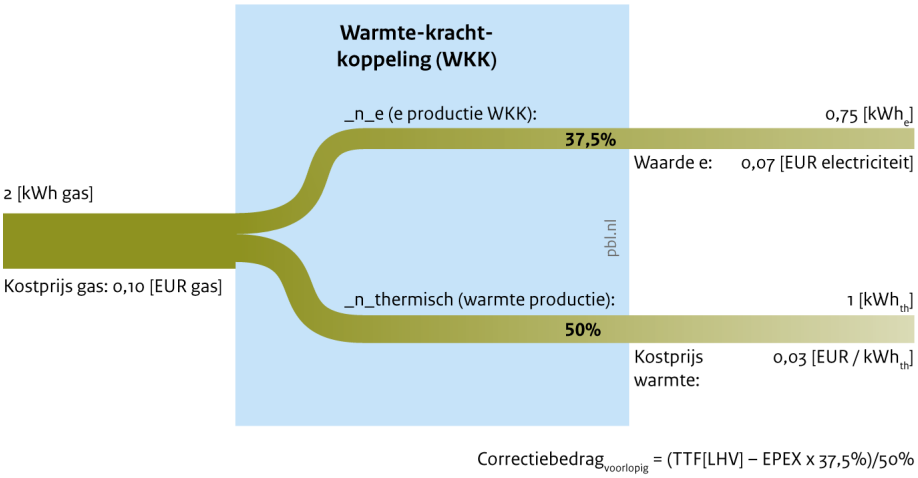
Voor het bovengenoemde eerste alternatief is de referentie van duurzame warmteproductie gebaseerd op warmte-opwekking uit een WKK. Bij dit eerste alternatief wordt de methodiek voor het correctiebedrag aangepast, waarbij rekening gehouden wordt met inkomsten uit de elektriciteitsverkoop. De koppeling met de gasprijs wordt hierbij nog gedeeltelijk behouden. In het tweede alternatief wordt voor het vaststellen van het correctiebedrag niet meer uitgegaan van een WKK als referentiewarmtebron, maar wordt 'een warmtepomp' aangenomen als referentiewarmtebron. Dit als mogelijke referentie voor een toekomstige emissievrije warmteproductie. Dit betekent dat de directe koppeling met de gasprijs hierbij wordt opgeheven, maar vervangen wordt door een directe koppeling met de elektriciteitsprijs.

Alternatief 1: gedeeltelijke ontkoppeling van de gasprijs; "WKK-formule"

Voor dit eerste voorstel wordt uitgegaan dat de opgewekte duurzame warmte, warmte vervangt afkomstig uit een WKK-gasmotor. Het correctiebedrag wordt bepaald door het verschil van inkoopkosten van het gas en de verkoop inkomsten van de geproduceerde elektriciteit (aannames: elektrisch rendement 37,5%, thermisch rendement 50%). Deze aanpak sluit aan bij de onder paragraaf 2 beschreven warmteprijs uit een WKK. Een rekenvoorbeeld wordt gegeven in onderstaande figuur 3. In dit rekenvoorbeeld wordt de warmteprijs bepaald voor warmte uit een WKK. Bij inkoop van 2 kWh gas, ter waarde van 0,10 EUR, levert de verkoop van de hieruit opgewekte 0.75 kWh elektriciteit op, ter waarde van 0,07 EUR. Dit resulteert dan dus in een kostprijs voor de warmte van 0,03 EUR / kWh th.
Hierbij zijn de vermeden kosten voor inkoop van CO_2 (ten behoeve van bemesting van de glastuinbouwgewassen) niet meegenomen.

Figuur 3.

WKK-formule: Aannames en rekenvoorbeeld warmteprijsberekening voor warmte uit WKK



Bron: PBL

Indien de warmteprijs voor warmte uit de WKK, en dus het correctiebedrag, het verschil is tussen de uitgaven aan gas, en inkomsten aan elektriciteit, is de formule voor de vaststelling van het correctiebedrag dan als volgt:

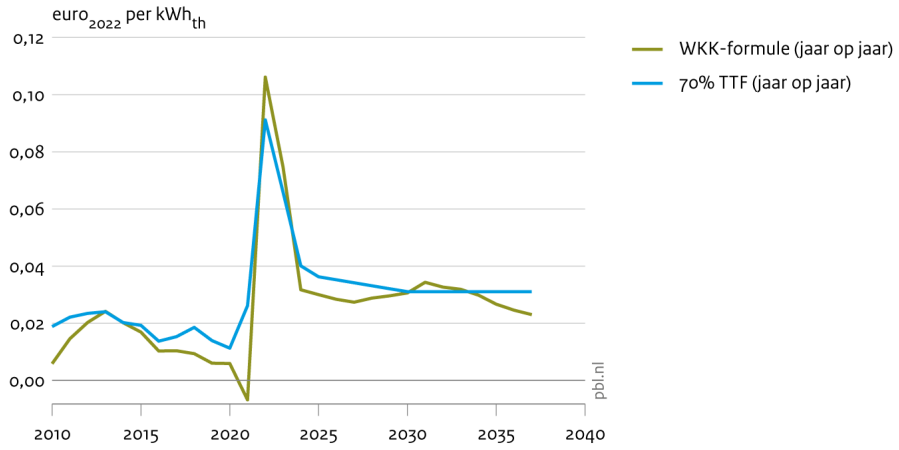
- Correctiebedrag$_{WKK}$= (TTF [LHV] - EPEX x 37,5%) / 50%
- Correctiebedrag$_{WKK\ LT}$ = (LT_gas [LHV] - LT_e x 37,5%) / 50%

Om het correctiebedrag, gekoppeld aan zowel de gas- als elektriciteitsprijs (zoals hierboven beschreven), te berekenen moet er in aanvulling op de bron voor de gasprijs (welke reeds voor de vaststelling van het correctiebedrag volgens 70%TTF wordt gebruikt, zie ook figuur 1) ook een databron voor de elektriciteitsprijs bepaald worden. Sinds de KEV2021 wordt er ook een jaargemiddelde APX-prijs weergegeven. In de KEV2021 (PBL, 2021) lag de APX-prijs rond de 5 cent per kWh. In de KEV2022 (PBL, 2022b) ligt die tot 2020 ook rond de 5 eurocent per kWh, om daarna in 2021 te stijgen naar boven de 10 cent en de in de KEV2022 is deze in 2022 boven de 20 cent per kWh uitgekomen. Het beeld in de KEV2022 is dat de elektriciteitsprijs daarna zakt en varieert tussen de 7 en 10 cent tot 2037.
In de berekening is de warmteprijs vastgesteld op basis van historische prijzen en prijsprojecties van zowel gas als elektriciteit uit de KEV 2022 (PBL, 2022b). De inkomsten uit elektriciteit zijn door

de KEV2022 gebaseerd op de jaargemiddelde APX prijs, en voor de kosten van gas is gebruik gemaakt van de groothandelsprijs exclusief marge.
Hieruit valt af te leiden dat de warmteprijs voor warmte uit een WKK sinds 2013 daalt om in 2021 zelfs negatief te worden. Dit wordt ook door de marktpartijen en door een studie van CE Delft bevestigd (Hesselink, 2022a, 2022b).
Net als voor gas, zijn andere databronnen dan de KEV data voor langetermijn-elektriciteitsprijzen (bijvoorbeeld future CAL's van commerciële handelsplaatsen voor elektriciteit) meer variabel en afhankelijk van het moment van raadplegen. Tevens zijn op dit moment (Januari 2023) elektriciteit future CAL's voor 2026 de meest vergaande in de toekomst, waarbij deze niet tot zo ver in de toekomst beschikbaar zijn als de data uit de KEV. Hierbij kan worden opgemerkt dat CE Delft nog onderscheid maakt in hun studie tussen base en peakload uit future CAL's voor elektriciteitsprijzen. In deze notitie is dit onderscheid niet gemaakt, daar de KEV enkel jaargemiddelde elektriciteitsprijzen geeft. Het integreren van peak en baseload elektriciteitsprijzen in de methodiek voor het bepalen van de hoogte van het correctiebedrag, vereist verschillende aannames (zoals keuze van uren, bepalen van jaargemiddelden, moment van raadplegen, periode van de futures, ….), en maakt het correctiebedrag derhalve moeilijk vast te stellen.
Gebruiken we de jaarlijkse gemiddelde gas- en elektriciteitsprijzen uit de KEV2022 om een correctiebedrag volgens bovenstaande WKK-methode te bepalen, dan zien we het verloop voorgesteld in onderstaande figuur 4. Tevens is ook het correctiebedrag volgens de bestaande methode (70% TTF) weergegeven op basis van de jaarlijkse gasprijzen uit de KEV2022 (in onderstaande figuur 4 aangeduid met 'jaar op jaar'). We merken op dat het correctiebedrag volgens de WKK formule in 2021 negatief wordt, maar in 2022 een piek vertoont tot net boven de 10 eurocent en vanaf 2024 rond de 3 cent schommelt, vergelijkbaar met de 70% TTF prijs maar gemiddeld er iets onder.
Een gevoeligheidsanalyse met andere aannames voor elektrische en thermische rendementen voor de WKK geeft aan dat het correctiebedrag daar wel door verandert, maar niet significant ten opzichte van het hier doorgerekend correctiebedrag.

Figuur 4.

Correctiebedrag duurzame warmte volgens WKK-formule en 70% TTF



Bron: KEV 2022

Het correctiebedrag, vastgesteld volgens de WKK-formule op basis van de prijsreeksen uit de KEV2022, komt op korte termijn boven het 70% TTF bedrag, daarna schommelen beide bedragen in dezelfde grootte-orde.

Het probleem wat marktpartijen aangekaart hebben over de moeilijke positie van duurzame warmte door de lage warmteprijzen uit een WKK wordt niet opgelost door een aanpassing van de methodiek voor vaststelling van het correctiebedrag volgens de inzet van deze WKK-formule benadering. Een verklaring hiervoor kan de huidige extreem hoge en variabele energieprijzen en de onderlinge verhouding tussen gas- en elektriciteitsprijzen (spark-spread) zijn.
Hierbij dient ook opgemerkt te worden dat de hier berekende bedragen gebaseerd zijn op jaargemiddelde prijzen uit de KEV en dat de marktpartijen, in de huidige volatiele situatie, vaak op dagbasis - of nog korter – beslissingen nemen over hun handelingsperspectief. Zeker voor glastuinbouwbedrijven die een WKK bezitten spelen dagkoersen een belangrijke rol in de bedrijfstijd en -moment van de WKK.

Alternatief 2; volledige ontkoppeling van de gasprijs: directe koppeling met de elektriciteitsprijs.

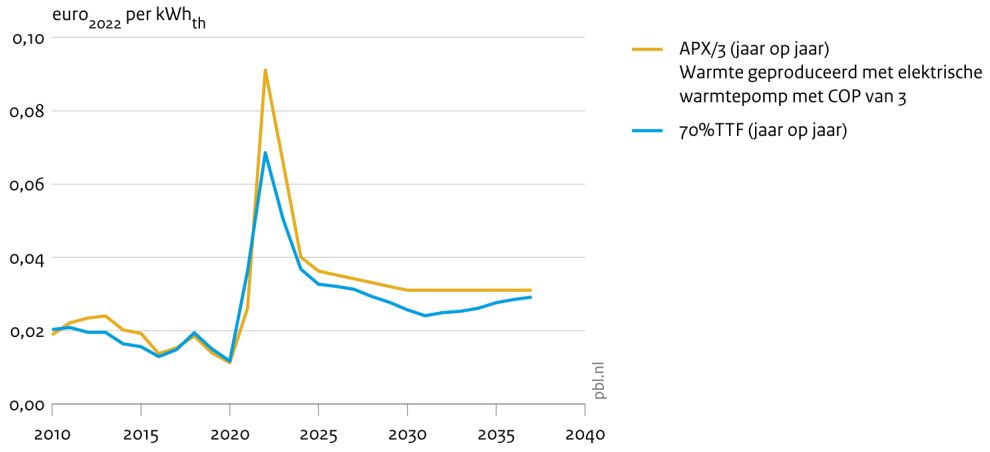
In dit tweede alternatief wordt voor de vaststelling van het correctiebedrag uitgegaan van het inzetten van een warmtepomp voor de productie van warmte. Dit betekent dat er geen directe koppeling met de gasprijs meer is, zoals in de huidige berekeningswijze gebaseerd op 70%TTF, en dat hiervoor in de plaats een directe koppeling met de elektriciteitsprijs wordt voorgesteld.
Voor de warmtepomp is hierbij een COP van 3 verondersteld.
Voor de uitwerking van dit voorstel is gebruik gemaakt van de langetermijn elektriciteitsprijzen uit de KEV 2022 (PBL, 2022b).
Op basis van voorstel 2, waarbij het correctiebedrag direct gekoppeld is aan de elektriciteitsprijs, zou de formule voor de vaststelling van het correctiebedrag dan als volgt worden:

- $\text{Correctiebedrag}_{APX/3} = EPEX / 3$
- $\text{Correctiebedrag}_{APX/3\ LT} = LT_e / 3$

In onderstaande figuur is het correctiebedrag weergegeven op basis van de projecties voor elektriciteitsprijzen, gebaseerd op de KEV2022. Ter vergelijking is ook het traject met 70% TTF weergegeven.

Figuur 5.

Correctiebedrag duurzame warmte volgens APX/3 en 70% TTF



Bron: KEV 2022

Conclusies en aanbevelingen

De volgende onderzoeksvraag is in deze memo beantwoord:

Verken of een aanpassing van de vaststellings-methodiek voor het correctiebedrag voor warmte een betere aansluiting kan vinden bij de marktwarmteprijs voor nieuwe projecten.
Voor deze onderzoeksvraag zijn een aantal voorstellen verder onderzocht, op basis van de lange termijnprijzen uit de KEV[110]:

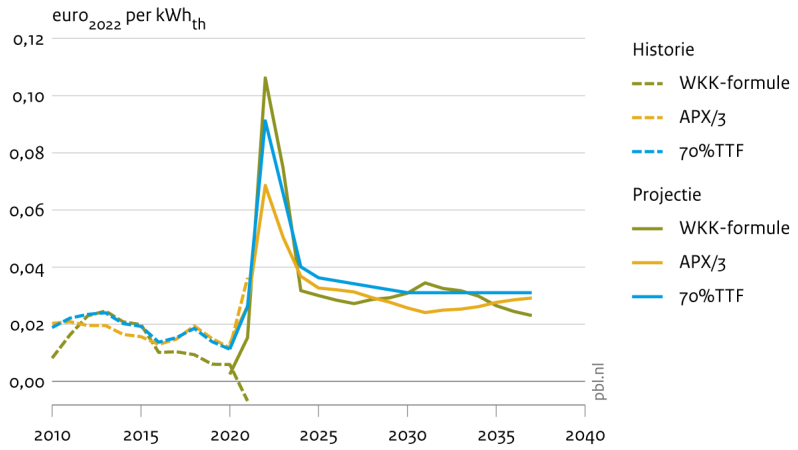
- Alternatief 1: Vaststelling van het correctiebedrag voor duurzame warmte volgens een "WKK formule"
- Alternatief 2: Vaststelling van het correctiebedrag voor duurzame warmte middels een directe koppeling met de elektriciteitsprijs.

De KEV is gebruikt als databron voor de gas- en elektriciteitsprijzen omdat dit een officiële publicatie is die een consistentie tijdreeks bevat met zowel historische gas- en elektriciteitsprijzen als prijsprojecties tot 2040 en omdat we in deze notitie ook de mogelijke effecten over de hele subsidielooptijd van 15 jaar wilden onderzoeken en niet enkel voor de komende 2 á 3 jaar. Rekening houdend met een constructietijd van 4 tot 6 jaar zullen projectaanvragen uit 2022 en 2023 voor bv. geothermie pas starten met produceren van warmte in 2026-2029. Daarom is een doorkijk naar de mogelijke evolutie van het correctiebedrag op de langere termijn nuttig.
De voorstellen zijn beoordeeld op hoe de aanpassing van het correctiebedrag tegemoet komt aan een betere benadering van de marktwarmteprijs. Hierbij is ook onderzocht welke alternatieven kunnen aansluiten bij de wens voor loskoppeling van de gasprijs voor nieuwe projectaanvragen. Hierbij kan geconcludeerd worden dat voorstel 1 inderdaad een gedeeltelijke ontkoppeling geeft van de gasprijs en voorstel 2 een volledige, en dat beide methodieken dus tegemoetkomen aan de wens voor ontkoppeling van gas van de overheid en markt. Echter geen van beide voorstellen lost het probleem van een piek in de berekende warmteprijs op korte termijn (2022-2024) op, zie onderstaande figuur 6.
In deze samenvattende figuur 6 wordt de warmteprijs weergegeven, vastgesteld volgens enerzijds de huidige methodiek voor de bepaling van het correctiebedrag (70% TTF), maar anderzijds ook volgens de besproken alternatieve methodes, te weten volgens de WKK-formule en volgens de APX/3 formule.
Uit deze analyse blijkt dat de keuze tussen 70%TTF, of één van de alternatieven, waarbij rekening gehouden wordt met opbrengsten uit de verkoop van elektriciteit, of met de complete ontkoppeling met de gasprijzen via APX/3, op langere termijn weinig verschil maakt. Geen van de alternatieven biedt op korte termijn een oplossing voor de huidige prijspiek in de berekende warmteprijs. De huidige energiemarktprijzen zorgen er wel voor dat de huidige berekende warmteprijs laag of zelfs negatief wordt. Marktpartijen kunnen ageren op de energiemarkt, rekening houdend met contractprijzen uit het verleden, en met dagprijzen op bijvoorbeeld een spotmarkt, dit is niet meegenomen in deze analyse.
Deze berekende warmteprijzen, in onderstaande figuur 6, zijn berekend voor zowel de historische jaren 2010-2021, also ook voor de toekomstige jaren tot en met 2037. Voor het bepalen van de historische prijzen, maar ook voor de prijsprojecties naar de toekomst is gebruik gemaakt van jaargemiddelde gas- en elektriciteitsprijzen, gebaseerd op data uit de KEV2022.

[110] Voor de onderzochte SDE++ correctiebedragberekening wordt uitgegaan van lange termijn prijzen uit de KEV, voornamelijk de KEV2022, zowel voor elektriciteit als voor gas.

Figuur 6.

Correctiebedrag duurzame warmte volgens WKK-formule, APX/3 en 70% TTF



Bron: KEV 2022, CBS

Aangezien noch de huidige methode (70% TTF), noch het eerste voorstel (WKK-formule) noch het tweede voorstel (directe koppeling aan elektriciteitsprijs) een oplossing bieden voor de hoge correctiebedragen op korte termijn, stelt zich de vraag of het probleem van de hoge piek in het correctiebedrag tot aan 2025 binnen de SDE++ kan opgelost worden. In elk geval zal een aanpassing van het correctiebedrag niet de warmteprijs uit een gasgestookte WKK beïnvloeden, dat doet de sparkspread (op basis van de gas- en elektriciteitsprijzen).
Ook kon er bij de doorrekening van de alternatieven geen rekening gehouden worden met de diversiteit van de individuele projecten, noch met de bestaande afspraken die projectoperatoren hebben met betrekking tot energieprijzen.
Daarom kunnen we geen alternatieve basis aanleveren voor het aanpassen van de correctiebedragmethodiek voor het SDE++ eindadvies 2023.
We geven ter overweging mee om deze voorstellen tot aanpassing correctiebedrag eventueel op te nemen in de SDE++ marktconsultatie in 2023.

Literatuur bijlage 5

PBL, 2022a: Eindadvies basisbedragen SDE+ 2022.
PBL, 2019: Klimaat en Energieverkenning (KEV) 2019.
PBL, 2020: Klimaat en Energieverkenning (KEV) 2020.
PBL, 2021: Klimaat en Energieverkenning (KEV) 2021.
PBL, 2022b: Klimaat en Energieverkenning (KEV) 2022.
S. Hesselink, 2022a: Effect hoge energieprijzen op SDE-methodiek voor duurzame warmte, CE Delft.
S. Hesselink, 2022b: Memo Overwegingen oplossingrichtingen problematiek SDE Duurzame warmte, CE Delft.