



Planbureau voor de Leefomgeving

EINDADVIES BASISBEDRAGEN SDE++ 2021

Sander Lensink & Koen Schoots (redactie)

12 februari 2021

TNO



PBL

Eindadvies basisbedragen SDE++ 2021

© PBL Planbureau voor de Leefomgeving
Den Haag, 2021

PBL-publicatienummer: 4032

Contact

sde@pbl.nl

Auteurs

Sander Lensink, Koen Schoots (redactie), Hans Elzenga, Marc Marsidi, Mike Muller, Iulia Pișcă, Koen Schoots en Bart Strengers (PBL); Hans Cleijne, Marcel Cremers, Bart in 't Groen, Jasper Lemmens en Patrick Wolbers (DNV GL); Luuk Beurskens, Sam Lamboo, Frank Lenzmann, Carina Oliveira Machado dos Santos, Koen Smekens, Ayla Uslu, Adriaan van der Welle, Harmen Mijnlief en Sjoerd Tolsma (TNO); Paul Noothout en Lennard Sijtsma (Guidehouse); Yannick Severin (Witteveen en Bos).

Tekstcorrectie

Uitgeverij PBL

Redactie figuren

Beeldredactie PBL

Delen uit deze publicatie mogen worden overgenomen op voorwaarde van bronvermelding: Lensink, S. & K. Schoots (red.) (2021), *Eindadvies basisbedragen SDE++ 2021*, Den Haag: PBL.

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

Het PBL geeft op verzoek van het ministerie van EZK advies over de subsidieregeling SDE++. Vanwege de beschikbare expertise en databestanden verkeert het PBL in de positie om deze adviesrol te vervullen. Het PBL krijgt geen opdrachten in enge zin en het ministerie kan het PBL noch zijn consortiumpartners aanwijzingen geven over de te hanteren onderzoeksmethoden of de inhoud van de rapportages. De advisering in het kader van dit SDE++-project betreft specifiek, functioneel advies. Voorwaarde om neutraal advies te kunnen uitbrengen over een brede vraag als die naar de subsidiebehoefte van nieuwe projecten, is dat het ministerie een nadere afbakening geeft van de adviesvraag. Daarom gaat de adviesvraag gepaard met nadere uitgangspunten. Zo blijft de onafhankelijkheid van de advisering gewaarborgd. De uitgangspunten moeten ondersteunend zijn aan het doel van de SDE++, en intern consistent, volledig en werkbaar zijn.

Buiten de context van deze specifieke advisering over de subsidiebedragen van de SDE++ heeft het PBL als planbureau te allen tijde de volledige vrijheid om te reflecteren op de beleidsmatige keuzes die ten grondslag liggen aan instrumenten van de overheid voor de uitvoering van het energie- en klimaatbeleid. Dit geldt ook voor de SDE++.

Inhoud

Samenvatting	4
1 Inleiding	18
2 Uitgangspunten	19
3 Financiering	30
4 Energie uit water	37
5 Zonne-energie	49
6 Windenergie	65
7 Geothermie	76
8 Verbranding en vergassing van biomassa	86
9 Vergisting van biomassa	102
10 Geavanceerde hernieuwbare brandstoffen voor transport	124
11 Grootschalige elektrische boilers	135
12 Grootschalige warmtepompen	139
13 Elektrificatie van offshore productieplatformen	144
14 Benutting restwarmte en warmte-uitkoppeling AVI's	153
15 Waterstofproductie via elektrolyse	164
16 Etheenproductie uit biogene grondstoffen	169
17 CCS	174
18 CO ₂ -afvang en -gebruik in de glastuinbouw	187
19 Chemische en fysische recycling van kunststoffen	201
Afkortingen	209
Literatuur	211
Bijlage A Rangschikkingstabel	215
Bijlage B: Reactie op schriftelijke consultatie	223
Bijlage C Externe review	326
Bijlage D Nawoord	330
Bijlage E Geothermie; definities	334
Bijlage F Uitgestelde levering	341

Samenvatting

Het ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK) heeft aan het Planbureau voor de Leefomgeving (PBL) gevraagd advies uit te brengen over de SDE++ 2021. De adviesvraag behelst de benodigde subsidiehoogte zoals bepaald door basisbedragen en correctiebedragen en bevat tevens enkele flankerende vragen. In dit rapport gaan we ervan uit dat de lezer de terminologie en werking van de vigerende SDE++-regeling kent.¹ We beschouwen de vormgeving van de SDE++-regeling als een gegeven, tenzij het ministerie specifieke vragen daaromtrent stelt. Om die redenen 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 CO₂-reductie. De verdere verantwoordelijkheid voor de uitgangspunten blijft bij het ministerie liggen. De adviesvraag en uitgangspunten zijn integraal weergegeven in hoofdstuk 2.

In het onderzoeksproces voorafgaand aan dit advies heeft het PBL ondersteuning gekregen van TNO en DNV GL wat betreft hernieuwbare energie en van TNO, Guidehouse en Witteveen en Bos voor de overige CO₂-reducerende opties. Hierbij is een marktconsultatie uitgevoerd in juni en juli 2020.

De subsidiebehoefte bij hernieuwbare energie is gedifferentieerd naar de SDE+-categorieën uit 2020 voor de onderwerpen energie uit water, zonne-energie, windenergie, geothermie, vergisting van biomassa en verbranding en vergassing van biomassa. Sommige categorieën zijn nader verfijnd. Voor andere CO₂-reducerende opties is gekeken naar de thema's elektrische boilers, warmtepompen, waterstofproductie via elektrolyse, restwarmte uit industrie en datacenters en naar CO₂-afvang en -opslag (CCS). Ten opzichte van het advies voor en de regeling in 2020 zijn daaraan de volgende onderwerpen toegevoegd: CO₂-afvang en -gebruik (CCU) in de glastuinbouw, geavanceerde hernieuwbare transportbrandstoffen, bio-ethenproductie, recycling van grondstoffen en elektrificatie van offshore productieplatformen. De beschikbare kosteninformatie voor deze CO₂-reducerende opties is naar inzicht van het PBL voldoende representatief om te kunnen adviseren over de subsidiebehoefte voor aankomende kosteneffectieve Nederlandse projecten. Om over een breed palet aan categorieën te kunnen adviseren, is de informatie voor deze opties echter minder representatief dan de beschikbare informatie voor hernieuwbare energie. Deze tekortkoming in de informatievoorziening heeft een directe relatie met de beperkte mate waarin de opties al zijn toegepast in Nederland. Naarmate in de komende jaren meer kosteninformatie beschikbaar komt, is uitbreiding van het aantal varianten binnen één categorie in de advisering mogelijk.

In de onderstaande tabellen staan de subsidieparameters als basisbedrag, langetermijnprijs en subsidie-intensiteit. Een gerangschikte versie op basis van subsidie-intensiteit is te vinden in bijlage A. De berekeningen kunnen ook gedownload worden als rekenbestand, het OT-model, via www.pbl.nl/sde.

Daar waar cijfers in dit rapport onverhoopt mochten conflicteren, zijn de cijfers in deze samenvatting leidend.

¹ Zie www.rvo.nl/sde voor andere informatie over de SDE++-regeling zelf.

S.1 Overzicht subsidieparameters

In de samenvattende tabellen in deze paragraaf staan alle categorieën die in dit eindadvies terugkomen. In de daaropvolgende paragraaf geven we ook een opsomming van mogelijke nieuwe categorieën in de SDE++ 2022. Deze groslijst is samengesteld uit voorstellen die het PBL in de loop van 2020 heeft ontvangen. 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.

Tabel S-1a. Energie uit water, rangschikingsparameters

Categorie	Productietype [eenheid]	Subsidie-intensiteit	Basisbedrag	Langetermijn-prijs	Emissiefactor
		[€/tCO ₂]	[€/eenheid]	[€/eenheid]	[kg CO ₂ /eenheid]
		A=(B-C)/D	B	C	D
Waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm	Elektriciteit (kWh)	404	0,1321	0,0449	0,2160
Waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm, renovatie	Elektriciteit (kWh)	244	0,0975	0,0449	0,2160
Vrije stromingsenergie, valhoogte < 50 cm	Elektriciteit (kWh)	668	0,1891	0,0449	0,2160
Osiose	Elektriciteit (kWh)	2446	0,5733	0,0449	0,2160
Aquathermie - Thermische energie uit oppervlaktewater (TEO), geen basislast	Warmte (kWh)	517	0,1157	0,0359	0,1545
Aquathermie - Thermische energie uit oppervlaktewater (TEO), basislast	Warmte (kWh)	463	0,0918	0,0203	0,1545
Aquathermie - Thermische energie uit oppervlaktewater voor directe toepassing (TEO-d)	Warmte (kWh)	222	0,0584	0,0203	0,1720
Aquathermie - Thermische energie uit afvalwater (TEA)	Warmte (kWh)	291	0,0678	0,0203	0,1632
Thermische energie uit mijnwater, nieuw	Warmte (kWh)	263	0,0638	0,0203	0,1655
Thermische energie uit mijnwater, 'uitbreiding'	Warmte (kWh)	60	0,0333	0,0203	0,2174

Tabel S-1b. Energie uit water, overige subsidieparameters

Categorie	Productie-type [eenheid]	Bodem-prijs of basisprijs	Voorlopig correctie-bedrag 2021	Vlp GvO-waarde 2021	Vlp ETS-waarde 2021	Vollast-uren	Warmtekracht-verhouding
		[€/eenheid]	[€/eenheid]	[€/eenheid]	[€/eenheid]	[uur/jaar]	[W/K]
Waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm	Elektriciteit (kWh)	0,0299	0,0312	0,0000	0,0000	5700	-
Waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm, renovatie	Elektriciteit (kWh)	0,0299	0,0312	0,0000	0,0000	2600	-
Vrije stromingsenergie, valhoogte < 50 cm	Elektriciteit (kWh)	0,0299	0,0312	0,0000	0,0000	3700	-
Osiose	Elektriciteit (kWh)	0,0299	0,0312	0,0000	0,0000	8000	-
Aquathermie - Thermische energie uit oppervlaktewater (TEO), geen basislast	Warmte (kWh)	0,0275	0,0290	0,0000	0,0054	3500	-
Aquathermie - Thermische energie uit oppervlaktewater (TEO), basislast	Warmte (kWh)	0,0135	0,0147	0,0000	0,0054	6000	-
Aquathermie - Thermische energie uit oppervlaktewater voor directe toepassing (TEO-d)	Warmte (kWh)	0,0135	0,0147	0,0000	0,0054	3500	-
Aquathermie - Thermische energie uit afvalwater (TEA)	Warmte (kWh)	0,0135	0,0147	0,0000	0,0054	6000	-
Thermische energie uit mijnwater, nieuw	Warmte (kWh)	0,0135	0,0147	0,0000	0,0054	3500	-
Thermische energie uit mijnwater, 'uitbreiding'	Warmte (kWh)	0,0135	0,0147	0,0000	0,0054	3500	-

Tabel S-2a. Zonne-energie, rangschikkingsparameters

Categorie	Productietype [eenheid]	Subsidie-intensiteit	Basisbe- drag	Netlevering zon-PV (%)	Lange- termijn- prijs [€/een- heid]	Emissie- factor [kg CO ₂ / eenheid]
		A=(B-C)/D	[€/een- heid] B		C	D
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥15 kWp en <1 MWp, gebouwgebonden	Elektriciteit (kWh)	70	0,0724	Netlevering (50%)	0,0356	0,2160
				Niet-netlevering (50%)	0,0791	
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥15 kWp en <1 MWp, grondgebonden of drijvend op water	Elektriciteit (kWh)	72	0,0685	Netlevering (60%)	0,0356	0,2160
				Niet-netlevering (40%)	0,0791	
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, gebouwgebonden	Elektriciteit (kWh)	91	0,0655	Netlevering (70%)	0,0356	0,2160
				Niet-netlevering (30%)	0,0697	
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, grondgebonden	Elektriciteit (kWh)	100	0,0590	Netlevering (95%)	0,0356	0,2160
				Niet-netlevering (5%)	0,0697	
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, drijvend op water	Elektriciteit (kWh)	148	0,0693	Netlevering (95%)	0,0356	0,2160
				Niet-netlevering (5%)	0,0697	
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, zonvolgend op land	Elektriciteit (kWh)	100	0,0590	Netlevering (95%)	0,0356	0,2160
				Niet-netlevering (5%)	0,0697	
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, zonvolgend op water	Elektriciteit (kWh)	148	0,0693	Netlevering (95%)	0,0356	0,2160
				Niet-netlevering (5%)	0,0697	
Zonthermie, ≥140 kW _{th} tot 1 MW _{th}	Warmte (kWh)	256	0,0938		0,0359	0,2260
Zonthermie, ≥1 MW _{th}	Warmte (kWh)	218	0,0800		0,0307	0,2260
Zonthermie in bestaand warmtenetwerk, ≥1 MW _{th}	Warmte (kWh)	269	0,0915		0,0307	0,2260
PVT met warmtepomp	Warmte (kWh)	43	0,0442		0,0359	0,1941
Daglichtkas	Warmte (kWh)	319	0,0773		0,0203	0,1785

Tabel S-2b. Zonne-energie, overige subsidieparameters

Categorie	Productie- type [eenheid]	Bodem- prijs of basisprijs	Voorlopig correctie- bedrag 2021	Vlp GvO- waarde 2021	Vlp ETS- waarde 2021	Vollast- uren	Warmte- kracht- verhou- ding
		[€/een- heid]	[€/een- heid]	[€/een- heid]	[€/een- heid]	[uur/jaar]	[W/K]
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥15 kWp en <1 MWp, gebouwgebonden	Elektriciteit (kWh)	0,0238	0,0272	0,0040	0,0000	900	-
		0,0672	0,0706	0,0000	0,0000		
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥15 kWp en <1 MWp, grondgebonden of drijvend op water	Elektriciteit (kWh)	0,0238	0,0272	0,0040	0,0000	950	-
		0,0672	0,0706	0,0000	0,0000		
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, gebouwgebonden	Elektriciteit (kWh)	0,0238	0,0272	0,0040	0,0000	900	-
		0,0578	0,0612	0,0000	0,0000		
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, grondgebonden	Elektriciteit (kWh)	0,0238	0,0272	0,0040	0,0000	950	-
		0,0578	0,0612	0,0000	0,0000		
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, drijvend op water	Elektriciteit (kWh)	0,0238	0,0272	0,0040	0,0000	950	-
		0,0578	0,0612	0,0000	0,0000		
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, zonvolgend op land	Elektriciteit (kWh)	0,0238	0,0272	0,0040	0,0000	1045	-
		0,0578	0,0612	0,0000	0,0000		
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, zonvolgend op water	Elektriciteit (kWh)	0,0238	0,0272	0,0040	0,0000	1190	-
		0,0578	0,0612	0,0000	0,0000		
Zonthermie, ≥140 kW _{th} tot 1 MW _{th}	Warmte (kWh)	0,0275	0,0290	0,0000	0,0054	600	-
Zonthermie, ≥1 MW _{th}	Warmte (kWh)	0,0223	0,0238	0,0000	0,0054	600	-
PVT met warmtepomp	Warmte (kWh)	0,0275	0,0290	0,0000	0,0054	3500	-
Daglichtkas	Warmte (kWh)	0,0135	0,0147	0,0000	0,0054	3850	-

Tabel S-3a. Windenergie, rangschikkingsparameters

Categorie	Productietype [eenheid]	Subsidie-intensiteit	Basisbedrag	Langetermijn-prijs	Emissiefactor
		[€/tCO ₂]	[€/eenheid]	[€/eenheid]	[kg CO ₂ /eenheid]
		A=(B-C)/D	B	C	D
Wind op land, ≥ 8,5 m/s	Elektriciteit (kWh)	38	0,0390	0,0309	0,2160
Wind op land, ≥ 8 en < 8,5 m/s	Elektriciteit (kWh)	45	0,0406	0,0309	0,2160
Wind op land, ≥ 7,5 en < 8 m/s	Elektriciteit (kWh)	58	0,0435	0,0309	0,2160
Wind op land, ≥ 7,0 en < 7,5 m/s	Elektriciteit (kWh)	77	0,0475	0,0309	0,2160
Wind op land, ≥ 6,75 en < 7,0 m/s	Elektriciteit (kWh)	89	0,0501	0,0309	0,2160
Wind op land, < 6,75 m/s	Elektriciteit (kWh)	108	0,0543	0,0309	0,2160
Wind op land, hoogtebeperkt ≥ 8,5 m/s	Elektriciteit (kWh)	63	0,0444	0,0309	0,2160
Wind op land, hoogtebeperkt ≥ 8 en < 8,5 m/s	Elektriciteit (kWh)	73	0,0467	0,0309	0,2160
Wind op land, hoogtebeperkt ≥ 7,5 en < 8 m/s	Elektriciteit (kWh)	91	0,0505	0,0309	0,2160
Wind op land, hoogtebeperkt ≥ 7,0 en < 7,5 m/s	Elektriciteit (kWh)	112	0,0550	0,0309	0,2160
Wind op land, hoogtebeperkt ≥ 6,75 en < 7,0 m/s	Elektriciteit (kWh)	127	0,0583	0,0309	0,2160
Wind op land, hoogtebeperkt < 6,75 m/s	Elektriciteit (kWh)	147	0,0627	0,0309	0,2160
Wind op waterkeringen, ≥ 8,5 m/s	Elektriciteit (kWh)	53	0,0424	0,0309	0,2160
Wind op waterkeringen, ≥ 8 en < 8,5 m/s	Elektriciteit (kWh)	62	0,0442	0,0309	0,2160
Wind op waterkeringen, ≥ 7,5 en < 8 m/s	Elektriciteit (kWh)	75	0,0472	0,0309	0,2160
Wind op waterkeringen, ≥ 7,0 en < 7,5 m/s	Elektriciteit (kWh)	95	0,0514	0,0309	0,2160
Wind op waterkeringen, ≥ 6,75 en < 7,0 m/s	Elektriciteit (kWh)	111	0,0548	0,0309	0,2160
Wind op waterkeringen, < 6,75 m/s	Elektriciteit (kWh)	131	0,0592	0,0309	0,2160
Wind in meer, water ≥ 1 km ²	Elektriciteit (kWh)	130	0,0590	0,0309	0,2160

Tabel S-3b. Windenergie, overige subsidieparameters

Categorie	Productietype [eenheid]	Bodem-prijs of basisprijs	Voorlopig correctie-bedrag 2021	Voorlopig GvO-waarde 2021	Voorlopig ETS-waarde 2021	Vollasturen	Warmtekracht-verhouding
		[€/eenheid]	[€/eenheid]	[€/eenheid]	[€/eenheid]	[uur/jaar]	[W/K]
Wind op land, ≥ 8,5 m/s	Elektriciteit (kWh)	0,0206	0,0284	0,0040	0,0000	4050	-
Wind op land, ≥ 8 en < 8,5 m/s	Elektriciteit (kWh)	0,0206	0,0284	0,0040	0,0000	3840	-
Wind op land, ≥ 7,5 en < 8 m/s	Elektriciteit (kWh)	0,0206	0,0284	0,0040	0,0000	3510	-
Wind op land, ≥ 7,0 en < 7,5 m/s	Elektriciteit (kWh)	0,0206	0,0284	0,0040	0,0000	3150	-
Wind op land, ≥ 6,75 en < 7,0 m/s	Elektriciteit (kWh)	0,0206	0,0284	0,0040	0,0000	2950	-
Wind op land, < 6,75 m/s	Elektriciteit (kWh)	0,0206	0,0284	0,0040	0,0000	2670	-
Wind op land, hoogtebeperkt ≥ 8,5 m/s	Elektriciteit (kWh)	0,0206	0,0284	0,0040	0,0000	3650	-
Wind op land, hoogtebeperkt ≥ 8 en < 8,5 m/s	Elektriciteit (kWh)	0,0206	0,0284	0,0040	0,0000	3410	-
Wind op land, hoogtebeperkt ≥ 7,5 en < 8 m/s	Elektriciteit (kWh)	0,0206	0,0284	0,0040	0,0000	3080	-
Wind op land, hoogtebeperkt ≥ 7,0 en < 7,5 m/s	Elektriciteit (kWh)	0,0206	0,0284	0,0040	0,0000	2760	-
Wind op land, hoogtebeperkt ≥ 6,75 en < 7,0 m/s	Elektriciteit (kWh)	0,0206	0,0284	0,0040	0,0000	2570	-
Wind op land, hoogtebeperkt < 6,75 m/s	Elektriciteit (kWh)	0,0206	0,0284	0,0040	0,0000	2350	-
Wind op waterkeringen, ≥ 8,5 m/s	Elektriciteit (kWh)	0,0206	0,0284	0,0040	0,0000	4070	-
Wind op waterkeringen, ≥ 8 en < 8,5 m/s	Elektriciteit (kWh)	0,0206	0,0284	0,0040	0,0000	3860	-
Wind op waterkeringen, ≥ 7,5 en < 8 m/s	Elektriciteit (kWh)	0,0206	0,0284	0,0040	0,0000	3550	-
Wind op waterkeringen, ≥ 7,0 en < 7,5 m/s	Elektriciteit (kWh)	0,0206	0,0284	0,0040	0,0000	3200	-
Wind op waterkeringen, ≥ 6,75 en < 7,0 m/s	Elektriciteit (kWh)	0,0206	0,0284	0,0040	0,0000	2960	-
Wind op waterkeringen, < 6,75 m/s	Elektriciteit (kWh)	0,0206	0,0284	0,0040	0,0000	2700	-
Wind in meer, water ≥ 1 km ²	Elektriciteit (kWh)	0,0206	0,0284	0,0040	0,0000	4250	-

Tabel S-4a. Geothermie, rangschikkingsparameters

Categorie	Productietype [eenheid]	Subsidie-intensiteit	Basisbedrag	Langetermijnprijs	Emissiefactor
		[€/tCO ₂]	[€/eenheid]	[€/eenheid]	[kg CO ₂ /eenheid]
		A=(B-C)/D	B	C	D
Ondiepe geothermie (geen basislast)	Warmte (kWh)	440	0,1044	0,0307	0,1676
Ondiepe geothermie (basislast)	Warmte (kWh)	237	0,0705	0,0307	0,1676
Diepe geothermie < 20MW _{th} (basislast)	Warmte (kWh)	146	0,0518	0,0203	0,2163
Diepe geothermie ≥ 20MW _{th} (basislast)	Warmte (kWh)	117	0,0455	0,0203	0,2153
Diepe geothermie warmte (geen basislast)	Warmte (kWh)	378	0,0997	0,0203	0,2101
Ultradiepe geothermie	Warmte (kWh)	227	0,0694	0,0203	0,2159
Diepe geothermie (uitbreiding)	Warmte (kWh)	59	0,0331	0,0203	0,2163

Tabel S-4b. Geothermie, overige subsidieparameters

Categorie	Productietype [eenheid]	Bodemprijs of basisprijs	Voorlopig correctiebe- drag 2021	Vlp GvO- waarde 2021	Voorlopige ETS-waarde 2021	Vollasturen	Warmte- krachtver- houding
		[€/eenheid]	[€/eenheid]	[€/eenheid]	[€/eenheid]	[uur/jaar]	[W/K]
Ondiepe geothermie (geen basislast)	Warmte (kWh)	0,0223	0,0238	0,0000	0,0054	3500	-
Ondiepe geothermie (basislast)	Warmte (kWh)	0,0223	0,0238	0,0000	0,0054	6000	-
Diepe geothermie < 20MW _{th} (basislast)	Warmte (kWh)	0,0135	0,0147	0,0000	0,0054	6000	-
Diepe geothermie ≥ 20MW _{th} (basislast)	Warmte (kWh)	0,0135	0,0147	0,0000	0,0054	6000	-
Diepe geothermie warmte (geen basislast)	Warmte (kWh)	0,0135	0,0147	0,0000	0,0054	3500	-
Ultradiepe geothermie	Warmte (kWh)	0,0135	0,0147	0,0000	0,0054	7000	-
Diepe geothermie (uitbreiding)	Warmte (kWh)	0,0135	0,0147	0,0000	0,0054	6000	-

Tabel S-5a. Verbranding en vergassing van biomassa, rangschikkingsparameters

Categorie	Productietype [eenheid]	Subsidie-intensiteit	Basisbedrag	Langeter-mijnprijs	Emissiefac-tor
		[€/tCO ₂] A=(B-C)/D	[€/eenheid] B	[€/eenheid] C	[kg CO ₂ / eenheid] D
Biomassavergassing >95% biogeen (uitgezonderd B-hout)	Gas (kWh)	405	0,0944	0,0203	0,1830
Biomassavergassing >95% biogeen (B-hout)	Gas (kWh)	261	0,0680	0,0203	0,1830
Ketel op vaste of vloeibare biomassa 0,5 - 5 MW _{th}	Warmte (kWh)	123	0,0586	0,0307	0,2260
Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MW _{th} (4500 uur)	Warmte (kWh)	135	0,0508	0,0203	0,2260
Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MW _{th} (5000 uur)	Warmte (kWh)	131	0,0499	0,0203	0,2260
Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MW _{th} (5500 uur)	Warmte (kWh)	127	0,0491	0,0203	0,2260
Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MW _{th} (6000 uur)	Warmte (kWh)	124	0,0484	0,0203	0,2260
Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MW _{th} (6500 uur)	Warmte (kWh)	122	0,0478	0,0203	0,2260
Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MW _{th} (7000 uur)	Warmte (kWh)	119	0,0473	0,0203	0,2260
Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MW _{th} (7500 uur)	Warmte (kWh)	118	0,0469	0,0203	0,2260
Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MW _{th} (8000 uur)	Warmte (kWh)	116	0,0465	0,0203	0,2260
Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MW _{th} (8500 uur)	Warmte (kWh)	115	0,0462	0,0203	0,2260
Ketel op B-hout	Warmte (kWh)	33	0,0277	0,0203	0,2260
Ketel op vloeibare biomassa	Warmte (kWh)	158	0,0665	0,0307	0,2260
Ketel stoom uit houtpellets ≥ 5 MW _{th}	Warmte (kWh)	204	0,0664	0,0203	0,2260
Ketel warmte uit houtpellets ≥ 10 MW _{th}	Warmte (kWh)	234	0,0687	0,0158	0,2260
Directe inzet van houtpellets voor industriële toepassingen	Warmte (kWh)	108	0,0519	0,0276	0,2260
Levensduurverlenging ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MW _{th}	Warmte (kWh)	66	0,0352	0,0203	0,2260

Tabel S-5b. Verbranding en vergassing van biomassa, overige subsidieparameters

Categorie	Productietype [eenheid]	Bodem-prijs of basisprijs	Vlp cor-rectie-be-drag 2021	Vlp GvO-waarde 2021	Vlp ETS-waarde 2021	Vollast-uren	Warmte-kraft-verhou-ding
		[€/eenheid]	[€/eenheid]	[€/eenheid]	[€/eenheid]	[uur/jaar]	[W/k]
Biomassavergassing >95% biogeen (uitgezonderd B-hout)	Gas (kWh)	0,0135	0,0147	0,0000	0,0000	7500	-
Biomassavergassing >95% biogeen (B-hout)	Gas (kWh)	0,0135	0,0147	0,0000	0,0000	7500	-
Ketel op vaste of vloeibare biomassa 0,5 - 5 MW _{th}	Warmte (kWh)	0,0223	0,0238	0,0000	0,0054	3000	-
Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MW _{th} (4500 uur)	Warmte (kWh)	0,0135	0,0147	0,0000	0,0054	4500	-
Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MW _{th} (5000 uur)	Warmte (kWh)	0,0135	0,0147	0,0000	0,0054	5000	-
Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MW _{th} (5500 uur)	Warmte (kWh)	0,0135	0,0147	0,0000	0,0054	5500	-
Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MW _{th} (6000 uur)	Warmte (kWh)	0,0135	0,0147	0,0000	0,0054	6000	-
Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MW _{th} (6500 uur)	Warmte (kWh)	0,0135	0,0147	0,0000	0,0054	6500	-
Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MW _{th} (7000 uur)	Warmte (kWh)	0,0135	0,0147	0,0000	0,0054	7000	-
Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MW _{th} (7500 uur)	Warmte (kWh)	0,0135	0,0147	0,0000	0,0054	7500	-
Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MW _{th} (8000 uur)	Warmte (kWh)	0,0135	0,0147	0,0000	0,0054	8000	-
Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MW _{th} (8500 uur)	Warmte (kWh)	0,0135	0,0147	0,0000	0,0054	8500	-
Ketel op B-hout	Warmte (kWh)	0,0135	0,0147	0,0000	0,0054	7500	-
Ketel op vloeibare biomassa	Warmte (kWh)	0,0223	0,0238	0,0000	0,0054	7000	-
Ketel stoom uit houtpellets ≥ 5 MW _{th}	Warmte (kWh)	0,0135	0,0147	0,0000	0,0054	8500	-
Ketel warmte uit houtpellets ≥ 10 MW _{th}	Warmte (kWh)	0,0105	0,0114	0,0000	0,0054	6000	-
Directe inzet van houtpellets voor industriële toepassingen	Warmte (kWh)	0,0201	0,0214	0,0000	0,0054	3000	-
Levensduurverlenging ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MW _{th}	Warmte (kWh)	0,0135	0,0147	0,0000	0,0054	8000	-

Tabel S-6a. Vergisting van biomassa, rangschikkingsparameters

Categorie	Productietype [eenheid]	Subsidie- intensiteit	Basisbedrag	Langetermijn- prijs	Emissiefactor
		[€/tCO ₂]	[€/eenheid]	[€/eenheid]	[kg CO ₂ / eenheid]
		A=(B-C)/D	B	C	D
Grootschalige vergisting, hernieuwbaar gas	Gas (kWh)	250	0,0661	0,0203	0,1830
Grootschalige vergisting, gecombineerde opwekking	WKK (kWh)	180	0,0696	0,0298	0,2212
Grootschalige vergisting, warmte	Warmte (kWh)	140	0,0624	0,0307	0,2260
Monomestvergisting ≤400 kW, hernieuwbaar gas	Gas (kWh)	216	0,0930	0,0203	0,3358
Monomestvergisting ≤400 kW, gecombineerde opwekking	WKK (kWh)	242	0,1310	0,0404	0,3738
Monomestvergisting ≤400 kW, warmte	Warmte (kWh)	199	0,1061	0,0307	0,3788
Monomestvergisting >400 kW, hernieuwbaar gas	Gas (kWh)	155	0,0722	0,0203	0,3358
Monomestvergisting >400 kW, gecombineerde opwekking	WKK (kWh)	130	0,0789	0,0303	0,3738
Monomestvergisting >400 kW, warmte	Warmte (kWh)	97	0,0674	0,0307	0,3788
Verbeterde slibgisting, hernieuwbaar gas	Gas (kWh)	352	0,0848	0,0203	0,1830
Verbeterde slibgisting, gecombineerde opwekking	WKK (kWh)	245	0,0932	0,0392	0,2200
Verbeterde slibgisting, warmte	Warmte (kWh)	166	0,0682	0,0307	0,2260
Bestaande slibgisting, hernieuwbaar gas	Gas (kWh)	63	0,0319	0,0203	0,1830
Warmte uit compostering	Warmte (kWh)	68	0,0461	0,0307	0,2260
Levensduurverlenging bestaande installaties, grootschalige vergisting, hernieuwbaar gas	Gas (kWh)	186	0,0543	0,0203	0,1830
Levensduurverlenging bestaande installaties, grootschalige vergisting, gecombineerde opwekking	WKK (kWh)	132	0,0589	0,0298	0,2212
Levensduurverlenging bestaande installaties, grootschalige vergisting, warmte	Warmte (kWh)	100	0,0534	0,0307	0,2260
Levensduurverlenging bestaande installaties, grootschalige vergisting, ombouw naar hernieuwbaar gas	Gas (kWh)	203	0,0575	0,0203	0,1830
Levensduurverlenging bestaande installaties, monomestvergisting ≤400 kW, hernieuwbaar gas	Gas (kWh)	155	0,0722	0,0203	0,3358
Levensduurverlenging bestaande installaties, monomestvergisting ≤400 kW, gecombineerde opwekking	WKK (kWh)	148	0,0959	0,0404	0,3738
Levensduurverlenging bestaande installaties, monomestvergisting ≤400 kW, warmte	Warmte (kWh)	121	0,0764	0,0307	0,3788
Levensduurverlenging bestaande installaties, monomestvergisting ≤400 kW, ombouw naar hernieuwbaar gas	Gas (kWh)	176	0,0794	0,0203	0,3358

Tabel S-6b. Vergisting van biomassa, overige subsidieparameters

Categorie	Productietype [eenheid]	Bodem-	Vlp cor-	Vlp	Vlp ETS-	Vollast- uren [uur/ jaar]	Warmte kracht- verhou- ding [W/K]
		prijs of basis- prijs [€/een- heid]	rectie- bedrag 2021 [€/een- heid]	GvO- waarde 2021 [€/een- heid]	waarde 2021 [€/een- heid]		
Grootschalige vergisting, hernieuwbaar gas	Gas (kWh)	0,0135	0,0147	0,0000	0,0000	8000	-
Grootschalige vergisting, gecombineerde opwekking	WKK (kWh)	0,0199	0,0210	0,0000	0,0028	7622	1,07
Grootschalige vergisting, warmte	Warmte (kWh)	0,0223	0,0238	0,0000	0,0054	7000	-
Monomestvergistig ≤400 kW, hernieuwbaar gas	Gas (kWh)	0,0135	0,0147	0,0000	0,0000	8000	-
Monomestvergistig ≤400 kW, gecombineerde opwekking	WKK (kWh)	0,0287	0,0301	0,0000	0,0027	6374	1,00
Monomestvergistig ≤400 kW, warmte	Warmte (kWh)	0,0223	0,0238	0,0000	0,0054	7000	-
Monomestvergistig >400 kW, hernieuwbaar gas	Gas (kWh)	0,0135	0,0147	0,0000	0,0000	8000	-
Monomestvergistig >400 kW, gecombineerde opwekking	WKK (kWh)	0,0202	0,0213	0,0000	0,0027	7353	1,00
Monomestvergistig >400 kW, warmte	Warmte (kWh)	0,0223	0,0238	0,0000	0,0054	7000	-
Verbeterde slibgistig, hernieuwbaar gas	Gas (kWh)	0,0135	0,0147	0,0000	0,0000	8000	-
Verbeterde slibgistig, gecombineerde opwekking	WKK (kWh)	0,0269	0,0283	0,0000	0,0021	5729	0,66
Verbeterde slibgistig, warmte	Warmte (kWh)	0,0223	0,0238	0,0000	0,0054	7000	-
Bestaande slibgistig, hernieuwbaar gas	Gas (kWh)	0,0135	0,0147	0,0000	0,0000	8000	-
Warmte uit compostering	Warmte (kWh)	0,0223	0,0238	0,0000	0,0054	5200	-
Levensduurverlenging bestaande installaties, grootschalige vergisting, hernieuwbaar gas	Gas (kWh)	0,0135	0,0147	0,0000	0,0000	8000	-
Levensduurverlenging bestaande installaties, grootschalige vergisting, gecombineerde opwekking	WKK (kWh)	0,0199	0,0210	0,0000	0,0028	7622	1,07
Levensduurverlenging bestaande installaties, grootschalige vergisting, warmte	Warmte (kWh)	0,0223	0,0238	0,0000	0,0054	7000	-
Levensduurverlenging bestaande installaties, grootschalige vergisting, Ombouw naar hernieuwbaar gas	Gas (kWh)	0,0135	0,0147	0,0000	0,0000	8000	-
Levensduurverlenging bestaande installaties, monomestvergistig ≤400 kW, hernieuwbaar gas	Gas (kWh)	0,0135	0,0147	0,0000	0,0000	8000	-
Levensduurverlenging bestaande installaties, monomestvergistig ≤400 kW, gecombineerde opwekking	WKK (kWh)	0,0287	0,0301	0,0000	0,0027	6374	1,00
Levensduurverlenging bestaande installaties, monomestvergistig ≤400 kW, warmte	Warmte (kWh)	0,0223	0,0238	0,0000	0,0054	7000	-
Levensduurverlenging bestaande installaties, monomestvergistig ≤400 kW, ombouw naar hernieuwbaar gas	Gas (kWh)	0,0135	0,0147	0,0000	0,0000	8000	-

Tabel S-7a. Geavanceerde hernieuwbare brandstoffen, rangschikingsparameters

Categorie	Productietype [eenheid]	Subsidie-	Basisbedrag	Langeter-	Emissiefactor [kg CO ₂ /eenheid] D
		intensiteit [€/tCO ₂] A=(B-C)/D	[€/eenheid] B	mijnprijs [€/eenheid] C	
Bio-ethanol uit lignocellulosehoudende biomassa	Benzine (kWh)	157	0,1222	0,0750	0,3012
Bio-LNG uit monomestvergistig	Gas (kWh)	166	0,0880	0,0235	0,3894
Bio-LNG uit allesvergistig	Gas (kWh)	249	0,0814	0,0235	0,2328
Hydropyrolyse-olie uit lignocellulose	Benzine/diesel (kWh)	147	0,1106	0,0740	0,2493

Tabel S-7b. Geavanceerde hernieuwbare brandstoffen, overige subsidieparameters

Categorie	Productietype [eenheid]	Bodem-	Vlp cor-	Vlp HBE-	Vlp ETS-	Vollast- uren [uur/jaar]	WK- verhou- ding [W/K]
		prijs of basisprijs [€/een- heid]	rectiebe- drag 2021 [€/een- heid]	waarde 2021 [€/een- heid]	waarde 2021 [€/een- heid]		
Bio-ethanol uit lignocellulosehoudende biomassa	Benzine (kWh)	0,0500	0,0577	0,0936	0,0000	8000	-
Bio-LNG uit monomestvergistig	Gas (kWh)	0,0167	0,0179	0,0936	0,0000	8000	-
Bio-LNG uit allesvergistig	Gas (kWh)	0,0167	0,0179	0,0936	0,0000	8000	-
Hydropyrolyse-olie uit lignocellulose	Benzine/diesel (kWh)	0,0493	0,0576	0,0936	0,0000	7500	-

Tabel S-8a. Elektrificatie, rangschikkingsparameters

Categorie	Productietype [eenheid]	Subsidie-intensiteit	Basisbedrag	Langetermijn-prijs	Emissiefactor
		[€/tCO ₂] A=(B-C)/D	[€/eenheid] B	[€/eenheid] C	[kg CO ₂ / eenheid] D
Grootschalige elektrische boilers	Warmte (kWh)	128	0,0492	0,0203	0,2260
Gesloten systeem elektrisch gedreven warmtepomp (3000 uur)	Warmte (kWh)	328	0,0742	0,0203	0,1643
Gesloten systeem elektrisch gedreven warmtepomp (5000 uur)	Warmte (kWh)	181	0,0501	0,0203	0,1643
Gesloten systeem elektrisch gedreven warmtepomp (8000 uur)	Warmte (kWh)	99	0,0365	0,0203	0,1643
Open systeem elektrisch gedreven warmtepomp (3000 uur)	Warmte (kWh)	329	0,0844	0,0203	0,1951
Open systeem elektrisch gedreven warmtepomp (5000 uur)	Warmte (kWh)	170	0,0534	0,0203	0,1951
Open systeem elektrisch gedreven warmtepomp (8000 uur)	Warmte (kWh)	80	0,0360	0,0203	0,1951
Elektrificatie offshore productieplatformen	Elektriciteit (kWh)	118	0,1028	0,0620	0,3460

Tabel S-8b. Elektrificatie, overige subsidieparameters

Categorie	Productietype [eenheid]	Bodem-prijs of basis-prijs	Vlp correctiebedrag 2021	Vlp GvO-waarde 2021	Vlp ETS-waarde 2021	Vollast-uren	WK-verhouding
		[€/eenheid]	[€/eenheid]	[€/eenheid]	[€/eenheid]	[uur/jaar]	[W/K]
Grootschalige elektrische boilers	Warmte (kWh)	0,0135	0,0147	0,0000	0,0054	3000	-
Gesloten systeem elektrisch gedreven warmtepomp (3000 uur)	Warmte (kWh)	0,0135	0,0147	0,0000	0,0054	3000	-
Gesloten systeem elektrisch gedreven warmtepomp (5000 uur)	Warmte (kWh)	0,0135	0,0147	0,0000	0,0054	5000	-
Gesloten systeem elektrisch gedreven warmtepomp (8000 uur)	Warmte (kWh)	0,0135	0,0147	0,0000	0,0054	8000	-
Open systeem elektrisch gedreven warmtepomp (3000 uur)	Warmte (kWh)	0,0135	0,0147	0,0000	0,0054	3000	-
Open systeem elektrisch gedreven warmtepomp (5000 uur)	Warmte (kWh)	0,0135	0,0147	0,0000	0,0054	5000	-
Open systeem elektrisch gedreven warmtepomp (8000 uur)	Warmte (kWh)	0,0135	0,0147	0,0000	0,0054	8000	-
Elektrificatie offshore productieplatformen	Elektriciteit (kWh)	0,0413	0,0449	0,0000	0,0134	8500	-

Tabel S-9a. Restwarmte en warmte-uitkoppeling, rangschikkingsparameters

Categorie	Productietype [eenheid]	Subsidie-intensiteit	Basisbedrag	Langetermijn-prijs	Emissiefactor
		[€/tCO ₂] A=(B-C)/D	[€/eenheid] B	[€/eenheid] C	[kg CO ₂ / eenheid] D
Benutting restwarmte (warm water) zonder warmtepomp, lengte-vermogenverhouding ≥ 0,20 en < 0,30	Warmte (kWh)	-7	0,0188	0,0203	0,2011
Benutting restwarmte (warm water) zonder warmtepomp, lengte-vermogenverhouding ≥ 0,30 en < 0,40	Warmte (kWh)	17	0,0238	0,0203	0,2003
Benutting restwarmte (warm water) zonder warmtepomp, lengte-vermogenverhouding ≥ 0,40 en < 0,50	Warmte (kWh)	42	0,0287	0,0203	0,1995
Benutting restwarmte (warm water) zonder warmtepomp, lengte-vermogenverhouding < 0,50	Warmte (kWh)	67	0,0337	0,0203	0,1987
Benutting restwarmte (warm water) met warmtepomp	Warmte (kWh)	141	0,0391	0,0203	0,1329
Warmte-uitkoppeling bij AVI's	Warmte (kWh)	-17	0,0173	0,0203	0,1720

Tabel S-9b. Restwarmte en warmte-uitkoppeling, overige subsidieparameters

Categorie	Productietype [eenheid]	Bodem-prijs of basisprijs	Vlp correctiebedrag 2021	Vlp GvO-waarde 2021	Vlp ETS-waarde 2021	Vollasturen	Warmtekrachtverhouding
		[€/eenheid]	[€/eenheid]	[€/eenheid]	[€/eenheid]	[uur/jaar]	[W/K]
Benutting restwarmte (warm water) zonder warmtepomp, lengte-vermogenverhouding ≥ 0,20 en < 0,30	Warmte (kWh)	0,0135	0,0147	0,0000	0,0054	6000	-
Benutting restwarmte (warm water) zonder warmtepomp, lengte-vermogenverhouding ≥ 0,30 en < 0,40	Warmte (kWh)	0,0135	0,0147	0,0000	0,0054	6000	-
Benutting restwarmte (warm water) zonder warmtepomp, lengte-vermogenverhouding ≥ 0,40 en < 0,50	Warmte (kWh)	0,0135	0,0147	0,0000	0,0054	6000	-
Benutting restwarmte (warm water) zonder warmtepomp, lengte-vermogenverhouding < 0,50	Warmte (kWh)	0,0135	0,0147	0,0000	0,0054	6000	-
Benutting restwarmte (warm water) met warmtepomp	Warmte (kWh)	0,0135	0,0147	0,0000	0,0054	7000	-
Warmte-uitkoppeling bij AVI's	Warmte (kWh)	0,0135	0,0147	0,0000	0,0054	8000	-

Tabel S-10a. Groene grondstoffen, rangschikkingsparameters

Categorie	Productietype [eenheid]	Subsidie-intensiteit	Basisbedrag	Langetermijnprijs	Emissiefactor
		[€/tCO ₂] A=(B-C)/D	[€/eenheid] B	[€/eenheid] C	[kg CO ₂ /eenheid] D
Waterstofproductie via elektrolyse	Waterstof (kWh H ₂)	601	0,1702	0,0326	0,2290
Etheenproductie uit bionafta	Etheen (kg C ₂ H ₄)	770	4,7923	1,0040	4,9200
Etheenproductie uit bio-ethanol	Etheen (kg C ₂ H ₄)	31	1,1385	1,0040	4,3390

Tabel S-10b. Groene grondstoffen, overige subsidieparameters

Categorie	Productietype [eenheid]	Bodemprijs of basisprijs	Voorlopig correctiebedrag 2021	Voorlopige GvO-waarde 2021	Voorlopige ETS-waarde 2021	Vollasturen	Warmtekrachtverhouding
		[€/eenheid]	[€/eenheid]	[€/eenheid]	[€/eenheid]	[uur/jaar]	[W/K]
Waterstofproductie via elektrolyse	Waterstof (kWh H ₂)	0,0242	0,0257	0,0000	0,0000	3500	-
Etheenproductie uit bionafta	Etheen (kg C ₂ H ₄)	0,6693	1,0040	0,0000	0,0423	8000	-
Etheenproductie uit bio-ethanol	Etheen (kg C ₂ H ₄)	0,6693	1,0040	0,0000	0,0423	8000	-

Tabel S-11a. CO₂-afvang en -opslag, rangschikkingsparameters

Categorie	Productietype [eenheid]	Subsidie-intensiteit	Basisbedrag	Langetermijn-prijs	Emissiefactor
		[€/tCO ₂] A=(B-C)/D	[€/eenheid] B	[€/eenheid] C	[kg CO ₂ /eenheid] D
CCS - Gedeeltelijke CO ₂ -opslag bij bestaande installaties, gasvormig transport (variant 1A)	CCS (t CO ₂)	60	98,2454	39,9009	973,0000
CCS - Gedeeltelijke CO ₂ -opslag bij bestaande installaties, vloeibaar transport (variant 2A)	CCS (t CO ₂)	77	114,2243	39,9009	965,0080
CCS - Volledige CO ₂ -opslag bij bestaande installaties, gasvormig transport (variant 1B)	CCS (t CO ₂)	22	61,5061	39,9009	973,0000
CCS - Volledige CO ₂ -opslag bij bestaande installaties, vloeibaar transport (variant 2B)	CCS (t CO ₂)	54	91,7963	39,9009	965,0080
CCS - Nieuwe pre-combustion CO ₂ -afvang, bestaande installatie, gasvormig transport (variant 3)	CCS (t CO ₂)	65	97,7752	39,9009	891,4620
CCS - Nieuwe pre-combustion CO ₂ -afvang, bestaande installatie, vloeibaar transport (variant 4)	CCS (t CO ₂)	96	124,7259	39,9009	883,4700
CCS - Nieuwe post-combustion CO ₂ -afvang, bestaande installatie, gasvormig transport (variant 5)	CCS (t CO ₂)	111	130,2545	39,9009	810,7800
CCS - Nieuwe post-combustion CO ₂ -afvang, bestaande installatie, vloeibaar transport (variant 6)	CCS (t CO ₂)	145	156,5234	39,9009	802,7880
CCS - Nieuwe pre-combustion CO ₂ -afvang, nieuwe installatie, gasvormig transport (variant 7)	CCS (t CO ₂)	56	89,7870	39,9009	897,5640
CCS - Nieuwe pre-combustion CO ₂ -afvang, nieuwe installatie, vloeibaar transport (variant 8)	CCS (t CO ₂)	84	114,6757	39,9009	889,5720
CCS - Nieuwe post-combustion CO ₂ -afvang, nieuwe installatie, gasvormig transport (variant 9)	CCS (t CO ₂)	90	114,2829	39,9009	826,6000
CCS - Nieuwe post-combustion CO ₂ -afvang, nieuwe installatie, vloeibaar transport (variant 10)	CCS (t CO ₂)	121	138,8041	39,9009	818,6080

Tabel S-11b. CO₂-afvang en -opslag, subsidieparameters

Categorie	Productie-type [eenheid]	Bodem-prijs of basisprijs	Vlp correctie ETS 2021	Vlp GvO-waarde 2021	Voorlopige correctie productprijs 2021	Vol-last-uren	WK-ver-houding
		[€/eenheid]	[€/eenheid]	[€/eenheid]	[€/eenheid]	[uur/jaar]	[W/K]
CCS - Gedeeltelijke CO ₂ -opslag bij bestaande installaties, gasvormig transport (variant 1A)	CCS (t CO ₂)	26,6006	23,7691	0,0000	0,0000	4000	-
CCS - Gedeeltelijke CO ₂ -opslag bij bestaande installaties, vloeibaar transport (variant 2A)	CCS (t CO ₂)	26,6006	23,7691	0,0000	0,0000	4000	-
CCS - Volledige CO ₂ -opslag bij bestaande installaties, gasvormig transport (variant 1B)	CCS (t CO ₂)	26,6006	23,7691	0,0000	0,0000	8000	-
CCS - Volledige CO ₂ -opslag bij bestaande installaties, vloeibaar transport (variant 2B)	CCS (t CO ₂)	26,6006	23,7691	0,0000	0,0000	8000	-
CCS - Nieuwe pre-combustion CO ₂ -afvang, bestaande installatie, gasvormig transport (variant 3)	CCS (t CO ₂)	26,6006	23,7691	0,0000	0,0000	8000	-
CCS - Nieuwe pre-combustion CO ₂ -afvang, bestaande installatie, vloeibaar transport (variant 4)	CCS (t CO ₂)	26,6006	23,7691	0,0000	0,0000	8000	-
CCS - Nieuwe post-combustion CO ₂ -afvang, bestaande installatie, gasvormig transport (variant 5)	CCS (t CO ₂)	26,6006	23,7691	0,0000	0,0000	8000	-
CCS - Nieuwe post-combustion CO ₂ -afvang, bestaande installatie, vloeibaar transport (variant 6)	CCS (t CO ₂)	26,6006	23,7691	0,0000	0,0000	8000	-
CCS - Nieuwe pre-combustion CO ₂ -afvang, nieuwe installatie, gasvormig transport (variant 7)	CCS (t CO ₂)	26,6006	23,7691	0,0000	0,0000	8000	-
CCS - Nieuwe pre-combustion CO ₂ -afvang, nieuwe installatie, vloeibaar transport (variant 8)	CCS (t CO ₂)	26,6006	23,7691	0,0000	0,0000	8000	-
CCS - Nieuwe post-combustion CO ₂ -afvang, nieuwe installatie, gasvormig transport (variant 9)	CCS (t CO ₂)	26,6006	23,7691	0,0000	0,0000	8000	-
CCS - Nieuwe post-combustion CO ₂ -afvang, nieuwe installatie, vloeibaar transport (variant 10)	CCS (t CO ₂)	26,6006	23,7691	0,0000	0,0000	8000	-

Tabel S-12a. CO₂-afvang en -gebruik, rangschikingsparameters

Categorie	Productietype [eenheid]	Subsidie-intensiteit	Basisbedrag	Langetermijnprijs	Emissiefactor
		[€/tCO ₂]	[€/eenheid]	[€/eenheid]	[kg CO ₂ /eenheid]
		A=(B-C)/D	B	C	D
CCU - Nieuwe pre-combustion CO ₂ -afvang, bestaande installatie, gasvormig transport, bestaande pijpleiding	CCU (t CO ₂)	25	74,1442	51,8095	891,5750
CCU - Nieuwe pre-combustion CO ₂ -afvang, bestaande installatie, gasvormig transport, nieuw aan te leggen pijpleiding	CCU (t CO ₂)	84	127,0015	51,8095	891,5750
CCU - Nieuwe pre-combustion CO ₂ -afvang, bestaande installatie, vloeibaar transport	CCU (t CO ₂)	92	133,3971	51,8095	883,5830
CCU - Bijkomende pre-combustion CO ₂ -afvang, bestaande installatie, gasvormig transport, bestaande pijpleiding	CCU (t CO ₂)	-45	10,3259	51,8095	918,5750
CCU - Bijkomende pre-combustion CO ₂ -afvang, bestaande installatie, gasvormig transport, nieuw aan te leggen pijpleiding	CCU (t CO ₂)	12	63,1832	51,8095	918,5750
CCU - Bijkomende pre-combustion CO ₂ -afvang, bestaande installatie, vloeibaar transport	CCU (t CO ₂)	37	84,2550	51,8095	883,5830
CCU - Nieuwe pre-combustion CO ₂ -afvang, nieuwe installatie, gasvormig transport, bestaande pijpleiding	CCU (t CO ₂)	18	67,7699	51,8095	897,4736
CCU - Nieuwe pre-combustion CO ₂ -afvang, nieuwe installatie, gasvormig transport, nieuw aan te leggen pijpleiding	CCU (t CO ₂)	77	120,6271	51,8095	897,4736
CCU - Nieuwe pre-combustion CO ₂ -afvang, nieuwe installatie, vloeibaar transport	CCU (t CO ₂)	85	127,0228	51,8095	889,4816
CCU - Nieuwe post-combustion CO ₂ -afvang bij AVI, gasvormig transport, bestaande pijpleiding	CCU (t CO ₂)	111	142,2112	51,8095	810,7800
CCU - Nieuwe post-combustion CO ₂ -afvang bij AVI, gasvormig transport, nieuw aan te leggen pijpleiding	CCU (t CO ₂)	177	195,0684	51,8095	810,7800
CCU - Nieuwe post-combustion CO ₂ -afvang bij AVI, vloeibaar transport	CCU (t CO ₂)	186	201,4640	51,8095	802,7880
CCU - Nieuwe post-combustion CO ₂ -afvang, bestaande biomassa-installatie tuinbouw, gasvormig	CCU (t CO ₂)	13	62,5419	51,8095	839,9014
CCU - Nieuwe post-combustion CO ₂ -afvang, bestaande biomassa-installatie tuinbouw, vloeibaar	CCU (t CO ₂)	66	104,9962	51,8095	806,4600

Tabel S-12b. CO₂-afvang en -gebruik, overige subsidieparameters

Categorie	Productietype [eenheid]	Bodem-prijs of basisprijs	Vlp correctiebedrag 2021	Vlp GvO-waarde 2021	Voorlopige ETS-waarde	Vollast-uren	WK-verhouding
		[€/eenheid]	[€/eenheid]	[€/eenheid]	[€/eenheid]	[uur/jaar]	[W/K]
CCU - Nieuwe pre-combustion CO ₂ -afvang, bestaande installatie, gasvormig transport, bestaande pijpleiding	CCU (t CO ₂)	34,5397	38,9761	0,0000	0,0000	4000	-
CCU - Nieuwe pre-combustion CO ₂ -afvang, bestaande installatie, gasvormig transport, nieuw aan te leggen pijpleiding	CCU (t CO ₂)	34,5397	38,9761	0,0000	0,0000	4000	-
CCU - Nieuwe pre-combustion CO ₂ -afvang, bestaande installatie, vloeibaar transport	CCU (t CO ₂)	34,5397	38,9761	0,0000	0,0000	4000	-
CCU - Bijkomende pre-combustion CO ₂ -afvang, bestaande installatie, gasvormig transport, bestaande pijpleiding	CCU (t CO ₂)	34,5397	38,9761	0,0000	0,0000	4000	-
CCU - Bijkomende pre-combustion CO ₂ -afvang, bestaande installatie, gasvormig transport, nieuw aan te leggen pijpleiding	CCU (t CO ₂)	34,5397	38,9761	0,0000	0,0000	4000	-
CCU - Bijkomende pre-combustion CO ₂ -afvang, bestaande installatie, vloeibaar transport	CCU (t CO ₂)	34,5397	38,9761	0,0000	0,0000	4000	-
CCU - Nieuwe pre-combustion CO ₂ -afvang, nieuwe installatie, gasvormig transport, bestaande pijpleiding	CCU (t CO ₂)	34,5397	38,9761	0,0000	0,0000	4000	-
CCU - Nieuwe pre-combustion CO ₂ -afvang, nieuwe installatie, gasvormig transport, nieuw aan te leggen pijpleiding	CCU (t CO ₂)	34,5397	38,9761	0,0000	0,0000	4000	-
CCU - Nieuwe pre-combustion CO ₂ -afvang, nieuwe installatie, vloeibaar transport	CCU (t CO ₂)	34,5397	38,9761	0,0000	0,0000	4000	-
CCU - Nieuwe post-combustion CO ₂ -afvang bij AVI, gasvormig transport, bestaande pijpleiding	CCU (t CO ₂)	34,5397	38,9761	0,0000	0,0000	4000	-
CCU - Nieuwe post-combustion CO ₂ -afvang bij AVI, gasvormig transport, nieuw aan te leggen pijpleiding	CCU (t CO ₂)	34,5397	38,9761	0,0000	0,0000	4000	-
CCU - Nieuwe post-combustion CO ₂ -afvang bij AVI, vloeibaar transport	CCU (t CO ₂)	34,5397	38,9761	0,0000	0,0000	4000	-

Categorie	Productie-type [eenheid]	Bodem-prijs of ba-sis-prijs [€/eenheid]	Vlp correc-tiebedrag 2021 [€/eenheid]	Vlp GvO-waarde 2021 [€/eenheid]	Voorlo-pige ETS-waarde [€/eenheid]	Vollast-uren [uur/jaar]	WK-verhou-ding [W/K]
CCU - Nieuwe post-combustion CO ₂ -afvang, bestaande bio-massa-installatie tuinbouw, gasvormig	CCU (t CO ₂)	34,5397	38,9761	0,0000	0,0000	4000	-
CCU - Nieuwe post-combustion CO ₂ -afvang, bestaande bio-massa-installatie tuinbouw, vloeibaar	CCU (t CO ₂)	34,5397	38,9761	0,0000	0,0000	4000	-

Tabel S-13a. Chemische recycling, rangschikingsparameters

Categorie	Productietype [eenheid]	Subsidie-intensiteit [€/tCO ₂] A=(B-C)/D	Basisbedrag [€/eenheid] B	Langetermijnprijs [€/eenheid] C	Emissiefactor [kg CO ₂ /eenheid] D
PET Depolymerisatie	Product (kg PET)	-178	0,5664	0,8700	1,7099
Fysische EPS-recycling	Product (kg PS)	-305	0,7689	1,1300	1,1841

Tabel S-13b. Chemische recycling, overige parameters

Categorie	Productietype [eenheid]	Bodemprijs of basisprijs [€/eenheid]	Vlp correctiebedrag 2021 [€/eenheid]	Vlp GvO-waarde 2021 [€/eenheid]	Voorlopige ETS-waarde 2021 [€/eenheid]	Vollasturen [uur/jaar]	Warmte-kracht-verhouding [W/K]
PET Depolymerisatie	Product (kg PET)	0,5800	0,8700	0,0000	0,0000	8000	-
Fysische EPS-recycling	Product (kg PS)	0,7533	1,1300	0,0000	0,0000	8000	-

S.2 Mogelijke nieuwe categorieën

Nieuwe categorieën, toepassingen en thema's kunnen bij het PBL worden aangedragen, zodat zij in het eindadvies SDE++ 2022 opgenomen zouden kunnen worden. Het PBL toetst de opname van nieuwe categorieën in de SDE++ aan de hand van de volgende criteria:

- Is er sprake van een onrendabele top?
- Is er sprake van CO₂-reductie conform de SDE++-uitgangspunten?
- Beïnvloedt de SDE++ als exploitatiesubsidie de technische vormgeving of exploitatie van projecten op een ongewenste wijze?

Bij het onderzoeken van nieuwe categorieën wordt van tevoren een inschatting gemaakt of er voldoende kosteninformatie beschikbaar is of zal komen, of de projecten snel tot ontwikkeling kunnen komen zodat er SDE++ aangevraagd zou kunnen worden, en of er meer dan één belanghebbende in Nederland is.

Reeds aangedragen nieuwe categorieën zijn:

- Windenergievliegers
- Hogetemperatuur-zonthermie met behulp van spiegels (concentrated solar heat)
- Aquathermie in de glastuinbouw
- Warmte-koudekoppelingen (vrieshuis-fabriek hybrides)
- Inzet warmtewisselaars (vaak onderdeel van herinrichting processen, interne warmtebenutting)
- Kaswarmteterugwinning
- Pluimveemestverbranding op boerderijschaal
- Thermische conversie (verbranden of vergassen) van rejets, reststromen in de papier- en kartonindustrie, voor duurzame stoomproductie
- Waterzuiveringstechnologie, zoals methaanreactoren en aerobie-ervangers
- Luchtwaterwarmtepomp
- Hogetemperatuurwarmtepomp

- Warmtepompen voor stoom
- Elektrificatie van glasovens
- Membraaninstallaties voor waterverwijdering als vervanging van waterverdamping met warmte
- Energie-efficiënte droogtechnieken in brede zin, waaronder sproeidrogen en walsdrogen
- Ontwateringstechnologieën in brede zin: persen, bandzeven, enzovoort (met inherent lager energieverbruik). Specifiek:
 - o Op basis van membraantechnologie gebaseerde waterverwijdering
 - o Membraamtechnologie als scheidingstechnologie
- Drogen in oververhitte stoom (waarbij vrijkomende stoom kan worden hergebruikt)
- Toepassing zeoliet- of adsorptiedrogers met warmteterugwinning bij bijvoorbeeld sproei-torens
- Productie van biomethanol uit biomassa of afvalmaterialen
- Biomethanol, bio-DME, bio-CNG
- Pyrolyse van plastic afval
- Waterstofproductie uit biomassa
- Waterstofproductie uit vergassing gemeentelijk afval (inclusief eventueel RWZI-slib)
- CCS op biomassaketels
- CO₂-afvangst bij groengasproductie uit biogas
- Post-combustion capture en afvang uit gemengde stromen
- Gebruik van CO en CO₂ als grondstof voor de chemie en raffinage (mits concrete initiatieven)
- Dagvers ontmesten van bestaande stallen, en opslag in een buitenopslag
- Dagvers ontmesten van bestaande stallen en vergisten van mest
- Het actief koelen van mest in bestaande stallen tot een temperatuur waarbij minder methaan en ammoniak ontstaat
- Het afvoeren van ontstane gassen van stallen/mestopslagen richting een veld waarin deze gassen oxideren tot CO₂
- Het afvoeren van ontstane gassen van stallen/mestopslagen richting een fakkelinstallatie

S.3 Informatiedisclaimer

Verschillende bedrijven hebben informatie bij het PBL aangeleverd. Het PBL behandelt deze informatie vertrouwelijk en binnen het SDE++-project aan het PBL verbonden partijen. Dat zijn TNO, DNV GL, Guidehouse en Witteveen en Bos. Kosteninzichten van bedrijven kunnen veranderen. Voortschrijdend inzicht vernemen we graag voor toekomstige adviezen, opdat de SDE++-adviezen gebaseerd kunnen worden op een zo actueel mogelijk inzicht.

De informatie van belanghebbenden betreft vaak bedrijfsgevoelige informatie en is onder meer gebaseerd op toekomstgerichte informatie en verklaringen die onderhevig zijn aan risico's en onzekerheden. Hierdoor kunnen de uiteindelijke projectresultaten verschillen van eerder aangeleverde informatie.

Het PBL vraagt van partijen die informatie aanleveren dat hun verwachtingen en de presentatie gebaseerd zijn op redelijke veronderstellingen, ook al kunnen zij nog geen garantie geven wat betreft de nauwkeurigheid, betrouwbaarheid of volledigheid van de informatie. De verantwoordelijkheid voor de opname van cijfers in de SDE++-adviezen ligt bij het PBL.

1 Inleiding

Het ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK) heeft het PBL verzocht advies uit te brengen over de SDE++-regeling. Met dit rapport geeft het PBL gevolg aan dit verzoek wat betreft de basisbedragen in de SDE++. De SDE++-regeling omvat de hernieuwbare-energieopties uit de SDE+ en is in 2020 verbreed met andere CO₂-reducerende opties dan hernieuwbare energie. De SDE++ vergoedt de onrendabele top van projecten. Het advies dat het ministerie EZK aan het PBL gevraagd heeft voor de SDE++ 2021 omvat alle opties die binnen de SDE++ worden ondersteund.

Het onderzoekstraject is opgeknipt in twee delen:

- Voor alle opties is – met uitzondering van de elektrificatie van offshore productieplatformen – met ondersteuning van TNO en DNV GL een conceptadvies gepubliceerd in mei 2020, waarna in mei en juni een marktconsultatie is uitgevoerd. Hier zijn circa 275 schriftelijke reacties² op gekomen, waarna 87 gesprekken gevoerd zijn.
- Voor de optie elektrificatie van offshore productieplatformen is, met ondersteuning van Witteveen en Bos en Guidehouse, een conceptadvies gepubliceerd in augustus 2020, waarna in september 2020 een marktconsultatie is uitgevoerd. Hier zijn 9 schriftelijke reacties op gekomen, waarna 4 gesprekken gevoerd zijn. Witteveen en Bos en Guidehouse hebben het PBL ook ondersteund bij de adviezen over chemische en fysische recycling van kunststoffen en etheenproductie uit biogene grondstoffen.

De resultaten uit de twee delen zijn in dit eindadvies samengevoegd. De consultatiereacties zijn in algemene en anonieme vorm besproken met RVO.nl en het ministerie van EZK, opdat het ministerie in staat gesteld werd om de uitgangspunten te heroverwegen.

Het PBL heeft de werkzaamheden uitgevoerd op basis van een adviesvraag en uitgangspunten. De uitgangspunten bevatten veelal aspecten die als beleidsmatige keuzes getypeerd kunnen worden. Het PBL ziet deze uitgangspunten als nuttige inkadering om betekenisvol subsidieadvies te kunnen geven. Binnen de kaders van dit SDE++-adviesproject formuleert het PBL 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. Deze adviesvraag en uitgangspunten worden beschreven in hoofdstuk 2. In hoofdstuk 3 behandelen we de financieringsparameters. In de hoofdstukken 4 tot en met 19 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 het conceptadvies, gepubliceerd in mei 2020, vermeden. Voor een compleet beeld moeten dit eindadvies en het conceptadvies samen worden beschouwd. Na hoofdstuk 19 volgt een lijst met gebruikte afkortingen en geraadpleegde literatuur.

De bijlages omvatten een naar subsidie-intensiteit gerangschikt overzicht van alle categorieën (bijlage A), de consultatiereacties met verwerking (bijlage B), de externe review (bijlage C) en aanvullende informatie over geothermie (bijlage E). In bijlage D reageren we op de bevindingen van onderzoekers van VITO die de externe review uitvoerden. We gaan ervan uit dat de lezer bekend is met de SDE++-regeling. Meer informatie over de SDE++-regeling zelf is te vinden op www.rvo.nl/sde.

² Partijen die op meerdere thema's hebben gereageerd, zijn hierin evenzovele keren meegeteld.

2 Uitgangspunten

2.1 Aanleiding

Het ministerie van EZK gebruikt dit advies bij het vaststellen van de maximale subsidiebedragen per categorie productie-installaties en bij de vormgeving en uitvoering van de SDE++-regeling. In dit hoofdstuk bespreken we beknopt de uitgangspunten om het advies over de basisbedragen, het correctiebedrag en de basisenergieprijs voor de SDE++ 2021 goed te kunnen geven. In 2020 is de bestaande SDE+-regeling verbreed naar de SDE++. Nieuw hierbij is dat naast categorieën voor de productie van hernieuwbare energie ook CO₂-reducerende opties anders dan hernieuwbare energie in aanmerking komen voor subsidie. Dit 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 CO₂-reducerende opties. In 2021 wordt de SDE++ verder verbreed en worden enkele nieuwe technieken ook doorgerekend. Op het moment dat verschillende uitgangspunten niet te verenigen zijn of aanvullende uitgangspunten noodzakelijk zijn, neemt het PBL contact op met het ministerie. We beschrijven de uitgangspunten voor het advies van het PBL zoals het ministerie van EZK die heeft meegegeven.

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.

2.2.1 Rangschikken op CO₂

Bij de SDE++ komen meer technieken in aanmerking voor subsidie dan in de SDE+, waardoor er ook meer meetbare eenheden zijn (zie tabel 2-1).

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

Om rangschikking op deze manier mogelijk te maken, moet er dus een aantal omrekenfactoren ontwikkeld worden om de CO₂-reductie te bepalen. Enerzijds om meetbare eenheden (technieken) om te rekenen naar CO₂-reductie. Anderzijds om waar nodig technieken die andere broeikasgassen dan CO₂ reduceren om te rekenen naar CO₂-equivalenten. Dit betreft scope 1-emissies.³

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

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

Tabel 2-1. Meetbare eenheden in de SDE++

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

2.2.2 Algemene uitgangspunten van het ministerie van EZK inzake rangschikking op CO₂

- Graag advies wat per meetbare eenheid een omrekenfactor is waarop de bijbehorende CO₂-reductie kan worden berekend.
- Bij CO₂-reducerende opties met verbruik van elektriciteit wordt er rekening mee gehouden dat deze elektriciteit deels fossiel wordt opgewekt.
- Voor de productie en het verbruik van elektriciteit wordt voor baseload gerekend met de gemiddelde marginale optie in 2031 of, indien deze niet beschikbaar is, het laatste jaar van de Klimaat- en Energieverkenning (KEV). Als dat voor bijvoorbeeld 75% een moderne gascentrale is en voor bijvoorbeeld 25% 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.
- Bij hernieuwbare warmte wordt uitgegaan van verdringing van de inzet van aardgas in een ketel.
- Graag advies wat de omrekenfactor is voor overige broeikasgassen (CH₄, N₂O) die aansluit bij internationaal geaccepteerde methodiek (IPCC).
 - o Emissieregistratie moet conform de EU-richtlijn voor registratie van broeikasgasemissies plaatsvinden.
- Voor zon-PV is het wenselijk dat wordt gecorrigeerd voor eigen verbruik (nettoproductie). Graag advies over het meenemen van een gemiddeld eigen verbruik in zon-PV-projecten ten behoeve van de rangschikking. Hierbij kan onderscheid gemaakt worden tussen categorieën als deze verschillen (bijvoorbeeld daksystemen en veldsystemen).

2.3 Uitgangspunten van het ministerie van EZK inzake 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:
 - o De techniek zorgt voor reductie van broeikasgassen in Nederland.
 - o Er is voldoende potentieel en interesse vanuit de markt voor uitrol van de techniek.
 - o Er is een vast te stellen onrendabele top ten opzichte van een referentietechniek of product.
 - o Er is marktinformatie beschikbaar over de kosten en inkomsten/vermeden kosten.
 - o De spreiding van projectkosten en aantal vollasturen is niet dermate groot dat er geen generiek basisbedrag kan worden vastgesteld.
 - o Er kan een langetermijnprijs worden vastgesteld.
- Onder de kostprijs van de gereduceerde hoeveelheid CO₂ wordt verstaan: de gemiddelde som van investerings- en exploitatiekosten die kunnen worden toegerekend aan de gereduceerde hoeveelheid CO₂, plus een redelijke winstmarge, gedeeld door de te verwachten hoeveelheid gereduceerde hoeveelheid CO₂.
- Over het algemeen moet het merendeel van de projecten gerealiseerd kunnen worden met het berekende basisbedrag. Echter, voor categorieën die naar verwachting een grote spreiding in de kosten en opbrengsten hebben en waar weinig projectinformatie beschikbaar is, wordt uitgegaan van een kosteneffectief project als basis om de subsidie te berekenen.
- Ga bij categorieën die te maken hebben met aanleg van benodigde infrastructuur (onder andere pijpleiding) uit van een afstand die overeenkomt met een kosteneffectief project.
- Het is wenselijk om overwegingen voor vormgeving van de regeling mee te geven die er aan 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++ 2020 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 2020 bekende wet- en regelgeving die op 1 januari 2021 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 CO₂, bestaan de kosten van de referentie-installatie uit de meerkosten ten opzichte van de situatie zonder energieproductie of reductie van CO₂.
- Kosten die gemaakt worden voorafgaand aan een SDE++-aanvraag worden niet meegenomen.
- De volgende kosten worden niet meegerekend en worden geacht betaald te worden uit het rendement op het ingebrachte eigen vermogen: afsluitprovisies, participatiekosten en voorbereidingskosten (bijvoorbeeld kosten voor geologisch onderzoek, haalbaarheidsstudies of vergunningen).
- Eventuele extra kosten voor de inkoop van CO₂ na verduurzaming zijn geen onderdeel van het basisbedrag of correctiebedrag
- De inkoop van elektriciteit wordt opgenomen in het basisbedrag en niet in een correctiebedrag
- Indien de subsidie-intensiteit van een techniek hoger ligt dan 300 euro/ton CO₂, hoeft niet exact uitgerekend te worden wat het basisbedrag is. Daarbij aangeven welke basisbedragen leiden tot een stimulering van 300 euro/ton CO₂.

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.
- Houd geen rekening met EIA of MIA/VAMIL, ook niet voor netaansluitingen voor veldsystemen.
- 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.
- Voor de verwachte inflatiecijfers wordt aangesloten bij de KEV.
- 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++ 2020 najaarsronde (tenzij anders aangegeven).
- Bij de categoriedefinitie kan worden uitgegaan van de definitie gehanteerd in de regeling SDE++ 2020 najaarsronde (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 vloeibare biomassa wordt rekening gehouden met de accijnzen en duurzaamheidseisen die opgenomen zijn in de Europese Richtlijn voor hernieuwbare energie, voor zover deze eisen ook verplicht van toepassing zijn.
- Bij de bepaling van de kostprijs wordt voor de categorieën waar deze voor van toepassing zijn rekening gehouden met duurzaamheidseisen zoals opgenomen in de algemene uitvoeringsregeling van de SDE+.
- Voor het bepalen van de juiste referentiebrandstof wordt in eerste instantie uitgegaan van de binnen de SDE++ 2020 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.
- Bij het bepalen van de kostprijs van verbranding uitgaan van de volgende conceptemissie-eisen die naar verwachting in 2022 van kracht zullen worden:

Tabel 2-2. Conceptemissie-eisen 2022 behorende bij verbranding

Vermogensklasse	> 5 MW	1 - 5 MW	0,5 - 1 MW
Stof	5 mg/Nm ³	5 mg/Nm ³	10 mg/Nm ³
NO _x	100 mg/Nm ³ ¹	145 mg/Nm ³ ¹	225 mg/Nm ³
SO ₂	60 mg/Nm ³	60 mg/Nm ³	60 mg/Nm ³

^[1] Bij toepassing van SCR en/of SNCR: randvoorwaarde van 5 mg NH₃/Nm³

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).
- Het is niet wenselijk om binnen één categorie verder te differentiëren naar aantal vollasturen.

Aandachtspunten 2021 ten opzichte van najaarsronde 2020

In aanvulling op de categorieën uit de SDE++ 2020 wordt ook advies gevraagd over:

- Vergisting, verlengde levensduur warmte en WKK.
- Advies over mogelijke stimulering van gecombineerde PV en zonthermische panelen (PVT) op basis van subsidiëring van alleen de elektriciteitsproductie voor zon-PV < 1 MW_{th}.

2.3.6 Uitgangspunten andere CO₂-reducerende opties

Aandachtspunten 2021 ten opzichte van najaarsronde 2020

In aanvulling op de categorieën uit de SDE++ 2020 wordt ook advies gevraagd over:

- Recycling van kunststoffen: PET-productie via depolymerisatie en EPS-recycling.
- Biobased-productie: etheen uit bio-ethanol of bionafta.
- Geavanceerde hernieuwbare brandstoffen voor vervoer (bio-LNG, gehydrogeneerde pyrolyse-olie (HPO) en bio-ethanol uit land- en bosbouwafval).

- CO₂-afvang en levering aan de glastuinbouw.
- Elektrificatie op offshore productieplatformen.

2.4 Techniek-specifieke uitgangspunten van het ministerie van EZK voor hernieuwbare-energieopties

2.4.1 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.

2.4.2 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 is 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 zijn niet in de kosteninschatting meegenomen.
- Grondkosten bij zon-PV zijn niet in de kosteninschatting meegenomen.

Aandachtspunten 2021 ten opzichte van najaarsronde 2020

- Advies over mogelijke stimulering van gecombineerde PV en zonthermische panelen (PVT) op basis van subsidiëring van alleen de elektriciteitsproductie voor zon-PV < 1 MW_{th}. Hierbij rekening houden met de meerkosten en opbrengsten van de thermische module. Overwegingen en risico's meegeven van een dergelijke stimulering.
- Onderzoek de meerkosten en implicaties van stimulering van uitgestelde levering van hernieuwbare elektriciteit uit zon-PV (en windenergie).

2.4.3 Windenergie

- Bij de berekening van de grondkosten wordt uitgegaan van een prijs die 10% lager ligt dan de prijs die gehanteerd is bij de advisering over de basisbedragen SDE+ 2020 (0,0026 €/kWh).
- Ga voor het referentieproject uit van as-hoogtes van ten minste 100 meter als dit opportuun is.
- Basisbedragen bepalen voor een aparte categorie kleinere windmolens die door landelijk beleid een hoogterestructie hebben.

2.4.4 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 uitgaan van de toepassing tuinbouw.

- Houd rekening met de garantieregeling geothermie.
- Bij het bepalen van het basisbedrag voor de categorie *ondiepe geothermie, geen basislast* uitgaan van de toepassing voor een typisch lagetemperatuurwarmte-stadsverwarmingproject.

2.4.5 Thermische energie uit oppervlaktewater (aquathermie)

- Maak waar nodig en relevant onderscheid in de toepassing van aquathermie. Kijk onder andere naar toepassing in de gebouwde omgeving en de glastuinbouw (zonder dat hierbij een verdere onderverdeling naar teelt wordt gemaakt).
- Graag overwegingen meegeven over de interactie met normering.
- Graag advies over de onrendabele top indien er sprake is van een koudevraag.

2.4.6 Waterzuivering

- Ga bij de bepaling van de referentie-installatie van de categorie verbeterde slibgisting bij rioolwaterzuiveringen uit 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.

2.4.7 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, breng geen advies uit voor een aparte categorie voor pyrolyse-olie.
- Breng geen advies uit voor WKK-installaties op basis van thermische conversie.

Aandachtspunten 2021 ten opzichte van najaarsronde 2020

- Graag advies over een categorie verlengde levensduur van SDE-installaties. Baseer de kenmerken op de projecten die daadwerkelijk in bedrijf zijn genomen, rekening houdende met de huidige uitgangspunten, en die in 2021 een aanvraag voor verlengde levensduur zouden kunnen indienen, uitgaande van zo'n aanvraag drie jaar voor aflopen van de SDE-beschikking. Ga hierbij uit van de goedkoopste manier om deze reeds afgeschreven installaties te kunnen opereren.

2.4.8 Vergisting

- Hernieuwbaar gas-, WKK- of warmtehub worden niet apart doorgerekend.
- Ga bij de categorie monomestvergisting uit van 100% dierlijke mest zonder coproducten.

Aandachtspunten 2021 ten opzichte van najaarsronde 2020

- Graag advies over de categorie verlengde levensduur van SDE-installaties. Bereken hierbij zowel een basisbedrag voor de toepassing hernieuwbaar gas, WKK en warmte. Baseer de kenmerken op de projecten die daadwerkelijk in bedrijf zijn genomen, rekening houdende met de huidige uitgangspunten, en die in 2021 een aanvraag voor verlengde levensduur zouden kunnen indienen, uitgaande van zo'n aanvraag drie jaar voor aflopen van de SDE-beschikking. Ga hierbij uit van de goedkoopste manier om deze reeds afgeschreven installaties te kunnen opereren en ga hierbij uit van de categorie-indeling voor nieuwe vergistingsinstallaties.

2.4.9 Composteringswarmte bij champignonkwekerijen

- Houd rekening met eventuele bespaarde afzetkosten voor gecomposteerde biomassa.

- Graag advies over het toepassingsgebied van biomassa (alleen champost of ook andere stromen) waarop het advies betrekking heeft.

2.4.10 Aanvullende kaders hernieuwbare-energieopties

- Om de stijging van de biomassaprijzen niet verder aan te moedigen en om de meerkosten van elektriciteitsopwekking te beperken wordt voor biomassa die alleen lokaal/regionaal beschikbaar is ook een basisbedrag bepaald uitgaande van dezelfde referentie-installaties, maar met biomassaprijzen uit 2014 die voor de inflatie (CPI) worden gecorrigeerd.

2.5 Techniek-specifieke uitgangspunten van het ministerie van EZK voor andere CO₂-reducerende opties

2.5.1 Elektrische boiler

- Houd rekening met mogelijke verschillende omzettingsrendementen van de elektrische en gasboiler.
- Ga uit van een flexibel inzetbare productie die enkel produceert op het moment dat hernieuwbare elektriciteit de marginale optie is.
- Advies per kalenderjaar hoeveel vollasturen een installatie kan maken zodat de inzet nog leidt tot besparing van CO₂-emissies, voor de kalenderjaren dat dit lager is dan het aantal uren dat hernieuwbare elektriciteit de marginale optie is over de looptijd van de subsidie (zie 1.2.2 algemene uitgangspunten rangschikking op CO₂).

2.5.2 Warmtepomp voor eigen gebruik

- De toepassing kan breder bekeken worden dan in de industrie.

2.5.3 Benutting van restwarmte uit industrie of datacenters

- Betrek de verhouding pijplengte-vermogen om tot een passend advies te komen. Indien wenselijk kan een staffel worden voorgesteld.
- Kijk naar zowel restwarmte uit industriële processen als uit datacenters.

2.5.4 Waterstofproductie door elektrolyse

- Aandachtspunt hierbij zijn de aannames over opbrengst en kosten uit de nevenverkoop van zuurstof voor het referentieproject.
- Hierbij uitgaan van een flexibel inzetbare productie 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 CO₂-emissies, voor de kalenderjaren dat dit lager is dan het aantal uren dat hernieuwbare elektriciteit de marginale optie is over de looptijd van de subsidie (zie 1.2.2 algemene uitgangspunten rangschikking op CO₂).

2.5.5 CCS

- De afvang kan plaatsvinden bij verschillende industriële processen.
- Kolen- en gascentrales komen niet in aanmerking, overige energieproductie mogelijk wel.
- In het basisbedrag is de aanleg van de hoofdinfrastructuur niet meegenomen. De kosten voor de aansluiting van een project op de hoofdinfrastructuur (inclusief de aanleg van de leiding ernaartoe) worden wel meegenomen.
- Daarnaast kunnen de kosten voor transport en opslag van CO₂ in het basisbedrag worden opgenomen.

2.5.6 CO₂-afvang en -levering aan de glastuinbouw

- Onderzoek een goede referentietechniek in de glastuinbouw die wordt vervangen (uitgezet wordt) door de CO₂-levering. Houd hierbij rekening met scope 2-emissies conform algemene uitgangspunten.
- Sluit aan bij de uitgangspunten voor CCS voor het berekenen van de kosten voor CO₂-afvang. Kijk binnen deze techniek ook naar CO₂-afvang bij AVI's. 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 ernaartoe) kunnen wel meegenomen worden.
- Daarnaast kunnen de kosten voor transport in het basisbedrag opgenomen worden. Daarbij dient rekening gehouden te worden met het feit dat de afgevangen CO₂ per pijplijn of auto en/of schip getransporteerd kan worden. Indien de CO₂ per auto of schip getransporteerd wordt dienen de kosten voor vloeibaar maken van CO₂ ook in het basisbedrag meegenomen te worden. Door het verschil in kosten kan de techniek twee categorieën krijgen: een voor transport per pijplijn en een voor transport per weg/water.
- In het correctiebedrag worden door de afvanger ontvangen inkomsten voor de geleverde CO₂ meegenomen.

2.5.7 Recycling van kunststoffen

- Bekijk de volgende technieken:
 - o EPS-recycling: EPS (expanded polystyreen) is de technische benaming van piepschuim. EPS wordt veel als isolatiemiddel gebruikt. Met chemische recycling wordt nieuw PS (basismateriaal voor EPS) en broom geproduceerd dat anders uit virgin materialen zou worden gemaakt.
 - o PET-productie via depolymerisatie: depolymerisatie is een vorm van chemische recycling waarbij PET (kunststof)-afval wordt omgezet naar een grondstof voor nieuwe PET-producten (BHET). De methode kan eindeloos worden herhaald. Deze vorm van chemische recycling met een relatief korte keten wordt aangeduid als monomeerrecycling en als milieukundig en economisch gunstiger beschouwd dan feedstockrecycling met een lange keten.
- Ga ervan uit dat een zeker percentage van de EPS-productie en de PET-productie bestemd is voor de Europese markt en de verbranding van EPS en PET in een AVI vangt.
- Ga ervan uit dat de EPS- en PET-productie voor een zeker percentage de productie van het conventionele fossiele product in Europa vervangt.

2.5.8 Biobased technieken: productie bio-etheen uit bio-ethanol

- Biobased etheen kan worden geproduceerd uit bio-ethanol. Productie van etheen uit ethanol gaat via dehydrogenisatie.
- Ga ervan uit dat een zeker percentage van de geproduceerde bioplastics bestemd zijn voor de Europese markt en in een AVI worden verbrand.
- Ga ervan uit dat de productie voor een zeker percentage de productie van het conventionele fossiele product in Europa vervangt.

2.5.9 Geavanceerde hernieuwbare brandstoffen

- Bekijk de volgende technieken:
 - o Productie van bio-ethanol uit lignocellulose biomassa (land- en bosbouwafval): met deze techniek wordt uit lignocellulose biomassa suiker gewonnen die vervolgens door fermentatie wordt omgezet tot bio-ethanol die als benzinevervanger kan worden ingezet.

- Bio-LNG uit meststoffen: met deze techniek wordt door vergisting van mest methaan verkregen, die na normalisatie en vloeibaar maken als bioLNG voor vervoersdoeleinden kan worden ingezet.
- Hydrotreated pyrolyse-olie uit lignocellulosemateriaal: bij deze techniek worden houtsnippers omgezet in olie via een snelle pyrolysemethode. De verkregen olie kan als lichte biostookolie worden ingezet in de binnenvaart.
- Ga ervan uit dat de brandstof in het Nederlandse vervoer wordt ingezet (borging: inzet IenW) en daarmee verbranding van een conventionele brandstof in Nederland vervangt.
- Ga ervan uit dat het project inkomsten kan halen uit HBE's (Hernieuwbare Brandstofeenheden).

2.5.10 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).

2.6 Uitgangspunten van het ministerie van EZK inzake basisprijs en correctiebedrag

2.6.1 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 gegeven over de hoogte van deze kosten. Deze profiel- en onbalanskosten worden generiek voor heel Nederland bepaald.

2.6.2 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 voor elektriciteit worden de periodes met een negatieve prijs gedurende ten minste zes uren buiten beschouwing gelaten.
- Bij nieuwe categorieën geeft het PBL advies 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.
- Hanteer een apart correctiebedrag voor netlevering en eigen verbruik bij zon-PV.

Aandachtspunten 2021 ten opzichte van najaarsronde 2020

- Pas geen verdere verfijning van de methodiek voor correctiebedragen voor warmte toe
- Hanteer vanwege de beperking van complexiteit in de regeling geen apart correctiebedrag voor warmte en stoom.
- Waar nodig kan voor categorieën een verschillend correctiebedrag voor netlevering en eigen verbruik worden gehanteerd.
- Per categorie bepalen wat de waarde van een garantie van oorsprong voor netlevering is, als deze hoger is dan 3 euro/MWh. Hierbij aangeven of de markt voldoende liquide is om een betrouwbare prijs vast te stellen.
- Voor hernieuwbare warmte een aparte correctie (aanvullend op correctiebedrag voor de marktwaarde) bepalen voor bedrijven die onder het ETS vallen.
- Ga bij het bepalen van de marktprijs van warmte voor kleinschalige monomestvergisting uit van de levering van warmte van meerdere installaties aan één grotere afnemer (warmtehub).

2.6.3 Uitgangspunten basisprijs voor andere CO₂-reducerende opties

- Werk een CO₂-prijsindex uit. Bouw voort op de methodiek die is toegepast voor het vaststellen van de basisprijzen in het advies van vorig jaar. Volg hierbij zoveel mogelijk de methodiek van de langetermijnenergieprijs.
- De hoogte van de basisprijs CO₂ bedraagt twee derde van de langetermijn-CO₂-prijs.

2.6.4 Uitgangspunten correctiebedrag voor andere CO₂-reducerende opties

- Bij gebruik van broeikasgassen of energiedragers als *product* in een productieproces is niet de CO₂-prijs de referentie voor het correctiebedrag, maar de marktprijs van het product dat het vervangt.
- Bij de berekening van de correctiebedragen wordt er gecorrigeerd voor de prijs van ETS-vergunningen indien de verwachting is dat bedrijven ETS-vergunningen vrijspelen door de CO₂-reducerende installatie.
- Bepaal een aparte correctie (aanvullend op correctiebedrag voor de marktwaarde van het product) voor bedrijven die onder het ETS vallen.

3 Financiering

De financiering van hernieuwbare-energieprojecten en andere CO₂-reducerende projecten is geen constant gegeven. Niet alleen veranderen de technieken door innovatie, maar ook kan door praktijkervaringen de risico-inschatting van projecten veranderen. Meer risico betekent in beginsel dat kapitaalverstrekkers een hoger rendement zullen eisen en daarmee hogere kapitaallasten. Bovendien zijn de kosten van het aantrekken van vreemd vermogen afhankelijk van de 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. Ook andere relevante financieringsparameters, zoals afschrijvingstermijnen en economische restwaarde, worden besproken. 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 groepen van SDE++-projecten. Dat laat onverlet dat in de praktijk SDE++-projecten anders gefinancierd kunnen worden.

De financiële parameters voor de andere CO₂-reducerende categorieën – waaronder warmtepompen, elektrische boilers, restwarmte, waterstof, CO₂-afvang en -opslag – hebben we gelijkgesteld aan een hernieuwbare-energiecategorie die grootschalig binnen de industrie toegepast kan worden, te weten grootschalige biomassa-installaties. Daarmee worden de nieuwe CO₂-reducerende categorieën beschouwd als categorieën met een hoog risico. Dit is passend omdat de technologieën nog niet grootschalig zijn uitgerold in de industrie. Hoewel deze CO₂-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 projectfinanciering. Echter, ondanks dat balansfinanciering andere verhoudingen tussen vreemd en eigen vermogen en andere rendementen op eigen vermogen met zich brengt, wijken de resulterende vermogenskostenvergoedingen en basisbedragen niet significant af van een redelijke WACC en basisbedragen bij toepassing van projectfinanciering.

Tabel 3-1. Samenvatting van gehanteerde financiële parameters voor de SDE++ 2021

Financiële parameter	Gehanteerde waarde	Toelichting
Rendement op vreemd vermogen	1,5%	Zon-PV, windenergie
	2,0%	Waterkracht, vrije stromingsenergie, zonthermie, PVT met warmtepomp, daglichtkas
	2,5%	Osmose, aquathermie, geothermie, verbranding en vergassing van biomassa, vergisting van biomassa, warmtepomp en elektrische boiler, restwarmte, waterstof, CO ₂ -afvang en -opslag, nieuwe industrieopties
	-0,5%	Renteafslag voor categorieën met groenfinanciering: waterkracht, zon-PV, zonthermie, windenergie, geothermie, vergassing van biomassa, geavanceerde hernieuwbare biobrandstoffen
Rendement op eigen vermogen	9,0%	Zon-PV
	11,0%	Waterkracht, vrije stromingsenergie, zonthermie, PVT met warmtepomp, daglichtkas, windenergie
	15,0%	Osmose, aquathermie, geothermie, verbranding en vergassing van biomassa, vergisting van biomassa, warmtepomp en elektrische boiler, restwarmte, waterstof, CO ₂ -afvang en -opslag, nieuwe industrieopties
Verhouding vreemd vermogen (VV) / eigen vermogen (EV)	90% VV / 10% EV	Zon-PV
	80% VV / 20% EV	Windenergie
	70% VV / 30% EV	Overige categorieën
Vennootschapsbelasting	25,0%	Marginaal percentage in 2021
Inflatie	1,5%/jaar	Inflatie van alle kostenposten

3.1 Rendement op vreemd vermogen

Het rendement op vreemd vermogen voor hernieuwbare-energieprojecten is doorgaans opgebouwd uit de risicovrije rente, benaderd door de rente op 10-jarige Nederlandse staatsobligaties, plus een commerciële rentemarge als vergoeding voor het projectrisico aan de vermogensverstrekker. De rente op Nederlandse 10-jarige staatsobligaties is negatief. Over de afgelopen 12 maanden (september 2019 t/m augustus 2020) bedroeg de gemiddelde rente -0,29%.⁴ De ECB voert nog steeds een beleid van monetaire verruiming. Het CPB (2020b) verwacht voor de jaren 2020 en 2021 een lange rente van -0,3%.

Een nominale rente op de lening van circa 1,5% is haalbaar. Dat blijkt uit de marktconsultatie en ook uit DNB-rentestatistieken. Dit is een daling van 0,5% ten opzichte van het conceptadvies; hiermee volgen we de daling van de nominale rente voor leningen in de DNB-rentestatistieken. De bancaire rente op nieuwe zakelijke kredieten met een omvang van

⁴ Zie: <https://statistiek.dnb.nl/dashboards/rente/index.aspx>.

meer dan 1 miljoen euro bedroeg volgens DNB in deze periode 1,20%.⁵ Verder is voor leningen van monetaire financiële instellingen (MFI's) aan niet-financiële bedrijven⁶ in het meest recente beschikbare kwartaal (Q2 2020, laatste update 1 oktober 2020) een renteniveau van 0,79% gerapporteerd voor nieuw verstrekte leningen voor een bedrag van meer dan 1 miljoen euro en met een vaste contractduur van meer dan 10 jaar. Over de afgelopen 12 maanden (september 2019 tot en met augustus 2020) bedroeg het ongewogen gemiddelde van dit type leningen 0,98%. De leningen van MFI's zijn inclusief achtergestelde leningen en het betreft leningen die verstrekt zijn in het gehele eurogebied.

De coronacrisis heeft tot veel extra onzekerheid in financiële markten geleid. Dit bleek onder andere uit de hogere kosten voor banken om geld met een langere looptijd van andere banken aan te trekken en beschikbaar te hebben; dit vertaalde zich in liquiditeitsopslagen op de rentetarieven. Buiten crisistijden zijn liquiditeitsopslagen in de regel nihil. Inmiddels zijn deze opslagen weer terug op het niveau van voor de coronacrisis. We houden er daarom geen rekening mee.

Tijdens de marktconsultatie is gesproken over alternatieve statistieken om de renteontwikkelingen te volgen, waaronder de *Financieringsmonitor 2019* van het CBS (2019). Gebruik van deze monitor kent echter diverse nadelen ten opzichte van DNB-rentestatistieken. Ten eerste betreft deze monitor niet alleen vreemd vermogen, maar ook extern eigen vermogen, zoals aandelenuitgifte, geld van informele investeerders (crowdfunding) en private equity. Ten tweede kijkt de monitor naar de periode juli 2018-juli 2019, terwijl DNB maandelijks rapporteert over recentere periodes. Verder hadden volgens de monitor risicovolle sectoren als de bouw en innovatieve bedrijven tijdens de genoemde periode een hoge financieringsbehoefte. Daarmee zijn de resultaten van de monitor minder representatief voor de hernieuwbare-energiesector met een lager risicoprofiel vanwege meer waardeverste activa, meer zakelijke zekerheden en bescherming tegen lage energieprijzen via de SDE++. Daarom blijven de DNB-rentestatistieken gebruikt worden.

Op basis van de marktconsultatie is wel meer differentiatie aangebracht in het rendement op vreemd vermogen van technologieën. De risico's voor vreemd-vermogenverschaffers verschillen namelijk significant tussen technologieën, net als de risico's voor eigen-vermogenverschaffers (zie sectie 22.2). Technologieën met een hoog risico – zoals osmose, aquathermie, geothermie, verbranding en vergassing van biomassa, vergisting van biomassa, warmtepomp en elektrische boiler, restwarmte, waterstof, CO₂-afvang en -opslag en nieuwe industrieopties – kennen een risico-opslag van circa 1% ten opzichte van technologieën met een laag risico. Voor technologieën met een gemiddeld risico – zoals waterkracht, vrije stromingsenergie, zonthermie, PVT met warmtepomp en daglichtkas – is gerekend met een risico-opslag van 0,5%.

Voor projecten met groenfinanciering wordt onveranderd met een 0,5 procentpunt afslag gerekend. Uit de marktconsultatie is gebleken dat er voor nieuwe projecten mogelijkheden zijn om de voordelen van groenfinanciering te benutten. Wel zijn de voordelen door de lage rente wat afgenomen en bedragen deze nu gemiddeld 0,4 procentpunt. Omdat andere financieringsparameters niet met een nauwkeurigheid van 0,1 procentpunt kunnen worden vastgesteld, blijven we alle parameters afronden op 0,5 procentpunt.

⁵ Zie: <https://statistiek.dnb.nl/dashboards/rente/index.aspx>.

⁶ Zie: <https://statistiek.dnb.nl/downloads/index.aspx#/details/deposito-s-en-leningen-van-mfi-s-aan-niet-financiële-bedrijven-rentepercentages-kwartaal/dataset/ebaebfe8-cd04-433e-a926-4c305760af28/re-source/18a8e235-f2a3-4f61-88f9-70825aa027f9>.

3.2 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. Het gehanteerde rendement op eigen vermogen is voor de meeste categorieën niet gewijzigd en bedraagt daarmee voor projecten met gemiddelde risico's 11% nominaal. Uit het rendement op eigen vermogen dienen tevens afsluitprovisies, participatiekosten en 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 na aftrek van bovengenoemde kostenposten.

Voor categorieën met een significant hoger operationeel risico of beleidsrisico is voor het rendement op eigen vermogen onveranderd gerekend met 15%. Dit zijn projecten waarbij er een sterke afhankelijkheid is van derden en tegelijkertijd schaarste van het aanbod is, zoals bij de inkoop van grondstoffen als biomassa en innovatieve categorieën, waartoe ook de overige CO₂-reducerende opties warmtepomp en elektrische boiler, restwarmte, waterstof, CO₂-afvang en -opslag en nieuwe industrie-opties behoren. In tegenstelling tot in eerdere jaren wordt biomassavergisting ook als categorie met een hoog risicoprofiel beschouwd. Dit hangt samen met de externe inkoop van biomassa waarop prijs- en volumerisico wordt gelopen, het operationele biologische proces dat sterk afhankelijk is van grondstofstromen en dat de businesscase verregaand kan wijzigen en ten slotte de afhankelijkheid van de mestwetgeving en veranderingen daarin.

De categorieën windenergie en zonne-energie zijn juist verder ontwikkeld dan andere technologieën, op grotere schaal uitgerold en kunnen daarmee beschouwd worden als mainstreamtechnologieën.⁷ 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.

Het rendement op eigen vermogen voor windenergie wordt verlaagd van 12% naar het standaardpercentage voor projecten met een gemiddeld risico van 11%. Uit de consultatie van banken blijkt dat het huidige rendement op eigen vermogen voor windenergie in het algemeen als ruim wordt beschouwd, aangezien het een mainstreamtechnologie betreft. Gegeven het rendement op eigen vermogen kunnen projecten in de regel worden gefinancierd met een aandeel VV/EV van 90/10. Een aanpassing van het aandeel VV/EV naar 90/10 zou echter een veel grotere impact op de WACC hebben dan een aanpassing van het rendement op eigen vermogen van 12 naar 11%. Aangezien de onzekerheden over de windopbrengsten groter zijn dan over de opbrengsten van zon-PV, volstaat een beperkte aanpassing van het rendement op eigen vermogen. In het percentage blijft een substantiële risico-opslag inbegrepen ter dekking van de voorbereidingskosten, participatiekosten en afsluitprovisies van windenergieprojecten die niet als kasstroom kunnen worden meegenomen.

Het rendement op eigen vermogen voor zonne-energie blijft 9%. Uit de consultatie van banken blijkt dat (grotere) projecten nog steeds worden gefinancierd met een aandeel VV/EV van 90/10 en dat projectontwikkelaars genoeg nemen met rendementen op eigen vermogen van 4-6%. Dit zijn belangrijke indicaties voor overstimulering en leidt daarom tot een aanpassing van het aandeel VV/EV (zie paragraaf 22.3). In het rendementspercentage van 9 is ook rekening gehouden met een risico-opslag vanwege voorbereidingskosten die niet als

⁷ Dit sluit aan bij de presentatie van de Taakgroep Financiering Klimaatakkoord van 22 juni 2018.

kasstroom kunnen worden meegenomen; gegeven de lagere voorbereidingskosten dan bij windenergie is ook de risico-opslag lager.

Ten slotte bleek uit de consultatie van banken dat het meenemen van de waarde van de garantie van oorsprong (GvO) in de correctiebedragen voor windenergie en zon-PV naar verwachting geen significante impact zal hebben op de projectfinanciering door banken. Banken nemen de waarde van GvO's alleen mee als deze is vastgelegd in stroomcontracten (PPA's) en maken in dat geval conservatieve aannames voor de GvO-waarde. Aangezien de GvO-waarde niet altijd wordt meegenomen in de projectfinanciering en als dit wel gebeurt een lage GvO-prijs wordt aangenomen, heeft correctie voor de GvO-waarde via de correctiebedragen geen (significante) impact op de financierbaarheid van projecten. Bovendien verlaagt de gekozen methode waarbij jaarlijks achteraf wordt gecorrigeerd voor de GvO-waarde eventuele risico's voor projectontwikkelaars en daarmee voor banken. Bij een lagere of hogere GvO-prijs blijft het totaalbedrag aan SDE-subsidie plus GvO-waarde namelijk gelijk voor projectontwikkelaars. De rendementen op eigen vermogen hoeven daarom niet aangepast te worden voor het meenemen van de GvO-waarde in de SDE+-correctiebedragen.

3.3 Verhouding tussen vreemd en eigen vermogen

Financiële instellingen vragen projectontwikkelaars om inbreng van eigen vermogen. Vermogensverstrekkers 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 minimale eisen aan het aandeel eigen vermogen zodat het project ook deelt in het verlies als het tegenzit. De geobserveerde aandelen eigen vermogen in recent gefinancierde of te financieren hernieuwbare-energieprojecten in Nederland variëren van onder de 5% tot even boven de 40%. Als richtwaarde is met 30% eigen vermogen gerekend. Uitzondering hierop zijn de categorieën windenergie en zon-PV. De inbreng van eigen vermogen is voor zon-PV en voor windenergie circa 10% (voor grotere projecten nog lager). Hierbij merken we op dat een lage inbreng van eigen vermogen typerend is voor projecten met een ruime cashflow. Voor zon-PV wordt het aandeel eigen vermogen verlaagd naar 10%, voor windenergie blijft dit 20% maar wordt het rendement op eigen vermogen met 1% verlaagd (zie paragraaf 22.2).

Voor biomassavergisting zijn signalen ontvangen dat de inbreng van risicodragend vermogen, dat bestaat uit eigen vermogen en achtergestelde leningen, circa 40% bedraagt. Hiervan is circa 20% eigen vermogen en circa 20% achtergestelde leningen. Binnen de SDE++ wordt uitgegaan van een minder complexe vermogensstructuur en wordt dan ook geen rekening gehouden met achtergestelde leningen. Aangezien het rendement op eigen vermogen grofweg twee keer zo hoog is als het gangbare rendement op achtergestelde leningen, leidt de huidige verhouding van 70% vreemd vermogen en 30% eigen vermogen tot minimaal hetzelfde rendement als achtergestelde leningen separaat in de berekeningen zouden zijn meegenomen. De verhouding VV/EV blijft daarom 70/30% voor biomassavergisting.

3.4 Vennootschapsbelasting

Met het Belastingplan 2021 (Ministerie van Financiën (2020) wordt het tarief voor de eerste schijf van de vennootschapsbelasting 15% (in plaats van 16,5%) en wordt het tarief voor de tweede schijf niet verlaagd naar 21,7% maar blijft dit 25%. In de berekeningen van vermogenskostenvergoedingen en basisbedragen wordt net als voorgaande jaren uitgegaan van het marginale tarief, dus van 25%. 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.

3.5 Inflatie

Voor de inflatie wordt gekeken naar de inflatieverwachting voor de middellange termijn. Het is inherent moeilijk om te werken met inflatieprognoses voor de jaren 2021-2036. Voor de basisbedragen wordt primair gekeken naar de inflatieverwachting bij *financial close* van projecten, dat wil zeggen in de jaren kort na 2021. Hier wordt dezelfde inflatie-indicator en bron gebruikt als in de Klimaat- en Energieverkenning (KEV). De KEV 2019 (PBL 2019) geeft indexcijfers voor de geharmoniseerde consumentenprijsindex (harmonised index of consumer prices; hicp), hieruit kan een gemiddeld inflatiepercentage worden berekend van krap 1,6% over de periode 2020-2030. De KEV 2020 (PBL 2020) was bij afronding van dit advies (begin oktober 2020) nog niet gepubliceerd, maar zal zich baseren op de recentste inflatieprognose van het CPB (2020a). Volgens deze prognose bedraagt de hicp voor de periode 2022-2025 1,5%. Ook in de actualisatie van deze prognose wordt een hicp van 1,5% voor deze periode geraamd (CPB 2020c). Inmiddels heeft het CPB de Macro-Economische Verkenning gepubliceerd waarin voor 2021 een inflatie (hicp) van 1,4% is voorzien (CPB 2020b). De onzekerheidsbandbreedte rondom deze puntschatting is onder normale omstandigheden al groot, daar komt de onzekerheid vanwege de coronacrisis nog bij. Dit is echter geen reden om af te wijken van de CPB-prognoses. In dit advies wordt daarom net als vorig jaar gerekend met een langetermijninflatie van 1,5% per jaar.

3.6 Afschrijvingstermijn

Voor biomassa- en warmtepompcategorieën (niet de categorieën waarbij warmtepompen slechts een onderdeel zijn van een groter systeem) wordt uitgegaan van een subsidieduur van 12 jaar, voor de overige categorieën van 15 jaar. De duur van de lening en de afschrijvingstermijnen zijn gelijk aan de subsidieduur verondersteld. Uitbetalingen van de SDE++-vergoeding na 12 respectievelijk 15 jaar ten gevolge van eventuele banking⁸ in de SDE++, 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.

3.7 Economische restwaarde

Economische restwaarde kan ontstaan als de levensduur van een project langer is dan de duur van de SDE++-subsidie. Voor de levensduur is het belangrijk om onderscheid te maken tussen technische en economische levensduur.

De technische levensduur van projecten is bij sommige technologieën beduidend langer dan de subsidieduur. Dit kan zich dan ook uiten in een langere economische levensduur. Bij windenergie en gehydrateerde pyrolyse-olie uit lignocellulosehoudend materiaal kan gedacht

⁸ Het is mogelijk om subsidiabele productie die niet is benut mee te nemen naar een volgend jaar. Dit wordt *banking* genoemd. Na de reguliere subsidieperiode kan de producent van hernieuwbare energie nog één jaar de tijd krijgen om eventueel niet-benutte productie in te halen.

worden aan een economische levensduur van 20 jaar of meer, bij zonne-energie van 25 jaar of meer. Bij waterkracht- en geothermietechnologieën hebben delen van het project een langere levensduur. Ook voor andere technologieën inclusief CO₂-reducerende categorieën is dit denkbaar.

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

Voor windenergie, zonne-energie en gehydrateerde pyrolyse-olie uit lignocellulosehoudend materiaal is gerekend met een economische levensduur van 20 jaar. Dat wil zeggen dat er na beëindiging van de SDE++-subsidieperiode nog 5 jaar kosten en inkomsten te verwachten zijn. Meerkosten (en opbrengsten) ten gevolge van een langere levensduur zijn voor deze categorieën verrekend in de kosten (en baten). Voor geothermie en waterkracht zien we een onvoldoende onderscheidend voordeel door economische restwaarde om de basisbedragen hiervoor te corrigeren. Voor andere technologieën zijn de onzekerheden rond de kosten van toekomstige projecten nog zo groot dat de economische restwaarde na 15 jaar niet significant is.

3.8 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 (WACC¹) per thema voor de SDE++ 2021²

Thema	Gewogen gemiddelde vermogenskostenvergoeding (WACC) [nominaal / reëel]
Fotovoltaïsche zonnepanelen	1,6% / 0,1%
Windenergie	2,8% / 1,3%
Waterkracht	4,1% / 2,5%
Zonthermie, PVT en daglichtkas	4,1% / 2,5%
Vergassing van biomassa	5,6% / 4,0%
Geothermie	5,6% / 4,0%
Geavanceerde hernieuwbare biobrandstoffen	5,6% / 4,0%
Osmose	5,8% / 4,2%
Aquathermie	5,8% / 4,2%
Verbranding van biomassa	5,8% / 4,2%
Vergisting en slibgisting	5,8% / 4,2%
Overige CO ₂ -reducerende opties	5,8% / 4,2%

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

² Er geldt dat reële WACC = $[1 + \text{nominale WACC}] / [1 + \text{inflatie}] - 1$.

4 Energie uit water

4.1 Inleiding

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. We maken daarbij onderscheid in de volgende categorieën:

- Waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm
- Waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm, renovatie
- Waterkracht, valhoogte < 50 cm
- Osmose
- Aquathermie – Thermische energie uit oppervlaktewater (TEO), geen basislast
- Aquathermie – Thermische energie uit oppervlaktewater (TEO), basislast
- Aquathermie – Thermische energie uit oppervlaktewater voor directe toepassing (TEO-d)
- Aquathermie – Thermische energie uit afvalwater (TEA)
- Thermische energie uit mijnwater (TEM)

Ten opzichte van het eindadvies 2020 zijn de categorieën TEO-basislast en TEO-d toegevoegd, als gevolg van de bijkomende uitgangspunten. In dit eindadvies evalueren we, na de beschouwing van de ontwikkelingen op dit gebied en de evaluatie van de schriftelijke reacties uit de markt en marktconsultatiegesprekken, de kostenstructuur voor projecten op basis van energie uit water in Nederland. Achtereenvolgend komen de referentiesystemen aan de orde, gevolgd door de kostenbevindingen en ten slotte de voorgestelde basisbedragen voor SDE++ 2021.

4.2 Waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm

Nederland is een relatief vlak land en daardoor is het verval van rivieren in de Nederlandse delta 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 (minder dan 5 meter).

De spreiding in projectkosten voor deze categorie is onverminderd groot. Met het toenemende aantal SDE++-aanvragen, nemen ook de beschikbare data toe waarop de specifieke projectkosten gebaseerd worden. Ten opzichte van het conceptadvies zijn er voor deze categorie geen wijzigingen doorgevoerd.

4.2.1 Kostenbevindingen

De technisch-economische parameters waarop het basisbedrag is gebaseerd zijn te vinden in tabel 4-1. In tabel 4-2 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 4-1. Technisch-economische parameters waterkracht, valhoogte \geq 50 cm

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2020	Advies SDE++ 2021
Installatiegrootte	[MW]	1,0	1,0
Vollasturen	[uur/jaar]	5700	5700
Investeringskosten	[€/kW]	8000	6000
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	100	125
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0019	0,0019

Tabel 4-2. Overzicht van subsidieparameters waterkracht, valhoogte \geq 50 cm

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2020	Advies SDE++ 2021
Basisbedrag	[€/kWh]	0,161	0,1321
Basisbedrag bij 300 €/tCO ₂	[€/kWh]		0,1097
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

4.3 Waterkracht, valhoogte \geq 50 cm, renovatie

Voor deze categorie wordt ervan uitgegaan dat bij de referentie-installatie de turbines vervangen zullen worden door visvriendelijke(re) varianten. Een dergelijke innovatieve turbine lijkt voornamelijk de voornaamste manier om aan de strengere eisen op het gebied van het voorkomen van vissterfte te voldoen. 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 de benodigde aanpassingen aan de civiele werken (de kunstwerken) nihil zijn. Het in vergelijking met de categorie *Waterkracht, valhoogte \geq 50 cm* lagere aantal vollasturen is gebaseerd op de vollasturen van bestaande installaties geschikt voor renovatie.

4.3.1 Kostenbevindingen

De parameters voor deze categorie zijn niet veranderd ten opzichte van het conceptadvies SDE++ 2021. Een overzicht van de technisch-economische parameters voor de referentie-installatie staat in tabel 4-3. In tabel 4-4 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 4-3. Technisch-economische parameters waterkracht, valhoogte \geq 50 cm, renovatie

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2020	Advies SDE++ 2021
Installatiegrootte	[MW]	1,0	1,0
Vollasturen	[uur/jaar]	2600	2600
Investeringskosten	[€/kW]	1600	1600
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	80	80
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0019	0,0019

Tabel 4-4. Overzicht van subsidieparameters waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm, renovatie

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2020	Advies SDE++ 2021
Basisbedrag	[€/kWh]	0,097	0,0975
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

4.4 Waterkracht, valhoogte < 50 cm

Naast het plaatsen van stuwdammen in rivieren, waarbij het gecreëerde verval zorgt voor de opwekking van elektriciteit uit water, is het ook mogelijk om in vrij stromend water energie op te wekken. De categorie *Waterkracht, valhoogte < 50 cm* is bedoeld voor technieken zoals energie uit getijden of onderzeese stroming en energie 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 valhoogte beperkt blijft tot minder dan een halve meter.

4.4.1 Kostenbevindingen

In tabel 4-5 staan de gebruikte technisch-economische parameters voor deze categorie, waaronder vrije stroming en golfenergie. Deze zijn niet veranderd ten opzichte van het conceptadvies. De variatie in kosten per techniek is relatief groot, maar het basisbedrag ligt significant boven de bovengrens in de SDE++ van 0,130 euro/kWh. In tabel 4-6 zijn het basisbedrag en de looptijd van de subsidie weergegeven.

Tabel 4-5. Technisch-economische parameters waterkracht, valhoogte < 50 cm

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2020	Advies SDE++ 2021
Installatiegrootte	[MW]	1,5	1,5
Vollasturen	[uur/jaar]	3700	3700
Investeringskosten	[€/kW]	5100	5100
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	155	155
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0019	0,0019

Tabel 4-6. Overzicht van subsidieparameters waterkracht, valhoogte < 50 cm.

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2020	Advies SDE++ 2021
Basisbedrag	[€/kWh]	0,185	0,1891
Basisbedrag bij 300 €/tCO ₂	[€/kWh]		0,1097
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

4.5 Osmose

Voor deze categorie wordt een basisbedrag berekend voor een osmosecentrale, 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.

4.5.1 Kostenbevindingen

Het basisbedrag voor deze categorie is ruim boven 0,20 euro/kWh. In tabel 4-7 zijn de technisch-economische parameters voor osmose weergegeven. Ten opzichte van het vorige advies zijn geen wijzigingen doorgevoerd. Het basisbedrag voor deze categorie is ruim boven 0,20 euro/kWh. In tabel 4-8 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 4-7. Technisch-economische parameters osmose

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2020	Advies SDE++ 2021
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

Tabel 4-8. Overzicht van subsidieparameters osmose

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2020	Advies SDE++ 2021
Basisbedrag	[€/kWh]	> 0,200	0,5733
Basisbedrag bij 300 €/tCO ₂	[€/kWh]		0,1097
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

4.6 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 20 °C. Gebruikelijk is om de gewonnen thermische energie uit het oppervlaktewater op te slaan 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 de 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 deze categorie de warmteafgifte na de warmtepomp leidend is en niet de warmteonttrekking aan het oppervlaktewater of het WO-systeem.

TEO kan in combinatie met een warmtenet op twee manieren in de gebouwde omgeving worden toegepast: directe warmtelevering en warmtelevering met een collectieve warmtepomp.

In het eerste geval wordt de warmte direct geleverd aan de afnemers die ieder over een individuele warmtepomp beschikken, waarbij de woningen geschikt moeten zijn voor laagtemperatuurverwarming (bijvoorbeeld 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. 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 COP-waarde⁹ van 3,9 aangenomen voor de warmtepomp, op basis van beschikbare projectdata en van 3,0 voor het gehele systeem, inclusief alle pompen.

Thermische energie uit oppervlaktewater levert warmte aan een relatief klein, lokaal warmtenet, waarbij ervan wordt uitgegaan dat deze geen basislast zal leveren. In lijn met de andere 'geen basislast'-categorieën voor warmte is voor deze categorie dan ook 3500 vollasturen¹⁰ aangenomen.

Voor de referentie-installatie voor het eindadvies SDE++ 2021 gaan we uit van een TEO-systeem waarbij alleen warmte en geen koude wordt geleverd, uitgevoerd met een WO-systeem en een collectieve warmtepomp. We geven als aandachtspunt mee dat bij koudelevering overstimulering kan plaatsvinden.

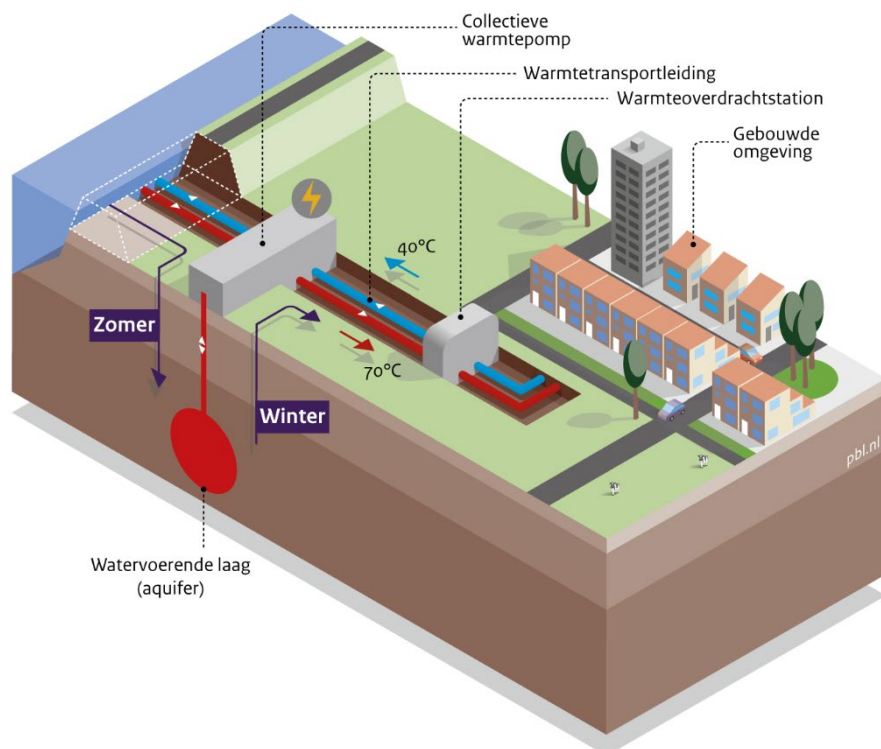
Tevens zijn kosten voor een warmtetransportleiding (700 meter) en een warmteoverdrachtstation (WOS, aansluiting op het distributienetwerk) voor de referentie-installatie meegenomen. Uit de marktconsultatie 2020 bleek dat ook thermische energie uit drinkwater (TED) als een TEO kan worden beschouwd: er werd aangegeven dat de warmte mogelijk onttrokken kan worden aan de ruwwaterinnameleiding, dat wil zeggen in de directe omgeving na inname uit het oppervlaktewaterreservoir vooraleer de behandeling naar drinkwaterkwaliteit start. Ook hier geldt de noodzaak voor een (zomer)seizoensopslag voor de gewonnen warmte. Toepassingen met warmteonttrekking op de persleidingen van drinkwater werden niet ingebracht. De kostenstructuur en de operationele karakteristieken voor een TED zijn bijgevolg gelijkaardig aan die van een TEO.

⁹ Voor dit advies wordt voor de bepaling van de COP uitgegaan van de Lorenz-cyclus.

¹⁰ Voor deze categorie worden 3500 vollasturen aangenomen als zijnde geen basislast. Dit wijkt af van de 3000 vollasturen die voor biomassaketels aangenomen worden. De reden en oorzaak van dit verschil ligt in het feit dat een biomassa-installatie aan één enkele afnemer levert, terwijl TEO aan een klein distributienet levert, met een iets meer gelijkmatige warmtevraag, en dus meer vollasturen.

Figuur 4.1

Thermische energie uit oppervlaktewater (TEO) met collectieve warmtepomp



Bron: PBL, TNO, DNV-GL

4.6.1 Kostenbevindingen

In tabel 4-9 staan de technisch-economische parameters van de referentie-installatie. Vergelijken met het conceptadvies zijn de investeringskosten voor de warmtepomp aangepast naar 300 euro/kW_{th} en is het elektriciteitsverbruik bijgesteld om ook rekening te houden met ander verbruik dan de warmtepomp; de kosten voor elektriciteitsverbruik zijn bijgesteld en verwerkt in de vaste O&M-kosten. In tabel 4-10 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 4-9. Technisch-economische parameters TEO, geen basislast

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2020	Advies SDE++ 2021
Thermisch outputvermogen	[MW]	0,88	0,88
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	3500	3500
Elektriciteitsverbruik	[MWh/jaar]	994	1020
Investeringskosten	[€/kW _{th}]	2401	2318
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th} /jaar]	113	117,5
Variabele O&M-kosten	[€/kWh _{th}]	0,0019	0,0019

Tabel 4-10. Overzicht subsidieparameters TEO, geen basislast

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2020	Advies SDE++ 2021
Basisbedrag	[€/kWh]	0,115	0,1157
Basisbedrag bij 300 €/t	[€/kWh]		0,0823
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

4.7 Aquathermie – Thermische energie uit oppervlaktewater (TEO), basislast

Tijdens de marktconsultatie 2020 kwam de wens naar voren om te onderzoeken of een categorie thermische energie uit oppervlaktewater (TEO), basislast opgenomen kan worden in de SDE++-regeling. 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. Door het hogere aantal vollasturen levert deze meer warmte op jaarbasis. De te onttrekken warmte uit het oppervlaktewater moet 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 hiervoor beschreven TEO. 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 eindadvies SDE++ 2021 gaan we uit van een TEO-systeem waarbij alleen warmte en geen koude wordt geleverd, uitgevoerd met een WO-systeem en een warmtepomp. We geven als aandachtspunt mee dat bij koudelevering overstimulering kan plaatsvinden.

4.7.1 Kostenbevindingen

In tabel 4-11 staan de technisch-economische parameters van de referentie-installatie. Ook hier zijn de elektriciteitskosten verwerkt in de vaste O&M-kosten. In tabel 4-12 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 4-11. Technisch-economische parameters TEO, basislast

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2021
Thermisch outputvermogen	[MW]	0,88
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	6000
Elektriciteitsverbruik	[MWh/jaar]	1748
Investeringskosten	[€/kW _{th}]	2780
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th} /jaar]	198
Variabele O&M-kosten	[€/kWh _{th}]	0,0019

Tabel 4-12. Overzicht subsidieparameters TEO, basislast

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2021
Basisbedrag	[€/kWh]	0,0918
Basisbedrag bij 300 €/t	[€/kWh]	0,0823
Looptijd subsidie	[jaar]	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, met dien verstande dat 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. Vergeleken met TEO voor de gebouwde omgeving zijn enkel de vermogensparameters en de temperatuurregimes voor TEO-d anders. De nuttige temperatuur bedraagt in dit geval 45-55 °C in plaats van 75 °C, daardoor is de warmtepomp-COP hoger en bedraagt de systeem-COP hier 4,0. Ook worden er hier geen kosten voor een WOS in rekening gebracht. Deze categorie kan ook voor een (groot) utiliteitsgebouw of een industriële afnemer in aanmerking komen, indien de installatie vergelijkbaar is met de referentie-installatie zoals hiervoor beschreven.

4.8.1 Kostenbevindingen

In tabel 4-13 staan de technisch-economische parameters van de referentie-installatie, en in tabel 4-14 het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters.

Tabel 4-13. Technisch-economische parameters TEO-d

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2021
Thermisch outputvermogen	[MW]	0,63
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	3500
Elektriciteitsverbruik	[MWh/jaar]	551
Investeringskosten	[€/kW _{th}]	807
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th} /jaar]	95,7
Variabele O&M-kosten	[€/kWh _{th}]	0,0019

Tabel 4-14. Overzicht subsidieparameters TEO-d

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2021
Basisbedrag	[€/kWh]	0,0584
Looptijd subsidie	[jaar]	15

4.9 Aquathermie – Thermische energie uit afvalwater (TEA)

Bij thermische energie uit afvalwater 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 meer constante 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. Omdat het waarschijnlijk is dat de kosten hiervoor hoger zijn, zien we geen bezwaar om ook warmtewinning uit het influent van een afvalwaterzuiveringsstation onder deze categorie toe te laten.

Het gebruik van een warmtepomp bij een TEA-installatie maakt dat voor deze categorie de 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 en warmtelevering met een collectieve warmtepomp. In het eerste geval wordt de warmte direct geleverd aan de afnemers die ieder over een individuele warmtepomp beschikken, waarbij de woningen geschikt moeten zijn voor laagtemperatuurverwarming (bijvoorbeeld zeer goed geïsoleerde woningen voorzien van vloerverwarming). Voor tapwater moet in de huidige regelgeving de temperatuur 60 °C zijn. Hiervoor moet het water op een andere manier extra worden opgewarmd.

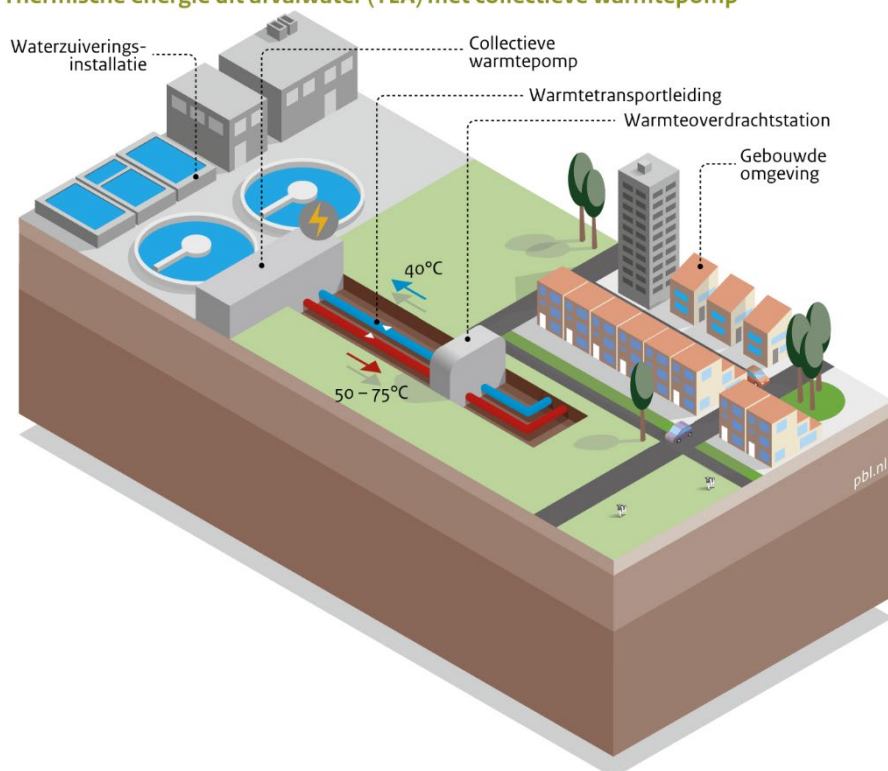
In het tweede geval, als de ruimteverwarming een hogere temperatuur vraagt, kan een collectieve warmtepomp worden toegepast. In dat geval wordt de aan het effluent van het afvalwater onttrokken warmte opgewaardeerd met een warmtepomp tot circa 75 °C, waarna deze warmte wordt geleverd aan de afnemers. Hierbij is een matige tot goede isolatie van gebouwen gewenst en is geen of beperkte aanpassing in het afgiftesysteem nodig. 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 3,94 voor de warmtepomp en een totale systeem-COP van 3,44 aangenomen, op basis van beschikbare projectdata.

Voor de referentie-installatie voor het eindadvies SDE++ 2021 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 gelijkaardig aan 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 warmteoverdrachtstation) en voor een warmteoverdrachtstation.

Figuur 4.2

Thermische energie uit afvalwater (TEA) met collectieve warmtepomp



Bron: PBL, TNO, DNV-GL

4.9.1 Kostenbevindingen

In tabel 4-15 staan de technisch-economische parameters van de referentie-installatie. Vergeleken met het SDE++-conceptadvies 2021 zijn enkele parameters geactualiseerd: de investeringskosten voor de warmteonttrekking en voor de warmtepomp, het elektriciteitsverbruik van het systeem. De elektrakosten zijn opgenomen in de vaste O&M-kosten. In tabel 4-16 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 4-15. Technisch-economische parameters TEA

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2020	Advies SDE++ 2021
Thermisch outputvermogen	[MW]	1	1
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	6000	6000
Elektriciteitsverbruik	[MWh/jaar]	1935	1744
Investeringskosten	[€/kW _{th}]	2369	1890
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th} /jaar]	170	161
Variabele O&M-kosten	[€/kW _{th}]	0,0019	0,0019

Tabel 4-16. Overzicht subsidieparameters TEA

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2020	Advies SDE ++2021
Basisbedrag	[€/kWh]	0,077	0,0678
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

4.10 Thermische energie uit mijnwater (TEM)

In Zuid-Limburg bestaat er een unieke situatie in Nederland. Na het sluiten van de steenkoolmijnen zijn de verticale boorschachten uit veiligheidsoverwegingen weer opgevuld en afgesloten. De horizontale boorgangen echter niet; sommige zijn wel door natuurkrachten (deels) ingestort. In deze open mijngangen verzamelt zich warm water. De gangen liggen op een diepte van maximaal 1000 meter, waarbij de watertemperatuur maximaal 40 °C bedraagt. Warmteonttrekkingssystemen waarbij gebruik wordt gemaakt van een WKO of andere seizoensopslag, vallen niet onder deze categorie.

Een deel van dit warmtepotentieel wordt al benut; de eerdere investeringen in warmtewinning uit mijnwater werden gefinancierd als zijnde demonstratieprojecten, door allerlei Nederlandse en Europese subsidievormen. Omdat niet alle potentieel op dit moment is ontsloten en ook niet meer in aanmerking komt als demonstratieproject, is een verzoek gedaan om na te gaan of thermische energie uit mijnwater (TEM) onder de SDE++-regeling kan worden gebracht.

We onderscheiden twee soorten TEM, namelijk een soort waarbij er nog geen bestaande TEM-installatie is en er dus een productie- en een injectieput geboord moeten worden. Daarnaast zien we ook dat er potentieel is voor uitbreidingen op bestaande TEM-installaties.

4.10.1 Thermische energie uit mijnwater, nieuw

De referentie voor deze categorie betreft een nieuw mijnwaterproject. Hiertoe moeten er twee putten naar bestaande horizontale mijngangen geboord worden: een productie- en een injectieput. Ook dient de warmte (maximaal 40 °C) verder opgewaardeerd te worden naar een nuttige temperatuur van 70 -75 °C, dit gebeurt via een collectieve warmtepomp. Daarnaast moet er een aansluiting op het warmtedistributienet aangelegd worden. Voor de berekening van het basisbedrag worden de bovenvermelde kosten meegenomen, de kosten voor het warmtedistributienet echter niet.

Voor de referentie-installatie voor de berekening van het basisbedrag gaan we uit van een thermisch vermogen na de warmtepomp van 6,72 MW_{th}. We veronderstellen in de berekening van het basisbedrag ook een COP van 4 voor de warmtepomp. De COP van het gehele systeem wordt 3,6 verondersteld.

In tabel 4-17 staan de technisch-economische parameters voor de berekening van het basisbedrag. De kosten van het stroomverbruik zijn opgenomen in de vaste O&M-kosten. We geven als aandachtspunt mee dat bij koudelevering overstimulering kan plaatsvinden. In tabel 4-18 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 4-17. Technisch-economische parameters TEM, nieuw

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2021
Thermisch outputvermogen	[MW]	6,72
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	3500
Elektriciteitsverbruik	[MWh/jaar]	6586
Investeringskosten	[€/kW _{th}]	1038
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th} /jaar]	87,9
Variabele O&M-kosten	[€/kW _{th}]	0,0019

Tabel 4-18. Overzicht subsidieparameters TEM, nieuw

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2021
Basisbedrag	[€/kWh]	0,0638
Looptijd subsidie	[jaar]	15

4.10.2 Thermische energie uit mijnwater, uitbreiding

Deze configuratie is een uitbreiding van het reeds bestaande warmtesysteem waarbij al warmte uit mijnwater gewonnen wordt. De referentie-installatie is hier een enkele uitbreidingsput (productie- of injectieput) die aangesloten wordt op een bestaand lagetemperatuurwarmtenetwerk op ongeveer 40 °C. Een collectieve warmtepomp is hierbij geen onderdeel van de referentiecasse. Mogelijk worden in deze configuratie wel individuele warmtepompen geplaatst in de gebouwen (ruimteverwarming en/of tapwaterverwarming). Deze individuele warmtepompen maken geen onderdeel uit van de beschreven referentiecasse en de kosten ervan zijn ook niet meegenomen in de berekening van het basisbedrag. Het referentievermogen is in dit geval 5,0 MW_{th}. De COP van het systeem bedraagt hier 25 (enkel waterpompen).

In tabel 4-19 staan de technisch-economische parameters voor de berekening van het basisbedrag. De kosten van het stroomverbruik zijn opgenomen in de vaste O&M-kosten. We geven als aandachtspunt mee dat bij koudelevering overstimulering kan plaatsvinden. In tabel 4-20 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 4-19. Technisch-economische parameters TEM, uitbreiding

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2021
Thermisch outputvermogen	[MW]	5,04
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	3500
Elektriciteitsverbruik	[MWh/jaar]	706
Investeringskosten	[€/kW _{th}]	769
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th} /jaar]	17,7
Variabele O&M-kosten	[€/kWh _{th}]	0,0019

Tabel 4-20. Overzicht subsidieparameters TEM, uitbreiding

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2021
Basisbedrag	[€/kWh]	0,0333
Looptijd subsidie	[jaar]	15

5 Zonne-energie

5.1 Inleiding

Op basis van recente marktinformatie en een beoordeling van de reacties uit de marktconsultatie zijn de adviezen voor zonne-energie geactualiseerd. Behalve elektriciteit uit fotovoltaïsche panelen (zon-PV) en warmte uit zonnecollectoren (zonthermie en daglichtkas) komt nu ook PVT met warmtepomp aan bod. 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 of drijvend op water
- Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, gebouwgebonden
- Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, grondgebonden
- Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, drijvend op water
- Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, zonvolgend op land
- Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, zonvolgend op water

Het concept 'uitgestelde levering van elektriciteit', dat in het conceptadvies uit mei 2020 voor PV geïntroduceerd werd en waarvoor marktpartijen in de consultatieperiode visies gedeeld hebben, wordt in een bijlage F.

De onderzochte categorieën voor zonthermie zijn:

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

5.2 Zon-PV

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.

Vermogen	Specificatie	Uiterlijke jaar van realisatie	Peiljaar voor investeringskosten
PV < 1 MWp	Gebouwgebonden, grondgebonden of drijvend op water	2023	2022
PV > 1 MWp	Gebouwgebonden	2024	2023
PV > 1 MWp	Grondgebonden, drijvend op water, zonnepanelen op land of op water	2025	2024

5.2.1 PV-modules

Bij het verschijnen van het conceptadvies was de prijsontwikkeling van PV-modules ten gevolge van de coronacrisis onzeker. Zoals toen al aangekondigd zou er in dit eindadvies een nieuwe beoordeling plaatsvinden. Hiervoor verwijzen we naar de gegevens uit de maand augustus 2020, waarvoor een prijsniveau van 210 euro/kWp gerapporteerd wordt.¹¹ Dat is een prijsdaling van 16% ten opzichte van het begin van het jaar. Er zijn verschillende oorzaken van de prijsschommelingen in 2020. In het begin van het jaar was er minder productie in Azië vanwege COVID-19. Ook waren er in het voorjaar enkele grote incidenten in de Chinese toeleveringsindustrie van modulefabrikanten. Dit had een prijsopdrijvend effect. De mondiale vraag naar PV-modules nam gedurende 2020 af vanwege COVID-19 en dit had een drukkend effect op de prijs. Vanwege de schommelingen in 2020 is het niet verstandig om één ijkpunt te nemen voor de prijs van PV-modules. In het algemeen blijft de aanname staan dat de langjarige trend van kostendaling voor PV door zal gaan. Met dat in ogenschouw is de moduleprijs voor 2020 gekozen op 220 euro/kWp.

Om de toekomstige kosten te ramen, is de moduleprijs gereduceerd met behulp van een ervaringscurve met een leerratio van 20,9% (Fraunhofer 2015) en marktvoorspellingen over het (mondiaal) opgestelde vermogen van IHS Markit (september 2020). De kosten voor PV-modules (exclusief inflatiecorrectie) worden voor medio 2022 geschat op 195 euro/kWp en 185 euro/kWp in 2023.

5.2.2 Omvormers

Op basis van gegevens van Wood Mackenzie liggen de omvormerkosten in 2020 onder 40 USD/kWp in landen als Duitsland en Frankrijk. Dit is een sterke daling ten opzichte van de rapportage van Wood Mackenzie uit 2019 die voor het eindadvies van vorig jaar is gebruikt. Gebruikmakend van de prognoses van Wood Mackenzie zijn de kosten vanaf 2021, exclusief inflatiecorrectie, vastgesteld op: 29 euro/kWp in 2021, 27 euro/kWp in 2022 en 27 euro/kWp in 2023.

5.2.3 Vollasturen

In dit advies wordt conform de uitgangspunten 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. Er wordt uitgegaan van een systeem met een jaarlijkse productie van 990 kWh/kWp bij start van het project. Tevens wordt gerekend met een gemiddelde jaarlijkse vermogens- en productieafname van 0,64%. 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.

¹¹ Zie: <https://www.pvxchange.com> 2020.

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 in dit eindadvies voor te stellen 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% hoger zijn dan die van standaardssystemen met een vaste oriëntatie. Dit resulteert in een hoger aantal vollasturen. De specifieke kosten per kWh van een project met een zonvolgsysteem liggen nabij de specifieke kosten van een project zonder volgsysteem, mits alle uren subsidiabel zijn. Voor grondgebonden systemen draaiend om een horizontale as wordt een referentiewaarde van $950 \times 110\% = 1045$ 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 $950 \times 125\% = 1190$ vollasturen geadviseerd bij gelijke basisbedragen. Voor jaar 16 tot en met jaar 20 worden 1110 vollasturen per jaar aangehouden.

Een overzicht van de vollasturen wordt in tabel 5-1 weergegeven.

Tabel 5-1. Vollasturen voor de categorieën voor zon-PV¹

Categorie	Jaren 1 t/m 15	Jaren 16 t/m 20
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 15 kWp en < 1 MWp, gebouwgebonden	900	845
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 15 kWp en < 1 MWp, grondgebonden of op water	950	890
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, gebouwgebonden	900	845
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, grondgebonden	950	890
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, drijvend op water	950	890
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, zonvolgend op land	1045	975
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, zonvolgend op water	1190	1110

¹ Wegens de verwachte systeemdegradatie is het aantal vollasturen vanaf jaar 16 lager.

5.2.4 Tweezijdige zonnepanelen

In de afgelopen jaren zijn tweezijdige zonnepanelen commercieel beschikbaar geworden. De opbrengst van dergelijke panelen ligt op jaarbasis in Nederland tot zo'n 15% hoger ten opzichte van systemen met enkelzijdige PV-modules. De kosten van tweezijdige panelen zijn echter ook hoger. De specifieke kosten per kWh (basisbedrag) van een project met tweezijdige zonnepanelen liggen daarom nabij de specifieke kosten 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 een hoger vermogen (in kWp) aan te vragen dan het standaardpiekvermogen van de voorkant van de panelen.

5.2.5 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 2020 (PBL 2020), inclusief kosten voor profiel en onbalans van zonne-energie.

5.2.6 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 SDE++-openstellingsfasen 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. Dit advies geeft een update van de analyse van het gemiddelde aandeel eigen verbruik gebruikt, waarbij gebruikgemaakt is van anoniem gemaakte meetgegevens van operationele SDE+-projecten uit de periode 2009-2020 (het gaat om ruim 10.000 gebouwgebonden systemen en ongeveer 250 grondgebonden systemen). Er is een wijde bandbreedte voor het berekende aandeel eigen verbruik: in alle systeemgroottes komt het hele spectrum voor, van 0 tot 100% eigen verbruik.

Ten behoeve van de bepaling van de gemiddelde langetermijnprijs voor PV-systemen wordt voorgesteld om voor gebouwgebonden PV een gemiddeld aandeel eigen verbruik van 50% te hanteren voor systemen <1MWp en 30% voor systemen >1MWp. Voor systemen die niet gebouwgebonden zijn (maar grondgebonden of drijvend op water) wordt het eigen verbruik van systemen <1 MWp op 40% gesteld, en op 5% voor systemen ≥ 1 MWp. Tabel 5-2 geeft een overzicht.

Tabel 5-2. Voorgestelde waarde van het gemiddelde eigen verbruik van elektriciteit van PV-systemen

Categoriegroep	Gebouwgebonden	Grondgebonden systemen of systemen drijvend op water
Zon-PV 15 kWp – 1 MWp	50%	40%
Zon-PV ≥ 1 MWp	30%	5%

5.2.7 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.

5.2.8 Zon-PV drijvend op water

De markt voor zon-PV drijvend op water heeft wereldwijd een substantiële omvang. Ook in Nederland volgen de ontwikkelingen elkaar snel op, zowel in technologie als in projecten. Betrouwbare marktinformatie over de investeringskosten en operationele kosten van drijvende PV-systemen is op dit moment beperkt beschikbaar. Het algemene beeld qua kosten is dat 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 liggen op dit moment rond 15% meerkosten. Ook de operationele kosten kunnen hoger uitvallen dan bij conventionele dak- en grondgebonden systemen. Het advies is om 50% extra vaste O&M-kosten te rekenen ten opzichte van veldsystemen ≥ 1 MWp.

5.2.9 Vaste operationele kosten

De volgende tabel is aangepast ten opzichte van het conceptadvies.

Tabel 5-3. Overzicht van vaste operationele kosten (€/kWp per jaar)¹

Kostenpost	≥ 15 kWp en < 1 MWp	≥ 1 MWp, gebouwgebonden	≥ 1 MWp, grondgebonden	≥ 1 MWp, drijvend op water	≥ 1 MWp, zonvolgend op land	≥ 1 MWp, zonvolgend op water
O&M	6,0	5,5	5,0	7,5	6,0	7,5
Brutoproduktiemeter	3	0,4	0,2	0,2	0,4	0,4
Verzekering	2	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Beveiligingsdiensten	0	0	0,5	0,5	0,5	0,5
Netwerkaansluiting	2	2	2	2	2	2
Assetmanagement	1	1	1	1	1	1
OZB	1,8	1,7	1,7	1,9	1,8	2,4
Totaal SDE++ 2021	15,8	12,1	11,8	14,5	13,2	15,4

¹ De kostenposten zijn afgerond.

5.2.10 Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 15 kWp en < 1 MWp, gebouwgebonden

De technisch-economische parameters voor deze categorie zijn samengevat in tabel 5-4. Het referentiesysteem is een gebouwgebonden systeem met een vermogen van 250 kWp.

Tabel 5-4. Technisch-economische parameters zon-PV ≥ 15 kWp en < 1 MWp, gebouwgebonden

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2020	Advies SDE++ 2021
Installatiegrootte	[MWp output]	0,25	0,25
Vollasturen jaar 1-15 (jaar 16-20)	[MWh/MWp/jaar]	950 (890)	900 (845)
Investeringskosten	[€/kWp output]	650	590
Vaste O&M-kosten	[€/kWp output/jaar]	16,6	15,8
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0019	0,0019
Eenmalige onderhoudskosten in jaar 12	[€]	8000	4250

Tabel 5-5. Basisbedrag zon-PV ≥ 15 kWp en < 1 MWp, gebouwgebonden

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2020	Advies SDE++ 2021
Basisbedrag	[€/kWh]	0,080	0,0724
Economische levensduur	[jaar]	20	20
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

5.2.11 Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 15 kWp en < 1 MWp, grondgebonden of drijvend op water

De technisch-economische parameters zijn samengevat in tabel 5-6. Het referentiesysteem voor deze categorie is een systeem met een vermogen van 250 kWp.

Tabel 5-6. Technisch-economische parameters zon-PV ≥ 15 kWp en < 1 MWp, grondgebonden of drijvend op water

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2020	Advies SDE++ 2021
Installatiegrootte	[MWp output]	0,25	0,25
Vollasturen jaar 1-15 (jaar 16-20)	[MWh/MWp/jaar]	950 (890)	950 (890)
Investeringskosten	[€/kWp output]	650	590
Vaste O&M-kosten	[€/kWp output/jaar]	16,6	15,8
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0019	0,0019
Enmalige onderhoudskosten in jaar 12	[€]	8000	4250

Tabel 5-7. Basisbedrag zon-PV ≥ 15 kWp en < 1 MWp, grondgebonden of drijvend op water

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2020	Advies SDE++ 2021
Basisbedrag	[€/kWh]	0,080	0,0685
Economische levensduur	[jaar]	20	20
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

5.2.12 Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, gebouwgebonden

De technisch-economische parameters zijn samengevat in tabel 5-8. Het referentiesysteem voor deze categorie is een gebouwgebonden systeem met een vermogen van 2,5 MWp.

Tabel 5-8. Technisch-economische parameters zon-PV ≥ 1 MWp, gebouwgebonden

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2020	Advies SDE++ 2021
Installatiegrootte	[MWp output]	2,5	2,5
Vollasturen jaar 1-15 (jaar 16-20)	[MWh/MWp/jaar]	950 (890)	900 (845)
Investeringskosten	[€/kWp output]	630	570
Vaste O&M-kosten	[€/kWp output/jaar]	13,4	12,1
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0019	0,0019
Enmalige onderhoudskosten in jaar 12	[€]	80000	42500

Tabel 5-9. basisbedrag zon-PV ≥ 1 MWp, gebouwgebonden

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2020	Advies SDE++ 2021
Basisbedrag	[€/kWh]	0,074	0,0655
Economische levensduur	[jaar]	20	20
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

5.2.13 Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, grondgebonden

De technisch-economische parameters voor deze categorie zijn samengevat in tabel 5-10. Het referentiesysteem is een grondgebonden systeem met een vermogen van 10 MWp.

Tabel 5-10. Technisch-economische parameters zon-PV ≥ 1 MWp, grondgebonden

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2020	Advies SDE++ 2021
Installatiegrootte	[MWp output]	10	10
Vollasturen jaar 1-15 (jaar 16-20)	[MWh/MWp/jaar]	950 (890)	950 (890)
Investeringskosten	[€/kWp output]	580	540
Vaste O&M-kosten	[€/kWp output/jaar]	12,6	11,8
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0019	0,0019
Eenmalige onderhoudskosten in jaar 12	[€]	320000	170000

Tabel 5-11. Basisbedrag zon-PV ≥ 1 MWp, grondgebonden

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2020	Advies SDE++ 2021
Basisbedrag	[€/kWh]	0,069	0,0590
Economische levensduur	[jaar]	20	20
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

5.2.14 Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, drijvend op water

De technisch-economische parameters zijn samengevat in tabel 5-12. Het referentiesysteem voor deze categorie is een systeem drijvend op water met een vermogen van 10 MWp.

Tabel 5-12. Technisch-economische parameters zon-PV ≥ 1 MWp, drijvend op water

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2020	Advies SDE++ 2021
Installatiegrootte	[MWp output]	10	10
Vollasturen jaar 1-15 (jaar 16-20)	[MWh/MWp/jaar]	950 (890)	950 (890)
Investeringskosten	[€/kWp output]	730	620
Vaste O&M-kosten	[€/kWp output/jaar]	15,0	14,5
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0019	0,0019
Eenmalige onderhoudskosten in jaar 12	[€]	320000	170000

Tabel 5-13. Basisbedrag zon-PV ≥ 1 MWp, drijvend op water

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2020	Advies SDE++ 2021
Basisbedrag	[€/kWh]	0,086	0,0693
Economische levensduur	[jaar]	20	20
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

5.2.15 Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, zonvolgend op land

De technisch-economische parameters zijn samengevat in tabel 5-14. Het referentiesysteem voor deze categorie is een éénassig zonvolgend systeem op land (horizontale as) met een vermogen van 2 MWp.

Tabel 5-14. Technisch-economische parameters zon-PV ≥ 1 MWp, zonvolgend op land

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2020	Advies SDE++ 2021
Installatiegrootte	[MWp output]	2	2
Vollasturen jaar 1-15 (jaar 16-20)	[MWh/MWp/jaar]	1045 (975)	1045 (975)
Investeringskosten	[€/kWp output]	660	591
Vaste O&M-kosten	[€/kWp output/jaar]	12,6	13,2
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0019	0,0019
Enmalige onderhoudskosten in jaar 12	[EUR]	64000	34000

Tabel 5-15. Basisbedrag zon-PV ≥ 1 MWp, zonvolgend op land

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2020	Advies SDE++ 2021
Basisbedrag	[€/kWh]	0,069	0,0590
Economische levensduur	[jaar]	20	20
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

5.2.16 Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, zonvolgend op water

De technisch-economische parameters zijn samengevat in tabel 5-16. Het referentiesysteem voor deze categorie is een éénassig zonvolgend systeem (verticale as), drijvend op water, met een vermogen van 2 MWp.

Tabel 5-16. Technisch-economische parameters zon-PV ≥ 1 MWp, zonvolgend op water

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2020	Advies SDE++ 2021
Installatiegrootte	[MWp output]	2	2
Vollasturen jaar 1-15 (jaar 16-20)	[MWh/MWp/jaar]	1190 (1110)	1190 (1110)
Investeringskosten	[€/kWp output]	980	824
Vaste O&M-kosten	[€/kWp output/jaar]	15,0	15,4
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0019	0,0019
Enmalige onderhoudskosten in jaar 12	[EUR]	64000	34000

Tabel 5-17. Basisbedrag zon-PV ≥ 1 MWp, zonzvolgend op water

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2020	Advies SDE++ 2021
Basisbedrag	[€/kWh]	0,086	0,0693
Economische levensduur	[jaar]	20	20
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

5.3 Beschrijving referentie-installaties zonthermie

5.3.1 Wijzigingen ten opzichte van het conceptadvies Zonthermie

In het Eindadvies SDE++ 2021 rekenen we met de verrekening van voordelen uit groenfinanciering. Naar aanleiding van suggesties uit de marktconsultatie wordt in dit eindadvies de categorie *PVT met warmtepomp* geïntroduceerd. In paragraaf 5.3.4 is een uitgebreide beschrijving van de referentie-installatie, kostenbevindingen en subsidieparameters opgenomen.

5.3.2 Zonthermie, 140 kW_{th} tot 1 MW_{th}

De ondergrens van zonthermische systemen voor SDE++ ligt bij een apertuuroppervlakte van 200 m² (140 kW_{th}). De apertuuroppervlakte van een zonthermisch systeem is de oppervlakte waarop het zonlicht wordt opvangen om omgezet te worden naar warmte. De aanduiding in m² is hierbij het resultaat van een berekening op basis van de gehanteerde relatie tussen collectoroppervlak en thermisch vermogen. Onder deze grens kunnen systemen in aanmerking komen voor een investeringssubsidie via de investeringssubsidie duurzame energie (ISDE).

Het SDE++-referentiesysteem voor de categorie zonthermie vanaf 140 kW_{th} tot 1 MW_{th} betreft tapwaterverwarming met een vermogen van 140 kW_{th} voor grote verbruikers, uitgerust met (door een lichtdoorlatende laag) afgedekte zonnecollectoren en een warmteopslagvat. 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.¹² Hieruit blijkt bijvoorbeeld voor SDE++ 2020 dat een opslagvat niet verplicht is en dat concentrerende collectoren (mits afgedekt) in deze categorie toegestaan. De technisch-economische parameters voor deze categorie van zonthermie zijn ongewijzigd ten opzichte van SDE++ 2020.

Tabel 5-18 geeft de technisch-economische parameters voor een systeem van 200 m² collectoroppervlak of 140 kW_{th}.

¹² Zie voor SDE++ 2020 bijvoorbeeld de 'Regeling van de Minister van Economische Zaken en Klimaat van 17 september 2020, nr. WJZ/ 20210006, houdende aanwijzing van categorieën van productie-installaties voor de productie van duurzame energie en klimaattransitie in 2020' (zie: <https://zoek.officielebekendmakingen.nl/stcrt-2020-48292.html>).

Tabel 5-18. Technisch-economische parameters zonthermie, $\geq 140 \text{ kW}_{\text{th}}$ tot 1 MW_{th}

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2020	Advies SDE++ 2021
Installatiegrootte	[MW]	0,14	0,14
Vollasturen	[uur/jaar]	600	600
Investeringskosten	[€/kW _{th}]	525	525
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th} /jaar]	1,9	1,9
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0019	0,0019

Tabel 5-19. Basisbedragen zonthermie, $\geq 140 \text{ kW}_{\text{th}}$ tot 1 MW_{th}

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2020	Advies SDE++ 2021
Basisbedrag	[€/kWh]	0,095	0,0938
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

5.3.3 Zonthermie, $\geq 1 \text{ MW}_{\text{th}}$

Het SDE++-referentiesysteem voor de categorie zonthermie $\geq 1 \text{ MW}_{\text{th}}$ heeft een thermisch vermogen van 5 MW_{th} . 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.¹³ Hieruit blijkt bijvoorbeeld voor SDE++ 2020 dat een opslagvat niet verplicht is en dat concentrerende collectoren (mits afgedekt) toegestaan zijn in deze categorie.

De technisch-economische parameters voor deze categorie van zonthermie zijn ongewijzigd ten opzichte van SDE++ 2020 en weergegeven in tabel 5-20.

Tabel 5-20. Technisch-economische parameters energie uit zonthermie, $\geq 1 \text{ MW}_{\text{th}}$

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2020	Advies SDE++ 2021
Installatiegrootte	[MW]	5,0	5,0
Vollasturen	[uur/jaar]	600	600
Investeringskosten	[€/kW _{th}]	420	420
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th} /jaar]	4,0	4,0
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0019	0,0019

Tabel 5-21. Basisbedrag energie uit zonthermie, $\geq 1 \text{ MW}_{\text{th}}$

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2020	Advies SDE++ 2021
Basisbedrag	[€/kWh]	0,080	0,0800
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

5.3.4 PVT met warmtepomp

De nieuw voorgestelde categorie *PVT met warmtepomp* staat voor 'photovoltaic-thermal' of PV-thermisch in combinatie met een warmtepomp. PVT is meestal, net als PV, gemonteerd op schuine of platte daken en levert elektriciteit en warmte. Een PVT-systeem lijkt qua techniek en businesscase het meest op een zonthermisch systeem. De dimensionering van het

¹³ Zie voetnoot 12.

systeem hangt sterk af van de warmtevraag. Er is daarom gekozen om het basisbedrag te enten op de warmteproductie van het PVT-systeem met warmtepomp. PVT-panelen zijn er in afgedekte varianten (met een transparante afdeklaag en geïsoleerd) en in onafgedekte varianten (niet of slechts gedeeltelijk geïsoleerd). In een onafgedekt PVT-paneel is het thermische gedeelte doorgaans aan de achterkant van een regulier PV-paneel gemonteerd. Dit type komt het meeste voor en is vooral geschikt voor laagtemperatuurtoepassingen zoals het regenereren van een grondbron of het (voor)verwarmen van water voor een zwembad, warm tapwater of ruimteverwarming. Ook is PVT in te zetten als bron voor een warmtepomp. De PVT-collector levert een combinatie van voornamelijk omgevingswarmte (onttrokken aan de buitenlucht) en (in mindere mate) zonnewarmte. In deze SDE++-categorie wordt PVT ingezet voor regeneratie van een (al dan niet bestaande) grondbron en tevens als directe warmtebron voor een warmtepomp.

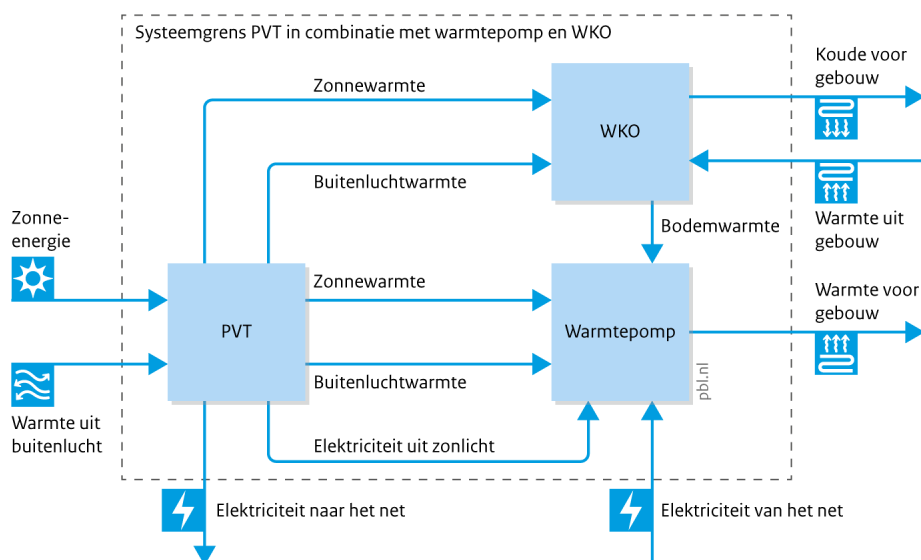
De toepassing van warmte-koudeopslag (WKO) in de gebouwde omgeving is – wanneer er voldoende koelvraag is in het gebouw, bijvoorbeeld comfortkoeling in kantoren en de dienstensector – in de meeste gevallen al rendabel. Toevoegen van PVT aan een WKO helpt bij het behouden van de warmtebalans (vooral als er meer warmte dan koude onttrokken wordt). In combinatie met PVT kan de mediumtemperatuur hoger worden en daardoor ook de COP van de warmtepomp en er is dan minder elektriciteit nodig voor de warmtepomp. De elektriciteit uit PVT kan gebruikt worden voor de warmtepomp die daarmee voor een deel voorzien wordt van zelf opgewekte elektriciteit.

Naast directe warmtelevering van het PVT-paneel aan de bron van de warmtepomp, kan in deze configuratie de thermische energie uit het PVT-paneel in de zomer ondergronds opgeslagen worden. In de winterperiode kan de warmte, na opwaardering door een warmtepomp, aan eindverbruikers geleverd te worden. In deze SDE++-categorie gaan we ervan uit dat er al een ondergrondse warmteopslag aanwezig is: de kosten ervan worden niet meegenomen in de bepaling van het basisbedrag. Figuur 5-1 geeft aan waar de systeemgrens van de PVT-categorie ligt. Hierin kunnen de PVT-panelen in drie verschillende bedrijfsmodi warmte leveren:

1. PVT levert warmte voor regeneratie van de WKO;
2. PVT levert warmte voor de bron van de warmtepomp;
3. PVT levert warmte voor de bron van de warmtepomp en voor de WKO.

In welk seizoen deze bedrijfsmodi van toepassing zijn, is afhankelijk van het type warmtevraag (ruimteverwarming, tapwaterverwarming, zwembadverwarming, enzovoort) en van het weertype.

Figuur 5.1
PVT-installatie met warmtepomp en warmte-koudeopslag (WKO)



PVT: Gecombineerde elektriciteits- en warmteopwekking met zonnepanelen

Bron: PBL

De gestippelde lijn geeft de systeemgrens voor de berekening weer. Voor het bepalen van het basisbedrag zijn de kosten van de warmteopslag niet meegenomen, zodat ook een bestaande warmteopslag gebruikt kan worden.

Zoals in figuur 5-1 te zien is, wordt in de berekening de uit PVT geproduceerde elektriciteit binnen de systeemgrens gehouden: we nemen aan dat alle opgewekte elektriciteit voor eigen gebruik wordt aangewend. Het is wel mogelijk om de PVT-installatie te koppelen aan het elektriciteitsnet om zodoende de mogelijkheid te hebben van CertiQ Garanties van Oorsprong (GvO's) voor netlevering van elektriciteit te ontvangen. Die GvO's zijn dan een bewijs van hernieuwbare opwekking en tevens verhandelbaar. CertiQ kan ook GvO's toekennen aan elektriciteit voor eigen verbruik, maar die zijn niet verhandelbaar.¹⁴ De warmtelevering wordt gemeten aan de uitgang van de warmtepomp.

Deze nieuwe SDE++-categorie geldt alleen voor PVT-panelen; reguliere onafgedekte zonnecollectoren worden uitgesloten van de regeling omdat deze relatief goedkoop zijn en daarmee rendabel. In de categorie zijn twee deelsystemen samen vereist om in aanmerking te komen voor SDE++-subsidie: PVT-panelen van minimaal 600 m² en een water-water-warmtepomp van minimaal 500 kW_{th}. Beide onderdelen moeten bovendien nieuw zijn. Een derde component is optioneel: een warmte-koudeopslag (WKO), die ook reeds mag bestaan. De kosten van de (bestaande) warmteopslag worden niet meegewogen in het basisbedrag, maar de voor de energiehuishouding van het systeem gunstige eigenschappen worden wel meegenomen in de berekening (relatief hoge jaargemiddelde COP).

Het referentiesysteem gaat uit van warmtelevering via een warmtepomp aan een utiliteitsgebouw of aan meerdere woningen met een collectieve warmtepomp, in het laatste geval verbonden via een warmtenet (dat buiten de systeemgrenzen valt). De warmteafnemer is bij voorkeur afgestemd op laagtemperatuurverwarming (bijvoorbeeld een goed geïsoleerd gebouw voorzien van vloerverwarming).

Voor het bepalen van het basisbedrag is er een referentie-installatie waarbij de drie deelsystemen de volgende kenmerken hebben:

¹⁴ Zie: <http://www.certiq.nl/gvos-en-cvos> (oktober 2020).

- PVT-panelen van 700 m²;
- Een water-waterwarmtepomp van 600 kW_{th};
- Een ondergrondse warmteopslag.

Voor de berekeningen is voor de warmtepomp een jaargemiddelde COP-waarde van 5,0 aangenomen. Voor de uit PVT opgewekte elektriciteit veronderstellen we dat deze volledig ingezet wordt voor eigen verbruik. Vanwege het koelend effect van het thermische gedeelte achter de panelen veronderstellen leveranciers dat er extra elektriciteitsopbrengst is, maar dat effect kunnen we moeilijk kwantificeren en nemen we dus niet mee. Het aantal vollast-uren voor elektriciteitsopwekking uit PV kiezen we gelijk aan gebouwgebonden PV: 900 uren/jaar. Met een PV-vermogen van 122 kWp (passend bij 700 m² PVT-panelen) is de jaarlijks opgewekte elektriciteit uit PVT 110 MWh/jaar.

Voor de referentie-installatie voor PVT in het eindadvies SDE++ 2021 gaan we uit van een combinatie van regeneratie van WKO en directe warmtelevering aan de warmtepomp. Anders dan bij aquathermie zijn er geen kosten voor een warmtetransportleiding meegenomen (we veronderstellen de PVT en WKO bij het gebouw) en ook geen warmteoverdrachtstation (WOS). In tabel 5-22 worden de kosten weergegeven die al dan niet zijn meegenomen.

Voor minder grote PVT-systemen (minder dan 600 m²) zijn er drie stimuleringsmaatregelen beschikbaar: de geproduceerde elektriciteit kan voor systemen vanaf 15 kWp in aanmerking komen voor SDE++ (categorie *Gebouwgebonden PV <1 MWp*). Voor huishoudens komt daar nog een btw-vrijstelling voor het PV-gedeelte bij. De warmtepomp die in het systeem gebruikt wordt, kan, mits het vermogen ervan lager is dan 70 kW_{th}, in aanmerking komen voor ISDE (behalve in nieuwbouw).

Tabel 5-22. Wel en niet meegenomen kosten voor een warmtepompinstallatie met warmteopslag en PVT

Kostenpost	Groep	Details
Wel meegenomen	Investeringskosten	PVT-panelen
		Collectieve warmtepomp
	Operationele kosten	Onderhoudskosten
		Elektriciteitsopbrengst uit PV
		Elektra voor pompen en warmtepomp
Niet meegenomen	Investeringskosten	Ondergrondse warmteopslag
		Warmtewisselaar bij warmteopslag
		Transportleiding warmte
		Kosten voor een warmtedistributienet naar de afnemers
		Kosten voor lokale woningaansluitingen
		Restwaarde na SDE++-periode
		Kosten voorbereidingstraject, inclusief financieringskosten en kosten ten gevolge van juridische procedures

5.3.5 Overwegingen bij de uitvoeringsregeling SDE++ voor PVT met warmtepomp

PVT met warmtepomp is een nieuwe categorie in SDE++. Het is een samengesteld systeem met PV, een thermisch element en een warmtepomp, bij voorkeur aangesloten op een seizoenswarmteopslag. Als deze systemen voor subsidie in aanmerking komen, is het belangrijk

dat ze inderdaad de beoogde energieprestatie leveren en dat het subsidiebedrag adequaat is. We brengen daarom de volgende punten onder de aandacht:

1. Het is belangrijk een minimumoppervlak aan PVT te installeren om zodoende voor de warmtepomp voldoende energie aan te leveren, van het juiste temperatuurniveau. Dit zou bijvoorbeeld de verhouding kunnen zijn uit de referentie voor deze categorie, met een verhouding van de oppervlakte van de PVT-panelen tot het vermogen van de warmtepomp van $700 \text{ [m}^2\text{]} : 600 \text{ [kW}_{th}\text{]}$. Het minimumoppervlakte aan PVT voor deze categorie kan bijvoorbeeld 600 m^2 zijn. Er geldt dus een hogere waarde voor de minimale oppervlakte dan voor de categorie *Zonnewarmte $\geq 140 \text{ kW}_{th}$ tot 1 MW_{th}* .
2. Voor het realiseren van een hoge jaargemiddelde COP is een seizoenswarmteopslag waarschijnlijk noodzakelijk. Deze is in de huidige categoriedefinitie niet verplicht gesteld (en de kosten ervan zijn ook niet beschouwd), maar dat zou aangepast kunnen worden.
3. Dubbele subsidieaanvragen (voor PV afzonderlijk en PVT met warmtepomp als systeem) moeten uitgesloten worden.

5.3.6 Kostenbevindingen

Conform de adviezen voor (alleen) zon-PV wordt voor PVT het jaar 2022 als peiljaar voor de systeemkosten gebruikt: één jaar na subsidieverlening in SDE++ 2021.

Voor de prijs van PVT-panelen verwijzen we naar de studie *PVT Benchmark* uit. Hierin zijn de prijzen van PVT-panelen op de Nederlandse markt in kaart gebracht. Om de prijzen vergelijkbaar te maken, is gekeken naar de prijs van het PVT-paneel per m^2 . Op basis van 22 PVT-panelen werd voor de prijs van PVT-modules in 2017 een gemiddelde gevonden van $300 \text{ euro}_{2017}/\text{m}^2$, met een bandbreedte van $265\text{-}400 \text{ euro}_{2017}/\text{m}^2$. Omdat de prijs van het PV-paneel een groot deel van de totale PVT-kosten bepaalt, heeft de prijsdaling voor PV uit de afgelopen jaren ook een prijsdrukkend effect. Een schatting op basis van eerdere SDE++-adviezen geeft voor dakgebonden zon-PV een daling in de investeringskosten van $1025 \text{ euro}_{2016}/\text{kWp}$ naar $590 \text{ €}_{2020}/\text{kWp}$ voor een systeem dat in 2022 geïnstalleerd wordt, zie paragraaf 5.2.10.

Boven op de kosten voor de PVT-modules komen nog aanvullende kosten: montage (materiaal en arbeid), elektrische aansluiting (omvormer, bekabeling) en de thermische aansluiting (leidingen). In dit advies rekenen we voor het geïnstalleerde PVT-systeem met een factor 1,8 maal de prijs van het gemiddelde PVT-paneel.

Ook omdat in de analyse van de 22 PVT-systemen geen rekening is gehouden met schaal-effecten, zou de gemiddelde PVT-prijs voor systemen boven 200 m^2 nog iets lager kunnen zijn dan uit de *PVT Benchmark* volgt. Uit alle bovengenoemde aspecten tezamen volgt een bandbreedte van de investeringskosten voor een PVT-systeem (inclusief installatie en aansluiting) van (afgerond) 400 tot $700 \text{ euro}_{2020}/\text{m}^2$, waaruit we voor PVT een gemiddelde waarde van $500 \text{ euro}_{2020}/\text{m}^2$ kiezen.

Naast het PVT-systeem wordt in deze categorie tevens een warmtepomp verondersteld. Bij het karakteriseren van de kosten daarvan is aangesloten bij de categorie voor aquathermie met warmtepomp.

Correctiebedrag

Een installatie is typisch gericht op gebouwverwarming en levert voornamelijk warmte in de winter (de warmte wordt grotendeels gewonnen en opgeslagen in de zomer). De referentie

voor gebouwverwarming is veelal een gasketel met rookgascondensatie. Daarom wordt ge-adviseerd om het correctiebedrag te bepalen op basis van warmte, middelklein.

In tabel 5-23 staan de technisch-economische parameters van de referentie-installatie voor PVT. Deze categorie wordt nieuw geïntroduceerd in SDE++ 2021. In tabel 5-24 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 5-23. Technisch-economische parameters PVT met warmtepomp

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2020	Advies SDE++ 2021
Thermisch outputvermogen	[kW _{th}]	-	600
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	-	3500
Elektriciteitsverbruik	[MWh/jaar]	-	310
Investeringskosten	[€/kW _{th}]	-	830
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th} /jaar]	-	21
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	-	0,0123
Enmalige onderhoudskosten in jaar 12	[€]	-	2500

Tabel 5-24. Overzicht subsidieparameters PVT met warmtepomp

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2020	Advies SDE++ 2021
Basisbedrag	[€/kWh]	-	0,0442
Looptijd subsidie	[jaar]	-	15

5.3.7 Daglichtkas

De daglichtkas voor de glastuinbouw is een zonzvolgend thermisch systeem voor het oogsten van warmte uit zonlicht. Er wordt gebruikgemaakt van (bijna) het gehele kasdek voor het invangen van de warmte, waarin lenzen (geplaatst in dubbelglas) zorgen voor het focussen van de zonlichtbundel op een vrijhangende zonzvolgende warmtecollector. De daglichtkas is gunstig voor gebruik in de sierteelt, waar direct zonlicht vermeden dient te worden. Tabel 5-27 geeft de aannames voor de technisch-economische parameters, die ongewijzigd zijn ten opzichte van SDE++ 2020.

Tabel 5-25. Technisch-economische parameters daglichtkas¹⁵

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2021 Bij 40% meerkosten
Vermogen van de warmtepomp	[kW _{th} /ha]	500
Vollasturen warmtepomp	[uur/jaar]	3850
Elektriciteitsverbruik	[MWh/ha/jaar]	423,5
Totale meerinvesteringen uitgedrukt per outputvermogen van de warmtepomp	[€/kW _{th}]	1880
Vaste kosten voor onderhoud en beheer	[€/kW _{th} /jaar]	89,2
Variabele kosten onderhoud en beheer	[€/kWh _{th}]	0,0019

Bij de bepaling van het basisbedrag worden de kosten beschouwd van het energiegerelateerde deel van de daglichtkas: de zonnecollector met aansturing, warmtepomp, warmte-koudeopslag en de installatie ervan. Voor het bepalen van het basisbedrag wordt om deze reden enkel 40% van de meerkosten beschouwd, de rest valt niet onder de energiegerelateerde kosten. Het basisbedrag geldt voor de warmte geleverd aan de condensorzijde van de warmtepomp. Baten die moeilijk te kwantificeren zijn worden niet meegenomen.

Tabel 5-26. Basisbedrag daglichtkas

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2020	Advies SDE++ 2021
Basisbedrag	[€/kWh]	0,077	0,0773
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

¹⁵ Daglichtkas van 10.000 m² gaat om meerkosten ten opzichte van een standaardkas.

6 Windenergie

6.1 Basisbedragen SDE++ 2021

In dit hoofdstuk bespreken we het advies voor windenergie SDE++ 2021, inclusief kostenbevindingen. Achtereenvolgens komen de toegepaste werkwijze, de kostenbevindingen en de referentiesystemen aan de orde, gevolgd door de voorgestelde basisbedragen en ten slotte nog een overzicht van openstaande vragen.¹⁶ We gaan in op de volgende categorieën windenergie:

- Wind op land
 - Regulier
 - Hoogtebeperkt
- Wind op waterkeringen
- Wind in meer, water ≥ 1 km²

In de volgende paragraaf bespreken we eerst de uitgangspunten voor de SDE++ 2021.

6.2 Werkwijze

6.2.1 Uitgangspunten en rekenmethode

Voor de SDE++ 2021 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 die 10% lager ligt dan de prijs die gehanteerd was bij de advisering over de basisbedragen SDE+ 2020 (0,0026 euro/kWh).
- Ga voor het referentieproject uit van ashoogtes van ten minste 100 meter als dit opportuun is.
- Basisbedragen bepalen voor een aparte categorie kleinere windmolens die door landelijk beleid een hoogterestrictie hebben.

6.2.2 Windviewer en winddifferentiatie

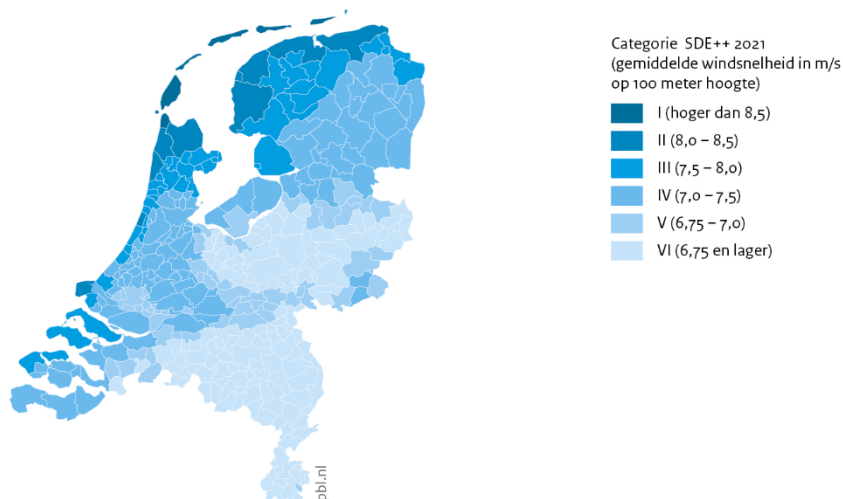
In de SDE+ is tot nu toe gebruikgemaakt van de gemeentegrenzen om de windparken te verdelen in de windcategorieën. Dit blijkt niet altijd representatief voor de gemiddelde windsnelheid voor een windpark, zeker bij grote gemeentes zoals in de Flevopolder. Aanvankelijk was het de bedoeling om hiervoor de Windviewer te gaan gebruiken. Deze Windviewer geeft voor elke locatie in Nederland de gemiddelde windsnelheid weer. Het bleek echter juridisch niet mogelijk om de Windviewer te gebruiken voor het bepalen van de subsidie. De Windviewer kan wel worden gebruikt voor het opstellen van het windopbrengstrapport bij de subsidieaanvraag.

In de consultatie is naar voren gebracht dat het belangrijk is om projecten als een geheel te beoordelen en niet op basis van individuele turbines. Enkele partijen meldden dat de Windviewer in bepaalde gebieden afwijkt van het werkelijke windklimaat. Hier wordt nader onderzoek naar gedaan door RVO.nl.

¹⁶ Prijsinformatie van turbinefabrikanten is nog niet verwerkt.

Figuur 6-1 toont een windkaart gemaakt op basis van de gemiddelde windsnelheid per gemeente.

Figuur 6.1
Gemiddelde windsnelheid per gemeente, 2004 – 2013



Bron: KNMI, CBS, RVO.nl

Ter voorkoming van te hoge rendementen is in het advies, evenals in het advies van vorig jaar, voor de SDE++ een extra categorie voor de winddifferentiatie opgenomen (>8,5 m/s). Hoewel er in Nederland een beperkt aantal gebieden is waar deze windsnelheid wordt bereikt, zijn dit gezochte gebieden voor projectontwikkelaars. Daarom wordt deze windsnelheidscategorie behouden in de uitsplitsing (zie tabel 6-1).

Tabel 6-1. Onderverdeling windsnelheidscategorieën voor windenergie

Categorie SDE++ 2021	Windsnelheid op 100 meter [m/s]	Windsnelheid in basisbedragbepaling
I	> 8,50	8,50 m/s
II	8,00 - 8,50	8,00 m/s
III	7,50 - 8,00	7,50 m/s
IV	7,00 - 7,50	7,00 m/s
V	6,75 - 7,00	6,75 m/s
VI	< 6,75	6,50 m/s

6.2.3 Meegenomen kosten windenergie

Ter verduidelijking van meegewogen kosten binnen de SDE++ is in tabel 6-2 aangegeven welke kosten er wel en niet meegewogen worden in de bepaling van de basisbedragen. De niet meegewogen kosten, die in de praktijk wel ten laste van het project kunnen komen, worden dientengevolge verondersteld uit het projectrendement gehaald te kunnen worden.

Tabel 6-2. Wel en niet meegenomen kosten voor windenergie

Kosten	Groep	Kostencomponent
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
	Variabele operationele kosten	Verwijderingskosten
		Grondkosten
		Garantie- en onderhoudscontracten
	Vaste operationele kosten	Garantie- en onderhoudscontracten
		Verzekeringen: WA, machinebreuk, stilstand
		Netinstandhoudingskosten
		Eigenverbruik
OZB		
Beheer		
		Land- en wegenonderhoud
Niet meegewogen kosten	Project-specifieke kosten	Gebiedsgebonden bijdrage
		Afdrachten (niet bij wet geregeld) aan decentrale overheden
	Keuzes ontwikkelaar	Participatiekosten
	Ontwikkelingskosten	Kosten voorbereidingstraject, inclusief financieringskosten en kosten ten gevolge van juridische procedures

6.2.4 Ashoogte en tiphoogte

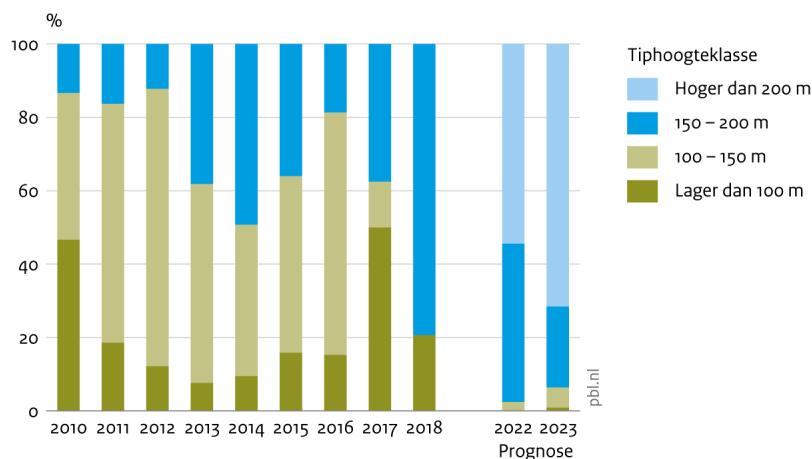
Gezien de toename van de grootte van turbines, heeft het ministerie van EZK gevraagd om voor het referentieproject uit te gaan van ashoogtes van ten minste 100 meter. De windturbines zijn in de afgelopen jaren inderdaad snel groter geworden, waarbij zowel de ashoogte als de rotordiameter toeneemt. In 2020 waren de SDE+-subsidieaanvragen voor projecten die naar verwachting in 2023 in productie komen, grotendeels voor turbines met een tiphoogte hoger dan 200 meter.

Voor de SDE++ 2021 is voor de berekening van het basisbedrag uitgegaan van een ashoogte van minimaal 100 meter om een grens te stellen aan de windturbines die meegenomen worden in de kosten- en batenschattingen in de basisbedragenbepaling. Een maat die ashoogte en rotordiameter koppelt is de tiphoogte: de tiphoogte is gelijk aan de ashoogte plus een halve rotordiameter.

Figuur 6-2 toont de stijging in de tiphoogte van windturbines geïnstalleerd in Nederland, in de periode 2010 tot en met 2018. In deze periode is het aandeel windturbines met een tiphoogte van minder dan 100 meter geleidelijk verminderd. Het aandeel turbines met een tiphoogte tussen 100 en 150 meter piekte in 2012, maar bleef tot en met 2016 veel gekozen. In 2018 zien we een duidelijke voorkeur voor turbines met een tiphoogte van 150 meter of hoger, alhoewel er ook projecten met kleinschalige turbines blijven bestaan.

De verwachting is dat deze klasse van kleiner dan 100 meter in de toekomst verdwijnt, omdat deze niet competitief is met de grotere windturbines en de SDE++-bedragen steeds meer geënt zijn op deze grote machines. Dit wordt ondersteund door de projecten waarvoor in 2018 en 2019 de SDE+-subsidieaanvraag is ingediend.¹⁷ Te zien is dat na 2022 vooral windturbines met een tiphoogte van meer dan 200 meter worden toegepast.

Figuur 6.2
Hoogte van nieuw geplaatste windmolens op land



Bron: PBL, RVO.nl

Ondersteund door onderzoek naar gebieden waar hoogtebeperkingen gelden door nationale wet- en regelgeving (Mast & Pisca 2019), heeft het ministerie van EZK besloten om een nieuwe categorie 'wind op land' te introduceren vanaf najaar SDE++ 2020. Gezien de resultaten van het onderzoek naar landelijke bouwhoogtebeperkingen en de windturbinetrends in de markt, adviseerde het PBL om een reguliere categorie te handhaven die de toenemende tiphoogtetrend volgt, en een hoogtebeperkte categorie te introduceren voor locaties waar deze hoge turbines niet toegepast kunnen worden door geldende nationale wet- en regelgeving.

In dit advies tonen we wat de impact is van deze scheiding in de beschouwde windturbintypes op de berekening van de basisbedragen. Het advies voor de SDE++ 2021 zal dus verdeeld zijn in basisbedragen voor twee categorieën:

- Regulier: windturbines met een tiphoogte > 150 meter
- Hoogtebeperkt: windturbines met een hoogtebeperking van ≤ 150 meter tiphoogte.

¹⁷ Opgesteld vanuit RVO.nl-data voor de SDE+ 2018-najaar en -voorjaarsprojecten, zie: <https://www.rvo.nl/subsidies-regelingen/stimulering-duurzame-energieproductie/feiten-en-cijfers/stand-van-zaken-aanvragen>.

6.3 Kostenbevindingen

6.3.1 Kosten en baten – Wind op land - Reguliere categorie

Investeringskosten: turbineprijzen en meerkosten

Om tot de basisbedragen voor de categorieën voor windenergie op land te komen worden verschillende windturbintypes met bijbehorende investeringen gebruikt (inclusief transport en installatie). In tegenstelling tot vorig jaar zien we geen verdere daling van de turbineprijzen, maar wordt een stijging geconstateerd; de turbineprijzen worden vastgesteld op 805 euro/kW. Door aanpassingen in financieringsparameters en licht stijgende opbrengsten leidt dit niet tot hogere basisbedragen.

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 extra kosten zijn slechts licht gedaald; rekening houdend met inflatie worden deze gelijk gehouden. De geschatte totale investeringskosten komen hiermee uit op een totaalbedrag van 1170 euro/kW.

O&M-kosten: variabele en vaste operationele kosten

De variabele kosten bestaan uit de grondkosten en de kosten voor de garantie- en onderhoudscontracten voor de turbines. In SDE++ 2020 werden de garantie- en onderhoudskosten voor de turbine op 0,0070 euro/kWh vastgelegd, gemiddeld over 20 jaar. Voor de SDE++ 2021 wordt wederom een daling verwacht en worden de onderhoudskosten vastgesteld op 0,0053 euro/kWh gemiddeld over 20 jaar.

Boven op de genoemde turbineonderhoudskosten komen de grondkosten. Sinds de SDE+ 2014 rekenen we op verzoek van het ministerie van EZK met een jaarlijkse verlaging van 10% op de grondkosten (zie uitgangspunten in hoofdstuk 2). In de SDE++ 2020 is gerekend met grondkosten die op 0,0026 euro/kWh liggen. Voor de SDE++ 2021 worden de grondkosten dus verlaagd naar 0,0023 euro/kWh.¹⁸ De totale variabele O&M-kosten komen daarmee voor deze categorie op 0,0076 euro/kWh.

De vaste jaarlijkse kosten betreffen kosten voor WA-verzekering, machinebreukverzekering, stilstandverzekering, netinstandhoudingskosten, eigenverbruik, OZB, beheer en land- en wegenonderhoud. Deze vaste kosten zijn voor SDE++ 2021 geschat op 10,0 euro/kW. Ook dit is een daling ten opzichte van de 11,5 euro/kW vaste kosten van vorig jaar, vooral vanwege een lagere inschatting van de beheerkosten en eigenverbruik. Verder wordt voor de totale onderhoudskosten, inclusief grondkosten, gerekend met een inflatie van 1,5% per jaar.

Overige kosten

Participatiekosten en andere bijkomende kosten van windprojecten, zoals (niet bij wet geregelde) afdrachten aan decentrale overheden, kosten ten gevolge van het voorbereidingstraject (inclusief financieringskosten en kosten ten gevolge van juridische procedures) en tegemoetkomingen aan omwonenden zoals afgesproken in het Klimaatakkoord (Participatiewaai), worden niet meegewogen in de berekening van de productiekosten. Deze kosten worden geacht uit het financiële rendement op eigen vermogen terugverdiend te kunnen worden.

¹⁸ Tijdens de consultatie brachten verschillende partijen naar voren dat de werkelijke kosten in de praktijk hoger zijn door de lange looptijd van de grondcontracten en de toenemende concurrentie.

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 OT-model.¹⁹ Ter ondersteuning wordt een turbinemodel gebruikt. In dit turbinemodel wordt de energieopbrengst voor afzonderlijke turbines berekend met behulp van de specifieke vermogenskromme per windturbine bij de jaargemiddelde windsnelheden. 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 6-3 geeft een overzicht van het aantal vollasturen in de verschillende categorieën.

Tabel 6-3. Overzicht van de vollasturen in de verschillende categorieën

Windsnelheid op 100m	Categorie	Vollasturen SDE++2021		
		Wind op land regulier	Wind op land hoogtebeperkt	Wind op waterkeringen
>8,5 m/s	I	4050	3650	4070
8,0-8,5 m/s	II	3840	3410	3860
7,5-8,0 m/s	III	3510	3080	3550
7,0-7,5 m/s	IV	3150	2760	3200
6,75-7,0 m/s	V	2950	2570	2960
<6,75 m/s	VI	2670	2350	2700

Evenals vorig jaar hebben we gerekend met 13% opbrengstverliezen voor een referentiepark van 50 MW. Deze verliezen ontstaan onder andere door zogverliezen, niet-beschikbaarheid, elektrische verliezen, turbine *performance*, *environmental losses* en *curtailment*.

Bij nieuwe windprojecten wordt veelal gebruikgemaakt van nieuwe types windturbines die bij dezelfde windsnelheden een groter aantal vollasturen realiseren. Dit heeft een substantieel effect op de daling van de basisbedragen.

Technisch-economische parameters

De technisch-economische parameters specifiek voor windenergie staan in tabel 6-4. De onderbouwing van de financiële parameters staan in het conceptadvies *Basisbedragen algemeen SDE++ 2021*.

Tabel 6-4. Technisch-economische parameters wind op land

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2021
Rendement op eigen vermogen	[%]	11,0
Rente lening	[%]	1,0
Vennootschapsbelasting ²⁰	[%]	25,0

¹⁹ PBL-website OT-model: zie: <https://www.pbl.nl/sde>.

²⁰ Tarief vennootschapsbelasting, zie: <https://www.rijksoverheid.nl/onderwerpen/belastingplan/belastingwijzigingen-voor-ondernemers/tarief-vennootschapsbelasting-omlaag>.

Voor de hoogtebeperkte categorie wordt er een onderscheid gemaakt ten opzichte van de reguliere categorie voor de turbineonderhoudskosten en de energieopbrengst. De turbineonderhoudskosten worden vaak opgegeven als een euro/MWh-kostenpost, maar deze kosten dalen naarmate de turbine groter wordt. Voor de hoogtebeperkte categorie, de categorie met een tiphoogte onder of gelijk aan 150 meter, worden de variabele onderhoudskosten verhoogd naar 0,0070 euro/kWh gemiddeld over 20 jaar.

De gemiddelde windsnelheid op ashoogte stijgt naarmate de ashoogte stijgt. Het is dus redelijk om te verwachten dat windturbines die in een reguliere categorie bekeken worden, meer vollasturen halen dan hoogtebeperkte windturbines. De resultaten van het turbinemodel worden gebruikt om een berekening te maken van de basisbedragen en vollasturen voor de reguliere en hoogtebeperkte categorie.

6.3.2 Elektriciteitsprijzen

In de subsidieperiode (de eerste 15 jaar van de economische levensduur) van een windproject 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 de voorgenomen-beleidsraming uit de Klimaat- en Energieverkenning 2020 (PBL 2020), inclusief kosten voor profiel en onbalans van wind op land.

6.4 Beschrijving referentie-installaties

6.4.1 Referentie wind op land

Wij gebruiken voor de berekeningen voor de categorie *Wind op land* evenals vorig jaar voor alle windsnelheidscategorieën een gemiddelde windparkgrootte van 50 MW; deze referentie-grootte is gekozen om zowel recht te doen aan kleinere parken (indicatief 15 MW) als aan de grote RCR-projecten van meer dan 100 MW. Tijdens de consultatie is naar voren gebracht dat er minder grote parken worden gerealiseerd en dat de kostenstructuur van kleinere parken afwijkt van grotere parken. We adviseren voor volgend jaar om hier rekening mee te houden bij het vaststellen van de uitgangspunten.

De technisch-economische parameters staan in tabel 6-5 en tabel 6-6. De kosten voor hoogtebeperkte wind op land zijn op basis van nieuwe inzichten bijgesteld, specifiek voor hoogtebeperkte turbines. Deze zijn daardoor verder bijgesteld dan voor de reguliere categorie wind op land.

Tabel 6-5. Technisch-economische parameters wind op land (regulier)

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2020	Advies SDE++ 2021
Installatiegrootte	[MW]	50,0	50,0
Investeringskosten	[€/kWe]	1140	1170
Vaste O&M-kosten	[€/kWe/jaar]	11,5	11,4
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0092	0,0076
Opslag voor transactie-kosten, basisprijspremie	[€/kWh]	0,0027	0,0027
Totale variabele operati-onele kosten	[€/kWh]	0,0119	0,0103

Tabel 6-6. Technisch-economische parameters wind op land (hoogtebeperkt)

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2020	Advies SDE++ 2021
Installatiegrootte	[MW]	50,0	50,0
Investeringskosten	[€/kWe]	1140	1150
Vaste O&M-kosten	[€/kWe/jaar]	11,5	13,1
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0106	0,0093
Opslag voor transactie-kosten, basisprijspremie	[€/kWh]	0,0027	0,0027
Totale variabele operati-onele kosten	[€/kWh]	0,0133	0,0120

6.4.2 Referentie wind op waterkeringen

Voor de categorie *Wind op waterkeringen* zijn we uitgegaan van windturbines die geplaatst worden binnen de beschermingszones van waterkeringen dan wel binnen de kernzone of binnen de beschermingszone aan de waterkant van een waterkering.

Het plaatsen van een windturbine in deze categorie leidt ten opzichte van de categorie *Wind op land* 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 voor wind op primaire waterkeringen bevinden zich vaak op grotere afstand. Bovendien moeten vaak extra boringen onder het wateroppervlak gedaan worden.

Door de stijging in de turbineprijzen is een aanpassing in de totale investeringskosten gedaan. Voor *Wind op waterkeringen* worden de investeringskosten licht verhoogd naar 1330 euro/kW. Tabel 6-7 toont de technisch-economische parameters voor deze categorie. Deze parameters zijn, op de investeringskosten na, gelijk aan die van de categorie *Wind op land*.

Tabel 6-7 Technisch-economische parameters wind op waterkeringen

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2020	Advies SDE ++ 2021
Installatiegrootte	[MW]	50,0	50,0
Investeringskosten	[€/kWe]	1300	1330
Vaste O&M-kosten	[€/kWe/jaar]	11,5	11,4
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0092	0,0076
Opslag voor transactiekosten, basisprijspremie	[€/kWh]	0,0027	0,0027
Totale variabele operationele kosten	[€/kWh]	0,0119	0,0103

6.4.3 Wind in meer, water $\geq 1 \text{ km}^2$

Voor *Wind in meer, water $\geq 1 \text{ km}^2$* is gerekend met een parkgrootte van 150 MW. Door de grootte van het park zijn de zogverliezen, de effecten van windschaduw, hoger dan bij het referentiepark van 50 MW. In deze categorie wordt gerekend met een totaal van 17% projectverliezen in plaats van de 13% die geldt voor de categorie *Wind op land*. Er is gerekend met een windsnelheid van 8,5 m/s, omdat aangenomen is dat projecten voor *Wind in meer* geplaatst worden in water waarboven een relatief hoge gemiddelde windsnelheid heerst.

Door de stijging in de turbineprijzen is een aanpassing in de totale investeringskosten gedaan; deze zijn licht verhoogd naar 1855 euro/kW.

De garantie- en onderhoudskosten voor de turbines werden constant gehouden op 0,0100 euro/kWh. Hier boven op komen grondvergoedingen van 0,0023 euro/kWh, zodat de totale variabele O&M-kosten op 0,0150 euro/kWh uitkomen. De vaste kosten bestaan uit de verzekeringskosten, netinstandhoudingskosten, kosten voor eigenverbruik, OZB, kosten voor beheer en kosten voor onderhoud van de *Balance of Plant* (BoP). Voor deze categorie zijn de kosten voor het onderhoud van de BoP hoger dan voor *Wind op land*, wat ook geldt voor de verzekeringskosten en de OZB door de hogere investeringskosten. De vaste O&M-kosten worden gesteld op 15,0 euro/kW.

Tabel 6-8 toont de technisch-economische parameters voor deze categorie. Deze parameters wijken af van de parameters gehanteerd voor *Wind op land*, zoals hiervoor is toegelicht.

Tabel 6-8. Technisch-economische parameters wind in meer

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2020	Advies SDE++ 2021
Installatiegrootte	[MW]	150	150
Investeringskosten	[€/kWe]	1840	1855
Vaste O&M-kosten	[€/kWe/jaar]	15,0	15,0
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0126	0,0123
Opslag voor transactiekosten, basisprijspremie	[€/kWh]	0,0027	0,0027
Totale variabele operationele kosten	[€/kWh]	0,0153	0,0150

6.5 Advies basisbedragen

6.5.1 Basisbedragen wind op land - regulier

De uit de aannames en berekeningen resulterende basisbedragen staan in tabel 6-9 . De windsnelheid per gemeente bepaalt de windcategorie voor 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, $\geq 8,00$ m/s en $< 8,50$ m/s*, dan is een basisbedrag van 0,0406 euro/kWh van toepassing voor die turbines.

Tabel 6-9. Basisbedragen wind op land (regulier)

Categorie	Eenheid	Advies SDE++ 2020	Advies SDE++ 2021
Wind op land, $\geq 8,50$ m/s	[€/kWh]	0,040	0,0390
Wind op land, $\geq 8,00$ en $< 8,50$ m/s	[€/kWh]	0,042	0,0406
Wind op land, $\geq 7,50$ en $< 8,00$ m/s	[€/kWh]	0,045	0,0435
Wind op land, $\geq 7,00$ en $< 7,50$ m/s	[€/kWh]	0,048	0,0475
Wind op land, $\geq 6,75$ en $< 7,00$ m/s	[€/kWh]	0,052	0,0501
Wind op land, $< 6,75$ m/s	[€/kWh]	0,056	0,0543

6.5.2 Basisbedragen wind op land – hoogtebeperkt

Voor de hoogtebeperkte turbines staan de resulterende basisbedragen in tabel 6-10. 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. Basisbedragen wind op land (hoogtebeperkt)

Categorie	Eenheid	Hoogtebeperkt Advies SDE++ 2020	Hoogtebeperkt Advies SDE++ 2021
Wind op land, $\geq 8,50$ m/s	[€/kWh]	0,045	0,0444
Wind op land, $\geq 8,00$ en $< 8,50$ m/s	[€/kWh]	0,047	0,0467
Wind op land, $\geq 7,50$ en $< 8,00$ m/s	[€/kWh]	0,052	0,0505
Wind op land, $\geq 7,00$ en $< 7,50$ m/s	[€/kWh]	0,055	0,0550
Wind op land, $\geq 6,75$ en $< 7,00$ m/s	[€/kWh]	0,059	0,0583
Wind op land, $< 6,75$ m/s	[€/kWh]	0,063	0,0627

6.5.3 Basisbedragen wind op waterkeringen

De resulterende basisbedragen voor *Wind op waterkeringen* staan in tabel 6-11. Evenals voor 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 6-11. Basisbedragen wind op waterkeringen

Categorie	Eenheid	Advies SDE++ 2020	Advies SDE++ 2021
Wind op waterkering, $\geq 8,50$ m/s	[€/kWh]	0,043	0,0424
Wind op waterkering, $\geq 8,00$ en $< 8,50$ m/s	[€/kWh]	0,046	0,0442
Wind op waterkering, $\geq 7,50$ en $< 8,00$ m/s	[€/kWh]	0,049	0,0472
Wind op waterkering, $\geq 7,00$ en $< 7,50$ m/s	[€/kWh]	0,052	0,0514
Wind op waterkering, $\geq 6,75$ en $< 7,00$ m/s	[€/kWh]	0,057	0,0548
Wind op waterkering, $< 6,75$ m/s	[€/kWh]	0,061	0,0592

6.5.4 Basisbedragen wind in meer, water ≥ 1 km²

Het resulterende basisbedrag voor *Wind in meer*, ≥ 1 km² staat in tabel 6-12. Evenals voor de andere windenergiecategorieën geldt er een projectspecifieke vollasturencap. Voor *Wind in meer* is géén winddifferentiatie van toepassing, aangezien er verwacht wordt dat wind-in-meerprojecten alleen in de windrijkere delen van Nederland ontwikkeld worden.

Tabel 6-12. Overzicht basisbedrag wind in meer

	Eenheid	Advies SDE+ 2020	Advies SDE++ 2021
Basisbedrag SDE++ 2021	[€/kWh]	0,059	0,0590

7 Geothermie

7.1 Inleiding

In dit hoofdstuk bespreken we de bevindingen over de categorieën gerelateerd aan geothermie. We maken hierbij onderscheid tussen de volgende categorieën:

- Ondiepe geothermie (geen basislast)
- Ondiepe geothermie (basislast)
- Diepe geothermie (basislast)
- Diepe geothermie warmte (geen basislast)
- Ultradiepe geothermie
- Diepe geothermie (uitbreiding)

7.1.1 Wijzigingen ten opzichte van het conceptadvies

Voor ondiepe en diepe geothermie zijn wijzigingen doorgevoerd ten opzichte van het eindadvies SDE+ 2020. Enerzijds is een wijziging doorgevoerd in de afbakening van ondiepe en diepe geothermie (dieptegrens). De voorgestelde afbakening voor ondiepe geothermie is het diepte-interval van 500 meter tot een diepte van 1500 meter. Voor de bovengrens wordt conform de uitgangspunten voor dit SDE++ 2021-advies de wettelijke grens uit de Mijnbouwwet van 500 meter gevolgd (zie ook tekstkader 7.1). De afbakening van de ondergrens is in dit advies aangepast ten opzichte van het eindadvies voor SDE+ 2020, waarin geadviseerd werd de ondergrens van ondiepe geothermie af te bakenen op de 'onderzijde Noordzee Groep'. De nieuwe voorgestelde afbakeningsgrens is gekozen op 1500 meter. De maximale productietemperatuur bedraagt hierdoor ongeveer 55 °C, wat een geschikte temperatuur is voor verdere opwaardering met een warmtepomp tot een bruikbaar niveau van bijvoorbeeld 70-75 °C voor voeding aan een bestaand of nieuw warmtenet.

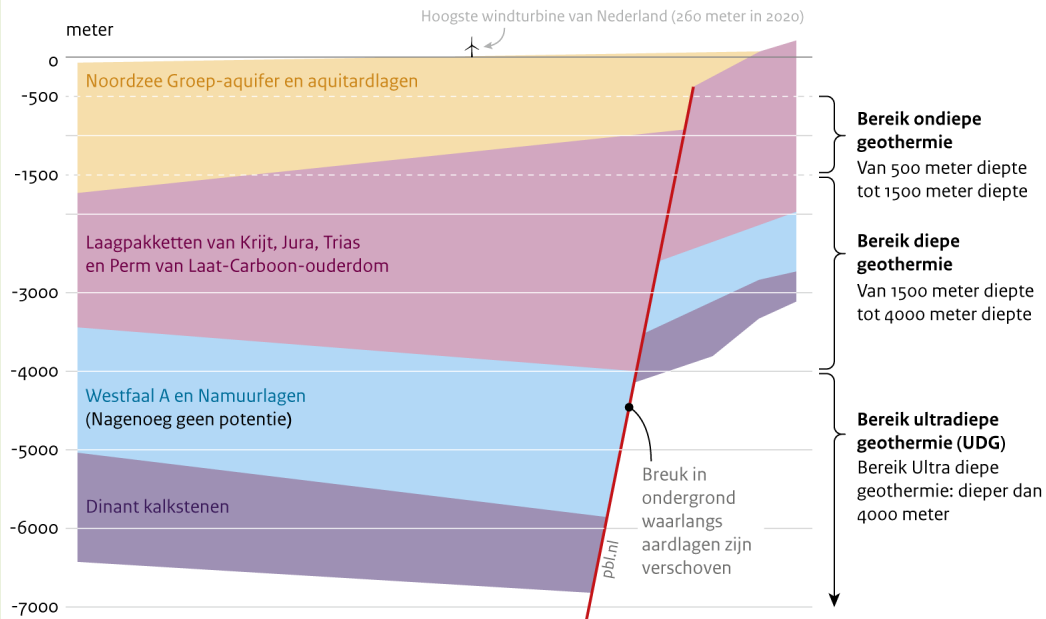
De aanpassing van de definitie van de ondergrens is geïnitieerd door nieuwe inzichten in boorkosten voor het doorboren van en het completeren van een put in de ongeconsolideerde sedimenten van de Noordzee Groep, maar ook doordat marktpartijen informatie aangeleverd hebben waaruit blijkt dat de afbakening uit het eindadvies SDE++ 2020 kan leiden tot een lagere realisatiegraad van ondiepe geothermieprojecten in Nederland. De nieuwe inzichten in de boorkosten en completeren geven aan dat de eerder aangenomen kosten voor het boren in de formatielaag 'Noordzee Groep' in werkelijkheid niet anders zijn dan die van diepe geothermie. Hierdoor vallen de boorkosten voor ondiepe geothermie nu in dezelfde orde van grootte als voor diepe geothermie.

Anderzijds zijn er ook wijzigingen doorgevoerd voor de kosten. Zo zijn er kosten voor extra veiligheidseisen (met name dubbelwandige buizen) opgenomen. Tevens zijn extra kosten opgenomen voor boorkosten in de gebouwde omgeving (ondiepe geothermie, geen basislast), waarbij extra maatregelen opgenomen zijn voor vermindering van de (geluids)overlast tijdens het boorproces.

Voor ondiepe geothermie is voor de referentiecasse de boordiepte gewijzigd naar 1000 meter en is verder het doubletvermogen naar boven bijgesteld. Op basis van de marktconsultatieronde blijkt dat voor de referentiecasse 8 MW_{th} representatiever is dan de eerder aangenomen waarde van 3,8 MW_{th}. Hiernaast is voor ondiepe geothermie de COP van de warmtepomp aangepast.

Figuur 7.1

Opbouw aardlagen in Nederland



Bron: PBL

- **Ondiepe geothermie**

Ondiepe geothermie wordt in dit eindadvies SDE++ 2021 gedefinieerd als het winnen van aardwarmte uit aardlagen vanaf 500 meter diep tot een diepte van 1500 meter. Vooralnog betreffen dit hoofdzakelijk 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. Vooralnog betreffen dit hoofdzakelijk laagpakketten behorend tot Rijnland, Schieland, Onder Germaanse Trias, Boven Rotliegend Groep en mogelijk gesteentepakketten uit de Chalk, Zechstein en Limburg Groep. Afhankelijk van de locatie in Nederland liggen de laagpakketten typisch voor ultradiepe geothermie (UDG) ook ondieper en vallen zij derhalve ook in deze categorie.

- **Ultradiepe geothermie**

Ultradiepe geothermie wordt gedefinieerd als het winnen van warmte uit laagpakketten die vanaf en dieper dan 4000 meter liggen. Vooralnog zijn dat gesteentepakketten van Vroeg-Carboon (Dinant kalksteen) en Devoon ouderdom.

7.2 Beschrijving referentie-installaties

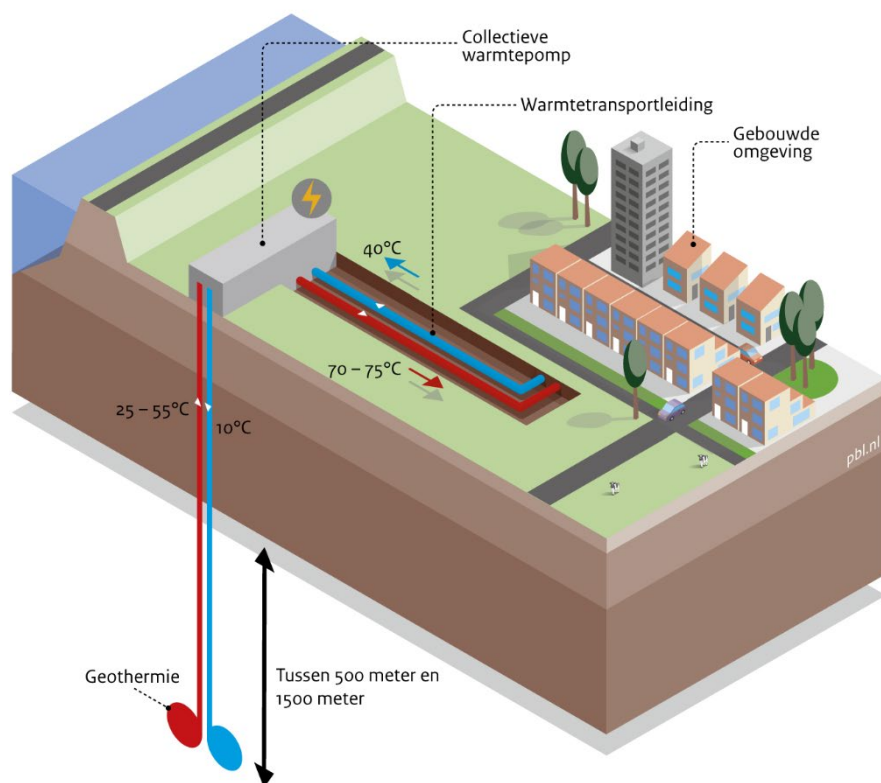
7.2.1 Ondiepe geothermie (geen basislast)

In lijn met het eindadvies SDE++ 2020 wordt voorgesteld deze categorie op te nemen in de SDE++-regeling. Bij ondiepe geothermie (OGT) wordt aardwarmte onttrokken aan ondiepere formatielagen. In lijn met de meegegeven uitgangspunten voor de SDE++-regeling 2021 wordt hier ook een dieptegrens vanaf 500 meter aangehouden, in lijn met 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.

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. Opslagsystemen (zoals WKO en andere seizoensopslagsystemen) zijn expliciet uitgesloten onder deze categorie. 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. Dit maakt dat voor deze categorie de hoeveelheid afgegeven warmte na de warmtepomp leidend is, en niet de aan de bodem onttrokken warmte. Daarnaast geldt voor de collectieve warmtepomp een minimaal warmteafgiftevermogen van 500 kW_{th}.

OGT 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 elk 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 hogetemperatuurwarmte wordt geleverd aan de afnemers. De geothermische putten van OGT-systemen kunnen geothermische warmte winnen via verticale, maar ook via meer horizontaal geboorde putten.

Figuur 7.2
Ondiepe geothermie (OGT) met collectieve warmtepomp



Bron: PBL, TNO, DNV-GL

Voor de referentiecasi voor het eindadvies SDE++ 2021 gaan we uit van een doublet met verticale putten en een collectieve warmtepomp die een temperatuurniveau van 70-75 °C levert. De hier vermelde gegevens zijn gebaseerd op literatuurgegevens 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 (Schepers et al. 2018), waarbij aangegeven wordt dat ondiepe geothermie een belangrijke aanbieder kan zijn van duurzame warmte in stedelijk gebied.

Als boordiepte voor de referentie-installatie wordt 1000 meter verondersteld (dit valt in het midden van het bereik van ondiepe geothermie, namelijk tussen 500 en 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 7-1 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.

Vergeleken met het vorige advies zijn de technisch-economische parameters van de gehele referentie-installatie gewijzigd naar een installatie op 1000 meter in plaats van op 750 meter. Dit heeft niet enkel invloed op het thermisch vermogen, maar ook op de kostenparameters waarbij met name de boorkosten gelijkgesteld zijn aan die van diepe geothermie. Er zijn nu ook kosten opgenomen voor veiligheidseisen (bijvoorbeeld dubbelwandige buizen).

Tabel 7-1. Technisch-economische parameters ondiepe geothermie (geen basislast)

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2020	Advies SDE++ 2021
Thermisch outputvermogen	[MW _{th}]	3,8	8,0
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	3500	3500
Elektriciteitsverbruik	[MWh/jaar]	4258	7572
Investeringskosten	[€/kW _{th}]	1259	2075
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th} /jaar]	125	110,8
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0019	0,0019

Ook de variant van OGT met horizontaal geboorde leidingen is doorgerekend op basis van literatuurgegevens. Voor een installatie op dezelfde diepte is de investeringskost 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 binnen de spreiding van de onderzochte projecten. Daarom zien we onvoldoende basis om voor horizontaal geboorde OGT een aparte categorie open te stellen; horizontaal geboorde OGT-projecten vallen binnen de hier beschreven categorieën voor ondiepe geothermie.

7.2.2 Ondiepe geothermie (basislast)

Deze categorie verschilt van de vorige categorie 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 dezelfde als die van de OGT-installatie, geen basislast. Opslagsystemen (zoals WKO en andere seizoensopslagsystemen) vallen niet onder deze categorie. Vergeleken met het vorige advies zijn de technisch-economische parameters van de gehele referentie-installatie gewijzigd naar een installatie op 1000 meter in plaats van op 750 meter. Dit heeft niet enkel invloed op het thermisch vermogen, maar ook op de kostenparameters waarbij met name de boorkosten gelijkgesteld zijn aan die van diepe geothermie. Er zijn nu ook kosten opgenomen voor veiligheidseisen (bijvoorbeeld dubbelwandige buizen).

Tabel 7-2. Technisch-economische parameters ondiepe geothermie (basislast)

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2020	Advies SDE++ 2021
Thermisch outputvermogen	[MW _{th}]	3,8	8,0
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	6000	6000
Elektriciteitsverbruik	[MWh/jaar]	7299	12981
Investeringskosten	[€/kW _{th}]	1259	2000
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th} /jaar]	192	168
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0019	0,0019

7.2.3 Diepe geothermie (basislast)

Deze categorie is representatief voor het toepassingsgebied van een groot aantal geothermische projecten, met name 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 separaat wordt toegelicht in paragraaf 7.2.4.

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 *Verlaten olie- of gasputten dienend als geothermisch doublet* bleek uit het advies voor de SDE+ 2019 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.

Uit de kostenbevindingen valt af te leiden dat de economische parameters tussen projecten $< 20 \text{ MW}_{\text{th}}$ en $> 20 \text{ MW}_{\text{th}}$ 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 O&M-kosten hebben. Een reden voor dit laatste kan zijn dat deze projecten vaak een warmtepomp bevatten waardoor de stroomkosten toenemen.

Er zijn nu ook kosten opgenomen voor veiligheidseisen (dubbelwandige buizen). De herziening van de COP heeft ertoe geleid dat het stroomverbruik toeneemt, en dus ook de vaste O&M-kosten waarin de stroomkosten verwerkt zijn.

Tabel 7-3. Technisch-economische parameters diepe geothermie (basislast)

Parameter	Eenheid	< 20 MW _{th}		≥ 20 MW _{th}	
		Advies	Advies	Advies	Advies
		SDE++ 2020	SDE++ 2021	SDE++2020	SDE++ 2021
Thermisch outputvermogen	[MW _{th}]	12	13	24	23
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	6000	6000	6000	6000
Elektriciteitsverbruik	[MWh/jaar]	3125	3515	8395	6830
Investeringskosten	[€/kW _{th}]	1360	1646	860	1062
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th} /jaar]	91	101	128	129
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0019	0,0019	0,0019	0,0019

7.2.4 Diepe geothermie warmte (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 warmtekoelopslag en andere seizoensopslagsystemen) vallen niet onder deze categorie. De dieptegrensafbakening voor deze categorie is gelijk aan die voor de categorie *Diepe geothermie (basislast)*. Een geothermieproject dat warmte levert aan een warmtenet in de gebouwde omgeving kent minder vollasturen per jaar dan een geothermisch project dat zijn warmte levert aan de glastuinbouwsector.²¹ Om hiervoor een verschil te maken wordt deze categorie *Diepe geothermie warmte (geen basislast)* geadviseerd. De technisch-economische parameters voor de gebruikte referentie binnen deze categorie zijn weergegeven in tabel 7-4.

Vergeleken met het SDE++ eindadvies 2020 is het vermogen toegenomen, terwijl de COP ongeveer gelijk blijft in voorliggend advies, wat leidt tot een hoger stroomverbruik. De bijbehorende hogere stroomkosten zijn deels terug te vinden in hogere operationele kosten, een ander deel van de toename hiervan is te wijten aan andere kostenposten.

Tabel 7-4. Technisch-economische parameters diepe geothermie warmte (geen basislast)

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2020	Advies SDE++ 2021
Thermisch outputvermogen	[MW _{th}]	13	14
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	3500	3500
Elektriciteitsverbruik	[MWh/jaar]	3277	3602
Investeringskosten	[€/kW _{th}]	1523	1809
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th} /jaar]	105	124
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0019	0,0019

De technisch-economische parameters zijn gebaseerd op een kleine projectpopulatie en daardoor gevoelig voor updates voor de jaarlijkse adviezen over de basisbedragen. Er zijn nu ook kosten opgenomen voor veiligheidseisen (dubbelwandige buizen).

²¹ Er is uitgegaan van een zogenoemd badkuippatroon in het warmtevraagprofiel van de referentiecasi (hoge warmtevraag in de wintermaanden, en een beduidend lagere vraag tijdens de zomermaanden). Dit leidt ertoe dat de referentie geothermische installatie voor 'geen basislastprojecten' 3500 vollasturen maakt. Uit de marktconsultatie kwamen signalen dat in bestaande grote stedelijke warmtenetten geothermie met een hoog aantal vollasturen (6000 à 7000 uur op jaarbasis), dus als basislast, ingezet kan worden. Hiertoe is echter de categorie *Diepe geothermie (basislast)* geschikt.

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%) 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.

7.2.5 Ultradiepe geothermie

In lijn met het eindadvies SDE++ 2020 zijn 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 á 140 °C is ook de rationale om voor deze UDG-categorie voor een minimale diepte van 4000 meter te kiezen.

Beneden de 4000 meter zien we de kalksteenlagen in het Dinantien, samen met andere breukgerelateerde lithostratigrafische lagen, vooralsnog als het enige potentieel interessante aquifergesteente. Als zodanig is de 4000 meter ook te zien als een stratigrafische (gesteentelaag) begrenzing voor het overgrote deel van Nederland.

Deze categorie richt zich op toepassingen voor met name industriële processen en wordt gekenmerkt door de grotere boordiepte van het geothermisch doublet en de hogere onttrekkingstemperatuur (> 120 á 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 van $8\frac{1}{2}$ 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.

Tot en met het voorjaar van 2018 zijn er geen projecten aangevraagd die werkelijk onder deze categorie vallen. Het *UDG Green Deal*-onderzoeksproject als ondersteuning voor toekomstige exploratie naar de dieper dan 4000 meter gelegen potentiële geothermische reservoirs zou op termijn meer uitsluitsel kunnen geven over verwachte vermogens en kosten voor een UDG-project. Ook kunnen er geen gefundeerde herberekeningen voor deze categorie afgeleid worden uit de recente ervaringen van projecten tot 4000 meter.

Tabel 7-5 geeft de technisch-economische parameters weer voor de mogelijke referentiecasi van deze categorie, met een boordiepte van 4000 meter en een bronvermogen van 17 MW_{th}. Enkel de COP, en dus het stroomverbruik, is aangepast ten opzichte van het eindadvies SDE++ 2020. Er zijn nu ook kosten opgenomen voor veiligheidseisen (dubbelwandige buizen).

Tabel 7-5. Technisch-economische parameters ultradiepe geothermie

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2020	Advies SDE++ 2021
Thermisch outputvermogen	[MW _{th}]	17	17
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	7000	7000
Elektriciteitsverbruik	[MWh/jaar]	5768	5561
Investeringskosten	[€/kW _{th}]	2509	2717
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th} /jaar]	107	107
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0076	0,0076

7.2.6 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 kunnen 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 vermogensverlies plaatsvindt.

De dieptegrensafbakening voor deze categorie is gelijk aan die voor de categorie *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 referentiecasi is het extra vermogen, gerealiseerd door inzet van een derde put, gebaseerd op SDE+-aanvragen en de theoretische rekenmodellen. Op basis van deze gegevens is het mogelijk dat er een verdubbeling van het vermogen gerealiseerd wordt door het in gebruik nemen van een derde put bij een bestaand doublet.

De OPEX 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 7-6 geeft de technisch-economische parameters weer voor de referentiecasi 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 SDE+-aanvragen. Het aantal vollasturen voor deze categorie is gelijkgesteld aan het aantal vollasturen bij de categorie *Diepe geothermie (basislast)*. Er zijn nu ook kosten opgenomen voor veiligheidseisen (dubbelwandige buizen). De andere parameters zijn niet gewijzigd ten opzichte van het SDE++-eindadvies van 2020.

Tabel 7-6. Technisch-economische parameters diepe geothermie (uitbreiding)

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2020	Advies SDE++ 2021
Thermisch outputvermogen	[MW _{th}]	16	16
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	6000	6000
Elektriciteitsverbruik	[MWh/jaar]	4118	4326
Investeringskosten	[€/kW _{th}]	433	544
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th} /jaar]	115	115
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0019	0,0019

7.2.7 Advies basisbedragen

In onderstaande tabel zijn de basisbedragen weergegeven.

Tabel 7-7. Overzicht basisbedragen

Categorie	Advies SDE++ 2020 €/kWh	Advies SDE++ 2021 €/kWh
Ondiepe geothermie (geen basislast)	0,081	0,1044
Ondiepe geothermie (basislast)	0,060	0,0705
Diepe geothermie < 20 MW _{th} (basislast)	0,044	0,0518
Diepe geothermie > 20 MW _{th} (basislast)	0,041	0,0455
Diepe geothermie warmte (geen basislast)	0,083	0,0997
Ultradiepe geothermie	0,065	0,0694
Diepe geothermie (uitbreiding)	0,031	0,0331

8 Verbranding en vergassing van biomassa

8.1 Inleiding

In dit hoofdstuk behandelen we de basisbedragen voor hernieuwbare energie in de SDE++ 2021 voor categorieën voor verbranding en vergassing van biomassa:

- Biomassavergassing
- 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 stoom uit houtpellets ≥ 5 MW_{th}
- Ketel warmte uit houtpellets ≥ 10 MW_{th}
- Directe inzet van houtpellets voor industriële toepassingen
- Levensduurverlenging van bestaande installaties kleinschalige verbranding
- Kippenmestverbranding 0,5-1 MW_{th}

8.2 Gehanteerde prijzen voor verbranding en vergassing van biomassa

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 en pluimveemest als referentie gebruikt. Voor vloeibare biomassa wordt dierlijk vet als prijsreferentie aangehouden. Tabel 8-1 toont een overzicht van deze verschillende referenties voor biomassa als brandstof. Een nadere toelichting op de componenten in de tabel volgt in de subparagrafen.

Tabel 8-1. Gehanteerde biomassaprijzen SDE++ 2020, in actuele prijzen tenzij anders aangegeven

Biomassa voor verbranding en vergassing	Energie-inhoud [GJ/t]	Prijs [€/t]	Referentieprij SDE++ 2021 [€/GJ]	Referentieprij SDE+ 2020 [€/GJ]	Referentieprij SDE+ 2014** [€/2014/GJ]	Referentieprij SDE+ 2014** [€/2019/GJ]
Vaste biomassa						
Houtsnippers	11	65	5,9	-	-	-
Snoei- en dunningshout	9	45	5,0	5,0	5,3	5,5
Houtpellets, ketels	17	180	10,6	10,6	<i>n.v.t.*</i>	<i>n.v.t.*</i>
B-hout	13	0	0,0	0,0	2,2	2,3
Pluimveemest	14,1	0	0,0	-	-	-
Vloeibare biomassa						
Dierlijk vet	39	552	14,2	14,6	15,4	15,9

* 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.

** De referentieprij uit 2014 wordt hier getoond, omdat deze prijs conform de uitgangspunten van het ministerie van EZK als maximaal subsidiabele biomassaprijs gezien wordt.

8.2.1 Vaste biomassa

Houtsnippers naast snoei- en dunningshout

In vorige jaren is er slechts één kwaliteitssoort meegenomen, te weten snoei- en dunningshout. Het vooruitzicht van aanscherping van de emissiegrenswaarden voor bioketels zorgt er echter voor dat de meeste kleine ketels op basis van snoei- en dunningshout niet aan deze grenswaarden kunnen voldoen, ook niet met algemeen beschikbare aanvullende technieken. Daarom worden in het advies naast snoei- en dunningshout ook houtsnippers opgenomen als een biomassasoort.

Houtsnippers

Snoei- en dunningshout is met verscherpte emissiegrenswaarden niet langer de juiste referentie voor kleine ketels. Derhalve wordt voor de categorie *Ketels op vaste of vloeibare biomassa 0,5-5 MW_{th}* gekozen voor schone houtsnippers als grondstof. Deze 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 typisch liggen tussen 35 en 55% vocht. In het advies rekenen we met een vochtgehalte van 35%, overeenkomstig het vochtgehalte dat bijvoorbeeld gehanteerd wordt in de C.A.R.M.E.N.-database. De prijs is seizoens- en regiogevoelig en heeft de afgelopen jaren in Noord-Duitsland een variatie laten zien van tussen ongeveer 5 en 7 euro/GJ. Op basis van Nederlandse gegevens zien we prijzen van typisch 75-80 euro/t bij 25% vocht (13 GJ/t), 60-70 euro/t bij 35% vocht (11 GJ/t) en 45-60 euro/t bij 45% vocht (9 GJ/t). In het advies hanteren we een prijs van 65 euro/t bij 35% vocht (11 GJ/t), wat een specifieke prijs van 5,9 euro/GJ oplevert.

Snoei- en dunningshout

Ook voor ketels met een vermogen van 5 MW_{th} of meer wordt voorzien in strengere emissielimietwaarden. Deze limietwaarden zijn te bereiken met aanvullende technische maatregelen en dus blijft het technisch mogelijk om de emissielimietwaarden te bereiken met snoei- en

dunningshout als brandstof. Derhalve wordt net als andere jaren voor de categorie *Ketels op vaste of vloeibare biomassa $\geq 5 MW_{th}$* 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. Op basis van beschikbare gegevens wordt geconcludeerd dat het goed mogelijk is om snoei- en dunningshout te contracteren voor een prijs van 4,5-5 euro/GJ. In het advies hanteren we een prijs van 45 euro/t, oftewel 5 euro/GJ, overeenkomstig het advies uit voorgaande jaren.

Houtpellets

Voor de categorieën *Ketel stoom uit houtpellets*, *Ketel warmte uit houtpellets $\geq 10 MW_{th}$* en *Directe inzet van houtpellets voor industriële toepassingen* wordt voor de biomassabrandstof uitgegaan van schone, witte houtpellets met een stookwaarde van 17 GJ/t. Dit zijn industriële houtpellets. De kosten zijn net als vorig jaar vastgesteld op 178 euro/t voor levering bij de industriële gebruiker.

De eerste kostencomponent is 158 euro/t voor de prijs CIF ARA. Hierbij wordt ervan uitgegaan dat de pellets worden aangevoerd vanuit de Verenigde Staten, Zuid-Europa of de Baltische Staten. Eventuele valutarisico's zijn hierbij afgedekt. In het algemeen wordt de prijs gebaseerd op input verkregen vanuit de markt en vanuit openbare bronnen zoals de Argus-index (actuele spotprijzen) en op basis van typische prijzen voor langetermijncontractering. In het voorjaar zagen we reeds dat de spotmarktprijzen lager waren dan die van vorig jaar, en dit blijkt nog steeds zo te zijn. Dit is met name het geval voor pellets uit Noord-Amerika, waar verschillen tot wel zo'n 40 euro/t afgelezen kunnen worden. De spotmarktprijzen voor pellets uit Europa zijn vergelijkbaar met die uit dezelfde periode van vorig jaar. Termijnprijzen zijn vergelijkbaar (Europa) of beperkt lager (5-10 euro/t, CIF ARA). Langetermijncontracten hanteren een typische indexatie van 1-2,5% per jaar, afhankelijk van de contractvoorwaarden. Dit alles overwegende wordt gekozen om de prijs gelijk te stellen aan die van vorig jaar.

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

Bedrijven dienen aan te tonen dat de gebruikte houtpellets voldoen aan de door de Rijksoverheid vastgelegde duurzaamheidscriteria. Een opslag voor duurzaamheidscertificering is, voor zover dit géén onderdeel is van de reeds bestaande houtpelletprijs, gehandhaafd op 2 euro/t. Dit wordt meegenomen als een certificeringsopslag. Voor andere biomassasoorten is geen opslag toegepast, aangezien deze alleen hoeven te voldoen aan de op Europees niveau vastgestelde duurzaamheidseisen uit de Europese Renewable Energy Directive (REDII).

B-hout

B-hout is sloophout met een geringe mate van vervuiling, bijvoorbeeld doordat het niet 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 creëert op de B-houtmarkt en omdat verbranden in een AVI het alternatief is, wordt voornamelijk vastgehouden aan een prijs van 0 euro/t voor B-hout.

Pluimveemest

Pluimveemest kent als afvalstof uit pluimveestallen een negatieve prijs. In de huidige markt zijn afvoerprijzen voor natte mest van circa 6-9 euro/t gebruikelijk. Deze mest wordt vervolgens op de boerderij gedroogd. Na droging heeft de mest een calorische waarde van ongeveer 14,1 GJ/t. Het grootste deel van deze mest wordt geëxporteerd en een kleiner deel wordt vervolgens gebruikt als brandstof in een verbrandingsketel. Deze ketel is gekoppeld aan de droger. De droger wordt niet meegenomen in de berekening van het basisbedrag, en de kosten van de droger worden gedragen door de vermeden afvoerkosten van de natte mest en de opbrengsten uit de gedroogde mest. Derhalve wordt in het advies gerekend met een mestprijs van 0 euro/t voor de mest die de ketel in gaat.

8.2.2 Vloeibare biomassa

Uit de analyses die in de afgelopen jaren uitgevoerd zijn blijkt dat voor gerealiseerde projecten dierlijke vetzuren gecontracteerd kunnen worden tegen een prijs van rond de 500 euro/t (intern tarief). Net als voorgaande jaren houden we rekening met een prijs van 500 euro/t en beschouwen we een vijfjarig gemiddelde. Dit levert een prijs van 514 euro/t.²² 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. Pyrolyse-olie is niet meegenomen in deze analyse.

Alle bovengenoemde bedragen zijn zonder accijns, maar per 1 juli 2017 is de accijnsvrijstelling op vloeibare biomassa voor verwarmingsdoeleinden opgeheven. Signalen uit de markt duiden erop dat de Belastingdienst in specifieke gevallen rekent met het tarief dat hoort bij zware stookolie, maar onduidelijk is of dit in alle gevallen wordt gedaan. Om een gelijk speelveld te creëren, wordt echter net als vorig jaar geadviseerd het accijnstarief van zware stookolie te hanteren, wat neerkomt op een bedrag van 0,03776 euro/kg, oftewel 37,76 euro/t. Daaruit volgt een nettobiomassaprijs van 552 euro/t.

8.2.3 Biomassavergassing

Een bio-SNG-centrale voor groengasproductie door vergassing bestaat uit drie onderdelen: een installatie voor vergassing, gasreiniging en gasopwaarderling. 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 opgevaardeerd 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. Dit is gelijkgesteld aan de schaal van vorig jaar. Er wordt hierbij uitgegaan van een grootschalig commercieel project. Het energetisch rendement van vergassing naar bio-SNG is gesteld op 65%. Dit rendement is eveneens gelijkgesteld aan het advies van vorig jaar.

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 zorgt voor een complexe productie-installatie.

Vorig jaar zijn de investeringskosten bepaald op 2700 euro/kW output. Dit bedrag omvat vergassing, reiniging, opwaarderling en invoeding in het gasnet. Ten opzichte van de goedkoopste technieken werd dit als een beperkte bijstelling gezien. Op basis van de nieuwste inzichten en ontwikkelingen worden de investeringskosten verlaagd naar 2500 euro/kW

²² Dit is het gemiddelde van de prijzen van de afgelopen 5 jaar, te weten 514 euro/t = (600 + 470 + 500 + 500 + 500) euro/t / 5.

output. De O&M-kosten worden beperkt verlaagd tot 165 euro/kW/jaar output, zoals ook weergegeven is in tabel 8-2 voor de technisch-economische parameters. In tabel 8-3 is het basisbedrag weergegeven in het geval de centrale bedreven wordt op snoei- en dunningshout.

Tabel 8-2. Technisch-economische parameters vergassing van biomassa

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2020	Advies SDE++ 2021
Referentie grootte	[MW input]	32	32
Vollasturen	[uur/jaar]	7500	7500
Investeringskosten	[€/kW output]	2700	2500
Vaste O&M-kosten	[€/kW output/jaar]	190	165
Variabele O&M-kosten	[€/kWh output]	0,0072	0,0072
Energie-inhoud substraat	[GJ/t]	9	9
Grondstofkosten	[€/t]	45	45

Tabel 8-3. Overzicht subsidieparameters vergassing van biomassa

	Eenheid	Advies SDE+ 2020	Advies SDE++ 2021
Basisbedrag	[€/kWh]	0,100	0,0944
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12

Daarnaast is er een mogelijkheid dat de centrale bedreven wordt op B-hout. In tabel 8-4 en tabel 8-5 staan respectievelijk de technisch-economische parameters en het basisbedrag in het geval de centrale bedreven wordt op B-hout.

Tabel 8-4. Technisch-economische parameters vergassing van B-hout

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2020	Advies SDE++ 2021
Referentie grootte	[MW input]	32	32
Vollasturen	[uur/jaar]	7500	7500
Investeringskosten	[€/kW output]	2700	2500
Vaste O&M-kosten	[€/kW output/jaar]	190	165
Variabele O&M-kosten	[€/kWh output]	0,0072	0,0072
Energie-inhoud substraat	[GJ/t]	13	13
Grondstofkosten	[€/t]	0	0

Tabel 8-5. Overzicht subsidieparameters vergassing van B-hout

	Eenheid	Advies SDE+ 2020	Advies SDE++ 2021
Basisbedrag	[€/kWh]	0,073	0,0680
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12

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

In verband met verwachte strengere emissiegrenswaarden voor de vermogensklassen 0,5-1 MW_{th} (biomassa-input) en 1-5 MW_{th} (biomassa-input), worden in deze categorie twee doorrekeningen voorgesteld. Deze doorrekeningen betreffen een vermogensklasse van 0,5-1 MW_{th} en een vermogensklasse van 1-5 MW_{th}. In beide doorrekeningen wordt gerekend met een gemiddeld aantal vollasturen van 3000 uur.

Er bestaat onduidelijkheid in hoeverre de in de uitgangspunten genoemde conceptemissie-eisen 2022 in de praktijk haalbaar zijn. Naar verwachting zullen deze emissie-eisen mogelijk slechts beperkt haalbaar zijn met aanvullende (innovatieve) technieken in combinatie met verbeterde brandstofkwaliteit. Er wordt daarom verder gerekend met de meest kosteneffectieve generiek toepasbare technieken in combinatie met hogere brandstofkwaliteit. Het is nog onduidelijk in hoeverre dit zijn weerslag gaat hebben op de ontwikkelingsgraad van nieuwe projecten.

Ketel met een vermogen van 0,5-1 MW_{th}

De referentie-installatie voor de vermogensklasse 0,5-1 MW_{th} is een heetwaterketel met een verbrandingsrooster waar schone houtsnippers ingezet worden als referentiebrandstof. Er is rekening gehouden met investeringen die nodig zijn om aan de verwachte emissie-eisen te kunnen voldoen. Het is reeds huidige praktijk voor dit type ketels (standaardketels) om een cycloon en een eenvelds elektrostatisch filter te installeren. Om te kunnen voldoen aan de nieuwe eisen, is een eenvelds elektrostatisch filter niet meer voldoende en dient rookgasrecirculatie en een meervelds elektrostatisch filter geïnstalleerd te worden. Het referentievermogen voor de ketel 0,5-1 MW_{th} is gezet op 800 kW_{th} output. Rekening houdend met een referentie op basis van schone houtsnippers (35% vocht) en de aanvullende emissiereducerende maatregelen wordt het investeringsbedrag dit jaar gesteld op 450 euro/kW_{th} output. De vaste O&M-kosten worden gesteld op 25 euro/kW_{th}/jaar output. Dit is 1 €euro/kW_{th} output hoger dan vorig jaar als gevolg van het extra onderhoud. De variabele O&M-kosten zijn ongewijzigd en worden daarom gelijkgesteld aan die van vorig jaar op 0,0033 euro/kWh_{th} output.

Ketel met een vermogen van 1-5 MW_{th}

De referentie-installatie voor de vermogensklasse 1-5 MW_{th} is eveneens een heetwaterketel met een verbrandingsrooster waar schone houtsnippers ingezet worden als referentiebrandstof. Er is rekening gehouden met investeringen die nodig zijn om aan de verwachte emissie-eisen te kunnen voldoen. Het is huidige praktijk voor dit type ketels (standaardketels) om rookgasrecirculatie, een cycloon en een elektrostatisch filter (ESP) te installeren. Om aan de nieuwe emissie-eisen te kunnen voldoen, is het verder nog noodzakelijk om een doekenfilter te installeren in plaats van een elektrostatisch filter. De investeringskosten van een doekenfilter ten opzichte van een elektrostatisch filter zijn vergelijkbaar. Daarnaast dient de NO_x-emissie verder gereduceerd te worden. Om dit te kunnen bereiken is de installatie van selectieve niet-katalytische NO_x-reductie (SNCR) noodzakelijk. Deze extra kosten worden meegenomen.

Het referentievermogen voor de ketel 1-5 MW_{th} is gezet op 3000 kW_{th} output. De investeringskosten voor deze ketels waren vorig jaar 400 euro/kW_{th} output. Rekening houdend met een referentie op basis van schone houtsnippers (35% vocht) en de aanvullende emissiereducerende maatregelen wordt het investeringsbedrag dit jaar gesteld op 430 euro/kW_{th} output. Hierbij is rekening gehouden met extra investeringen voor een SNCR. De vaste O&M-kosten worden gesteld op 25 euro/kW_{th}/jaar output. Dat is een stijging van 1 euro/kW_{th} output ten opzichte van vorig jaar, en hangt samen met het periodiek vervangen van de doeken van het doekenfilter. De variabele O&M-kosten worden verhoogd als gevolg van extra elektriciteitsverbruik om de drukval over het doekenfilter te compenseren en extra kosten voor het gebruik van ureum in de SNCR. De O&M-kosten worden daarmee verhoogd van 0,0033 euro/kWh_{th}/jaar naar 0,0053 euro/kWh_{th} output.

Tabel 8-6 geeft de technisch-economische parameters voor ketels op vaste biomassa. In tabel 8-7 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Pluimveemestverbranding 0,5-1 MW_{th}

Voor het verwarmen van pluimveestallen wordt vaak gas- of houtverbranding gebruikt. Tevens worden banddrogers geïnstalleerd die pluimveemest drogen, waarbij de gedroogde pluimveemestkorrels verkocht worden. Deze drogers hebben eveneens warmte nodig. De warmte voor de stallen en droger kunnen geleverd worden door een specifiek hiervoor ontworpen soort ketel welke gedroogde pluimveemest als brandstof gebruikt.

Pluimveemest is corrosief en daarom vindt de verbranding plaats in een roterende, met keramiek beklede ketel. Warmte uit de rookgassen wordt in een warmtewisselaar omgezet naar warm water. Voor de NO_x-reductie is in het ontwerp reeds rekening gehouden met ureuminspuiting (SNCR). Aan het einde van de verbrandingszone bevinden zich een cycloon en een filter voor de reductie van stof. In de investeringskosten wordt rekening gehouden met de ketel en de buffers en worden beperkte stelposten opgenomen voor vijzels en mestopslagen voor zover die direct gerelateerd zijn aan de ketel. De drooginstallatie en bijbehorende infrastructuur zijn geen onderdeel van de investeringskosten. Dit levert totale investeringskosten van 970 euro/kW_{th} output.

De vaste O&M-kosten bestaan uit het vaste onderhoud van de ketel en worden vastgesteld op 28 euro/kW_{th}/jaar. De variabele onderhoudskosten bevatten onder meer arbeid en kosten voor ureum en elektriciteit en worden gesteld op 0,0040 euro/kWh. Hierbij is rekening gehouden met de opbrengsten uit de verkoop van de bodemassen uit het verbrandingsproces van kippenmest (0,0005 euro/kWh).

De warmte uit de ketel wordt gebruikt voor verwarming van de stallen (ongeveer 80%) en voor de drooginstallatie van de kippenmest (ongeveer 20%). Van de warmte die naar de droger gaat, kan ongeveer een derde toegerekend worden aan de mest die naar de ketel gaat en ongeveer twee derde aan de mest die geëxporteerd wordt. Van de opgewekte warmte wordt het deel dat gebruikt wordt voor de stalverwarming wel meegenomen als nuttige warmte, en het deel dat naar de droger gaat niet. Voor de berekening van het basisbedrag wordt dus uitgegaan van de warmte die naar de stallen gaat, en niet de warmte die naar de droger gaat. Dientengevolge wordt met 3000 vollasturen per jaar gerekend. Dit zorgt voor voldoende benutting van warmte bij grotere kippenbedrijven.

Tabel 8-6. Ketels op vaste biomassa 0,5-1 MW_{th} en 1-5 MW_{th} en pluimveemestverbranding 0,5-1 MW_{th}

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2020	Advies 0,5-1 MW _{th} SDE++ 2021	Advies 1-5 MW _{th} SDE++ 2021	Advies Pluimveemest SDE++ 2021
Thermisch outputvermogen	[MW output]	0,95	0,80	3,00	0,70
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	3000	3000	3000	3000
Investeringskosten	[€/kW output]	400	450	430	970
Vaste O&M-kosten	[€/kW output/jaar]	24	25	25	28
Variabele O&M-kosten	[€/kWh output]	0,0033	0,0033	0,0053	0,0040
Energie-inhoud brandstof	[GJ/t]	9,0	11,0	11,0	14,1
Brandstofprijs	[€/t]	45	65	65	0

Tabel 8-7. Overzicht subsidieparameters ketel op vaste of vloeibare biomassa, 0,5-1 MW_{th} en 1-5 MW_{th} en pluimveemestverbranding 0,5-1 MW_{th}

	Eenheid	Advies	Advies 0,5-5 MW _{th}	Berekening 0,5-1 MW _{th}	Berekening 1-5 MW _{th}	Berekening Pluimvee- mest SDE++ 2021
		SDE+ 2020	SDE++ 2021	SDE++ 2021	SDE++ 2021	SDE++ 2021
Basisbedrag	[€/kWh]	0,050	0,0586	0,0574	0,0586	0,0571
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12	12	12	12

Gezien het feit dat de basisbedragen van deze subcategorieën dicht bij elkaar liggen, adviseren we deze subcategorieën samen te voegen tot één categorie, te weten *Ketel op vaste en vloeibare biomassa 0,5-5 MW_{th}*. Om zo goed mogelijk aan te sluiten bij het advies van vorig jaar wordt gekozen voor de referentie van een ketel met een referentievermogen van 3 MW en een bijbehorend basisbedrag van 0,0586 euro/kWh.

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

In deze categorie is het mogelijk om warmtelevering of stoomlevering te realiseren met een ketel op vaste biomassa ter vervanging van een gasgestookte WKK. Net als in het advies van vorig jaar 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, waarbij het aantal vollasturen op 7000 uur per jaar is gesteld.

De installatie heeft een referentie grootte 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 warmte-wisselaar overgedragen aan een warmtenet.

Net als vorig jaar is rekening gehouden met kosten voor aanvullende biomassaopslag en stoffilters. Ook blijkt in de praktijk dat civiele werken nodig zijn, inclusief funderingen en een gebouw. Ten slotte wordt rekening gehouden met transport van stoom naar de nabijgelegen industrie. Voor de bijbehorende stoomleiding wordt een lengte van 500 meter gehanteerd.

In aanvulling op deze referentie-installatie wordt dit jaar rekening gehouden met investeringen om te kunnen voldoen aan de verwachte nieuwe emissiegrenswaarden. De verwachte nieuwe emissiegrenswaarden zorgen ervoor dat de emissie van NO_x verder gereduceerd dient te worden. Onder het huidige Activiteitenbesluit wordt ervan uitgegaan dat door toepassing van selectieve niet-katalytische reductie (SNCR-installatie) de NO_x-emissie voldoende gereduceerd kan worden. Met de nieuwe normen zal er aanvullend geïnvesteerd moeten worden in een installatie voor selectieve katalytische reductie (SCR-installatie). De specifieke investeringskosten stijgen als gevolg hiervan met 67 euro/kW_{th} output. De SNCR-installatie blijft hierbij eveneens nodig.

De mechanische en civiele werken zoals hiervoor genoemd vertegenwoordigen voor de meeste projecten daarmee een investeringsbedrag van maximaal 722 euro/kW_{th} output.

Vaste O&M-kosten bevatten onder meer kosten voor asafzet, vaste kosten voor (uitbested) onderhoud en loonkosten voor bedrijfsvoering. Vorig jaar zijn de vaste O&M-kosten vastgesteld op 46 euro/kW_{th} output/jaar. Dit bedrag wordt dit jaar gehandhaafd.

De variabele O&M-kosten waren vorig jaar 0,0038 euro/kWh_{th} output. Als gevolg van de aanvullende SCR-installatie komen hier kosten bij voor het periodiek vervangen van de katalysatorpakketten, kosten voor ureum en kosten voor extra elektriciteitsgebruik als gevolg van de extra drukval over de SCR. Deze worden vastgesteld op 0,0013 euro/kWh_{th} output en zorgen ervoor dat de variabele O&M-kosten stijgen naar 0,0051 euro/kWh_{th} output.

Tabel 8-8 geeft een overzicht van de technisch-economische parameters voor ketels op vaste biomassa (≥ 5 MW_{th}). In tabel 8-9 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 8-8. Technisch-economische parameters ketel op vaste of vloeibare biomassa, ≥ 5 MW_{th}

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2020	Advies SDE++ 2021
Thermisch outputvermogen	[MW output]	10	10
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	7000	7000
Investeringskosten	[€/kW output]	655	722
Vaste O&M-kosten	[€/kW output/jaar]	46	46
Variabele O&M-kosten	[€/kWh output]	0,0038	0,0051
Energie-inhoud brandstof	[GJ/t]	9,0	9,0
Brandstofprijs	[€/t]	45	45

Tabel 8-9. Overzicht subsidieparameters ketel op vaste of vloeibare biomassa, ≥ 5 MW_{th}

	Eenheid	Advies SDE+ 2020	Advies SDE++ 2021
Basisbedrag	[€/kWh]	0,044	0,0473
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12

Warmtestaffel

De benodigde subsidie voor de productie van hernieuwbare warmte is afhankelijk van de hoeveelheid geleverde warmte. Het basisbedrag is hierboven 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 (Lensink en Pișcă, 2019). 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 pas bij 4500 vollasturen. De waarde die correspondeert met de referentie-installatie in het advies zonder warmtestaffel is in tabel 8-10 vetgedrukt.

Tabel 8-10. Technisch-economische parameters en basisbedragen binnen de geadviseerde warmtestaffel voor de SDE++-2021 voor de categorie ketel op vaste of vloeibare biomassa, $\geq 5 \text{ MW}_{\text{th}}$

Vollasturen	Basisbedrag [€/kWh]	Investeringskosten [€/kW output]	O&M-kosten vast [€/kW output]	O&M-kosten variabel [€/kWh]
4500	0,0508	552	33	0,0052
5000	0,0499	586	36	0,0052
5500	0,0491	620	38	0,0052
6000	0,0484	654	41	0,0052
6500	0,0478	688	43	0,0051
7000 (ref)	0,0473	722	46	0,0051
7500	0,0469	756	49	0,0051
8000	0,0465	790	51	0,0051
8500	0,0462	824	54	0,0050

8.2.6 Ketel op B-hout

In 2019 is een nieuwe categorie geopend voor grote ketels op B-hout. Deze ketels worden meestal ingezet voor warmtedistributie of in de grotere industrie. Het referentievermogen is 20 MW output. Omdat dergelijke ketels relatief hoge investeringskosten en operationele kosten kennen, dient zoveel mogelijk in basislast (7500 uur per jaar of meer) gedraaid te worden. Daarom wordt het aantal vollasturen gesteld op 7500 uur.

De investeringskosten zijn vorig jaar bepaald op 875 euro/kW_{th} output. Dit bedrag bevat reeds de kosten voor een SCR-installatie. De vaste en variabele O&M-kosten zijn respectievelijk bepaald op 52 euro/kW_{th}/jaar output en 0,0046 euro/kWh_{th} output. De vaste en variabele O&M-kosten worden dit jaar gehandhaafd.

In tabel 8-11 staan de technisch-economische parameters. In tabel 8-12 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 8-11. Technisch-economische parameters ketel op B-hout

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2020	Advies SDE++ 2021
Thermisch outputvermogen	[MW output]	20	20
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	7500	7500
Investeringskosten	[€/kW output]	875	875
Vaste O&M-kosten	[€/kW output/jaar]	52	52
Variabele O&M-kosten	[€/kWh output]	0,0046	0,0046
Energie-inhoud brandstof	[GJ/t]	13,0	13,0
Brandstofprijs	[€/t]	0	0

Tabel 8-12. Overzicht subsidieparameters ketel op B-hout

	Eenheid	Advies SDE+ 2020	Advies SDE++ 2021
Basisbedrag	[€/kWh]	0,027	0,0277
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12

8.2.7 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 kosten voor de bedrijfsvoering en het onderhoud van de (omgebouwde) ketel.

In tabel 8-13 staan de parameters voor een ketel op vloeibare biomassa. In tabel 8-14 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 8-13. Technisch-economische parameters ketel op vloeibare biomassa

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2020	Advies SDE++ 2021
Thermisch outputvermogen	[MW output]	10	10
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	7000	7000
Investeringskosten	[€/kW output]	65	65
Vaste O&M-kosten	[€/kW output/jaar]	21	21
Energie-inhoud brandstof	[GJ/t]	39,0	39,0
Brandstofprijs	[€/t]	571	552

Tabel 8-14. Overzicht subsidieparameters ketel op vloeibare biomassa

	Eenheid	Advies SDE+ 2020	Advies SDE++ 2021
Basisbedrag	[€/kWh]	0,069	0,0665
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12

8.2.8 Ketel stoom uit houtpellets $\geq 5 \text{ MW}_{\text{th}}$

Voor deze categorie is de referentie-installatie een waterpijpketel met rooster die stoom levert, waarbij houtpellets ingezet worden als referentiebrandstof. De installatie levert stoom aan nabijgelegen industrie. De opslag vindt plaats in silo's.

De referentieketel is een 30bar-stoomketel met een leveringsvermogen van $20 \text{ MW}_{\text{th}}$ output. Daarmee is de schaalgrootte van de ketel gelijk aan die van afgelopen jaar. De ketel wordt verondersteld een rendement van 90% te hebben. Net als vorig jaar is het aantal vollasturen warmteafzet op 8500 uur gesteld en wordt tevens rekening gehouden met de benodigde stoomleiding. Hiervoor wordt een lengte van 500 meter gehanteerd. In het ontwerp wordt rekening gehouden met een pelletopslag van ongeveer vier dagen.

Net als bij de categorie *Ketel op vaste of vloeibare biomassa $\geq 5 \text{ MW}_{\text{th}}$* wordt dit jaar tevens rekening gehouden met een aanvullende SCR-installatie. Dit om te kunnen voldoen aan de

verwachte aanscherping van de emissiegrenswaarden. Dit zorgt voor een verhoging van de investeringskosten met een bedrag van 67 euro/kW_{th} output en daardoor gaan de investeringskosten omhoog van 605 naar 672 €/kW_{th} output.

Van de technische levensduur van een dergelijke installatie mag verwacht worden dat deze ten minste 12 jaar zal zijn.

Bij industriële stoomketels wordt rekening gehouden met het pachten van grond voor het plaatsen van de ketel. Dit bedrag is bepaald op 1 euro/kW_{th}/jaar output, en was vorig jaar ook onderdeel van het advies. Daarmee worden de vaste O&M-kosten net als vorig jaar vastgesteld op 46 euro/kW_{th}/jaar output.

Bij de variabele O&M-kosten wordt net als bij de categorie *Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MW_{th}* 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. Deze aanvullende kosten worden vastgesteld op 0,0013 euro/kWh_{th} output, wat ertoe leidt dat de variabele O&M-kosten stijgen van 0,0036 naar 0,0049 euro/kWh_{th} output.

De technisch-economische parameters zijn weergegeven in tabel 8-15. In tabel 8-16 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 8-15. Technisch-economische parameters ketel stoom uit houtpellets ≥ 5 MW_{th}

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2020	Advies SDE++ 2021
Thermisch outputvermogen	[MW _{th} output]	20	20
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	8500	8500
Investeringskosten	[€/kW _{th} output]	605	672
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th} output/jaar]	46	46
Variabele O&M-kosten	[€/kWh _{th} output]	0,0036	0,0049
Energie-inhoud brandstof	[GJ/t]	17,0	17,0
Brandstofprijs*	[€/t]	180	180

*Dit is inclusief een opslag voor certificering en verificatie.

Tabel 8-16. Overzicht subsidieparameters ketel stoom uit houtpellets ≥ 5 MW_{th}

	Eenheid	Advies SDE+ 2020	Advies SDE++ 2021
Basisbedrag	[€/kWh]	0,064	0,0664
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12

8.2.9 Ketel warmte uit houtpellets ≥ 10 MW_{th}

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% 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.

De pellets worden per vrachtwagen ontvangen 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 verstoekt. Naast alle mechanische componenten wordt een eenvoudig gebouw meegenomen.

Net als bij de categorie *Ketel op vaste of vloeibare biomassa $\geq 5 MW_{th}$* wordt dit jaar tevens rekening gehouden met een aanvullende SCR-installatie. Dit om te kunnen voldoen aan de verwachte aanscherping van de emissiegrenswaarden. Dit leidt tot een verhoging van de investeringskosten met 67 euro/kW_{th} output, waarmee de investeringskosten omhoog gaan van 560 naar 627 euro/kW_{th} output.

De vaste O&M-kosten worden gelijkgesteld aan die van vorig jaar (30 euro/kW_{th}/jaar). Bij de variabele O&M-kosten wordt net als bij de categorie *Ketel op vaste of vloeibare biomassa $\geq 5 MW_{th}$* 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. Deze aanvullende kosten worden vastgesteld op 0,0013 euro/kWh_{th} output, en zorgt ervoor dat de variabele O&M-kosten stijgen van 0,0030 naar 0,0043 euro/kWh_{th} output.

Overeenkomstig de categorie *Ketel op vaste of vloeibare biomassa $\geq 5 MW_{th}$* wordt gerekend met een subsidieduur van 12 jaar. Beide categorieën hebben als uitgangspunt dat ze een stadsverwarmingsnet of een lokale warmteafnemer van warmte voorzien.

De technisch-economische parameters zijn weergegeven in tabel 8-17. In tabel 8-18 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Correctiebedrag

Grote stadsverwarmingsnetten worden momenteel veelal gevoed door een combinatie van duurzame bronnen (restwarmte, warmte uit afvalverbranding), flexibele WKK's, gasketels en olieketels. Binnen dit spectrum zal de pelletketel naar verwachting na restwarmtebenutting komen en een deel van de productie van de WKK (middenlast) en ketels (piek) vervangen. Voor grote stadsverwarmingsnetten kan de berekeningswijze voor het correctiebedrag van een *spark-spread*-WKK toegepast worden ($70\% \times TTF_{LHV}$), zoals in de SDE+ 2019. Meer generiek adviseren we een berekeningswijze conform een *must-run*-WKK ($90\% \times TTF_{LHV}$), meewegende de wens van het ministerie van EZK om niet te veel in correctiebedragen te differentiëren.

Tabel 8-17. Technisch-economische parameters ketel warmte uit houtpellets

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2020	Advies SDE++ 2021
Thermisch outputvermogen	[MW _{th} output]	15	15
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	6000	6000
Investeringskosten	[€/kW _{th} output]	560	627
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th} output/jaar]	30	30
Variabele O&M-kosten	[€/kWh output]	0,0030	0,0043
Energie-inhoud brandstof	[GJ/t]	17,0	17,0
Brandstofprijs*	[€/t]	180	180

* Dit is inclusief een opslag voor certificering en verificatie.

Tabel 8-18. Overzicht subsidieparameters ketel warmte uit houtpellets

	Eenheid	Advies SDE+ 2020	Advies SDE++ 2021
Basisbedrag	[€/kWh]	0,066	0,0687
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12

8.2.10 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).

Directe inzet van houtpellets in branders zijn onder meer van toepassing binnen 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 referentiegrrootte 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 subsidieduur bedraagt 12 jaar, in lijn met vergelijkbare biomassastoomketels.

De investeringskosten voor de branders zijn vorig jaar begroot op 40-50 euro/kW_{th} output. Voor de opslag en de aanvoer van het houtstof naar de branders worden kosten van respectievelijk 11 en 14 euro/kW_{th} output meegenomen. Voor een hamermolen wordt 10,5 euro/kW output gerekend. Alles bij elkaar leidt dit ertoe dat we dit jaar, net als vorig jaar, rekenen met totale investeringskosten van 80 euro/kW_{th} output. Kosten voor een aanpassing of uitbreiding van de rookgasreiniging hoeven niet inbegrepen te worden, omdat rookgasreiniging al vereist wordt voor het bestaande proces. De vaste O&M-kosten bedragen 4 euro/kW_{th}/jaar output. Voor de brandstofkosten voor houtstof wordt uitgegaan van houtpellets die ter plekke vermalen worden (een hamermolen is opgenomen in de investeringskosten). Tabel 8-19 geeft de technisch-economische parameters weer voor de referentiecasi van deze categorie. In tabel 8-20 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 8-19. Technisch-economische parameters biomassaverbranding met directe inzet van houtpellets voor industriële toepassingen

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2020	Advies SDE++ 2021
Thermisch outputvermogen	[MW]	10	10
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	3000	3000
Investeringskosten	[€/kW output]	80	80
Vaste O&M-kosten	[€/kW output/jaar]	4	4
Variabele O&M-kosten	[€/kWh output]	0,0019	0,0019
Energie-inhoud brandstof	[GJ/t]	17,0	17,0
Brandstofprijs*	[€/t]	180	180

* Dit is inclusief een opslag voor certificering en verificatie

Tabel 8-20. Overzicht subsidieparameters biomassaverbranding met directe inzet van houtpellets voor industriële toepassingen

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2020	Advies SDE++ 2021
Basisbedrag	[€/kWh]	0,052	0,0519
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12

8.2.11 Levensduurverlenging ketel op vaste of vloeibare biomassa $\geq 5 \text{ MW}_{\text{th}}$

De categorie levensduurverlenging is van toepassing op lopende projecten waarvan de subsidieperiode binnen enkele jaren eindigt. 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. Aangezien de overige biomassaverbrandingscategorieën in het voorliggende advies uitgaan van productie van warmte of hernieuwbaar gas, wordt voor deze categorie eveneens uitgegaan van warmteproductie.

De referentie-installatie verstoekt snoei- of dunningshout in een stoomketel. De ketel heeft een referentie grootte van $10 \text{ MW}_{\text{th}}$ 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%, gelijk aan het rendement van de categorie *Ketel op vaste of vloeibare biomassa $\geq 5 \text{ MW}_{\text{th}}$* .

De instandhoudingskosten bij een installatie met een leeftijd van meer dan 12 jaar 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, aan het vervangen van bemetseling op keteldelen, beperkte vervanging en reparatie van keteldelen, het vernieuwen van leidingwerk en upgrades van *distributed control system* (DCS). Daarom wordt voor deze categorie met hogere vaste onderhoudskosten gerekend dan in de categorie *Ketel op vaste of vloeibare biomassa $\geq 5 \text{ MW}_{\text{th}}$* . De vaste onderhoudskosten worden gesteld op 75 euro/kW output per jaar.

Aangezien de lopende beschikkingen 8000 vollasturen hebben, wordt dit aantal vollasturen voor deze categorie gehandhaafd. De subsidieduur bedraagt 12 jaar, in lijn met andere categorieën voor biomassastoomketels. Een overzicht van de technisch-economische parameters voor ketels op vaste biomassa ($\geq 5 \text{ MW}_{\text{th}}$) is weergegeven in tabel 8-21. In tabel 8-22 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 8-21. Technisch-economische parameters levensduurverlenging ketel op vaste of vloeibare biomassa $\geq 5 \text{ MW}_{\text{th}}$

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2020	Advies SDE++ 2021
Thermisch outputvermogen	[MW]	10	10
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	8000	8000
Investeringskosten	[€/kW output]	0	0
Vaste O&M-kosten	[€/kW output/jaar]	45	75
Variabele O&M-kosten	[€/kWh output]	0,0038	0,0038
Energie-inhoud brandstof	[GJ/t]	9,0	9,0
Brandstofprijs	[€/t]	45	45

Tabel 8-22. Overzicht subsidieparameters levensduurverlenging ketel op vaste of vloeibare biomassa $\geq 5 \text{ MW}$

Parameter	Eenheid	Conceptadvies SDE+ 2020	Advies SDE++ 2021
Basisbedrag	[€/kWh]	0,031	0,0352
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12
Berekeningswijze correctiebedrag	90% x TTF_{LHV}		

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.²³ De volgende clusters van technologieën zijn onderscheiden:

- Grootschalige vergisting
- Vergisting van uitsluitend dierlijke mest $\leq 400 \text{ kW}_{\text{th}}$
- Vergisting van uitsluitend dierlijke mest $> 400 \text{ kW}_{\text{th}}$
- Slibgisting bij waterzuiveringsinstallaties
- Warmte uit compostering van biomassa
- Levensduurverlenging bestaande biomassavergisting

9.2 Beschrijving referentie-installaties

In dit hoofdstuk beschrijven we kort de categorieën en de referentie-installaties. Bij de beschrijving van de technisch-economische parameters behandelen we vooral de veranderingen ten opzichte van het advies van vorig jaar. Een belangrijke verandering die vorig jaar is ingezet, is de introductie van een categorie voor productie van warmte uit compostering. Daarnaast is, met het aflopen van initiële SDE-looptijden, de aandacht voor levensduurverlenging van bestaande vergisters toegenomen.

Voorafgaand aan de bevindingen van de verschillende categorieën geven we in paragraaf 9.2.1 een overzicht van de gehanteerde biomassaprijzen. Daarna bespreken we in de achterevolvende paragrafen de onderstaande categorieën:

- Grootschalige vergisting
 - hernieuwbaar gas
 - gecombineerde opwekking
 - warmte
- Vergisting van uitsluitend dierlijke mest $\leq 400 \text{ kW}$
 - hernieuwbaar gas
 - gecombineerde opwekking
 - warmte
- Vergisting van uitsluitend dierlijke mest $> 400 \text{ kW}$
 - hernieuwbaar gas
 - gecombineerde opwekking
 - warmte
- Verbeterde slibgisting bij rioolwaterzuiveringsinstallaties
 - hernieuwbaar gas
 - gecombineerde opwekking

²³ In dit hoofdstuk over vergisting wordt uitgegaan van de in de markt gebruikelijke methode om de energie-inhoud van de substraatmix uit te drukken in de biogasopbrengst in Nm^3 per ton substraat. Daarom wordt ook de capaciteit of het vermogen van de (referentie)installatie uitgedrukt in termen van biogasopbrengst.

- warmte
- Bestaande slibgisting bij rioolwaterzuiveringsinstallaties, hernieuwbaar gas
- Warmte uit compostering van biomassa
- Levensduurverlenging grootschalige vergisting
 - hernieuwbaar gas
 - gecombineerde opwekking
 - warmte
 - ombouw naar hernieuwbaar gas
- Levensduurverlenging vergisting van uitsluitend dierlijke mest ≤ 400 kW
 - hernieuwbaar gas
 - gecombineerde opwekking
 - warmte
 - ombouw naar hernieuwbaar gas

9.2.1 Gehanteerde prijzen voor biomassavergisting

In de categorie grootschalige vergisting wordt een installatie beschouwd die reststromen gebruikt uit de voedings- en genotmiddelenindustrie, waar het prijsniveau mede wordt bepaald door veevoedermarkten. Er zijn geen relevante kosten aangenomen om te voldoen aan de duurzaamheidseisen van de Europese richtlijn REDII. Bij de bepaling van de referentieprijzen wordt gebruikgemaakt van de 5-jarige gemiddelde trend van veevoerders (snijmais), op basis van gegevens van het LEI, om te voorkomen dat jaarlijkse schommelingen grote invloed krijgen op de berekende basisbedragen.

Op basis van deze methode geeft tabel 9-1 het verloop van de biomassaprijs in de afgelopen jaren. De afgelopen 5 jaar is de biomassaprijs stabiel geweest. Hierdoor is sprake van een lichte stijging ten opzichte van 2017, en is de adviesreferentieprijzen voor biomassa-input vastgesteld op 28,2 euro/t.

Tabel 9-1. Extrapolatie biomassaprijs (EUR/ton) op basis van de 5-jarige gemiddelde trend snijmais

Peildatum	sep-13	mei-14	mrt-15	jan-16	jan-17	jan-18	jan-19	jun-20*
Extrapolatie	23,4	25,0	26,7	27,8	27,8	27,6	27,5	28,2
Advies	23,4	25,0	26,7	27,8	27,8	27,8	27,8	28,2

* Laatste maand waarvoor de prijzen beschikbaar zijn ten tijde van het eindadvies.

Voor kleinschalige monomestvergisting is uitgegaan van een vergister op boerderijschaal. De referentie-installatie is gebaseerd op voornamelijk mest uit het eigen bedrijf. De prijs van mest (grondstofkosten) wordt daarom op nul gezet. Zonder de vergistingsinstallatie zou de mest op het eigen bedrijf worden aangewend of worden afgevoerd. Voor de vergistingsinstallatie geldt hetzelfde; het digestaat wordt op het eigen bedrijf ingezet of moet worden afgevoerd.

We hanteren een gemiddelde biogasopbrengst van 25 m³ per ton dierlijke mest, oftewel 0,53 GJ/t (op basis van 21 MJ/m³ biogas). De mest bestaat uit een mengsel van varkensmest en rundveemest, met een mix van drijfmest en dikke fractie in een verhouding van 80/20. Hiermee komt de gemiddelde biogasopbrengst van de invoer op 25 m³ biogas per ton mest te liggen. In de categorie grootschalige monomestvergisting gelden dezelfde uitgangspunten voor biogasopbrengst.

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 mest-aanvoer 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 9-2. Biomassaprijzen voor vergistingsinstallaties SDE++ 2021 in actuele prijzen tenzij anders aangegeven

Biomassa voor vergisting	Energie-inhoud vergistingsinput [GJ/t]	Prijs vergistingsinput [€/t]	Referentieprijs biogas [€/GJ]
Grootschalige vergisting	3,4	28,2	8,2*
Monomestvergisting ≤400 kW	0,53	0	0
Monomestvergisting >400 kW	0,53	0	0

De energie-inhoud van vergistingsinput is gegeven in GJ biogas per ton. De referentieprijs is gegeven in € per GJ biogas.

* Op basis van de covergistingsinput.

9.2.2 Grootschalige vergisting

Grootschalige vergisting, hernieuwbaar gas

Bij de optie grootschalige (alles)vergisting wordt een bestaande industriële productie-installatie uit de voedings- en genotmiddelen industrie (VGI) aangepast, waarbij de vergister in een bestaande installatie wordt geïntegreerd. Voor de input wordt als referentiesubstraat uitgegaan van reststoffen uit de voedings- en genotmiddelenindustrie.

Als referentie voor deze categorie wordt uitgegaan van een vergister met een productiecapaciteit aan ruw biogas van 954 m³ per uur, oftewel 591 m³ per uur hernieuwbaar gas. Het geproduceerde biogas wordt opgewerkt tot hernieuwbaar gas. De substraatinput is ongeveer 47 kton per jaar bij een gemiddelde biogasopbrengst van iets boven de 160 m³ biogas per ton. Als referentie-gaszuiveringstechniek 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 verstopen. De vereiste elektriciteit wordt afgenomen van het net. De totale investeringen in de vergistingsinstallatie, inclusief de opwaardering naar hernieuwbaar gas, worden geschat op 6,9 miljoen euro. De vaste O&M-kosten worden geschat op 0,6 miljoen euro per jaar.

Tabel 9-3 geeft de technisch-economische parameters van productie van hernieuwbaar gas voor grootschalige vergisting. In tabel 9-4 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven. Merk op dat de basisbedragen zijn berekend op basis van een zelfstandige installatie en niet op basis van een hubaansluiting.

Tabel 9-3. Technisch-economische parameters grootschalige vergisting, hernieuwbaar gas

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2020	Advies SDE++ 2021
Referentie grootte	MW input	5,5	5,5
Vollasturen	[uur/jaar]	8000	8000
Interne warmtevraag	[% biogas]	5%	5%
Investeringskosten (vergister)	[€/kW input]	880	880
Investeringskosten (gasopwaardering)	[€/kW output]	404	404
Vaste O&M-kosten (vergister)	[€/kW input/jaar]	111	111
Energie-inhoud substraat	[GJ biogas/t]	3,4	3,4
Grondstofkosten	[€/t]	27,8	28,2

Tabel 9-4. Subsidieparameters grootschalige vergisting, hernieuwbaar gas

	Eenheid	Advies SDE++ 2020	Advies SDE++ 2021
Basisbedrag SDE++	[€/kWh]	0,064	0,0661
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12

Grootschalige vergisting, gecombineerde opwekking

Als referentie voor deze categorie wordt uitgegaan van een vergister met een schaal van 2,3 MW_e (5,5 MW_{th} input). Voor de SDE++-basisbedragen wordt gerekend met een elektrisch rendement bij de omzetting van het biogas naar netto-elektriciteitslevering van 41%. 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 4,9 miljoen euro. De vaste O&M-kosten bedragen 0,4 miljoen euro per jaar.

In tabel 9-5 staan de technisch-economische parameters van grootschalige vergisting voor gecombineerde opwekking (WKK). In tabel 9-6 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 9-5. Technisch-economische parameters grootschalige vergisting, gecombineerde opwekking

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2020	Advies SDE++ 2021
Referentiegrootte	[MW _{th} input]	5,5	5,5
Interne warmtevraag	[% biogas]	5%	5%
Elektrisch vermogen	[MW _e]	2,3	2,3
Thermisch outputvermogen	[MW _{th} output]	2,6	2,6
Vollasturen elektriciteitsafzet	[uur/jaar]	8000	8000
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	7300	7300
Maximaal elektrisch rendement		41%	41%
Investeringskosten	[€/kW _{th} input]	898	898
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th} input/jaar]	81	81
Energie-inhoud substraat	[GJ biogas/t]	3,4	3,4
Grondstofkosten	[€/t]	27,8	28,2

Tabel 9-6. Subsidieparameters grootschalige vergisting, gecombineerde opwekking

	Eenheid	Advies SDE++ 2020	Advies SDE++ 2021
Basisbedrag SDE++	[€/kWh]	0,067	0,0696
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12
Warmtekrachtverhouding	[E:W]	1,07	1,07
Samengesteld aantal vollasturen	[uur/jaar]	7622	7622

Grootschalige vergisting, warmte

De referentie-installatie is grotendeels gelijk aan de referentie-installatie voor gecombineerde opwekking, alleen wordt het biogas nu verstoekt in een gasketel. Deze ketel levert warmte of stoom van circa 120 °C. Er zijn geen kosten meegenomen voor een gasleiding of een warmtenet of invoeding daarop. De geproduceerde warmte wordt deels gebruikt om te voorzien in de warmtevraag van de bestaande industriële installatie. De investeringen in de vergistingsinstallatie bedragen 4,1 miljoen euro. De vaste O&M-kosten worden geschat op 0,2 miljoen euro per jaar.

In tabel 9-7 staan de technisch-economische parameters behorende bij grootschalige vergisting voor hernieuwbare warmte. Tabel 9-8 geeft het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters.

Tabel 9-7. Technisch-economische parameters grootschalige vergisting, warmte

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2020	Advies SDE++ 2021
Inputvermogen	[MW input]	5,5	5,5
Outputvermogen	[MW output]	4,7	4,7
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	7000	7000
Interne warmtevraag	[% biogas]	5%	5%
Investeringskosten	[€/kW output]	879	879
Vaste O&M-kosten	[€/kW output/jaar]	44	44
Energie-inhoud substraat	[GJ biogas/t]	3,4	3,4
Grondstofkosten	[€/t]	27,8	28,2

Tabel 9-8. Subsidieparameters grootschalige vergisting, warmte

	Eenheid	Advies SDE++ 2020	Advies SDE++ 2021
Basisbedrag SDE++	[€/kWh]	0,060	0,0624
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12

9.2.3 Vergisting van uitsluitend dierlijke mest

Monomestvergisting ≤400 kW, hernieuwbaar gas

De referentie-installatie voor kleinschalige monomestvergisting is gebaseerd op voornamelijk mest uit eigen bedrijf. Het referentiesysteem voor deze categorie heeft een ruwbiogasproductie van 47 m³ per uur (of 30 m³ per uur hernieuwbaar gas). De warmte die nodig is voor het verwarmen van de vergister wordt extern ingekocht, opgewekt met een warmtepomp of afgenomen van een houtketel tegen gemiddeld 7,5 euro/GJ. De vereiste elektriciteit wordt afgenomen van het net. De totale investeringen in de vergistingsinstallatie, inclusief de opwaardering naar hernieuwbaar gas, worden geschat op 0,9 miljoen euro. De vaste O&M-kosten worden geschat op 92.000 euro per jaar.

Tabel 9-9 geeft het overzicht van de technisch-economische parameters voor de productie van hernieuwbaar gas. In tabel 9-10 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 9-9. Technisch-economische parameters monomestvergisting ≤400 kW, hernieuwbaar gas

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2020	Advies SDE++ 2021
Referentiegrootte	[kW input]	270	270
Vollasturen	[uur/jaar]	8000	8000
Interne warmtevraag	[% biogas]	18%	18%
Investeringskosten	[€/kW input]	3300	3300
Vaste O&M-kosten	[€/kW input/jaar]	340	340
Energie-inhoud substraat	[GJ biogas/t]	0,53	0,53
Grondstofkosten	[€/t]	0	0

Tabel 9-10. Subsidieparameters monomestvergisting ≤400 kW, hernieuwbaar gas

	Eenheid	Advies SDE++ 2020	Advies SDE++ 2021
Basisbedrag SDE++	[€/kWh]	0,088	0,0930
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12

Monomestvergisting ≤400 kW, gecombineerde opwekking

De referentie-installatie voor de productie van hernieuwbare warmte en elektriciteit is gebaseerd op een situatie met voornamelijk mest uit eigen bedrijf. Op basis van de energie-inhoud van mest en het elektrisch rendement van de gasmotor levert de referentie-installatie een netto-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 0,4 miljoen euro en de vaste O&M-kosten worden geschat op 24.000 euro per jaar.

In tabel 9-11 staan de technisch-economische parameters van kleinschalige monomestvergisting voor elektriciteit en warmte. Tabel 9-12 geeft het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters.

Tabel 9-11. Technisch-economische parameters monomestvergisting ≤400 kW, gecombineerde opwekking

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2020	Advies SDE++ 2021
Inputvermogen	[kW _{th} input]	123	123
Interne warmtevraag	[% biogas]	18%	18%
Elektrisch vermogen	[kW _e]	39	39
Thermisch outputvermogen	[kW _{th} output]	59	59
Vollasturen elektriciteitsafzet	[uur/jaar]	8000	8000
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	5300	5300
Maximaal elektrisch rendement		32%	32%
Investeringskosten	[€/kW _{th} input]	3348	3348
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th} input/jaar]	198	198
Energie-inhoud substraat	[GJ biogas/t]	0,53	0,53
Grondstofkosten	[€/t]	0	0

Tabel 9-12. Subsidieparameters monomestvergisting ≤400 kW, gecombineerde opwekking

	Eenheid	Advies SDE++ 2020	Advies SDE++ 2021
Basisbedrag SDE++	[€/kWh]	0,121	0,1310
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12
Warmtekrachtverhouding	[E:W]	1,00	1,00
Samengesteld aantal vollasturen	[uur/jaar]	6374	6374

Monomestvergisting ≤400 kW, warmte

De referentie-installatie voor de productie van warmte is gebaseerd op een situatie met voornamelijk mest uit eigen bedrijf. Er is uitgegaan van een vergister op boerderijschaal met

eenzelfde schaalgrootte als bij gecombineerde opwekking. Het biogas wordt geleverd aan een hub, waar het verstoekt wordt in een gasketel. De veronderstelde benodigde investeringen bedragen 0,4 miljoen euro en de vaste O&M-kosten worden geschat op 18.000 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 monomestvergisting ≤400 kW, warmte

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2020	Advies SDE++ 2021
Inputvermogen	[kW input]	123	123
Outputvermogen	[kW output]	91	91
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	7000	7000
Interne warmtevraag	[als % biogas]	18%	18%
Investeringskosten	[€/kW output]	3916	3916
Vaste O&M-kosten	[€/kW output/jaar]	196	196
Energie-inhoud substraat	[GJ biogas/t]	0,53	0,53
Grondstofkosten	[€/t]	0	0

Tabel 9-14. Subsidieparameters monomestvergisting ≤400 kW, warmte

	Eenheid	Advies SDE++ 2020	Advies SDE++ 2021
Basisbedrag SDE++	[€/kWh]	0,098	0,1061
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12

Monomestvergisting >400 kW, hernieuwbaar gas

Voor deze categorie is als referentie-installatie gekozen voor vergisting van uitsluitend dierlijke mest met een productiecapaciteit van circa 750 m³ per uur ruw biogas, oftewel 619 m³ per uur hernieuwbaar gas. Het betreft hier alleen de installatiedelen benodigd voor de biogasproductie. Mestverwerking is op zichzelf geen onderdeel van de subsidie. De totale mestinput is bijna 300 kton per jaar met een gemiddelde biogasopbrengst van de invoer op 25 m³ biogas per ton mest. De referentie voor het opwaarderen van het biogas is de membraan-technologie. Deze technologie is goed schaalbaar. De warmte die nodig is voor het verwarmen van de vergister wordt opgewekt met een warmtepomp of een houtketel, of ingekocht tegen 5 euro/GJ (bandbreedte 4 tot 6 euro/GJ).²⁴ De vereiste elektriciteit wordt afgenomen van het net. De totale investeringskosten voor de referentie-installatie worden geschat op 12,8 miljoen euro. De vaste O&M-kosten worden geschat op 1,6 miljoen euro per jaar.

Tabel 9-15 geeft een overzicht van technisch-economische parameters voor de productie van hernieuwbaar gas via grootschalige vergisting van uitsluitend dierlijke mest. In tabel 9-16 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

²⁴ 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. Technisch-economische parameters monomestvergisting >400 kW, hernieuwbaar gas

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2020	Advies SDE++ 2021
Referentiegrootte	[MW input]	5,5	5,5
Vollasturen	[uur/jaar]	8000	8000
Interne warmtevraag	[als% biogas]	16%	16%
Investeringskosten (vergister)	[€/kW input]	1980	1980
Investeringskosten (gasopwaardering)	[€/kW output]	350	350
Vaste O&M-kosten	[€/kW input/jaar]	291	291
Energie-inhoud substraat	[GJ biogas/t]	0,53	0,53
Grondstofkosten	[€/t]	0	0

Tabel 9-16. Subsidieparameters monomestvergisting >400 kW, hernieuwbaar gas

	Eenheid	Advies SDE++ 2020	Advies SDE++ 2021
Basisbedrag SDE++	[€/kWh]	0,068	0,0722
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12

Monomestvergisting >400 kW, gecombineerde opwekking

De referentiegrootte van deze installatie komt overeen met die voor de productie van hernieuwbaar gas; een productiecapaciteit van 954 m³ per uur ruw biogas en een gemiddelde gasopbrengst van 25 m³ biogas per ton. Voor de SDE++-basisbedragen wordt gerekend met een elektrisch rendement van 41% bij de omzetting van het biogas naar netto-elektriciteitslevering. Voor de warmte is aangenomen dat alle beschikbare warmte, na aftrek van de interne warmtebehoefte voor de vergister, beschikbaar is voor bijvoorbeeld 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 aangenomen op 6800 uur. De investeringskosten voor de installatie worden geschat op 12,1 miljoen euro en de vaste O&M-kosten op 1,1 miljoen euro per jaar. In tabel 9-17 staan de technisch-economische parameters van grootschalige vergisting van uitsluitend dierlijke mest voor elektriciteit en warmte. In tabel 9-18 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 9-17. Technisch-economische parameters monomestvergisting >400 kW, gecombineerde opwekking

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2020	Advies SDE++ 2021
Inputvermogen	[MW _{th} input]	5,5	5,5
Elektrisch vermogen	[MW _e]	2,3	2,3
Thermisch outputvermogen	[MW _{th} output]	2,6	2,6
Vollasturen elektriciteitsafzet	[uur/jaar]	8000	8000
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	6800	6800
Maximaal elektrisch rendement		41%	41%
Investeringskosten	[€/kW _{th} input]	2203	2203
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th} input/jaar]	198	198
Energie-inhoud substraat	[GJ biogas/t]	0,53	0,53
Grondstofkosten	[€/t]	0	0

Tabel 9-18. Subsidieparameters monomestvergisting >400 kW, gecombineerde opwekking

	Eenheid	Advies SDE++ 2020	Advies SDE++ 2021
Basisbedrag SDE++	[€/kWh]	0,074	0,0789
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12
Warmtekrachtverhouding	[E:W]	1,00	1,00
Samengesteld aantal vollasturen	[uur/jaar]	7353	7353

Monomestvergisting >400 kW, warmte

De referentie-installatie is grotendeels gelijk aan de referentie-installatie voor gecombineerde opwekking, alleen wordt het biogas verstoekt in een gasketel. Deze installatie heeft een thermische output van 4565 kW_{th}. De investeringskosten voor de installatie worden geschat op 11,3 miljoen euro en de vaste O&M-kosten op 0,6 miljoen euro per jaar.

In tabel 9-19 staan de technisch-economische parameters van monomestvergisting voor warmte. In tabel 9-20 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 9-19. Technisch-economische parameters monomestvergisting >400 kW, warmte

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2020	Advies SDE++ 2021
Inputvermogen	[MW input]	5,5	5,5
Outputvermogen	[MW output]	4,6	4,6
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	7000	7000
Interne warmtevraag	[% biogas]	16%	16%
Investeringskosten	[€/kW output]	2478	2478
Vaste O&M-kosten	[€/kW output/jaar]	121	121
Energie-inhoud substraat	[GJ biogas/t]	0,53	0,53
Grondstofkosten	[€/t]	0	0

Tabel 9-20. Subsidieparameters monomestvergisting >400 kW, warmte

	Eenheid	Advies SDE++ 2020	Advies SDE++ 2021
Basisbedrag SDE++	[€/kWh]	0,062	0,0674
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12

9.2.4 Vergisting bij rioolwaterzuiveringsinstallaties

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 deze onderdeel is van het waterzuiverings- en slibreductieproces. Aangezien mesofiele vergisting 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 van secundair slib, thermische-drukhydrolyse, warmtebehandeling en meertrapsgisting.

Dit advies heeft betrekking op een techniekneutrale categorie die is opengesteld voor de productie van extra biogas uit zuiveringsslib. Projecten moeten bij de aanvraag aantonen dat ze de bestaande biogasproductie met minimaal 25% 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 referentiecasse is berekend op basis van een slibverwerkingsprijs van 64 euro/t die wordt uitgespaard bij nuttige toepassing door vergisting. Uit consultatie is gebleken dat de besparingen te hoog werden ingeschat als gevolg van te hoge afbraak van het slib. Dit heeft geleid tot relatief grote aanpassingen in het geadviseerde basisbedrag ten opzichte van adviezen uit eerdere jaren.

De vergisting heeft in combinatie met ontwatering een groot hefboomeffect op de totale afvoerhoeveelheden: doordat er minder slib aanwezig is, wordt de hoeveelheid te verwerken water ook (significant) minder bij gelijkblijvend droge-stofgehalte. Hierom is de totale besparing naar beneden bijgesteld.

Verbeterde slibgisting, hernieuwbaar gas

Voor deze categorie wordt een basisbedrag berekend voor thermofiele vergistingsinstallaties waarin secundair slib, afkomstig van meerdere RWZI's, centraal wordt verwerkt. Als referentie voor deze categorie wordt uitgegaan van een thermofiele vergister met een productiecapaciteit van circa 130 Nm³/uur hernieuwbaar gas. Als referentie voor de gaszuiveringstechniek is gekozen voor membraantechnologie, aangezien deze technologie voor meerdere recente hernieuwbaar-gasprojecten is toegepast.

De warmte die nodig is voor het verwarmen van de vergister wordt opgewekt door een deel van het ruwe biogas in een ketel te verstoppen. Het rendement van de gasproductie is 61%. De vereiste elektriciteit wordt afgenomen van het net.

Tabel 9-21 geeft de technisch-economische parameters van de productie van hernieuwbaar gas bij de RWZI. In tabel 9-22 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 9-21. Technisch-economische parameters verbeterde slibgisting, hernieuwbaar gas

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2021	Totaalbedrag voor referentie
Referentiegrootte	[MW input]	1,9	
Vollasturen	[uur/jaar]	8000	
Investeringskosten	[€/kW output]	9106	€ 10,6 miljoen
Vaste O&M-kosten	[€/kW output/jaar]	-447	- € 0,5 miljoen per jaar

Tabel 9-22. Subsidieparameters verbeterde slibgisting, hernieuwbaar gas

	Eenheid	Advies SDE++ 2020	Advies SDE++ 2021
Basisbedrag SDE++	[€/kWh]	0,042	0,0848
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12

Verbeterde slibgisting, gecombineerde opwekking

Voor deze categorie wordt een basisbedrag berekend voor thermofiele vergistingsinstallaties waarin secundair slib, afkomstig van meerdere RWZI's, centraal wordt verwerkt, waarna het geproduceerde biogas door middel van een WKK-installatie wordt omgezet in warmte en elektriciteit. Naast de negatieve O&M-kosten, zijn de kosten voor de gasmotor-WKK in de case meegenomen.

In tabel 9-23 staan de technische-economische parameters, terwijl tabel 9-24 het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergeeft.

Tabel 9-23. Technisch-economische parameters verbeterde slibgisting, gecombineerde opwekking

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2021	Totaalbedrag voor referentie
Inputvermogen	[MW _{th} input]	1,9	
Elektrisch vermogen	[MWe]	0,7	
Thermisch outputvermogen	[MW _{th} output]	0,92	
Vollasturen elektriciteitsafzet	[uur/jaar]	8000	
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	4000	
Maximaal elektrisch rendement		37%	
Investeringskosten	[€/kWe]	6485	€ 10,5 miljoen
Vaste O&M-kosten	[€/kWe/jaar]	- 320	- € 0,5 miljoen per jaar

Tabel 9-24. Subsidieparameters verbeterde slibgisting, gecombineerde opwekking

	Eenheid	Advies SDE++ 2020	Advies SDE++ 2021
Basisbedrag SDE++	[€/kWh]	0,044	0,0932
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12
Warmtekrachtverhouding (WK)	W:K	0,66	0,66
Samengesteld aantal vollasturen	uur/jaar	5729	5729

Verbeterde slibgisting, warmte

De referentie-installatie voor de productie van hernieuwbare warmte is ook gebaseerd op thermofiele vergistingstechnologie. In de referentie-installatie wordt een ketel van 1,9 MW toegepast.

In tabel 9-25 staan de technisch-economische parameters van RWZI voor warmte. In tabel 9-26 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 9-25. Technisch-economische parameters verbeterde slibgisting, warmte

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2021	Totaalbedrag voor referentie
Inputvermogen	[MW input]	1,9	
Vollasturen	[uur/jaar]	7000	
Investeringskosten	[€/kW output]	6049	€ 9,8 miljoen
Vaste O&M-kosten	[€/kW output/jaar]	- 321	- € 0,5 miljoen per jaar

Tabel 9-26. Subsidieparameters verbeterde slibgisting, warmte

	Eenheid	Advies SDE++ 2020	Advies SDE++ 2021
Basisbedrag SDE++	[€/kWh]	0,029	0,0682
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12

Bestaande slibgisting, hernieuwbaar gas

Sinds de SDE+ 2019 is voor RWZI's een categorie voor bestaande slibgisting toegevoegd. Dit zijn slibgistinginstallaties zonder meerproductie en betreffen projecten voor het opwaarderen van biogas tot hernieuwbaar gas dat ingevoed kan worden in het aardgasnet.

In tabel 9-27 staan de technisch-economische parameters voor bestaande slibgisting. Tabel 9-28 geeft het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weer.

Tabel 9-27. Technisch-economische parameters bestaande slibgisting, hernieuwbaar gas

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2021	Totaalbedrag voor referentie
Referentie grootte	[MW input]	1,95	
Vollasturen	[uur/jaar]	8000	
Investeringskosten	[€/kW output]	1060	€ 1,5 miljoen
Vaste O&M-kosten	[€/kW output/jaar]	109	€ 0,2 miljoen per jaar

Tabel 9-28. Overzicht subsidieparameters bestaande slibgisting bij rioolwaterzuiveringsinstallaties (hernieuwbaar gas)

	Eenheid	Advies SDE++ 2020	Advies SDE++ 2021
Basisbedrag SDE++	[€/kWh]	0,030	0,0319
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12

9.2.5 Warmte uit compostering van biomassa

Specifieke onderzoeksvragen

Het ministerie van EZK heeft gevraagd advies uit te brengen over het toepassingsgebied van de biomassa-input in deze categorie. Is de categorie warmte uit compostering bedoeld voor het composteren van alleen champost, of moet (bijmengen van) andere biomassa worden toegestaan, zoals maaisels en groente-, fruit- en tuinafval (GFT)? Daarnaast vraagt het ministerie rekening te houden met eventuele bespaarde afzetkosten voor gecomposteerde biomassa/champost.

Toepassingsgebied biomassa

Het potentieel van opwekking van hernieuwbare warmte wordt beperkt door de eis dat alleen champost in aanmerking komt. Het bijmengen van groenafval of dierlijke mest aan champost in de composteertunnel levert in de praktijk een beter en stabielere composteringresultaat op: een betere broei en meer warmte om uit te koppelen. Dit betreft dus zowel een technische als een economische afweging. De mogelijkheid om een mix van biomassa te composteren stimuleert een kostprijsreductie van duurzame warmte. De composteer- en warmteproductiecapaciteit kan dan immers efficiënter worden ingezet (optimalisatie van de samenstelling op basis van stabiliteit van het composteringsproces, marktontwikkelingen, warmtevraag, en gevraagde kwaliteit van de compost).

Op basis van bovenstaande is het advies om de categorie voor SDE++-subsidie voor de productie van hernieuwbare warmte uit compostering open te stellen voor hoofdzakelijk champost. Bijmenging met biogene stromen welke zijn toegestaan in de Meststoffenwet is daarbij dan mogelijk. Warmte uit het composteren van uitsluitend dierlijke mest, anders dan champost is nadrukkelijk uitgesloten.

Besparing afzetkosten

Een composteerinstallatie voor champost heeft net als bij mestvergisting te maken met een poorttarief voor de aanvoer van champost. Voor centrale compostering (waarop ook de referentie-installatie is doorgerekend) is dit tarief circa 5 euro per ton. Daartegenover staan kosten voor de afvoer of verwerking van de compost ter hoogte van circa 10 euro per ton (transportkosten zijn hierin de grootste post). Deze tarieven zijn afhankelijk van de marktomstandigheden. Bovendien, als het ene tarief stijgt of daalt zal het andere tarief in dezelfde richting meebewegen. Rekening houdend met de afbraak van organische stof tijdens het composteren, neemt het volume met ongeveer twee derde af. In een installatie van 60.000 ton champost blijft dus ongeveer 20.000 ton compost over.

De nettobesparing op afzetkosten bedraagt in dit voorbeeld met 20.000 ton compost dus 100.000 euro per jaar. De variatie in mogelijke besparing op afzetkosten is echter groot, afhankelijk van de tarieven, maar vooral ook van de schaalgrootte van het bedrijf in combinatie met de gerealiseerde volumereductie. Als de afzetkosten uit dit genoemde voorbeeld zouden worden meegerekend in de referentie, dan zou het basisbedrag (zie volgende paragraaf) 0,003 euro/kWh lager uitkomen. Omdat er een grote spreiding in de besparing zit, is besloten dit niet mee te nemen.

In de SDE++-systematiek voor mestvergisting wordt een netto(aan- en afvoer)prijs van 0 euro per ton mest ten behoeve van de vergistingsinstallatie verondersteld. We stellen dan ook voor om ook voor de compostering van champost alleen de meerkosten ten gevolge van de productie van hernieuwbare energie te berekenen. Dit betekent dat we de kosten of opbrengsten van de ingaande en uitgaande stromen 'nihil' veronderstellen. Dit sluit bovendien aan bij openstelling van deze categorie voor groenafval (niet uitsluitend champost), waarbij aan- en afvoerkosten een kleinere rol spelen.

Beschrijving referentie-installatie compostering

Aangenomen is dat composteringsinstallaties van champost en groenafval 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.

Een eenvoudige massabalans leert dat ongeveer 60.000 ton/jaar champost (2 GJ/t) wordt omgezet in 40.000 ton schoon water (en afbraak van organische stof) en 20.000 ton compost. De investeringskosten van een dergelijke composteringsinstallatie van 6,4 MW input en 5,5 MW output worden geschat op ongeveer 6 miljoen euro; de vaste O&M-kosten op 500.000 euro per jaar. Eventuele kosten gerelateerd aan de inkoop van CO₂ (bijvoorbeeld wanneer composteringwarmte een WKK in de glastuinbouw vervangt) zijn geen onderdeel van SDE++-subsiëring en worden dus niet meegenomen in de berekeningen.

In tabel 9-29 staan de technisch-economische parameters voor warmtelevering via composteren van biomassa. Tabel 9-30 geeft vervolgens het voorgestelde basisbedrag en enkele andere subsidieparameters.

Tabel 9-29. Technisch-economische parameters warmtelevering uit compostering >500 kW

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2021
Vermogen	[MW output]	5,5
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	5200
Investeringskosten	[€/kW output]	1078
Vaste O&M-kosten	[€/kW output/jaar]	91
Thermisch rendement	%	87%
Energie-inhoud substraat	[GJ biogas/t]	2
Grondstofkosten	[€/t]	-

Tabel 9-30. Subsidieparameters warmtelevering uit compostering >500 kW

	Eenheid	Advies SDE++ 2020	Advies SDE++ 2021
Basisbedrag SDE++	[€/kWh]	0,043	0,0461
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12

9.3 Levensduurverlenging bestaande vergistingsinstallaties

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 opereren en van de categorie-indeling voor nieuwe vergistingsinstallaties, met een berekening van het basisbedrag voor de toepassingen hernieuwbaar gas, WKK en warmte.

Daarbij vraagt het ministerie om de kenmerken te baseren op de projecten die daadwerkelijk in bedrijf zijn genomen, rekening houdende met de huidige uitgangspunten, en die in 2021 een aanvraag voor verlengde levensduur zouden kunnen indienen, uitgaande van zo'n aanvraag drie jaar voor het aflopen van de SDE-beschikking. Dit betekent dat we ons advies over levensduurverlenging (mede) baseren op vergistingsprojecten waarvan de SDE-beschikking in 2023 afloopt, dus die in 2011 in gebruik zijn genomen. Uit de projecten in beheer blijkt het hierbij te gaan om in totaal 20 projecten (exclusief 1 project in de categorie stortgas/RWZI).

9.3.1 Beschrijving referentie-installaties levensduurverlenging

Grootschalige vergisting, hernieuwbaar gas

Als referentie wordt uitgegaan van een bestaande vergister met een productiecapaciteit aan ruw biogas van 954 m³ per uur oftewel 591 m³ per uur hernieuwbaar gas, op basis van reststoffen uit de voedings- en genotmiddelenindustrie. Het geproduceerde biogas wordt opgewerkt tot hernieuwbaar gas. De substraatinput is ongeveer 47 kton per jaar bij een gemiddelde biogasopbrengst van iets boven de 160 m³ biogas per ton. Als referentie voor de gaszuiveringstechniek 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 verstopen. De vereiste elektriciteit wordt afgenomen van het net.

De totale investeringen in het renoveren van de vergistingsinstallatie, inclusief de opwaardering naar hernieuwbaar gas, worden geschat op 2,8 miljoen euro. De vaste O&M-kosten worden geschat op 0,6 miljoen euro per jaar.

In tabel 9-31 staan de technisch-economische parameters van levensduurverlenging voor grootschalige vergisting voor de productie van hernieuwbaar gas. In tabel 9-32 staan het voorgestelde basisbedrag en enkele andere subsidieparameters.

Tabel 9-31. Technisch-economische parameters levensduurverlenging grootschalige vergisting, hernieuwbaar gas

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2020 ¹	Advies SDE++ 2021 ¹
Referentie grootte	[MW input]	1,55	5,5
Vollasturen	[uur/jaar]	8000	8000
Interne warmtevraag	[% biogas]	8%	5%
Investeringskosten	[€/kW input]	1400	510
Vaste O&M-kosten	[€/kW input/jaar]	450	111
Energie-inhoud substraat	[GJ biogas/t]	1,25	3,4
Grondstofkosten	[€/t]	0	28,2

¹In 2020 werd uitgegaan van investeringen in een nieuwe gaszuiveringsinstallatie, in 2021 is uitgegaan van renovatie van een bestaande gaszuiveringsinstallatie.

Tabel 9-32. Subsidieparameters levensduurverlenging grootschalige vergisting, hernieuwbaar gas

	Eenheid	Advies SDE++ 2020	Advies SDE++ 2021
Basisbedrag SDE++	[€/kWh]	0,077	0,0543
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12

Grootschalige vergisting, gecombineerde opwekking

Als referentie voor deze categorie wordt uitgegaan van een vergister met een schaal van 2,3 MW_e (5,5 MW_{th} input). Voor de SDE++-basisbedragen wordt gerekend met een elektrisch rendement van 41% bij de omzetting van het biogas naar netto-elektriciteitslevering. Voor de warmte is aangenomen dat alle beschikbare warmte (na aftrek van de interne warmtebehoefte voor de vergister) beschikbaar is voor bijvoorbeeld 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 investeringen voor renovatie van de vergister en WKK bedragen 1,9 miljoen euro. De vaste O&M-kosten worden geschat op 81 euro/kW input oftewel 0,4 miljoen euro per jaar.

In tabel 9-33 en tabel 9-34 staan de technisch-economische- en subsidieparameters van levensduurverlenging voor grootschalige vergisting voor gecombineerde opwekking van elektriciteit en warmte.

Tabel 9-33. Technisch-economische parameters levensduurverlenging grootschalige vergisting, gecombineerde opwekking

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2021
Referentiegrootte	[MW _{th} input]	5,5
Interne warmtevraag	% biogas	5%
Elektrisch vermogen	[MW _e]	2,3
Thermisch outputvermogen	[MW _{th} output]	2,6
Vollasturen elektriciteitsafzet	[uur/jaar]	8000
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	7300
Maximaal elektrisch rendement		41%
Investeringskosten	[€/kW _{th} input]	352
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th} input/jaar]	81
Energie-inhoud substraat	[GJ biogas/t]	3,4
Grondstofkosten	[€/t]	28,2

Tabel 9-34. Subsidieparameters levensduurverlenging grootschalige vergisting, gecombineerde opwekking

	Eenheid	Advies SDE++ 2021
Basisbedrag SDE++	[€/kWh]	0,0589
Looptijd subsidie	[jaar]	12

Grootschalige vergisting, warmte

De referentie-installatie is grotendeels gelijk aan de referentie-installatie voor gecombineerde opwekking, alleen wordt het biogas nu verstoekt in een gasketel. Er zijn geen kosten meege-nomen 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 renovatie van de vergistingsinstallatie en de ketel bedragen 1,6 miljoen euro. De vaste O&M-kosten worden geschat op 0,2 miljoen euro per jaar.

In tabel 9-35 staan de technisch-economische parameters behorende bij grootschalige ver-gisting voor hernieuwbare warmte. Tabel 9-36 geeft het basisbedrag en enkele andere subsi-dieparameters.

Tabel 9-35. Technisch-economische parameters levensduurverlenging grootschalige vergisting, warmte

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2021
Inputvermogen	[MW input]	5,5
Outputvermogen	[MW output]	4,7
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	7000
Interne warmtevraag	[% biogas]	5%
Investeringskosten	[€/kW output]	293
Vaste O&M-kosten	[€/kW output/jaar]	44
Energie-inhoud substraat	[GJ biogas/t]	3,4
Grondstofkosten	[€/t]	28,2

Tabel 9-36. Subsidieparameters levensduurverlenging grootschalige vergisting, warmte

	Eenheid	Advies SDE++ 2021
Basisbedrag SDE++	[€/kWh]	0,0534
Looptijd subsidie	[jaar]	12

Grootschalige vergisting, ombouw naar hernieuwbaar gas

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 opwerkingsinstallatie 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 1,9 miljoen euro, terwijl voor de nieuwe opwerkingsinstallatie rekening wordt gehouden met 2,1 miljoen euro. De vaste O&M-kosten worden geschat op 0,6 miljoen euro per jaar.

Tabel 9-37 geeft het overzicht van de technisch-economische parameters voor de productie van hernieuwbaar gas. In tabel 9-38 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 9-37. Technisch-economische parameters levensduurverlenging grootschalige vergisting, ombouw naar hernieuwbaar gas

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2020	Advies SDE++ 2021
Referentiegrootte	[MW input]	1,55	5,5
Vollasturen	[uur/jaar]	8000	8000
Interne warmtevraag	[% biogas]	8%	5%
Investeringskosten	[€/kW input]	1400	330
Investeringskosten groengasinstallatie	[€/kW output]	-	404
Vaste O&M-kosten	[€/kW input]	450	111
Energie-inhoud substraat	[GJ biogas/t]	1,25	3,4
Grondstofkosten	[€/t]	0	28,2

Tabel 9-38. Subsidieparameters levensduurverlenging grootschalige vergisting, ombouw naar hernieuwbaar gas

	Eenheid	Advies SDE++ 2020	Advies SDE++ 2021
Basisbedrag SDE++	[€/kWh]	0,073	0,058
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12

Monomestvergisting ≤400 kW, hernieuwbaar gas

De referentie-installatie voor kleinschalige monomestvergisting is gebaseerd op voornamelijk mest uit eigen bedrijf. Het referentiesysteem voor deze categorie heeft een ruwbiogasproductie van 47 m³ per uur, oftewel 30 m³ per uur hernieuwbaar gas. De warmte die nodig is voor het verwarmen van de vergister wordt extern ingekocht, opgewekt met een warmtepomp of afgenomen van een houtketel tegen gemiddeld 7,5 euro/GJ. De vereiste elektriciteit wordt afgenomen van het net. De totale investeringen in de renovatie van de vergistingsinstallatie, inclusief de opwaardering naar hernieuwbaar gas, worden geschat op 0,5 miljoen euro. De vaste O&M-kosten worden geschat op 92.000 euro per jaar.

Tabel 9-39 geeft het overzicht van de technisch-economische parameters voor de productie van hernieuwbaar gas. In tabel 9-40 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 9-39. Technisch-economische parameters monomestvergisting ≤400 kW, hernieuwbaar gas

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2021
Referentiegrootte	[kW input]	270
Vollasturen	[uur/jaar]	8000
Interne warmtevraag	[% biogas]	18%
Investeringskosten	[€/kW input]	1980
Vaste O&M-kosten	[€/kW input/jaar]	340
Energie-inhoud substraat	[GJ biogas/t]	0,53
Grondstofkosten	[€/t]	0

Tabel 9-40. Subsidieparameters monomestvergisting ≤400 kW, hernieuwbaar gas

	Eenheid	Advies SDE++ 2021
Basisbedrag SDE++	[€/kWh]	0,0722
Looptijd subsidie	[jaar]	12

Monomestvergisting ≤400 kW, gecombineerde opwekking

De referentie-installatie voor de productie van hernieuwbare warmte en elektriciteit is gebaseerd op een situatie met voornamelijk mest uit eigen bedrijf. Op basis van de energie-inhoud van mest en het elektrisch rendement van de gasmotor levert de referentie-installatie een netto-elektrische output van 39 kWe. 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 voor renovatie bedragen 0,25 miljoen euro en de vaste O&M-kosten worden geschat op 24.000 euro per jaar.

In tabel 9-41 staan de technisch-economische parameters van kleinschalige monomestvergisting voor elektriciteit en warmte. Tabel 9-42 geeft het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters.

Tabel 9-41. Technisch-economische parameters monomestvergisting ≤ 400 kW, gecombineerde opwekking

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2021
Inputvermogen	[kW _{th} input]	123
Interne warmte vraag	% biogas	18%
Elektrisch vermogen	[kW _e]	39
Thermisch outputvermogen	[kW _{th} output]	59
Vollasturen elektriciteitsafzet	[uur/jaar]	8000
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	5300
Maximaal elektrisch rendement		32%
Investeringskosten	[€/kW _{th} input]	2009
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th} input/jaar]	198
Energie-inhoud substraat	[GJ biogas/t]	0,53
Grondstofkosten	[€/t]	0

Tabel 9-42. Subsidieparameters monomestvergisting ≤ 400 kW, gecombineerde opwekking

	Eenheid	Advies SDE++ 2021
Basisbedrag SDE++	[€/kWh]	0,0959
Looptijd subsidie	[jaar]	12
Warmtekrachtverhouding	[E:W]	1,00
Samengesteld aantal vollasturen	[uur/jaar]	6374

Monomestvergisting ≤ 400 kW, warmte

De referentie-installatie voor de productie van warmte is gebaseerd op een situatie met voornamelijk mest uit eigen bedrijf. Er is uitgegaan van een vergister op boerderijschaal met eenzelfde schaalgrootte als bij gecombineerde opwekking. Het biogas wordt geleverd aan een hub, waar het verstoekt wordt in een gasketel. De veronderstelde benodigde investeringen voor renovatie bedragen 0,2 miljoen euro en de vaste O&M-kosten worden geschat op 18.000 euro per jaar.

In tabel 9-43 staan de technisch-economische parameters van vergisting van uitsluitend dierlijke mest voor warmte. In tabel 9-44 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 9-43. Technisch-economische parameters monomestvergisting ≤400 kW, warmte

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2021
Inputvermogen	[kW input]	123
Outputvermogen	[kW output]	91
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	7000
Interne warmtevraag	[% biogas]	18%
Investeringskosten	[€/kW output]	2350
Vaste O&M-kosten	[€/kW output/jaar]	196
Energie-inhoud substraat	[GJ biogas/t]	0,53
Grondstofkosten	[€/t]	0

Tabel 9-44. Subsidieparameters monomestvergisting ≤400 kW, warmte

	Eenheid	Advies SDE++ 2021
Basisbedrag SDE++	[€/kWh]	0,0764
Looptijd subsidie	[jaar]	12

Monomestvergisting ≤400 kW, ombouw naar hernieuwbaar gas

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 opwerkingsinstallatie 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 opwerkingsinstallatie wordt rekening gehouden met 0,65 miljoen euro. De vaste O&M-kosten worden geschat op 92.000 euro per jaar.

Tabel 9-45 geeft het overzicht van de technisch-economische parameters voor de productie van hernieuwbaar gas. In tabel 9-46 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 9-45. Technisch-economische parameters monomestvergisting ≤400 kW, ombouw naar hernieuwbaar gas

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2021
Referentiegrootte	[kW input]	270
Vollasturen	[uur/jaar]	8000
Interne warmtevraag	[% biogas]	18%
Investeringskosten	[€/kW input]	2400
Vaste O&M-kosten	[€/kW input]	340
Energie-inhoud substraat	[GJ biogas/t]	0,53
Grondstofkosten	[€/t]	0

Tabel 9-46. Subsidieparameters monomestvergisting ≤400 kW, ombouw naar hernieuwbaar gas

	Eenheid	Advies SDE++ 2021
Basisbedrag SDE++	[€/kWh]	0,0794
Looptijd subsidie	[jaar]	12

10 Geavanceerde hernieuwbare brandstoffen voor transport

10.1 Inleiding

In dit hoofdstuk gaan we in op de bevindingen over nieuw voorgestelde SDE++-categorieën voor geavanceerde hernieuwbare brandstoffen:

- Bio-ethanol uit lignocellulosehoudende biomassa (land- en bosbouwafval). Met deze techniek worden uit lignocellulosehoudende biomassa suikers gewonnen die vervolgens door fermentatie worden omgezet naar bio-ethanol die als benzinevervanger kan worden ingezet.
- Bio-LNG uit mest en allesvergisting. Met deze techniek wordt door vergisting van mest en andere verteerbare grondstoffen methaan verkregen, die na opwerking en liquefactie als bio-LNG voor transportdoeleinden kan worden ingezet.
- Gehydrateerde pyrolyse-olie uit lignocellulosehoudend materiaal. Met deze techniek wordt lignocellulosehoudende biomassa (bijvoorbeeld houtsnippers) omgezet in olie via een snelle pyrolysemethode. De verkregen biodiesel kan worden ingezet in de binnenvaart.

10.1.1 Wijzigingen ten opzichte van het conceptadvies

De waarden van hernieuwbare brandstofeenheden (HBE's²⁵) zijn in dit eindadvies in het correctiebedrag opgenomen. Ze vormen echter geen onderdeel van de productprijs, noch van de langetermijnprijs. Zij zijn op een wijze 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.

10.2 Beschrijving referentie-installaties

10.2.1 Bio-ethanol uit lignocellulosehoudende biomassa

In deze categorie worden lignocellulosehoudende grondstoffen gebruikt om bio-ethanol ($\text{CH}_3\text{CH}_2\text{OH}$) te produceren. De referentiecaserelatie betreft een standalone productiefaciliteit

²⁵ Hernieuwbare brandstofeenheden (HBE's) zijn de eenheden waarmee bedrijven, binnen de uitvoeringssystematiek Energie voor Vervoer, voldoen aan hun jaarverplichting.

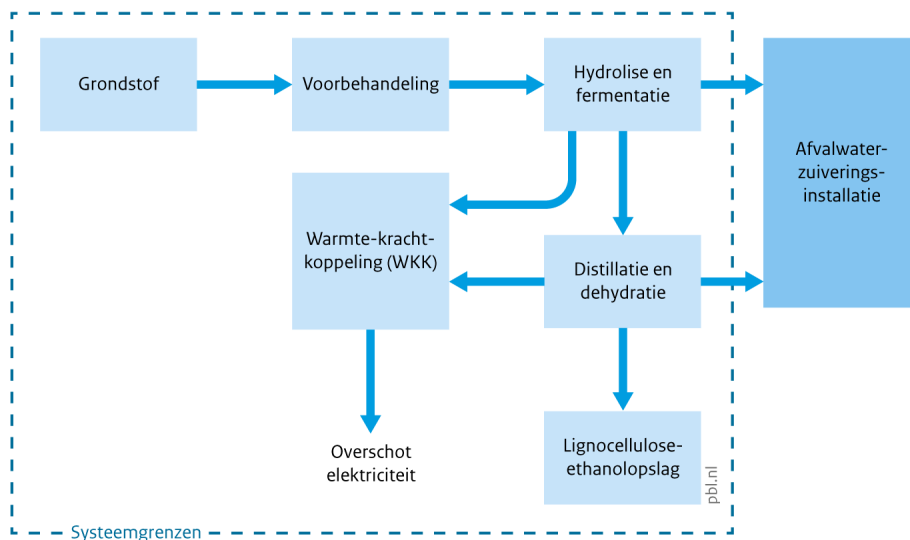
waarbij het proces zelfvoorzienend is (er wordt intern voldaan aan de vraag naar stoom en elektriciteit).

De belangrijkste stappen om ethanol uit lignocellulose te produceren zijn voorbereiding van biomassa, gevolgd door enzymatische hydrolyse en fermentatie en de terugwinning met ethanol als eindproduct. Het voorbereidingsproces is gericht op het optimaliseren van de hydrolyse en de processen erna en is afhankelijk van de karakteristieken van de grondstof. Tijdens de voorbereiding worden cellulose en hemicellulose gescheiden van lignine. Lignine wordt doorgaans gescheiden en gedroogd, om vervolgens als brandstof te dienen voor de processen. Enzymatische hydrolyse is een cruciale stap waarbij de cellulose wordt afgebroken tot glucose. Hemicellulose wordt door autohydrolyse omgezet in fermenteerbare suikers (C5- en C6-suikers). In het fermentatieproces worden alle suikers omgezet in bio-ethanol door verschillende micro-organismen. De lage concentratie bio-ethanol wordt via distillatie, rectificatie en dehydratering opgewaardeerd naar de gewenste hoge concentratie om benut te worden als biobrandstof. We nemen aan dat de procesenergie gewonnen wordt via lignineverbranding in een eigen boiler en elektriciteitsproductie plaatsvindt met de resulterende stoom. Er is dus geen externe energievoorziening nodig en afhankelijk van de bedrijfsmodus wordt netto-elektriciteit opgewekt.

Afhankelijk van de fysieke eigenschappen en de chemische compositie van de belangrijkste grondstoffen zijn verschillende fabrieksconfiguraties ontwikkeld. In dit advies is een fabrieksconfiguratie gekozen die gemengde lignocellulosehoudende grondstoffen (inclusief B-hout) verwerkt. De installatie heeft een referentie grootte van 77 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%.

Figuur 10.1

Flowdiagram van lignocellulose-ethanolfabriek



Bron: PBL

Investeringskosten

Momenteel bestaat er wereldwijd een beperkt aantal eerste-generatie-ethanol-fabrieken die lignocellulose gebruiken en die opereren op commerciële schaal. Veel commerciële fabrieken zijn inmiddels, om verschillende redenen, gesloten. Er zijn ook enkele fabrieken die nu gebouwd worden, of die gepland staan om in de komende periode gebouwd te worden.

De capaciteiten van deze fabrieken variëren tussen 10 en 90 kt ethanol. De totale investeringen van deze fabrieken liggen rond de 2000-3900 euro/kW output. De kapitaalkosten van lignocellulose-ethanol-fabrieken liggen binnen een bandbreedte van 2570 euro/kW en 3650 euro/kW ethanolproductie, afhankelijk van verschillende aspecten zoals fabrieksgrootte, technologiecomplexiteit, evolutie van de leercurve en fabriekslocatie. 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 3800 euro/kW output. Deze waarde is vergelijkbaar met de bovenkant van de bandbreedte van informatie uit de literatuur. Deze hoge investeringskosten hebben betrekking op de installatie-configuratie die gemengde biomassa, inclusief afvalhout, kan verwerken.

O&M-kosten

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 190 euro/kW output. De totale O&M-kosten komt overeen met 7% van CAPEX. Voor de elektriciteitsprijs wordt een groothandelprijs gehanteerd van 0,0449 euro/kWh. Dit is berekend op basis van de ongewogen gemiddelde elektriciteitsprijzen van 2021 tot en met 2030, op basis van de KEV 2020.

Grondstofprijzen

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 derhalve 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 grondstoffen voor de referentiecategorie ethanol uit lignocellulose.

We nemen aan dat een nieuwe installatie een mix zal gebruiken van houtsnippers en afvalhout (B-hout). Als de installatie goed draait, kan het aandeel houtsnippers worden vermindert en kan het aandeel ander kwaliteitsafvalhout worden vergroot (bijvoorbeeld mindere kwaliteit B-hout en andere residuen) om een economisch optimum te bereiken. In deze SDE++ gaan we ervan uit dat de inputprijs van grondstoffen 50 euro/droge ton zal zijn. De prijs van houtsnippers wordt aangenomen als 100 euro/droge ton en B-hout als 0 euro/droge ton.²⁶ Ter vergelijking, in het SGAB-kostenrapport werden de grondstofkosten geacht te liggen tussen 10-20 euro/MWh (50-100 euro/droge ton).

²⁶ Om te vermijden dat de SDE++-regeling een prijsopdrijvend effect creëert op de B-houtmarkt en omdat verbranden in een AVI het alternatief is, wordt vooralsnog vastgehouden aan een prijs van 0 euro/t voor B-hout.

Tabel 10-1 geeft de voorgestelde technisch-economische parameters voor deze categorie en in tabel 10-2 staat het bijbehorende basisbedrag.

Tabel 10-1. Technisch-economische parameters lignocellulose-ethanolinstallatie

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2021
Inputvermogen	[MW output]	77
Vollasturen ethanolproductie	[uur/jaar]	8000
Investeringskosten	[€/kW output]	3800
Vaste O&M-kosten	[€/kW output/jaar]	190
Variabele O&M-kosten (incl. contractkosten)	[€/kWh output]	0,011
Thermisch rendement	[MW ethanol/MW biomassa]	37%
Energie-inhoud biomassa	[GJ /t]	17
Grondstofkosten	[€/t]	50

Tabel 10-2. Overzicht subsidieparameters lignocellulose-ethanolinstallatie

Categorie	Basisbedrag SDE++ 2021 [€/kWh]	Vollasturen SDE++ 2021 [uur/jaar]	Economische levensduur [jaar]	Looptijd subsidie [jaar]
Basisbedrag SDE++ 2021	0,1222	8000	15	15

Vermeden CO₂-emissies lignocellulose-ethanol

De vermeden CO₂ 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 gedacht te zijn geleverd aan het net, ter vervanging van een deel van de elektriciteitsmix. De daarmee samenhangende, extra vermeden CO₂-uitstoot wordt in deze berekening meegenomen.

Tabel 10-3 toont de emissiefactoren die worden gebruikt om de emissie-intensiteit van geavanceerde biobrandstoffen te berekenen.

Tabel 10-3. Emissiefactoren en vermeden emissiefactor geavanceerde biobrandstoffen

Energiedrager	Emissiefactoren (kg CO ₂ -eq/kWh)
Benzine	0,263
Elektriciteit	0,216
Vermeden-emissiefactor lignocellulose-ethanol	0,3012

Bron: RVO Nederlandse lijst van energiedragers en standaard CO₂-emissiefactoren, versie januari 2020 (benzine) en PBL (2020) (elektriciteit).

10.2.2 Bio-LNG uit monomestvergisting

Deze categorie bouwt voort op de SDE++-categorieën voor monomestvergisting en allesvergisting, gevolgd door de biogasopwaardering naar biomethaan met een zuiverheid van 96-99% en omgezet in bio-LNG via een liquefactieproces. Biogasopwaardering naar biomethaan omvat de verwijdering van H₂S, door middel van actief kool, verwijderen van vocht, verwijderen van andere verontreinigingen en verwijderen van CO₂ door membraanscheiding als de meest gebruikte upgrade-technologie. De biomethaanstroom voorafgaand aan liquefactie

moet voldoen aan de technische specificaties op het gebied van CO₂, vochtgehalte en H₂S (CO₂ dient beperkt te blijven tot 50 ppm; H₂O rond 0,1-1 ppm en H₂S niet meer dan 1-4 ppm). Om deze niveaus te bereiken kunnen extra verwijderingstappen nodig zijn, genaamd 'polijsten'. De Rankine- en de Reversed Brayton-cyclus lijken de meest toegepaste commerciële technologieën te zijn voor biomethaan-liquefactie. In deze studie is voor de Brayton-cyclus gekozen als referentietechnologie.

De in Europa geïmplementeerde bio-LNG-installaties zijn tussen de 500-1500 Nm³/uur biogas en de grootschalige monovergisting die we in de SDE++ hebben, heeft een biogascapaciteit die in dat bereik ligt. Daarom worden de technisch-economische data met betrekking tot mestvergisting afgeleid uit de categorie *Monomestvergisting > 400 kW_{th}*, hetgeen resulteert in 440 kg bio-LNG per uur. De mestinput is bijna 300 kt per jaar. Die bestaat uit een mengsel van varkensmest en rundveemest, met een mix van drijfmest en dikke fractie in een verhouding van 80/20. Hiermee komt de gemiddelde biogasopbrengst van de invoer op 25 m³ biogas per ton mest te liggen.

Investeringskosten

De totale investeringskosten omvatten onder andere de kosten van vergisting, gasopwaardering en de liquefactie. De categorie bouwt voort op de categorie *Monovergisting > 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 de categorie *Monomestvergisting > 400 kW_{th}*. De totale investeringskosten omvatten onder andere de kosten van vergisting, gasopwaardering en de liquefactie. De totale investeringskosten voor de referentie-installatie vergisting worden geschat op 10,9 miljoen euro. De investeringskosten voor de gasopwaardering en het liquefactieproces worden geschat op ongeveer 4,5 miljoen euro.

O&M-kosten

De O&M-kosten zijn net als de investeringskosten gebaseerd op de categorie *Monomestvergisting > 400 kW_{th}*. Daarnaast zijn de O&M-kosten voor de liquefactie inbegrepen. De vaste O&M-kosten worden geschat op 1,9 miljoen euro per jaar voor vergisting en opwaardering. Voor het liquefactieproces worden de vaste O&M-kosten gesteld op 10% van de totale investeringskosten van liquefactie. De variabele kosten omvatten onder meer de kosten van elektriciteitsverbruik. Voor de elektriciteitsprijs wordt de groothandelsprijs gebruikt van 0,0449 euro/kWh. Deze is berekend op basis van de ongewogen gemiddelde elektriciteitsprijzen van 2021 tot en met 2030 op basis van de KEV 2020 (PBL 2020).

Tabel 10-4 geeft de voorgestelde technisch-economische parameters weer voor deze categorie en tabel 10-5 toont het basisbedrag voor deze categorie.

Tabel 10-4. Technisch-economische parameters bio-LNG uit monomestvergisting

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2021
Inputvermogen	[MW input]	5,5
Vollasturen bio-LNG-productie	[uur/jaar]	8000
Investeringskosten (vergisting)	[€/kW input]	1980
Investeringskosten (gasopwaardering en liquefactie)	[€/kW output]	820
Vaste O&M-kosten (vergisting en gasopwaardering)	[€/kW input/jaar]	290
Vaste O&M-kosten (liquefactie)	[€/kW output/jaar]	47
Variabele O&M-kosten (vergisting, gasopwaardering, liquefactie)	[€/kWh output]	0,0055
Thermisch rendement	[MW bio-LNG/MW bio-gas]	99%
Energie-inhoud substraat	[GJ /t]	0,53
Grondstofkosten	[€/t]	0

Tabel 10-5. Overzicht subsidieparameters bio-LNG uit monomestvergisting

Categorie	Basisbedrag SDE++ 2021 [€/kWh]	Vollasturen SDE++2021 [uur/jaar]	Economische levensduur [jaar]	Looptijd subsidie [Jaar]
Bio-LNG uit monomestvergisting	0,0880	8000	12	12

Vermeden CO₂-emissies en CO₂-subsidie-intensiteit van bio-LNG uit mest

De vermeden emissiefactor van bio-LNG is gebaseerd op de vermeden uitstoot door substitutie van diesel en de vermeden uitstoot van mest.²⁷ De bio-LNG-emissiefactor omvat ook de uitstoot die vrijkomt door het gebruik van elektriciteit tijdens de opwaarderings- en liquefactiestappen. Tabel 10-6 toont de emissiefactoren die worden gebruikt om de emissie-intensiteit van bio-LNG te berekenen.

Tabel 10-6. Emissiefactoren en vermeden emissiefactor geavanceerde biobrandstoffen

Energiedrager	Emissiefactoren (kg CO ₂ -eq/kWh)
Diesel	0,261
Elektriciteit	0,216
Vermeden uitstoot mest	22,5 kg /t
Vermeden emissiefactor bio-LNG	0,3894

Bron: RVO Nederlandse lijst van energiedragers en standaard CO₂-emissiefactoren, versie januari 2020 (diesel) en PBL (2020) (elektriciteit).

²⁷ 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 hernieuwbaar-gasproductie die voor een kwart bestaat uit het voordeel van vervanging van aardgas door hernieuwbaar gas en voor driekwart uit vermeden methaanemissies door vergisting. Dit is een gevoelige doch onzekere parameter voor de rangschikking. Wij kiezen hier voor een conservatieve waarde van 45 kg CO₂-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 CO₂-reductie per ton mest.

10.2.3 Bio-LNG uit allesvergisting

Investeringskosten

Het startpunt van deze categorie is bio-LNG uit grootschalige vergisting. Voor 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 categorie 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 m³ biogas per ton. De totale investeringskosten omvatten de kosten van vergisting, gasopwaardering en de liquefactie. De totale investeringskosten voor de referentie-installatie vergisting wordt geschat op 4,8 miljoen euro. De investeringskosten voor de gasopwaardering en het liquefactieproces worden geschat op ongeveer 4,3 miljoen euro.

O&M-kosten

De vaste O&M-kosten worden geschat op 0,61 miljoen euro per jaar voor vergisting en opwaardering. Voor het liquefactieproces worden de vaste O&M-kosten gesteld op 10% van de totale investeringskosten van liquefactie. De variabele kosten omvatten onder meer de kosten van elektriciteitsverbruik. Voor de elektriciteitsprijs wordt de groothandelsprijs gehanteerd van 0,0449 euro/kWh. Deze is berekend op basis van de ongewogen gemiddelde elektriciteitsprijzen van 2021 tot en met 2030 op basis van de KEV 2020. Tabel 10-7 geeft de voorgestelde technisch-economische parameters weer voor deze categorie en tabel 10-8 toont het basisbedrag voor deze categorie.

Tabel 10-7. Technisch-economische parameters bio-LNG uit allesvergisting

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2021
Inputvermogen	[MW input]	5,5
Vollasturen bio-LNG-productie	[uur/jaar]	8000
Investeringskosten (vergisting)	[€/kW input]	880
Investeringskosten (gasopwaardering en liquefactie)	[€/kW output]	820
Vaste O&M-kosten (vergisting en gasopwaardering)	[€/kW input/jaar]	111
Vaste O&M-kosten (liquefactie)	[€/kW output/jaar]	47
Variabele O&M-kosten (vergisting, gasopwaardering, liquefactie)	[€/kWh output]	0,0059
Thermisch rendement	[MW bio-LNG/MW biogas]	95%
Energie-inhoud substraat	[GJ /t]	3,4
Grondstofkosten	[€/t]	27,8

Tabel 10-8. Overzicht subsidieparameters bio-LNG uit allesvergisting

Categorie	Basisbedrag SDE++ 2021 [€/kWh]	Vollasturen SDE++2021 [uur/jaar]	Economische levensduur [jaar]	Looptijd subsidie [Jaar]
Basisbedrag SDE++ 2021	0,0814	8000	12	12

Vermeden CO₂-emissies en CO₂-subsidie-intensiteit van bio-LNG uit mest

De vermeden 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 10-9 toont de emissiefactoren die worden gebruikt om de emissie-intensiteit van bio-LNG te berekenen.

Tabel 10-9. Emissiefactoren en vermeden emissiefactor geavanceerde bio-brandstoffen

Energiedrager	Emissiefactoren (kg CO ₂ -eq/kWh)
Diesel	0,261
Elektriciteit	0,216
Vermeden emissiefactor bio-LNG uit grootschalige vergisting	0,2328

Bron: RVO Nederlandse lijst van energiedragers en standaard CO₂-emissiefactoren, versie januari 2020 (diesel) en PBL (2020) (elektriciteit).

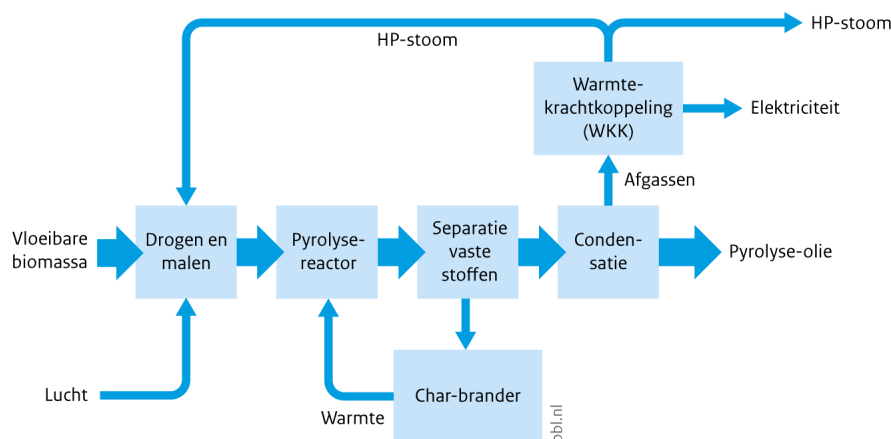
10.2.4 Hydropyrolyse-olie uit lignocellulose

De pyrolyse-olie wordt geproduceerd via snelle pyrolyse van vaste biomassa in een zuurstofloze omgeving. Het proces omvat drie stappen: een voorbereiding van biomassa, de pyrolyse en de olieproductie. De voorbereiding bestaat uit de vermindering van het vochtgehalte en het tot kleinere deeltjes (< 3 mm) vermalen van biomassa. Normaal gesproken wordt het vochtgehalte van de grondstof verlaagd van 50 wt% (natte basis) naar 8-10 wt% en verbruikt het droogproces ongeveer 2 MJ stoom/kg hout. Het maalproces verbruikt ongeveer 0,22 MJ elektriciteit/kg hout.

In de reactor worden deze deeltjes vermengd met heet zand, dat gebruikt wordt als warmtedrager en de pyrolyse vindt plaats bij 500 °C. De reactie produceert olie, niet-condenseerbaar gas en als residu char; de laatste twee worden gescheiden van de olie door cycloons en condensers. Het zand wordt teruggevoerd naar de reactor. Het gas en de char worden benut om energie te genereren, hetgeen voldoende warmte levert om de pyrolysereacties te laten plaatsvinden, om de biomassa te drogen en om extra stoom te genereren. Figuur 10-2 geeft het productieproces van de pyrolyse van bio-olie weer.

Figuur 10.2

Proces pyrolyse-olie uit houtsnippers



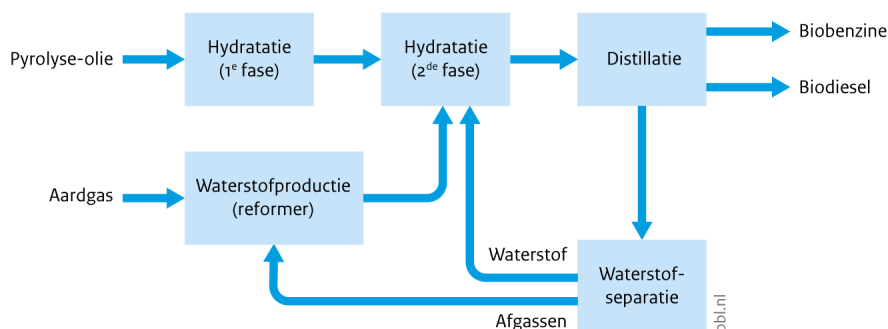
Bron: PBL

De pyrolyse-olieopwaarderingsroute is in ontwikkeling. Het opwaarderingsysteem bestaat uit een *hydrotreatment*-proces in twee fases. De eerste fase vindt plaats onder milde temperatuur en druk; de tweede fase vindt plaats onder zwaardere omstandigheden. De resulterende processtromen bevatten een gas dat rijk is aan lichte koolwaterstoffen en kooldioxide (afgassen die naar de warmte-krachtkoppeling (WKK) geleid kunnen worden), een waterige fase en de gedeoxygeneerde bio-olie. De opgewerkte bio-olie kan een zuurstofconcentratie bevatten van beneden 2% vol, hetgeen direct verwerkt kan worden in een distillatiekolom om producten zoals bionafta en biodiesel te onttrekken. De afgassen worden door een PSA-eenheid (Pressure Swing Adsorption, waterstofseparatie in figuur 10-2) gevoerd om de resterende waterstof te herwinnen en te recycleren naar de *hydrotreatment*-reactors.

In de conceptadviezen werden twee configuraties voor deze technologie voorgesteld: een met geïntegreerde productie van waterstof en een met externe levering van waterstof. Er is voor de eerste optie gekozen omdat deze de volledige benutting van de afgassen mogelijk maakt en daardoor een hogere materiaalefficiëntie biedt.

Figuur 10.3

Opwaarderding pyrolyse-olie met geïntegreerde waterstofproductie



Bron: PBL

De schaal die gekozen is voor deze technologie is 22 MW output van biobrandstoffen, bestaande uit 57% benzine en 43% diesel. De keuze voor deze schaal is gebaseerd op marktinformatie en literatuuronderzoek.

Investeringskosten

De investeringskosten voor de gepresenteerde opties zijn samengesteld uit twee belangrijke onderdelen: de kosten gerelateerd aan de pyrolyse-olieproductiefaciliteit en de kosten voor de opwaarderingsunit. De investeringskosten voor de categorie pyrolyse-olie zijn gebaseerd op gegevens uit het SGAB-rapport.²⁸ Hierin staat een investeringskostenrange vermeld van 0,9-1,7 Meuro/MW pyrolyse-bio-olie, bij een productiecapaciteit van 25-300 MW pyrolyse-bio-olie. De investeringskosten voor de capaciteit in dit concept zijn bepaald op basis van de relatie tussen deze kosten en de gepresenteerde capaciteitscijfers. De kosten gerelateerd aan de *hydrotreatment* zijn grotendeels gebaseerd op marktinformatie en op de PNNL-studie (2014), die voor de opwaarderingsfabriek een projectontwerp beschrijft vergelijkbaar met het proces dat in dit advies voorgesteld wordt. De investeringskosten voor de *reformer* zijn berekend op basis van een productiecapaciteit van 2,1 kt H₂/jr. De unit gebruikt het extra afgas uit de opwaarderingssectie als grondstof, maar deze heeft ook aardgas nodig om aan de waterstofvraag te voldoen.

²⁸ Er is een subgroep voor geavanceerde biobrandstoffen (SGAB) opgericht ter ondersteuning van het Forum voor Duurzaam Vervoer, opgericht door de Europese Commissie.

O&M-kosten

De vaste bedrijfskosten worden gesteld op 3% van de investeringskosten en de variabele O&M-kosten op 2% ervan. Voor deze optie is er sprake van extra stoomproductie als gevolg van het gebruik van de afgassen uit de pyrolysereactie in de WKK-unit. De hieraan gerelateerde opbrengst is ook meegenomen in de berekening van de uiteindelijke productiekosten.

We nemen aan dat een nieuwe installatie een mix zal gebruiken van houtsnippers en afvalhout. In deze SDE++ gaan we ervan uit dat de inputprijs van grondstoffen 50 euro/droge ton zal zijn. De prijs van houtsnippers wordt aangenomen als 100 euro/droge ton en B-hout als 0 euro/droge ton.²⁹ Ter vergelijking: in het SGAB-kostenrapport werden de grondstofkosten geacht te liggen tussen 10-20 euro/MWh (50-100 euro/droge ton).

Tabel 10-10 geeft de technisch-economische parameters die voorgesteld worden voor deze categorie. Tabel 10-11 toont het basisbedrag voor deze categorie.

Tabel 10-10. Standalone pyrolyse-olie hydrotreatmentoptie met H₂-productie

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2021
Inputvermogen	[MW biomassa]	36
Vollasturen biobrandstoffen afzet	[uur/jaar]	7500
Investeringskosten snelle pyrolysefabriek	[€/kW output]	1639
Investeringskosten hydrotreatmentfabriek	[€/kW output]	1720
Investeringskosten waterstoffabriek	[€/kW output]	687
Vaste O&M-kosten	[€/kW output/jaar]	121,4
Variabele O&M-kosten (incl. contractkosten) excl. Grondstofkosten	[€/kWh output]	0,013
Aardgaskosten ¹	[€/kWh output]	0,001
Elektriciteitskosten ²	[€/kWh output]	0,0006
Thermisch rendement	[MW output/MW biomassa]	61%
Energie-inhoud substraat	[GJ /t]	17
Grondstofkosten	[€/t]	50

¹ Aardgasprijs gesteld op 0,023 euro/kWh_{LHV}.

² Elektriciteitsprijs gesteld op 0,0449 euro/kWh.

Tabel 10-11. Overzicht subsidieparameters biobrandstoffen uit pyrolyse-olie

Categorie	Basisbedrag SDE++ 2021 [€/kWh]	Vollasturen SDE++ 2021 [uur/jaar]	Economische levensduur [jaar]	Looptijd Subsidie [jaar]
Biobrandstoffen uit pyrolyse-olie	0,1106	7500	20	15

Vermeden CO₂-emissies van hydrodeoxygeneerde biobrandstoffen

De vermeden emissiefactor van biobrandstoffen van hydrolyse-olie is gebaseerd op de vermeden uitstoot door substitutie van benzine (57%) en diesel (43%). De emissiefactor van hydrolyse-olie omvat ook de uitstoot vrijgekomen door het gebruik van elektriciteit tijdens de biomassavermaling en het gebruik van aardgas voor waterstofproductie.

²⁹ Om te vermijden dat de SDE++-regeling een prijsopdrijvend effect creëert op de B-houtmarkt en omdat verbranden in een AVI het alternatief is, wordt vooralsnog vastgehouden aan een prijs van 0 euro/t voor B-hout.

Tabel 10-12 toont de emissiefactoren die worden gebruikt om de emissie-intensiteit van hydrodeoxygeneerde biobrandstoffen te berekenen.

Tabel 10-12. Emissiefactoren en vermeden emissiefactor voor geavanceerde biobrandstoffen

Energiedrager	Emissiefactoren (kg CO ₂ -eq/kWh)
Benzine	0,263
Diesel	0,261
Aardgas	0,203
Elektriciteit	0,216
Vermeden emissiefactor biobrandstoffen van hydrolyse-olie uit lignocellulose	0,2493

Bron: RVO Nederlandse lijst van energiedragers en standaard CO₂-emissiefactoren, versie januari 2020 (benzine) en PBL (2020) (elektriciteit).

11 Grootschalige elektrische boilers

11.1 Beschrijving referentie-installatie

Als referentie-installatie is gerekend met een elektrodenboiler met een verbruiksvermogen van 20 MW_e en een efficiëntie van 99%. De referentie-installatie bestaat uit een elektrische boiler (inclusief controlepaneel), de benodigde elektriciteitsinfrastructuur (kabels, trafo's) binnen het hek voor de elektrische boiler en de aansluiting op het stoom- of warmtenetwerk (pijpleidingen). De boiler wordt 3000 uur per jaar ingezet als flexcapaciteit. Volgens de uitgangspunten dient voor categorieën die naar verwachting een grote spreiding in de kosten en opbrengsten hebben en waarover weinig projectinformatie beschikbaar is, het advies uit te gaan van een kosteneffectief project als basis om de subsidie te berekenen. Daarom wordt gerekend met gunstige inpassingsomstandigheden en wordt aangenomen dat er voldoende ruimte over is op de huidige aansluiting. Er is gerekend met een TS-aansluiting.

Ten opzichte van het conceptadvies zijn een aantal kostenparameters veranderd. Deze worden hierna beschreven.

11.1.1 Vaste operationele kosten

De vaste operationele kosten (inclusief jaarlijkse netwerkkosten en andere vaste kosten voor elektriciteitslevering) zijn vastgesteld op 56,7 euro/kW_{th}/jaar. De netwerkkosten en andere vaste kosten voor elektriciteitslevering zijn als volgt berekend.

Netwerkkosten elektriciteit

De tarieven voor de netwerkkosten³⁰ voor de referentie-installatie zijn gebaseerd op het gewogen gemiddelde uit de tarievenbesluiten van de regionale netbeheerders en TenneT voor 2020. De tarieven zijn verhoogd met 18% voor de EHS-aansluitingen en 8% voor de overige aansluitingen, om de verwachte verhoging van de transporttarieven in de jaren na 2020 mee te nemen.³¹ 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.

³⁰ Er is geen volumecorrectie op de nettarieven toegepast, omdat aangenomen wordt dat het flexibel inzetten van de elektrische boiler het verbruiksprofiel dermate verstoort dat volumecorrectie niet van toepassing is. De volumecorrectie nettarieven voor de energie-intensieve industrie is een regeling waarmee industriële afnemers van elektriciteit tot op 90% van het volume mogen corrigeren van het transporttarief op afgenomen elektriciteit (Staatsblad 2013).

³¹ Na overleg met TenneT bepaald.

Vaste kosten elektriciteit

Er zijn geen additionele periodieke aansluitingsvergoedingskosten of additionele kosten voor vastrecht tarief meegenomen, omdat, conform de uitgangspunten, verondersteld is dat de reeds bestaande aansluitingscapaciteit wordt gebruikt.

11.1.2 Variabele operationele kosten

De variabele operationele kosten worden verondersteld alleen uit de variabele kosten voor elektriciteit te 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 3000 uur laagste elektriciteitsprijzen van 2021 tot en met 2030 zoals geraamd in de KEV 2020: 0,0215 euro/kWh.

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. In tegenstelling tot het eindadvies SDE++ 2020 is aangenomen dat de regeling 'Teruggaaf energie-efficiency'³² niet meer van toepassing is, vanwege het eindigen van deze regeling eind 2020.

11.1.3 Vollasturen

Op basis van een analyse van elektriciteitsproductiedata uit de KEV 2020 is het aantal vollasturen gezet op 3000 uren per jaar. Dit is het geraamde aantal uren in 2030³³, waarbij de marginale productie-eenheid een CO₂-emissiefactor van 0 kgCO₂/kWh heeft.

In tabel 11-1 wordt per jaar tussen 2021 en 2030 het aantal uren gegeven waarin de marginale eenheid voor elektriciteitsproductie een emissiefactor van 0 kgCO₂/kWh heeft.

Tabel 11-1. Uren waarin marginale eenheid voor elektriciteitsproductie een emissiefactor van 0 kgCO₂/kWh heeft (afgerond naar dichtstbijzijnde 100-tal) per jaar

Jaar	Aantal uren marginale eenheid 0 kgCO ₂ /kWh
2021	1400
2022	1300
2023	1500
2024	1900
2025	2000
2026	2200
2027	2500
2028	2700
2029	2900
2030	3000

³² Bedrijven kunnen een deel van hun energiebelasting terugvragen als zij meer dan 10 miljoen kWh verbruiken en een meerjarenafpraak met de overheid hebben afgesloten ter verbetering van hun energie-efficiëntie.

³³ In plaats van het jaar 2031 zijn de data voor het jaar 2030 gebruikt, omdat de KEV 2020-modellering het jaar 2031 niet als zichtjaar bevat.

In tabel 11-2 staan het aantal uren waarop productie van warmte uit een elektrische boiler volgens de KEV 2020-data zou leiden tot een netto-emissiereductie ten opzichte van warmteproductie uit een gasgestookte ketel.

Tabel 11-2. Uren waarin de emissiefactor van productie van warmte uit een elektrische boiler lager is dan die van een gasgestookte ketel

Jaar	Aantal uren
2021	4000
2022	4090
2023	3540
2024	7200
2025	7780
2026	7880
2027	8580
2028	8760
2029	8760
2030	8760

Tabel 11-3 geeft een samenvatting van de technisch-economische parameters. Tabel 11-4 geeft een overzicht van de subsidieparameters.

Tabel 11-3. Technisch-economische parameters grootschalige elektrische boiler

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2020	Advies SDE++ 2021
Inputvermogen	kW _e	20000	20000
Outputvermogen	kW _{th}	19800	19800
Vollasturen warmteafzet	Uren/jaar	2000	3000
Investeringskosten	€/kW _{th}	115	115
Vaste O&M-kosten	€/kW _{th} /jaar	49,0	56,7
Variabele O&M-kosten	€/kWh _{th}	0,0370	0,0228

Tabel 11-4. Overzicht subsidieparameters grootschalige elektrische boiler

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2020	Advies SDE++ 2021
Basisbedrag SDE++	€/kWh _{th}	0,072	0,0492
Looptijd subsidie	Jaar	15	15

11.2 Aandachtspunten

Het basisbedrag voor een elektrische boiler is berekend op basis van de situatie dat een bedrijf een elektrische boiler plaatst en hiermee elektriciteit van het transmissie- of distributienet omzet in warmte ter vervanging van warmte van een gasgestookte ketel of WKK. Er wordt verder van uitgegaan dat de ketel alleen wordt bedreven in de 3000 uren met de laagste elektriciteitsprijs van het jaar, en dat tijdens deze uren de uitstoot van warmteproductie via de elektrische boiler leidt tot netto-emissiereductie ten opzichte van warmteproductie door middel van een gasgestookte ketel.

Bij specifieke situaties zou het mogelijk kunnen zijn dat een bedrijf de elektrische boiler bedrijft met elektriciteit uit de eigen WKK. Dit zou kunnen gebeuren als een bedrijf de geproduceerde elektriciteit normaal gesproken op het net zet (en dus niet voor eigen processen gebruikt). De inzet van de elektrische boiler zou in dat geval niet leiden tot een netto-emissiereductie. Het is echter onduidelijk of een dergelijke situatie vaak zal voorkomen.

12 Grootschalige warmtepompen

12.1 Inleiding

In dit hoofdstuk gaan we in op de toepassing van elektrisch gedreven grootschalige warmtepompen voor het opwaarderen van restwarmte. De warmte die uit de warmtepomp komt dient ter plekke gebruikt te worden voor eigen processen. Het advies betreft twee opties:

- elektrische gedreven warmtepomp (gesloten systeem)
- elektrisch gedreven warmtepomp (open systeem)

12.2 Wijzigingen ten opzichte van het conceptadvies

12.2.1 Vaste operationele kosten

Netwerkkosten elektriciteit

De tarieven voor de netwerkkosten³⁴ voor de referentie-installatie zijn gebaseerd op het gewogen gemiddelde van de tarievenbesluiten voor 2020 van de regionale netbeheerders en TenneT die horen bij de aansluiting van de site van de referentie-installatie. De tarieven zijn verhoogd met 18% voor de EHS-aansluitingen en 8% voor de overige aansluitingen, om de verwachte verhoging van de transporttarieven in de jaren na 2020 mee te nemen.³⁵ Deze tarieven zijn vermenigvuldigd met het piekvermogen van de referentie-installatie om de jaarlijkse netwerkkosten te bepalen.

12.2.2 Variabele operationele kosten

De variabele operationele kosten worden verondersteld alleen uit de variabele kosten voor elektriciteit te bestaan. We gaan hierna in op de genomen groothandelsprijs en energiebelastingen.

Marktprijs elektriciteit

De gebruikte groothandelsprijs voor elektriciteit bij basislast is 0,0449 euro/kWh. Deze groothandelsprijs is berekend als het ongewogen gemiddelde van de elektriciteitsprijzen van 2021 tot en met 2030 zoals geraamd in de KEV 2020.

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. In tegenstelling tot het eindadvies SDE++ 2020 is aangenomen

³⁴ Er is geen volumecorrectie toegepast op de nettarieven omdat deze bij het jaarlijkse elektriciteitsverbruik van de gekozen referentie-installatiesite niet van toepassing zijn. De volumecorrectie nettarieven voor de energie-intensieve industrie is een regeling waarmee industriële afnemers van elektriciteit tot op 90% van het volume mogen corrigeren van het transporttarief op afgenomen elektriciteit (Staatsblad 2013).

³⁵ In overleg met TenneT bepaald.

dat de regeling 'Teruggaaf energie-efficiency'³⁶ niet meer van toepassing is, vanwege het eindigen van deze regeling eind 2020.

12.2.3 Vollasturen

Er zijn aparte subcategorieën opgesteld per bedrijfstijd:

- 3000 vollasturen per jaar (seizoensgebonden productie);
- 5000 vollasturen per jaar (doordeweekse productie);
- 8000 vollasturen per jaar (volcontinue productie).

12.2.4 Correctiebedrag

De inkomsten waarvoor het basisbedrag gecorrigeerd dient te worden, het correctiebedrag, bestaan uit vermeden kosten voor aardgas en eventuele additionele inkomsten gerelateerd aan CO₂-emissierechten.³⁷

Vermeden gasverbruik

Voor het corrigeren voor verminderd gasverbruik wordt de referentie-installatie vergeleken met een gasgestookte WKK. Het correctiebedrag voor verminderd gasverbruik wordt berekend met:

$$\text{Correctiebedrag verminderd gasverbruik [€/kWh}_{\text{th}}] = \text{TTF[LHV]} * 90\%$$

CO₂-emissierechten

Het maximale bedrag waarvoor gecorrigeerd dient te worden per geproduceerde eenheid warmte wordt als volgt berekend:

$$\text{Correctiebedrag EUA [€/kWh}_{\text{th}}] = \text{CO}_2\text{-prijs [€/t CO}_2] * \text{Emissiefactor [tCO}_2\text{/kWh}_{\text{th}}]$$

Waarbij:

- CO₂-prijs = de ongewogen gemiddelde marktprijs van EEX-EUA;
- Emissiefactor = de emissiefactor van warmteproductie op basis van een gasgestookte ketel met condensatieterugwinning.

12.3 Beschrijving referentie-installatie

12.3.1 Warmtepomp (gesloten systeem)

Voor de categorie warmtepomp (gesloten systeem) is als referentie-installatie een 571 kW_e (2 MW_{th})-compressiewarmtepomp gekozen met een COP van 3,5. De warmtepomp gebruikt als bron restwarmte (30° C-warmte na overdracht via warmtewisselaar) die voorheen werd weggekoeld op de buitenlucht of het oppervlaktewater. De warmtepomp heeft een leverings-temperatuur van 80 °C. De bedrijfssite heeft een Trafo HS+TS/MS-aansluiting. Er is aangenomen dat er voldoende ruimte op deze aansluiting over is voor de warmtepomp. De warmtepomp wordt als basislast ingezet. De elektriciteitskosten (inclusief belastingen) zijn 0,0131 euro/kWh_{th}.

³⁶ 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.

³⁷ Het leveren en gebruiken van warmte uit een warmtepomp kan effect hebben op de handel in emissierechten (officieel European Allowances [EUA]). Bedrijven binnen het Europese emissiehandelssysteem (EU ETS) zijn verplicht jaarlijks voldoende EUA af te dragen om hun CO₂-uitstoot te vereffenen (één EUA staat voor het mogen uitstoten van één ton CO₂) (Nederlandse Emissieautoriteit 2019). Bedrijven binnen het EU ETS kunnen deze EUA kopen op de European Energy Exchange (EEX) of deze gratis gealloceerd krijgen en kunnen deze rechten onderling verhandelen.

Voor het bepalen van het basisbedrag is een referentie-installatie gedefinieerd. De SDE++-subsidie is echter ook geldig voor warmtepompen van andere vermogens (minimaal outputvermogen van 500 kW_{th}), bron- en leveringstemperaturen en COP-waarden.

Tabel 12-1 geeft een samenvatting van de technisch-economische parameters. Tabel 12-2 geeft een overzicht van de subsidieparameters.

Tabel 12-1. Technisch-economische parameters elektrisch gedreven warmtepomp (gesloten systeem)

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2020	Advies SDE++ 2021
Inputvermogen	kW _e	571	571
Outputvermogen	kW _{th}	2000	2000
Vollasturen warmteafzet	Uren/jaar	8000	8000
Investeringskosten	€/kW _{th}	1140	1140
Vaste O&M-kosten	€/kW _{th} /jaar	26	27,6
Variabele O&M-kosten	€/kWh _{th}	0,015	0,0131

Tabel 12-2. Overzicht subsidieparameters elektrisch gedreven warmtepomp (gesloten systeem)

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2020	Advies SDE++ 2021
Basisbedrag SDE++	€/kWh _{th}	0,038	0,0365
Looptijd subsidie	Jaar	12	12
Voorlopig correctiebedrag gasverbruik	€/kWh _{th}	TTF[LHV] * 90%	TTF[LHV] * 90%
Voorlopige correctiebedrag CO ₂ -prijs	€/tCO ₂	CO ₂ -prijs [€/t CO ₂] * (ΔCO ₂ - Δallocatie EUA)	CO ₂ -prijs [€/t CO ₂] * Emissiefactor [tCO ₂ /kWh _{th}]

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. Daarom is een subcategorisering ingevoerd voor een verschillend aantal vollasturen.

Tabel 12-3 geeft een overzicht van de technisch-economische parameters en berekende basisbedragen bij verschillende vollasturen.

Tabel 12-3. Technisch-economische parameters en basisbedragen elektrisch gedreven warmtepomp (gesloten systeem)

Vollasturen	Basisbedrag [€/kWh _{th}]	Investeringskosten [€/kW _{th}]	O&M-kosten vast [€/kW _{th} /jaar]	O&M-kosten variabel [€/kWh _{th}]
3000	0,0742	1140	27,6	0,0131
5000	0,0501	1140	27,6	0,0131
8000 (ref)	0,0365	1140	27,6	0,0131

12.3.2 Warmtepomp (open systeem)

Voor de categorie warmtepomp (open systeem) is als referentie-installatie een 714 kW_e (5 MW_{th})-dampcompressiewarmtepomp 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 bedrijfssite heeft een Trafo HS+TS/MS-aansluiting. Er is aangenomen dat er voldoende ruimte op deze aansluiting over is voor de warmtepomp. De warmtepomp wordt als basislast ingezet. De elektriciteitskosten (inclusief belastingen) zijn 0,007 euro/kWh_{th}.

Voor het bepalen van het basisbedrag is een referentie-installatie gedefinieerd. De SDE++-subsidie is echter ook geldig voor warmtepompen van andere vermogens (minimaal outputvermogen van 500 kW_{th}), bron- en leveringstemperaturen en COP-waarden. Een maximale COP van 12 wordt geadviseerd voor open warmtepompsystemen, omdat bij een hogere COP dan 12 het systeem zonder subsidie ook rendabel is (onder de genomen aannames).

Tabel 12-4 geeft een samenvatting van de technisch-economische parameters. Tabel 12-5 geeft een overzicht van de subsidieparameters.

Tabel 12-4. Technisch-economische parameters elektrisch gedreven warmtepomp (open systeem)

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2020	Advies SDE++ 2021
Inputvermogen	kW _e	714	714
Outputvermogen	kW _{th}	5000	5000
Vollasturen warmteafzet	Uren/jaar	8000	8000
Investeringskosten	€/kW _{th}	1602	1602
Vaste O&M-kosten	€/kW _{th} /jaar	18	18,2
Variabele O&M-kosten	€/kWh _{th}	0,008	0,0066

Tabel 12-5. Overzicht subsidieparameters elektrisch gedreven warmtepomp (open systeem)

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2020	Advies SDE++ 2021
Basisbedrag SDE++	€/kWh _{th}	0,037	0,0360
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. Daarom is een subcategorisering ingevoerd voor een verschillend aantal vollasturen.

Tabel 12-6 geeft een overzicht van technisch-economische parameters en berekende basisbedragen bij verschillende vollasturen.

Tabel 12-6. Technisch-economische parameters en basisbedragen elektrisch gedreven warmtepomp (open systeem)

Vollasturen	Basisbedrag [€/kWh _{th}]	Investeringskosten [€/kW _{th}]	O&M-kosten vast [€/kW _{th} /jaar]	O&M-kosten variabel [€/kWh _{th}]
3000	0,0844	1602	18,2	0,0066
5000	0,0534	1602	18,2	0,0066
8000 (ref)	0,0360	1602	18,2	0,0066

12.4 Aandachtspunten

De subcategorisering op basis van vollasturen voor de open en gesloten warmtepompsystemen is niet zonder risico. Bedrijven kunnen een warmtepompproject indienen bij een lager aantal vollasturen (bijvoorbeeld 3000 uur per jaar) dan zij in werkelijkheid zullen toepassen (bijvoorbeeld in werkelijkheid 8000 uur per jaar toepassing). Doordat de warmtepomp binnen 3000 uur per jaar al terugverdiend wordt, leidt dit tot overstimulering. Het extra bedrijven van de warmtepomp (na de initiële 3000 uur) heeft immers lagere marginale kosten dan het bedrijven van een gasgestookte ketel, terwijl de CAPEX en vaste OPEX al door de subsidie over de eerste 3000 uren worden gedekt. Advies is om dit af te dekken door de mogelijkheid tot inschrijven van deze lagere vollastuurcategorieën te koppelen aan SBI-codes waarvan bekend is dat zij bij lagere vollasturen jaarlijks productie draaien.

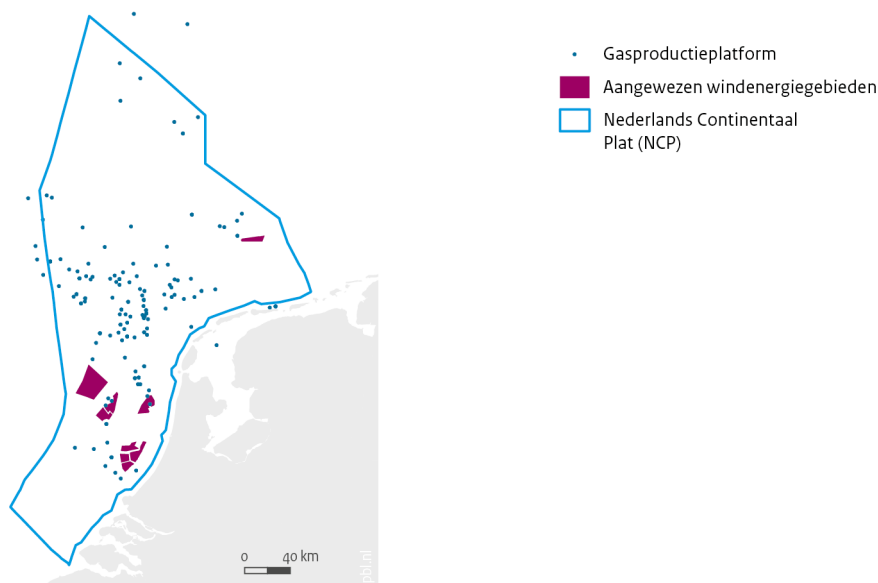
13 Elektrificatie van offshore productieplatformen

13.1 Inleiding

In de Noordzee wint een tiental bedrijven olie en gas vanaf productieplatformen op het Nederlands Continentaal Plat. De benodigde elektriciteit om deze platformen operationeel te houden wordt op het platform onder andere geproduceerd met het gewonnen gas (*fuel gas*). Door de ontwikkeling van offshore windenergie zal er in het komende decennium een sterk elektriciteitsnetwerk op zee ontstaan. Figuur 13-1 toont de (beoogde) offshore substations (OSS) van geplande windparken en windparken in ontwikkeling, de locatie van toekomstige windparken en de offshore olie- en gasplatformen in de Nederlandse Noordzee. Een directe aansluiting op het elektriciteitsnetwerk op zee zou de noodzaak tot elektriciteitsopwekking met gas vermijden en daarbij op de productieplatformen tot een CO₂-reductie leiden.

Figuur 13.1

Gasproductieplatforms in nabijheid van (geplande) elektriciteitsplatforms in Nederlandse Noordzee, 2020



Bron: RVO, NLOG; Bewerking PBL

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.

In dit advies wordt een geëlektrificeerd platform vergeleken met een conventioneel productieplatform. Binnen deze categorie wordt uitgegaan van de volgende Ausgangssituatie:

- Het betreft elektrificatie van offshore olie- en gasproductieplatformen op de Noordzee.
- 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 CO₂-emissie van extra inzet van elektriciteit in de geëlektrificeerde situatie wordt berekend op basis van elektriciteitsproductie in Nederland. Hiervoor wordt de emissiefactor van de marginale optie in 2031 gebruikt, conform de algemene uitgangspunten van SDE++.

De belangrijke aannames voor deze categorie 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 in 2021 verwachte Energiewet. Met het selecteren van deze optie als kandidaat voor SDE++2021 wordt aangenomen dat de benodigde aanpassingen op tijd gemaakt zullen worden.
- Een aansluiting op een offshore substation maakt afname van elektriciteit uit windenergie op zee en elektriciteit van land (als back-upvoorziening) mogelijk.
- Er wordt een tariefstructuur vastgesteld voor het gebruik van het net op zee.
- 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 opgenomen in het correctiebedrag.³⁸
- 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.³⁹

De technisch-economische analyse is inclusief:

- investeringen die nodig zijn om de productieplatformen aan te sluiten op het net op zee;
- de additionele kosten (ten opzichte van conventionele aandrijving) voor het elektrificeren van processen op het platform; en
- de operationele kosten, zoals elektriciteitsgebruik en onderhoud.

³⁸ 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

³⁹ Voor dit advies is overwogen of het bespaarde gasverbruik op het platform zal leiden tot een hoger gasverbruik en CO₂-uitstoot elders, waardoor deze technologie naar verwachting netto niet zou leiden tot CO₂-reductie. Omdat we ervan uitgaan dat het gasgebruik in Nederland door de onderzochte elektrificatie niet wijzigt, dat prijs en consumptie niet beïnvloed worden door extra aanbod van het uitgespaarde gas, kan niet worden vastgesteld dat het leidt tot additioneel gasgebruik in Nederland. Er wordt in dit advies dan ook niet voor deze CO₂-uitstoot gecorrigeerd.

Andere kosten, zoals het operationeel houden van de huidige opwekkingstechnologie (als back-up) vallen niet onder SDE++.

Er is niet gekeken hoe de referentiesituatie waarvoor het basisbedrag is uitgerekend, zich verhoudt tot de situatie waarin de installatie gedeeltelijk of geheel op land is gesitueerd.

In dit advies zijn een conventioneel productieplatform (de uitgangssituatie) en een geëlektrificeerd productieplatform (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 SDE++: alle bestaande offshore productieplatformen die hun energievoorziening willen elektrificeren kunnen in aanmerking komen voor SDE++.

13.2 Situatieschets

De Nederlandse Noordzee bevat meer dan 150 platformen voor de productie van olie en gas. Deze platformen zijn afhankelijk van elektriciteit voor de productie en zuivering van het product (olie of gas). Ook is de elektriciteitsvoorziening nodig om bemande platformen draaiende te houden, onder andere voor waterzuivering, verlichting en verwarming.

De energievoorziening op productieplatformen bestaat uit gasturbines, gasmotoren of dieselgeneratoren. Alternatieve methoden voor de elektriciteitsvoorziening op productieplatformen zijn elektrificatie door een aansluiting op het elektriciteitsnet op land, elektrificatie door een aansluiting op het elektriciteitsnet op zee, of het plaatsen van hernieuwbare-opwekcapaciteit op of nabij het platform (Wood Mackenzie 2019). Gezien de relatief grote capaciteitsvraag van 1–35 MW en het hoge aantal vollasturen (> 8000) voor een gemiddeld productieplatform ligt het aansluiten op het net op land of het net op zee het meest voor de hand.

De Nederlandse olie- en gasindustrie heeft zich middels een convenant met het ministerie van EZK gecommitteerd aan het onderzoeken van de mogelijkheden tot elektrificatie (NOGEPa 2019). Het aansluiten van offshore productieplatformen op het net op zee kan volgens NOGEPa leiden tot een significante CO₂-besparing (NOGEPa 2019). Uit de betrokkenheid van de Nederlandse olie- en gasindustrie bij het convenant valt te concluderen dat er voldoende interesse is vanuit de markt om elektrificatie van offshore productieplatformen te overwegen.

Het elektrisch vermogen van de platformen op de Noordzee varieert sterk. Hierbij zullen de grootste platformen, ook wel centrale hubs, het grootste potentieel voor emissiereductie hebben en naar verwachting ook een lagere onrendabele top dan kleine productieplatformen. Dit advies is opgesteld in de veronderstelling dat de eerste platformen die tot elektrificatie zullen overgaan tot de grootschalige productieplatformen behoren. De uitgangspositie van dit conceptadvies is een offshore productieplatform met een elektrisch vermogen 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. Eventueel dieselgebruik voor elektriciteitsproductie uit noodaggregaten is verwaarloosbaar.

13.3 CO₂-reductie

De uitgangspunten van de SDE++ schrijven voor dat de netto-emissiereductie van een SDE++-technologie wordt bepaald op basis van de directe CO₂-reductie (scope 1) op de site, gecorrigeerd voor emissies gerelateerd aan elektriciteitsproductie (scope 2) en emissies op Nederlands grondgebied (scope 3).

Door het aansluiten van offshore platformen op het net op zee (de feitelijke elektrificatie van het platform) worden gasturbines overbodig en zal de scope 1-CO₂-uitstoot sterk gereduceerd worden.

Voor het bepalen van de scope 2-emissies wordt voor het elektriciteitsgebruik op de platformen de emissiefactor van de gemiddelde marginale elektriciteitsoptie gebruikt; dit is conform de algemene uitgangspunten van SDE++. Door offshore platformen aan te sluiten op het offshore elektriciteitsnet worden de platformen onderdeel van het landelijke elektriciteitsnet. Directe afname van offshore windenergie (die onderdeel is van de nationale elektriciteitsmix) door offshore platformen heeft hierdoor een effect op de emissiefactor van onshore elektriciteitsgebruik. Het zijn communicerende vaten: direct gebruik van offshore windenergie op platformen betekent dat er additionele (fossiele) elektriciteitsopwekking nodig is om aan de overige elektriciteitsvraag te voldoen. Hoewel de specifieke emissiefactor van de op offshore platformen gebruikte elektriciteit kan verschillen van onshore locaties, bepalen ze gezamenlijk de elektriciteitsmix en de bijbehorende emissiefactor. Daarom wordt voor de scope 2-emissies van elektriciteitsgebruik op platformen de landelijke gemiddelde marginale emissiefactor gebruikt.

Scope 3-emissies worden voor SDE++ alleen meegenomen als de primair vermeden CO₂ leidt tot toename van CO₂-emissies elders op Nederlands grondgebied. Aangenomen wordt dat het vermeden gasverbruik op het platform leidt tot een toename in de gasverkoop 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.

13.4 Kostenfactoren

De totstandkoming van het basisbedrag is gebaseerd op de conventionele configuratie van een offshore productieplatform. Met dit als uitgangssituatie worden de totale vaste en variabele kosten beïnvloed door:

- het benodigd elektrisch vermogen van het productieplatform;
- de vollasturen van het productieplatform;
- de lengte van de benodigde elektriciteitskabel;
- de kabelkosten en aanlegkosten van de elektriciteitskabel;
- de eenmalige aansluitkosten;
- het transporttarief (dekkend voor het gebruik van elektriciteit uit windenergie op zee en land); en
- het elektriciteitstarief.

De veronderstelde baten uit extra gasverkoop worden niet meegenomen in de totstandkoming van het basisbedrag, maar zullen worden verrekend in het correctiebedrag.

13.5 Beschrijving technologie

13.5.1 Subcategorieën

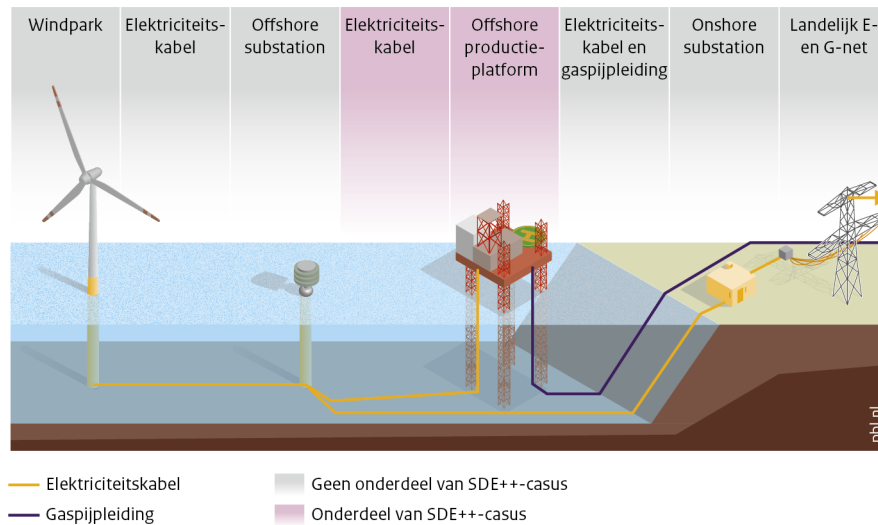
Zoals aangegeven in paragraaf 13.2 is er voor deze technologie sprake van een enkele categorie, waarbij een offshore productieplatform aansluit op het elektriciteitsnet op zee, het net op land, of een nabijgelegen offshore windpark.

13.5.2 Elektrische aansluiting

Het offshore productieplatform zal worden voorzien van een aansluiting op een elektriciteitsnet. 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. Voor de referentie-installatie in dit advies wordt ervan uitgegaan dat er aangesloten wordt op het elektriciteitsnet op zee door te verbinden met een offshore substation. Dit net wordt momenteel uitgelegd voor de ontwikkeling van offshore windparken. Voor de windparken die momenteel in ontwikkeling zijn en die tot 2022 worden getenderd zal TenneT de aansluiting realiseren voor een vermogen van 700 MW per kavel. Voor IJmuiden Ver (2023–2026) zal TenneT twee offshore substations realiseren van 2 GW per stuk. Het vermogen van een substation is dus ruim voldoende om meerdere productieplatformen van een 1-35 MW-aansluiting te voorzien. Op het productieplatform zal de elektrische infrastructuur behouden worden. Wel is het nodig om een omvormer en nieuwe regelsystemen aan te leggen.

Figuur 13.2

Elektrificatie van offshore productieplatformen



Bron: Guidehouse

13.5.3 Kostenbevindingen referentie-installatie

Tabel 13-1 geeft een overzicht van de relevante kosten voor de totstandkoming van het basisbedrag. Er is in deze berekening uitgegaan van een offshore productieplatform met een elektrisch vermogen van 15 MW in nabijheid van een offshore substation. De afstand tot het offshore substation wordt aangenomen op 40 km, hoewel een groot aantal productieplatformen in de Noordzee zich op grotere afstand bevinden.

Omdat de kabelkosten een groot aandeel in de totale kosten zullen hebben, is er aangenomen dat de eerste projecten ontsloten worden door een gunstige ligging ten opzichte van een offshore substation.

Investeringskosten

Onder de investeringskosten worden verstaan de kosten voor de aansluiting op een offshore substation, elektrisch gedreven compressoren en verdere platformmodificaties. De investeringskosten voor compressie die in aanmerking komen voor 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. Vaste O&M-kosten zijn de kosten voor transport⁴⁰, onderhoud en verzekeringen gerelateerd aan elektrificatie. Voor het onderhoud en de verzekering worden ook enkel de additionele kosten ten opzichte van de uitgangssituatie gerekend. Echter, de onderhoudskosten zullen voor een volledig geëlektrificeerd platform niet hoger zijn dan voor gasgedreven turbines en compressoren. Omdat er momenteel nog geen duidelijkheid bestaat over de mate waarin deze kosten lager uitvallen dan voor een conventioneel platform, worden deze baten nog niet 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 wordt daarom de tariefstructuur voor het net op land gebruikt.

De kosten voor de netaansluiting zijn gebaseerd op een indicatie van TenneT (2020) en de transporttarieven uit het tarievenblad van TenneT (ACM 2019). Er wordt een vast percentage aangenomen voor overige O&M-kosten (waaronder verzekeringen), goed voor 1% van de investering.

Niet meegenomen kosten

Kosten voor verwijdering van de bestaande installaties, projectontwikkelingskosten en onvoorzien kosten blijven buiten beschouwing.

Tabel 13-1. Overzicht wel en niet meegenomen kosten

Categorieën	Groep	Kosten
Meegenomen kosten	Investeringskosten	Kabelkosten Enmalige aansluitkosten Elektrisch gedreven compressoren Platformmodificatie
	Variabele O&M-kosten	Elektriciteitsgebruik
	Vaste O&M-kosten	Transporttarief ($kW_{contract}$)
		Transporttarief (kW_{max}) Onderhoud Verzekering
Niet meegenomen	Directe kosten	Verwijderen van bestaande installaties Projectontwikkelkosten Kosten voor het operationeel houden van conventionele installaties als back-upvoorziening
	Onvoorzien	Onvoorzien kosten
	Variabele O&M-kosten	-

⁴⁰ Hoewel het transporttarief in theorie onder variabele O&M-kosten valt, zal dit door het hoge aantal vollasturen en het constante afnameprofiel in werkelijkheid een vaste kostenpost zijn.

Tabel 13-2 geeft de voorgestelde technisch-economische parameters voor de referentiecasi van een geëlektrificeerd platform met een vermogen van 15 MW en kabellengte van 40 km. Het basisbedrag voor deze categorie is berekend aan de hand van het OT-Model Berekening Basisbedragen SDE++ 2021 (PBL 2020b). Tabel 13-3 geeft een overzicht van de belangrijkste subsidieparameters en het bijbehorende basisbedrag voor elektrificatie van offshore productieplatformen.

Tabel 13-2. Technisch-economische parameters

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2021
Inputvermogen	[MW output]	15
Draaiuren	[uur/jaar]	8500
Investeringskosten (totaal)	[€/kW output]	3325
Kabelkosten(materiaal en aanleg)	[1000 €/km]	750
Aansluitkosten	[1000 €]	3000
Compressor (additionele kosten elektrische drivers)	[€/kW]	750
Platformmodificatie	[€/kW]	375
Vaste O&M-kosten (totaal)	[€/kW output/jaar]	69,81
Transporttarief (kW _{contract})	[€/kW _{contract} /jaar]	17
Transporttarief (kW _{max})	[€/kW _{max} /maand]	1,63
Overige O&M-kosten (inclusief verzekeringen)	% van investering	1
Variabele O&M-kosten	[€/kWh output]	0,0449

Tabel 13-3. Overzicht subsidieparameters

Categorie	Basisbedrag SDE++ 2021 [€/kWh]	Vollasturen SDE++2021 [uur/jaar]	Economische levensduur [jaar]	Looptijd subsidie [jaar]
Elektrificatie van productieplatformen	0,1028	8500	15	15

13.6 Correctiebedragen

Het correctiebedrag voor deze technologie bestaat uit de baten voor vermeden gasverbruik en eventuele ETS-baten die worden gerealiseerd door elektrificatie. Grootschalige productieplatformen vallen onder het EU ETS. De emissies van de elektriciteitsproductie op een conventioneel platform moeten worden aangekocht door de operators. Deze CO₂-kosten zullen dalen wanneer de elektriciteitsvoorziening op een platform gerealiseerd wordt door een aansluiting op een elektriciteitsnet. De correctiebedragen zijn vastgesteld aan de hand van het bespaarde fuel gas door elektrificatie, de langetermijnprijs voor aardgas, de actuele CO₂-prijs en de emissiefactor voor elektrificatie.

Gasbaten

De langetermijnprijzen van elektriciteit en aardgas zijn afgeleid van het eindadvies SDE++ 2020 (PBL 2020a). Deze prijzen worden jaarlijks berekend en gepubliceerd met het eindadvies. Tabel 13-4 toont de veronderstelde marktprijzen.

Om te bepalen hoeveel gas er wordt vermeden, wordt het energiegebruik van de benodigde compressie in de huidige situatie (gas) vergeleken met de nieuwe situatie (elektrisch):

- Huidige situatie: thermische energie (gas) wordt omgezet naar mechanische energie (compressie) met een efficiëntie van 29% (Interstate Natural Gas Association of America 2010). Dat betekent dat per kWh nuttige output (compressie) er 3,44 kWh thermische energie (gas) nodig is.
- Nieuwe situatie: elektriciteit wordt met een elektrische compressor omgezet in mechanische energie met een efficiëntie van 80% (Interstate Natural Gas Association of America 2010). In deze situatie is per kWh nuttige output (compressie) 1,25 kWh elektrische energie nodig.

Voor elke kWh_e die op een geëlektrificeerd platform wordt gebruikt wordt er dan $3,44/1,25 = 2,75$ kWh_{th} aan gas bespaard. De langetermijngroothandelsprijs voor gas bedraagt 0,0225 euro/kWh_{th} (LHV), gebaseerd op de KEV 2020 (PBL 2020). De langetermijnprijs voor elektrificatie van offshore productieplatformen bedraagt dus $0,0225 * 2,75 = 0,062$ euro/kWh_e, ten opzichte van een basisbedrag van 0,1028 euro/kWh_e.

Tabel 13-4. Langetermijnmarktprijzen van verschillende producten volgens KEV 2020 en berekening op basis van de efficiëntieverhouding tussen conventioneel en geëlektrificeerd platform

Energiedrager	Eenheid	Marktprijs
Elektriciteit	€/kWh	0,0449
Gas	€/kWh _{th}	0,0225
Gas (op basis van efficiëntie elektrificatie)	€/kWh _e	0,062

CO₂-emissierechten

Het elektrificeren van een productieplatform kan effect hebben op de handel in emissierechten (officieel European Emission Allowances [EUA]). Jaarlijks wordt voor de waarde van de emissierechten gecorrigeerd. De hoogte van dit correctiebedrag dient per aanvraag beoordeeld te worden, vanwege de verschillende mogelijke interacties met gratis gealloceerde emissierechten. Het maximale bedrag waarvoor gecorrigeerd dient te worden per kWh gebruikte elektriciteit wordt als volgt berekend:

$$\text{Correctiebedrag EUA [€/kWh}_e\text{]} = \text{CO}_2\text{-prijs [€/tCO}_2\text{]} * \text{Emissiefactor [tCO}_2\text{/kWh}_e\text{]},$$

waarbij:

- CO₂-prijs = de ongewogen gemiddelde marktprijs van EEX-EUA;
- Emissiefactor = de netto-emissiefactor van een geëlektrificeerd productieplatform (zie de volgende paragraaf en tabel 13-5).

13.7 Emissiefactoren voor elektrificatie van offshore productieplatformen

De netto-emissiefactor is het verschil in CO₂-emissies per kWh tussen de conventionele situatie en een geëlektrificeerde situatie. Een conventioneel productieplatform maakt gebruik van fuel gas met een emissiefactor van 204,5 kgCO_{2, eq}/MWh_{th} (RVO.nl 2006). Met de vastgestelde factor voor het berekenen van de gasbesparing (2,75 kWh_{th}/kWh_e) komt de emissiefactor van de conventionele situatie op 0,562 kgCO_{2, eq}/kWh_e. De emissiefactor in de nieuwe, geëlektrificeerde situatie wordt gelijkgesteld aan die van de marginale optie in 2031: 0.216

kg CO_{2,eq}/kWh_e. Door een productieplatform te elektrificeren wordt er dus 0,562 – 0.216 = 0,346 kg CO_{2,eq} bespaard per kWh_e geconsumeerd. Dit geldt als de netto-emissiefactor voor elektrificatie van offshore productieplatformen.

Tabel 13-5 toont de emissiefactoren die worden gebruikt om de emissie-intensiteit van elektrificatie van productieplatformen te berekenen. De subsidie intensiteit wordt berekend aan de hand van de volgende formule: $(Basisbedrag - Correctiebedrag) / Netto\ Emissiefactor$. Tabel 13-6 geeft de subsidie-intensiteit van elektrificatie van offshore productieplatformen.

Tabel 13-5. Emissiefactoren voor de energievoorziening van offshore productieplatformen

Energiedrager	Emissiefactoren (kg CO _{2,eq} /kWh _e)
Elektriciteit opgewekt op productieplatform	0,562
Elektriciteit uit landelijke elektriciteitsproductie	0,216
Netto-emissiefactor	0,346

Tabel 13-6. CO₂-subsidie-intensiteit van elektrificatie van productieplatformen

Categorie	(€/t CO ₂ -eq)
Elektrificatie van offshore productieplatformen	118

14 Benutting restwarmte en warmte-uitkoppeling AVI's

14.1 Inleiding

Dit hoofdstuk maakt deel uit van het thema *Benutting restwarmte uit industrie of datacenters*. Er wordt binnen dit thema onderscheid gemaakt tussen verschillende categorieën, omdat er meerdere soorten restwarmteprojecten mogelijk zijn waarmee verschillende componenten en kosten zijn gemoeid. Dit hangt voornamelijk af van de restwarmtetemperatuur aan de bronzijde, de afstand tussen producent en afnemer en het gevraagde temperatuurniveau aan de ontvangende zijde. Anders dan in het conceptadvies geven we hier ook advies over een nieuwe categorie: *Warmte-uitkoppeling bij afvalverbrandingsinstallaties (AVI's)*. Deze optie van warmtebenutting valt in technische zin niet onder restwarmte, aangezien de warmte uit AVI's nu ook al nuttig wordt gebruikt. Maar vanwege de overlap in de benodigde analyse behandelen we deze categorie wel in dit hoofdstuk. De reden waarom deze categorie is toegevoegd, is omdat er reacties uit de markt zijn gekomen dat er CO₂-reducerende projecten in voorbereiding zijn waarbij er een aanzienlijk thermisch vermogen uitgekoppeld kan worden aan nabijgelegen industrie.

We gaan in dit hoofdstuk in op de volgende opties:

- Benutting restwarmte (warm water) zonder warmtepomp
- Benutting restwarmte (warm water) met warmtepomp
- Warmte-uitkoppeling bij AVI's

In de volgende paragraaf beschouwen we de parameters die verschillen ten opzichte van het conceptadvies in algemene zin. In paragraaf 14.3 gaan we in op de referentieprojecten en de daarbij horende technisch-economische parameters en het correctiebedrag. Hier komen ook specifieke verschillen ten opzichte van het conceptadvies aan bod, zoals een staffel voor de verhouding tracélengte-vermogen bij de optie *Benutting restwarmte zonder warmtepomp*. We sluiten het hoofdstuk af met enkele discussiepunten die ter overweging worden meegegeven aan het ministerie van EZK.

14.2 Wijzigingen ten opzichte van het conceptadvies

14.2.1 Investeringskosten

Aanvullend op de investeringskosten zoals beschreven in het conceptadvies, worden nu investeringen in leidingwerk en tie-ins (uitkoppelstukken, ofwel T-stukken die nodig zijn voor

de warmteaftap) bij de warmteproducent meegenomen. Gezien de aard van dergelijke risicovolle projecten is uitgegaan van een post 'onvoorzien' van 10% boven op het subtotaal van de genoemde investeringskosten. Deze post is ook in het conceptadvies opgenomen, maar daar niet geëxpliciteerd.

De investeringskosten en ook de later genoemde operationele kosten zijn gebaseerd op verschillende literatuurbronnen, bestaande of in ontwikkeling zijnde projecten, gebruikte data in het rekenmodel Vesta MAIS van het PBL, informatie uit de marktconsultaties van de SDE++ 2021, en gesprekken met experts van het PBL, TNO en het bedrijfsleven.

14.2.2 Variabele operationele kosten

Variabele operationele kosten zijn kosten die alleen worden gemaakt wanneer er daadwerkelijk warmte wordt geleverd. In de referentieprojecten vallen de variabele elektriciteitskosten – de kosten van de elektriciteit voor de transportpompen en eventueel het warmtepompsysteem – onder de variabele operationele kosten. De gebruikte groothandelsprijs van elektriciteit voor basislast is 0,0449 euro/kWh. Deze groothandelsprijs is berekend op basis van het ongewogen gemiddelde van de elektriciteitsprijzen van 2021 tot en 2030 zoals geraamd in de KEV 2020. De kosten voor de energiebelasting en de heffing opslag duurzame energie (ODE) zijn gebaseerd op het gemiddelde van de verwachte ontwikkelingen in tarieven tussen 2020 en 2030.

Bij warmte-uitkoppeling bij een AVI is er sprake van elektriciteitsderving voor de AVI. Deze kosten worden ook meegenomen in de variabele operationele kosten. Er wordt, op basis van informatie uit de markt, van uitgegaan dat bij iedere kWh warmte output er 0,25 kWh elektriciteit gederfd wordt.⁴¹

14.2.3 Vollasturen

Het aantal vollasturen dat er per jaar aan warmte kan worden geleverd hangt af van zowel de leverende als de ontvangende partij. Een campagnebedrijf bijvoorbeeld, dat alleen doordeeweeks opereert of slechts delen van een seizoen, kan minder uren per jaar warmte leveren dan bijvoorbeeld een datacenter dat vrijwel continu opereert. Tegelijkertijd is er door het jaar heen bijvoorbeeld meer vraag naar warmte bij een tuinbouwbedrijf dan bij de gebouwde omgeving, waarbij er eerder een zogeheten 'badkuiprofiel' geldt. We zijn ons daarom bewust van de verschillen in vollasturen per project, maar we zijn vooralsnog terughoudend in het doorvoeren van differentiatie in vollasturen. Dit is totdat we voldoende zekerheid hebben dat vollasturedifferentiatie geen invloed heeft op de concrete vormgeving en bedrijfsvoering van projecten. Er is nog te weinig robuuste informatie over bestaande gerealiseerde restwarmteprojecten om een duidelijke differentiatie te maken in het aantal vollasturen. In een latere paragraaf gaan we per categorie in op de aannames voor het aantal vollasturen per jaar.

14.2.4 Wel en niet meegenomen kosten

In tabel 14-1 is weergegeven welke kostenposten wel of niet meegenomen worden bij de bepaling van de investeringskosten en de operationele kosten en de uiteindelijke subsidiebedragen. Sommige onderdelen worden niet meegenomen omdat deze buiten de scope van de categorie vallen, terwijl andere onderdelen niet worden meegenomen omdat deze buiten de scope van de SDE++-regeling vallen (zoals kosten voor vergunningen en contracten).

⁴¹ Zie tevens paragraaf 3.2.5 in de notitie over warmte van het PBL (Lensink & Pişcă 2019).

Tabel 14-1. Wel en niet meegenomen kosten benutting restwarmte uit industrie of datacenters

Kostenpost	Groep	Details
Wel meegenomen	Investeringskosten	Aanschaf en inpassing tie-ins (t-stukken) bij de warmteproducent
		Aanschaf en inpassing leidingwerk bij de warmteproducent
		Aanschaf en inpassing meet- en regelapparatuur en elektrische installaties
		Aanschaf en inpassing kleppen en appendages
		Aanschaf en inpassing warmtewisselaar bij de warmteproducent
		Aanschaf en inpassing expansievat
		Aanschaf en inpassing van transportleidingen binnen de hekgrenzen van de warmteproducent
		Eventuele kosten voor een nieuwe elektriciteitsnet aansluiting
		Warmteoverdrachtstation (gebouw inclusief warmtewisselaars of reduceerstations en, indien van toepassing, de warmtepomp)
		Aanschaf en inpassing transportleidingen (representatief deel)
		Aanschaf en inpassing transportpompen
		Onvoorzien
		Operationele kosten
	Energiebelastingen en ODE	
	Vaste jaarlijkse onderhoudskosten	
	Netwerk en transportkosten elektriciteit	
	Personeelskosten	
	Kosten managers en supervisors	
	Overheadkosten personeel	
	Administratiekosten	
	Engineeringkosten (na subsidieaanvraag)	
	Opstalvergoeding/pacht	
	R&D kosten	
	Monitoringssysteem	
	Verzekeringen	
Milieubelastingen		
Afvoerkosten (voor bijvoorbeeld afval)		
Overig		
Niet meegenomen	Investeringskosten	Kosten voor warmtedistributienet naar afnemers
		Kosten voor lokale woning- of gebouwaansluitingen
		Kosten voor vervangende warmte- en koudevoorziening (ketel, WKK, back-up, WKO)
		Kosten voorbereidingstraject, inclusief financieringskosten en kosten ten gevolge van juridische procedures
		Kosten voor geologisch onderzoek
		Kosten voor vergunningen en contracten
		Abandonneringskosten
	Restwaarde	
	Operationele kosten	Kosten met betrekking tot CC(U)S

14.3 Beschrijving referentieprojecten

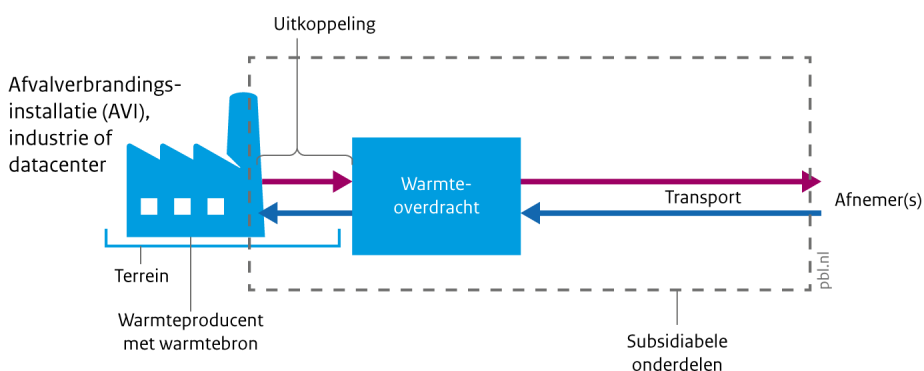
Industrieën en datacenters kunnen een overschot aan warmte hebben. Wanneer deze warmte in de huidige situatie niet nuttig wordt gebruikt in het eigen bedrijfsproces en wordt gekoeld en geloosd, dan spreken we van restwarmte. Deze restwarmte kan echter soms potentieel wel nuttig worden gebruikt, hetzij direct, hetzij door gebruik van een warmtepomp waarbij de restwarmte wordt opgewaardeerd naar een hoger temperatuurniveau. Tevens kan bij AVI's potentieel (lage-druk)stoom worden afgetapt om te worden gebruikt voor de industrie.

De beschikbare warmte kan worden ingezet voor diverse toepassingen, zoals voor de verwarming van woningen, de glastuinbouw of andere bedrijfsmatige processen met een warmtevraag. De levering van warmte naar deze eindgebruikers gebeurt ofwel direct van de warmteproducent (met een warmtebron) naar de eindgebruiker(s), ofwel indirect via een distributienetwerk of bijvoorbeeld een regionaal warmtenet naar de eindgebruiker(s).

Er kunnen verschillende actoren betrokken zijn bij de levering van restwarmte. Zo kan er in de regel onderscheid gemaakt worden tussen een partij die de warmtebron beheert (warmteproducent), een partij die de restwarmte transporteert (warmtetransportbedrijf of warmteleverancier) en een partij die de warmte levert aan diverse afnemers (warmteleverancier of warmtedistributiebedrijf). Dit advies is gericht op mogelijke subsidie voor de *uitkoppeling* (onttrekking) van restwarmte bij een warmtebron, inclusief de *warmteoverdracht* naar een transportleiding en (een deel) van de *transportleiding* (zie figuur 14-2 voor een schematisch overzicht van de onderdelen van een restwarmteproject). De kosten voor de exploitatie van warmte nadat die door de transportleiding is vervoerd naar een (klein)verbruiker en het eventueel daarbij horende distributienet vallen buiten de scope van dit advies. Het advies kan van toepassing zijn bij projecten waarbij er uitkoppeling is van warmte bij een bestaande warmtebron of een nog te bouwen restwarmtebron. Dit geldt tevens voor de afnemende kant (warmte-uitkoppeling die bedoeld is voor bijvoorbeeld de bestaande bouw of nieuwbouw).

Figuur 14.1

Algemene weergave typisch restwarmteproject



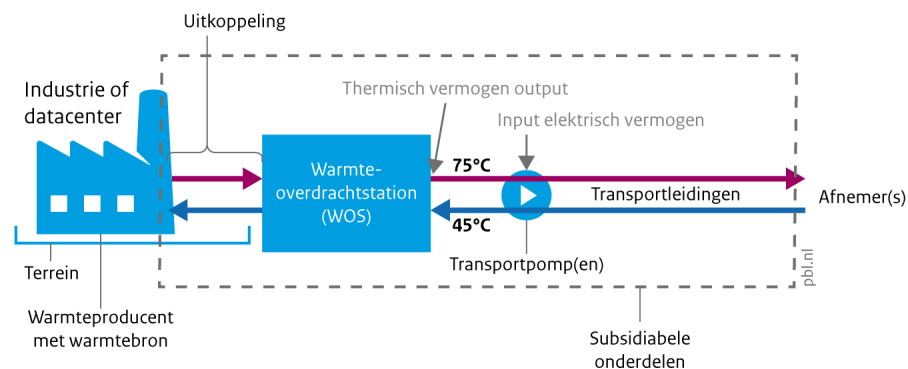
In deze paragraaf beschrijven we per categorie het referentieproject en de daarbij horende technisch-economische parameters en het correctiebedrag.

14.3.1 Benutting restwarmte (warm water) zonder warmtepomp

In figuur 14-2 is een illustratie gegeven van het referentieproject horend bij deze categorie. In deze figuur is te zien welke onderdelen binnen het referentieproject vallen.

Figuur 14.2

Referentieproject benutting restwarmte (warm water) zonder warmtepomp



Bron: PBL

In deze categorie wordt uitgegaan van een referentieproject waar warm water vanuit de warmtebron in een warmteoverdrachtstation (WOS) via warmtewisselaars overgedragen wordt aan het warmwatercircuit van een transportleiding, die de warmte uiteindelijk naar de afnemer(s) transporteert. Er wordt uitgegaan van een verschil tussen de aanvoertemperatuur die het WOS verlaat en de retourtemperatuur bij het WOS, oftewel de delta T, van 30 °C. In het referentieproject is aangenomen dat warm water van 75 °C het WOS verlaat en met 45 °C retour komt. Verder wordt er aangenomen dat er bij de bron tussen de 75 °C en 120 °C warm water beschikbaar is. Let wel: dit zijn enkel de cijfers waarmee is gerekend voor de referentie-installatie; deze temperatuurniveaus worden gebruikt om de dikte van de pijpleidingen te bepalen en worden niet als specifieke vereisten voor de aanvraag van de subsidie geadviseerd.

Er wordt net als bij het conceptadvies uitgegaan van 6000 vollasturen per jaar voor deze categorie. Uit de marktconsultaties is niet gebleken dat deze waarde aangepast zou moeten worden. Hierbij is aangenomen dat de winterpiek en een eventuele downtime van de restwarmteleverancier worden opgevangen met een piek- of hulpketel. Deze voorziening maakt geen onderdeel uit van het referentieproject.

Voor de tracélengte op het terrein van de warmteproducent wordt, net als in het conceptadvies uitgegaan van circa 250 meter aan bovengrondse leidingen. Voor de pompenergie wordt uitgegaan van een teruggekoppelde waarde uit de marktconsultaties en volgens de NEN7125: 0,0018 MJe/MJth * lengte transportleiding (kilometer tracé). In tegenstelling tot het conceptadvies, wordt er nu van uitgegaan dat het project elektriciteit kan afnemen van een bestaande aansluiting en daar dus geen meerkosten voor heeft.

Het ministerie van EZK heeft in nieuwe uitgangspunten aangegeven dat het advies wil over een mogelijke staffel met betrekking tot de verhouding tracélengte transportleiding (in meters) en het thermisch outputvermogen na de warmteoverdracht (kW_{th}).⁴² Een staffel kan namelijk beter aansluiten bij de subsidiebehoeftes van verschillende soorten projecten. In dit eindadvies zijn we uitgekomen op vier subcategorieën met betrekking tot de verhouding. De aanvrager van de subsidie komt met een project in aanmerking voor subsidie wanneer de verhouding van het project binnen één van de volgende subcategorieën valt:

1. Verhoudingsklasse 1: Lengte/vermogen verhouding $\geq 0,20$ en $< 0,30$;
2. Verhoudingsklasse 2: Lengte/vermogen verhouding $\geq 0,30$ en $< 0,40$;
3. Verhoudingsklasse 3: Lengte/vermogen verhouding $\geq 0,40$ en $< 0,50$;

⁴² Voor een verdere toelichting over het vorige uitsluitingscriterium verwijzen we naar eindadvies SDE++ 2020.

4. Verhoudingsklasse 4: Lengte/vermogen verhouding $\geq 0,50$.

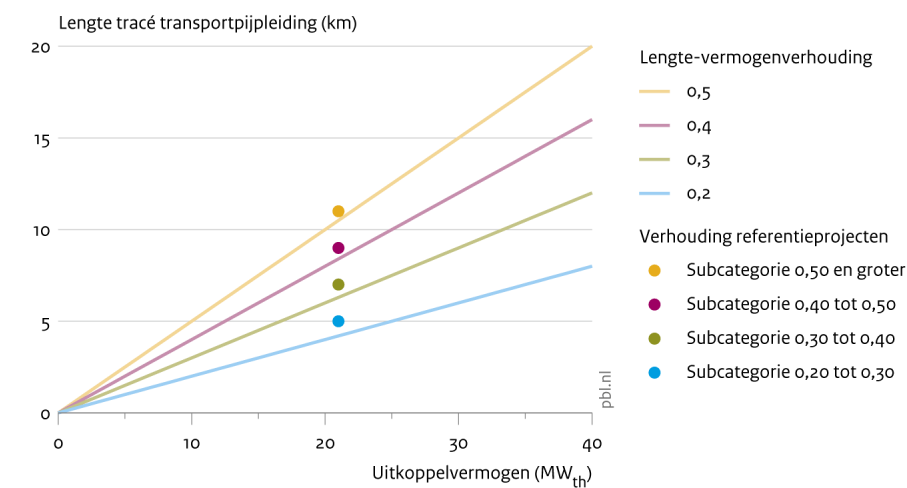
Per verhoudingsklasse wordt een ander basisbedrag toegekend. Deze basisbedragen zijn bepaald op basis van vier verschillende referentieprojecten:

- Verhouding $\geq 0,20$ en $< 0,30$: Tracélengte = 5.000 m, Vermogen = 20.000 kW_{th};
- Verhouding $\geq 0,30$ en $< 0,40$: Tracélengte = 7.000 m, Vermogen = 20.000 kW_{th};
- Verhouding $\geq 0,40$ en $< 0,50$: Tracélengte = 9.000 m, Vermogen = 20.000 kW_{th};
- Verhouding $\geq 0,50$: Tracélengte = 11.000 m, Vermogen = 20.000 kW_{th}.

De uiteindelijke bijbehorende basisbedragen per subcategorie worden verderop in deze paragraaf gepresenteerd. Met deze nieuwe opzet verwachten we een kleinere kans op oversubsidiëring. In figuur 14-3 worden deze verhoudingslijnen en de posities van de bijbehorende referentieprojecten in een grafiek weergegeven.

Figuur 14.3

Lengte-vermogenverhoudingen voor categorie 'Benutting restwarmte (warm water) zonder warmtepomp' SDE ++ 2021



Bron: PBL

Zoals te zien, is er voor de referentieprojecten een hoger vermogen genomen dan het vermogen dat is genomen in het referentieproject van het conceptadvies (10000 kW_{th}). Naar aanleiding van informatie uit de marktconsultatie lijkt 20000 kW_{th} namelijk meer in overeenstemming met de praktijk. De bijbehorende tracélengtes volgen uit de gekozen verhoudingen en vermogen. Deze zijn naar verhouding korter dan vorig jaar (10000 meter bij 10000 kW_{th}). Ook dit is meer in overeenstemming met de praktijk aangezien er bij de meeste restwarmteprojecten, waar restwarmte bij een industrie wordt uitgekoppeld, de volledige pijpleidingstracés niet geheel zelf worden aangelegd, maar er vaak uiteindelijk wordt aangesloten op een bestaand of in ontwikkeling zijnd warmtenet.

In tabel 14-2 zijn de technisch-economische parameters voor de subcategorieën weergegeven.

Tabel 14-2. Technisch-economische parameters benutting restwarmte (warm water) zonder warmtepomp

Parameter	Eenheid	Conceptadvies SDE++ 2021	Advies SDE++ 2021			
			Verhouding \geq 0,20 en $<$ 0,30	Verhouding \geq 0,30 en $<$ 0,40	Verhouding \geq 0,40 en $<$ 0,50	Verhouding \geq 0,50
Thermisch outputvermogen	[MW _{th,output}]	10	20	20	20	20
Vollasturen	[uur/jaar]	6000	6000	6000	6000	6000
Investeringskosten	[€/kW _{th,output}]	1411	789	995	1202	1408
Vaste operationele kosten	[€/kW _{th,output/jaar}]	29	16,3	20,6	24,9	29,2
Variabele operationele kosten	[€/kWh _{th,output}]	0,0010	0,0004	0,0006	0,0007	0,0009
Relatief elektriciteitsgebruik	[kWh _e /kWh _{th,output}]	0,018	0,0090	0,0126	0,0162	0,0198

Zoals te zien in tabel 14-2 zijn vooral de investeringskosten afwijkend van de investeringskosten zoals gepresenteerd in het conceptadvies. Dit heeft ten eerste te maken met het feit dat er in het conceptadvies uit is gegaan van een relatief lange tracélengte ten opzichte van het vermogen, terwijl deze lengte nu naar verhouding korter is per subcategorie. Hierdoor worden de investeringskosten per kW_{th} lager. Daarnaast is er nieuwe informatie verkregen uit de marktconsultatie. Dit heeft geresulteerd in een hogere aanname voor de investeringskosten per meter tracé transportpijpleiding, die toch circa 70-80% van de totale investeringskosten uitmaken, ten opzichte van wat is aangenomen in het conceptadvies. Door de hogere investeringskosten zijn de vaste operationele kosten automatisch ook hoger, aangezien deze kosten worden bepaald als percentage van de investeringskosten (2% van de investeringskosten). Aangenomen is namelijk dat de kosten die gepaard gaan met de aanleg en het onderhoud van de transportleidingen recht evenredig met elkaar oplopen, omdat de kosten voornamelijk zitten in het graafwerk en het openbreken van de grond.

Tabel 14-3. Overzicht subsidieparameters benutting restwarmte (warm water) zonder warmtepomp

Subcategorie	Conceptadvies SDE++ 2021		Advies SDE++ 2021		CO ₂ -besparing emissiefactor (kgCO ₂ /kWh _{th}) ¹
	Basisbedrag (€/kWh _{th})	Vollasturen (uur/jaar)	Basisbedrag (€/kWh _{th})	Vollasturen (uur/jaar)	
Verhouding \geq 0,20 en $<$ 0,30	0,033	6000	0,0188	6000	0,2011
Verhouding \geq 0,30 en $<$ 0,40	0,033	6000	0,0238	6000	0,2003
Verhouding \geq 0,40 en $<$ 0,50	0,033	6000	0,0287	6000	0,1995
Verhouding \geq 0,50	0,033	6000	0,0337	6000	0,1987

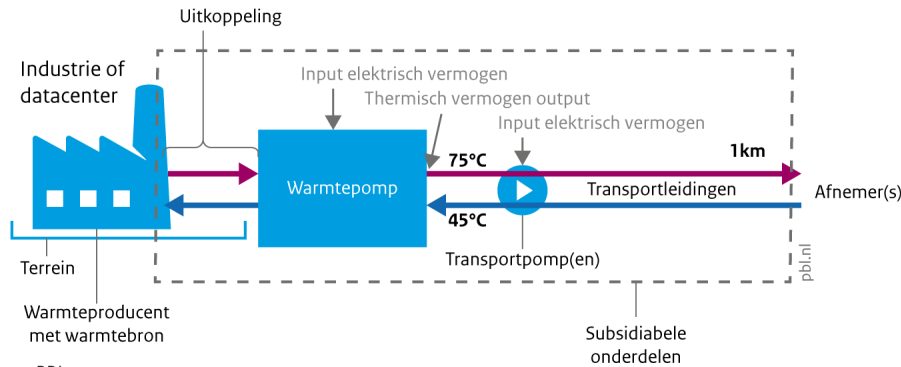
¹ De emissiefactor van warmwaterproductie op basis van een gasketel met terugwinning van condensatiewarmte. Deze is: $[56,4 \text{ (kgCO}_2\text{/GJ)} * 3,6 \text{ (GJ/MWh)} / 1000 \text{ (kWh/MWh)}] / 100\%$. De emissiefactor van de elektriciteit die gebruikt wordt in het project is vastgesteld op 0,216 kgCO₂/kWh_e. Deze specifieke CO₂-emissiefactor is berekend op basis van data uit de KEV 2020, waarbij voor elk uur de marginale productie-eenheid is bepaald. Het ongewogen gemiddelde van de specifieke CO₂-emissiefactor van al deze marginale productie-eenheden voor het gekozen aantal uren in 2030 (8760 voor baseload) vormt de specifieke CO₂-emissiefactor.

14.3.2 Benutting restwarmte (warm water) met warmtepomp

In figuur 14-4 is een illustratie gegeven van het referentieproject horend bij deze categorie. In deze figuur is te zien welke onderdelen binnen het referentieproject vallen.

Figuur 14.4

Referentieproject benutting restwarmte (warm water) met warmtepomp



Bron: PBL

In deze categorie wordt uitgegaan van een referentieproject waar restwarmte van een bepaalde (lage) temperatuur wordt opgewaardeerd via een warmtepomp. In het referentieproject wordt uitgegaan van een centrale warmtepomp nabij het terrein van de warmteproducent, voordat de warmte over een langere afstand wordt getransporteerd. Voor de COP wordt, net als in het conceptadvies, uitgegaan van een waarde van 3,1. Deze waarde is gekozen op basis van terugkoppeling uit de marktconsultatie en literatuur en sluit beter aan bij de praktijk dan wanneer de COP wordt berekend aan de hand van de temperatuur-ranges en de Lorentz-efficiëntie zoals bij sommige andere SDE++-thema's wordt gedaan.

In het referentieproject wordt uitgegaan van een situatie waarin de warmtepomp in een technische ruimte staat en tevens voorziet in de warmtewisseling van twee gescheiden stromen (het warme water dat uit de warmtebron komt en het warme water dat over lange afstand wordt getransporteerd naar de eindgebruikers). Om deze reden wordt ervan uitgegaan dat er geen WOS meer benodigd is aan het einde van de transportleiding. In het referentieproject wordt vervolgens uitgegaan van een verschil tussen de aanvoertemperatuur richting de afnemer(s) en de retourtemperatuur bij de warmtepomp, oftewel de delta T, van 30 °C. In het referentieproject is aangenomen dat 75 °C warm water de warmtepomp verlaat en dat er 45 °C retour komt naar de warmtepomp. Tevens wordt aangenomen dat er tussen de 20 en 30 °C restwarmte beschikbaar is bij de bron. Ook hier geldt dat dit enkel cijfers zijn waarmee is gerekend in de referentie-installatie. Deze temperatuurniveaus worden niet als vereisten voor de aanvraag van de subsidie geadviseerd.

Afwijkend van wat er is geadviseerd in het conceptadvies, wordt nu aangenomen dat het project 7000 vollasturen (in plaats van 6000) per jaar warmte kan leveren. Daarbij passen we in het eindadvies wel het uitgekoppelde vermogen bij de bron aan. Deze wordt namelijk in het referentieproject verlaagd van 10000 kW_{th} naar 5000 kW_{th}. Dit wordt nu aangenomen omdat deze combinatie van vermogen en vollasturen beter aansluit bij in ontwikkeling zijnde restwarmteprojecten in de praktijk. Overigens gaat er, doordat de warmtepomp (met een aangenomen COP van 3,1; zie hierboven) warmte toevoegt aan het systeem, meer dan 5000 kW_{th} de transportleiding in, namelijk 7381 kW_{th}. Dit wordt gedefinieerd als het uiteindelijke outputvermogen. Tevens blijft de aanname dat de winterpiek en een eventuele downtime van de restwarmteleverancier worden opgevangen met een piek- of hulpketel en eventueel

een warmte-koudeopslag (WKO), maar deze voorzieningen maken geen onderdeel uit van het referentieproject en zijn dus niet subsidiabel.

Er wordt vervolgens, net als bij het conceptadvies, bij het referentieproject uitgegaan van een maximale tracélengte van de transportleidingen van één kilometer. Deze vaste afstand is gekozen omdat de verwachting is dat de meeste aanvragen betrekking hebben op projecten waarbij de restwarmteproducenten zich vlak bij de afnemende partij(en) bevinden.

Voor de pompenergie wordt uitgegaan van een teruggekoppelde waarde uit de marktconsultaties en volgens de NEN7125: $0,0018 \text{ MJe/MJth} \cdot \text{lengte transportleiding (kilometer tracé)}$. Ten slotte wordt ervan uitgegaan dat er een nieuwe elektriciteitsnetaansluiting nodig is voor de warmtepomp. Er wordt hierbij rekening gehouden met een meerlengte van 100 meter voor de afstand tot de dichtstbijzijnde netaansluiting.

In tabel 14-4 zijn de technisch-economische parameters voor het referentieproject van deze categorie weergegeven.

Tabel 14-4. Technisch-economische parameters benutting restwarmte (warm water) met warmtepomp

Parameter	Eenheid	Conceptadvies SDE++ 2021	Advies SDE++ 2021
Thermisch outputvermogen	[kW _{th,output}]	14762	7381
Vollasturen	[uur/jaar]	6000	7000
Investeringskosten	[€/kW _{th,output}]	1004	1041
Vaste operationele kosten	[€/kW _{th,output} /jaar]	36	37,1
Variabele operationele kosten	[€/kWh _{th,output}]	0,017	0,0149
Relatief elektriciteitsgebruik	[kWh _e /kWh _{th,output}]	0,324	0,3244

Zoals te zien in tabel 14-4 wijken de kostenparameters weinig af van die gepresenteerd in het conceptadvies. Het viel te verwachten dat de investeringskosten en operationele kosten hoger uit zouden moeten komen aangezien er nu uit wordt gegaan van een kleiner thermisch outputvermogen. Dit schaalnadeel wordt echter gecompenseerd doordat er in het onderhavige advies (op basis van nieuwe inzichten en informatie uit de marktconsultatie) uitgegaan wordt van lagere investeringskosten voor de warmtepomp ten opzichte van het conceptadvies en van een kleinere pijpleidingdiameter, wat een effect heeft op de pijpleidingkosten, waardoor de kosten netto slechts gering hoger worden.

Tabel 14-5. Overzicht subsidieparameters benutting restwarmte (warm water) met warmtepomp

Categorie	Conceptadvies SDE++ 2021		Advies SDE++ 2021		CO ₂ -besparing emissiefactor (kgCO ₂ /kWh _{th}) ¹
	Basisbedrag (€/kWh _{th})	Vollasturen (uur/jaar)	Basisbedrag (€/kWh _{th})	Vollasturen (uur/jaar)	
Benutting restwarmte (warm water) met warmtepomp	0,044	6000	0,0391	7000	0,1329

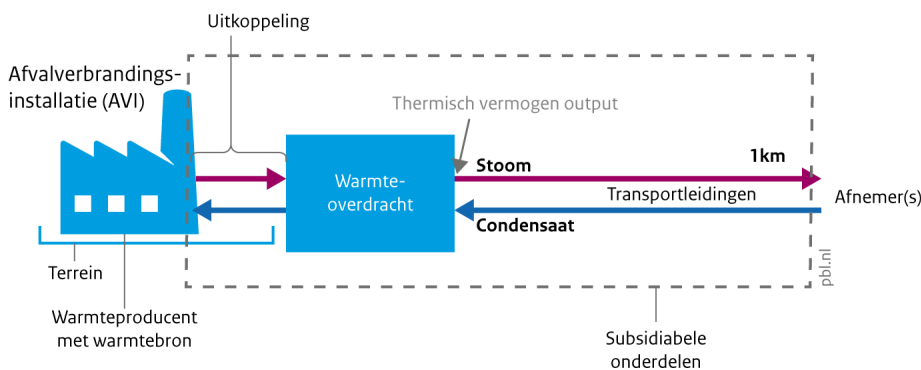
¹ De emissiefactor van warmwaterproductie op basis van een gasketel met terugwinning van condensatiewarmte. Deze is: $[56,4 \text{ (kgCO}_2\text{/GJ)} \cdot 3,6 \text{ (GJ/MWh)} / 1000 \text{ (kWh/MWh)}] / 100\%$. De emissiefactor van de elektriciteit die gebruikt wordt in het project is vastgesteld op $0,216 \text{ kgCO}_2\text{/kWh}_e$. Deze specifieke CO₂-emissiefactor is berekend op basis van data uit de KEV 2020, waarbij voor elk uur de marginale productie-eenheid is bepaald. Het ongewogen gemiddelde van de specifieke CO₂-emissiefactor van al deze marginale productie-eenheden voor het gekozen aantal uren in 2030 (8760 voor baseload) vormt de specifieke CO₂-emissiefactor.

14.3.3 Warmte-uitkoppeling bij AVI's

Uit de marktconsultatie is gebleken dat er meerdere projecten in ontwikkeling zijn waarbij er stoom wordt gebruikt uit een AVI om de industrie van warmte te voorzien. In figuur 14-5 is een illustratie van het referentieproject gegeven, horend bij deze nieuwe categorie. In deze figuur is te zien welke onderdelen binnen het referentieproject vallen.

Figuur 14.5

Referentieproject warmte-uitkoppeling bij AVI's



Bron: PBL

In deze categorie wordt uitgegaan van een referentieproject waar lage-drukstoom wordt afgetapt bij de generator van een AVI. Deze lage-drukstoom (tussen de 130 en 150 °C wordt getransporteerd via een stoomnet en via een WOS met warmtewisselaar(s) of reduceerstation(s) overgedragen aan een afnemende partij, die vervolgens condensaat retour levert aan de AVI.

Er wordt voor deze categorie uitgegaan van 8000 vollasturen per jaar. Dit is op basis van informatie uit de marktconsultatie. Hierbij is aangenomen dat de winterpiek en een eventuele downtime van de restwarmteleverancier worden opgevangen met een piek- of hulpketel. Deze voorziening maakt geen onderdeel uit van het referentieproject.

Er wordt vervolgens bij het referentieproject uitgegaan van een maximale tracélengte van de transportleidingen van één kilometer. Deze afstand is gekozen omdat de verwachting is dat de meeste aanvragen betrekking hebben op projecten waarbij de restwarmteproducenten zich vlak bij de afnemende partij(en) bevinden. Voor de tracélengte op het terrein van de AVI wordt uitgegaan van circa 250 meter aan bovengrondse leidingen.

Voor het referentieproject wordt uitgegaan van een warmteleveringsvermogen bij de bron van 60.000 kW_{th}. Aangenomen wordt dat dit vermogen tevens beschikbaar is nadat de warmteoverdracht bij de afnemer heeft plaatsgevonden. Dit vermogen is gekozen op basis van informatie uit de marktconsultatie.

Ten slotte wordt ervan uitgegaan dat er een verwaarloosbare hoeveelheid aan elektriciteit wordt verbruikt voor het uitkoppelen, transporteren en overbrengen van de stoom. Zoals beschreven in paragraaf 14.1.2 wordt bij de berekening van de variabele operationele kosten rekening gehouden met elektriciteitsderving bij de AVI wanneer deze stoom uitkoppelt.

In tabel 14-6 zijn de technisch-economische parameters voor het referentieproject van deze categorie weergegeven.

Tabel 14-6. Technisch-economische parameters warmte-uitkoppeling bij AVI's

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2021
Thermisch outputvermogen	[kW _{th,output}]	60.000
Vollasturen	[uur/jaar]	8000
Investeringskosten	[€/kW _{th,output}]	304
Vaste operationele kosten	[€/kW _{th,output/jaar}]	6,1
Variabele operationele kosten	[€/kWh _{th,output}]	0,0112
Relatief elektriciteitsgebruik	[kWh _e /kWh _{th,output}]	0,25 ¹

¹ Dit is de aangenomen elektriciteitsdervingfactor van de AVI en deze factor wordt in het OT-model enkel gebruikt om de netto-emissiefactor te berekenen. De kosten die gepaard gaan met de elektriciteitsderving zijn verrekend in de variabele operationele kosten.

Tabel 14-7. Overzicht subsidieparameters warmte-uitkoppeling bij AVI's

Categorie	Conceptadvies SDE++ 2021		Advies SDE++ 2021		CO ₂ -besparing emissiefactor (kgCO ₂ /kWh _{th}) ¹
	Basisbedrag (€/kWh _{th})	Vollasturen (uur/jaar)	Basisbedrag (€/kWh _{th})	Vollasturen (uur/jaar)	
Benutting restwarmte (stoom) uit AVI's	n.v.t.	n.v.t.	0,0173	8000	0,1720

¹ Emissiefactor = de emissiefactor van stoomproductie op basis van een gasketel met terugwinning van condensatiewarmte. Deze is: [56,4 (kgCO₂/GJ) * 3,6 (GJ/MWh) /1000(kWh/MWh)] /90%. Er wordt tevens bij de berekening van de netto-emissiefactor rekening gehouden met het feit dat er elektriciteit bij de AVI gederfd wordt en nu van het elektriciteitsnet moet worden gehaald.

14.4 Discussiepunten

Uit de marktconsultatie is naar voren gekomen dat er in de praktijk vaak een WKK wordt vervangen bij de afnemer in plaats van een stoomketel. Dit betekent dat er sprake is van elektriciteitsderving en in sommige gevallen ook CO₂-derving bij de afnemer, wanneer de afnemer overgaat op het gebruiken van restwarmte. De afnemer zal dan zijn elektriciteit en soms ook CO₂ moeten inkopen bij een externe partij. Dit betekent dat, rekening houdend met deze kosten, het correctiebedrag naar alle waarschijnlijkheid lager zal liggen dan 90% TTF x [LHV]. De hoogte van het correctiebedrag is met name bepalend voor de categorie met stoomlevering, waarbij de hoogte bepaalt of er wel of geen onrendabele top is.

15 Waterstofproductie via elektrolyse

15.1 Introductie

In dit hoofdstuk gaan we in op grootschalige waterstofproductie via elektrolyse. Het advies is gebaseerd op informatie die betrekking heeft op AEL, maar geldt ook voor PEM.⁴³ Op verzoek van het ministerie van EZK gebruiken we de eenheid kilowattuur waterstof (HHV) als grondslag, en niet kilogram waterstof; 1 kWh_{HHV} waterstof komt overeen met 0,0254 kg, en 1 kg waterstof komt overeen met 39,32 kWh_{HHV} (Gasunie 1980).

Voor de referentie-installatie wordt uitgegaan van een installatie met een vermogen van 20 MW_e en een aansluiting op het elektriciteitsnet.⁴⁴ In beginsel is uitgegaan van een bedrijfstijd van 3000 vollasturen, waarbij gebruik wordt gemaakt van de uren met de laagste groothandelsprijs van elektriciteit. Bij 3000 vollasturen worden volgens de KEV 2020 in 2030 alleen windturbines en zon-PV ingezet als marginale elektriciteitsproductie-installaties⁴⁵, waardoor de CO₂-emissiefactor van de gebruikte elektriciteit gedurende die uren 0 kg/kWh is. Een elektrolyse-installatie kan echter buiten deze uren niet eenvoudig worden stilgezet, omdat er dan gevaarlijke vermenging van waterstof en zuurstof kan plaatsvinden.⁴⁶ Technische oplossingen in ontwikkeling zijn mogelijk niet tijdig markt klaar. Daarom is er verondersteld dat de installatie naast de genoemde 3000 uur op vollast gedurende 5000 uur op 10% deellast wordt bedreven⁴⁷: gedurende deze 500 vollasturen (5000 uur x 10%) wordt elektriciteit met een gemiddelde CO₂-emissiefactor gebruikt (216 kg/kWh). Ter informatie tonen we in een aantal figuren welke relatie er is tussen bedrijfstijden enerzijds en basisbedrag en vermeden emissies anderzijds.

15.2 Wijzigingen ten opzichte van het conceptadvies

15.2.1 Variabele elektriciteitskosten

De groothandelsprijs van elektriciteit waarmee is gerekend voor de 3000 uur op vollast bedraagt 0,0222 euro/kWh_e.⁴⁸ Dit bedrag is het ongewogen gemiddelde van alle 3000 laagste

⁴³ AEL staat voor Alkaline Electrolysis, PEM staat voor Proton Exchange Membrane.

⁴⁴ Het advies is daarmee niet toegesneden op installaties die een directe verbinding of *power purchase agreement* (PPA) hebben met bijvoorbeeld een windpark, zonnepark of een biomassacentrale. Daarvoor kunnen andere elektriciteitsprijzen en CO₂-emissiefactoren gelden dan voor elektriciteit van het net.

⁴⁵ Marginale elektriciteitsproductie-installaties zijn de installaties die worden bijgeschakeld als de elektriciteitsvraag stijgt.

⁴⁶ Dit speelt zowel bij AEL als – in mindere mate – bij PEM. Tijdens de marktconsultatie is aangegeven dat de installatie om die reden continu op minimaal 20% van het vermogen moet draaien. Er zijn aanwijzingen dat dit de bovenkant van een bandbreedte is. In dit advies wordt 10% aangehouden.

⁴⁷ Samen is dat 8000 uur per jaar, terwijl een jaar 8760 uur heeft. Er is verondersteld dat de installatie gedurende 760 uur stilligt in verband met onderhoud.

⁴⁸ Er is verondersteld dat 90% van het elektriciteitsverbruik wordt gebruikt voor de electrolyzer; over dat deel hoeft geen energiebelasting en ODE (opslag duurzame energie) te worden betaald. Deze 'kale' groothandelsprijs bedraagt bij 3000 uur 0,0215 euro/kWh. De overige 10% wordt gebruikt voor randapparatuur zoals pompen; voor dat deel moet wel energiebelasting en ODE worden betaald. De prijs van deze elektriciteit bedraagt 0,0286 euro/kWh.

uurlijkse groothandelsprijzen in alle jaren in de periode 2021-2030 uit de KEV 2020. De groothandelsprijs voor de 5000 uur op 10% deellast bedraagt 0,0556 euro/kWh_e

15.2.2 Netwerkkosten en vaste kosten elektriciteitsaansluiting

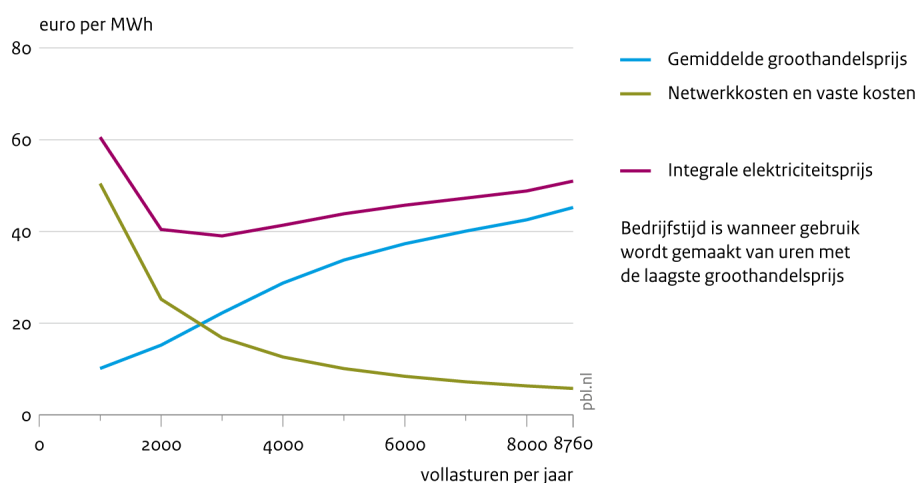
De netwerkkosten en vaste kosten voor de elektriciteitsaansluiting bedragen 50,4 euro/kW_e/jaar. De netwerkkosten (kW-gecontracteerd en kW-max) en vaste kosten voor de referentie-installatie zijn gebaseerd op het gewogen gemiddelde van de tarieven uit de tarievenbesluiten van de regionale netbeheerders en TenneT voor 2020 die horen bij een TS-aansluiting. Deze tarieven zijn in dit advies met 8% verhoogd teneinde de verwachte verhoging van de transporttarieven tussen 2021 en 2030 mee te nemen.

15.2.3 Verband tussen integrale elektriciteitskosten en aantal vollasturen

Figuur 15-1, waarin de 8760 uren op de horizontale as zijn gerangschikt naar oplopende groothandelsprijzen, laat zien dat de gemiddelde groothandelsprijs van elektriciteit lager is bij lagere bedrijfstijden. Dat voordeel wordt echter tenietgedaan door de hogere netwerkkosten per MWh.⁴⁹ De gemiddelde *integrale* elektriciteitsprijs per MWh (groothandelsprijs + netwerkkosten) is bij een bedrijfstijd van 3000 uur lager dan bij andere bedrijfstijden.

Figuur 15.1

Verband tussen gemiddelde elektriciteitsprijs en bedrijfstijd, 2021 – 2030



Bron: PBL

15.3 Waterstofproductie uit elektrolyse

Elektriciteitsverbruik (kWh/kWh_{HHV} H₂) gedurende subsidieperiode

Voor de berekening van het basisbedrag is uitgegaan van een gemiddeld elektriciteitsgebruik per kilowattuur (kWh_{HHV}) waterstof over de gehele subsidieduur (jaar 1 tot en met 15). Dit bedraagt 1,53 kWh/kWh_{HHV} H₂, overeenkomend met een energetisch omzettingsrendement (η) van 65,5%.⁵⁰ Deze waarde is berekend op basis van een initieel elektriciteitsgebruik van

⁴⁹ Die kosten zijn omgekeerd evenredig met de bedrijfstijd. Dat wil zeggen: als de productietijd twee keer zo laag wordt, worden de vaste lasten per MWh twee keer zo hoog.

⁵⁰ Dit komt overeen met 60,14 kWh/kg H₂.

1,42 kWh/kWh_{HHV} H₂ ($\eta = 70,3\%$) voor de gehele fabriek (dus inclusief elektriciteitsverbruik door pompen en dergelijke) en een degradatie van de elektroden van 1% per jaar.

De in dit rapport aangenomen waarde voor het initiële elektriciteitsgebruik per kWh_{HHV} waterstof is gebaseerd op recente marktinzichten en ligt enigszins boven de bandbreedten uit de literatuur. Zo geeft het IEA (2019) een bandbreedte van 1,2-1,3 kWh/kWh_{HHV} H₂ ($\eta = 77-83\%$). Een mogelijke verklaring is dat het IEA het rendement voor alleen de stacks of het elektrolysesysteem (stacks plus transformator en gelijkrichter) geeft, en niet voor de gehele fabriek (inclusief alle randapparatuur).

Tabel 15-1 geeft een overzicht van de aannames die gebruikt zijn bij de berekening van het basisbedrag en de subsidie-intensiteit voor waterstofproductie via elektrolyse. Tabel 15-2 geeft een overzicht van de berekende resultaten, waaronder de basisbedragen.

Tabel 15-1. Technisch-economische parameters waterstofproductie via elektrolyse

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2021
Inputvermogen	MW _e	20
Gemiddelde elektriciteitsgebruik per kWh _{HHV} H ₂	kWh/kWh _{HHV} H ₂	1,53
Outputvermogen*	MW H ₂	13,076
Vollasturen	Uren/jaar	3500
Investeringskosten	€/kW _e	1800
Vaste O&M-kosten (inclusief netwerkkosten)	€/kW _e /jaar	88,4 (waarvan 50,4 netwerkkosten)
Variabele O&M-kosten (= kosten elektriciteit)	€/kWh _e	0,0340

* Berekend op basis van het gemiddelde omzettingsrendement gedurende gehele subsidieperiode.

Tabel 15-2. Overzicht subsidieparameters waterstofproductie via elektrolyse via AEL

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2021
Basisbedrag SDE++	€/kWh _{HHV} H ₂	0,1925
Looptijd subsidie	Jaar	15

15.4 Zuurstof (bijproduct van elektrolyse)

Per kg H₂ wordt 8 kg O₂ geproduceerd. Een installatie van 20 MW_e en 3000 vollasturen produceert jaarlijks bijna 1000 ton waterstof en 8000 ton zuurstof. In Nederland heeft momenteel één locatie een zuurstofvraag die groot genoeg is om een dergelijke hoeveelheid te absorberen. Alleen waterstoffabrieken die dicht in de buurt van deze locatie liggen, zouden de zuurstof tegen een substantiële prijs kunnen verkopen, mits het aanbod ingepast kan worden in de huidige zuurstofproductie via cryogene destillatie van lucht. De meest concrete initiatieven bevinden zich echter op grote afstand van deze locatie. Daarom is de waarde van de zuurstof in dit advies op 0 euro gesteld.

15.5 Verband vermeden CO₂ en vollasturen

15.5.1 Vermeden emissie bij 3000 vollasturen

De vermeden CO₂ ten opzichte van de te vervangen installatie bepaalt de subsidie-intensiteit. SMR (*steam methane reforming*) heeft volgens IEAGHG (2017b) een emissiefactor van 9 kg CO₂ per kg H₂, oftewel 0,229 kg CO₂ per kWh_{HHV} H₂.

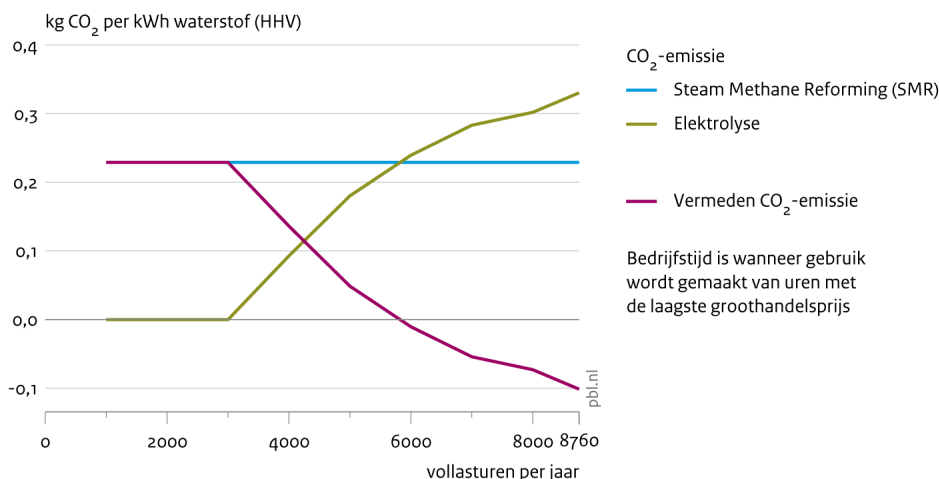
Bij een bedrijfstijd van 3000 vollasturen – waarbij wordt geoptimaliseerd op de uren met de laagste groothandelsprijs van elektriciteit – is de gemiddelde emissiefactor van elektriciteit 0 kg/kWh. Per kWh_{HHV} H₂ is de vermeden CO₂-emissie van groene waterstof ten opzichte van SMR dus 0,229 kg. Naast deze 3000 vollasturen produceert de installatie nog 5000 uur op 10% deellast. Voor deze 5000 vollasturen bedraagt de emissiefactor 0,328 kg/kWh. De vermeden emissie bedraagt dus 0,229 kg/kWh.

15.5.2 Verband tussen vermeden CO₂-emissie en aantal vollasturen

Figuur 15-2, waarin de 8760 uren op de horizontale as zijn gerangschikt naar oplopende groothandelsprijzen van elektriciteit⁵¹, laat zien dat H₂-productie via elektrolyse in 2030 tot circa 5800 vollasturen een lagere CO₂-emissie heeft dan H₂-productie via SMR. Bij hogere bedrijfstijden zijn de CO₂-emissies van elektrolyse per kg H₂ hoger dan die van SMR. De oorzaak voor het oplopen van de CO₂-emissie is dat de gebruikte elektriciteit bij hogere bedrijfstijden voor een steeds groter deel afkomstig is van fossiele centrales (met name aardgas) en voor een steeds kleiner deel van hernieuwbare bronnen.

Figuur 15.2

Verband tussen CO₂-emissie van waterstofproductie en bedrijfstijd, 2030



Bron: PBL

⁵¹ Opgemerkt wordt dat in de figuur geen rekening is gehouden met de mogelijkheid dat de stacks op enig moment tijdens de looptijd van de subsidie moeten worden vervangen. Door het op- en afregelen van de stacks is de levensduur immers mogelijk korter dan de in IEA (2019) vermelde 60000 tot 90000 uur. Eventuele vervanging heeft echter een beperkt effect op het gemiddelde omzettingsrendement gedurende de subsidieperiode, en daarmee ook op de CO₂-emissiefactor van elektrolyse.

Tabel 15-3 geeft het aantal uren weer waarop productie van waterstof volgens de KEV 2020 zou leiden tot een netto-emissiereductie ten opzichte van waterstofproductie via SMR. Deze figuur is gebaseerd op de situatie waarin de elektrolyzer volledig flexibel is en correspondeert daarmee niet geheel met de referentie-installatie die voor 10% volcontinu draait.

Tabel 15-3. Uren waarin de emissiefactor van waterstofproductie via elektrolyse lager is dan die van waterstofproductie via SMR

Jaar	Aantal uren
2021	2940
2022	2530
2023	2390
2024	4910
2025	4930
2026	5290
2027	5500
2028	5930
2029	5800
2030	8510

16 Etheenproductie uit biogene grondstoffen

16.1 Inleiding

In dit hoofdstuk bespreken we de bevindingen voor de SDE++-categorieën die betrekking hebben op etheenproductie uit biogene grondstoffen. De volgende clusters van technologieën zijn onderscheiden:

- Etheenproductie uit bionafta
- Etheenproductie uit bio-ethanol

16.2 Etheenproductie uit bionafta

16.2.1 Beschrijving referentie-installatie

Bij deze route wordt bionafta bijgemengd bij nafta uit aardolie en in stoomkrakers omgezet in etheen en een reeks andere producten, zoals waterstof, acetyleen, propaan, butadieen, benzeen, methaan, ethaan, propaan en hogere koolwaterstoffen. Uit 1000 kg nafta kan gemiddeld 550 kg HVC⁵² worden geproduceerd, waarvan 275 kg etheen. In Nederland wordt sinds enkele jaren op bescheiden schaal bionafta batchgewijs bijgemengd. Daarvoor wordt *hydrotreated vegetable oil* (HVO) gebruikt die geproduceerd is uit gehydrogeneerde⁵³ tallolie. Tallolie is een afvalproduct van de papierindustrie en wordt ook als grondstof voor hernieuwbare diesel gebruikt.⁵⁴ De goedkopere biodiesels van de FAME-categorie (*fatty acid methyl ester*) hebben een te hoog zuurstofgehalte en kunnen niet zonder voorbereiding in het kraakproces worden toegepast.

Aangezien alleen etheen in aanmerking komt voor SDE++-subsidie, is er in dit advies voor gekozen de productiekosten en CO₂-emissies volledig toe te rekenen aan etheen, ook al maakt etheen maar 27,5% uit van de totale productmix.

Omdat bionafta zonder voorbereiding kan worden bijgemengd in de voeding (fossiele nafta) van bestaande stoomkrakers hoeven er geen nieuwe installaties te worden gebouwd. Er is gerekend met een stoomkraker met 8000 vollasturen en een inputcapaciteit van 4000 kt nafta per jaar, waarvan op jaarbasis 2,4 kt (0,06%) uit bionafta bestaat. Uit 4000 kt nafta wordt per jaar 1100 kt etheen geproduceerd, waarvan eveneens 0,06% (0,66 kt) uit bio-etheen bestaat. Het betreft hier afgeronde getallen op basis van (Oliveira & Van Dril 2020; Wong & Van Dril 2020) en marktinformatie.

⁵² High Value Chemicals: etheen, waterstof, propaan, acetyleen, benzeen en butadieen.

⁵³ Dat betekent dat het met waterstof is bewerkt.

⁵⁴ Doordat tallolie een afvalproduct is telt de HVO die ervan gemaakt is volgens de Renewable Energy Directive II (RED II) dubbel bij de bepaling van het aandeel biobrandstoffen in motorbrandstoffen. Daardoor heeft tallolie een hogere prijs dan biobrandstoffen die gemaakt zijn uit oliehoudende zaden.

16.2.2 Wijzigingen ten opzichte van het conceptadvies

Vaste O&M-kosten

De vaste O&M-kosten per ton etheen zullen voor bio-etheen gelijk zijn aan die van fossiel etheen. Volgens Spallina et al. (2017) bedroegen de O&M-kosten in 2016 78 euro per ton etheen. Gecorrigeerd voor inflatie (volgens het CBS 6% tussen 2016 en 2020) is dat in 2020 82,5 euro/t etheen. Bij een jaarlijkse etheenproductie van 1100 kt zijn de totale jaarlijkse O&M-kosten 90,75 miljoen euro, waarvan 0,06% oftewel 54.450 euro kan worden toegerekend aan bio-etheen. Als de bijmenging continu gedurende 8000 vollasturen zou plaatsvinden⁵⁵ komt dat overeen met 660 euro/kg/uur.

Variabele O&M-kosten

De variabele O&M-kosten worden volledig bepaald door de meerprijs van bionafta ten opzichte van fossiele nafta. De bionafta die gebruikt wordt is als gezegd HVO die gemaakt is van tallolie uit de papierindustrie, met een prijs van 1.400 euro per ton (marktinformatie). De prijs van fossiele nafta bedroeg in 2019 gemiddeld 451 euro per ton (marktinformatie). De meerprijs van bionafta bedroeg dus 949 euro per ton. Aangezien uit 1 ton nafta 275 kilo etheen wordt gevormd, bedragen de extra grondstofkosten als gevolg van de inzet van bionafta 3451 euro per ton etheen. Deze berekende waarde is vanwege de in de SDE++ gehanteerde berekeningssystematiek met 936 euro verhoogd tot een waarde van 4387 euro/t etheen⁵⁶.

Tabel 16-1 geeft een overzicht van de aannames bij de berekening van het basisbedrag en de subsidie-intensiteit voor etheenproductie via de bionaftaroute. Tabel 16-2 geeft een overzicht van de berekende resultaten, waaronder de basisbedragen.

Tabel 16-1. Technisch-economische parameters etheenproductie via bionaftaroute

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2021
Inputvermogen	kg bionafta/uur	300
Bionaftagebruik per ton etheen	kg bionafta/kg etheen	3,64
Outputvermogen	kg etheen/uur	82,5
Vollasturen	Uren/jaar	8000
Investeringskosten	€/kg etheen/uur	Niet van toepassing
Vaste O&M-kosten	€/kg etheen/uur/jaar	660
Variabele O&M-kosten	€/kg etheen	4,3873

Tabel 16-2. Overzicht subsidieparameters etheenproductie via bionaftaroute

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2021
Basisbedrag SDE++	€/kg etheen	4,7923
Looptijd subsidie	Jaar	15
Basisprijs SDE++ etheen	€/kg etheen	2/3 * 1,004
Correctiebedrag (gemiddelde marktprijs etheen in 2019)	€/kg etheen	1,004

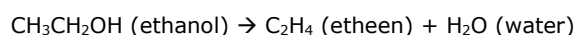
⁵⁵ In werkelijkheid vindt de bijmenging batchgewijs plaats; voor de uiteindelijke hoogte van het basisbedrag maakt dat echter geen verschil.

⁵⁶ In het OT-model heeft dit als effect dat het berekende basisbedrag vermeerderd wordt met de waarde van het correctiebedrag (1,004 euro/t etheen). Dit is nodig omdat in de SDE++ bij de subsidie-uitkering het basisbedrag altijd wordt gecorrigeerd voor de marktwaarde van de output (in dit geval etheen).

16.3 Bio-etheenproductie uit bio-ethanol

16.3.1 Beschrijving referentie-installatie

Bio-ethanol (verder aangeduid als ethanol) wordt vooral geproduceerd uit suiker- of zetmeelhoudende gewassen, zoals suikerriet, suikerbieten, mais en aardappelen. In het etheenproductieproces wordt ethanol verdampt en met stoom of in een oven verwarmd tot een temperatuur van 300-500 °C (Mohsenzadeh et al. 2017). De damp wordt door verschillende reactoren geleid, waar het ethanol wordt omgezet in etheen. De chemische reactie is:



Het vrijkomende water wordt na de reactie door condensatie afgescheiden. De volgende stappen in het proces zijn compressie, wassen en zuivering (Intratec 2013).

Theoretisch (bij 100% omzetting) is 1,64 ton ethanol nodig voor de productie van 1 ton etheen (en 0,64 ton water). Volgens recente marktinformatie wordt in de praktijk een omzettingsfactor van 1,7 ton ethanol per ton etheen bereikt. Die waarde – die in dit advies is gebruikt voor de berekening van het basisbedrag – is gunstiger dan gerapporteerd in CE Delft (2019c): daarin worden twee bronnen aangehaald die respectievelijk waarden van 1,7 tot 1,9 en 2,2 tot 2,3 ton ethanol/ton etheen rapporteren.

De referentie-installatie heeft een capaciteit van 150000 ton etheen per jaar bij 8000 vollasturen. Er is een Nederlands marktinitiatief om een fabriek van deze omvang in Noordwest-Europa te bouwen.

16.3.2 Overzicht kosten in referentie-installatie

Vaste O&M-kosten

Deze bedragen 400 euro/kg/uur/jaar.

Variabele kosten

De totale variabele kosten bedragen 0,964 euro/kg etheen, waarvan 0,894 euro/kg etheen (93%) voor rekening komt van ethanol, en de overige 0,070 euro/kg etheen kosten zijn voor de katalysator (0,011), stoom (0,053), elektriciteit (0,005), koelwater (0,0002), zwavelverwijdering (0,0012) en brandstof (0,0003).

Er is gerekend met een prijs van geïmporteerde ethanol van 0,526 euro/kg (inclusief importheffing en transport). Ethanol uit suikerbieten zou voor afnemers van bio-etheen de voorkeur kunnen hebben, omdat suikerbieten op een aantal milieu-indicatoren (CO₂-opname, watergebruik, transport) gunstiger scores dan ethanol uit suikerriet of mais. Ethanol uit suikerbieten is echter op dit moment duurder dan ethanol uit suikerriet of mais (0,700 euro/kg versus 0,526 euro/kg).

Tabel 16-3 geeft een overzicht van de aannames bij de berekening van het basisbedrag en de subsidie-intensiteit voor etheenproductie via de bio-ethanolroute. Tabel 16-4 geeft een overzicht van de berekende resultaten, waaronder de basisbedragen.

Tabel 16-3. Technisch-economische parameters etheenproductie via bio-ethanol-route

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2021
Inputvermogen	kg ethanol/uur	31875
Ethanolgebruik per ton etheen	kg ethanol/kg etheen	1,7
Outputvermogen	kg etheen/uur	18750
Vollasturen	Uren/jaar	8000
Investeringskosten	€/kg etheen/uur	3467
Vaste O&M-kosten	€/kg/uur/jaar	400
Variabele O&M-kosten	€/kg etheen	0,9645

Tabel 16-4. Overzicht subsidieparameters etheenproductie via bio-ethanolroute

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2021
Basisbedrag SDE++	€/kg etheen	1,1385
Looptijd subsidie	Jaar	15
Basisprijs SDE++ etheen	€/kg etheen	2/3 * 1,004
Correctiebedrag (marktprijs etheen)	€/kg etheen	1,004

16.4 Correctiebedrag

Marktprijs etheen

Er is gerekend met een marktprijs van 1004 euro/t etheen. Het betreft gemiddelde contractprijzen in 2019.⁵⁷

16.5 Vermeden CO₂-emissie

Berekeningsmethode

Bij de berekening van de vermeden emissies ten opzichte van de fossiele route gaat het in dit advies om de emissies die vrijkomen tijdens de productieprocessen en tijdens de verbranding in de eindfase van uit etheen geproduceerde producten – voornamelijk polyetheen (PE).⁵⁸ Er zijn echter geen cijfers beschikbaar over welk deel van de Nederlandse etheenproductie wordt omgezet in polyetheen, en ook niet over welk deel daarvan op welk moment aan het eind van de levensduur in Noordwest-Europese afvalverbrandingsinstallaties wordt verbrand. Daarom worden hier twee uiterste varianten behandeld:

⁵⁷ Zie: <https://www.icis.com/explore/resources/news/2019/11/22/10447338/firmer-naphtha-could-stall-falling-european-ethylene-propylene-spot-prices>. De prijs van 1004 euro is berekend als gemiddelde van de maandelijkse waarden voor 'Ethylene FD NWE Contract Reference Price Contract Reference Month Announced Prive Monthly (Miod) (EUR/tonne)'.

⁵⁸ Deze methode is gebruikt in plaats van een LCA-methode, waarbij nauwkeurig in kaart wordt gebracht hoeveel CO₂ uit de atmosfeer wordt opgeslagen in de gewassen waaruit de biogene grondstoffen zijn geproduceerd, en hoeveel CO₂ vrijkomt tijdens de teelt, het transport en de productie van de biogene grondstoffen. LCA-methodes nemen echter ook CO₂-opname en -emissies in beschouwing die buiten de Noordwest-Europese regio plaatsvinden, terwijl die conform de uitgangspunten van het ministerie van EZK in SDE++-adviezen buiten beschouwing moeten worden gelaten (op verzoek van het ministerie is de limitering van het grondgebied opgerekt van Nederland naar Noordwest-Europa).

1. Alle in Nederland in jaar x geproduceerde etheen wordt omgezet in PE, en alle geproduceerde PE wordt uiteindelijk – ook al is dat na vele jaren en is de PE tussentijds gerecycled – in een Noordwest-Europese afvalverbrandingsinstallatie verbrand; de op dat moment vermeden emissie⁵⁹ wordt volledig toegerekend aan de in jaar x geproduceerde hoeveelheid bio-etheen.
2. Aangezien niet bekend is welk percentage van de uit bio-etheen geproduceerde producten in afvalverbrandingsinstallaties wordt verbrand, en ook niet waar en wanneer dat gebeurt, wordt 0% van de bij verbranding vermeden emissies toegerekend aan de in jaar x geproduceerde hoeveelheid bio-etheen.

De CO₂-emissie van de etheenproductie uit fossiele nafta (de referentietechnologie) bedraagt 1,93 ton per ton etheen (Oliveira & Van Dril 2020). Bij de verbranding van 1 ton fossiele PE – gemaakt uit 1 ton etheen – komt 3,14 ton CO₂ vrij. De totale emissie als gevolg van de productie van fossiele etheen en de verbranding van PE in een afvalverbrandingsinstallatie bedraagt daarmee 5,07 ton CO₂/ton etheen.

Vermeden emissie bio-ethanolroute

De emissie die vrijkomt tijdens de productie van bio-etheen uit bio-ethanol bedraagt 0,73 ton CO₂/ton etheen. De vermeden emissie bedraagt in variant 1 (5,07-0,73=) 4,34 ton CO₂/ton etheen. De subsidie-intensiteit bedraagt dan 31 euro/ton bio-etheen. In variant 2 bedraagt de vermeden emissie (1,93-0,73=) 1,20 ton CO₂/ton etheen en de subsidie-intensiteit 112 euro/ton bio-etheen.

Vermeden emissie bionaftaroute

De emissie die vrijkomt tijdens de productie van bio-etheen uit bionafta bedraagt 0,15 ton CO₂. In variant 1 bedraagt de vermeden emissie (5,07-0,15=) 4,92 ton CO₂/ton etheen en is de subsidie-intensiteit 770 euro/ton bio-etheen. In variant 2 bedraagt de vermeden emissie (1,93-0,15=) 1,78 ton CO₂/ton bio-etheen en is de subsidie-intensiteit 2128 euro/ton bio-etheen.

⁵⁹ Vanwege de biogene oorsprong zijn de CO₂-emissies tijdens de verwerking van bio-PE in afvalverbrandingsinstallaties per definitie 0.

17 CCS

17.1 Inleiding

In dit hoofdstuk bespreken we de bevindingen voor de SDE++-categorieën die betrekking hebben op CO₂-afvang en -opslag (CCS). Voor verschillende processen is op basis van literatuur en marktdata inzicht verkregen in de kosten van toepassing van CCS. Op basis van karakteristieken van de afvangprocessen, de puurheid van de bronnen en de aanwezigheid van afvanginstallaties wordt advies uitgebracht over tien SDE++-subcategorieën:

- Variant 1: CO₂-opslag bij bestaande CO₂-afvanginstallaties; gasvormig transport
- Variant 2: CO₂-opslag bij bestaande CO₂-afvanginstallaties; vloeibaar transport
- Variant 3: Nieuwe pre-combustion CO₂-afvanginstallaties bij bestaande installaties; gasvormig transport
- Variant 4: Nieuwe pre-combustion CO₂-afvanginstallaties bij bestaande installaties; vloeibaar transport
- Variant 5: Nieuwe post-combustion CO₂-afvanginstallaties bij bestaande installaties; gasvormig transport
- Variant 6: Nieuwe post-combustion CO₂-afvanginstallaties bij bestaande installaties; vloeibaar transport
- Variant 7: Nieuwe pre-combustion CO₂-afvanginstallaties bij nieuwe installaties; gasvormig transport
- Variant 8: Nieuwe pre-combustion CO₂-afvanginstallaties bij nieuwe installaties; vloeibaar transport
- Variant 9: Nieuwe post-combustion CO₂-afvanginstallaties bij nieuwe installaties; gasvormig transport
- Variant 10: Nieuwe post-combustion CO₂-afvanginstallaties bij nieuwe installaties; vloeibaar transport

17.2 Wijzigingen ten opzichte van het conceptadvies

Voor de toepassing zijn investeringskosten en operationele kosten in kaart gebracht op basis van literatuur, industriedata en casestudies. In deze paragraaf worden de verschillende kostenposten beschreven, voor zover deze zijn aangepast ten opzichte van het conceptadvies, en worden eventuele aannames toegelicht.

17.2.1 Investeringskosten

Voor CO₂-afvang zijn investeringen vereist in een afvanginstallatie, installaties voor de bewerking van CO₂ (compressie of vervloeiing) en een aansluiting op een CO₂-transportnetwerk. De investeringskosten zijn grotendeels afhankelijk van het volume van de gasstroom waaruit CO₂ wordt afgevangen, de concentratie van CO₂ in de gasstroom, het proces waarvan wordt afgevangen, de gekozen technologie en of het een nieuwe of bestaande fabriek betreft. Deze kosten worden per subcategorie vastgesteld in een referentie-installatie.

Voor afvanglocaties die niet direct aan een CO₂-transportnetwerk liggen of hier geen gebruik van kunnen maken is het mogelijk om CO₂ te transporteren per schip of per as (over de

weg). De kosten voor deze opties liggen hoger dan transport per pijpleiding. Er wordt rekening gehouden met een vervloeiingsinstallatie, een terminal met op- en overslagfaciliteiten en een hoger verwerkingstarief voor transport per binnenvaartschip. Voor subcategorieën met transport per schip wordt uitgegaan van invoeding in en opslag door middel van het Porthos-netwerk. De verwerkingstoelage voor vloeibaar transport wordt verder toegelicht in paragraaf 17.2.3 (zie ook tekstkader 17.1).

17.2.2 Operationele kosten

Er worden drie typen operationele kosten onderscheiden: vaste O&M-kosten, variabele O&M-kosten en de energiekosten. Ook voor operationele kosten geldt dat deze worden beïnvloed door het proces waarvan CO₂ wordt afgevangen, de gekozen technologie en of het een nieuwe of bestaande installatie betreft.

De vaste O&M-kosten bestaan uit salariskosten, administratieve en overheadkosten, jaarlijkse O&M, verzekeringen en lokale belastingen (IEAGHG 2017a). Op basis van literatuur en industriedata is aangenomen dat deze kosten voor CO₂-afvang, zuivering, compressie en vervloeiing 3% van de investeringskosten bedragen voor afvang bij bestaande installaties en 2% van de investeringskosten voor afvang bij nieuwe installaties. Voor de aansluiting zijn de O&M-kosten op 2% van de investeringskosten gesteld. De variabele O&M-kosten worden bepaald door het gebruik van bijvoorbeeld chemicaliën die nodig zijn bij het afvangen van CO₂. Deze kosten kunnen verschillen per toepassing en kunnen ook verwaarloosbaar zijn.

Energiekosten bestaan uit warmte of stoom voor CO₂-afvang en elektriciteit voor compressie. De benodigde hoeveelheid energie, nodig voor CO₂-afvang en compressie, kan in de meeste gevallen gevonden worden in de beschikbare literatuur en rapporten. Alleen indien deze informatie niet beschikbaar is, worden energiekosten geschat op basis van vuistregels uit de literatuur:

- Warmte bij CO₂-afvang, pre-combustion: 312,5 kWh (th)/t CO₂ afgevangen;
- Warmte bij CO₂-afvang, post-combustion: 1028 kWh (th)/t CO₂ afgevangen;
- Elektriciteit bij CO₂-afvang, pre-combustion en post-combustion: 50 kWh (e)/t CO₂ afgevangen;
- Elektriciteit bij compressie: 125 kWh/t CO₂ afgevangen;
- Elektriciteit bij vervloeiing: 162 kWh/t CO₂ afgevangen.

Een deel van de warmtevraag zou door onbenutte restwarmte kunnen worden ingevuld. Voor de elektriciteitsprijs wordt de groothandelsprijs gebruikt van 0,0449 euro/kWh. Deze is berekend op basis van de ongewogen gemiddelde elektriciteitsprijzen van 2021 tot en met 2030 op basis van de KEV 2020 (PBL 2020). Voor de kosten van warmte wordt op basis van de KEV een prijs van 0,020 euro/kWh_{th} aangenomen. Naast energie zijn er beperkte kosten voor het gebruik van chemicaliën en water voor het afvangproces. Deze kosten verschillen per proces en worden daarom per referentie-installatie vastgesteld.

17.2.3 Verwerkingstoelage

De afgevangen CO₂ wordt via een CO₂-transportnetwerk getransporteerd naar opslaglocaties onder de Noordzee. De bedrijven die CO₂-afvangen betalen hiervoor een verwerkingstoelage. Deze toeslag dekt de kosten voor de realisatie van het CO₂-transportnetwerk (pijpleidingen, schepen, CO₂-tanks, compressoren, enzovoort), de operationele kosten (energie, onderhoud, monitoring, en dergelijke) en de aansprakelijkheidsrisico's in het geval van bijvoorbeeld lekkages.

Voor het vaststellen van de verwerkingstoelage voor gasvormig CO₂-transport per pijpleiding en opslag wordt uitgegaan van het Porthos-netwerk. Een belangrijke factor hierin is het totale volume dat door het CO₂-transportbedrijf getransporteerd en opgeslagen moet worden.

De verwerkingstoelage voor gasvormig CO₂-transport per pijpleiding wordt vastgesteld aan de hand van het jaarlijkse volume en de piekcapaciteit. Er wordt in eerste instantie uitgegaan van een bezettingsgraad van 80% en 8000 uur levering per jaar. Van invloed zijn:

- het jaarlijkse volume dat wordt getransporteerd en opgeslagen (in Mt CO₂), aangeduid als TO;
- de piekcapaciteit (in Mt CO₂): TO_piek, dit is de productie bij 8760 uur;
- de 'load factor': TO_piek/TO, dit is de piekcapaciteit (TO_piek) gedeeld door de werkelijk jaarlijks te vervoeren CO₂ (TO);
- het opslagtariaf van 17,4 euro/t CO₂ getransporteerd, onafhankelijk van de piekcapaciteit;
- het transporttarief: deze is 29,7 euro/t CO₂ getransporteerd op basis van 8000 uur levering en 27,1 euro/t CO₂ op basis van 8760 uur levering.

De verwerkingstoelage voor gasvormig transport per pijpleiding en opslag (in euro/t CO₂) wordt berekend door: opslagtariaf + transporttarief * load factor.

Voor de verwerkingstoelage voor vloeibaar transport wordt uitgegaan van transport per binnenvaartschip naar een CO₂-transport- en -opslagnetwerk waar gebruik van gemaakt wordt voor opslag onder de Noordzee. Voor het opslagtariaf wordt het opslagtariaf van Porthos gehanteerd. Momenteel is het nog niet duidelijk of Porthos een hoger tarief zal hanteren voor partijen die het Porthos-netwerk enkel voor opslag willen gebruiken. Naast het transporttarief en het opslagtariaf wordt er een verwerkingstarief meegenomen voor het verwerken van de per schip geleverde vloeibare CO₂ op de locatie van het CO₂-transport- en -opslagnetwerk. Er wordt van uitgegaan dat jaarlijkse volume en piekcapaciteit geen invloed hebben op de verwerkingstoelage voor vloeibaar CO₂.

Voor de verwerkingstoelage voor vloeibaar CO₂-transport worden de volgende tarieven gehanteerd:

- het transporttarief: 25 euro/t CO₂ getransporteerd;
- een verwerkingstarief van 15 euro/t CO₂ getransporteerd;
- het opslagtariaf van 17,4 euro/t CO₂ getransporteerd; dit tarief is gelijk aan het opslagtariaf voor de verwerkingstoelage.

17.3 Beschrijving referentie-installaties

17.3.1 CO₂-opslag bij bestaande CO₂-afvanginstallaties

Deze subcategorie is bedoeld voor industriële installaties waar al CO₂-afvang plaatsvindt en waar deze deels nuttig wordt gebruikt (tuinders, frisdrank, ureum) en deels afgeblazen wordt. Het afvangen en nuttig gebruiken van CO₂ wordt in deze notitie aangeduid als CCU. Het gedeelte dat wordt afgeblazen kan worden opgeslagen. Bij levering aan tuinders is dit volume afhankelijk van seizoensinvloeden.

Bij deze categorie kan er concurrentie ontstaan tussen CCS en CCU, omdat opslaan van CO₂ mogelijk een betere businesscase oplevert dan CCU. Omdat de keuze voor het al dan niet subsidiëren van alternatieve opties dan CO₂-levering voor CCU een beleidskeuze is, is er in deze subcategorie voor twee varianten een referentie-installatie vastgesteld, waartussen het PBL geen keuze maakt.

Variant A: gedeeltelijke levering van CO₂ aan het CO₂-transportnetwerk voor CO₂-opslag

Als referentiesituatie is gekozen voor continue CO₂-afvang met seizoenslevering aan tuinders. Uitgangspunt is dat de huidige levering aan tuinders gecontinueerd wordt en dat de CO₂-opslag additioneel is. Daarom wordt er voor de referentie-installatie aangenomen dat deze halftijds (4000 draaiuren) zal opereren. De CO₂-afvangkosten worden gedekt door de huidige activiteiten, waardoor de investeringen beperkt zijn tot een additionele compressor en aansluiting op een CO₂-transportnetwerk bij gasvormig transport en een vervloeiingsinstallatie bij transport in vloeibare vorm. Additionele compressie is vereist, omdat de CCU-pijpleiding op een lagere druk (22 bar) opereert dan het CO₂-transportnetwerk (35 bar). De capaciteit van de aansluiting is gedimensioneerd op de maximale CO₂-afvangcapaciteit, zodat afgevangen CO₂ kan worden ingevoerd in het 35-bar CO₂-transportnetwerk wanneer er geen levering plaatsvindt aan de kassen of frisdrankindustrie.

De operationele kosten bestaan uit de verwerkingstoelage, energiekosten voor compressie of vervloeiing, en vaste en variabele O&M-kosten voor compressie en de aansluiting op het CO₂-transportnetwerk of de vervloeiingsinstallatie.

Variant B: volledige levering van CO₂ aan het CO₂-transportnetwerk voor CO₂-opslag

Als referentiesituatie is hier gekozen voor continue CO₂-afvang, waarbij alle afgevangen CO₂ wordt getransporteerd en vervolgens wordt opgeslagen. Aangenomen is dat de bestaande CO₂-afvanginstallatie in 2005 in gebruik is genomen en bij de start van levering aan het CO₂-transportnetwerk (verwacht rond 2025) volledig is afgeschreven. De investeringskosten voor deze variant beperken zich daardoor tot de uitbreiding van compressie en de aansluiting op het CO₂-transportnetwerk voor gasvormig transport en vervloeiing bij vloeibaar transport. De investeringskosten zijn daarmee gelijk aan de kosten voor variant A.

De operationele kosten bestaan uit de verwerkingstoelage, energiekosten voor compressie of vervloeiing, en vaste en variabele O&M-kosten voor compressie en de aansluiting op het CO₂-transportnetwerk.

Opgemerkt wordt dat bij deze variant de tuinders die CO₂ geleverd kregen afhankelijk worden van alternatieve bronnen voor CO₂, waaronder 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 CO₂-emissie. Voor de referentie-installatie zijn de kostenparameters gebruikt zoals weergegeven in tabel 17-1.

Tabel 17-1. Technisch-economische parameters extra CO₂-afvang bij bestaande installatie *

Parameter	Eenheid	Variante 1A: SDE++ 2021	Variante 1B: SDE++ 2021	Variante 2A: SDE++ 2021	Variante 2B: SDE++ 2021
Aantal draaiuren	[uren/jaar]	4000	8000	4000	8000
Piekcapaciteit CO ₂ -aansluiting	[t CO ₂ afvang/uur]	125	125	125	125
Afgevangen CO ₂ voor opslag	[Mt CO ₂ afvang/jaar]	0,50	1,0	0,50	1,0
Vermeden CO ₂	[Mt CO ₂ vermeden/jaar]	0,49	0,97	0,48	0,97
Investeringskosten: compressie	[miljoen €]	29	29	-	-
Investeringskosten: vervloeiing	[miljoen €]	-	-	150	150
Investeringskosten: aansluiting transportnetwerk	[miljoen €]	4,5	4,5	-	-
Vaste O&M-kosten	[miljoen €/jaar]	1,0	1,0	4,5	4,5
Energieverbruik elektriciteit	[kWh _e /t CO ₂ afvang]	125	125	162	162
Energieverbruik warmte	[kWh _{th} /t CO ₂ afvang]	0	0	0	0
Variabele O&M-kosten en energiekosten	[€/t CO ₂ afvang]	5,6	5,6	7,3	7,3
Verwerkingstoelage	[€/t CO ₂ afvang]	76,7	47,1	57,4	57,4

* Gebruikte varianten:

Variante 1A: Gedeeltelijke CO₂-opslag bij bestaande CO₂-afvanginstallaties, gasvormig transport

Variante 1B: Volledige CO₂-opslag bij bestaande CO₂-afvanginstallaties, gasvormig transport

Variante 2A: Gedeeltelijke CO₂-opslag bij bestaande CO₂-afvanginstallaties, vloeibaar transport

Variante 2B: Volledige CO₂-opslag bij bestaande CO₂-afvanginstallaties, vloeibaar transport

Tabel 17-2. Subsidieparameters extra CO₂-afvang bij bestaande installatie

	Eenheid	Variante 1A: SDE++ 2021	Variante 1B: SDE++ 2021	Variante 2A: SDE++2021	Variante 2B: SDE++ 2021
Basisbedrag SDE++	[€/t CO ₂ afvang]	98,2454	61,5061	114,2243	91,7963
Subsidie looptijd	[jaar]	15	15	15	15

17.1 Toelichting bij de berekening van de verwerkingstoelage

Variante 1A

De verwerkingstoelage 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 en opgeslagen is 0,5 Mt CO₂.
- Uitgaande van de piekcapaciteit van 125 t CO₂/uur kan er in een jaar maximaal $125 * 8760 = 1,095$ Mt CO₂ geleverd worden. De zogeheten 'load factor' is dan $1,095 \text{ Mt CO}_2 / 0,5 \text{ Mt CO}_2 = 2,19$.
- Het opslagtariaf is 17,4 euro/t CO₂ getransporteerd. Dit tarief is onafhankelijk van de piekcapaciteit.
- Het transporttarief is 29,7 euro/t CO₂ getransporteerd op basis van 8000 uur levering. Correctie voor de 'load factor' gebeurt op basis van het basistarief van

8760 uur: 27,1 euro/t CO₂. Het transporttarief voor deze case wordt dan $27,1 * 2,19 = 59,3$ euro/t CO₂.

De verwerkingstoeslag voor variant 1A is dan: $17,4 + 59,3 = 76,7$ euro/t CO₂ getransporteerd.

Variant 1B

In deze case is er sprake van constante levering, waardoor er geen aanpassingen zijn in de basistarieven voor transport en opslag:

- Het opslagtariaf is 17,4 euro/t CO₂ getransporteerd.
- Het transporttarief is 29,7 euro/t CO₂ getransporteerd.

De verwerkingstoeslag voor variant 1B is dan: $17,4 + 29,7 = 47,1$ euro/t CO₂ getransporteerd.

Varianten 2A en 2B

De verwerkingstoeslag wordt vastgesteld op basis van vloeibaar CO₂-transport per binnenvaartschip naar het CO₂-opslagnetwerk. Voor deze cases wordt ervan uitgegaan dat het transporttarief niet afhankelijk is van jaarlijkse volume en piekcapaciteit. De basistarieven voor vloeibaar transport worden gebruikt:

- Het transporttarief is 25 €/t CO₂ getransporteerd.
- Het verwerkingstarief is 15 €/t CO₂ getransporteerd.
- Het opslagtariaf is 17,4 €/t CO₂ getransporteerd.

De verwerkingstoeslag voor varianten 2A en 2B is dan: $25 + 15 + 17,4 = 57,4$ euro/t CO₂ getransporteerd.

17.3.2 Nieuwe pre-combustion CO₂-afvang bij bestaande installaties

Deze subcategorie is opengesteld voor alle bestaande installaties waarvoor pre-combustion CCS wordt overwogen. Bij pre-combustion CO₂-afvang wordt de CO₂ verwijderd in het productieproces. Doorgaans zijn dit stromen met middelhoge CO₂-concentraties (circa 50-90%). Als referentie is gekozen voor het toepassen van CO₂-afvang bij bestaande waterstofproductie door middel van *steam methane reforming* (SMR). Dit is in Nederland de meest toegepaste productiemethode voor waterstof. Na CO₂-afvang met behulp van pre-combustionstechnieken, wordt de CO₂ gecombineerd of vervloeid en getransporteerd. Waterstof wordt in Nederland op verschillende locaties geproduceerd en in verschillende configuraties: stand-alone en geïntegreerd. Op basis van de beschikbare literatuurdata kan worden aangenomen dat er slechts een verschil is in CO₂-afvangkosten, maar dit kon niet met de beschikbare industriedata worden onderbouwd. Daarom is er (nog) geen aanleiding om verschillende basisbedragen te berekenen.

Investeringskosten voor de referentie-installatie bestaan uit een pre-combustion CO₂-afvanginstallatie, een reinigingsinstallatie, compressie en een aansluiting op een gasvormig CO₂-transportnetwerk (variant 3) of een installatie voor vervloeiing bij transport in vloeibare vorm (variant 4). Voor de referentie-installatie zijn de kostenparameters van tabel 17-3 gebruikt.

Tabel 17-3. Technisch-economische parameters nieuwe pre-combustion CO₂-afvang bij bestaande installaties*

Parameter	Eenheid	Variant 3 SDE++ 2021	Variant 4 SDE++ 2021
Aantal draaiuren	[uren/jaar]	8000	8000
Capaciteit waterstofproductie	[kt H ₂ /jaar]	80	80
Afgevangen CO ₂ voor opslag	[Mt CO ₂ afvang/jaar]	0,36	0,36
Vermeden CO ₂	[Mt CO ₂ vermeden/jaar]	0,32	0,32
Investeringskosten: afvang, zuivering en compressie	[miljoen €]	68	50
Investeringskosten: vervloeiing	[miljoen €]	-	54
Investeringskosten: aansluiting transportnetwerk	[miljoen €]	1,6	-
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-kosten en energiekosten	[€/t CO ₂ afvang]	17,1	18,7
Verwerkingstoelage	[€/t CO ₂ afvang]	47,1	57,4

* Gebruikte varianten:

Variant 3: Nieuwe pre-combustion CO₂-afvang, bestaande installatie, gasvormig transport

Variant 4: Nieuwe pre-combustion CO₂-afvang, bestaande installatie, vloeibaar transport

Tabel 17-4. Subsidieparameters nieuwe pre-combustion CO₂-afvang bij bestaande installaties

	Eenheid	Variant 3: SDE++ 2021	Variant 4: SDE++ 2021
Basisbedrag SDE++	[€/t CO ₂ afvang]	97,7752	124,7259
Subsidie looptijd	[jaar]	15	15

17.3.3 Nieuwe post-combustion CO₂-afvang bij bestaande installaties

Deze subcategorie is opengesteld voor alle bestaande installaties waarvoor post-combustion CCS wordt overwogen. Post-combustion-technieken verwijderen CO₂ uit rook- of restgassen. Als referentie is gekozen voor post-combustion CO₂-afvang uit de rookgassen van bestaande waterstofproductie door middel van *steam methane reforming* (SMR). Rookgassen van een SMR zijn relatief schoon en hebben een relatief hoge CO₂-concentratie (ongeveer 20%) voor post-combustion-toepassingen, waardoor het een kostenefficiënte toepassing van post-combustion is. Met post-combustion-afvang bij een SMR kan er een groter aandeel van de CO₂-uitstoot afgevangen worden dan met pre-combustion. Ook voor post-combustion CO₂-afvang is er (nog) geen aanleiding om verschillende basisbedragen te berekenen op basis van stand-alone en geïntegreerde configuraties.

Investeringskosten voor de referentie-installatie bestaan uit een CO₂-afvanginstallatie, een reinigingsinstallatie, compressie en een aansluiting op een gasvormig CO₂-transportnetwerk (variant 5) of een vervloeiingsinstallatie bij transport in vloeibare vorm (variant 6). Voor de referentie-installatie zijn de kostenparameters van tabel 17-5 gebruikt.

Tabel 17-5. Technisch-economische parameters nieuwe post-combustion CO₂-afvang bij bestaande installaties*

Parameter	Eenheid	Variant 5 SDE++ 2021	Variant 6 SDE++ 2021
Aantal draaiuren	[uren/jaar]	8000	8000
Capaciteit waterstofproductie	[kt H ₂ /jaar]	80	80
Afgevangen CO ₂ voor opslag	[Mt CO ₂ afvang/jaar]	0,65	0,65
Vermeden CO ₂	[Mt CO ₂ vermeden/jaar]	0,53	0,52
Investeringskosten: afvang, zuivering en compressie	[miljoen €]	230	202
Investeringskosten: vervloeiing		-	96
Investeringskosten: aansluiting transportnetwerk	[miljoen €]	2,9	-
Vaste O&M-kosten	[miljoen €/jaar]	7,0	8,0
Energievraag elektriciteit	[kWh _e /t CO ₂ afvang]	175	212
Energievraag warmte	[kWh _{th} /t CO ₂ afvang]	670	670
Variabele O&M-kosten en energiekosten	[€/t CO ₂ afvang]	24,4	26,1
Verwerkingstoelage	[€/t CO ₂ afvang]	47,1	57,4

* Gebruikte varianten:

Variant 5: Nieuwe post-combustion CO₂-afvang, bestaande installatie, gasvormig transport

Variant 6: Nieuwe post-combustion CO₂-afvang, bestaande installatie, vloeibaar transport

Tabel 17-6. Subsidieparameters nieuwe post-combustion CO₂-afvang bij bestaande installaties

	Eenheid	Variant 5: SDE++ 2021	Variant 6: SDE++ 2021
Basisbedrag SDE++	[€/t CO ₂ afvang]	130,2545	156,5234
Subsidie looptijd	[jaar]	15	15

17.3.4 Nieuwe pre-combustion CO₂-afvang 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 SMR-waterstoffabriek met een productiecapaciteit van 80 kt waterstof per jaar. Ook ATR-waterstoffabrieken vallen binnen deze categorie, maar zijn niet als referentie gebruikt. Met behulp van pre-combustion-technieken wordt CO₂ uit het syngas verwijderd, gecompriemd of vervloeid en getransporteerd.

Investeringskosten voor de referentie-installatie bestaan uit een CO₂-afvanginstallatie, een reinigingsinstallatie, compressie en een aansluiting op een gasvormig CO₂-transportnetwerk (variant 7) of een vervloeiingsinstallatie bij transport in vloeibare vorm (variant 8). Voor de referentie-installatie zijn de kostenparameters van tabel 17-7 gebruikt.

Tabel 17-7. Referentie-installatie voor nieuwe pre-combustion CO₂-afvang bij nieuwe installaties (op basis van pre-combustion CO₂-afvang bij een nieuwe SMR-waterstoffabriek)*

Parameter	Eenheid	Variant 7 SDE++ 2021	Variant 8 SDE++ 2021
Aantal draaiuren	[uren/jaar]	8000	8000
Capaciteit waterstofproductie	[kt H ₂ /jaar]	80	80
Afgevangen CO ₂ voor opslag	[Mt CO ₂ afvang/jaar]	0,36	0,36
Vermeden CO ₂	[Mt CO ₂ vermeden/jaar]	0,32	0,32
Investeringskosten: afvang, zuivering en compressie	[miljoen €]	61	45
Investeringskosten: vervloeiing	[miljoen €]	-	49
Investeringskosten: aansluiting transportnetwerk	[miljoen €]	1,6	-
Vaste O&M-kosten	[miljoen €/jaar]	1,3	1,9
Energieverbruik elektriciteit	[kWh _e /t CO ₂ afvang]	175	212
Energieverbruik warmte	[kWh _{th} /t CO ₂ afvang]	286	286
Variabele O&M-kosten en energiekosten	[€/t CO ₂ afvang]	14,0	15,7
Verwerkingstoelage	[€/t CO ₂ afvang]	47,1	57,4

* Gebruikte varianten:

Variant 7: Nieuwe pre-combustion CO₂-afvang, nieuwe installatie, gasvormig transport

Variant 8: Nieuwe pre-combustion CO₂-afvang, nieuwe installatie, vloeibaar transport

Tabel 17-8. Subsidieparameters nieuwe pre-combustion CO₂-afvang bij nieuwe installaties

	Eenheid	Variant 7: SDE++ 2021	Variant 8: SDE++ 2021
Basisbedrag SDE++	[€/t CO ₂ afvang]	89,7870	114,6757
Subsidie looptijd	[jaar]	15	15

17.3.5 Nieuwe post-combustion CO₂-afvang 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 kt waterstof per jaar. Met behulp van post-combustion-technieken wordt CO₂ uit het rookgas verwijderd, gecompriemd of vloeid en getransporteerd.

Investeringen voor de referentie-installatie bestaan uit een CO₂-afvanginstallatie, een reinigingsinstallatie, compressie en een aansluiting op een gasvormig CO₂-transportnetwerk (variant 9) of een vervloeiingsinstallatie bij transport in vloeibare vorm (variant 10). Voor de referentie-installatie zijn de kostenparameters van tabel 17-9 gebruikt.

Tabel 17-9. Technisch-economische parameters nieuwe post-combustion CO₂-afvang bij nieuwe installaties*

Parameter	Eenheid	Variant 9 SDE++ 2021	Variant 10 SDE++ 2021
Aantal draaiuren	[uren/jaar]	8000	8000
Capaciteit waterstofproductie	[kt H ₂ /jaar]	80	80
Afgevangen CO ₂ voor opslag	[Mt CO ₂ afvang/jaar]	0,65	0,65
Vermeden CO ₂	[Mt CO ₂ vermeden/jaar]	0,54	0,53
Investeringskosten: afvang, zuivering en compressie	[miljoen €]	180	152
Investeringskosten: vervloeiing	[miljoen €]	-	86
Investeringskosten: aansluiting transportnetwerk	[miljoen €]	2,9	-
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-kosten en energiekosten	[€/t CO ₂ afvang]	23,0	24,6
Verwerkingstoeslag	[€/t CO ₂ afvang]	47,1	57,4

* Gebruikte varianten:

Variant 9: Nieuwe post-combustion CO₂-afvang, nieuwe installatie, gasvormig transport

Variant 10: Nieuwe post-combustion CO₂-afvang, nieuwe installatie, vloeibaar transport

Tabel 17-10. Subsidieparameters nieuwe post-combustion CO₂-afvang bij nieuwe installaties

	Eenheid	Variant 9: SDE++ 2021	Variant 10: SDE++ 2021
Basisbedrag SDE++	[€/t CO ₂ -afvang]	114,2829	138,8041
Subsidie looptijd	[jaar]	15	15

17.4 Nadere overwegingen

17.4.1 CO₂-opslag per schip

In dit advies zijn categorieën opgenomen waarin transport van vloeibaar CO₂ per binnenvaartschip als referentie wordt gebruikt. De vloeibare CO₂ wordt in dit referentiescenario vervolgens ingevoerd in het Porthos-netwerk voor de opslag van de CO₂. In dit advies is ervan uitgegaan dat alle CO₂-opslag via het Porthos-netwerk plaatsvindt, omdat dit de meest kostenefficiënte oplossing is voor CO₂-opslag. Het is ook mogelijk om schepen in te zetten voor de offshore CO₂-opslag. De kosten voor opslag per schip liggen met 20-60 euro/t CO₂ hoger dan de inschatting van opslagkosten van Porthos (17,4 euro/t CO₂). Voor CO₂-opslag per schip kunnen additionele subcategorieën gedefinieerd worden. De extra CO₂-emissie is berekend op ongeveer 3% van de getransporteerde hoeveelheid CO₂ indien het over een afstand van circa 1000 km getransporteerd wordt, typisch een afstand Nederland-Noorwegen (IEAGHG 2020).

17.4.2 Vloeibaar CO₂ bij bestaande afvanginstallaties

Bij bestaande CO₂-afvanginstallaties is het mogelijk dat er al een vervloeiingsinstallatie aanwezig is voor het transporteren van CO₂ per truck naar de afnemers van de CO₂. In dit advies is ervan uitgegaan dat er altijd een investering vereist is in een nieuwe

vervloeingsinstallatie, ongeacht de bestaande faciliteiten bij een CO₂-afvanginstallatie, doordat de schaal van CO₂-vervloeing toeneemt wanneer er (ook) CCS toegepast wordt. Mogelijk zijn er echter gevallen waar geen nieuwe investering in een vervloeingsinstallatie benodigd is. Hiervoor kunnen nieuwe subcategorieën toegevoegd worden. Het is echter niet duidelijk om hoeveel gevallen het gaat, waardoor het ook onduidelijk is wat de relevantie is van het definiëren van additionele subcategorieën.

17.4.3 CCS bij blauwe waterstof

Vanuit het ministerie van EZK is de vraag gekomen om een categorie voor CCS bij waterstofproductie te overwegen voor de SDE++ (blauwe waterstof). Ook uit de marktconsultaties zijn reacties ontvangen over het gebruik van blauwe waterstof voor verbranding, waar het aardgas of andere industriële restgassen vervangt om zodoende een CO₂-reductie realiseren. Er is een onrendabele top voor het gebruik van blauwe waterstof vergeleken met aardgas, onder andere door meerkosten voor de waterstoffabriek, energieverliezen bij waterstofproductie en de CCS-installatie. CCS bij waterstoffabrieken is al gedekt in de categorieën voor pre- en post-combustion CCS. Er wordt in de CCS-categorieën geen rekening gehouden met het gebruik van waterstof (als feedstock of voor verbranding). Voor een verbrandingscategorie blauwe waterstof zouden de kosten voor de waterstoffabriek en additionele energiekosten meegenomen moeten worden in de berekening van de onrendabele top. Er zijn echter twee bezwaren voor het meenemen van deze meerkosten:

- Waterstofproductie is een bestaande commerciële activiteit, die mogelijk verstoord kan worden door een subsidie voor de kosten van waterstoffabrieken.
- Door de meerkosten van de waterstoffabriek en additionele energievraag zijn de kosten van een blauwe waterstof CCS-categorie naar verwachting hoger dan de kosten voor het toepassen van post-combustion CCS op de verbranding van aardgas of industriële restgassen. Verbranding van blauwe waterstof is dus niet de meest kosten-efficiënte optie voor emissiereductie bij deze toepassing.

Door de bovenstaande bezwaren past een aparte categorie voor CCS bij blauwe waterstof niet in het kader van de algemene uitgangspunten van de SDE++. Het PBL adviseert daarom om voor de SDE++ 2021 geen aparte subcategorie en basisbedrag op te nemen voor deze toepassing.

17.4.4 Keuze referentie-installaties

Voor de subcategorieën van zowel pre-combustion als post-combustion is in dit advies een SMR met een productiecapaciteit van 80 kt waterstof per jaar gebruikt als referentie-installatie. Met post-combustion CO₂-afvang kan er een groter aandeel van de CO₂-emissies van de installaties afgevangen worden (90%) vergeleken met pre-combustion afvang (50-60%). Door lagere concentraties CO₂ in het rookgas zijn de kosten van post-combustion CO₂-afvang echter hoger dan die van pre-combustion CO₂-afvang uit syngas. Met installaties waar zowel pre-als post-combustion CO₂-afvang toegepast kan worden moet nagegaan kunnen worden dat aanvragen in de juiste categorie gedaan worden om oversubsidiëring te voorkomen.

17.4.5 CO₂-concentratie en zuiverheid bij post-combustion CCS

De CO₂-concentratie in rook- of restgassen kan sterk verschillen per industrieel proces en is in sterke mate bepalend voor de kosten van post-combustion CO₂-afvang. Ook de zuiverheid van rook- of restgassen heeft invloed op de kosten van post-combustion CO₂-afvang. Dit bemoeilijkt het maken van een generieke, maar representatieve post-combustion CCS-categorie. Door te kiezen voor post-combustion CO₂-afvang bij een SMR als referentie-installatie is uitgegaan van een toepassing met een relatief hoge CO₂-concentratie en lage zuiveringskosten, waardoor het een kostenefficiënte toepassing van post-combustion CO₂-afvang

betreft. Voor andere post-combustion-toepassingen zal het huidige basisbedrag echter niet toereikend zijn. Om de categorie uit te breiden en toereikend te maken voor andere toepassingen met lagere CO₂-concentraties of meer onzuiverheden is meer informatie nodig over CO₂-concentraties en kosten van zuivering voor verschillende industriële processen en moet er gecontroleerd kunnen worden dat SDE++-aanvragen in de juiste subcategorie gedaan worden, afhankelijk van de condities van de rook- of restgassen van de betreffende installatie. Op basis van de beschikbare informatie kiest het PBL ervoor om voor de SDE++ 2021 twee post-combustion CO₂-afvang subcategorieën te adviseren, één voor bestaande en één voor nieuwe installaties.

17.4.6 Aangeboden en vermeden CO₂

Toepassing van CCS vraagt energie voor afvangen, zuiveren en op druk brengen van de CO₂. Dit interne energiegebruik (ook wel *energy penalty* genoemd) kan leiden tot additionele CO₂-uitstoot. Voor elektriciteit wordt gerekend met de verwachte gemiddelde marginale CO₂-emissiefactor voor elektriciteit uit het net in 2030 (0,216 kg CO₂/kWh).⁶⁰ Voor warmte wordt uitgegaan van verbranding van aardgas: 56,4 kg CO₂/GJ aardgas (LHV). Bij een conversie-efficiëntie van 90% (LHV) van een gasgestookte ketel, is de CO₂-emissie 62,7 kg CO₂/GJ_{th} (0,226 kg CO₂/kWh_{th}).

In sommige gevallen wordt een deel van de afgevangen CO₂ gebruikt voor CCU. Deze CO₂ moet buiten beschouwing worden gelaten bij de bepaling van het interne energiegebruik. Daarom wordt gerekend met het volume CO₂ dat wordt afgevangen voor CO₂-opslag:

$$\begin{aligned} \text{Intern energiegebruik} = & \\ & (\text{elektriciteit per ton CO}_2 \text{ afgevangen} * \text{emissiefactor} + \\ & \text{warmte per ton CO}_2 \text{ afgevangen} * \text{emissiefactor}) \\ & * \text{totaal tonnen CO}_2 \text{ afgevangen voor opslag} \end{aligned}$$

Door het volume afgevangen CO₂ voor opslag te corrigeren voor het interne energiegebruik wordt het volume vermeden CO₂ verkregen. Dit is de netto CO₂-reductie. Om het effect en de kosteneffectiviteit van de SDE++ te beoordelen, wordt de vermeden CO₂-emissie gebruikt in het bepalen van het basisbedrag.

Voor het afrekenen van de subsidie zal het volume afgevangen CO₂ voor opslag worden gebruikt, omdat dit door een onafhankelijke partij bij invoeding in het CO₂-transportnetwerk kan worden vastgesteld. Dat is niet het geval voor vermeden CO₂. Dat betekent dat in de uitvoering van de regeling ook een bedrag wordt vastgesteld in euro/t CO₂ afgevangen voor opslag.

De CO₂-emissies als gevolg van het opereren van het CO₂-transportnetwerk en het opslaan van CO₂ zijn niet meegenomen in de berekening van het interne energiegebruik.⁶¹

⁶⁰ In plaats van voor het jaar 2031 zijn de data voor het jaar 2030 gebruikt, omdat de KEV 2020-modellering het jaar 2031 niet als zichtjaar bevat.

⁶¹ In het eindadvies SDE++ 2020 is ingeschat dat de additionele CO₂-uitstoot als gevolg van transport en injectie ten hoogste 2% bedraagt. Nader onderzoek moet vaststellen of gedurende het vullen van het gasveld de energiekosten en daarmee de CO₂-uitstoot zullen toenemen.

17.5 Correctiebedrag

De onrendabele top wordt bepaald door het basisbedrag te verminderen met de inkomsten die worden gegenereerd door de technologie. CCS betreft een *end-of-pipe*-oplossing waarvoor geen inkomsten worden gegenereerd. Wel worden er EU ETS-rechten of kosten vanuit de nationale CO₂-heffing voor de industrie uitgespaard.

Het afvangen en opslaan van CO₂ kan een effect hebben op de handel in emissierechten (officieel *European Emission Allowances* [EUA]). Jaarlijks wordt voor de waarde van de emissierechten gecorrigeerd. De hoogte van dit correctiebedrag dient per aanvraag beoordeeld te worden, vanwege de verschillende mogelijke interacties met gratis gealloceerde emissierechten. Het maximale bedrag waarvoor gecorrigeerd dient te worden per eenheid opgeslagen CO₂ is de ongewogen gemiddelde marktprijs van EEX-EUA voor CO₂-emissierechten.

18 CO₂-afvang en -gebruik in de glastuinbouw

18.1 Beschrijving technologie

18.1.1 Inleiding

Voor het SDE++-advies voor 2021 heeft het ministerie van EZK gevraagd om de categorie CO₂-afvang ten behoeve van gebruik in de glastuinbouw te onderzoeken en daarvoor een conceptadvies te schrijven.

Voor de afvang van CO₂ met het oog om die (permanent) op te slaan in een ondergrondse berging (CCS : CO₂ Capture and Storage) bestaat er een afzonderlijk advies (zie hoofdstuk 15). Dit voorliggende advies behandelt enkel de afvang van CO₂ voor gebruik in de glastuinbouw, dus zonder langdurige opslag.

18.1.2 Beschrijving technologie en systeemgrenzen

Het gebruik van CO₂ (in relatie hiertoe wordt ook wel de term CCU gebruikt: CO₂ Capture and Utilisation) in de glastuinbouw voor extra plantbemesting is een reeds toegepaste techniek. Die CO₂ kan zelf geproduceerd worden met (gas)gestookte installaties (ketel of WKK), of ingekocht worden bij derden. De ingekochte CO₂ is dan afkomstig van een industriële installatie waar CO₂-afvang plaatsvindt. In dit laatste geval is er sprake van CCU. Jaarlijks wordt er op dit moment ongeveer 600 tot 700 kton CO₂ geleverd aan de glastuinbouw

CO₂ wordt in de glastuinbouw toegepast om de CO₂-concentratie in de kas te verhogen en zo de groeisnelheid en opbrengst van planten, groenten en vruchten te stimuleren. Afhankelijk van de teelt bedraagt de gewenste CO₂-concentratie 500 tot meer dan 1000 ppm in de kas, gemiddeld zo'n 800 ppm (ter vergelijking, in de atmosfeer bedraagt de CO₂-concentratie ongeveer 400 ppm). CO₂ wordt het meest opgenomen bij veel licht, dus overdag. Sinds de introductie van 'Het Nieuwe Telen', een nieuw teelconcept dat de afgelopen jaren is geïmplementeerd in de glastuinbouw, wordt met behulp van slimmer gebruik van schermen en kasluchtbevochtiging zowel het kasklimaat als de CO₂-concentratie optimaal benut. Doordat daarbij heel beperkt gelucht wordt (ook in de zomer), gaat er weinig CO₂ verloren. Op die momenten dat er wel veel gelucht moet worden (voorheen was het in de zomer gebruikelijk om de ramen te openen), wordt de CO₂-dosering teruggeschakeld. Bovendien heeft de tuinder door de prijs van externe CO₂ een incentive om daar zo zuinig mogelijk mee om te gaan.

Gasvormige CO₂ wordt momenteel door OCAP via een omgebouwde oliepijpleiding naar tuinders in het Westland en omgeving geleverd. De CO₂ is afkomstig van de Shell-raffinaderij in Pernis en van Alco (bio-ethanolfabriek) in Rotterdam. De afnemers (tuinders) zijn rechtstreeks aangesloten op de OCAP-leiding. Bij seizoensgebonden vraag zoals bij levering aan

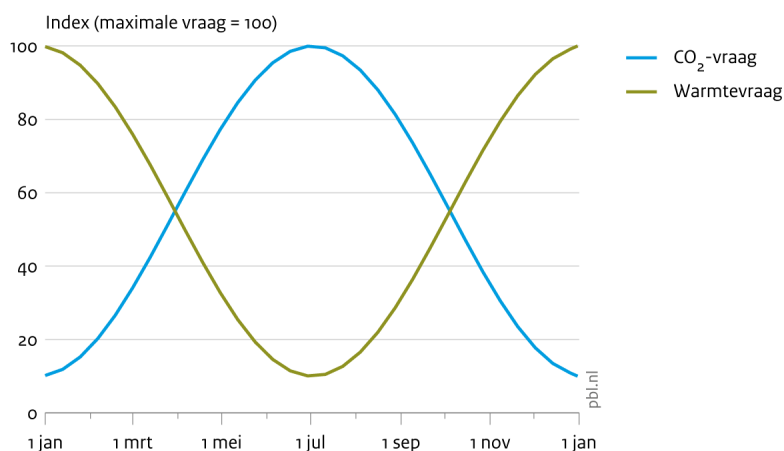
tuinders, wordt een deel van het jaar de afgevangen CO₂ afgeblazen. Deze CO₂ kan ook worden opgeslagen. Vloeibaar gemaakte CO₂ wordt dan weer door gasbedrijven, zoals Linde en Air Liquide, geleverd. De vloeibare CO₂ wordt lokaal bij tuinders in een tank opgeslagen en via een ontspan- en verdelingssysteem gasvormig terug in de kas gebracht.

Yara in Sluiskil levert niet enkel CO₂ aan het nabij gelegen tuinbouwgebied Zeeuws-Vlaanderen, 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 CO₂-uitstoot.

Bij verduurzaming van de invulling van de warmtevraag in de kassen valt de bron om CO₂ in de kas te doseren weg. De verduurzaming van de warmtevraag in de glastuinbouw wordt momenteel gerealiseerd met behulp van geothermie (circa 4 PJ, CBS 2018) en met de levering van (rest)warmte (circa 3PJ, CBS 2019). Het is nu gebruikelijk om ook dan voor de benodigde CO₂ de gasketel of gasmotor-WKK in te zetten, waarbij de CO₂ uit de gereinigde rookgassen (de-NO_x, methaan- en etheenverwijdering) gebruikt wordt. Als dit in de zomer gebeurt – omdat er in de zomer een lagere warmtevraag is (voornamelijk voor vochtregulering in de kas) en omdat de CO₂-vraag in de zomer het hoogst is – wordt dit 'zomerstook' genoemd. Ook in andere periodes gedurende het jaar is er een vraag naar CO₂ (zie figuur 18-1).

Schematisch ziet de CO₂- en warmtevraag in een kas er jaarrond als volgt uit (zie figuur 18-1).

Figuur 18.1
CO₂-vraag en warmtevraag in glastuinbouw



Bron: PBL

Waar de piek van de warmtevraag in de winter valt, valt die voor CO₂ in de zomer. Dit laatste kan problemen met levering van CO₂ veroorzaken als de leveranciers van de CO₂ bijvoorbeeld in zomeronderhoud gaan.

De afgevangen CO₂ telt bij de installaties waar de CO₂ afgevangen wordt, niet als emissiereductie. De CO₂ wordt enkel verplaatst naar een andere locatie waar deze in de kaslucht terecht komt en een deel opgenomen wordt door planten of vruchten. Die opname telt als kortcyclische CO₂ en wordt internationaal (EU-ETS, UNFCCC-IPCC) niet gezien als langdurige vastlegging van koolstof in organisch materiaal en telt dus volledig mee als emissie. Er treedt wel een emissiereductie-effect op bij de glastuinbouw door het vermeden gasverbruik in de kas. Volgens een recente studie van WEcR (zie Van der Velden & Smit 2020) wordt er per

geleverde ton CO₂ aan de glastuinbouw 0,91 tot 0,95 ton CO₂ uitgespaard door het glastuinbedrijf zelf.

Voor de berekening van de onrendabele top van CO₂-levering aan de glastuinbouw is uitgegaan van het perspectief van de investeerder in de CO₂-afvanginstallatie om CO₂ uiteindelijk in de kas bij de tuinder af te leveren.

18.1.3 Afvang

Zowel in de industrie als bij de elektriciteitsproductie kan CO₂ worden afgevangen en gecombineerd. Binnen dit SDE++-advies wordt voor CCU alleen een doorrekening gedaan van CO₂-afvang uit hoge-concentratiestromen in de industrie (bijvoorbeeld ammoniakproductie, (bio-)ethanolproductie, waterstofproductie in raffinaderijen), vergelijkbaar met pre-combustion CO₂-afvang, en van post-combustion CO₂-afvang uit de lage-concentratierookgassen van AVI's en van kleinschalige biomassaverbrandingsinstallaties in de tuinbouw. Andere CCU-toepassingen worden niet behandeld in dit advies.

Bij industriële processen kan CO₂ zowel met pre-combustion- als post-combustion-technieken worden afgevangen.⁶² Bij pre-combustion-technieken wordt de CO₂ verwijderd in het productieproces. Post-combustion-technieken verwijderen CO₂ uit rook- of restgassen.

De kosten voor het afvangen van CO₂ worden mede bepaald door puurheid van de bron, de afvangtechnologie⁶³ en of de CO₂-afvanginstallatie op een nieuwe of bestaande fabriek wordt geïnstalleerd. De kosten kunnen mede daardoor zeer case-specifiek zijn.

Voor de industriële toepassingen wordt onderscheid gemaakt tussen afvang bij bestaande installaties, bijkomende afvang bij een bestaande installatie die reeds met een CO₂-afvanginstallatie is uitgerust en nieuwe industriële installaties met CO₂-afvang voor CCU. Er wordt verder onderscheid gemaakt tussen CCU in gasvorm of in vloeibare vorm.

18.1.4 Transport

De aanwezigheid van een transportnetwerk is een belangrijke voorwaarde voor het gebruik van afgevangen CO₂ in gasvorm. OCAP heeft momenteel de enige bestaande leiding voor gasvormig CO₂, actief in Zuid-Holland (glastuingebied Westland). De tuinders zijn direct aangesloten op de CO₂-leiding en nemen daarvan naar behoefte af.

OCAP heeft uitbreidingsplannen, zowel om bijkomende CO₂-bronnen aan te sluiten als om de afzetmarkt bij tuinders te vergroten. Op langere termijn wil OCAP ook CO₂-opslag aanbieden aan industriële bedrijven. Die opslag zou ook als reservevoorraad kunnen worden gebruikt op momenten dat de reguliere CO₂-levering aan tuinders onderbroken wordt. Via deze reserve kan dan een verhoogde leveringszekerheid aan de tuinders geboden worden en hoeven deze niet over te schakelen naar eigen (gas)gestookte installaties om aan de CO₂-vraag in de kas te voldoen. Een dergelijke integrale aanpak maakt geen deel uit van dit advies, maar wordt wel als overweging meegegeven aan het ministerie van EZK.

⁶² Hoewel bij deze processen niet per definitie sprake is van verbranding, worden pre-combustion, post-combustion en oxyfuel-combustion ook in deze context vaak gebruikt. Industriële alternatieven zijn: *pre-process removal* (pre-combustion), *removal from diluted streams* (post-combustion) en *removal from oxy-fired streams* (oxyfuel-combustion) (IEA & UNIDO 2011).

⁶³ De meest gangbare concepten voor CO₂-afvang zijn bekend als pre-combustion, post-combustion en oxyfuel-combustion. Echter, in industriële toepassingen is niet altijd sprake van verbranding. Daarom zijn er industriële alternatieve namen ontwikkeld die qua proces op hetzelfde neerkomen: *pre-process removal* (pre-combustion), *removal from diluted streams* (post-combustion) en *removal from oxy-fired streams* (oxyfuel-combustion) (IEA & UNIDO 2011). Omdat deze terminologie niet door iedereen wordt gebruikt is ervoor gekozen in dit eindadvies de termen pre-combustion, post-combustion en oxyfuel-combustion te gebruiken.

Een andere toegepaste manier is het transport van vloeibaar gemaakte CO₂ tot bij de afnemer. Voor de referentie van vloeibare CO₂ als CCU-levering aan de glastuinbouw gaan we uit van transport per truck. Dit trucktransport gebeurt wanneer er in de buurt van de CO₂-leverancier geen CO₂-transport- of -distributieleiding aanwezig is of wanneer een glastuinbouwgebied zich niet in de ruime omgeving van de CO₂-afvang bevindt. Bij de afnemers staan in dit geval lokale opslagtanks en ontspaninstallaties om – naar behoefte – de vloeibare CO₂ opnieuw gasvormig te maken en in de kas bij te doseren. De trucks doen tijdens een leveringsronde meestal meerdere tuinders aan.

18.1.5 Gebruik

In de kas is steeds een verdeel-, meet- en regelsysteem nodig om de juiste concentratie CO₂ in de kas te realiseren. In de meeste gevallen zal er steeds een back-upinstallatie aanwezig zijn om bij onderbreking van de CO₂-aanvoer zelf in te kunnen staan voor de CO₂-productie. Dit zal meestal een gasketel of een gasmotor-WKK zijn. De kosten van dergelijke back-upinstallaties worden niet meegenomen in de berekening van het basisbedrag.

Voor de berekening van het basisbedrag wordt uitgegaan van een gemiddeld glastuinbouwbedrijf van 5 ha met een jaarlijkse CO₂-vraag van 1250 ton. Dit stemt overeen met andere schattingen over het totale potentieel aan extern te leveren CO₂ aan de gehele glastuinbouwsector: 2,0 Mton (Glastuinbouw Nederland) tot 2,6 Mton (WEcR). De referentiewaarde voor de CO₂-afvang voor CCU in dit advies, 55 kton per jaar, stemt overeen met levering aan 44 bedrijven.

Bij levering van vloeibaar CO₂ is de huidige praktijk dat de (huur)kosten voor de lokale opslagtank bij de tuinder inbegrepen zitten in de aankoopprijs van de CO₂. Deze installaties worden geleverd en onderhouden door de CO₂-leverancier.

18.2 Aannames kosten

Voor CCU in de glastuinbouw zijn investeringskosten en operationele kosten in kaart gebracht op basis van literatuur, en in mindere mate op basis van marktdata en casestudies. In deze paragraaf gaan we in op de verschillende kostenposten en lichten we eventuele aannames toe.

18.2.1 Investeringskosten

Voor CO₂-afvang zijn investeringen vereist in een afvanginstallatie, compressie en een aansluiting op het CO₂-transportnetwerk of liquifactie. De investeringskosten zijn grotendeels afhankelijk van het volume van de CO₂-afvang, de concentratie van CO₂, het proces waarvan wordt afgevangen en de gekozen technologie. Deze worden per 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 CO₂-afvang bij processen, of uit rookgassen van AVI's en biomassaverbrandingsinstallaties bij de tuinders.
- **Zuivering:** het is gebruikelijk dat er specificaties afgegeven worden over de benodigde zuiverheid van CO₂ voor gebruik in de glastuinbouw, zo wordt gesproken van 'OCAP-kwaliteit' voor gasvormige CO₂ en pure CO₂ bij levering van vloeibare CO₂. Daarom worden deze waarden gebruikt als benadering van de zuiveringskosten.
- **Compressie:** bij gasvormige levering moet de CO₂ op druk gebracht worden (22 bar) vooraleer die in de transportleiding terechtkomt.

- **Liquifactie:** bij levering van vloeibare CO₂ zijn er kosten nodig voor de vervloeiingsinstallatie bij de locatie waar CO₂ afgevangen wordt.
- **Aansluitkosten:** dit betreft de kosten voor het aansluiten van de gasvormige CO₂ aan het CO₂-transportnetwerk. Deze investering komt voor rekening van de aanvragende partij. Er is aangenomen dat de aanvragers zich zullen beperken tot het gebied waar het CO₂-transportnetwerk bestaat of gerealiseerd gaat worden. Hierdoor zal de afstand voor de aansluiting relatief kort zijn, in de referentie ongeveer 3 km. De kosten voor de pijpleiding van de afvanginstallatie naar het CO₂-transportnetwerk wordt geschat op 1,5 euro/km/t CO₂ per jaar. De totale aansluitkosten bij de leverancier worden hiermee geschat op 4,5 euro/t CO₂ afgevangen piekcapaciteit.
- Kosten voor CO₂-transport per pijpleiding of per truck (naar analogie van de aannames bij het SDE++-advies voor CCS).

Niet meegenomen kosten voor de bepaling van de basisbedragen voor CCU zijn:

- Kosten voor CO₂-afvang met het oog op opslag (CCS).
- Kosten voor een CO₂-transportleiding (vergelijkbaar met OCAP).
- Kosten voor transport en verwerking van CO₂ met het oog op opslag (verwerkingstoelage bij CCS).
- Kosten voor aansluiting, opslag en verdeelsystemen bij de tuinder.
- Kosten voor (ver)nieuwbouw van kassen geschikt voor dosering van extern geleverde CO₂.
- Kosten voor CO₂-productie back-upinstallaties bij de tuinders (ketel of WKK).

Voor iedere subcategorie is een referentie-installatie bepaald waarvoor de kosten zijn uitgerekend. Op basis hiervan wordt het basisbedrag geadviseerd. Als referentiesituatie is gekozen voor CO₂-afvang met seizoensafhankelijke levering jaarrond aan tuinders (zie figuur 18-1). Uitgangspunt is dat het huidige leveringspatroon aan tuinders gecontinueerd wordt. Daarom wordt er voor de referentie-afvanginstallatie aangenomen dat deze halftijds (400 draaiuren) zal opereren. De capaciteit van de aansluiting is gedimensioneerd op de maximale CO₂-afvangcapaciteit.

De operationele kosten bij levering van gasvormige CO₂ bestaan uit de energiekosten voor compressie, en vaste en variabele O&M-kosten voor compressie en de aansluiting op het CO₂-transportnetwerk. Voor de levering van vloeibare CO₂ bestaan die uit de energiekosten, vaste en variabele O&M-kosten voor compressie en vervloeiing.

18.2.2 Operationele kosten

Er worden drie typen operationele kosten onderscheiden: vaste O&M-kosten, variabele O&M-kosten en de energiekosten. Ook voor operationele kosten geldt dat deze worden beïnvloed door het proces waarvan CO₂ wordt afgevangen en de gekozen technologie.

De vaste O&M-kosten bestaan uit salariskosten, administratieve en overheadkosten, jaarlijkse O&M, verzekeringen en lokale belastingen (IEAGHG 2017a). Op basis van literatuur en industriedata is aangenomen dat deze kosten voor CO₂-afvang, zuivering, compressie en vervloeiing 3% van de investeringskosten bedragen voor afvang bij bestaande installaties en 2% van de investeringskosten voor afvang bij nieuwe installaties. Voor de aansluiting zijn de O&M-kosten op 2% van de investeringskosten gesteld. De variabele O&M-kosten worden bepaald door het gebruik van bijvoorbeeld chemicaliën die nodig zijn bij het afvangen van CO₂. Deze kosten kunnen verschillen per toepassing en kunnen ook verwaarloosbaar zijn. Daarom zijn deze niet meegenomen in de berekening van het basisbedrag.

Energiekosten bestaan uit warmte of stoom voor CO₂-afvang en elektriciteit voor compressie en vervloeiing. De benodigde hoeveelheden energie voor CO₂-afvang, compressie en liquificatie zijn gehaald uit de beschikbare literatuur en rapporten. De volgende schatting is gemaakt:

- Warmte bij CO₂-afvang, pre-combustion: 312,5 kWh (th)/t CO₂ afgevangen.
- Warmte bij CO₂-afvang, post-combustion: 1028 kWh (th)/t CO₂ afgevangen.
- Elektriciteit bij CO₂-afvang, pre-combustion en post-combustion: 50 kWh (e)/t CO₂ afgevangen;
- Elektriciteit bij compressie: 125 kWh (e)/t CO₂ afgevangen.
- Elektriciteit bij vervloeiing : 162 kWh (e)/t CO₂ afgevangen

Wel is het zo dat een deel van de warmtevraag door onbenutte restwarmte zou kunnen worden ingevuld. Voor de elektriciteitsprijs wordt de groothandelsprijs gebruikt van 0,0449 euro/kWh. Deze is berekend op basis van de ongewogen gemiddelde elektriciteitsprijzen van 2021 tot en met 2030 op basis van de KEV 2020 (PBL 2020). Voor de kosten van warmte wordt op basis van deze KEV een prijs van 0,020 euro/kWh_{th} aangenomen, op basis van een aardgasprijs van 0,0225 euro/kWh.

18.2.3 Transportkosten

CCU wijkt af van de – op het eerste zicht gelijkaardige – situatie bij CCS. Bij CCS geldt de afgevangen CO₂ als emissiereductie bij de afvanger en wordt deze via een tussenpartij, die instaat voor transport en opslag, permanent uit de CO₂-boekhouding van de investerende partij verwijderd. Bij CCS is de investerende partij dus bereid om een andere partij te betalen voor transport en opslag om zo eigen CO₂-emissies te vermijden; dit is niet het geval voor CCU.

Bij CCU is er een partij die investeert in de CO₂-afvang, maar daarna de CO₂ als product aanbiedt aan de markt, met name tuinders. Het komt voor dat een derde handelspartij kan instaan voor het transport, maar die rekent de bijkomende kosten voor dat transport door aan de uiteindelijke afnemer, zijnde de tuinders. Die maken de afweging of het voor hen economisch interessant is om CO₂ in te kopen, rekening houdend met de kosten van de afvang en transport, of om zelf CO₂ te produceren.

In de berekening van het basisbedrag, die uitgaat van de partij die de CO₂ afvangt en van de uiteindelijke afnemer, de tuinders, wordt in de varianten A (zie paragraaf 18.3) voor gasvormige CO₂ uitgegaan van de huidige situatie, namelijk een bestaande pijplijn waarop nog reservetransportcapaciteit beschikbaar is. Daarom wordt er verondersteld dat er voor deze variant amper transportkosten zijn.

Voor de varianten C (zie paragraaf 18.3) wordt uitgegaan van een nog niet bestaande, nieuw aan te leggen pijpleiding, waarvoor, naar analogie van het SDE++ 2021 CCS-advies, kosten worden meegenomen voor transporttoeslag via de pijpleiding. Deze worden voor CCU begroot op 49,3 euro/ton CO₂.

Voor transport van vloeibaar CO₂ (varianten B, zie paragraaf 18.3) wordt uitgegaan van transport per tankauto en daarvoor wordt 21 euro per ton CO₂ aangenomen, dat is inclusief personeels- en brandstofkosten.

18.1 Toelichting op berekening transportkosten nieuwe pijpleiding

Varianten C

De verwerkingstoelage voor de te transporteren CO₂ via een nog niet bestaande, nieuw aan te leggen pijpleiding, wordt vastgesteld aan de hand van het jaarlijkse volume en de piekcapaciteit. Dit laatste is van invloed op de kosten voor het transport:

- Het jaarlijkse volume dat wordt getransporteerd en opgeslagen is in voor de referentie-installatie 55 kt CO₂.
- De piekcapaciteit bedraagt 25 t CO₂ per uur. De zogenaamde 'load factor' is dan $25 \text{ t CO}_2 / 13,75 \text{ t CO}_2 = 1,82$.
- Transporttarief is 27,1 euro/t CO₂ getransporteerd op basis van 8760 uur (SDE++ 2021 CCS advies). Het transporttarief voor de varianten C wordt dan $27,1 * 1,82 = 49,3$ euro/t CO₂.

18.2.4 Aannee restwaarde

Voor CO₂-afvang en -gebruik wordt een subsidietermijn van 15 jaar aangenomen, gelijk aan de meeste andere technologieën binnen de SDE++. Er wordt aangenomen dat er geen restwaarde over is na de 15 jaar durende subsidieperiode.

18.2.5 Aangeboden en vermeden CO₂

CO₂-afvang en -gebruik vragen energie voor afvangen, zuiveren en op druk brengen van de CO₂. Dit interne energiegebruik (ook wel *energy penalty* genoemd) kan leiden tot additionele CO₂-uitstoot. Voor elektriciteit wordt gerekend met de verwachte CO₂-emissiefactor voor elektriciteit uit het net in 2030 (215,91 kg CO₂/MWh).⁶⁴ Voor warmte wordt uitgegaan van verbranding van aardgas: 56,4 kg CO₂/GJ aardgas (LHV). Bij een conversie-efficiëntie van 90% (LHV) van een gasgestookte ketel, is de CO₂-emissie 62,9 kg CO₂/GJ_{th} (0,23 kg CO₂/kWh_{th}).

De CO₂-emissies als gevolg van het opereren van het CO₂-transportnetwerk of van het vervoer per truck zijn niet meegenomen in de berekening van de vermeden CO₂.

Verder heeft WEcR berekend dat er per geleverde ton CO₂ bij een tuinder 0,91 tot 0,95 ton CO₂ bespaard wordt door vermeden gasstook. Voor de berekeningen gaan we uit van gemiddeld 0,93 ton bespaard (uit gasstook door de tuinder) per ton CO₂ geleverd. Omdat niet te bepalen is wat de toepassing is bij de tuinder (vervanging van zelf geproduceerde CO₂ (jaarrond of enkel zomerstook), bijkomende CO₂-dosering boven op zelf geproduceerde CO₂ of jaarrond inkoop CO₂ bij verduurzaming van de warmtevraag) en de seizoensafhankelijke vraag naar CO₂, kan niet eenduidig bepaald worden hoeveel de vermeden ton CO₂ bedraagt per ton geleverde CO₂.

Uitgaande van de hier beschreven referentie-installaties voor afvang, compressie en vervloeiing en van een seizoensafhankelijke jaarrond levering van CO₂ aan de tuinders, zou de vermeden CO₂ per geleverde eenheid CO₂ gemiddeld 0,80 bedragen, met een spreiding tussen 0,74 en 0,85, afhankelijk van de afvanginstallatie, compressie en vervloeiing.

⁶⁴ Het betreft de emissiefactor van de gemiddelde marginale optie in 2030. Dat is een andere grootheid dan de emissiefactor van de gemiddelde mix in 2030.

18.2.6 Correctiebedrag

De onrendabele top 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 CO₂-levering bespaart de tuinder op het eigen gasverbruik (om anders zelf de CO₂ te produceren). Deze besparing ligt aan de basis van de bepaling van het correctiebedrag. Als referentie wordt de huidige verdeling aangehouden, waarbij twee derde van de tuinders de CO₂-vraag via een WKK doet en een derde via een gasketel. Verder wordt aangenomen dat er in het geval van WKK een correctie plaatsvindt op basis van de stroomprijs. Ook wordt de gemiddelde reductiecoëfficiënt voor CO₂-levering aan een tuinder uit de WEcR-studie (Van der velden & Smit 2020) in rekening gebracht: 0,93 ton CO₂ vermeden/ton CO₂ geleverd.

Met de gehanteerde parameters betekent dit dat een tuinder in het geval van een ketel 520 m³ gas bespaart per ton geleverde CO₂ voor een bedrag van 103 euro/ton CO₂, en in het geval van WKK een derving aan stroominkomsten kent van 77 euro/ton (nettokosten bij WKK 103-77 = 26 euro/ton). Deze bedragen zijn op basis van de langetermijnprijzen voor gas en stroom zoals in dit SDE++-advies gehanteerd. Volgens de verdeling WKK/ketel van twee derde/een derde geeft dit uiteindelijk een correctiebedrag van 52 euro/ton.

De aankoopprijs van zuivere CO₂ voor tuinders bedraagt 80 tot 140 euro per ton.⁶⁵ Hier is bijvoorbeeld de huur voor CO₂-opslaginstallaties bij de tuinder inbegrepen.

18.3 Basisbedragen

Er wordt onderscheid gemaakt tussen:

- 1A Nieuwe CO₂-afvang bij bestaande industriële installaties; gasvormig transport, bestaande pijpleiding
- 1B Nieuwe CO₂-afvang bij bestaande industriële installaties; vloeibaar transport
- 1C Nieuwe CO₂-afvang bij bestaande industriële installaties; gasvormig transport, nieuw aan te leggen pijpleiding
- 2A Bijkomende CO₂-afvang bij bestaande industriële installaties; gasvormig transport, bestaande pijpleiding
- 2B Bijkomende CO₂-afvang bij bestaande industriële installaties; vloeibaar transport
- 2C Bijkomende CO₂-afvang bij bestaande industriële installaties; gasvormig transport, nieuw aan te leggen pijpleiding
- 3A Nieuwe CO₂-afvang bij nieuwe industriële installaties; gasvormig transport, bestaande pijpleiding
- 3B Nieuwe CO₂-afvang bij nieuwe industriële installaties; vloeibaar transport
- 3C Nieuwe CO₂-afvang bij nieuwe industriële installaties; gasvormig transport, nieuw aan te leggen pijpleiding
- 4A Nieuwe CO₂-afvang bij bestaande AVI; gasvormig transport, bestaande pijpleiding
- 4B Nieuwe CO₂-afvang bij bestaande AVI; vloeibaar transport
- 4C Nieuwe CO₂-afvang bij bestaande AVI; gasvormig transport, nieuw aan te leggen pijpleiding
- 5A Nieuwe CO₂-afvang bij (kleinschalige) biomassaverbrandingsinstallaties bij tuinders, gasvormig

⁶⁵ Zie: <https://www.wur.nl/nl/show/Kwantitatieve-Informatie-Glastuinbouw-2016-2017-KWIN-Glastuinbouw.htm>.

- 5B Nieuwe CO₂-afvang bij (kleinschalige) biomassaverbrandingsinstallaties bij tuinders, vloeibaar

18.3.1 CO₂-afvang bij industriële installaties

Onder deze subcategorie vallen installaties waar CO₂ wordt afgevangen uit sterk geconcentreerde tot quasizuivere CO₂-stromen, in de vorm van pre-combustion capture (zie ook hoofdstuk 17), en getransporteerd voor gebruik bij tuinders. Aansluiting op het CO₂-transportnetwerk kan met behulp van een aftakking op de bestaande verbinding tussen afvang/compressie en het CCU-netwerk. Voor de varianten 1A, 1B en 1C van deze subcategorie zijn investeringen vereist in een CO₂-afvanginstallatie, compressor en de aansluiting op het CO₂-transportnetwerk. In de berekening van het basisbedrag zijn hiervoor zowel investeringskosten (inclusief inpassings- en aanpassingskosten) als operationele kosten opgenomen. In het geval van vervloeiing van de CO₂ vervallen de compressiekosten en de aansluitkosten op een CO₂-netwerk, maar worden er extra kosten voor de vervloeiing meegenomen.

In varianten 2A, 2B en 2C betreft het een bijkomende CO₂-afvang bij een bestaande installatie waar CO₂-afvang reeds plaatsvindt, bijvoorbeeld ten behoeve van opslag (CCS). Hiervoor hoeven geen investeringskosten meer gemaakt te worden voor de CO₂-afvang en compressor, en zijn er enkel kosten voor de aansluiting op de CO₂-transportleiding en eventuele vervloeiing van de CO₂. Er wordt voorgesteld om in de uitvoering voorzieningen op te nemen zodat deze varianten 2A en 2B een bijkomende SDE++-beschikking kunnen krijgen in combinatie met de relevante categorie onder CCS.

Varianten 3A, 3B en 3C betreffen CO₂-afvang bij een nieuw te bouwen industriële installatie waarbij geconcentreerde, quasizuivere CO₂-stroom zal vrijkomen die via een pre-combustion CO₂-afvang voor CCU ingezet kan worden. De kosten van afvang liggen hier wat lager dan bij varianten 1A, 1B en 1C, naar analogie van gelijkaardige categorieën in het CCS-eindadvies. Er wordt eveneens van uitgegaan dat deze nieuwe installatie in variant A in de buurt van een bestaande CO₂-pijpleiding wordt gerealiseerd. Voor variant C wordt uitgegaan van een nog niet bestaande, nieuw aan te leggen pijpleiding. Voor alle varianten voor CCU worden 4000 vollasturen per jaar aangenomen.

18.3.2 CO₂-afvang bij AVI's

Onder deze subcategorie vallen installaties waar CO₂ wordt afgevangen uit rookgassen met een lagere concentratie aan CO₂, in de vorm van post-combustion capture, en getransporteerd voor gebruik bij tuinders. Aansluiting op het CO₂-transportnetwerk kan met behulp van een aftakking op de bestaande verbinding tussen afvang/compressie en het CCU-netwerk. Voor deze subcategorie zijn investeringen vereist in een CO₂-afvanginstallatie, compressor en de aansluiting op het CO₂-transportnetwerk. In de berekening van het basisbedrag zijn hiervoor zowel investeringskosten (inclusief inpassings- en aanpassingskosten) als operationele kosten opgenomen. In het geval van vervloeiing van de CO₂ vervallen de aansluitkosten op een CO₂-netwerk, maar worden er extra kosten voor de vervloeiing meegenomen.

18.3.3 CCU bij kleinschalige biomassa-installaties

Naast CCU bij grootschalige installaties zoals hiervoor beschreven, is er een verzoek gekomen om te onderzoeken en te berekenen wat de onrendabele top zou zijn als CO₂ wordt afgevangen bij biomassa-installaties bij een tuinder zelf en of dit kan worden opgenomen als aparte categorie in de SDE++-regeling. We beschrijven hierna de uitkomst van dit onderzoek.

De referentie-installatie is een bestaande biomassaketel ($\geq 5 \text{ MW}_{\text{th}}$) bij een tuinder of bij een cluster van tuinders waarbij door middel van retrofit een CO₂-afvanginstallatie wordt bijgebouwd. Dit valt onder de noemer post-combustion capture waarbij CO₂ uit rookgassen afgevangen wordt. Naar analogie van de andere CCU-categorieën wordt ook hier uitgegaan van 4000 vollasturen per jaar voor de CO₂-afvang, hoewel het kan voorkomen dat de biomassa-installatie meer vollasturen maakt voor warmteproductie.

Ook hier zijn de twee CO₂-toepassingen mogelijk, namelijk gasvormig of vloeibaar. In het eerste geval moet de CO₂ na afvang enkel gedroogd worden, extra compressie is niet nodig. Bij toepassing van vloeibare CO₂ vindt extra compressie en vervloeiing plaats. Lokale CO₂-buffering maakt in beide gevallen voor het basisbedrag onderdeel uit van de referentie-installatie. Kosten voor verdeel-, meet- en monitoringsinstallaties in de kassen worden niet meegenomen in de bepaling van het basisbedrag omdat die installaties geacht worden reeds aanwezig te zijn.

18.3.4 Kengetallen voor de referentie-installaties

Voor de referentie-installaties zijn de volgende technische en kostenparameters gebruikt bij de berekening van de basisbedragen (zie tabel 18-1a, 18-1b en 18-1c).

Tabel 18-1a. Referentie-installaties voor CO₂-afvang voor gebruik in de glastuinbouw*

Parameter	Eenheid	Variant 1A	Variant 1B	Variant 1C	Variant 2A	Variant 2B	Variant 2C
Aantal draaiuren	[uren/jaar]	4000	4000	4000	4000	4000	4000
Piekcapaciteit CO ₂ -afvang	[kt CO ₂ afvang]	100	100	100	100	100	100
Afgevangen CO ₂ voor CCU	[kt CO ₂ afvang/jaar]	55	55	55	55	55	55
	[ton CO ₂ afvang/uur]	13,75	13,75	13,75	13,75	13,75	13,75
Kostenparameters							
CO ₂ -afvang, zuivering en compressie	[miljoen €]	21,27	18,08	21,27	-	-	-
Liquifactie	[miljoen €]	-	16,50	-	-	16,50	-
Aansluiting transportnetwerk	[miljoen €]	0,45	-	0,45	0,45		0,45
Totale investeringskosten	[M€/ton CO ₂ /uur]	1,6	2,5	1,6	0,03	1,2	0,03
Vaste O&M-kosten afvang, compressie, vervloeiing	[miljoen €/jaar]	0,65	1,04	0,65	0,01	0,50	0,01
Vaste O&M-kosten afvang, compressie, vervloeiing	[€/ton CO ₂ /uur]	47382	75440	47382	982	36000	982
Variabele O&M-kosten en energiekosten	[€/ton CO ₂]	14,09	15,75	14,09	8,49	15,75	8,49
Transportkosten CO ₂	[€/ton CO ₂]	0,00	21,00	49,30	0,00	21,00	49,30
Energieverbruik elektriciteit	[kWh/ton afvang]	175	212	175	50	212	50
Afvang	[kWh/ton afvang]	50	50	50	50	50	50
Compressie	[kWh/ton afvang]	125	-	125	0	-	0
Vervloeiing	[kWh/ton afvang]	-	162	-	-	162	-
Energieverbruik warmte - afvang	[kWh/ton afvang]	312,5	312,5	312,5	312,5	312,5	312,5
Basisbedrag	[€/t CO ₂ afvang]	74,1442	133,3971	127,0015	10,3259	84,2550	63,1832

* Gebruikte varianten:

1A Nieuwe CO₂-afvang bij bestaande industriële installaties; gasvormig transport, bestaande pijpleiding.

1B Nieuwe CO₂-afvang bij bestaande industriële installaties; vloeibaar transport.

1C Nieuwe CO₂-afvang bij bestaande industriële installaties; gasvormig transport, nieuw aan te leggen pijpleiding.

2A Bijkomende CO₂-afvang bij bestaande industriële installaties; gasvormig transport, bestaande pijpleiding.

2B Bijkomende CO₂-afvang bij bestaande industriële installaties; vloeibaar transport.

2C Bijkomende CO₂-afvang bij bestaande industriële installaties; gasvormig transport, nieuw aan te leggen pijpleiding.

Tabel 18-1b. Referentie-installaties voor CO₂-afvang voor gebruik in de glastuinbouw**

Parameter	Eenheid	Variant 3A	Variant 3B	Variant 3C	Variant 4A	Variant 4B	Variant 4C
Aantal draaiuren	[uren/jaar]	4000	4000	4000	4000	4000	4000
Piekcapaciteit CO ₂ -afvang	[kt CO ₂ afvang]	100	100	100	100	100	100
Afgevangen CO ₂ voor CCU	[kt CO ₂ afvang/jaar]	55	55	55	55	55	55
	[ton CO ₂ afvang/uur]	13,75	13,75	13,75	13,75	13,75	13,75
Kostenparameters							
Investeringskosten							
CO ₂ -afvang, zuivering en compressie	[miljoen €]	19,13	15,94	19,13	43,48	40,29	43,48
Liquifactie	[miljoen €]	-	16,50	-	-	16,50	-
Aansluiting transportnetwerk	[miljoen €]	0,45	-	0,45	0,45	-	0,45
Totale investeringskosten	[M€/ton CO ₂ /uur]	1,4	2,4	1,4	3,2	4,1	3,2
Vaste O&M-kosten afvang, compressie, vervloeiing	[miljoen €/jaar]	0,59	0,97	0,59	1,32	1,70	1,32
Vaste O&M-kosten afvang, compressie, vervloeiing	[€/ton CO ₂ /uur]	42715	70773	42715	95858	123916	95858
Variabele O&M-kosten en energiekosten	[€/ton CO ₂]	13,57	15,23	13,57	21,24	22,90	21,24
Transportkosten CO ₂	[€/ton CO ₂]	0,00	21,00	49,3	0,00	21,00	49,30
Energieverbruik elektriciteit	[kWh/ton afvang]	175	212	175	175	212	175
Afvang	[kWh/ton afvang]	50	50	50	50	50	50
Compressie	[kWh/ton afvang]	125	-	125	125		125
Vervloeiing	[kWh/ton afvang]	-	162	-		162	
Energieverbruik warmte - afvang	[kWh/ton afvang]	286,4	286,4	286,4	670	670	670
Basisbedrag	[€/t CO ₂ afvang]	67,7699	127,0228	120,6271	142,2112	201,4640	195,0684

** Gebruikte varianten:

3A Nieuwe CO₂-afvang bij nieuwe industriële installaties; gasvormig transport, bestaande pijpleiding.

3B Nieuwe CO₂-afvang bij nieuwe industriële installaties; vloeibaar transport.

3C Nieuwe CO₂-afvang bij nieuwe industriële installaties; gasvormig transport, nieuw aan te leggen pijpleiding.

4A Nieuwe CO₂-afvang bij een AVI; gasvormig transport, bestaande pijpleiding.

4B Nieuwe CO₂-afvang bij AVI; vloeibaar transport.

4C Nieuwe CO₂-afvang bij een AVI; gasvormig transport, nieuw aan te leggen pijpleiding.

Tabel 18-1c Referentie-installaties voor CO₂-afvang voor gebruik in de glastuinbouw***

Parameter	Eenheid	Variante 5A	Variante 5B
Aantal draaiuren	[uren/jaar]	4000	4000
Piekcapaciteit CO ₂ -afvang	[kt CO ₂ afvang]	25	25
Afgevangen CO ₂ voor CCU	[kt CO ₂ afvang/jaar]	12,8	12,8
	[ton CO ₂ afvang/uur]	3,2	3,2
Kostenparameters			
CO ₂ -afvang, zuivering en compressie	[miljoen €]	3,69	3,20
Liquifactie	[miljoen €]	-	3,23
Aansluiting transportnetwerk	[miljoen €]	-	-
Totale investeringskosten	[M€/ton CO ₂ /uur]	1,1	2,0
Vaste O&M-kosten afvang, compressie, vervloeiing	[miljoen €/jaar]	0,13	0,17
Vaste O&M-kosten afvang, compressie, vervloeiing	[€/ton CO ₂ /uur]	39756	52140
Variabele O&M-kosten en energiekosten	[€/ton CO ₂]	16,82	29,98
Transportkosten CO ₂	[€/ton CO ₂]	-	-
Energieverbruik elektriciteit	[kWh/ton afvang]	40	195
Afvang	[kWh/ton afvang]	40	28
Compressie	[kWh/ton afvang]		109
Vervloeiing	[kWh/ton afvang]		58
Energieverbruik warmte - afvang	[kWh/ton afvang]	670	670
Basisbedrag	[€/t CO ₂ afvang]	62,5419	104,9962

*** Gebruikte varianten:

5A Nieuwe CO₂-afvang bij bestaande biomassa-installaties in de tuinbouw; gasvormig.

5B Nieuwe CO₂-afvang bij bestaande biomassa-installaties in de tuinbouw; vloeibaar.

18.4 Overzicht basisbedragen

In tabel 18-2 worden de basisbedragen voor de voorgestelde subcategorieën weergegeven.

Tabel 18-2. Overzicht SDE++-basisbedragen CO₂-afvang voor gebruik in de glastuinbouw

Subcategorie	Looptijd subsidie [jaar]	Basisbedrag SDE++ 2021 [€/t CO ₂ afgevangen]
1A	15	74,1442
1B	15	133,3971
1C	15	127,0015
2A	15	10,3259
2B	15	84,2550
2C	15	63,1832
3A	15	67,7699
3B	15	127,0228
3C	15	120,6271
4A	15	142,2112
4B	15	201,4640
4C	15	195,0684
5A	15	62,5419
5B	15	104,9962

19 Chemische en fysische recycling van kunststoffen

19.1 Inleiding

Primaire productieprocessen voor kunststoffen met een hoge energie- en CO₂-intensiteit kunnen vervangen worden door processen om kunststofproducten te hergebruiken of te recycelen. Dit leidt tot minder CO₂-uitstoot bij de primaire productie. Naast de meer bekende en toegepaste manier van recycelen, mechanisch recycelen, zijn er diverse chemische en fysische recyclingtechnieken in ontwikkeling die ervoor kunnen zorgen dat kunststofproducten kunnen worden hergebruikt. De SDE++ zou, in zijn vorm met de focus op CO₂-reductie, een mogelijk instrument kunnen zijn om onrendabele chemische en fysische recyclingtechnieken en processen te stimuleren. Dit advies gaat alleen in op de recyclingtechnieken PET-depolymerisatie en fysische EPS-recycling, conform de uitgangspunten van het ministerie van EZK.

In dit hoofdstuk beschrijven we de technisch-economische parameters en de basisbedragen voor deze twee recyclingcategorieën. Deze zijn berekend door per categorie een referentieproject op te stellen waarbij aannames worden gedaan over kosten, inputs en outputs van een typisch project. We sluiten het hoofdstuk af met een advies over het wel of niet opnemen van deze nieuwe technieken in de SDE++ en de daarbij horende onzekerheden en discussiepunten.

19.1.1 Verschillen ten opzichte van het conceptadvies

Investeringskosten

In tabel 19-1 is weergegeven welke kostenposten wel of niet meegenomen worden bij de bepaling van de investeringskosten, de operationele kosten en de uiteindelijke subsidiebedragen. Sommige onderdelen worden niet meegenomen omdat deze buiten de scope van de categorie vallen, terwijl andere onderdelen niet worden meegenomen omdat deze buiten de scope van de SDE++-regeling vallen (zoals kosten voor vergunningen en contracten).

Tabel 19-1. Wel en niet meegenomen kosten chemische en fysieke recycling van kunststoffen

Kostenpost	Groep	Details
Wel meegenomen	Investeringskosten	Kosten voor bouwen gebouw(en)/fabriek
		Aanschaf en inpassingskosten verschillende benodigde installaties in de fabriek
		Aanschaf en inpassingskosten meet- en regelapparatuur en elektrische installaties
		Kosten aanschaf oplosmiddelen en katalysatoren
		Onvoorzien
	Vaste operationele kosten	Kosten operationele arbeid
		Kosten managers en supervisors
		Overheadkosten personeel
		Vaste jaarlijkse onderhoudskosten
		Eigendomsbelasting en verzekeringen
		Opstalvergoeding/pacht
		Algemene overheadkosten
		Laboratoriumkosten
		Onderzoek & ontwikkeling (R&D)
		Milieubelastingen
		Vaste kosten voor warmte en/of elektriciteitsverbruik (netbeheerkosten)
	Overig	
	Variabele operationele kosten	Inkoop feedstock (kunststofafval)
		Variabele kosten energieverbruik
Energiebelastingen en ODE		
Aanvulling oplosmiddel en katalysator		
Overige materiaalinput		
Afvoerkosten (voor bijvoorbeeld restafval)		
Kosten voor verpakken, opslag en transport		
Niet meegenomen	Investeringskosten	Installaties die het ruwe afval voorbehandelen
		Kosten voorbereidingstraject, inclusief financieringskosten en kosten ten gevolge van juridische procedures
		Kosten voor geologisch onderzoek fabrieksterrein
		Kosten voor vergunningen en contracten
		Abandonneringskosten
		Restwaarde
	Operationele kosten	Uitval materiaal

19.2 Beschrijving referentieprojecten

19.2.1 PET-depolymerisatie

Conform de uitgangspunten van het ministerie van EZK wordt er gekeken naar PET-depolymerisatie. Bij deze techniek worden PET-polymeren via een glycolyseproces in een oplossing gebracht (op circa 200 °C), zodat deze afbreken tot monomeren die vervolgens weer gepolymeriseerd kunnen worden tot PET-pellets of -flakes. Het referentieproject dat wordt gebruikt om de berekeningen te doen voor het basisbedrag, betreft een project waar PET-afval (input) wordt omgezet naar PET-pellets of -flakes (output). De input zal voornamelijk bestaan uit afval van PET-trays, aangezien deze trays niet of nauwelijks mechanisch gerecycled worden, maar ook rejects van mechanische recycling zoals non-foodverpakkingen (bijvoorbeeld shampooflessen) en gekleurde PET-flessen. Gezien de schaal van het beschikbare PET-afval in Noordwest-Europa nu en de verwachtingen voor de toekomst wordt aangenomen dat al het afval uit dit deel van Europa komt.⁶⁶ Tevens wordt aangenomen dat het aangeleverde PET-afval al is voorbehandeld, gesorteerd, gewassen en geshredderd voordat het bij de verwerkende partij wordt aangeleverd. De aanname is daarom dat de depolymerisatiefabriek het PET-afval niet gratis aangeleverd krijgt maar moet inkopen. Daarnaast wordt aangenomen dat het PET-afval uiteindelijk kan worden verwerkt tot gerecycled fleskwaliteit PET in de vorm van pellets of flakes en klaar is om vervoerd te worden met trucks. Ten slotte wordt aangenomen dat al het geproduceerde PET kan worden afgezet op de Noordwest-Europese markt.

Voor het referentieproject wordt uitgegaan van een fabriek op een bestaand industrieterrein, waarbij de elektriciteits- en gasinfrastructuur al grotendeels gereed is om op aan te sluiten en waarbij elektriciteit en warmte worden ingekocht van en geleverd door een energiebedrijf. Het referentieproject betreft een fabriek waarin installaties worden neergezet om van aangeleverd PET-afval uiteindelijk gerecycled PET te kunnen maken.

Voor de bedrijfstijd wordt uitgegaan van 8000 vollasturen per jaar. Er wordt namelijk van uitgegaan dat de productie in totaal ongeveer een maand per jaar stilligt voor jaarlijks onderhoud.

De hiervoor genoemde aannames zijn gemaakt op basis van informatie uit de literatuur en op basis van informatie uit de marktconsultatie.

Technisch-economische parameters

In tabel 19-2 zijn de verschillende technisch-economische parameters weergegeven die gebruikt zijn voor de berekeningen van het basisbedrag van deze categorie. De waarden van deze parameters zijn gebaseerd op informatie uit verschillende literatuurbronnen en op basis van input uit de markt.

⁶⁶ In Nederland alleen al is er in 2017 zeker 476 kiloton aan plastic verpakkingen op de markt gebracht (CE Delft 2019b). In 2015 bestonden plastic verpakkingen voor 26% uit PET, waarvan de helft PET-flessen en de helft PET-trays. Aangenomen dat dezelfde verdeling in 2017 van kracht was, betekent dit dat er in 2017 circa 63 kiloton aan plastic PET-trays op de markt is gebracht, en dus uiteindelijk zal moeten worden verwerkt. Vergelijkbare cijfers zullen naar alle waarschijnlijkheid minimaal ook geldig zijn in omliggende landen als Duitsland en België. Gezien de trends van de afgelopen jaren, een toename van het aantal volledig plastic verpakkingen met 10% tussen 2013 en 2017, is de verwachting daarom ook niet dat de hoeveelheid plastic (PET-)afval in het komende decennium zal afnemen.

Tabel 19-2. Technisch-economische parameters PET-depolymerisatie*

Parameter	Eenheid	Conceptadvies SDE++ 2021	Eenheid	Advies SDE++ 2021
Productiecapaciteit	[kg BHET output/jaar]	50.000.000	[kg PET output/jaar]	18.000.000
Vollasturen	[uur/jaar]	8000	[uur/jaar]	8000
Investeringskosten fabriek	[€]	30.000.000	[€]	18.000.000
Investeringskosten fabriek	[€/kg BHET output per uur]	4800	[€/kg PET output per uur]	8000
Vaste operationele kosten	[€/kg BHET output per uur/jaar]	547	[€/kg PET output per uur/jaar]	1249
Variabele operationele kosten	[€/kg BHET output]	0,285	[€/kg PET output]	0,2628
Relatief elektriciteitsgebruik	[kWh/kg BHET output]	0,300	[kWh/kg PET output]	0,390
Relatief warmtegebruik (stoom)	[kWh/kg BHET output]	2,270	[kWh/kg PET output]	2,4375

* Ter vergelijking worden tevens de cijfers uit het conceptadvies gepresenteerd.

In tabel 19-3 zijn de subsidieparameters weergegeven die horen bij PET-depolymerisatie.

Tabel 19-3. Subsidieparameters PET-depolymerisatie

Categorie	Conceptadvies Basisbedrag SDE++ 2021 (€/kg output product)	Advies Basisbedrag SDE++ 2021 (€/kg output product)	Vollasturen	Looptijd subsidie (jaar)	Berekeningswijze correctiebedrag (€/ kg output product)
PET-depolymerisatie	0,447	0,5664	8000	15	Marktprijs virgin-PET

Verskil met conceptadvies

Naar aanleiding van nieuwe inzichten en informatie die is verkregen uit de marktconsultatie zijn de technisch-economische parameters als volgt bepaald, waarbij er in enkele gevallen ten opzichte van het conceptadvies wijzigingen zijn doorgevoerd:

- *Productiecapaciteit*: de productiecapaciteit is naar beneden bijgesteld op basis van marktinformatie over in ontwikkeling zijnde projecten en de capaciteit van deze projecten. Hier is een gemiddelde van genomen.
- *Vollasturen*: uit de marktconsultatie is niet naar voren gekomen dat deze parameter dient te worden aangepast.
- *Investeringskosten*: voor deze parameter geldt eenzelfde argumentatie als die voor de wijzigingen bij de parameter *Productiecapaciteit*.
- *Vaste operationele kosten*: deze kosten zijn bepaald op basis van informatie uit de marktconsultatie en op basis van in literatuur beschreven vaste operationele kosten bij een dergelijk industrieel project (Sinnott & Towler 2020). Tevens zijn de vaste operationele kosten voor warmte en elektriciteit bepaald op basis van openbare informatie over transport- en netwerkkenkosten.

- *Variabele operationele kosten:* voor deze parameter geldt eenzelfde argumentatie als die voor de wijzigingen bij de parameter *Vaste operationele kosten*. Daarnaast wordt voor de gas- en elektriciteitsprijzen uitgegaan van groothandelsprijzen die berekend zijn op basis van het ongewogen gemiddelde van de prijzen van 2021 tot en met 2030 zoals geraamd in de KEV 2020. De kosten voor de energiebelasting en de heffing opslag duurzame energie (ODE) zijn gebaseerd op het gemiddelde van de verwachte ontwikkelingen in tarieven tussen 2020 en 2030.
- *Relatief elektriciteitsgebruik en warmtegebruik:* deze zijn ten opzichte van het conceptadvies licht bijgesteld naar boven op basis van reacties uit de markt.

Daarnaast moet worden opgemerkt dat de eenheden eerst in *kg BHET* waren uitgedrukt en nu in *kg PET*, rekening houdend met de stoichiometrische verhouding, om één maat te houden voor de mogelijke afrekening van de subsidie en om recht te doen aan de verschillende outputeenheden die er in de in ontwikkeling zijnde projecten worden gehanteerd.

Correctiebedrag

Op basis van de marktconsultatie wordt aangenomen dat het geproduceerde chemisch gerecyclede PET van een dusdanig hoge kwaliteit is dat de verkoopprijs vergelijkbaar is met de verkoopprijs van virgin-PET en niet of in mindere mate concurreert met mechanisch gerecyclede R-PET, aangezien chemische recycling voornamelijk een *aanvulling* is op mechanische recycling (zie ook de discussiepunten aan het eind van dit hoofdstuk). Voor het correctiebedrag wordt daarom geadviseerd de virgin-PET marktprijs te nemen. We hebben op dit moment geen projecties gevonden over de virgin-PET prijs en daarom adviseren we voor de langetermijnprijs de meest recente marktprijs: 0,870 euro/kg.⁶⁷

19.2.2 Fysische EPS-recycling

Conform de uitgangspunten van het ministerie van EZK wordt er gekeken naar fysische EPS-recycling. Het referentieproject dat wordt gebruikt om de berekeningen te doen voor het basisbedrag, betreft een project waar EPS-afval wordt omgezet in helder polystyreen (PS) en broom. Dit zal voornamelijk EPS-afval uit de bouw zijn, aangezien dit EPS-afval veelal nog een te hoge concentratie van toxisch HBCDD (vlamvertrager) bevat en daarom niet mechanisch gerecycled mag worden.⁶⁸ Uit een studie van Conversio (2020) blijkt dat er in Europa circa 26 kiloton aan beschikbaar EPS-afval met HBCDD was in 2018, en dat projecties laten zien dat dit kan stijgen naar minimaal 58 kton per jaar in 2030. We gaan er daarom van uit dat er genoeg EPS-afval beschikbaar is uit Noordwest-Europa voor het referentieproject en toekomstige projecten. Aangenomen wordt dat de referentiefabriek al het EPS-afval voor 0 euro/kg kan inkopen. Het resterende broom (afkomstig uit het in EPS-afval aanwezige HBCDD) wordt gezien als restproduct en heeft tevens een waarde van 0 euro/kg. Ten slotte wordt aangenomen dat al het geproduceerde PS kan worden afgezet op de Noordwest-Europese markt.

Voor het referentieproject wordt uitgegaan van een fabriek op een bestaand industrieterrein, waarbij de elektriciteitsinfrastructuur al grotendeels gereed is om op aan te sluiten. Het gaat om een fabriek die installaties neerzet om EPS-recycling te kunnen toepassen. Dit betekent dat deze fabriek met de installaties van aangeleverd EPS-afval uiteindelijk PS kan produceren.

Daarnaast is uit bronnen in de markt vernomen dat er enkel elektrische energie wordt gebruikt voor de processen. Dit is ook aangenomen voor het referentieproject.

⁶⁷ Zie: <https://www.kunststofenrubber.nl/nieuws/id6203-richtprijzen-kunststoffen-week-47.html> of <https://www.vraagenaanbod.nl/prijzen/pet-glashelder/>.

⁶⁸ HBCDD is sinds 2015 verboden als brandvertrager; zie: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/NL/TXT/HTML/?uri=CELEX:02019R1021-20200907#tocId25>.

Voor de bedrijfstijd wordt uitgegaan van 8000 vollasturen per jaar. Er wordt namelijk van uitgegaan dat de productie in totaal ongeveer een maand per jaar stilligt voor jaarlijks onderhoud.

De hiervoor genoemde aannames zijn gemaakt op basis van informatie uit de literatuur en op basis van informatie uit de marktconsultatie.

Technisch-economische parameters

In tabel 19-4 zijn de verschillende technisch-economische parameters weergegeven die gebruikt zijn voor de berekeningen van het basisbedrag van deze categorie. De waarden van deze parameters zijn gebaseerd op informatie uit verschillende literatuurbronnen en op basis van input uit de markt.

Tabel 19-4. Technisch-economische parameters fysieke EPS-recycling

Parameter	Eenheid	Conceptadvies SDE++ 2021	Advies SDE++ 2021
Productiecapaciteit PS	[kg PS output/jaar]	10.000.000	10.000.000
Vollasturen	[uur/jaar]	8000	8000
Investeringskosten fabriek	[€]	12.000.000	16.000.000
Investeringskosten fabriek	[€/kg PS output per uur]	9600	12800
Vaste O&M-kosten	[€/kg PS output per uur/jaar]	1979	2218
Variabele O&M-kosten	[€/kg PS output]	1,188	0,265
Relatief elektriciteitsgebruik	[kWh/kg PS output]	3,820	4,615
Relatief warmtegebruik	[kWh/kg PS output]	n.v.t.	n.v.t.

In tabel 19-5 zijn de subsidieparameters weergegeven voor de categorieën horende bij fysieke EPS-recycling.

Tabel 19-5 Subsidieparameters fysieke EPS-recycling

Categorie	Conceptadvies Basisbedrag SDE++ 2021 (€/kg output product)	Advies Basisbedrag SDE++ 2021 (€/kg output product)	Vollasturen	Looptijd subsidie (jaar)	Berekeningswijze correctiebedrag (€/ kg output product)
Fysieke EPS-recycling	1,675	0,7689	8000	15	Marktprijs virgin-PS

Verskil met het conceptadvies

Naar aanleiding van nieuwe inzichten en informatie die is verkregen uit de marktconsultatie zijn de technisch-economische parameters als volgt bepaald, waarbij er in enkele gevallen ten opzichte van het conceptadvies wijzigingen zijn doorgevoerd:

- *Productiecapaciteit*: ten aanzien van de productiecapaciteit zijn er geen wijzigingen. De eerder gekozen referentiecapaciteit in het conceptadvies is in lijn met de literatuur en marktinformatie.

- *Vollasturen*: uit de marktconsultatie is niet naar voren gekomen dat deze parameter dient te worden aangepast.
- *Investeringskosten*: de investeringskosten zijn naar boven aangepast naar aanleiding van informatie uit de marktconsultatie.
- *Vaste operationele kosten*: deze kosten zijn bepaald op basis van informatie uit de marktconsultatie en op basis van in literatuur beschreven vaste operationele kosten bij een dergelijk industrieel project (Sinnott & Towler 2020). Tevens zijn de vaste operationele kosten voor warmte en elektriciteit bepaald op basis van openbare informatie over transport- en netwerkkosten.
- *Variabele operationele kosten*: voor deze parameter geldt eenzelfde argumentatie als die argumentatie voor de wijzigingen bij de parameter *Vaste operationele kosten*. Daarnaast is er in het conceptadvies abusievelijk uitgegaan van een te hoge elektriciteitsprijs ten opzichte van wat er nu wordt bepaald in het eindadvies. Voor de gas- en elektriciteitsprijzen wordt nu uitgegaan van groothandelsprijzen die berekend zijn op basis van het ongewogen gemiddelde van de prijzen van 2021 tot en met 2030 zoals geraamd in de KEV 2020. De kosten voor de energiebelasting en de heffing opslag duurzame energie (ODE) zijn gebaseerd op het gemiddelde van de verwachte ontwikkelingen in tarieven tussen 2020 en 2030;
- *Relatief elektriciteitsgebruik en warmtegebruik*: het relatieve elektriciteitsgebruik is ten opzichte van het conceptadvies bijgesteld naar boven op basis van reacties uit de markt.

Correctiebedrag

Op basis van de marktconsultatie wordt aangenomen dat het geproduceerde polystyreen (PS) van vergelijkbare kwaliteit is als helder virgin-PS. Het gerecyclede PS is echter niet geschikt voor voedselverpakkingen omdat er altijd nog een (zeer) kleine restconcentratie HBCDD (<100 ppm) in zit, maar is wel volledig geschikt voor bouwmaterialen, waar ook een grotere markt voor is. Voor het correctiebedrag wordt daarom de virgin-PS-prijs geadviseerd. We hebben op dit moment geen projecties gevonden over de virgin-PS-prijs en daarom wordt voor de langetermijnprijs de meest recente marktprijs geadviseerd: 1,130 euro/kg.⁶⁹

19.3 Discussiepunten

Voor beide categorieën geldt dat er, uitgaande van de recente marktprijzen van de output-producten en de berekende basisbedragen, geen onrendabele top is. Echter, als er wordt uitgegaan van twee derde van de huidige marktprijs (respectievelijk 0,580 euro/kg voor PET en 0,753 euro/kg voor PS) dan is er, op basis van de in dit advies berekende basisbedragen, bij EPS-recycling wel sprake van een lichte onrendabele top.

Hieronder bespreken we puntsgewijs de belangrijkste discussiepunten en vraagstukken rondom het subsidiëren van PET-depolymerisatie of fysische EPS-recycling met de SDE+-regeling:

- Belangrijk om te vermelden is dat chemische recycling een *aanvulling* is op mechanische recycling en het proces dus niet vervangt. Mechanische recycling van PET zorgt, in vergelijking met het produceren van virgin-PET, voor een aanzienlijke emissiereductie en is daarom dus zeer waardevol voor de klimaatdoelstellingen (CE Delft 2019c). Chemische recycling is dus vooral aantrekkelijk voor stromen die nu niet mechanisch gerecycled kunnen worden, zoals PET-trays of gekleurd recycklaat, en

⁶⁹ Zie: <https://www.kunststoffenrubber.nl/nieuws/id6203-richtprijzen-kunststoffen-week-47.html>.

zouden de mechanische processen ook niet moeten gaan vervangen doordat er subsidie voor de chemische processen komt. Er is bij PET-depolymerisatie van uitgegaan dat PET-trays niet mechanisch gerecycled kunnen worden en daarom in aanmerking komen voor chemische recycling. Dit is nu het geval, maar gezien de ontwikkelingen in mechanische recycling, kan het goed zijn dat PET-trays ook mechanisch gerecycled kunnen worden voordat de looptijd van een eventuele subsidie voorbij is (CE Delft 2019c). Er moet daarnaast rekening mee worden gehouden dat de chemische recyclingstechnieken niet alleen kunnen concurreren met virgin-productie en mechanische recycling, maar ook met andere veelbelovende chemische recyclingstechnieken, zoals het afbreken van polymeren via vergassing of pyrolyse. Stimulering van de ene chemische recyclingstechniek kan daarom ten koste gaan van andere veelbelovende chemische recyclingstechnieken en kan daarom tot ongewenste marktverstoring leiden.

- In de praktijk zal het vermoedelijk enigszins lastig zijn om de output van de recyclingfabrieken te meten. Dit brengt veel administratief werk met zich voor de bedrijven die aanvragen en vergt in de uitvoering de nodige controles. Daarnaast is het, in aanvulling op het vorige punt, tevens erg lastig te controleren of er door de komst van een SDE-regeling niet ook veel plastic afval chemisch of fysisch wordt gerecycled dat beter mechanisch gerecycled had kunnen worden.
- Er zijn erg weinig marktpartijen die passen in de categorieën zoals beschreven in het advies. Daardoor ontstaat het risico dat er weinig partijen kunnen profiteren van de subsidie.
- In Nederland is er op dit moment nog geen enkele fabriek die op commerciële schaal PET of EPS kan recyclen via chemische recycling. Er zijn slechts enkele demonstratieprojecten die nog in aanbouw zijn. Daarom kunnen de kosten voor het bouwen van een fabriek en het maken van de producten erg moeilijk ingeschat worden, wat invloed heeft op de robuustheid van de berekende basisbedragen. De vraag is daarom of deze technieken volwassen genoeg zijn om in aanmerking te komen voor SDE-subsidie of dat ze eerder gebaat zijn met een DEI-subsidie (Demonstratie Energie en Klimaatinnovatie).
- Het moet worden voorkomen dat er met een SDE++-subsidie een perverse prikkel ontstaat. Het moet bijvoorbeeld zo veel mogelijk worden vermeden dat EPS fysisch gerecycled wordt, terwijl het ook direct zou kunnen worden toegepast als product met een kleine verwerkingsslag. Of dat relatief 'schoon' en kleurloos PET-afval wel chemisch gerecycled wordt dankzij de subsidie, terwijl dit ook mechanisch zou kunnen.
- Idealiter worden de vigerende marktprijzen van de virgin-plastics aangehouden voor de bepaling van het correctiebedrag. De virgin-PS en de gerecyclede-PS-prijzen zijn echter weinig transparant en moeilijk te achterhalen of alleen te achterhalen met een duur abonnement. Dit heeft te maken met het feit dat de prijzen tot stand komen op basis van langjarige contracten tussen verschillende leveranciers en afnemers en gerecycled plastic niet wordt verhandeld op een open platform. Daarnaast is de prijs afhankelijk van slechts enkele (grote) bedrijven die veel invloed hebben op de handel in gerecyclede plastics. Tevens is er tot op heden ook (nog) geen informatie gevonden over toekomstige prijzen oftewel langetermijnprijzen.
- Het wordt aangeraden om in de toekomst te onderzoeken in hoeverre de SDE++ breed ingezet kan worden op alle vormen van kunststofrecycling of de recycling van andere materialen. Wellicht kan de dekking van de onrendabele top voor recycling meer techniekneutraal worden opgesteld.

Afkortingen

AEL	Alkaline elektrolyse
AVI	Afvalverbrandingsinstallatie
BoP	<i>Balance of Plant</i>
CAR	<i>Construction All Risk</i>
CBS	Centraal Bureau voor de Statistiek
CCS	<i>CO₂ Capture and Storage</i> , CO ₂ -afvang en -opslag
CCU	<i>CO₂ Capture and Utilization</i> , CO ₂ -afvang en -gebruik
CIF ARA	<i>Costs, Insurance and Freight</i> , Amsterdam-Rotterdam-Antwerpen-regio
COP	<i>Coefficient of performance</i>
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	<i>Electrical Submersible Pump</i> , opvoerpomp
EU ETS	Europees emissiehandelssysteem
EUA	<i>European emission allowance</i>
EV	Eigen vermogen
EZK	Ministerie van Economische Zaken en Klimaat
FCC	<i>Fluid catalytic cracking</i> , het katalytisch kraken van ruwe olie
FEED	<i>Front-End Engineering Design</i>
G	Gas
GvO	Garantie van Oorsprong
HHV	<i>Higher Heating Value</i> , bovenste verbrandingswaarde
HS	Hoogspanning
ICE	<i>Intercontinental Exchange</i>
IP	Injectiepomp
ISDE	Investeringssubsidie Duurzame Energie
KEV	Klimaat- en Energieverkenning
LEI	Landbouweconomisch Instituut
LT	Lange termijn
MFI	Monetaire Financiële Instelling
LHV	<i>Lower Heating Value</i> , onderste verbrandingswaarde
MS	Middenspanning
O&M	<i>Operations and Maintenance</i> , beheer en onderhoud
ODE	Opslag duurzame energie
OGT	Ondiepe geothermie
OT	Onrendabele top
OZB	Onroerendezaakbelasting
PBL	Planbureau voor de Leefomgeving
PEM	<i>Proton-exchange Membrane</i>
PIF	<i>Profile and imbalance factor</i> , profiel- en onbalansfactor
PV	<i>Photo Voltaic</i> , fofovoltaïsch
Q	Kwartaal

RCR	Rijkscoördinatieregeling
RNES	Regeling Nationale EZ Subsidies
RVO.nl	Rijksdienst voor Ondernemend Nederland
RWZI	Rioolwaterzuiveringsinstallatie
SDE+	Stimulering Duurzame Energieproductie
SMR	<i>Steam Methane Reforming</i>
SNCR	<i>Selective Non-Catalytic Reduction</i> , selectieve niet-katalytische reductie
SNG	<i>Substitute Natural Gas</i>
SOE	<i>Solid Oxide Electrolysis</i>
TEA	Thermische energie uit afvalwater
TED	Thermische energie uit drinkwater
TEO	Thermische energie uit oppervlaktewater
TLR	<i>Technology Readiness Level</i>
TNO AGE	<i>TNO Advisory Group for Economic Affairs</i>
TNO	Nederlandse organisatie voor toegepast-natuurwetenschappelijk onderzoek
TS	Tussenspanning
TTF	<i>Title Transfer Facility</i>
UDG	Ultradiepe geothermie
VGI	Voedings- en genotmiddelenindustrie
VV	Vreemd vermogen
W	Warmte
WA	Wettelijke aansprakelijkheid
WACC	<i>Weighted Average Cost of Capital</i> , gewogen gemiddelde vermogenskostenvergoeding
WK	Warmte-kracht
WKK	Warmtekrachtkoppeling
WKO	Warmte-koudeopslag
WOS	Warmteoverdrachtstation

Literatuur

- ACM. (2019, 12 13). Tarievenbesluit TenneT 2020. Opgehaald van Autoriteit Consument en Markt: <https://www.acm.nl/nl/publicaties/tarievenbesluit-TenneT-2020>
- ADB. (2014). People's Republic of China: Study on Carbon Capture and Storage in Natural Gas-Based Power Plants . Asian Development Bank.
- Aspelund, A., & Jordal, K. (2007). Gas conditioning—The interface between CO₂ capture and transport. *International journal of Greenhouse Gas Control*, 343-354.
- Belastingdienst. (2019, april 29). Tabellen tarieven milieubelastingen . Retrieved from Belastingdienst: https://www.belastingdienst.nl/wps/wcm/connect/bldcontentnl/belastingdienst/zakelijk/overige_belastingen/belastingen_op_milieugrondslag/tarieven_milieubelastingen/tabellen_tarieven_milieubelastingen?projectid=6750bae7-383b-4c97-bc7a-802790bd1110
- Blue Terra. (2018). Hoogtemperatuurwarmtepompen rentabiliteit warmtepompen.
- Blue Terra. (2019, juni 6). Communicatie via mail met Jan Grift.
- BP Corporation. (2015). Carbon Dioxide Capture for Storage in Deep Geological Formations - Results fom CO₂ capture project. Thatcham: BP Corporation North America Inc.
- CATO2. (2014). CO₂ capture and use at MSWC plants. Utrecht: CATO2.
- CBS (2018). Emissie-intensiteit broeikasgassen Nederlandse industrie. Den Haag: CBS.
- CBS (2019). Financieringsmonitor 2019. Den Haag/Heerlen/Bonaire: CBS.
- CE Delft. (2016). Economische hoogwaardigheid recycling. Delft: CE Delft.
- CE Delft. (2016). Kansrijk beleid voor CCS. Delft: CE Delft.
- CE Delft. (2018). CO₂-afvang en -opslag, een ongemakkelijk maar onmisbaar onderdeel van de energietransitie. Delft: CE Delft.
- CE Delft. (2018). Samenvatting LCA Ioniqa. Delft: CE Delft.
- CE Delft. (2019a). Circulaire en biobased opties in de SDE++. Delft: CE Delft. doi:19.190288.150
- CE Delft. (2019a). Circulaire en biobased opties in de SDE++. Delft: CE Delft. doi:19.190288.150
- CE Delft. (2019b). Plasticgebruik en verwerking van plastic afval in Nederland. Delft: CE Delft.
- CE Delft. (2019c). Verkenning chemische recycling - update 2019. Delft: CE Delft.
- CertifHy. (2015). Overview of the market segmentation for hydrogen across potential customer groups, based on key application areas.
- Chandel, M. K., Kwok, G., Jackson, R. B., & Pratson, L. F. (2012). The potential of waste-to-energy in reducing GHG emissions. *Carbon Management*, pp. 133-144.
- Collodi, G., Azzaro, G., Ferrari, N., & Santos, S. (2016). Techno-Economic Evaluation of Deploying CCS in SMR Based Merchant H₂Production with NG as Feedstock and Fuel. 13th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, 2690-2712.
- CONCAWE. (2011). The potential for application of CO₂ capture and storage in EU oil refineries. Brussel: CONCAWE.
- CONCAWE. (2011). The potential for application of CO₂ capture and storage in EU oil refineries. Brussel: CONCAWE.
- Conversio. (2020). Waste generation, waste streams and recycling potentials of HBCD-containing EPS/XPS waste in Europe and forecast model up to 2050. Conversio.
- CPB. (2020a). Centraal Economisch Plan 2020, Kernegevenstabel CEP 2020, 17 maart 2020. Den Haag: Centraal Planbureau.
- CPB. (2020b). Macro-Economische Verkenning 2021, 15 september. Den Haag: Centraal Planbureau.

- CPB (2020c). Actualisatie Verkenning Middellangetermijn 2022-2025, 15 september 2020. Den Haag: Centraal Planbureau.
- CPME. (2017). Polyethylene Terephthalate (PET). PlasticsEurope.
- Daniëls, B. & R. Koelemeijer. (2016). Kostenefficiëntie van beleidsmaatregelen ter vermindering van broeikasgasemissies. Den Haag: Planbureau voor de Leefomgeving.
- Dinca, C., Slavu, N., Cormos, C., & Badea, A. (2018). CO₂ capture from syngas generated by a biomass gasification power plant with chemical absorption process. *Energy*, 925-936.
- DNV GL (2018). Technologiebeoordeling van groene waterstofproductie, Enpuls.
- EBN & Gasunie. (2017). Transport en opslag van CO₂ in Nederland. Utrecht: EBN.
- ECN. (2016). Basisprijzen SDE+ 2017. Petten: Energiecentrum Nederland.
- ECN. (2017). Basisprijzen en basisprijspremies SDE+ 2018. Petten: Energiecentrum Nederland.
- EEX. (2019). Emission Spot Primary Market Auction Report 2018.
- Furbo (2017). Simon Furbo, Janne Dragsted, Bengt Perers, Elsa Andersen, Federico Bava, Kristian Pagh Nielsen, Yearly thermal performances of solar heating plants in Denmark – Measured and calculated. *Solar Energy*, Volume 159, 1 January 2018, Pages 186-196. Link: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.10.067>
- Gasunie (1980). Physical properties of natural gases.
- Gehring, M., & Loksha, V. (2012). *Geothermal Handbook: Planning and financing power generation*. Washington, USA: ESMAP-World Bank.
- GeoCapacity. (2010). EU GeoCapacity. Opgehaald van Assessing European Capacity for Geological Storage of Carbon Dioxide: <http://www.geology.cz/geocapacity>
- GSTC Global Syngas. (2019, July 09). Map of Gasification Facilities. Retrieved from GSTC Global Syngas: <https://www.globalsyngas.org/resources/map-of-gasification-facilities/>
- GUA. (2005). *The Contribution of Plastic Products to Resource Efficiency*. Wenen: GUA Gesellschaft für umfassende Analysen GmbH.
- IEA & UNIDO. (2011). *Technology Roadmap: Carbon capture and storage in industrial applications*. Parijs: International Energy Agency (IEA).
- IEA (2013) *Production of Bio-ethylene*, IEA-ETSAP and IRENA © Technology-Policy Brief I13 – January 2013.
- IEA (2019). *The Future of Hydrogen*, Report prepared by the IEA for the G20, Japan
- IEAGHG (2017). *Techno-Economic Evaluation of SMR Based Standalone (Merchant) Hydrogen Plant with CCS*.
- IEAGHG. (2013). *Iron and Steel CCS study*. Cheltenham: IEA Greenhouse Gas R&D Programme.
- IEAGHG. (2013). *UK FEED-studies 2011 - A Summary*. Cheltenham: IEAGHG.
- IEAGHG. (2016). *Status of biomass with carbon capture and storage*. Cheltenham: IEAGHG.
- IEAGHG. (2017a). *Techno-economic evaluation of HYCO Plant Integrated to Ammonia/Urea or Methanol production with CCS*. Cheltenham: IEA Greenhouse Gas R&D Programme.
- IEAGHG. (2017b). *Techno-economic evaluation of SMR based standalone (merchant) hydrogen plant with CCS*. Cheltenham: IEA Greenhouse Gas R&D Programme.
- IEAGHG. (2017c). *Understanding the cost of retrofitting CO₂ capture in an integrated oil refinery*. Cheltenham: IEAGHG.
- IEAGHG. (2020). *Technical Report 2020-10, July 2020, The Status and Challenges of CO₂ Shipping Infrastructures*. Cheltenham: IEAGHG.
- in 't Groen, B., Vries, d. C., Mijnlief, H., & Smekens, K. (2018). *Conceptadvies SDE+ 2019, geothermie*. Den Haag: PBL.
- Interstate Natural Gas Association of America. (2010). *Interstate Natural Gas Pipeline Efficiency*. Washington, D.C. .

Intratec (2013) Technology Economics: Ethylene Production Via Ethanol Dehydration. San Antonio (TX): Intratec Solutions.

Jackson, S., & Brodal, E. (2018). A comparison of the energy consumption for CO₂ compression process alternatives. *Earth and Environmental Science*.

Klop. (2015). Steaming ahead with MVR.

Leeson, D., Mac Dowell, N., Shah, N., Petit, C., & Fennell, P. S. (2017). A Techno-economic analysis and systematic review of carbon capture and storage (CCS) applied to the iron and steel, cement, oil refining and pulp and paper industries, as well as other high purity sources. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 71-84.

Lensink, S. (2018-a). Eindadvies Basisbedragen SDE+ 2019. Den Haag: PBL.

Lensink, S. (2018-b). Aanvullende berekeningen SDE+ 2019. Den Haag: PBL.

Lensink, S. & Pişcă, I. (2019). Conceptadvies SDE++ 2020 Warmte. Den Haag: PBL.

Mast, E. & Pisca, I. (2019). Notitie hoogtebeperkte categorie wind op land SDE++2020. Den Haag: PBL.

Mikunda, T., Neele, F., Wilschut, F., & Hanegraaf, M. (2015). A secure and affordable CO₂ supply for the Dutch greenhouse sector. Utrecht: TNO.

Ministerie van Financiën. (2020). Belastingplan 2021, 15 september, Den Haag.

Mohsenzadeh et al. (2017) Bioethylene Production from Ethanol: A Review and Techno-economical Evaluation, *ChemBioEng Rev* 2017, 4, No. 2, 75–91.

Navigant. (2019). Verkenning uitbreiding SDE+ met industriële opties.

Nederlandse Emissieautoriteit. (2019). Verplichtingen ETS. Opgehaald van emissieautoriteit: <https://www.emissieautoriteit.nl/onderwerpen/verplichtingen-ets>

NOGEP. (2019, August 27). Olie en gasindustrie halveert methaanuitstoot op zee. Retrieved from NOGEP: <https://www.nogepa.nl/olie-en-gasindustrie-halveert-methaanuitstoot-op-zee/>

NOW (2018). Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland.

OCAP. (2019, May 28). OCAP. Opgehaald van Onze leveranciers: <https://www.ocap.nl/nl/onze-leveranciers/index.html>

Oliveira en Van Dril (2020) Decarbonisation options for large volume organic chemical production Sabic, Geleen. PBL en ECN part of TNO (nog te publiceren).

PBL. (2018a). Eindadvies basisbedragen SDE+ 2019.

PBL. (2019). Definitieve correctiebedragen 2018 voor de SDE+.

PBL. (2019). Effect kabinetsvoorstel CO₂-heffing industrie. Den Haag: Planbureau voor de Leefomgeving.

PBL. (2019). Klimaat- en Energieverkenning 2019. Den Haag: Planbureau voor de Leefomgeving.

PBL. (2020). Klimaat- en Energiverkenning 2020. Den Haag: PBL.

PBL. (2020a). Eindadvies basisbedragen SDE++ 2020. Den Haag: Planbureau voor de Leefomgeving. Retrieved from https://www.pbl.nl/sites/default/files/downloads/pbl-2020-eindadvies-basisbedragen-sde-plus-plus-2020_3526_27-02-2020.pdf

PBL. (2020b). Publicaties SDE++. Opgehaald van Planbureau voor de Leefomgeving: <https://www.pbl.nl/sde/publicaties>

PlasticsEurope. (2015). Expandable Polystyrene (EPS): Eco-profile and EPD. PlasticsEurope.

Port of Rotterdam, EBN, & Gasunie. (2019). Project Porthos - CO₂-reductie door opslag onder de Noordzee. Rotterdam: Port of Rotterdam.

Royal Haskoning DHV. (2019). Concept - Notitie Reikwijdte en Detailniveau - Rotterdam CCUS Project (Porthos). Rotterdam: HaskoningDHV Nederland.

RVO.nl (2006). Nederlandse lijst van energiedragers en standaard CO₂-emissiefactoren. Rijksdienst voor Ondernemend Nederland.

- RVO.nl (2016). Industriële warmtepompen.
- Schepers, B., Scholten, T., Willemsen (IF-Technology), G., Koenders (IF-Technology), M., & Zwart (IF-Technology), B. d. (2018). Weg van Gas. RVO.nl, TKI Urban Energy. CE.
- Schoots, K., Hekkenberg, M., & Hammingh, P. (2017). Nationale Energieverkenning 2017. Petten: Energieonderzoek Centrum Nederland.
- Sinnott, R., & Towler, G. (2020). Chemical Engineering Design Sixth Edition. Oxford, United Kingdom: Butterworth-Heinemann.
- Smekens, K., Mijnlief, H., Groen, in 't, B., & Vries, de, C. (2018). Conceptadvies SDE+ 2019, Notitie Geothermie. Den Haag: PBL.
- Spallina et al. (2017) Techno-economic assessment of different routes for olefins production through the oxidative coupling of methane (OCM): Advances in benchmark technologies. In: Energy Conversion and Management, pp 244-261.
- Staatsblad . (2013). Wet tot wijziging van de Elektriciteitswet.
- Stedin. (2019). Elektriciteit tarieven 2019.
- TenneT. (2019, april 29). Kosten van een netaansluiting. Opgehaald van TenneT: <https://www.TenneT.eu/nl/elektriciteitsmarkt/aansluiten-op-het-nederlandse-hoogspanningsnet/kosten-van-een-netaansluiting/>
- TenneT. (2020, 8 14). Kosten van een netaansluiting. Opgehaald van TenneT: <https://www.TenneT.eu/nl/elektriciteitsmarkt/aansluiten-op-het-nederlandse-hoogspanningsnet/kosten-van-een-netaansluiting/>
- TNO. (2018). Enabling a Low-Carbon Economy via Hydrogen and CCS. TNO.
- Topsector Energie. (2018). Eindrapportage: Joint Fact Finding: CO₂-afvang en -opslag. Den Haag: Topsector Energie.
- UNECE. (2016). Specifications for the application of the United Nations Framework Classification for Fossil Energy and Mineral Reserves and Resources 2009 (UNFC-2009) to Geothermal Energy Resources. UNECE. Retrieved from https://www.unece.org/fileadmin/DAM/energy/se/pdfs/UNFC/UNFC_GEO/UNFC_Geothermal_Specs.pdf.
- Van der Velden, N.J.A. & P.X. Smit. (2020). Effect extra CO₂-inkoop op emissie van de glastuinbouw in 2030. Wageningen Economic Research (WEcR), januari 2020.
- Van Straelen, J., Geuzebroek, F., Goodchild, N., Protopapas, G., & Mahony, L. (2010). CO₂ capture for refineries, a practical approach. International Journal of Greenhouse Gas Control, 316-320.
- Veneman, R., Kamphuis, H., & Brilman, D. (2013). Post-Combustion CO₂ capture using supported amine. Energy Procedia, 2100-2108.
- Weeda. (2018). Routekaart Waterstof TKI Nieuw Gas.
- Wong en Van Dril (2020) Decarbonization options for large volume organic chemicals production Shell Moerdijk, PBL en ECN part of TNO (nog te publiceren).
- Wood Mackenzie. (2019). Why powering oil and gas platforms with renewables makes sense.

Bijlage A

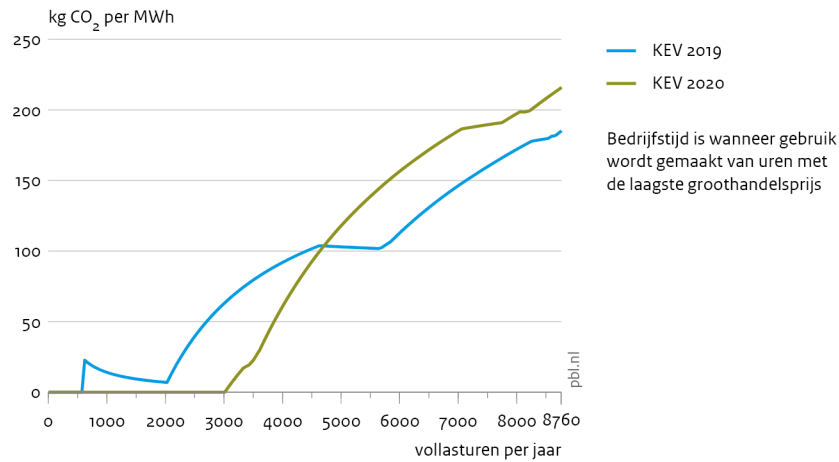
Rangschikkingstabel

Tabel A-1 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 2030. Er zijn andere factoren die ook beschouwd kunnen worden in de rangschikking, zoals de verwachte levensduur van de projecten, de neveninkomsten door GvO-verkopen of ETS-voordelen. Deze factoren hebben als gemeenschappelijke factor dat zij afhangen van mogelijke effecten in de toekomst, ruim na 2030. Effecten die inherent onzeker zijn. Daar tegenover staat dat andere effecten, rondom ketenemissies, effecten buiten het Nederlands grondgebied of projectoptimalisaties niet zijn meegenomen. Effecten die na studie met meer zekerheid vast te stellen zouden moeten zijn. Gaandeweg het jaar zijn discussies gevoerd of aanpassing van de rangschikkingsmethode mogelijk is. Het PBL heeft zich in de SDE++-adviezen tot op heden niet uitgesproken over de rangschikkingsmethode. Gegeven het feit dat hier beleidsmatige keuzes aan verbonden zijn, waarbij het selectief meenemen van slechts een van de genoemde extra aspecten – gewenst of ongewenst – sturend kan zijn, heeft het PBL in dit advies vastgehouden aan de berekening van de CO₂-emissiefactoren en de rangschikking, zoals in het begin van het jaar door het ministerie van EZK in de adviesvraag aan het PBL is meegegeven. Praktisch gesteld, het compenseren voor de verschillende levensduren van installaties levert net zo'n valide discussie, als het meenemen van alle scope 2- en scope 3-emissies, of als het kijken naar Europese emissies in plaats van Nederlandse grondgebiedsemissies. Discussies die om een integrale analyse vragen.

De CO₂-emissiefactor voor elektriciteitsgebruik is berekend op basis van de KEV 2020. Hiervoor is 2030 als ijkjaar gekozen, omdat de KEV 2020 over het jaar 2031 geen cijfers heeft. Daarbij springen twee zaken in het oog. Enerzijds ligt het aantal draai-uren met een CO₂-emissiefactor van 0 g/kWh met 3000 hoger dan in de KEV 2019 (toen 2000). In de KEV 2020 wordt 1 GW meer wind op zee voorzien dan in de KEV 2019, maar vele andere factoren op de Noordwest-Europese elektriciteitsmarkt kunnen hieraan bijdragen. Anderzijds in de CO₂-emissie die gepaard gaan met volcontinu gebruik van elektriciteit juist hoger dan afgelopen jaar. Hernieuwbare elektriciteit mag dan vaker de marginale optie zijn, in de uren waarin gascentrales de marginale optie zijn, ligt de emissiefactor van de marginale eenheden hoger dan vorig jaar. Zie figuur A-1 voor de marginale CO₂-emissiefactor. We geven ter overweging mee dat de gebruikte rekenmethode waarschijnlijk meer stabiliteit biedt als naar de Noordwest-Europese elektriciteitsmarkt gekeken wordt dan enkel naar de Nederlandse elektriciteitsmarkt.

Figuur A.1

Verband tussen gemiddelde marginale emissiefactor elektriciteitsproductie en bedrijfstijd, 2030



Bron: PBL

Tabel A-1. Rangschikking op basis van subsidie-intensiteit

Categorie	Subsidie-intensiteit	Productietype	Basisbedrag (tussen haakjes basisbedrag bij aftopping op 300 €/t)	Langetermijnprijs	Emissiefactor
	[€/tCO ₂] A=(B-C)/D		[€/eenheid] B	[€/eenheid] C	[kg CO ₂ /eenheid] D
Fysische EPS-recycling	-305	Product (kg PS)	0,7689	1,1300	1,1841
PET Depolymerisatie	-178	Product (kg PET)	0,5664	0,8700	1,7099
CCU - Bijkomende pre-combustion CO ₂ -afvang, bestaande installatie, gasvormig transport, bestaande pijpleiding	-45	CCU (t CO ₂)	10,3259	51,8095	918,5750
Warmte-uitkoppeling bij AVI's	-17	Warmte (kWh)	0,0173	0,0203	0,1720
Benutting restwarmte (warm water) zonder warmtepomp; Verhouding ≥ 0,20 en < 0,30	-7	Warmte (kWh)	0,0188	0,0203	0,2011
CCU - Bijkomende pre-combustion CO ₂ -afvang, bestaande installatie, gasvormig transport, nieuw aan te leggen pijpleiding	12	CCU (t CO ₂)	63,1832	51,8095	918,5750
CCU - Nieuwe post-combustion CO ₂ -afvang, bestaande biomassa-installatie tuinbouw, gasvormig	13	CCU (t CO ₂)	62,5419	51,8095	839,9014
Benutting restwarmte (warm water) zonder warmtepomp; Verhouding ≥ 0,30 en < 0,40	17	Warmte (kWh)	0,0238	0,0203	0,2003
CCU - Nieuwe pre-combustion CO ₂ -afvang, nieuwe installatie, gasvormig transport, bestaande pijpleiding	18	CCU (t CO ₂)	67,7699	51,8095	897,4736
CCS - Volledige CO ₂ -opslag bij bestaande installaties, gasvormig transport (variant 1B)	22	CCS (t CO ₂)	61,5061	39,9009	973,0000
CCU - Nieuwe pre-combustion CO ₂ -afvang, bestaande installatie, gasvormig transport, bestaande pijpleiding	25	CCU (t CO ₂)	74,1442	51,8095	891,5750
Etheenproductie uit bio-ethanol	31	Etheen (kg C ₂ H ₄)	1,1385	1,0040	4,3390
Ketel op B-hout	33	Warmte (kWh)	0,0277	0,0203	0,2260
CCU - Bijkomende pre-combustion CO ₂ -afvang, bestaande installatie, vloeibaar transport	37	CCU (t CO ₂)	84,2550	51,8095	883,5830

Categorie	Subsidie-intensiteit	Productietype	Basisbedrag (tussen haakjes basisbedrag bij aftopping op 300 €/t)	Langetermijnprijs	Emissiefactor
	[€/tCO ₂] A=(B-C)/D	[eenheid]	[€/eenheid] B	[€/eenheid] C	[kg CO ₂ /eenheid] D
Wind op land, ≥ 8,5 m/s	38	Elektriciteit (kWh)	0,0390	0,0309	0,2160
Benutting restwarmte (warm water) zonder warmtepomp; Verhouding ≥ 0,40 en < 0,50	42	Warmte (kWh)	0,0287	0,0203	0,1995
PVT met warmtepomp	43	Warmte (kWh)	0,0442	0,0359	0,1941
Wind op land, ≥ 8 en < 8,5 m/s	45	Elektriciteit (kWh)	0,0406	0,0309	0,2160
Wind op waterkeringen, ≥ 8,5 m/s	53	Elektriciteit (kWh)	0,0424	0,0309	0,2160
CCS - Volledige CO ₂ -opslag bij bestaande installaties, vloeibaar transport (variant 2B)	54	CCS (t CO ₂)	91,7963	39,9009	965,0080
CCS - Nieuwe pre-combustion CO ₂ -afvang, nieuwe installatie, gasvormig transport (variant 7)	56	CCS (t CO ₂)	89,7870	39,9009	897,5640
Wind op land, ≥ 7,5 en < 8 m/s	58	Elektriciteit (kWh)	0,0435	0,0309	0,2160
Diepe geothermie (uitbreiding)	59	Warmte (kWh)	0,0331	0,0203	0,2163
Thermische Energie uit Mijwater, 'uitbreiding'	60	Warmte (kWh)	0,0333	0,0203	0,2174
CCS - Gedeeltelijke CO ₂ -opslag bij bestaande installaties, gasvormig transport (variant 1A)	60	CCS (t CO ₂)	98,2454	39,9009	973,0000
Wind op waterkeringen, ≥ 8 en < 8,5 m/s	62	Elektriciteit (kWh)	0,0442	0,0309	0,2160
Wind op land, hoogtebeperkt ≥ 8,5 m/s	63	Elektriciteit (kWh)	0,0444	0,0309	0,2160
Bestaande slibgisting, hernieuwbaar gas	63	Gas (kWh)	0,0319	0,0203	0,1830
CCS - Nieuwe pre-combustion CO ₂ -afvang, bestaande installatie, gasvormig transport (variant 3)	65	CCS (t CO ₂)	97,7752	39,9009	891,4620
Levensduurverlenging ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MW _{th}	66	Warmte (kWh)	0,0352	0,0203	0,2260
CCU - Nieuwe post-combustion CO ₂ -afvang, bestaande biomassa-installatie tuinbouw, vloeibaar	66	CCU (t CO ₂)	104,9962	51,8095	806,4600
Benutting restwarmte (warm water) zonder warmtepomp; Verhouding < 0,50	67	Warmte (kWh)	0,0337	0,0203	0,1987
Warmte uit compostering	68	Warmte (kWh)	0,0461	0,0307	0,2260
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥15 kWp en <1 MWp, gebouwgebonden	70	Elektriciteit (kWh)	0,0724	0,0574	0,2160
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥15 kWp en <1 MWp, grondgebonden of drijvend op water	72	Elektriciteit (kWh)	0,0685	0,0530	0,2160
Wind op land, hoogtebeperkt ≥ 8 en < 8,5 m/s	73	Elektriciteit (kWh)	0,0467	0,0309	0,2160
Wind op waterkeringen, ≥ 7,5 en < 8 m/s	75	Elektriciteit (kWh)	0,0472	0,0309	0,2160
Wind op land, ≥ 7,0 en < 7,5 m/s	77	Elektriciteit (kWh)	0,0475	0,0309	0,2160
CCS - Gedeeltelijke CO ₂ -opslag bij bestaande installaties, vloeibaar transport (variant 2A)	77	CCS (t CO ₂)	114,2243	39,9009	965,0080
CCU - Nieuwe pre-combustion CO ₂ -afvang, nieuwe installatie, gasvormig transport, nieuw aan te leggen pijpleiding	77	CCU (t CO ₂)	120,6271	51,8095	897,4736
Open systeem elektrisch gedreven warmtepomp (8000 uur)	80	Warmte (kWh)	0,0360	0,0203	0,1951
CCS - Nieuwe pre-combustion CO ₂ -afvang, nieuwe installatie, vloeibaar transport (variant 8)	84	CCS (t CO ₂)	114,6757	39,9009	889,5720
CCU - Nieuwe pre-combustion CO ₂ -afvang, bestaande installatie,	84	CCU (t CO ₂)	127,0015	51,8095	891,5750

Categorie	Subsidie-intensiteit	Productietype	Basisbedrag (tussen haakjes basisbedrag bij aftopping op 300 €/t)	Langetermijnprijs	Emissiefactor
	[€/tCO ₂] A=(B-C)/D		[€/eenheid] B		
gasvormig transport, nieuw aan te leggen pijpleiding					
CCU - Nieuwe pre-combustion CO ₂ -afvang, nieuwe installatie, vloeibaar transport	85	CCU (t CO ₂)	127,0228	51,8095	889,4816
Wind op land, ≥ 6,75 en < 7,0 m/s	89	Elektriciteit (kWh)	0,0501	0,0309	0,2160
CCS - Nieuwe post-combustion CO ₂ -afvang, nieuwe installatie, gasvormig transport (variant 9)	90	CCS (t CO ₂)	114,2829	39,9009	826,6000
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, gebouwgebonden	91	Elektriciteit (kWh)	0,0655	0,0458	0,2160
Wind op land, hoogtebeperkt ≥ 7,5 en < 8 m/s	91	Elektriciteit (kWh)	0,0505	0,0309	0,2160
CCU - Nieuwe pre-combustion CO ₂ -afvang, bestaande installatie, vloeibaar transport	92	CCU (t CO ₂)	133,3971	51,8095	883,5830
Wind op waterkeringen, ≥ 7,0 en < 7,5 m/s	95	Elektriciteit (kWh)	0,0514	0,0309	0,2160
CCS - Nieuwe pre-combustion CO ₂ -afvang, bestaande installatie, vloeibaar transport (variant 4)	96	CCS (t CO ₂)	124,7259	39,9009	883,4700
Monomestvergistig >400 kW, warmte	97	Warmte (kWh)	0,0674	0,0307	0,3788
Gesloten systeem elektrisch gedreven warmtepomp (8000 uur)	99	Warmte (kWh)	0,0365	0,0203	0,1643
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, grondgebonden	100	Elektriciteit (kWh)	0,0590	0,0373	0,2160
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, zonvolgend op land	100	Elektriciteit (kWh)	0,0590	0,0373	0,2160
Levensduurverlenging bestaande installaties, Grootschalige vergisting, warmte	100	Warmte (kWh)	0,0534	0,0307	0,2260
Wind op land, < 6,75 m/s	108	Elektriciteit (kWh)	0,0543	0,0309	0,2160
Directe inzet van houtpellets voor industriële toepassingen	108	Warmte (kWh)	0,0519	0,0276	0,2260
Wind op waterkeringen, ≥ 6,75 en < 7,0 m/s	111	Elektriciteit (kWh)	0,0548	0,0309	0,2160
CCS - Nieuwe post-combustion CO ₂ -afvang, bestaande installatie, gasvormig transport (variant 5)	111	CCS (t CO ₂)	130,2545	39,9009	810,7800
CCU - Nieuwe post-combustion CO ₂ -afvang bij AVI, gasvormig transport, bestaande pijpleiding	111	CCU (t CO ₂)	142,2112	51,8095	810,7800
Wind op land, hoogtebeperkt ≥ 7,0 en < 7,5 m/s	112	Elektriciteit (kWh)	0,0550	0,0309	0,2160
Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MW _{th} (8500 uur)	115	Warmte (kWh)	0,0462	0,0203	0,2260
Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MW _{th} (8000 uur)	116	Warmte (kWh)	0,0465	0,0203	0,2260
Diepe geothermie ≥ 20MW _{th} (basislast)	117	Warmte (kWh)	0,0455	0,0203	0,2153
Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MW _{th} (7500 uur)	118	Warmte (kWh)	0,0469	0,0203	0,2260
Elektrificatie Offshore Productieplatformen	118	Elektriciteit (kWh)	0,1028	0,0620	0,3460
Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MW _{th} (7000 uur)	119	Warmte (kWh)	0,0473	0,0203	0,2260
Levensduurverlenging bestaande installaties, Monomestvergistig ≤400 kW, warmte	121	Warmte (kWh)	0,0764	0,0307	0,3788
CCS - Nieuwe post-combustion CO ₂ -afvang, nieuwe installatie, vloeibaar transport (variant 10)	121	CCS (t CO ₂)	138,8041	39,9009	818,6080
Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MW _{th} (6500 uur)	122	Warmte (kWh)	0,0478	0,0203	0,2260
Ketel op vaste of vloeibare biomassa 0,5 - 5 MW _{th}	123	Warmte (kWh)	0,0586	0,0307	0,2260
Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MW _{th} (6000 uur)	124	Warmte (kWh)	0,0484	0,0203	0,2260

Categorie	Subsidie-intensiteit	Productietype	Basisbedrag (tussen haakjes basisbedrag bij aftopping op 300 €/t)	Langetermijnprijs	Emissiefactor
	[€/tCO ₂] A=(B-C)/D		[€/eenheid] B		
Wind op land, hoogtebeperkt ≥ 6,75 en < 7,0 m/s	127	Elektriciteit (kWh)	0,0583	0,0309	0,2160
Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MW _{th} (5500 uur)	127	Warmte (kWh)	0,0491	0,0203	0,2260
Grootschalige elektrische boilers	128	Warmte (kWh)	0,0492	0,0203	0,2260
Monomestvergisting >400 kW, gecombineerde opwekking	130	WKK (kWh)	0,0789	0,0303	0,3738
Wind in meer, water ≥ 1 km ²	130	Elektriciteit (kWh)	0,0590	0,0309	0,2160
Wind op waterkeringen, < 6,75 m/s	131	Elektriciteit (kWh)	0,0592	0,0309	0,2160
Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MW _{th} (5000 uur)	131	Warmte (kWh)	0,0499	0,0203	0,2260
Levensduurverlenging bestaande installaties, Grootschalige vergisting, gecombineerde opwekking	132	WKK (kWh)	0,0589	0,0298	0,2212
Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MW _{th} (4500 uur)	135	Warmte (kWh)	0,0508	0,0203	0,2260
Grootschalige vergisting, warmte	140	Warmte (kWh)	0,0624	0,0307	0,2260
Benutting restwarmte (warm water) met warmtepomp	141	Warmte (kWh)	0,0391	0,0203	0,1329
CCS - Nieuwe post-combustion CO ₂ -afvang, bestaande installatie, vloeibaar transport (variant 6)	145	CCS (t CO ₂)	156,5234	39,9009	802,7880
Diepe geothermie < 20MW _{th} (basislast)	146	Warmte (kWh)	0,0518	0,0203	0,2163
Wind op land, hoogtebeperkt < 6,75 m/s	147	Elektriciteit (kWh)	0,0627	0,0309	0,2160
Hydropyrolyse-olie uit lignocellulose	147	Benzine/diesel (kWh)	0,1106	0,0740	0,2493
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, drijvend op water	148	Elektriciteit (kWh)	0,0693	0,0373	0,2160
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, zonvolgend op water	148	Elektriciteit (kWh)	0,0693	0,0373	0,2160
Levensduurverlenging bestaande installaties, Monomestvergisting ≤400 kW, gecombineerde opwekking	148	WKK (kWh)	0,0959	0,0404	0,3738
Monomestvergisting >400 kW, hernieuwbaar gas	155	Gas (kWh)	0,0722	0,0203	0,3358
Levensduurverlenging bestaande installaties, Monomestvergisting ≤400 kW, hernieuwbaar gas	155	Gas (kWh)	0,0722	0,0203	0,3358
Bio-ethanol uit lignocellulosehoudende biomassa	157	Benzine (kWh)	0,1222	0,0750	0,3012
Ketel op vloeibare biomassa	158	Warmte (kWh)	0,0665	0,0307	0,2260
Verbeterde slibgisting, warmte	166	Warmte (kWh)	0,0682	0,0307	0,2260
Bio-LNG uit monomestvergisting	166	Gas (kWh)	0,0880	0,0235	0,3894
Open systeem elektrisch gedreven warmtepomp (5000 uur)	170	Warmte (kWh)	0,0534	0,0203	0,1951
Levensduurverlenging bestaande installaties, Monomestvergisting < 400 kW, Ombouw naar hernieuwbaar gas	176	Gas (kWh)	0,0794	0,0203	0,3358
CCU - Nieuwe post-combustion CO ₂ -afvang bij AVI, gasvormig transport, nieuw aan te leggen pijpleiding	177	CCU (t CO ₂)	195,0684	51,8095	810,7800
Grootschalige vergisting, gecombineerde opwekking	180	WKK (kWh)	0,0696	0,0298	0,2212
Gesloten systeem elektrisch gedreven warmtepomp (5000 uur)	181	Warmte (kWh)	0,0501	0,0203	0,1643
Levensduurverlenging bestaande installaties, Grootschalige vergisting, hernieuwbaar gas	186	Gas (kWh)	0,0543	0,0203	0,1830
CCU - Nieuwe post-combustion CO ₂ -afvang bij AVI, vloeibaar transport	186	CCU (t CO ₂)	201,4640	51,8095	802,7880

Categorie	Subsidie-intensiteit	Productietype	Basisbedrag (tussen haakjes basisbedrag bij aftopping op 300 €/t)	Langetermijnprijs	Emissiefactor
	[€/tCO ₂] A=(B-C)/D		[€/eenheid] B		
Monomestvergisting ≤400 kW, warmte	199	Warmte (kWh)	0,1061	0,0307	0,3788
Levensduurverlenging bestaande installaties, Grootschalige vergisting, Ombouw naar hernieuwbaar gas	203	Gas (kWh)	0,0575	0,0203	0,1830
Ketel stoom uit houtpellets ≥ 5 MW _{th}	204	Warmte (kWh)	0,0664	0,0203	0,2260
Monomestvergisting ≤400 kW, hernieuwbaar gas	216	Gas (kWh)	0,0930	0,0203	0,3358
Zonthermie, ≥1 MW _{th}	218	Warmte (kWh)	0,0800	0,0307	0,2260
Aquathermie – Thermische energie uit oppervlaktewater voor directe toepassing (TEO-d)	222	Warmte (kWh)	0,0584	0,0203	0,1720
Ultradiepe geothermie	227	Warmte (kWh)	0,0694	0,0203	0,2159
Ketel warmte uit houtpellets ≥ 10 MW _{th}	234	Warmte (kWh)	0,0687	0,0158	0,2260
Ondiepe geothermie (basislast)	237	Warmte (kWh)	0,0705	0,0307	0,1676
Monomestvergisting ≤400 kW, gecombineerde opwekking	242	WKK (kWh)	0,1310	0,0404	0,3738
Waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm, renovatie	244	Elektriciteit (kWh)	0,0975	0,0449	0,2160
Verbeterde slibgisting, gecombineerde opwekking	245	WKK (kWh)	0,0932	0,0392	0,2200
Bio-LNG uit allesvergisting	249	Gas (kWh)	0,0814	0,0235	0,2328
Grootschalige vergisting, hernieuwbaar gas	250	Gas (kWh)	0,0661	0,0203	0,1830
Zonthermie, ≥140 kW _{th} tot 1 MW _{th}	256	Warmte (kWh)	0,0938	0,0359	0,2260
Biomassavergassing >95% bio-geen	261	Gas (kWh)	0,0680	0,0203	0,1830
Thermische energie uit mijnwater, nieuw	263	Warmte (kWh)	0,0638	0,0203	0,1655
Aquathermie – Thermische energie uit afvalwater (TEA)	291	Warmte (kWh)	0,0678	0,0203	0,1632
Daglichtkas	319	Warmte (kWh)	0,0773 (0,0738)	0,0203	0,1785
Gesloten systeem elektrisch gedreven warmtepomp (3000 uur)	328	Warmte (kWh)	0,0742 (0,0696)	0,0203	0,1643
Open systeem elektrisch gedreven warmtepomp (3000 uur)	329	Warmte (kWh)	0,0844 (0,0788)	0,0203	0,1951
Verbeterde slibgisting, hernieuwbaar gas	352	Gas (kWh)	0,0848 (0,0752)	0,0203	0,1830
Diepe geothermie warmte (geen basislast)	378	Warmte (kWh)	0,0997 (0,0833)	0,0203	0,2101
Waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm	404	Elektriciteit (kWh)	0,1321 (0,1097)	0,0449	0,2160
Biomassavergassing (uitgezonderd B-hout)	405	Gas (kWh)	0,0944 (0,0752)	0,0203	0,1830
Ondiepe geothermie (geen basislast)	440	Warmte (kWh)	0,1044 (0,0810)	0,0307	0,1676
Aquathermie – Thermische energie uit oppervlaktewater (TEO), basislast	463	Warmte (kWh)	0,0918 (0,0667)	0,0203	0,1545
Aquathermie – Thermische energie uit oppervlaktewater (TEO), geen basislast	517	Warmte (kWh)	0,1157 (0,0823)	0,0359	0,1545
Waterstofproductie via elektrolyse	601	Waterstof (kWh H ₂)	0,1702 (0,1013)	0,0326	0,2290
Vrije stromingsenergie, valhoogte < 50 cm	668	Elektriciteit (kWh)	0,1891 (0,1097)	0,0449	0,2160
Etheenproductie uit bionafta	770	Etheen (kg C ₂ H ₄)	4,7923 (2,4800)	1,0040	4,9200
Osmose	2446	Elektriciteit (kWh)	0,5733 (0,1097)	0,0449	0,2160

A.1 Te vervangen producten/processen chemische en fysische recycling van kunststoffen

In potentie vervangt de chemische recycling van PET en de fysische recycling EPS twee andere CO₂-emitterende processen: het verwerken van het PET- of EPS-afval (vervoer naar de afvalverbrandingsinstallatie (AVI) en het verbranden ervan) en de productie van de virgin-kunststoffen. Overigens dient niet vergeten te worden dat het chemisch recyclen van PET en het fysisch recyclen van EPS niet geheel CO₂-vrij is, aangezien er meestal niet-hernieuwbare warmte en/of elektriciteit wordt gebruikt voor de recyclingprocessen.

De bepaling van de hoeveelheid vermeden CO₂ is nodig om de subsidie-intensiteit te berekenen die hoort bij de twee categorieën. In dit thema wordt deze vermeden CO₂ anders berekend dan bij vele andere SDE++-thema's aangezien er nu ook rekening wordt gehouden met scope 3-emissies (emissies in de productieketen). Het is daarom noodzakelijk om, bij het berekenen van de vermeden emissies doordat er geen nieuwe virgin-kunststoffen hoeven te worden gemaakt, uit te gaan van LCA-studies en af te bakenen dat het gaat om vermeden emissies in heel Noordwest-Europa, conform de uitgangspunten van het ministerie EZK. Gezien het feit dat de exportvolumes van PET en (E)PS in Noordwest-Europa het hoogst zijn is deze aanname goed te verdedigen.⁷⁰ Daarnaast wordt de aanname gedaan dat er geen emissies worden vervangen die vrijkomen bij het verbranden van de kunststoffen in een AVI, aangezien ervan uit wordt gegaan dat de gerecyclede producten op een korte tot middel-lange termijn uiteindelijk alsnog worden verbrand in een Noordwest-Europese AVI.

In de volgende paragrafen wordt met behulp van bestaande literatuurbronnen beschreven hoeveel CO₂-eq er per kg outputproduct mogelijk vermeden kan worden wanneer chemische recycling van PET en fysische recycling van EPS wordt toegepast, rekening houdend met de hiervoor genoemde aannames.

i. PET-depolymerisatie

CPME (2017) heeft een studie uitgebracht over de *Environmental Product Declaration* (EPD) van virgin-PET. Deze EPD vertegenwoordigt de gemiddelde industriële productie van virgin-PET in Europa van *cradle to gate*. Er wordt een emissiefactor gerapporteerd van 2,19 kgCO₂/kg virgin-PET. In een andere studie van CE Delft (2018) wordt, middels de zogeheten *product vergelijking methode* een emissiefactor (cradle to gate) gerapporteerd van 2,5 kgCO₂/kg virgin-PET. Op basis van deze waarden nemen wij een emissiefactor aan van 2,35 kgCO₂/kg virgin-PET.

Zoals gezegd, wordt er bij de chemische recycling van PET ook CO₂ uitgestoten wanneer er niet-hernieuwbare warmte en elektriciteit gebruikt wordt voor de processen. Voor elektriciteit is een emissiefactor van 0,216 kgCO₂/kWh_e gebruikt.⁷¹ Voor warmte is een emissiefactor van 56,4 kgCO₂/GJ aardgas (LHV) gebruikt⁷² en een aanname van 90% boiler efficiëntie.

⁷⁰ Volgens historische cijfers uit de Eurostat Prodcom database (laatste update 04-08-2020): *Sold production, exports and imports by PRODCOM list (NACE Rev. 2) - annual data van Polystyrene, in primary forms (excluding expansible polystyrene), Expansible polystyrene, in primary forms en Polyethylene terephthalate in primary forms having a viscosity number of >= 78 ml/g.*

⁷¹ De specifieke CO₂-emissiefactor van elektriciteit is berekend op basis van KEV 2020-data, waarbij voor elk uur de marginale productie-eenheid is bepaald. Het ongewogen gemiddelde van de specifieke CO₂-emissiefactor van al deze marginale productie-eenheden voor het gekozen aantal uren in 2030 (8760 voor baseload) vormt de specifieke CO₂-emissiefactor.

⁷² Conform de Nederlandse lijst van energiedragers en standaard CO₂-emissiefactoren, versie januari 2020 van de Rijksdienst voor Ondernemend Nederland (RVO).

Rekening houdend met bovenstaande, is een netto CO₂-emissiefactor berekend van 1,710 kg CO₂ besparing per kg gerecycled PET-output. Rekening houdend met het berekende basisbedrag en de aangenomen langetermijnprijs komt dit neer op een CO₂-subsidie-intensiteit van -178 euro/ton CO₂. Wanneer er uit wordt gegaan van het uitgangspunt dat er door de nieuwe recycling installatie geen enkele ton minder virgin-PET wordt geproduceerd dan voegt een nieuwe installatie enkel CO₂-emissies toe.

ii. Fysische EPS-recycling

In 2005 heeft het Gesellschaft für umfassende Analysen (GUA 2005) in opdracht van PlasticsEurope een studie uitgebracht over verschillende LCA-waarden die horen bij de productie van verschillende soorten plastics in West-Europa. Voor de conventionele productie van PS en EPS rapporteren zij een emissiefactor van respectievelijk van 2,95 kgCO₂/kg virgin-PS en 3,21 kgCO₂/kg virgin-EPS. Plastics Europe heeft in 2015 een studie uitgebracht over de *Environmental Product Declaration* (EPD) van virgin-EPS (ofwel *Expanded Polystyreen*) (PlasticsEurope 2015). Er wordt een emissiefactor gerapporteerd van 2,37 kgCO₂/kg virgin-EPS, wat aanzienlijk lager is dan emissiefactoren van 10 tot 15 jaar geleden. PlasticsEurope geeft als reden dat er tegenwoordig in grotere nieuwe fabrieken een hogere efficiëntie worden behaald, de productieketen beter is, er strenger wordt gehandhaafd op vervuiling en emissies en dat er een verandering is in de elektriciteitsmix.

Op basis van het procentuele verschil tussen de emissiefactoren van PS en EPS (aangezien PS nog moet worden geëxpandeerd naar EPS) zoals gerapporteerd in 2005 en op basis van de meest recente cijfers uit 2015 wordt er voor het eindadvies een waarde voor de emissiefactor aangenomen van 2,18 kgCO₂/kg virgin-PS.

Zoals gezegd, wordt er bij de fysische recycling van EPS echter ook CO₂ uitgestoten wanneer er niet-hernieuwbare elektriciteit gebruikt wordt voor de processen. Voor elektriciteit is een emissiefactor van 0,216 kgCO₂/kWh_e gebruikt.⁷³

Rekening houdend met bovenstaande, is een netto CO₂-emissiefactor berekend van 1,184 CO₂-besparing per kg gerecycled PS-output. Rekening houdend met het berekende basisbedrag en de aangenomen langetermijnprijs komt dit neer op een CO₂-subsidie-intensiteit van -305 euro/ton CO₂. Wanneer er wordt uitgegaan van het uitgangspunt dat er door de nieuwe recyclinginstallatie geen enkele ton minder virgin-PS wordt geproduceerd, dan voegt een nieuwe installatie enkel CO₂-emissies toe.

Er wordt geen rekening gehouden met de emissiereducties die gepaard gaan met het restproduct broom. Het aandeel van de recycling van broom en de gereduceerde klimaatimpact hiervan bij fysische recycling van EPS is volgens CE Delft (2019a) beperkt.

⁷³ De specifieke CO₂-emissiefactor van elektriciteit is berekend op basis van KEV 2020-data, waarbij voor elk uur de marginale productie-eenheid is bepaald. Het ongewogen gemiddelde van de specifieke CO₂-emissiefactor van al deze marginale productie-eenheden voor het gekozen aantal uren in 2030 (8760 voor baseload) vormt de specifieke CO₂-emissiefactor.

Bijlage B: Reactie op schriftelijke consultatie

Deze bijlage geeft een overzicht van de ingekomen consultatiereactie en de wijze waarop wij de reacties hebben verwerkt. De consultatiereacties zijn gegroepeerd naar de onderwerpen: algemeen en uitgangspunten, thema's hernieuwbaar, thema's verbreding.

B.1 Algemeen, uitgangspunten, financiering

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
Algemeen	Het uitgangspunt voor de SDE++-regeling is ook in 2021 nog behoudendheid, door te stellen dat het basisbedrag zo ingesteld moet worden dat slechts de meest kosteneffectieve projecten kunnen meedoen. Dit is onwenselijk aangezien er weinig investeringsmomenten zijn om de 2030 doelen nog te kunnen halen.	De reactie is doorgegeven aan EZK.
Algemeen	Als een installatie die elektriciteit verbruikt direct gekoppeld is aan een hernieuwbare-opwekinstallatie ('achter-de-meter') zal er altijd sprake van 100% hernieuwbare elektriciteit. Dit is ook in lijn met de herziene Richtlijn Hernieuwbare Energie (Richtlijn (EU) 2018/2001) waarin staat omschreven wanneer sprake is van gebruik 100% hernieuwbare elektriciteit en hernieuwbare waterstof.	De reactie is doorgegeven aan EZK. Overigens is de situatie bij gebruik 'achter de meter' moeilijker om te generaliseren dan gebruik bij een geïsoleerd systeem (zonder netaansluiting).
Algemeen	Wij zien dat voor een aantal categorieën de basisbedragen weer verder dalen, wat ten koste dreigt te gaan van een gezond rendement en het uitgangspunt dat het merendeel van de projecten gerealiseerd kunnen worden met het berekende basisbedrag.	Wij hebben de adviezen aangepast mede op basis van de marktconsultatie bereikte cijfermatige onderbouwingen.
Algemeen	Het verbaast ons dat als uitgangspunt geldt dat enkel electrolyzers die elektriciteit vanuit het openbare elektriciteitsnet verbruiken in aanmerking lijken te komen voor subsidie en niet electrolyzers die direct gekoppeld zijn aan een hernieuwbare-opwekinstallatie.	De reactie is doorgegeven aan EZK.
Algemeen	Verwachtingen over de langetermijne-energieprijs zouden geen invloed mogen hebben op de hoogte van het basisbedrag. De risico's in de kasstroom zijn niet te hedgen tenzij de subsidie-duur naar 20 jaar wordt verlengd.	Het SDE++-advies baseren zich op prijsprojecties van de Klimaat- en Energieverkenning (KEV). In de KEV worden deze prijsprojecties toegelicht en wordt de onzekerheid in deze projecties geïllustreerd.

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
	<p>Wij verzoeken om een evaluatie van gehanteerde verwachtingen van de langetermijneenergieprijs de afgelopen 25 jaar en het realiteitsgehalte daarvan. Het risico van het wel of niet uitkomen van een langetermijn-verwachting waar de ontwikkelaar geen enkele invloed op kan uitoefenen is niet managebaar voor ontwikkelaars en zou daarom uitgesloten moeten worden.</p>	<p>Binnen de SDE++ wordt geëvalueerd of de vergoedingen toereikend zijn om de risico's af te dekken. Deze zienswijze heeft niet tot aanpassing van het advies geleid.</p>
Windenergie	<p>De daling van de basisbedragen is serieus (gemiddeld 5 €/MWh voor alle categorieën), gaat verder dan in het Klimaatakkoord is opgenomen en is geen weerspiegeling van de werkelijkheid gezien de stijging van turbineprijzen en de project specifieke kosten.</p>	<p>Het advies is aangepast. In plaats van een daling wordt nu gerekend met een stijging van turbineprijzen op basis van aangeleverde cijfermatige onderbouwing.</p>
Algemeen: realisatie merendeel van projecten	<p>De vraag is of goed kan worden beoordeeld of het merendeel van de projecten kan worden gerealiseerd. Als de basis hiervoor is gelegen in de SDE-aanvragen bij RVO.nl, dan is dat immers geen afspiegeling van de totale projectenpijnljn. Veel projecten vallen eerder af en bereiken niet de SDE-aanvraag. Projecten die in 2020/2021 zijn/worden ingediend hebben nog niet de FID bereikt maar zijn ook bij twijfel over de haalbaarheid toch ingediend omdat er al veel devex is besteed.</p>	<p>De SDE-aanvragen zijn geen maatstaf om te beoordelen of het merendeel van de projecten gerealiseerd kan worden.</p>
Basisprijzen	<p>Wat wordt de nieuwe basisprijspremie? Er wordt nergens een bedrag genoemd. Als de (prijs)volatiliteit omhoog gaat is de verwachting dat deze premie ook omhoog gaat, omdat het risico groter wordt dat de prijzen onder de grens van 2/3* langetermijnprijs zakken. Zie ook de recente gebeurtenissen en hoeveel de KEV2019 afwijkt van de huidige prijzen in 2020. Wie berekent deze basisprijspremie? En waar kan een producent of leverancier zich hiertegen verzekeren?</p>	<p>De basisprijspremie wordt op reguliere basis berekend en vergoed uit de basisbedragen. Er zijn geen aanpassingen doorgevoerd ten opzichte van het conceptadvies.</p>
Financiering	<p>Het Rendement op eigen vermogen voor windenergie is sinds 2020 verlaagd naar 11%, terwijl alle kosten in de ontwikkel en bouwfase die niet meegenomen worden in de SDE++ niet zijn veranderd sinds 2019 (toen de ROE nog op 15% stond), deze zijn eerder toegenomen. Vanwaar dan toch de verlaging in ROE?</p> <p>Met deze SDE++-levels en het huidige economische klimaat wordt het (financiële) ontwikkelrisico een stuk groter en zullen ook pijplijnprojecten worden stopgezet, de DEVEX daarvan moet ook worden opgevangen door die enkele projecten die nog wel doorgaan.</p>	<p>Door technologische ontwikkeling en de marktpenetratie van windenergie is dit een mainstreamtechnologie geworden met lagere projectrisico's zodat een lager rendement op eigen vermogen volstaat.</p> <p>Gegeven de EZK-uitgangspunten is in dit rendement rekening gehouden met relevante kosten uit de ontwikkel- en bouw-fase; deze zijn meegenomen in een opslag op het rendement op eigen vermogen. DEVEX van andere projecten kan gegeven de uitgangspunten niet worden meegenomen.</p>

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
Financiering	<p>Bij berekening verhouding EV/VV gaan banken uit van P90, waarbij 90-10 al niet meer haalbaar was met de basisbedragen van 2020 en zeker niet met deze concept basisbedragen voor 2021. De DSCR wordt te laag, waardoor de cashflow te klein wordt t.o.v. de rente- en aflossingsverplichtingen. Gevolg is dat het percentage vreemd vermogen naar beneden moet. De enige inkomsten zijn GVO's en KWh's en als je dan ook nog naar de P90 kijkt i.p.v. naar de P50, dan is zelfs 80% vreemd vermogen moeilijk te halen, het gaat nu eerder richting de 75%.</p> <p>Als in het OT-model uitgegaan wordt van P90 en een behoud van de basisbedragen dan zakt de ROE naar nul procent (vooral bij lagere windsnelheden) en is het project dus niet meer financierbaar, niet "bankable". Om het rendement bij P90 op 11% te houden, moet het basisbedrag maar liefst 5 tot 8 €/MWh omhoog. Dit is nog uitgaand van het huidige conceptadvies, dus los van evt. veranderingen bij de andere kostenposten.</p>	<p>De P90-waarde is alleen relevant voor het bepalen van de DSCR en niet voor het bepalen van het rendement op eigen vermogen.</p> <p>Wat betreft de additionele kostenposten, bij nagenoeg elk van de kostenposten zijn opmerkingen te plaatsen. We beperken ons hier tot twee opmerkingen. DEVEX van niet-gerealiseerde projecten is een ondernemersrisico, dit is geen reden om het rendement op eigen vermogen te verhogen. Bouwrente wordt al meegenomen in de CAPEX van wind op land.</p>
Financiering	Momenteel variëren de liquiditeitsopslagen nogal, tussen de 180 en 280 basispunten omdat de volatiliteit in de markt zo groot is nu.	Er zijn twee mogelijke effecten: een tijdelijk korte termijn effect en een structureel lange termijn effect. In dit kader is het structurele langetermijneffect relevant. De liquiditeitsopslag is een tijdelijk effect geweest, er is geen aanleiding om toekomstige projecten hiervoor een additionele vergoeding te geven.
Financiering	Fijn dat duidelijk genoemd wordt dat het ROE in deze notitie hoger ligt dan het werkelijke rendement op eigen vermogen. Nog veel beter zou het zijn als het PBL daar ook een inschatting van maakt aan de hand van de informatie die zij daarover krijgt uit de markt en dit vervolgens ook in haar eindadvies zou publiceren. Wij vragen opnieuw of PBL zelf ook een doorrekening wil maken van de gemiddelde kosten (in ons geval voor windenergie) die niet in OT berekening worden meegenomen en dus uit de ROE vergoed moeten worden?	Het PBL volgt de uitgangspunten van EZK. Het is aan EZK om te bepalen of een doorrekening hiervan door het PBL toegevoegde waarde heeft.
Financiering	WACC van 3,1% nominaal en 1,6% reëel als uitkomst van input parameters. Er wordt echter 5 jaren aan marktrisico toegevoegd, maar die wordt risicoloos meegewogen, terwijl dat risico zich wel vertaalt naar risico on equity	In het OT-model worden kosten en opbrengsten standaard verrekend tegen het rendement op eigen vermogen. De WACC is slechts een afgeleide indicator die ter informatie wordt getoond. Inderdaad wordt er vijf jaar aan marktrisico toegevoegd bij een wind-op-landproject, echter andere risico's zijn dan juist lager, b.v. omdat de lening volledig is afgelost. Per saldo is er geen sprake van hogere risico's.
Financiering	Er zit anderhalf jaar tussen deze consultatie en de verwachte SDE++-	In Q1 2021 zal het advies al opgeleverd zijn aan EZK. Het is aan EZK om te bepalen

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
	openstelling. Er kunnen nog veel dingen gebeuren in die tijd, bijvoorbeeld t.a.v. de rente of turbineprijzen. Covid-19 maakt deze onzekerheid en mogelijke invloed nog groter. Is een check-moment te overwegen in Q1 2021?	of het advies op een later moment geüpdatet moet worden.
Financiering	Ontwikkelkosten voor windparken zijn hoog en nemen toe door meer eisen aan procesparticipatie en langduriger (politieke) voorbereidingsstrajecten, alsook te nemen verliezen voor afgevalen projecten. Ook de uitvoeringskosten nemen toe door eisen aan afdrachten voor omgeving, natuur, omwonenden. Het niet meewegen van deze kosten is naar onze mening niet terecht, omdat al deze kosten wel gedekt moeten worden uit de ROE van businesscases van de projecten die slagen.	De reactie is doorgegeven aan EZK.
Financiering	De verhouding EV/VV zou voor wind terug moeten gaan naar 20/80 of zelfs 25/75. Wij vernemen uit de markt dat banken de lagere SDE juist zien als een risico waardoor 10/90 niet meer realistisch zou zijn en zelfs 20/80 al krap is. Utilities financieren vanaf de balans, waardoor een te lage verhouding EV/VV sowieso zeer nadelig is.	De verhouding EV/VV voor wind is opnieuw vastgesteld op 20/80. Bij balansfinanciering is de verhouding VV/EV wellicht anders, maar genieten vermogensverschaffers meer zekerheden (zoals onderpand) dan bij projectfinanciering (projectfinanciering is non-recourse). Overall heeft het onderscheid projectfinanciering versus balansfinanciering bij SDE++-projecten geen significante impact op de basisbedragen.
Financiering	De verlaging van het rendement op eigen vermogen is naar ons idee niet juist. De technologie is wellicht mainstream, de algehele acceptatie van windprojecten is dat nog steeds niet. Dat er met voorbereidingskosten rekening gehouden moet worden lijkt ons juist, maar er zijn aanzienlijke voorbereidingskosten die afgeschreven moeten worden door projecten die uiteindelijk niet doorgaan. Een verlaging van 12% naar 11% lijkt ons dan ook onjuist.	Gegeven de uitgangspunten van EZK kunnen voorbereidingskosten van niet-gerealiseerde projecten niet worden meegenomen.
Financiering	De verlaging van het rendement op eigen vermogen is naar ons idee niet juist. Ook bij zon-pv zijn er aanzienlijke voorbereidingskosten die afgeschreven moeten worden door projecten die uiteindelijk niet doorgaan. Een verlaging van 9% naar 8% lijkt ons dan ook onjuist.	Het rendement op eigen vermogen is 9% gebleven. Gegeven de uitgangspunten van EZK kunnen voorbereidingskosten van niet-gerealiseerde projecten niet worden meegenomen.
Financiering	Gelet op de hierboven beschreven marktrisico's, is de WACC voor E-boilers ons inziens erg laag, zeker aangezien er geen rekening gehouden wordt met marktprijs schommelingen van de elektriciteit, noch significante risico opslagen. Om deze reden is een hogere WACC voor E-Boilers wenselijk en verdedigbaar. Ter overvloede, zouden wij liever een regeling zien die rekening houdt met	E-boilers vallen in hoogste risicocategorie en krijgen daarmee hoogste rendement op eigen vermogen. We hebben geen bewijs ontvangen voor de stelling dat de WACC voor e-boilers nu te laag is.

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
	deze prijsrisico's. Ons inziens zijn de totale kosten (nationale kosten) hiervan lager.	
Financiering	<p>Het verlagen van het rendement van 9% naar 8% voor zonneprojecten is onzes inziens onbegrijpelijk. Het feit dat ontwikkelaars 'genoegen nemen' met rendementen van 4-6% in nieuwe inschrijvingen is niet, zoals u stelt, "belangrijke indicatie voor overstimulering" maar een indicatie van een sector die wel nu genoeg moet nemen met extra lage rendementen. Dit is op afzienbare tijd onhoudbaar.</p> <p>Door Covid-19 zijn de condities voor financiering sterk verslechterd. Waar we deze voor de 2020 rond al te optimistisch achtten, geldt dit nu nog sterker. We vragen dus om een aanpassing van deze voorwaarden. Uw stelling "Aangezien veranderingen in financieringsparameters groot waren afgelopen jaar zijn we voorzichtig met nieuwe aanpassingen" bevestigt ons inziens de noodzaak tot aanpassing.</p>	Het rendement op eigen vermogen is ongewijzigd vastgesteld op 9%, wel is de verhouding VV/EV aangepast naar 90/10. De effecten van COVID-19 zijn voorzover het zich laat aanzien tijdelijk en niet structureel van aard. Er is daarom geen reden voor compensatie voor COVID-19 in de financieringsparameters.
Financiering	De 10% eigen vermogen is ver van de realiteit voor zonPV-projecten. Bij de SDE+-subsidiering van eerdere rondes, met betere condities, was dit nog te halen. Dat percentage geldt niet meer met de nieuwe condities met een laag rendement op eigen vermogen. We constateren nu dat door de hogere financieringskosten en het verlaagde basisbedrag, een leverage van 75-80% vreemd vermogen realistischer is.	De 10% EV wordt elk jaar weer genoemd tijdens de marktconsultatie als praktijk, we kunnen deze realiteit niet blijven negeren. Dit is niet alleen gebaseerd op projecten vlakbij financial close, maar ook projecten in eerdere stadia.
Financiering	Het PBL geeft aan dat het rentepercentage 1,5% gehanteerd kan worden voor het financieren van zonthermische projecten. Bedrijven kunnen profiteren van groenfinanciering, maar een rentepercentage als 1,5% is niet representatief voor wat er in de markt gehanteerd wordt. Leden zullen gegevens opsturen over actueel gehanteerde rentepercentages.	Wij hebben geen bewijs ontvangen voor deze stelling. Het rendement op vreemd vermogen voor zonthermie is vastgesteld op 2%. De voordelen uit groenfinanciering worden verrekend met een rentepercentage van 0,5%.
Financiering	Het rendement op vreemd vermogen voor overige CO ₂ -reducerende projecten is geen 2,5% zoals het PBL aanneemt. In het kader van een buitenlands project is er een studie uitgevoerd naar de financierbaarheid van een CCS-ketenproject. Er wordt geconcludeerd daarin dat voor vreemd vermogen een hogere range aangehouden moet worden. Helaas is dit rapport vertrouwelijk.	We hebben geen bewijs ontvangen dat ondersteunt dat het rendement op vreemd vermogen voor CCS-projecten te laag is.
Financiering	In het OT-model lijkt te worden uitgegaan van VPB fiscale consolidatie waarbij fiscale verliezen in hetzelfde jaar resulteren in een uitkering van	De SDE++ is een generieke regeling waarin geen maatwerk geboden wordt voor allerlei eventualiteiten. Dat geldt in het verlengde ook voor het SDE+++ advies. Naast zaken die negatief kunnen

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
	belastingen. Hiervoor zijn in de praktijk nodig, 1) een fiscale eenheid met een andere business, 2) deze business moet winstgevend zijn. Als er niet aan deze voorwaarden wordt voldaan en de verliezen alleen in de toekomst kunnen worden verrekend, heeft de investeerder te maken met verlies van waarde door het element tijd door middel van verdiscontering. Wij vernemen graag van het PBL hoe er rekening wordt gehouden met dat projecten niet standaard gebruik kunnen maken van winsten elders om verliezen in hetzelfde jaar te compenseren.	uitpakken voor een businesscase, zijn er ook zaken die positief kunnen uitpakken die wij niet als representatief beschouwen.
Financiering	Wij begrepen dat er rekening gehouden wordt met CAPEX-fasering bij langere constructietijd door middel van een aanpassing gebruikmakend van de rente op een lening (2,5% voor Industrie). Een methode waarbij de CAPEX fasering wordt aangepast op basis van de WACC lijkt hier dan ook meer toepasselijk. Dit zou ook beter aansluiten bij projecten op basis van balansfinanciering.	We kunnen rekening houden met CAPEX-fasering bij langere bouwtijd, maar dat is niet toegepast in dit advies. Als de CAPEX-fasering een substantiële tijd bestrijkt, ligt verlening van de cashflow in de beginjaren meer in de rede.
Financiering	Bedrijven die op basis van balansfinanciering investeren, zullen in de regel geen projectfinanciering aantrekken en kijken daarmee naar het standalone project-risico/rendement als geheel op basis van WACC, niet slechts RoE. Op dit moment leiden de WACC- en RoE-benaderingen in het OT-model tot andere waarderingen en onrendabele toppen en daarmee basisbedragen. Dit zou in de regel niet het geval mogen zijn. Graag vragen wij aan het PBL om deze ongelijkheid recht te trekken, om praktische complicaties weg te nemen en onbedoelde verminderingen van de dekking van onrendabele toppen te vermijden.	Inderdaad is er in 2002 gekozen om het rendement op eigen vermogen te gebruiken als disconteringsvoet in het OT-model. Deze benadering heeft sindsdien stand gehouden. De vergoeding voor vreemd vermogen ('rente') zit daarbij in de kasstromen en is onderdeel van de annuïteit van de lening. Er zit inderdaad een verschil tussen een benadering op basis van het rendement op eigen vermogen en op basis van de WACC, maar dit verschil is in de meeste gevallen niet significant.
Financiering	Deze financieringsparameters stroken niet met de ervaringen van MKB-bedrijven bij banken. En zeker niet in de huidige corona-omstandigheden, en het is zeer de vraag of de rentestanden weer tot rust zijn gekomen ten tijde van de investeringsbeslissingen over SDE-projecten in 2021. Wel goed dat er meer wordt gedifferentieerd.	De SDE++ is een generieke regeling die bedoeld is voor grotere projecten. Er zijn twee mogelijke effecten van Corona: een tijdelijk kortetermijneffect en een structureel langetermijneffect. Er is tot op heden alleen een tijdelijk kortetermijneffect geïdentificeerd in de vorm van liquiditeitsopslagen, bij het schrijven van dit advies was deze weer gedaald tot normale niveaus.
Financiering	Als banken het huidige rendement als ruim beschouwen, houden ze daarbij ook rekening met de voorbereidingskosten die daar ook uit moeten worden gedekt?	We hebben aangegeven dat de voorbereidingskosten nog uit het rendement op eigen vermogen betaald moeten worden.
Financiering	Ontwikkelaars nemen op dit moment inderdaad genoeg met getoonde lage rendementen, omdat hun projecten al zover in de pijplijn zitten dat het aantrekkelijker is om een laag	Omdat de SDE een deel van de risico's wegneemt kunnen projectontwikkelaars genoeg nemen met een lager rendement. We nemen dit ter kennisgeving aan.

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
	rendement te accepteren dan een project afblazen. Dit zijn geen rendementen waarmee je een financieel gezonde sector in leven houdt. En het vergroot het risico op non-realiseren.	
Financiering	Er zijn diverse argumenten te geven waarom gerekend zou moeten worden met een hogere inflatie (bijvoorbeeld 1,75%) en een hogere rente voor een banklening (bijvoorbeeld 2,0%) en een hogere REV (bijvoorbeeld op 12% houden zoals in 2020) en een lager aandeel eigen vermogen (bijvoorbeeld verlagen naar 15%). Echter als deze 4 aanpassingen zouden worden doorgevoerd is het effect op het basisbedrag nihil.	Inderdaad is het effect van veel mogelijke aanpassingen rond financieringsparameters op het basisbedrag beperkt of vallen deze tegen elkaar weg, de verschillende kostenposten (CAPEX en OPEX) per categorie zijn veel bepalender.
Financiering	Verschillende kostenposten dienen gedekt te worden uit het rendement op eigen vermogen. Een deel van die kosten, zoals participatiekosten en afdrachten aan omgevingsfondsen nemen toe, vooral bij wind- en zonneprojecten. Voor bijvoorbeeld windenergie zien we ook dat de ontwikkelkosten voor een groot windpark niet significant hoger zijn dan voor een klein windpark, maar in verhouding (per MW) zijn de ontwikkelkosten voor een klein windpark wel fors hoger.	Het advies geven wij binnen de kaders van de uitgangspunten van EZK, bijvoorbeeld rond voorbereidings- en participatiekosten, waarbij afdrachten aan omgevingsfondsen worden beschouwd als winstdeling en niet als kosten die vergoed moeten worden.
Financiering	De gewogen gemiddelde WACC's voor zon-PV en windenergie is erg laag, zeker als hier ook nog vele andere kostenposten uit betaald moeten worden (zoals voorbereidingskosten, participatiekosten, afsluitprovisies). Het zou heel goed kunnen dat geen positieve investeringsbesluiten meer kan genomen kunnen worden met de voorgestelde basisbedragen.	We nemen dit ter kennisgeving aan.
Financiering: ontwikkelkosten	Kosten die gemaakt worden voorafgaand aan de SDE++-aanvraag worden niet meegenomen. Ontwikkelkosten zijn wel nog steeds even groot (3-5% van de CAPEX excl., en 5-7% van de CAPEX inclusief legeskosten), en moeten wel uit de businesscase kunnen worden terugverdiend. Bij de steeds kleiner wordende parken drukken deze kosten nóg meer op de businesscase en moeten dus uit het rendement op eigen vermogen komen, hetgeen een zeer significante impact heeft. Voor parken met kleinere turbines geldt dit in nog sterkere mate.	Ontwikkelkosten worden volgens uitgangspunt van EZK niet meegenomen in de kasstromen. Tegelijkertijd geldt het uitgangspunt dat afsluitprovisies, participatiekosten en voorbereidingskosten betaald worden uit het rendement op het ingebrachte eigen vermogen. Deze kostenposten worden dus via het rendement op eigen vermogen vergoed.
Financiering: ontwikkelkosten	De kosten voor het managen van de omgeving en de haalbaarheidskosten etc. worden niet meegenomen. Voor zon op land zijn dit wel degelijk veel voorkomende projectkosten. En zelfs in een onzekere periode. Waarom worden deze niet meegenomen in het kostenniveau? Het kan daardoor wel	Ontwikkelkosten worden volgens uitgangspunt van EZK niet meegenomen. Een achterliggende vraag die hierbij beantwoord zou moeten worden, is wat het doel is van de SDE++-regeling en waar de subsidie aan uitgegeven mag worden.

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
	<p>een substantiële drempel vormen om een traject in te gaan.</p>	
<p>Financiering: project vs balansfinanciering</p>	<p>Voor technieken die in een installatie ingepast moeten worden, is projectfinanciering in praktijk niet mogelijk. De verstrekkers van de financiering zijn immers niet in staat om, bij in gebreke blijven, de assets te verwaarden. Daarnaast moeten onder US GAAP-regels investeringen in assets die alleen door het bedrijf benut worden, op de balans genomen worden. In het advies wordt ook onderkend dat veel CO₂-reducerende maatregelen op de balans gefinancierd zullen (moeten) worden. Het is daarom vreemd dat er voor de vaststelling van de basisbedragen vervolgens toch van projectfinanciering wordt uitgegaan.</p>	<p>We maken onderscheid tussen projecten met lage risico's en lage rendementen en projecten met hogere risico's en rendementen. Industrie-opties en andere CO₂-reducerende opties vallen in de laatste categorie. Ondanks dat balansfinanciering andere verhoudingen tussen vreemd en eigen vermogen en andere rendementen op eigen vermogen met zich meebrengt, wijken de resulterende vermogenskostenvergoedingen en basisbedragen niet significant af van een redelijke WACC en basisbedragen bij toepassing van projectfinanciering.</p> <p>Overigens houden wij in het advies rekening met in Nederland geldende wet- en regelgeving.</p>
<p>Financiering: project vs balansfinanciering</p>	<p>In de hernieuwbare-energiecategorieën voor de oude SDE+ is projectfinanciering als norm gekozen voor het financieringsmodel. Dit model is vervolgens bij de verbreding naar de SDE++ gekopieerd naar de industrie-categorieën. Het is voor de meeste installaties in de Nederlandse industrie niet mogelijk om projectfinanciering aan te gaan omdat de technologieën geïntegreerd worden in een bestaand proces, waarbij de productprijs van het eindproduct van het proces een risicofactor vormt. De SDE++ geeft de financier immers geen enkele zekerheid over die eindproductprijs. Daarnaast is het verschaffen van zekerheden aan financiers lastig als technologieën geïntegreerd worden in een bestaand proces.</p> <p>Dat projectfinanciering niet mogelijk is bij de industriële opties zorgt er tevens voor dat een vreemd vermogen aandeel van 70% moeilijk gehaald kan worden – in de meeste gevallen zijn bedrijven conservatiever gefinancierd. In dat geval kan ook het rendement dat het PBL veronderstelt niet gehaald worden.</p>	<p>EZK heeft als uitgangspunt meegegeven dat voor alle categorieën moet worden uitgegaan van projectfinanciering. Wij onderkennen echter dat voor een deel van de industrie-categorieën balansfinanciering gebruikelijk is. Ondanks dat balansfinanciering andere verhoudingen tussen vreemd en eigen vermogen en andere rendementen op eigen vermogen met zich meebrengt, wijken de resulterende vermogenskostenvergoedingen en basisbedragen meestal niet significant af van een redelijke WACC en basisbedragen bij toepassing van projectfinanciering.</p>
<p>Financiering: voorbereidingskosten</p>	<p>Prima om bepaalde kosten niet mee te nemen bij de bepaling van de hoogte van de basisbedragen, maar ontwikkelaars hebben wel te maken met deze kosten en deze zijn inderdaad substantieel. Zeker als daarbij wordt meegenomen dat ook een substantieel deel van de initiatieven nooit gerealiseerd zal worden. Graag kwantificeren hoe groot volgens PBL de "substantiële risico-opslag ter dekking van de hoge voorbereidingskosten" is.</p> <p>Indien met 50 euro/kW als voorbereidingskosten zou worden gerekend dan betekent dat een verlaging van</p>	<p>Het PBL volgt de uitgangspunten van EZK. Dit is een commentaar dat vele jaren achtereen terugkomt in de consultatiereacties en het is daardoor ook diverse keren aan EZK doorgegeven. Gezien het feit dat EZK bekend is met de materie en niet heeft besloten de uitgangspunten aan te passen, zien wij geen reden om als PBL hier specifiek over te rapporteren zolang voor projecten SDE++ aangevraagd wordt en deze projecten ook gerealiseerd worden.</p>

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
	het REV van circa 1,5% (dus 11% wordt 9,5%).	
Groenfinanciering	Groenfinanciering geldt voor 10 jaar en meestal maar voor 9 jaar, omdat je vóór financial close de groenverklaring moet aanvragen en deze maar 6 maanden geldig is. Waarom wordt hier geen rekening mee gehouden in het OT model? In het OT model zou in jaar 10 (of 11) van de SDE beschikking het rendement op eigen vermogen een half procent omhoog moeten gaan. Groenfinanciering ligt bij groenbanken op 0,2-0,5%.	Dit zou betekenen dat er verschillende rendementen gaan gelden voor verschillende jaren van de subsidieperiode. Dit vergroot de complexiteit van de berekeningen aanzienlijk, terwijl het effect op de basisbedragen niet significant is (mede vanwege verdiscontering van kosten en opbrengsten). Uit de marktconsultatie blijkt dat de groenfinanciering gemiddeld 0,4% bedraagt.
Groenfinanciering	0,1% verschil levert zo 0,2 €/MWh op. Dat maakt dus best uit. Betekent het gebrek aan nauwkeurigheid in het OT-model ook dat wanneer de groenkorting van [...] (0,2%) zou worden aangenomen, dat deze in het OT-model zou worden afgerond op nul?	Het betreft niet de nauwkeurigheid van het OT-model maar de nauwkeurigheid waarmee parameters zijn vast te stellen. Dit kleine minnetje wordt gecompenseerd door diverse (grotere) plusjes (o.a. afronding naar boven van het rendement op vreemd vermogen dat volgt uit DNB rentestatistieken). NB andere parameters ronden we ook niet af op 0,1%, het betekent schijnnaauwkeurigheid als we dat voor deze parameter wel doen.
GvO's	Er wordt geen rekening gehouden met effecten van bevoorschotting of banking. Nu de waarde voor GvO's in mindering worden gebracht op de SDE nemen de risico's, in ogen van de banken, toe. Zij kijken naar de DSCR die als gevolg hiervan vanaf het eerste jaar negatief wordt beïnvloedt. Met name in gevallen waarin de door EZK gehanteerde voorlopige GvO-prijs beduidend hoger blijkt te liggen dan de definitieve GvO-prijs. Met de huidige aangenomen 7 €/MWh verlaagt de bevoorschotting van 80% naar circa 65%, met grote invloed op de DSCR voor met name de eerste draai-jaren van het project.	Wij zien geen significant effect op de DSCR van het meenemen van inkomsten uit GvO's in de SDE++-correctiebedragen. De GvO-prijzen zijn sterk gedaald. Gegeven dat inkomsten uit GvO's marginaal zijn, is het effect op de DSCR verwaarloosbaar. Verder geldt dat het PBL de GvO-waarde - net zoals andere componenten van het correctiebedrag zoals elektriciteitsprijzen en profiel- en onbalansfactoren - vaststelt op basis van gerealiseerde prijzen. Er worden dus geen prijsvoorspellingen gemaakt, dit beperkt de risico's voor ontwikkelaars.
GvO's	Hoe bepaalt het PBL of de markt voldoende liquide is om een betrouwbare prijs vast te stellen? De wijze van bepalen van de GvO-prijs moet transparant zijn. Wij moeten als sector echt kunnen verifiëren of de gebruikte broker quotes representatief zijn voor de categorie. Want als hiermee een onzekerheid wordt geïntroduceerd komt de financierbaarheid van deze projecten nog meer in het geding. Er is geen afnemer die zijn prijs in de PPA wil koppelen aan de GvO-prijs in het correctie bedrag omdat deze niet transparant is. Daardoor ontstaat er een mismatch en vinden de banken wat van qua risico.	Het feit dat de GvO-markt geen perfecte markt is, is een complicatie maar geen belemmering om een GvO-waarde vast te stellen. Als een afnemer in een PPA een andere prijsprojectie hanteert voor de GvO-prijs dan in de SDE++ zal hij prijsrisico lopen; gezien de ervaringen met de manier waarop in PPA's rekening wordt gehouden met de elektriciteitsprijs (variabele prijs net als in het correctiebedrag) ligt dit niet voor de hand.
GvO's	Als in de 80% bevoorschotting wordt uitgegaan van een veel hogere GvO-prijs dan bij de uiteindelijke correctie (zoals nu in 2020 het geval zal zijn), dan levert dit voor windprojecten wel	De grote prijsdaling van GvO's zien we als een eenmalige situatie die inderdaad onder meer is veroorzaakt door vraaguitval vanwege COVID-19. Gegeven de prijspro-

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
	<p>degelijk een extra risico in de kastroom van dat jaar van het project op, wat de banken zullen incalculeren bij hun rentepercentage. Je krijgt dan bijv. iets van 50-60% bevoorschotting in je eerste jaar, i.p.v. 80% GvO-prijzen gaan omlaag door meer aanbod, maar ook door Corona waardoor er minder marktwerking is. Redenen om GvO mee te nemen (in de TK brief) zijn er niet meer. Vorige 2 a 3 jaar waren een uitzondering (in plaats van de start van een nieuwe trend).</p>	<p>jecties van diverse marktpartijen is het onwaarschijnlijk dat deze grote prijsdaling zich opnieuw zal voordoen in de toekomst, daarmee is dit risico minder relevant voor nieuwe projecten in 2021 en daarna.</p> <p>Overigens vraagt EZK ons om geen rekening te houden met cashfloweffecten ten gevolge van de bevoorschotting.</p>
GvO's	<p>Kunt u informatie delen over de prijs die u in het afgelopen jaar hebt ontvangen voor GvO's? Een belronde bij brokers leert dat GVO-prijzen tussen de 1 en 2 €/MWh liggen.</p>	<p>Helaas hebben we geen bewijs ontvangen bij deze reactie. Voor het vaststellen van een realistische waarde doen we een beroep op marktpartijen om informatie over de prijsontwikkeling van GvO's, met name gerealiseerde spotprijzen, met ons te delen.</p>
GvO's	<p>Tot een waarde van 3 euro/MWh wordt geen correctie toegepast. Betekent dit dat als de gemiddelde GvO-prijs boven 3 €/MWh blijkt te liggen, dan ook alleen het surplus als waarde wordt toegekend? Immers ander zou een businesscase bij een GvO-waarde van 2,50 beter zijn dan bij 3,50/MWh.</p>	<p>EZK heeft de minimumprijs van 3 euro/MWh als uitgangspunt voor de analyse aan ons meegegeven. Inderdaad leidt dit tot extra risico's voor ontwikkelaars, we hebben dit punt meegegeven aan EZK.</p>
GvO's	<p>Wij zijn van mening dat de markt voor GvO's niet voldoende liquide en transparant is om een goede betrouwbare prijs vast te kunnen stellen. Dit hebben wij vorig jaar ook uitgebreid toegelicht in onze consultatiereactie. Dat het lastig is om een betrouwbare prijs vast te stellen blijkt wel uit het feit dat in het Eindadvies SDE++ 2020 van februari 2020 voor GvO's een prijs is vastgesteld van 0,007 €/kWh voor 2020, terwijl in december 2019 de spotprijs al op een niveau lag van 0,006 €/kWh en daarna in 2020 alleen maar verder is gedaald. Wij begrijpen het echter wel dat het PBL adviseert om een prijs voor GvO's te hanteren en dat EZK dit overneemt, maar dan is het wel van belang dat een realistische prijs wordt gehanteerd.</p>	<p>Het feit dat de GvO-markt geen perfecte markt is, is een complicatie maar geen belemmering om een GvO-waarde vast te stellen. Voor het vaststellen van een realistische waarde doen we een beroep op marktpartijen om informatie over de prijsontwikkeling van GvO's, met name gerealiseerde spotprijzen, met ons te delen.</p>
GvO's	<p>Waarom wordt gevraagd naar de prijs van afgelopen jaar (2019), terwijl het hier toch gaat om de prijsbepaling voor 2021? Voor 2021 is voor een groot deel van de GvO's de prijs al vastgelegd in PPA's/langjarige stroomcontracten. Voor het resterende deel zal dit nog in nieuwe meerjarige contracten worden vastgelegd en deels zijn deze korte termijn vrij verhandelbaar op de spotmarkt. Relevant lijkt ons dan ook welke prijzen al voor 2021 zijn vastgelegd en wat de verwachting is voor</p>	<p>We stellen de GvO-waarde vast op basis van gerealiseerde spotprijzen en kijken hiervoor niet naar termijnprijzen. Voor de voorlopige correctiebedragen 2021 is daarom - net als voor de elektriciteitsmarktprijs - de periode 1 september 2019 t/m 31 augustus 2020 van belang. Voor de definitieve correctiebedragen 2020 de periode 1 januari 2020 tot en met 31 december 2020.</p>

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
	<p>de prijzen voor 2021 en daarna. Uiteindelijk zullen de prijzen van Nederlandse GvO's volgens onze inschatting ergens rond 2030 op hetzelfde niveau komen te liggen als Europese GvO's. Als jaarlijks de correctiebedragen gecorrigeerd gaan worden voor de waarde van GvO's, dan lijkt ons van de drie in het Eindadvies SDE++ 2020 beschreven methodieken de derde (Correctie op basis van rapportageverplichting GvO-prijzen voor projectontwikkelaars) de minst slechte. Daarbij willen wij benadrukken dat dit enkel voor die specifieke projecten inzicht geeft in de GvO-waarde en dat het hiermee niet mogelijk zal zijn om een goede gemiddelde volumegewogen GvO-prijs op spot- én termijnmarkten te bepalen. Zoals gesteld blijft vooralsnog sprake van een illiquide en niet-transparante markt voor Nederlandse GvO's.</p>	
GvO's	<p>Het PBL schrijft: "Per categorie bepalen wat de waarde van een garantie van oorsprong voor netlevering is, als deze hoger is dan 3 euro / MWh." Het is niet duidelijk of GvO prijzen worden meegenomen in het correctiebedrag indien de prijzen van GvO's zich bevinden onder de 3 Euro of dat er een minimum van 3 euro wordt gehanteerd. In dat laatste geval zou er een extra risico ontstaan voor de ontwikkelaars. Dit is relevant omdat GvO prijzen zich momenteel onder de 3 euro bevinden. Het is niet waarschijnlijk dat die snel weer hard gaan stijgen omdat het tijdelijke tekort van vorig jaar is opgelost door de nieuwe offshore parken die in bedrijf gaan.</p>	<p>Het uitgangspunt hierover van EZK is leidend. We delen echter de observatie dat het blijvend hanteren van een minimum van 3 euro tot extra risico's voor ontwikkelaars leidt. We hebben dit punt meegegeven aan EZK.</p>
GvO's	<p>Volgens het PBL zou het opnemen van de GvO-waarde in het correctiebedrag geen invloed hebben op de projectfinanciering. Deze redenering volgen wij niet. Door de aftrek van de GvO-waarde van de SDE wordt een stukje stabiele inkomsten (SDE) ingevuld voor onzekere marktinkomsten namelijk de marktwaarde van GvO's. Dat is een verslechtering van het risicoprofiel van een project. Dat risico zou in onze ogen moeten worden meegenomen in het rendement op eigen vermogen.</p>	<p>Banken nemen de waarde van GvO's alleen mee als deze is vastgelegd in stroomcontracten (PPA's) en maken in dat geval conservatieve aannames voor de GvO-waarde. Aangezien de GvO-waarde niet altijd wordt meegenomen in de projectfinanciering en als dit wel gebeurt een lage GvO-prijs wordt aangenomen, heeft correctie voor de GvO-waarde via de correctiebedragen geen (significante) impact op de financierbaarheid van projecten. Bovendien verlaagt de gekozen methode waarbij jaarlijks achteraf wordt gecorrigeerd voor de GvO-waarde eventuele risico's voor projectontwikkelaars en daarmee voor banken. Bij een lagere of hogere GvO-prijs blijft het totaalbedrag aan SDE subsidie plus GvO-waarde namelijk gelijk voor projectontwikkelaars. Het is daarom niet nodig om de rendementen op eigen vermogen aan te passen.</p>
GvO's	<p>PPA's zijn naar onze mening geen goede bron voor prijsinformatie over GvO's. PPA's zijn namelijk integrale</p>	<p>Gebruikmaking van prijsinformatie uit PPA's kent een aantal belemmeringen, waaronder ontbrekende toegang tot deze</p>

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
	<p>contracten waarin de prijs van GvO's, de prijs van de stroom en andere waarde-elementen integraal deel uitmaken en onderling samenhangen. De GvO-prijs kan niet op zich zelf uit deze samenhang worden gehaald en geeft op zich zelf, zonder de samenhang, geen goed beeld van de waarde van een GvO.</p>	<p>private contracten, daarom baseren we ons bij de vaststelling van correctiebedragen niet op termijnprijzen maar op gerealiseerde spotprijzen over de afgelopen 12 maanden.</p>
GvO's	<p>De prijs van GvO's over een jaar kan o.i. beter worden bepaald door het prijsniveau van de wholesale handel in GvO's te nemen. Omdat deze trades bilateraal zijn moet de prijsinformatie worden opgevraagd bij brokers dan wel handelaren totdat er een betrouwbare index ergens gepubliceerd wordt (zoals de APX voor power). Dit is ook grotendeels in lijn met hoe nu de correctiefactoren bepaald worden, er wordt aan handelspartijen gevraagd wat zij gerealiseerd hebben voor profiel/onbalans.</p>	<p>Er bestaat nog geen groothandelsmarkt voor GvO's, maar mocht deze ontstaan en voldoende gebruikt worden dan is deze inderdaad waarschijnlijk een betere prijsindex. Tot die tijd moet andere info gebruikt worden om de GvO-waarde vast te stellen.</p>
GvO's	<p>Waar komt de berekening vandaan van de GvO-prijs? Vorig jaar zei het PBL dat om de GvO-kosten mee te nemen het nodig was een stabiele en transparante index te vinden voor de GvO's. Hebben jullie deze dan gevonden? Kunnen wij die ook ter inzage krijgen? En waar zit de differentiatie voor bepaalde andere technologieën? En hoe wordt er bepaald of een type GvO liquide is? Graag leren en weten wij hier meer over, want nu wordt er een bedrag genoemd wat wij niet kunnen herleiden. Ook de referenties op p18 geven geen volledige uitleg over hoe het nu gaat werken met de GvO-pricing.</p>	<p>Het gebrek aan een transparante index is een complicatie maar geen belemmering om de waarde van GvO's vast te stellen. In het eindadvies van vorig jaar is vastgelegd hoe de GvO-waarde is bepaald en zijn drie mogelijkheden geschetst voor toepassing van een meer structurele methode.</p>
GvO's	<p>Het is een rare redenering dat het nu niet meenemen van GvO-prijzen door banken leidt tot geen impact wanneer deze GvO-prijzen in de correctiebedragen zit. Als er namelijk nog veel onzekerheid in dit GvO-component zit (wat geacht wordt uit de markt gehaald te worden), dan kunnen financiers de geschatte inkomsten lager of als meer risicovol inschatten dan wanneer daar geen GvO-component in zit. Zeker als de banken dezelfde uitgangspunten hanteren over de waarde van GvO's als voordat het hierin zou worden opgenomen.</p>	<p>Zowel de GvO-prijzen als de elektriciteitsprijzen zijn inherent onzeker. Gegeven dat subsidies worden berekend op basis van gerealiseerde GvO-prijzen en gerealiseerde elektriciteitsprijzen, zal hiermee ook in de bepaling van geschatte inkomsten rekening worden gehouden. Als partijen afwijkende veronderstellingen hanteren voor de prijzen dan lopen ze immers prijsrisico. Verder geldt dat op basis van het feit dat correctiebedragen gecorrigeerd worden voor GvO-prijzen dat de som van inkomsten uit elektriciteitsprijzen en GvO prijzen voor projectontwikkelaars gelijk blijft ongeacht de prijsontwikkelingen.</p>
Inflatie	<p>Het PBL neemt 1,5% inflatie indicator van KEV mee, is krap 1,7% voor komende 10 jaar, maar SDE gaat over 20 jaar, dus ook langer terugkijken, ook 10 jaar.</p> <p>De centrale bank streeft naar iets onder de 2% inflatie en afgelopen 20 jaar was de inflatie 1,9%, zie in de</p>	<p>Het huidige uitgangspunt van EZK is dat er voor inflatie wordt aangesloten bij de KEV omdat de overheid vanuit het oogpunt van consistentie voor studies dezelfde cijfers dient te gebruiken. In essentie geeft de KEV echter een middellangetermijnverwachting, geen lange termijnverwachting. Om variatie van de inflatie van jaar-tot-jaar te voorkomen zou kunnen worden</p>

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
	bijlage. Ook afgelopen jaar was de inflatie zelfs 2,72%, dus zien wij geen reden om 1,5% inflatie te gebruiken. Hetzelfde geldt voor de inflatie op de marktprijs, daarvoor moet je dan ook 2% gebruiken, dat werkt dan nadelig maar is wel consistent.	aangesloten bij de langetermijnverwachting van de ECB: iets onder de 2% inflatie. We geven dit punt door aan EZK.
Inflatie	Veel projecten die in 2021 SDE++-aanvragen gaan pas 4 jaar later, in 2025, in bedrijf. De inflatievoorspelling over de periode 2020-2030 dekt daarmee slechts de eerste 5 jaren van de operationele periode en is niet relevant voor de andere 10 operationele jaren. Daarom is het beter een langere-termijninschatting van de inflatie te hanteren.	We hebben het meegegeven aan EZK.
P2H draaiuren	We constateren dat voor P2H-categorieën uitgegaan wordt van 2000 uur met een merit-order die volledig hernieuwbaar is en waarbij de rest een CO ₂ -emissie veroorzaakt. Dat is de grond voor de 2000 draaiuren, bijna 25% van de tijd waarvoor subsidie geldt. Anderzijds gaat u er bij zon en wind vanuit dat wel de helft van de tijd zon en wind zichzelf kannibaliseert. Daarvoor hanteert u slechts een CO ₂ -reductie per kWh van 187 gram in plaats van de 352 gram voor een aardgascentrale. Het is ons inziens één van deze twee. Indien ruim 77% van de tijd de marginale productie aardgas is, behoort u toch uit te gaan van een CO ₂ -reductie van zonn-PV van 352 gram x 77%?	In bijlage A wordt de opbouw getoond van de CO ₂ -reductie afhankelijk van het aantal draaiuren.
Rangschikking	Waarom wordt voor wind (en Zon PV) alleen de eerste 15 jaar meegerekend in de rangschikking van CO ₂ -emissies ?	In bijlage A gaan we nader in op de optie om met een langere periode te rekenen.
Rangschikking	De GvO-waarde die wij op dit moment in de praktijk zien voor zon is circa €2,50 / € 3,- per MWh. We zijn sterk van mening dat deze waarde – indien meegenomen in de SDE-systematiek ook een rol dient te spelen in de ranking middels een lager subsidiebeslag; net zoals de opbrengst van elektriciteit een rol speelt. Waarom gebeurt dit niet, wat is daar de gedachte achter?	De GvO-waarde zit niet in de langetermijnprijs en er is ook geen ondergrens vastgesteld als onderdeel van de basisprijs of bodemprijs. We hebben de zienswijze doorgegeven aan EZK.
Rangschikking	Uw stelling: "Bij windenergie kan gedacht worden aan een economische levensduur van 20 jaar of meer, bij zonne-energie van 25 jaar of meer" en "voor windenergie en zonne-energie is gerekend met een economische levensduur van 20 jaar, dat wil zeggen dat er na beëindiging van de SDE+-subsidieperiode, nog 5 jaar kosten en inkomsten te verwachten zijn." Dit levert een tegenstelling op met de berekening van de CO ₂ -reductie van projecten, die uitgaat van 15 jaar. Daarom dient CO ₂ -	We hebben dit punt meegegeven aan EZK. In bijlage A gaan we nader in op de mogelijkheden.

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
	<p>emissiereductie de jaren na de subsidieperiode meegenomen te worden in de berekeningen. Dat wil zeggen dat de subsidie tot nog minimaal een derde extra CO₂-reductie leidt. Bij de berekening van subsidiekosten/ ton CO₂-reductie dient dat cijfer gehanteerd te worden.</p>	
Rangschikking	<p>“Voor de looptijd van de subsidie worden dezelfde periodes als in de SDE++ 2020 gehanteerd (12 of 15 jaar), tenzij er zwaarwegende redenen zijn om hiervan af te wijken.” De meeste technieken zullen een langere technische levensduur hebben. Indien er voor gekozen zou worden om voor gereduceerde CO₂ bij bepaalde categorieën een langere periode aan te houden, is het voor een eerlijke behandeling van alle categorieën belangrijk om hierin volledig consistent te zijn. Alle categorieën waarvoor de verwachting is dat na de subsidie-looptijd de marktomstandigheden zo zijn dat de installatie door kan zonder subsidie tot einde technische levensduur (opbrengst > OPEX) zouden hiervoor in aanmking moeten komen.</p>	<p>De onzekerheid over de toekomst is groot, daarop een voorschot nemen is risicovol, vgl. het stikstofdossier. We geven dit punt mee aan EZK.</p>
Rangschikking	<p>Een algemene zorg die wij hier toch graag nog een keer hier willen delen is hoe de SDE++ zich verhoudt tot de sectorale opgaven zoals die staan in het Klimaatakkoord. Daarbij gaat het ons vooral over duurzame warmte; hier zijn in het Klimaatakkoord afspraken over gemaakt, maar wel met voorwaarde dat er voldoende SDE-budget beschikbaar is voor de duurzame-warmtetechnieken. De meeste warmtetechnieken scoren echter relatief laag in de rangschikking op kosten per vermeden CO₂. In combinatie met het beperktere budget en verbreding met meer technieken, dreigen duurzame-warmteprojecten niet in aanmerking te komen voor subsidie of wordt noodgedwongen gekozen voor een laag basisbedrag met een groter risico op non-realiseren. Dit geldt overigens ook voor andere in de energietransitie noodzakelijke en/of gewenste (sub)categorieën, zoals waterstofproductie via elektrolyse en bijvoorbeeld zonnepanelen drijvend op water.</p> <p>Wij pleiten om te beginnen voor een splitsing van de ranking in drie afzonderlijke rankings met gescheiden budgetten: hernieuwbare elektriciteit; hernieuwbare warmte gebouwde omgeving en groen gas; overige hernieuwbare warmte en CO₂-reducerende opties.</p>	<p>Het punt is meegegeven aan EZK.</p>

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
Wind	Waarom het numerieke gemiddelde van de langetermijnenergieprijs nemen, waarom niet het gewogen gemiddelde? Welke groothandelsprijs wordt hierbij gebruikt?. In het OT-model lijkt voor jaar 16 tot 20 de bruto groothandelsprijs te zijn gebruikt (en van jaar 1 tot 15 de captured groothandelsprijs).	Ook dit is een uitgangspunt van EZK. In onze optiek is het vooral belangrijk dat de basisprijspremie in verhouding staat tot de gekozen langetermijnenergieprijs. In het eindadvies is de groothandelsprijs voor wind- op-land voor de jaren 16 t/m 20 gecorrigeerd voor de profiel- en onbalansfactor.
Wind	De elektriciteitsprijs in het OT-model voor jaar 16-20 is 57 €/MWh. In de KEV 2019 is de groothandelsprijs basislast voor 2030 57 €/MWh. Is deze waarde gebruikt voor het OT-model? Zo ja, dan zouden er nog profiel- en onbalanskosten vanaf moeten.	Dit is aangepast in het eindadvies. Voor de jaren 16-20 is in het eindadvies gerekend met de groothandelsprijs conform de KEV 2020, verminderd met profiel- en onbalanskosten.
Nieuwe categorie	Graag opnemen categorie elektrificatie van compressoren.	De categorie is toegevoegd aan de groslijst voor SDE++ 2022.
Nieuwe categorie	<p>Onderstaand het overzicht van technologische oplossingen die momenteel binnen onze energie-technologen in de picture zijn om in potentie in te zetten:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Energie-efficiënte droogtechnologieën in brede zin waaronder sproeidrogen en walsdrogen - Drogen in oververhitte stoom (waarbij vrijkomende stoom kan worden hergebruikt) - Toepassing zeoliet- of adsorptiedrogers met warmteterugwinning bij b.v. sproeitorens - Hogetemperatuurwarmtepomp - Warmte-koudekoppelingen - Inzet warmtewisselaars (vaak onderdeel van herinrichting processen, interne warmtebenutting) - Waterzuiveringstechnologie (methaanreactoren, aerobie-vervangers, etc.) - Ontwateringstechnologieën in brede zin: persen, bandzeven, ... (met inherent lager energieverbruik). Specifiek: <ul style="list-style-type: none"> - Op basis van membraantechnologie gebaseerde waterverwijdering - Membraantechnologie als scheidingstechnologie <p>Meer specifieke informatie kunnen wij desgewenst aanleveren voor:</p> <ul style="list-style-type: none"> - stoomdrogen. Hiervoor zou je vergelijkbaar met b.v. de warmtepomp op basis van een meting wel kunnen bepalen wat de besparing hiervan uiteindelijk is. - zeoliet wiel. Hiervoor zou je vergelijkbaar met b.v. de warmtepomp op basis van een meting wel kunnen bepalen wat de besparing hiervan uiteindelijk is. - warmtelevering d.m.v. stoom (nu uitgesloten). Niet alle businesscases 	De categorieën zijn toegevoegd aan de groslijst voor SDE++ 2022.

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
	<p>op stoom gaan vliegen, ook door beperking bedrijfsuren.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Aparte categorie voor hogetemperatuurwarmtepomp. Dit vanwege nieuwe technologie met ontwikkelkosten, vaak gebruik brandbare media, en vaak hogere COPs. - Membraantechnieken voor verwijdering van water i.p.v. thermisch. Is een vorm van elektrificatie die echt wel gestimuleerd zou mogen worden. Hier zou mogelijk op basis van flux waterverwijdering en benchmark vergelijking met thermische waterverwijdering een CO₂-reductie bepaald kunnen worden, zodat die zich mogelijk wel leent voor een exploitatie achtige subsidie. 	
Nieuwe categorie	Graag categorie grootschalige lucht-warmtepomp meenemen.	De categorie is toegevoegd aan de groslijst voor SDE++ 2022.
Nieuwe categorie	Graag opnemen categorie condenserende stoomturbines	De categorie is toegevoegd aan de groslijst voor SDE++ 2022.
Nieuwe categorie	Graag een categorie toevoegen voor het onsite verbranden van biomassa houdende reststromen (RDF/rejects).	De categorie is toegevoegd aan de groslijst voor SDE++ 2022.

B.2 Energie uit water

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
Voorstel tot nieuwe categorieën	<p>We stellen voor de volgende nieuwe categorieën te onderzoeken:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) grootschalige warmteopslag zodat een overschot aan restwarmte in de zomer kan worden opgeslagen en in de winter kan worden geleverd aan bijvoorbeeld een warmtenet. Hierdoor kan een restwarmtestroom van 2 MW worden gebruikt om tot ca. 8 MW aan warmte aan een warmtenet te leveren. 2) warmteonttrekking uit de ondiepe bodem op een diepte tussen 250 en 500 m omdat deze techniek ook op kleinere schaal (ca. 500 woningen) al kan worden toegepast. <p>De diepte van 250 tot 500 m is nu een niemandsland, maar op deze diepte zijn wel dergelijke projecten mogelijk. Het voordeel hiervan is dat de schaal kleiner kan zijn, waardoor het aantal benodigde woningen om het net haalbaar te maken, lager is.</p> <p>De COP van deze techniek zal zeker significant hoger zijn dan TEO, omdat</p> <p>De beschikbare temperaturen bij de verdampers hoger zijn.</p>	De voorstellen zijn meegenomen in de groslijst voor SDE++ 2022. Punt 4 is afzonderlijk ook meegegeven aan EZK.

	<p>Er slecht 1 bronpomp nodig is, in plaats van de 2 bronpompen én de oppervlaktewaterpomp bij TEO.</p> <p>3) grootschalige warmteonttrekking aan lucht. Dit is een nieuwe ontwikkeling, waarbij warmtepompinstallaties van ca. 500 kW worden gebruikt om gedurende het gehele jaar warmte leveren aan een warmtenet. Inmiddels zijn enkele projecten in onderzoek, maar het probleem is een onrendabele top. De installaties zijn inmiddels zodanig stil, dat het geluid op ca. 10 m afstand nog maar 43 dB(A) bedraagt.</p> <p>De COP van de lucht-water installaties bedraagt jaarrond ca. 3,7 (inclusief ventilatoren), bij een temperatuur van 70-400C en zijn daarmee efficiënter zijn dan bijvoorbeeld TEO indien hierbij de pompenergie wordt meegerekend. Bovendien is lucht als bron overal beschikbaar.</p> <p>4) een algemene categorie voor onttrekking van warmte uit de omgeving waar TEO, TED, warmtewinning uit lucht en warmteonttrekking uit de ondiepe bodem onder kunnen vallen. Door een dergelijke categorie op te nemen in plaats van aparte categorieën, kan de markt haar werk doen en de meest efficiënte techniek toepassen. Het opnemen van een dergelijke brede categorie voorkomt tevens dat één techniek zodanig onevenredig wordt gestimuleerd dat er sprake is van overstimulering en marktvervalsing.</p> <p>5) warmtepompen voor stoom, waarmee bijvoorbeeld in ziekenhuizen op efficiënte wijze lokaal stoom kan worden geproduceerd en tegelijk een stoomnet kan worden gesaneerd.</p> <p>Inmiddels is hiervoor belangstelling van enkele ziekenhuizen. Omdat het risico van het direct weghalen van het stoomnet te groot is, is SDE subsidie nodig om de onrendabele top te dekken.</p>	
Systeem efficiëntie	<p>Het vermelde elektriciteitsgebruik van 790 MWh is veel te laag. Bij een warmteproductie van $0,88 \cdot 3500 = 3080$ MWh komt dit neer op een COP van 3,9. Aangezien niet alleen de warmtepomp, maar ook de WO en het TEO systeem worden gesubsidieerd, moeten we er van uit gaan dat het elektriciteitsgebruik ook op dit gehele systeem van toepassing is. De werkelijke COP van het gehele systeem bedraagt ca. 2,7, en het elektriciteitsgebruik van het systeem bedraagt geen 790, maar 1151 MWh.</p>	<p>In het eindadvies wordt met een systeem-COP gerekend en niet meer met enkel de warmtepomp-COP om het elektraverbruik te bepalen. Er is er ook voor gekozen om in het advies geen te voorschrijvende eisen op te leggen aan de (technische specificaties van de) warmtepomp. Het is aan de projectindienner om te bepalen welke installatie nodig is, zolang de installatie in lijn is met de referentie-installatie zoals beschreven in het advies.</p>
systeemefficiëntie	<p>In het algemeen kan gesteld worden dat Aquathermie veel minder efficiënt is dan vaak wordt gedacht. De bovengenoemde getallen betreffen nog de meest ideale situatie. In werkelijkheid is het temperatuurverschil tussen de koude en warme bron lager dan de 8K die in deze berekeningen is aangenomen, waardoor er meer water moet worden verpompt. Uit projecten die in praktijk zijn gerealiseerd volgt ruwweg dat de hulpenergie voor pompen ca. 50% is van de energie voor</p>	<p>In het eindadvies wordt met een systeem-COP gerekend en niet meer met enkel de warmtepomp-COP om het elektraverbruik te bepalen.</p>

	<p>de compressoren. De COP bedraagt in praktijk minder dan 2,5.</p> <p>Bij dit alles is nog niet eens rekening gehouden met de pompenergie en de warmteverliezen voor het transport tot en met het onderstation dat is meegenomen in de subsidieberekening.</p>	
Systeemefficiëntie	<p>Het onttrekken van warmte uit het effluent van een waterzuivering is in beginsel minder efficiënt dan uit oppervlaktewater. De jaar-rond gemiddelde temperatuur van het effluent is namelijk lager dan de temperatuur van de warmte die gedurende de zomer vanuit het oppervlaktewater in de bodem is opgeslagen. De COP van de warmtepomp zelf zal bij warmte uit afwater dus lager zijn dan bij TEO. Bij TEA is echter geen warmteopslag nodig, waardoor er sprake is van veel minder pompenergie.</p> <p>Er is natuurlijk potentieel om warmte uit afvalwater te onttrekken. Dit moet echter niet worden overschat. Grootschaliger energiewinning uit lucht is zeker als de afstand tussen de zuivering en de afnemers wat groter is, efficiënter, omdat deze winning van warmte uit lucht binnen de betreffende wijk kan worden geplaatst.</p>	Ter kennisname aangenomen.
Systeemefficiëntie	<p>Er wordt voor het berekenen van de COP's van de 2 typen warmtepompen geen rekening gehouden met een ΔT over de warmtewisselaars in de warmtepomp (verdampers en condensor). De warmtepomp zal bij een aanvoertemperatuur in warmtenet van 70 °C een hogere temperatuur moeten produceren, zeg 73 °C zodanig dat de laatste afnehmer in het warmtenet een gegarandeerde temperatuur heeft van 70 °C. Verder geldt aan de verdamperszijde dat als de retourstroom 8°C is, de warmtepomp typisch zo'n 6 °C ziet. Hiermee dient ook gerekend te worden in het bepalen van de COP.</p>	Er is er ook voor gekozen om in het advies niet te voortschrijvend eisen op te leggen aan de (technische specificaties van de) warmtepomp. Het is aan de projectindieners om te bepalen welke installatie nodig is, zolang de installatie in lijn is met de referentieinstallatie zoals beschreven in het advies.
TED	<p>Nee, hiervoor hoeft geen afzonderlijke categorie te komen, zolang deze maar geschaard kunnen worden onder TEA of TEO. Meest logisch zou zijn TEA, het is namelijk een leiding met water.</p>	Ter kennisname aangenomen.
Warmteopslag	<p>Voor warmteopslag zijn er kengetallen aangaande de kosten voor een doublet € 3000/m³/h. Een WKO heeft gemiddeld een delta T van 7 graden, en dus is de investering €375/KW. Aangezien het warmteopslag betreft, zal het aantal vollasturen beperkt zijn: het systeem moet geladen en ontladen worden. Dus maximaal de helft van het jaar kan het systeem draaien.</p>	Ter kennisname aangenomen.
WKO	<p>WKO is noodzakelijk voor de opslag. De onbalans van het WKO systeem kan hersteld worden met een TEO/TEA-systeem. WKO zelf kent geen subsidiering. Echter wordt de energie die uit de WKO komt wel meegenomen in de berekening van de subsidie. Wanneer er een grote koudevraag is en de WKO nagenoeg in balans is, dan is een TEO-systeem in basis niet noodzakelijk en is er een mogelijkheid van overstimulering.</p>	Ter kennisname aangenomen.

TED	Voor drinkwater gelden hogere kwaliteitseisen en zal er dus meer geïnvesteerd moeten worden in bijvoorbeeld een dubbel gescheiden wisselaar. Anderzijds is een drinkwaterleverancier verantwoordelijk voor een goede kwaliteit maar ook temperatuur en kan deze dus gebaat zijn bij warmteontrekking in de zomer. Bij een temperatuur boven de 25 graden kan een legionella groeien en dient dus voorkomen te worden. Het nuttig inzetten van deze warmte kan dus aan beide kanten voordelen hebben.	Ter kennisname aangenomen.
TEA	Een afvalwaterzuiveringsinstallatie is gebaat bij een hoge influenttemperatuur en dus zal het waterschap niet zomaar toestaan dat eerder warmte onttrokken wordt. Het zuiveringsproces verloopt beter bij een hogere aanvoertemperatuur	Ter kennisname aangenomen.
Efficiëntie	Wij herkennen ons in de algemene omschrijving van de referentie-installatie voor TEO met een WKO. Echter wij herkennen de COP van 3,9 niet. Deze lijkt ons te hoog. Het lijkt ook hoog in relatie tot de COP van 3,1 die wordt aangenomen voor datacenterrestwarmte, gezien het feit dat TEO een lagere temperatuurbron heeft dan datacenterrestwarmte. Het TEA project heeft naar ons weten een verwachte COP van 3,2. Wij zouden een onderbouwing willen zien om tot deze COP van 3,9 komen.	Onderbouwing van de COP-berekening is opgenomen in als tekstbox in het conceptadvies.
Warmtenet	Het conceptadvies gaat uit van levering aan een klein, lokaal warmtenet, met een laag aantal vollasturen van 3.500. De grootte van 0,88 MW van de referentie-installatie in het conceptadvies vinden wij representatief. Echter ons TEO-project zal invoeden in ons grote warmtenet. Wij pleiten ervoor om het aantal vollasturen te verhogen naar 6.000, net zoals bij TEA.	Een doorrekening voor een TEO met 6000 vollasturen met als referentietoepassing in de glastuinbouw is opgenomen in het eindadvies. Het is niet duidelijk welke rol de seizoenswarmteopslag bij een 6000 uur TEO zou moeten spelen.
Warmtenet	Onze aquathermie-projecten zullen gaan invoeden in een groter warmtenet. In beide gevallen is een STEG de referentie-installatie voor basislast warmteproductie. Zoals eerder bepaald door het PBL bedraagt het correctiebedrag in deze gevallen 70%*TTF. Wij zien dit nu niet terugkomen in de correctiebedragen die gehanteerd worden voor TEO en TEA. Voor TEO en TEA wordt zelfs een gasketel als referentiegenomen, met een navenant hoog correctiebedrag. Dit maakt toepassing van aquathermie in grote warmtenetten met een STEG of AVI als hoofdbron economisch oninteressant. Wij zouden graag zien dat het correctiebedrag bij toepassing in grote warmtenetten wordt aangepast naar 70%*TTF.	EZK heeft in 2019 een keuze gemaakt om niet te veel te willen differentiëren in de correctiebedragen warmte. Daarom geeft PBL deze zienswijze door aan EZK, maar past het advies er niet op aan.
Efficiëntie	Net als bij TEO is de COP naar onze mening te hoog. Volgens onze informatie verwacht een partij met een grootschalige TEA project een COP van 3,2.	Achtergrondinformatie over de berekening van de COP is opgenomen als tekstbox in het conceptadvies.
Correctiebedrag	In onze projecten concurreren TEA en TEO met een AVI dan wel een STEG. Voor de warmte uit die bronnen is door het PBL eerder een kostenniveau van 70%*TTF bepaald. Voor TEO en TEA wordt nu echter een gas-	EZK heeft in 2019 een keuze gemaakt om niet te veel te willen differentiëren in de correctiebedragen warmte. Daarom geeft PBL deze zienswijze door aan EZK, maar past het advies er niet op aan.

	ketel als referentie genomen, met een nave- nant hoog correctiebedrag. Dit maakt toe- passing van aquathermie in grote warmtenetten met een STEG of AVI als hoofdbron economisch oninteressant. Wij zouden graag zien dat het correctiebedrag bij toepassing in grote warmtenetten wordt aangepast naar 70%*TTF.	
OT-model	Mogelijk dat wij het OT model niet goed in- terpreteren maar naar ons inziens worden de kosten van het elektriciteitsverbruik niet meegenomen in de cashflow. Dit leidt tot een onderschatting van de kosten en daarmee een te laag basisbedrag.	Elektriciteitskosten zijn opgenomen in de vaste OPEX. Deze kosten zijn dus wel mee- genomen in de doorrekeningen van het BB.
Efficiëntie	Een collectieve warmtepomp is niet per defi- nitie duurzaam. De output is per definitie duurzaam als de input aantoonbaar duur- zaam oftewel hernieuwbaar is. Dat kan wor- den aangetoond door middel van GvO's. Duurzaamheid kan vastgesteld worden door input en output te meten. De informatie op een GvO bepaalt de hernieuwbaarheid.	In het SDE++-advies wordt ervan uitgegaan dat een collectieve warmtepomp indirecte CO2-emissies veroorzaakt ten gevolge van het elektriciteitsverbruik. Over de duurzaam- heid van een collectieve warmtepomp zeg- gen wij niets in het SDE++-advies.
Efficiëntie	In deze categorie zijn twee type warmte- pomptoeepassingen mogelijk gemaakt. Qua uitvoering van de meetketen is het van be- lang dat er een beperking is van het aantal individuele warmtepompen, omdat aan de ouputzijde wordt gemeten. Maximaal twee of drie warmtepompen van grote gebouwen zijn mogelijk op te nemen in de meetketen. Als er tientallen warmtepompen in huizen worden opgenomen is het qua uitvoering zeer lastig om de output goed te meten.	Deze zienswijze die betrekking heeft op de uitvoering van de SDE++-regeling, is door- gegeven aan EZK.
Correctiebedrag	M.b.t. de correctiebedragen: De belangrijkste ontwikkeling, ingezet in 2017, is de verbeterde sparkspread voor WKK. Deze ontwikkeling was al gaande toen in 2018 de referentiefactor is verhoogd van 70% naar 90%. Wij pleiten ervoor deze toen al achterhaalde aanpassing te herstellen naar 70% x TTF[LHV]. De WKK warmte referentie in de glastuin- bouw ligt ver onder 90% van TTF(LHV). Ook voor de komende jaren is t/m 2025 de warm- teprijs voor WKK vast te leggen (d.m.v. sparkspread fixatie) rond 50% TTF(LHV). Dit zal mogelijk verslechteren in de periode 2026 t/m 2035, maar om nu te zeggen dat het gemiddelde op 90% uitkomt, met de eer- ste vijf jaren op 50%, klopt naar onze me- ning niet. De beste oplossing is volgens ons om de WKK sparkspread in het correctiebe- drag op te nemen. Over- of ondersubsidiëren is daarmee uitgesloten. Indien - ondanks alle valide argumenten - toch geen sparkspread in de berekening van het correctiebedrag wordt toegepast, dan zou de eerder toege- paste 70% TTF(LHV) de referentie warmte- prijs voor de komende 15 jaar het beste benaderen, ervan uitgaande dat na 2025 de WKK warmteprijs zal gaan oplopen van 50% naar 90% TTF (LHV). Waar WKK de referentie is, is de factor 90% niet houdbaar en wordt de referentiewarmte te hoog gewaardeerd waardoor de SDE++	EZK heeft in 2019 een keuze gemaakt om niet te veel te willen differentiëren in de cor- rectiebedragen warmte. Daarom geeft PBL deze zienswijze door aan EZK, maar past het advies er niet op aan.

	ondersteuning onvoldoende zal blijken te zijn.	
TEO	In de glastuinbouw kan TEO een interessante optie zijn. In de eerste openstelling SDE++ 2020 is de glastuinbouwtoepassing van TEO uitgezonderd en is door EZK een doorrekening voor 2021 aangekondigd. Die treffen wij niet aan. Wij zijn graag bereid om input te leveren voor een categorie TEO glastuinbouw.	Op basis van nageleverde informatie is een beschrijving en berekening BB voor een categorie TEO voor glastuinbouw (TEO basislast) opgenomen in het eindadvies
TEO, correctiebedrag	<p>In de glastuinbouw zijn diverse bronnen met relatief laagwaardige warmte te benutten. Dit betreft datacenters, aquathermie, daglichtkas en kaswarmteterugwinning. Wij bepleiten een zo eenvoudig mogelijke benadering vanuit het systeem van bron tot gebruik en niet een aparte WP of WKO als techniekategorie. Die benadering is overgenomen, WP en WKO (en leidingwerk) worden gezien als onderdeel van het warmtesysteem.</p> <p>In de glastuinbouw kan TEO een interessante optie zijn. In de eerste openstelling SDE++ 2020 is de glastuinbouwtoepassing van TEO uitgezonderd en is door EZK een doorrekening voor 2021 aangekondigd. Die treffen wij niet aan. Wij zijn graag bereid om input te leveren voor een categorie TEO glastuinbouw.</p>	Op basis van nageleverde informatie is een beschrijving en berekening basisbedrag voor een categorie TEO voor de glastuinbouw (TEO basislast) opgenomen in het eindadvies.
	Referentie voor de glastuinbouw voor deze optie is ketel met rookgascondensor (correctiebedrag warmte middelklein, gasprijs + EB/ODE 2e staffel). Dit leidt tot lagere subsidiebehoefte en dus hogere ranking, maar zorgt wel voor een te lage SDE uitkering. Voor WKK tuinders is dit zeker het geval maar ook voor tuinders met een ketel is het correctiebedrag te hoog omdat niet wordt uitgegaan van het tuinbouwtarief. Mogelijke oplossing voor dit laatste is om correctiebedrag afhankelijk te maken van of een klant onder de tuinbouwregeling valt of niet, ofwel een opdeling in twee categorieën. De vraag is of WKK überhaupt de juiste referentie zou zijn omdat TEO een logische stap is voor bedrijven waarbij een WKK nu al niet voldoende rendabel is en bovendien interessanter wordt bij lage elektriciteitsprijzen en hoge gasprijzen, waarbij WKK juist minder interessant wordt. Als WKK wordt gekozen als referentie wordt de subsidie behoefte nog hoger en ranking dus nog lager. Een tuinbouw ketelreferentie lijkt ons daarom het best passend.	EZK heeft in 2019 een keuze gemaakt om niet te veel te willen differentiëren in de correctiebedragen warmte. Daarom geeft PBL deze zienswijze door aan EZK, maar past het advies er niet op aan.
TEA	In antwoord op de vraag of de markt potentieel ziet om bij TEA ook aan het influent warmte te onttrekken, zou de marktpartij graag willen aangeven dat dit zeker veel potentieel heeft. Voor precieze kentallen verwijzen we graag naar andere belanghebbenden.	Ter kennisname aangenomen.
TED	In antwoord op de vraag inzake de mogelijkheden omtrent Thermische Energie uit Drinkwater (TED) te onderzoeken zou de marktpartij graag zien dat deze technologie ook kan kwalificeren voor SDE++. Op de vraag of het meer zou aansluiten bij TEA of TEO zal nog meer rekenwerk vereist zijn. Om	Uit analyse van aangeleverde businesscase-data blijkt dat TED op ruwwaterinname ook als TEO in aanmerking kan komen voor SDE++, voor wat betreft de subsidiehoogte.

	echter alvast enige cijfers aan te dragen, wijzen wij u graag op bijgaande businesscase.	
WKO	In antwoord op de vraag of WKO vraagt de marktpartij om systemen met warmte- en koude levering in aanmerking te laten komen voor SDE++.	We overwegen enkel warmte-opslag, geen koude-opslag want met een marktwaarde voor koude is er geen OT voor een WKO.
TEO	Energie uit water, als bij TEA, ook voor TEO naast een categorie 3.500 uur ook een categorie voor 7.000 uur opnemen. Er wordt nu niet uitgegaan van een basislast inzet. In combinatie met warmteopslag kan een dergelijk systeem veel vollasturen maken als basislast. Zo wordt ook het meeste rendement uit de investeringen in de opslag en de warmtepompen gehaald. Zie ook bijgeleverd rapport.	In het eindadvies is een categorie TEO basislast (6000 uur) opgenomen.
Warmtewinning uit mijnwater	Marktpartij is teleurgesteld dat warmtewinning uit mijnwater niet door RVO.nl goedgekeurd kon worden onder de categorie "geothermie, uitbreiding" wegens het ontbreken van een eerdere SDE+ beschikking. Marktpartij verzoekt het PBL om na te gaan of er alternatieven kunnen onderzocht worden om dergelijke categorie onder te brengen in de SDE++.	Om het potentieel van warmtewinning uit mijnwater te kunnen ontginnen voor zover deze techniek niet onder te brengen is onder een andere (sub)categorie, hebben we een categorie Thermische Energie uit Mijnwater (TEM) opgenomen in het eindadvies.

B.3 Zonne-energie

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
Basisbedrag	De berekening van het basisbedrag zon-PV lijkt geen rekening te houden met de kosten als gevolg van de toename van maatschappelijke eisen op het gebied van landschappelijke inpassing, natuur en biodiversiteit en het extra onderzoek en advies hiervoor gewenst, de participatie aan een lokaal omgevingsfonds, het omgevingsmanagement inzake belanghebbenden en kosten van land- en dakhuur.	De genoemde kosten worden niet tot de kosten gerekend op grond van de door EZK opgestelde uitgangspunten.
Peiljaar	Het peiljaar wordt momenteel voor grote systemen standaard vastgelegd op 3 jaar na de afgifte van de subsidie beschikking. Omdat de contractfase vaak snel op de beschikking volgt zou een peiljaar wat één à twee jaar na de beschikking ligt (één jaar voor gebouwgebonden en twee jaar voor grondgebonden systemen) realistischer zijn.	De peiljaren zijn niet aangepast in het eindadvies.
Investeringskosten	De geschatte CAPEX is realistisch voor standaardprojecten. Voor meer complexe projecten, zoals projecten op een vuilstort of met forse eisen aan landschappelijke inpassing, is de CAPEX te laag.	Op grond van de door EZK opgestelde uitgangspunten zijn de investeringskosten bepaald voor een standaardproject.
Operationele kosten	In algemene zin is de OPEX passend voor grote projecten, echter voor kleinere projecten is de OPEX te laag ingeschat.	De operationele kosten zijn bepaald voor het referentiesysteem. Een onderbouwing van afwijkende kosten kan tijdens consultatieperiodes aangeleverd worden door marktpartijen.
Kosten netwerk-aansluiting	De kosten voor netwerk-aansluiting lijkt voor toekomstige projecten te laag ingeschat,	Zolang als hier geen concrete gegevens over bekend zijn of verstrekt worden, ziet het PBL

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
	doordat afstanden toenemen en de aanleg complexer wordt.	geen reden om deze kostencomponent aan te passen.
Modules	Zijn jullie bekend met zonnefolie? Dit is een nieuwe techniek om elektriciteit op te wekken. Zo ja, hoe zou deze techniek ook gebruik kunnen maken van de SDE++-subsidie? In welke categorie kunnen zij meedoen?	Zonnefolies bestaan in verschillende vormen. Mits het toegepast wordt binnen de kaders van de subsidieregeling zou het mogelijk moeten zijn om deze toe te passen binnen de huidige categorieën.
Vollasturen	De aanname van 990 vollasturen in het eerste jaar (950 gemiddeld over jaar 1 t/m 15) is voor PV-installaties op grote daken van commercieel en maatschappelijk vastgoed uitsluitend bij een legplan met zuidgeoriënteerd panelen te realiseren. Voor recente projecten ligt het aantal vollasturen in het eerste jaar rond 890 kWh/kWp/jaar. De "optimale stand" wordt zelden of nooit gerealiseerd, wij pleiten voor minder vollasturen (en dus hogere vergoeding per kWh).	De vollasturen voor gebouwgebonden systemen zijn in dit eindadvies aangepast.
Eigen verbruik	Het gemiddeld eigen verbruik van elektriciteit van 60% is hoger dan wat een marktpartij gemiddeld behaalt, namelijk 40%.	In dit eindadvies zijn aanpassingen gedaan op het percentage eigen verbruik.
Categorie-indeling	Een SDE++-categorie voor PV 'drijvend op zee' zou gerechtvaardigd zijn.	De technologie van drijvende zonne-energie op zee is nog niet gevorderd genoeg (qua techniek en kosten) om commercieel geëxploiteerd te worden. Er is beperkte kosteninformatie beschikbaar. Daarom wordt deze techniek nog niet meegenomen in het advies.
Categorie-indeling	Wij verzoeken om een aparte categorie in SDE maken voor zonneparken op stortplaatsen of een andere subsidieregeling toe te kennen voor stortplaatsen.	Hier is eerder onderzoek naar gedaan. Hoewel het aantal representatieve projecten beperkt was, bleek uit de analyse dat de (EPC-) investeringskosten dusdanig laag kunnen zijn dat er onvoldoende basis is om te differentiëren tussen zonneparken op voormalige stortplaatsen en overige grondgebonden systemen.
Correctiefactor	Wanneer denkt het PBL over te kunnen gaan op het gebruikmaken van publieke data (e.g. ENTSO-E) voor de berekening van de correctiefactor? Dit zou toch op nationaal niveau moeten kunnen. Alternatief zou zijn dat jullie de data die gebruikt is voor de berekening voor definitieve correctiefactor voor 2019 met ons delen: kunnen jullie die delen?	Het heeft onze voorkeur om publieke data te gebruiken vanuit het oogpunt van transparantie richting marktpartijen. Helaas laat de kwaliteit van de Nederlandse data op het ENTSO-E transparency platform te wensen over, zodat hiermee voor Nederland nog geen representatieve profiel- en onbalansfactoren zijn te berekenen. Daarom maken we noodgedwongen gebruik van vertrouwelijke data van marktpartijen. Deze vertrouwelijke data is verkregen onder NDA's en kan niet worden gedeeld. Het is onduidelijk wanneer de data op het ENTSO-E transparency platform zodanig zal zijn verbeterd dat we deze wel kunnen gebruiken. We checken dit jaarlijks.
Zonthermie, financiering	De subsidieregeling zou verbeterd worden door de looptijd te verlengen van 15 naar 20 jaar.	De maximale beleidsperiode voor SDE++ is 15 jaar.
Zonthermie, financiering	In het model wordt voor zonthermie uitgegaan van 20 jaar economische levensduur en wordt de totale installatie (lening + afschrijving) in 15 jaar afgeschreven en kosten en baten van jaar 15-20 worden betrokken in het OT model. De verwachte CO ₂ -reductie	Het model voor zonnewarmte gaat uit van een looptijd van 15 jaar. Hetgeen beschreven wordt geldt wel voor zon-PV.

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
	moet dan tevens gebaseerd worden op 20 jaar looptijd.	
Zonthermie, financiering	Het PBL geeft aan dat het rentepercentage 1,5% gehanteerd kan worden voor het financieren van zonthermische projecten. We erkennen dat bedrijven kunnen profiteren van groenfinanciering, maar zien een rentepercentage als 1,5% niet representatief voor wat er in de markt gehanteerd wordt.	Voor zonnearmte is het rendement op vreemd vermogen in dit Eindadvies 2,0%, zie het hoofdstuk over financiering (paragraaf 'Rendement op vreemd vermogen').
Zonthermie, hoge temperatuur	Wij stellen voor om een extra categorie toe te voegen waarbij (met concentrerende zonnespiegels) warmte wordt opgewekt van 120°C. Door de hogere temperatuur lever je hoogwaardigere energie, het fasebedrag zal dan ook iets hoger liggen dan voor vlakkeplaatcollectoren.	Dit is onderzocht met als voorlopige conclusie dat het basisbedrag voor de reguliere categorieën zonnearmte toereikend zou kunnen zijn is. Mits aan de eisen voor het minimale (apertuur)oppervlakte voldaan is kunnen concentrerende collectoren voor SDE++ zonnearmte in aanmerking komen. Innovatieve oplossingen waarin zonnearmte gedemonstreerd wordt zouden behalve voor SDE++ voor zonthermie mogelijk ook in aanmerking kunnen komen voor de subsidiemodule Hernieuwbare Energietransitie (HER+). Dit zou bijvoorbeeld kunnen gelden voor zonnearmte die hogetemperatuurwarmte levert aan de industrie. Hierover doen wij echter geen uitspraak.
Zonthermie, lage temperatuur	Het aantal vollasturen voor zonthermie wordt gesteld op 600, terwijl dit aantal vollasturen erg afhankelijk is warmtevraagprofiel. Als er sprake is van een opslagvat kan het inderdaad zo zijn dat het aantal vollasturen op 600 uitkomt omdat het opslagvat vol zit. Echter, is hier in veel gevallen geen sprake van. Zo is er steeds meer vraag naar systemen die direct op een lage- of middeltemperatuurwarmtenet worden aangesloten of (bij)verwarming van zwembaden of bodembronnen. Dan kan het aantal vollasturen gelijkgesteld worden op dat van zon-PV (950) omdat er geen opslagbeperking is. Het aantal vollasturen van 600 is te beperkt voor veel toepassingen, waardoor die niet uit de voeten kunnen met de SDE. Dit ontmoedigt inschrijvingen en marktontwikkelingen, en frustrereert een potentieel significante rol van zonnearmte in de warmtetransitie.	Een hoger aantal vollasturen past inderdaad bij lagetemperatuurtoepassingen. Met de categorie 'PVT met warmtepomp' wordt deze variant geïntroduceerd in SDE++.
Zonthermie, lage temperatuur	In de toepassing van zonthermische oplossingen zijn er grote kosten verschillen tussen de lage- en middeltemperatuursystemen en die van de hogetemperatuursystemen. We pleiten voor een differentiatie van categorie op temperatuur of een andere wijze van aanpassing. Naast kosten van het referentiesysteem is het verschil in vollasturen van belang in relatie tot maximaal aantal subsidiabele kWh. De voorwaarden voor een lage- of middeltemperatuurcategorie zouden naar onze mening de volgende moeten zijn: De opgewekte warmte wordt direct geleverd aan maatschappelijke voorzieningen zoals zwembaden, WKO met als doel bronregeneratie, industriële processen en warmtepompen. Temperatuur bij afgifte komt niet boven de 40 graden. Het gaat om afgedekte collector toepassingen, waarbij PVT wordt opgevat als een afgedekte collector. Temperatuur en	In dit Eindadvies is geprobeerd om aan enkele van de suggesties tegemoet te komen, waarbij uitgegaan is van 'PVT met warmtepomp' als referentie. Hoewel er PVT-collectoren bestaan die inderdaad afgedekt zijn volgt uit de karakteristieken van de meeste PVT-collectoren dat deze onder de noemer 'onafgedekt' vallen.

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
	<p>energieopwek na collector en temperatuur bij afgifte wordt bemeaten met daarvoor toegestane meters.</p> <p>Het referentiesysteem zou een typisch piekvermogen van collectoren kennen in deze type toepassing hebben, te weten 0,8-0,9 kW/m².</p> <p>Het aantal vollasturen is 950 uren bij deze toepassing, omdat een collector altijd zijn warmte kwijt kan.</p> <p>PVT wordt opgevat als een warmtesysteem.</p> <p>Lagetemperatuursystemen mogen niet indienen bij de andere categorieën.</p> <p>Er moet een collectorcurve getoond worden (conform norm NEN 12975).</p>	
Zonthermie, PVT	Door PVT niet meer als zonthermische collector in de SDE++ te benoemen is het voor ontwikkelaars niet meer interessant om met zonnewarmte te werken.	Zie de paragraaf 'PVT met warmtepomp'.
Zonthermie, PVT	We snappen dat PVT-systemen niet onder beide categorieën (elektriciteit en warmte) kunnen vallen. We pleiten er voor om PVT in de regeling op te nemen in een categorie voor zonthermie. PVT verhuizen naar Zon PV categorie levert geen werkende business-case. Een PVT installatie wordt ontworpen op de warmtevraag, met de opbrengst van PV als bijvangst. Hierdoor lijkt het voor logischer om PVT samen met andere lagetemperatuurtoepassingen een eigen categorie te bieden in de SDE++.	Zie de paragraaf 'PVT met warmtepomp'.
Zonthermie, warmtenetten	Warmtenetten op relatief hoge temperaturen kunnen de maximaal te claimen vollasturen niet halen en dus niet de totale subsidie.	Innovatieve oplossingen waarin zonnewarmte gedemonstreerd wordt zouden behalve voor SDE++ voor zonthermie mogelijk ook in aanmerking kunnen komen voor de subsidiemodule Hernieuwbare Energietransitie (HER+). Dit zou bijvoorbeeld kunnen gelden voor zonnewarmte die gekoppeld is aan een warmtenet. Hierover doen wij echter geen uitspraak.
Zonthermie, warmteopslag	In het conceptadvies wordt net als de vorige adviezen uitgegaan van het altijd aanwezig zijn van een opslagvat in combinatie met afgedekte zonnecollectoren. Dit is lang niet altijd nodig bij zonthermische projecten, en levert dus een te hoog basisbedrag en een te laag aantal vollasturen op voor die projecten. Hierdoor komt de combinatie zonder opslagvat altijd ongunstig uit in de ranking. We geven graag voorbeelden van projecten waarbij de directe invoeding van warmte door collectoren plaatsvindt, op processen of op bronregeneratie. Wij pleiten ervoor de voorwaarde van een vat daarom te schrappen.	Er is geen voorwaarde om een opslagvat op te nemen, zie de Uitvoeringsregeling SDE++. Wel gebruiken we er inderdaad een in de referentie voor het bepalen van de basisbedragen.

B.4 Windenergie op land

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
Windenergie (merendeel projecten)	Graag kwantificeren hoeveel "het merendeel van de projecten" is.	Het merendeel van de projecten zijn wij als een conceptueel uitgangspunt. Desalniettemin richten we ons in de analyses op 80% van de projecten.
Windenergie (turbineportfolio)	Welke range houdt het PBL aan in zijn turbine-model? Kan er een grafiek van welke ashoogten en rotordiameters in dit turbinemodel gebruikt zijn?	Het turbine-portfolio wordt jaarlijks bijgewerkt met de commercieel beschikbare turbines. Bij de SDE-berekeningen wordt daarom uitgegaan van dezelfde informatie waarover marktpartijen beschikken.
Windenergie (referentie installatie)	Projecten worden steeds kleiner aangezien de grote locaties langzamerhand worden uitgeput. Het is naar de mening van een marktpartij reëler om een referentieparkgrootte van 20MW te hanteren. Op dijken is dit zelfs al aan de ruime kant, in de regel is een parkgrootte daar 10 á 20MW naar onze inschatting.	Deze reactie heeft niet geleid tot aanpassing van het eindadvies, wel houden we het ook in komende jaren in de gaten.
Windenergie (Windviewer)	Het gebruik van de Windviewer is inderdaad een betere manier voor het vaststellen van het windregime dan de gemeentegrenzen. Probleem is de vaste ashoogte die lang niet bij alle projecten gehaald kan worden, terwijl deze projecten altijd nog veel goedkoper zijn dan de eerstvolgende (andere) hernieuwbare energie optie.	De Windviewer wordt door RVO.nl en projectontwikkelaars gebruikt om te bepalen in welk subsidieregime een aanvraag past. Het wordt niet gebruikt in de SDE-berekening om de basisbedragen te bepalen. Voor berekening van de basisbedragen wordt rekening gehouden met het windprofiel. Bij grotere hoogte is dit hogere windsnelheid.
Windenergie (Windviewer)	Windkaart 2004-2013 op sommige plekken wel 2 windcategorieën verwijderd van de (jarenlang door SCADA) gemeten gemiddelde windsnelheid op 100 m. Een update is wenselijk.	Dit probleem is doorgegeven aan RVO.nl en KNMI, die de eventuele ontwikkeling van de windkaart ter hand zouden moeten nemen.
Windenergie (Windviewer)	Differentiatie van de SDE++-subsidie o.b.v. de Windviewer is uitermate ongunstig voor de Achterhoek. Het principe van differentiatie naar windsnelheid is begrijpelijk, maar wij twijfelen sterk aan de betrouwbaarheid van de gehanteerde windsnelheden in de Windviewer. Dit kunnen we onderbouwen met ervaringsgetallen voor een windpark die volgens het PBL-advies ingedeeld in wind categorie IV (7-7,5 m/s) moeten zijn. In de werkelijke windsnelheid 75% lager is en in categorie VI passen.	Hoewel we in de SDE niet specifiek de Windviewer gebruiken, is het voor ons belangrijk om te weten of er grote verschillen zijn tussen het instrument dat RVO.nl gebruikt en de realiteit ter plaatse.
Windenergie (Windviewer)	Het PBL geeft aan dat de extrapolatie vanuit de windsnelheid op 100 meter een steeds grotere rol speelt. Het is ons echter niet duidelijk hoe die extrapolatie op dit moment tot stand komt, terwijl dit een grote invloed heeft op de categorie-indeling in de Windviewer. Wij ontvangen graag de achterliggende bronnen en uitgangspunten van de (huidige) extrapolatie.	De vollaasturen zijn gebaseerd op de vermogenskrommes en een gemiddelde windsnelheid aan de ondergrens van de windcategorie. De extrapolatie start vanaf het referentiepunt van 100 m, en wordt geëxtrapoleerd aan de ashoogte van de windturbine op basis van een logaritmisch profiel met een ruwheidslengte van 0,1 m/s. Dit wordt gedaan voor elk van de turbines die in het turbine-portfolio meegenomen is.
Windenergie (voorbereidingskosten)	Ontwikkelkosten zijn wel nog steeds even groot (3-5% van de CAPEX excl., en 5-7% van de CAPEX inclusief legeskosten), en moeten wel uit de businesscase kunnen worden terugverdiend. Bij de steeds kleiner wordende parken drukken deze kosten nóg meer op de	Het uitgangspunt van EZK is dat de voorbereidingskosten buiten de berekeningen van het SDE-basisbedrag blijven.

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
	businesscase en moeten dus uit het rendement op eigen vermogen komen, hetgeen een zeer significante impact heeft. Voor parken met kleinere turbines geldt dit in nog sterkere mate.	
Windenergie (voorbereidingskosten)	Ontwikkelkosten voor windparken zijn hoog en nemen toe door meer eisen aan procesparticipatie en langduriger (politieke) voorbereidingstrajecten, alsook te nemen verliezen voor afgevalen projecten. Ook de uitvoeringskosten nemen toe door eisen aan opdrachten voor omgeving, natuur, omwonenden. Het niet meewegen van deze kosten is naar onze mening niet terecht, omdat al deze kosten wel gedekt moeten worden uit de ROE van businesscases van de projecten die slagen.	Het uitgangspunt van EZK is nog steeds, dat de voorbereidingskosten buiten de berekeningen van het SDE-basisbedrag moeten blijven.
Windenergie (participatiekosten)	Participatiekosten en andere opdrachten, bovenwettelijke maatregelen worden ten onrechte niet meegewogen. Het is een conditio sine qua non geworden voor de succesvolle ontwikkeling van een windpark.	Het is een expliciete keuze van EZK om deze kosten niet direct in de kapitaal- of operationele kosten te laten opnemen, maar in ROE.
Windenergie (grondkosten)	In 2019 zijn de grondkosten voor de 0,0029 €/kWh, maar RVB hanteert voor SDE beschikkingen uit 2019 nog steeds de grondprijzen van 2018 (0,0032 €/kWh). Als de verlagingen niet eens gevolgd worden door de Staat zelf, dan heeft verlaging in de SDE++ geen zin omdat de markt niet langer zal volgen. Bovendien reflecteert het OT-model op deze wijze de werkelijkheid niet langer. Verder wordt uit de markt opgemerkt dat de reductie van de grondvergoeding zijn maximum heeft bereikt. De resterende vergoeding voor de grondeigenaar dient wel zodanig zijn dat deze nog genegen zijn hun grond ter beschikking te stellen.	Grondkosten zijn een kostenpost waarvan de kostendaling al enkele jaren geleden door EZK is aangekondigd. Het heft daarmee een voorspelbaar traject en er had dus tevoren rekening mee gehouden kunnen worden. Het signaal zal worden doorgegeven aan EZK.
Windenergie (grondkosten)	Het klopt dat vanaf 2014 het bedrag voor de grondkosten in het basisbedrag jaarlijks met 10% is verlaagd van 5,3 euro per MWh in 2013 naar 2,3 euro per MWh in 2021. Dat wil nog niet zeggen dat grondeigenaren daarin meegaan. Een project begint vrijwel altijd met het verkrijgen van exclusieve grondrechten. Vanaf dat moment is de doorlooptijd van een project (tot en met aanvraag SDE) gemiddeld 3-10 jaar. Dat betekent dat bij (vrijwel) alle SDE-aanvragen de grondkosten in werkelijkheid (een flink stuk) hoger zullen liggen dan waar in de SDE van wordt uitgegaan. Linksom of rechtsom gaat dat ten koste van het rendement van de ontwikkelaar. Als bij een aanvraag voor 2021 onderliggende grondcontracten 2x zo hoog zijn (dus 4,6 in plaats van 2,3 euro per MWh) dan heeft dat c.p. een negatief effect op het REV van een ontwikkelaar van circa 3% (dus 11% wordt dan 8%).	Grondkosten zijn een kostenpost waarvan de kostendaling al enkele jaren geleden door EZK is aangekondigd. Het heeft daarmee een voorspelbaar traject en er had dus tevoren mee gehouden kunnen worden. Het signaal zal worden doorgegeven aan EZK.
Windenergie (grondkosten)	Een verlaging van de grondvergoeding met 10% is niet realistisch. De overeenkomsten waarbij de locatie voor langere tijd is gereserveerd voor de ontwikkelaar is, veelal in concurrentie, vastgelegd voor een langere periode. De beoogde verlaging van 10% is daarom niet meer toe te passen op bestaande	Grondkosten zijn een kostenpost waarvan de kostendaling al enkele jaren geleden door EZK is aangekondigd. Het heft daarmee een voorspelbaar traject en er had dus tevoren mee gehouden kunnen worden. Het signaal zal worden doorgegeven aan EZK.

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
	overeenkomsten van projecten die komend jaar zullen worden gerealiseerd.	
Windenergie (turbineprijzen)	<p>Er is juist sprake van een stijging van de turbineprijzen, omdat het aanbod van windturbines uitdunt doordat meerdere turbinebouwers in financiële problemen zijn gekomen. Gekke vergelijking met DL, juist daar is de markt erg krap en is er een prijsopdrijvend effect. Bijgevoegd FD artikel legt goed uit dat dit een mondiale trend is alsook hoe krap de marges zijn in deze sector.</p> <p>Ontwikkelaars onder de NWEA-leden geven ook aan dat er een groot verschil lijkt te zitten tussen turbineprijzen voor kleine bedrijven ten opzichte van grote bedrijven.</p>	Op basis van informatie van turbinefabrikanten lijkt het inderdaad dat de turbineprijzen licht zijn gestegen in vergelijking met de schattingen van vorig jaar. De turbinekosten zijn in het eindadvies verhoogd.
Windenergie (meerkosten)	<p>Meerkosten voorbeelden die ontbreken:</p> <p>Financieringskosten</p> <p>Bouwmanagementkosten zijn ongeveer 5% van de CAPEX</p> <p>Grondkosten tijdens bouw (bij RVB 5000 €/Wt) staan er nu niet in.</p> <p>Contingency (post onvoorzien)</p>	<p>Grondkosten tijdens de bouw, bouwmanagementkosten en contingency zijn in de analyse meegenomen.</p> <p>Financieringskosten zijn niet opgenomen i.v.m. de uitgangspunten.</p>
Windenergie (vollasturen)	<p>Nieuwe turbines aanzienlijk grotere productie.</p> <p>Dit klopt, en het PBL heeft al in de Kick-off aangegeven nog aan de lage kant te zitten qua vollasturen in hun conceptadvies. Desondanks zijn de basisbedragen niet toereikend. Dit zit 'm dus niet zozeer in de vollasturen, maar in allerlei andere posten die te mager worden ingeschat of in het geheel niet worden meegenomen.</p>	Zowel de vollasturen als de specifieke kapitaal- en onderhoudskosten van belang zijn bij de berekening van de basisbedragen. De vollasturen zijn gebaseerd op de vermogenskrommes en een gemiddelde windsnelheid aan de ondergrens van de windcategorie, die bepaald zijn voor elke turbine in het turbine-portfolio. De kapitaal- en onderhoudskosten worden ook berekend voor elke turbine op basis van data van turbinefabrikanten en marktpartijen. Zowel de vollasturen als de kosten zijn daarmee onderbouwd.
Windenergie (variabele onderhoudskosten)	<p>Variabele operationele kosten 0,0076 €/kWh</p> <p>Onderhoudskosten zijn per kWh gesteld, terwijl vaak maar een beperkt deel variabel is. Het is een verschil of een WTG 10 GWh of 14 GWh draait per jaar. De variabele kosten bij de hoogste productie zullen het laagst zijn.</p>	Turbinefabrikanten hebben verschillende manieren waarop ze de kosten voor onderhoud innen. Vaak zijn zowel een vaste als een variabele onderhoudscomponent inbegrepen. Op basis van de ontvangen informatie zijn deze kosten voor de reguliere SDE-categorieën in lijn met de waarden die voor het conceptadvies worden gehanteerd.
Windenergie (risico-opslagdekking)	<p>Prima om bepaalde kosten niet mee te nemen bij de bepaling van de hoogte van de basisbedragen, maar ontwikkelaars hebben wel te maken met deze kosten en deze zijn inderdaad substantieel. Zeker als daarbij wordt meegenomen dat ook een substantieel deel van de initiatieven nooit gerealiseerd zal worden. Graag kwantificeren hoe groot volgens het PBL de "substantiële risico-opslag ter dekking van de hoge voorbereidingskosten" is.</p>	Dit wordt verder onderbouwd in het hoofdstuk financiële parameters.
Windenergie (onregelmatige cashflow)	<p>Waar staat het bedrag "onregelmatige cashflow" zoals opgenomen in het OT-model voor?</p>	De in het OT-model vermelde onregelmatige cashflow vertegenwoordigt de restwaarde van de windturbines en wordt verondersteld 5% van CAPEX te bedragen. Meer informatie over de keuzes en aannames vindt u in Lensink, S. (2018), Eindadvies Basisbedragen SDE+ 2019, Den Haag:

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
		PBL. > Bevindingen windenergie/Ontmantelingskosten
Hoogtebeperkt (turbineportfolio)	Welke range houdt het PBL aan in zijn turbine-model voor hoogtebeperkte categorieën? Kan er een grafiek van welke ashoogten en rotordiameters in dit turbinemodel gebruikt zijn?	Het turbine-portfolio wordt jaarlijks bijgewerkt met de commercieel beschikbare turbines. Bij de SDE-berekeningen wordt daarom uitgegaan van dezelfde informatie waarover marktpartijen beschikken.
Hoogtebeperkt (referentie installatie)	Binnen de hoogtebeperking van de aanvliegroutes en laagvlieggebieden denken wij aan dorpsmolens (zie bijvoorbeeld http://www.dorpsmolen-reduzum.nl/nieuwe-dorpsmolen).	Dit is een punt dat volgend jaar in overweging zal worden genomen.
Hoogtebeperkt (re-power)	Hoewel uit landelijke regels m.b.t. externe veiligheid geen één op één een vaste hoogtebeperking te herleiden is, is dit -naast hoogtebeperking rond luchthavens- de enige andere vorm beperking door landelijke wet- en regelgeving die niet anderszins is op te lossen (zoals stilstand of stillere molens bij slagschaduw en geluid). Alle locaties waar deze beperking geldt kunnen dus in het geheel niet meer gepowerd of ontwikkeld worden. Extra jammer hieraan is dat deze locaties vaak weinig weerstand hebben (omdat de omgeving al gewend is aan het aanzicht van een windturbine of omdat het op locaties met weinig omwonenden is, zoals locaties van waterschappen. Voor al deze locaties geldt zeker dat ze "qua kostencompetitief zijn ten opzichte van de andere duurzame technieken" zoals het in de notitie hoogtebeperkte categorie wind op land.	In 2019 is hier onderzoek naar gedaan en is de conclusie getrokken dat er geen objectieve criteria kunnen worden gedefinieerd voor windturbines bij de industrie.
Hoogtebeperkt (tiphoogte 180m)	Er is ook een wettelijke hoogtebeperkingscontour van 180 m. tiphoogte rond luchthavens. De conceptbasisbedragen voor de reguliere categorie is zodanig krap dat alléén locaties zonder enige vorm hoogtebeperking uitkunnen. Wij zien het liefst de reguliere categorie aangepast zodat locaties met een tiphoogte van 180 m daarmee wél rendabel kunnen zijn.	Bij herevaluatie van de vorig jaar gemaakte onderzoek met betrekking tot de hoogtebeperking bovengrens, zijn we tot de conclusie gekomen dat er geen reden is om de limiet te verhogen van 150m naar 180m. Er is gekeken naar welke objectieve grens er volgt uit nationale wet- en regelgeving, waarbij in acht wordt genomen wat een relevante tiphoogtebeperking zou zijn.
Hoogtebeperkt (tiphoogte 180m)	De vraag is waarom 150m is gekozen als afbakening van een aparte categorie. Een marktpartij loopt tegen hoogtebeperkingen van bijvoorbeeld 160 en 180m aan, die daarmee een onrendabele businesscase geven. Tevens is het de vraag wat kwalificeert als nationaal beleid. Geldt dat ook voor radardetectie beperkingen of externe veiligheidsbeperkingen?	Dit onderwerp wordt specifiek behandeld in hoofdstuk 3 van de 'Notitie Hoogtebeperkte Categorie Wind op Land'.
Wind op waterkeringen (definitie)	Verduidelijkende vraag: Betreft het primaire waterkeringen, zoals in de eerdere definitie, of alle waterkeringen?	We volgen de definitie zoals hij in de huidige SDE-regelgeving is gedefinieerd.
Wind op waterkeringen (investeringskosten)	Deze kostenposten zijn -net als in 2020- te laag ingeschat voor Wind op Waterkeringen. Wij hebben vorig jaar project-specifieke informatie nagestuurd, maar deze zijn in het geheel niet meegenomen in het eindadvies zonder aan te geven waarom niet. Wij zijn bereid om geüpdatet bewijsmateriaal te sturen, mits bij het consultatiegesprek uitleg wordt	Op basis van de gegevens heeft een aanpassing (verhoging) van de investeringskosten plaats gevonden. Een aantal posten zijn echter als niet representatief beoordeeld en zijn niet verhoogd.

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
	gegeven aan het niet meenemen van hun bewijsmateriaal in de vorige consultatie.	
Windenergie (groenfinanciering)	Groenfinanciering geldt voor 10 jaar en meestal maar voor 9 jaar, omdat je vóór financial close de groenverklaring moet aanvragen en deze maar 6 maanden geldig is. Waarom wordt hier geen rekening mee gehouden in het OT model? In het OT model zou in jaar 10 (of 11) van de SDE beschikking het rendement op eigen vermogen een half procent omhoog moeten gaan.	Zie hoofdstuk financiële parameters. Op basis van de uitgangspunten van EZK wordt hier geen rekening meer mee gehouden.
Windenergie (groenfinanciering)	Het effect daarvan op de hoogte van het basisbedrag kan beperkt zijn (m.n. afhankelijk van de looptijd van de banklening en renteniveau met danwel zonder groenfinanciering na 10 jaar, vanwege geldigheidsduur van een groenverklaring van 10 jaar).	Zie hoofdstuk financiële parameters. Op basis van de uitgangspunten van EZK wordt hier geen rekening meer mee gehouden.
Windenergie (ROE)	Het Rendement op eigen vermogen voor windenergie is sinds 2020 verlaagd naar 11%, terwijl alle kosten in de ontwikkel en bouw fase die niet meegenomen worden in de SDE++ niet zijn veranderd sinds 2019 (toen de ROE nog op 15% stond), deze zijn eerder toegenomen. Vanwaar dan toch de verlaging in ROE? Met deze SDE++-levels en het huidige economische klimaat wordt het (financiële) ontwikkelrisico een stuk groter en zullen ook pijplijnprojecten worden stopgezet, de DEVEX daarvan moet ook worden opgevangen door die enkele projecten die nog wel doorgaan.	Zie hoofdstuk financiële parameters voor de onderbouwing. Wind op het land is een vrij gangbare technologie voor hernieuwbare energie geworden. Dit kan worden onderbouwd door de omvang van de capaciteitsinzet, de mate van standaardisatie in de industrie en het niveau van technologische innovatie dat gaande is. Om deze reden is de ROE voor deze technologie vastgesteld op 11%. We stellen dat dit ook een realistische maat is, in vergelijking met andere hernieuwbare energietechnologieën.
Windenergie (ROE)	Fijn dat duidelijk genoemd wordt dat het ROE in deze notitie hoger ligt dan het werkelijke rendement op eigen vermogen. Nog veel beter zou het zijn als het PBL daar ook een inschatting van maakt aan de hand van de informatie die zij daarover krijgt uit de markt en dit vervolgens ook in haar eindadvies zou publiceren. Wij vragen opnieuw of het PBL zelf ook een doorrekening wil maken van de gemiddelde kosten (in ons geval voor windenergie) die niet in OT-berekening worden meegenomen en dus uit de ROE vergoed moeten worden?	Zie hoofdstuk financiële parameters. Wind op het land is een vrij gangbare technologie voor hernieuwbare energie geworden. Dit kan worden onderbouwd door de omvang van de capaciteitsinzet, de mate van standaardisatie in de industrie en het niveau van technologische innovatie dat gaande is. Om deze reden is de ROE voor deze technologie vastgesteld op 11%. We stellen dat dit ook een realistische maat is, in vergelijking met andere hernieuwbare energietechnologieën.
Windenergie (ROE)	De verlaging van het rendement op eigen vermogen is naar ons idee niet juist. De technologie is wellicht mainstream, de algehele acceptatie van windprojecten is dat nog steeds niet. Dat er met voorbereidingskosten rekening gehouden moet worden lijkt ons juist, maar er zijn aanzienlijke voorbereidingskosten die afgeschreven moeten worden door projecten die uiteindelijk niet doorgaan. Een verlaging van 12% naar 11% lijkt ons dan ook onjuist.	Wind op het land is een vrij gangbare technologie voor hernieuwbare energie geworden. Dit kan worden onderbouwd door de omvang van de capaciteitsinzet, de mate van standaardisatie in de industrie en het niveau van technologische innovatie dat gaande is. Om deze reden is de ROE voor deze technologie vastgesteld op 11%. We stellen dat dit ook een realistische maat is, in vergelijking met andere hernieuwbare energietechnologieën.
Windenergie (ROE)	Uitgangspunt bij de berekening van het REV (voor wind op land in 2021 gesteld op 11%) is dat de nettokasstromen aan het einde van het betreffende jaar volledig beschikbaar zijn. In de praktijk zal uitkering aan investeerders minimaal een jaar later plaatsvinden vanwege o.a. opbouw DSRA voor bank en de "cashflow waterfall" waarbij investeerders/aandeelhouders	Deze vereenvoudigde methodiek wordt bij alle categorieën toegepast.

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
	ders achteraan de rij staan. Een vrije kasstroom die een jaar later beschikbaar komt voor de investeerder(s) heeft ongeveer 1 % lager REV tot gevolg (dus 11% wordt dan 10%).	
Windenergie (Eigen vermogen vs vreemd vermogen)	EV/VV 20-80 betere basis voor wind op land, verschil erg per project (range 15-28). Bij berekening verhouding EV/VV gaan banken uit van P90, waarbij 90-10 al niet meer haalbaar was met de basisbedragen van 2020 en zeker niet met deze concept basisbedragen voor 2021. De DSCR wordt te laag, waardoor de cashflow te klein wordt t.o.v. de rente- en aflossingsverplichtingen. Gevolg is dat het percentage vreemd vermogen naar beneden moet. De enige inkomsten zijn GvO's en kWh's en als je dan ook nog naar de P90 kijkt i.p.v. naar de P50, dan is zelfs 80% moeilijk te halen, het gaat nu eerder richting de 75%.	Zie Hoofdstuk financiële parameters. Er is besloten om het percentage VV/EV op 80/20 te handhaven.
Windenergie (inflatie)	Het PBL neemt 1,5% inflatie indicator van KEV mee, is krap 1,7% voor komende 10 jaar, maar SDE gaat over 20 jaar, dus ook langer terugkijken, ook 10 jaar. De centrale bank streeft naar iets onder de 2% inflatie en afgelopen 20 jaar was de inflatie 1,9%, zie in de bijlage. Ook afgelopen jaar was de inflatie zelfs 2,72%, dus zien wij geen reden om 1,5% inflatie te gebruiken.	Beleidsmatig is consistentie gewenst tussen bepaalde parameters die worden gebruikt in beleidsberekeningen. Inflatie is een van deze parameters. Daarnaast volgt de KEV, het brondocument voor enkele van de SDE-parameters, dezelfde regels van consistentie.
Windenergie (inflatie)	Er zijn diverse argumenten te geven waarom gerekend zou moeten worden met een hogere inflatie (bijvoorbeeld 1,75%) en een hogere rente voor een banklening (bijvoorbeeld 2,0%) en een hogere REV (bijvoorbeeld op 12% houden zoals in 2020) en een lager aandeel eigen vermogen (bijvoorbeeld verlagen naar 15%). Echter als deze 4 aanpassingen zouden worden doorgevoerd is het effect op het basisbedrag nihil.	De controle van de voorgestelde financiële parameters op de basisbedragen (in het OT-model) levert geen netto-nuleffect op. Bovenop EZK wil consistentie tussen bepaalde parameters die worden gebruikt in beleidsberekeningen. Inflatie is een van deze parameters. De rest van de financiële parameters zijn afkomstig van marktonderzoek en hebben dus een onderbouwing.
Windenergie (GvO)	Nu de waarde voor GvO's in mindering worden gebracht op de SDE nemen de risico's, in ogen van de banken, toe. Zij kijken naar de DSCR die als gevolg hiervan vanaf het eerste jaar negatief wordt beïnvloed. Met name in gevallen waarin de door EZK gehanteerde voorlopige GvO-prijs beduidend hoger blijkt te liggen dan de definitieve GvO-prijs. Met de huidige aangenomen 7 €/MWh verlaagt de bevoorschotting van 80% naar circa 65%, met grote invloed op de DSCR voor met name de eerste draaijaren van het project.	Zie Hoofdstuk financiële parameters. Banken nemen alleen de zekere GvO-inkomsten mee in de kasstroom
Windenergie (GvO)	De wijze van bepalen van de GvO-prijs moet transparant zijn. Wij moeten als sector echt kunnen verifiëren of de gebruikte broker quotes representatief zijn voor de categorie. Want als hiermee een onzekerheid wordt geïntroduceerd komt de financierbaarheid van deze projecten nog meer in het geding. Er is geen afnemer die zijn prijs in de PPA wil koppelen aan de GvO-prijs in het correctie bedrag omdat deze niet transparant is. Daardoor ontstaat er een mismatch en vinden de banken wat van qua risico.	Zie Hoofdstuk financiële parameters. Het belang van een transparante bepaling van GvO's wordt onderschreven. De sector wordt uitgenodigd om met een oplossing te komen.

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
Windenergie (GvO)	Als in de 80% bevoorschotting wordt uitgegaan van een veel hogere GvO-prijs dan bij de uiteindelijk correctie (zoals nu in 2020 het geval zal zijn), dan levert dit voor windprojecten wel degelijk een extra risico in de kasstroom van dat jaar van het project op, wat de banken zullen incalculeren bij hun rentepercentage. Je krijgt dan bv iets van 50-60% bevoorschotting in je eerste jaar, i.p.v. 80% GvO-prijzen gaan omlaag door meer aanbod, maar ook door Corona waardoor er minder marktwerking is. Redenen om GvO mee te nemen (in de TK-brief) zijn er niet meer. Vorige 2 à 3 jaar waren een uitzondering (in plaats van de start van een nieuwe trend).	Zie Hoofdstuk financiële parameters. Het wel- of niet meenemen van GvO's is een verplichting die voortkomt uit Europese regelgeving en geformuleerd als uitgangspunt voor de SDE++.
Windenergie (OT-model)	Waarom het numerieke gemiddelde van de lange termijn energieprijzen nemen, waarom niet het gewogen gemiddelde? Welke groothandelsprijs wordt hierbij gebruikt? In het OT-model lijkt voor jaar 16 tot 20 de bruto groothandelsprijs te zijn gebruikt (en van jaar 1 tot 15 de captured groothandelsprijs). Nu wordt verwezen naar de KEV 2019: "Door de groei van het aandeel hernieuwbaar opgewekte elektriciteit in Noordwest-Europa neemt dit profieffect toe. Zo ligt de gemiddelde marktprijs voor wind-op-land in 2030 16 procent onder de gemiddelde groothandelsprijs voor elektriciteit[..] de groothandelsprijs is in 2030 gemiddeld €57 per megawattuur".	Risicopremie heeft meer invloed op de basisbedrag dan een gemiddelde lange termijn elektriciteitsprijzen. In het gepubliceerde OT-model (conceptadvies) werd de elektriciteitsprijs voor de jaren 16 tot 20 van de cashflow niet gecorrigeerd met de profielen en onbalansfactor. Dit aspect wordt gecorrigeerd voor het eindadvies. Het effect op de basisbedragen is marginaal.
Windenergie (profiel en onbalans factor)	Het profieffect voor wind op land is nu al 16%, dat is nog zónder het onbalanseffect. Wordt voor het eindadvies de KEV 2020 gebruikt?	Voor het eindadvies wordt het profiel en de onbalansfactor berekend en gepubliceerd in een notie met betrekking tot 'lange termijn energieprijzen'. Dit is gedaan op basis van KEV 2020-data, voor de profiefactor. De onbalansfactoren worden intern in de SDE berekend.
Windenergie (Corona Crisis)	Worden nieuwe inzichten m.b.t. het effect van de Corona crisis nog geconsulteerd met de markt vóór publicatie van het eindadvies in december 2020?	Er moet een verschil worden gemaakt tussen de korte- en langetermijneffecten van de Corona Crisis. Op korte termijn is de impact zichtbaar maar niet volledig meetbaar, aangezien de crisis nergens voorbij is. Op de lange termijn zullen er structurele effecten zijn, maar de omvang ervan is zeer onzeker. EZK is de enige autoriteit die wijzigingen in dit traject kan aanbrengen.
Windenergie (Corona Crisis)	Daar bovenop hebben de Coronamaatregelen een kostprijsopdrijvend effect, omdat meer mensen en meer tijd nodig zijn voor dezelfde voorbereidende en uitvoerende handelingen. De realisatietermijn van projecten komt ook in het gedrang en dat het bankingsjaar er daardoor wordt opgeofferd heeft zeker ook invloed op de businesscase.	In het kader van de SDE zal er zeker een notitie worden gemaakt met betrekking tot de impact van de Corona Crisis op de verschillende hernieuwbare-energie-technologieën; wind op land inbegrepen. De notitie heeft als doel om aan EZK te signaleren hoe verschillende delen van de industrie kunnen worden beïnvloed. Het zou echter te vroeg zijn om iets in onze SDE-analyse te modelleren.
Windenergie (suboptimale project opstelling)	Met de huidige SDE-adviesstarieven windontwikkeling als business niet duurzaam vol te houden. Een optimaal project kan weliswaar slagen, maar elke portfolio bevat daarnaast projecten die niet of minder optimaal te ontwikkelen zijn. Voor professionele bedrijven moet het geheel van de portfolio een renda-	De uitgangspunten van EZK laten niet toe om niet-geslaagde projectontwikkeling mee te nemen in de basisbedragen

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
	<p>bele business blijven. Dat komt in de verdrinking vanwege langere voorbereidingstijden (o.a. door RES'en), meer eisen (omgeving, participatie), kleinere projecten en meer risico op falen. De forse daling van SDE-tarieven en daarbovenop de correctie van de GvO-waarde zal er naar onze mening toe leiden dat bedrijven het ontwikkelen van windparken zullen gaan terugschroeven of staken, met bijbehorende risico's voor de nationale doelstellingen.</p>	
<p>Windenergie (Regionale Energiestrategieën)</p>	<p>Een grote zorg is dat vanuit de RES'en, eisen worden gesteld om o.a. kleine windturbines te moeten gebruiken bij diverse windprojecten - waaronder o.a. met lagere ashoogte en kleinere rotordiameter dan referentieturbines en parkgrootte waar het PBL in de SDE berekeningen vanuit gaat- om de omgeving mee te krijgen, draagvlak te krijgen. Maar heel vaak is het ook gewoon ruimtelijk niet mogelijk om zo groot te bouwen als de referentieturbines en parkgrootte waar het PBL in de SDE-berekeningen vanuit gaat. Voorts worden ook o.a. financiële eisen, afdrachten gesteld voor de omgeving en/of natuurcompensatie vanuit de RES'en welke net als de ontwikkelingskosten niet worden meegenomen in de SDE-berekeningen van het PBL. De RES-organisaties treden in hun documentatie naar buiten met kleinere windturbines (3 MW) dan de referentieturbines en parkgrootte waar het PBL in zijn SDE-berekeningen vanuit gaat. (zie te downloaden document "online pdf concept-RES NHN 15 april 2020 op bladzijde 19 als voorbeeld https://energieregionh.nl/app/uploads/2020/05/Online-PDF-Concept-RES-NHN-15-april-2020.pdf)</p> <p>Bovendien ontbreekt bij veel RES-coördinatoren gevoel of de wil om de businesscase van een windenergieproject te begrijpen. Zij vinden dat zij voor het proces zijn, maar zijn wel sturend en informerend. Het is zorgelijk dat bijna niemand van de RES-coördinatoren de businesscase van een windenergieproject begrijpt of helder heeft. Terwijl zij wel stukken opstellen, verspreiden en adviseren die vergaande consequenties heeft voor de businesscase van een windproject.</p>	<p>Wat vanuit de SDE kan worden gedaan, is deze ontwikkelingen aan EZK te signaleren. Wat wordt gecommuniceerd is dat dit de windenergie op twee manieren schaadt. Ten eerste hoeven de in de regionale strategieplannen aanvaarde windturbinecapaciteiten niet optimaal te zijn voor de windcondities ter plaatse. Dit heeft directe gevolgen voor de elektriciteitsproductie. Ten tweede kunnen decentrale regeringen toenemende vergoedingen opleggen. Dit zijn kosten voor ontwikkelaars van windenergie die niet zijn opgenomen in de SDE-berekeningen en die van invloed zijn op hun businesscase.</p>
<p>Windenergie (Regionale Energiestrategieën - Re-power)</p>	<p>Overall in het land is per RES-regio een concept-RES gepubliceerd. Veel huidige windturbine locaties zijn aangegeven als Repowerlocaties op kaarten. Deze huidige windturbine locaties zijn over het algemeen door omgevingen geaccepteerd. En is dus laag hangend fruit om te Repoweren (lees: flink meer vermogen en kWh'en stroom kunnen opbrengen) en kunnen een flinke bijdrage leveren aan de doelstellingen. Maar voorgenoemde Repowerlocaties kunnen bijna nooit zo groot worden gerealiseerd als de referentieturbines en parkgrootte waar het PBL in de SDE-berekeningen vanuit gaat, met dito schaalvoordelen. Daardoor gaan veel van deze Repowerlocaties buiten de boot vallen om te</p>	<p>Hoewel repowerwindenergieprojecten niet kunnen profiteren van de grootste commercieel beschikbare turbines, hebben ze andere voordelen. Deze omvatten kostenreducties in verband met kapitaal-kosten, aanzienlijk lager risico op projectimplementatie en kortere voorbereidingstijden. De referentie-installatiegrootte, van 50 MW voor windenergieprojecten, houdt geen rekening met schaaffecten. Als zodanig mogen deze geen invloed hebben op de algehele businesscase.</p>

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
	worden opgeschaald, en in de toekomst wegvallen. Schattingen lopen uiteen van 1500 MW.	
Windenergie (mini-windturbines)	We zijn positief over een overstap van de SDE++ naar een investeringssubsidie (ISDE), mits gelijk speelveld met zon-PV bijvoorbeeld door geen uitsluiting van de EIA. Gelijktijdige overgang van SDE++ naar ISDE en EIA is hierin belangrijk, om te voorkomen dat kleine windmolens tussen wal en schip komen. Afstemming tussen adviezen & uitwerking van beleidsregels door PBL, EZK en RVO is hierin van belang. Deze kleine windmolens zijn primair voor energieopwekking voor eigen gebruik op dezelfde locatie (uitzondering hierin is een windmolen voor een Energie coöperatie). Er wordt in alle gevallen de reeds bestaande aansluiting van het bedrijf gebruikt (dit gaat bijna altijd om een kleinverbruikersaansluiting).	Dit blijft buiten het bereik van SDE++-wind op land.

B.5 Geothermie

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
Algemeen	<p>Door de Coronacrisis is de gasprijs extreem gedaald en dat heeft direct invloed op de rendementen van bestaande geothermie projecten. Wij verwachten dat de lage gasprijs een negatief effect heeft op het aantal aanvragen in de huidige systematiek. Het correctiebedrag zakt onder de basisenergieprijs en de subsidie wordt afgetopt terwijl fossiele warmte heel goedkoop is. De crisis geeft veel investeringsonzekerheid en een aanpassing van de basisenergieprijs is gewenst, eigenlijk ook voor huidige beschikkingen. Bovendien is onze verwachting dat de realisatie bij reeds verleende beschikkingen vertraagt door de crisis, waardoor de 4 plus 1 jaar tekort is om deze verwachte projecten tijdig op te starten. Wij pleiten daarom voor het volgende:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Scheppen mogelijkheid verlengde opstarttijd. Nu wettelijk 4+1 jaar uitstel. Ons voorstel is nog 2 jaar extra uitstel te bieden bij deze beschikkingen - Huidige gasprijzen verlangen een structurele herijking van het streven van 80% van de projecten die uit zouden moeten kunnen. - Herijkingsstudie bestaande en nieuwe basisenergieprijs 	Kortetermijneffecten zijn corona zijn niet meegewogen in het eindadvies. De langetermijneffecten op geothermieprojecten zijn onvoldoende duidelijk.
Algemeen, samenwerking	Verschillende factoren bepalen het rendement voor verschillende reservoirs, toepassingen en locaties. Permeabiliteit en uitkoeling zijn daar belangrijke factoren in en voor nieuwe gebieden is daar meer onzekerheid. Een benchmark om op kostprijs te kunnen concurreren in nieuwe gebieden met	Voor kennisgeving aangenomen.

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
	andere warmtebronnen is er nog niet. Bovendien lijkt uitkoeling een potentiële factor van betekenis. De mate van uitkoeling heeft groot effect op de businesscase van bestaande en nieuwe projecten. Wij pleiten voor maatwerk en een integrale visie vanuit de verschillende betrokken overheden.	
Kosten eindelevensduur en aansluitkosten	Het blijft onduidelijk of abandonneringskosten in aanmerking komen, terwijl dat zeer relevant is. Onlangs zijn wettelijke besluiten over decommissioning genomen. Wij pleiten voor een integraal gesprek over deze kosten. Bovendien: aansluitingskosten verschillen sterk per toepassing glastuinbouw en gebouwde omgeving.	Er wordt uitgegaan dat restwaarde na de 15 jaar SDE++-subsidie looptijd en abandonneringskosten elkaar uitmiddelen. Een geothermieproject heeft naar verwachting een langere levensduur dan de SDE-subsidieduur van 15 jaar. Voor geothermie is een aparte kostenpost voor aansluiting op transportleiding warmte meegenomen.
Basisbedrag	Het blijft contra-intuïtief om een hoger basisbedrag > 20 MW _{th} te hebben ten opzichte van kleinere projecten. Kleinere projecten in mindere zekere omstandigheden worden minder mogelijk. De LT-prijs voor ondiepe geothermie verschilt t.o.v. diep. Wat is hiervoor de reden?	Advies is hierop herzien, de basisbedragen liggen in lijn met het advies van 2019 in de zin dat de basisbedragen iets hoger voor projecten < 20 MW _{th} dan die van > 20 MW _{th} .
Efficiëntie	<p>In welke mate kan de COP van de warmtepomp bijdragen aan verduurzaming van de warmteopwekking uit het geothermisch project en op welke manier kan hierover gerapporteerd worden bij realisatie en exploitatie?</p> <p>De COP van de warmtepomp kan bijdragen aan de verduurzaming van de warmteopwekking en bepaalt de mate en het effect van verduurzaming. Hoe hoger de watertemperatuur uit de warmtepomp, hoe lager de COP. Een bevordering van projecten in de gebouwde omgeving is wenselijk en geothermie kan daar als duurzame bron een grote rol in spelen. De netten (zowel bestaand als nieuw) hebben minimaal 80 graden, maar misschien wel 85 of 90 graden nodig om in de wijknetten 70 graden aan te kunnen voeren. Het inkopen van duurzame elektriciteit zou kunnen helpen bij het meenemen van warmtepompen in het systeem.</p> <p>De wijze van rapportage is bij voorkeur met weinig administratieve lasten. Mogelijke parameters die bij rapportage gevraagd zouden kunnen worden op jaarbasis zijn de hoeveel input electra en de output van bruikbare warmte, in MWh. Het elektriciteitsverbruik t.o.v. de bruikbare warmte verdient overigens nadere studie, waarbij de kwaliteit van de warmte een factor van betekenis is. Hierbij zijn de temperatuurregimes belangrijke studieonderwerpen.</p>	We verwelkomen het voorstel om meetgegevens van gebruik warmtepomp bij bestaande geothermie-projecten te delen.
uitbreiding van projecten	<p>Is een uitbreidingscategorie voor bestaande projecten (van 6000 -> 7500 uur) wenselijk? Waarbij bijvoorbeeld enkel de OPEX voor subsidie in aanmerking zou komen.</p> <p>We pleiten ervoor om de SDE-beschikkingen van de bestaande projecten integraal te analyseren om een beter inzicht te krijgen in de vorm van een uitbreidingscategorie en de reden voor uitbreiding goed in kaart te brengen (wat is de reden en waarom is er ruimte is om meer te produceren). We kunnen ons</p>	In het advies is opgenomen dat refurbishing van een put in een bestaand doublet kan opgenomen worden in de categorie "diepe geothermie, uitbreiding".

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
	<p>voorstellen dat dit een onderwerp is wat de geothermiesector, Min EZK, RVO.nl en PBL samen bespreken.</p> <p>Het herzien kan samenvallen met een upgrade programma voor pioniersputten, zodat deze bedrijven toekomstbestendig investeren. Dit programma vormt dan de basis als voor de huidige uitbreidingscategorie die zo breder toegepast kan worden op bestaande projecten met meer potentie in draaiuren en/of vermogen en afzet. Daarnaast kunnen projecten die goed produceren en ruimte in vermogen en draaiuren baat hebben bij deze categorie. We hebben vooralsnog vragen over de uitvoerbaarheid van deze uitbreidingscategorie gelet op de mogelijkheid dat er twee beschikkingen parallel of opvolgend aan naast elkaar kunnen lopen.</p>	
Project realisatie	<p>Een uitgangspunt is dat het merendeel (richtgetal is 80%) van projecten moet uitkomen. Welke projecten komen nu niet tot wasdom en waarom niet?</p> <p>Het is vrijwel onmogelijk te achterhalen hoeveel projecten in een vroeg stadium gestopt zijn vanwege het ontbreken van een goede stimulering. Met name projecten in de gebouwde omgeving en projecten in gebieden waar minder bekend is over de ondergrond blijken tot heden lastig tot wasdom te komen. De introductie van de niet-basislast categorie is hiervoor belangrijk. We zien dat de CO₂-ranking zorgt voor onzekerheid bij projecten en de kans lijkt dat geothermie buiten de boot valt in de SDE++-regeling. Projecten met een tekort aan eigen vermogen en een hoger risico in ondergrondbekendheid of afzet worden vertraagd, waarbij de toets bij de financier ligt. De verwachting is dus eerder dat het richtgetal van 80% niet gehaald gaat worden.</p> <p>De categorie voor diepe geothermie geen basislast is op meerdere vlakken verbeterd ten opzichte van vorig jaar. We zien dit als positief. Daarnaast zien we ook dat bijvoorbeeld stadsverwarmingsprojecten in zullen zetten op diepe geothermie basislast. Aardwarmte zal daar zeker als basislast worden ingezet, maar desondanks niet meer dan 3500/ 4000 vollasturen kennen. Er zijn simpelweg niet meer uren te maken (in stadsverwarmings-systemen van minder dan zeg 30.000 woningequivalenten). Een verbetering van deze categorie is wenselijk.</p>	Ter kennisname meegenomen
Opdeling in vermogensklassen	<p>Gegeven de observatie dat er door de specifieke CAPEX en OPEX een split bij 20MW_{th} gerechtvaardigd lijkt, komt dit niet terug in de berekende basisbedragen die dicht bij elkaar liggen. Gevraagd wordt of er teruggedaan moet worden naar één generieke categorie voor diepe geothermie, of is het wenselijk dat de split bij 20 MW_{th} behouden blijft?</p> <p>Het ontbreekt de sector aan een goede benchmark om hierover een gefundeerde uitspraak te doen. Wel merken we op dat de kostenanalyse grotendeel ex-ante is, dwz</p>	Het advies is hierop herzien. We verwelkomen het voorstel om informatie uit het IKPA-project te delen.

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
	<p>voor de >20 MW categorie niet gebaseerd op producerende putten, waardoor de effectieve kosten uiteindelijk hoger zijn. Uiteraard is het relevant de categorie optimaal te benutten en 'strategische aanvragen' te voorkomen. Een belangrijke noot blijft dat geothermieprojecten in de investeringsfase hoge kosten hebben, die niet evenredig lager zijn bij projecten met een lager vermogen. Wij herkennen het verschil in CAPEX tussen de grote en kleine projecten niet en zien dit niet als realistisch. Daarnaast zien we dat recentere projecten hoge verwachte vermogens laten zien en in gebieden ontwikkeld hebben waar meer bekend is (van ondergrond en andere projecten). Geothermie zal zich de komende jaren willen ontwikkelen in de gebieden waar nu nog minder bekend is, juist om bij te dragen aan de verduurzaming van de warmtevraag en de afspraken uit het Klimaatakkoord. Hiervoor kan de categorie <20MW cruciaal zijn.</p> <p>Informatie vanuit een basisbusinesscase, gemaakt in het IKPA-programma namens de geothermiesector, kan hiervoor als input dienen en een aanzet zijn tot een breder gesprek. We gaan dan ook graag in de toekomst met elkaar in overleg om zowel de benchmark als aanvullende vragen met elkaar te bespreken en te beantwoorden.</p>	
<p>stabiele lijn in basisbedragen</p>	<p>Hoe wenselijk vindt de markt voor een rustig investeringsklimaat dat basisbedragen over de jaren heen minder schommelen en hoe kan daarvoor gezorgd worden? Hierbij speelt mee dat de basisbedragen nu gebaseerd worden op aanvraagdata van - een nog steeds kleine populatie - projecten. Hierbij valt op dat op basis van deze aanvragen de basisbedragen geen stabiele lijn volgen. Dit betekent enerzijds dat het van belang is jaarlijks wel goed te blijven kijken naar de prijsontwikkelingen voor geothermische projecten (kostenbevindingen actualiseren), maar anderzijds ook dat er mogelijk een oplossing gezocht kan worden hoe de lijn stabiel te houden. En hoe kan het risico op overstimulering voorkomen worden?</p> <p>Een stabiel investeringsklimaat voor de basisbedragen en volatiliteit is zeer wenselijk. De huidige methodiek van vermeden CO₂ leidt voor geothermie tot een onwenselijke situatie van onzekerheden, met een onrustig investeringsklimaat. Een onrustig investeringsklimaat neemt uitstel en opportunisme met zich mee. Terwijl juist het streven is om een aantrekkelijke en stabiele situatie voor projecten om in te ontwikkelen. Het goed blijven peilen van de prijsontwikkelingen en hierop inspelen kan samen met de sector opgetekend worden in bijvoorbeeld het IKPA programma en door een breder overleg vanuit partijen in de sector zoals ook is aangegeven in de position paper SDE++. De angst voor overstimulering gaat eraan voorbij dat de SDE++-systematiek niet past voor groot-schalige warmte en elektra en warmte als</p>	<p>Ter kennisname aangenomen</p>

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
	<p>appels en peren met elkaar vergeleken worden. Het risico voor overstimuleirng kan worden ondervangen door op basis van gedetailleerde en gerealiseerde cijfers per jaar kostprijs + rendement te gaan subsidiëren, als voortraject voor de gewenste methodiek in de warmtewet 2.</p>	
<p>project uitbreiding</p>	<p>Voor de categorie 'diepe geothermie (uitbreiding)' worden er de laatste twee jaar geen aanvragen meer ingediend. Dient deze categorie nog wel behouden te blijven?</p> <p>We pleiten ervoor om deze categorie te behouden. Dat er geen aanvragen op ingediend worden betekent niet dat partijen niet onderzoeken of er een mogelijkheid is om dit te doen en de categorie behouden biedt daarmee opties voor partijen om een breed scala van businesscases en projecten te ontwikkelen die bijdragen aan de verdere groei van geothermie.</p> <p>Daarnaast kunnen we ons voorstellen dat deze categorie geschikt gemaakt wordt om de eerste generatie (productie)putten te vervangen voor duurzame productieputten die passen binnen de leidraad duurzaam putontwerp. Daarvoor is het nodig dat de lopende SDE-beschikkingen van de oudere situatie omgezet kunnen worden in een nieuwe die aansluit op de huidige marktsituatie. Hiermee wordt een uitweg geboden voor de pioniers om nieuwe en robuuste aardwarmtebedrijven te behouden. Vaak is de eerste generatie injectieput nog in goede staat om voor jaren dienst te doen.</p>	<p>Ter kennisname aangenomen</p>
<p>Ondiepe geothermie</p>	<p>Voor de kostenberekening van OGT zijn we uitgegaan van goedkopere boortechnieken vergeleken met diepe geothermie omdat het zand- en kleilagen in de Noordzee Groep betreft, zonder deze technieken te specificeren. Kan de markt aangeven welke types boortechnieken het introduceren van de "basis van de Noordzee Groep" als dieptegrens met zich meebrengt? En zijn er nog andere aspecten die uit deze afbakening zouden voortvloeien?</p> <p>Gebaseerd op uw conceptadvies gaan wij er van uit dat het zogenaamde zuigboren wordt bedoeld als optie voor de ondiepe Noordzee Groep. De boorbedrijven voor waterputten in Nederland gebruiken deze techniek momenteel tot een (theoretische) grens van rond de 600 meter (TVD), waarbij de begrenzing vooral door het gebruikte materieel wordt bepaald. Indien de ondiepe geothermiemarkt zich zal ontwikkelen, kan het denkbaar worden dat er door waterboorbedrijven in passend materieel wordt geïnvesteerd. Er kan ook worden gedacht aan het schuin boren van deze putten.</p> <p>Wij vinden het opportuun om te veronderstellen dat er geen kosten moeten worden gemaakt voor een BOP (blow out preventor). Men dient altijd rekening te houden met de juiste maatregelen voor veiligheid voor mens</p>	<p>De indeling naar gesteentelagen is er gekomen omdat we veronderstelden dat boren in de Noordzee Groep ander technieken en materialen vergt, en dus andere kosten heeft. Deze aannname was gebaseerd op de toen beschikbare (literatuur)data aangezien er nog geen OGT-projecten gerealiseerd waren of zijn (Zevenbergen zien we niet als representatief voor OGT). In het eindadvies is opnieuw een dieptegrens in gevoerd omdat blijkt dat boorkosten toch niet verschillen tussen zandachtige en kalksteenachtige lagen en dus een afbakening op basis van laagafhankelijke boorkosten niet opgaat.</p>

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
	<p>en milieu. Uitgaande van de mijnbouwregeling artikel 8.3.1.2 moet de eerste drukhoudende sectie geboord worden met een diverter. Dit is een annulaire preventer die het boorgat kan afsluiten als er ondiep gas vrij komt. Conform lid 5 kan hier ontheffing voor worden aangevraagd, maar dan moet men eerst aantonen dat er geen risico is op shallow gas. In gebieden waar veel geboord is daar voldoende ervaring voor en zal dit worden toegestaan. In gebieden waar weinig seismiek en andere boringen zijn is dit zeer lastig of gewoon niet mogelijk.</p> <p>Andere aspecten die uit deze afbakening voortvloeien hebben ook een relatie met de verdere ontwikkelingen van de randvoorwaarden bij putontwerpen. Ondiepe reservoirs hebben minder zout water en mogelijk ook minder gas (CO₂ en methaan) in oplossing en zijn vanuit die parameters minder gevoelig voor corrosie. Dan is het de vraag of er voldoende mitigerende maatregelen met een enkele casing kunnen worden geboden en daarvoor is uiteindelijk een bredere maatschappelijke discussie voor noodzakelijk.</p> <p>Momenteel staan twee ondiepe geothermie projecten in de planning, de één in de Trias en de ander in de Delft. Beide vallen door de definitie vanuit de Noordzee Groep buiten uw definitie van ondiepe geothermie. Zonder de bijdrage van een hoger SDE++-basisbedrag zullen deze projecten financieel niet haalbaar zijn.</p> <p>De Noordzee Groep is niet generiek als grens voor gebruik van aparte boortechnieken geschikt is. We vinden het logischer om vanuit productietemperatuur en mogelijk vanuit warmteklassen te redeneren, omdat dat de mate van geschiktheid van aardwarmte voor de vraagkant bepaalt en grote invloed heeft op de businesscase. Andere formaties tot circa 1300 meter zouden in deze categorie moeten passen.</p>	
Volloop scenario	<p>Hoe kan een volloops scenario voor geothermieprojecten opgenomen worden in de regeling?</p> <p>We pleiten ervoor om dit onderwerp in een gezamenlijk overleg(en) uitgebreid te bespreken met Min EZK, RVO.nl, PBL en de sector en daarbij verder uit te werken, ook als basis voor de ontwikkelingen in de Warmtewet. Een eerste input op de korte termijn is bijvoorbeeld een aanpassing aan de banking voorwaarden specifiek voor de opstartjaren, dat rekening houdt met de publieke en private context van de aardwarmteontwikkelingen.</p>	<p>In de adviezen voor geothermie maken we onderscheid tussen basislast en niet-basislast. In combinatie met de mogelijkheid van banking biedt dit enige ruimte om in een volloops scenario te voorzien. We hebben de reactie aan EZK doorgegeven dat er behoefte bestaat aan verdere accommodatie van volloops scenario's in de SDE++.</p>
Regio of locatie specifieke regeling	<p>Is een regio- of locatie-specifieke regeling naar gesteentelaag gewenst? En wat zouden de risico's daarvan kunnen zijn?</p> <p>Een regio- of locatie-specifieke regeling naar gesteentelaag is gewenst. Zeker als we kij-</p>	<p>Ter kennisname meegenomen. De spreiding in de vermogens lijkt te groot, zodat de formatie/locatie vooralsnog niet aan de over/ondersubsidieringsuitgangspunten voldoet.</p>

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
	<p>ken naar de verschillen in risico's die projecten op basis van de locatie en bekendheid van de ondergrond. Mogelijk dat er zelfs een differentiatie kan komen op diepte en/of gesteente zodat projecten beter passen bij de doeleinden die ze benutten. Als voorbeeld een project die qua diepte valt in de ondiepe geothermie maar in een aardformatie valt die past bij diepe geothermie. Het doeleinde van het project is ondiepe geothermie. Het is dan ook wenselijk dat dit voorbeeld valt bij de regio waar het ontwikkelt en waar de gesteentelaag niet overeenkomt met de beoogde toepassing en dus gekozen wordt voor de toepassing boven de gesteentelaag.</p>	
Correctiebedrag	<p>Voor het correctiebedrag wordt nu uitgegaan van een gewogen gemiddelde van de kosten van een gasgestookte WKK, een warmteprijs gebaseerd op 90% van de TTF-inkoopprijs van gas. In de praktijk zien we dat dit een onrealistisch beeld is. Voor grote warmtenetten heeft het PBL vastgesteld dat voor de (markt)waarde van warmte 70% van de jaargemiddelde marktindex van de TTF op de termijnmarkt beter overeenkomt, omdat WKK en/ of STEG de afspiegeling vormt in de markt (correctiebedrag= 70% * TTF). Voor andere toepassingen zoals in de tuinbouw heeft het PBL het correctiebedrag bepaald op 90% * TTF, wat ook realistisch is. Wij zijn van mening dat voor alle toepassingen het correctiebedrag 70% * TTF dient te zijn, gezien de lokale situatie, schaalgrootte van de installatie en de concurrentie met WKK voor zowel de glastuinbouw en gebouwde omgeving. Op deze manier wordt de waarde van warmte juist gereflecteerd.</p> <p>Onze suggestie is om het correctiebedrag voor geothermie dient zoveel mogelijk overeen te komen met de werkelijke waarde van de warmte en dus gesteld te worden op 70% * TTF.</p>	<p>EZK heeft in 2019 een keuze gemaakt om niet te veel te willen differentiëren in de correctiebedragen warmte. Daarom geeft PBL deze zienswijze door aan EZK, maar past het advies er niet op aan.</p>
Algemeen	<p>Door de huidige economische omstandigheden en de coronacrisis worden langetermijn-energieprijzen volatieler. Terecht zijn er zorgen dat door deze omstandigheden minder snel wordt overgeschakeld op duurzame energie. De vraag is of in de huidige SDE-realistieit de gedaalde prijs van (concurrerende) fossiele energiebronnen voldoende wordt meegenomen. Voorkomen moet worden dat investeringen worden uit- of afgesteld. Zijn er bijvoorbeeld mogelijkheden om bij blijvende/langdurige volatilititeit flexibiliteit aan te brengen, zodat de SDE systematiek nog steeds kan werken?</p>	<p>Ter kennisname meegenomen. Lage gasprijzen wordt gezien als een kortetermijneffect van de crisis. Er kan niet ingeschat worden wat de lange termijneffecten van de coronacrisis zullen zijn.</p>
Algemeen	<p>Het is van belang om vast te stellen dat verschillende geologieën en dus locaties in Nederland een verschillende aardwarmte-potentie hebben en derhalve hogere kosten opleveren per eenheid warmte (lagere permeabiliteit). Omdat deze projecten echter nog steeds een belangrijke en competitieve rol kunnen vervullen in de warmtetransitie ten opzichte van andere duurzame oplossingen, is het van belang om te bewerkstelligen</p>	<p>Ter kennisname meegenomen.</p> <p>Er is niet meegedeeld wat die specifieke additionele categorieën zouden moeten zijn.</p>

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
	dat deze bronnen ontwikkeld kunnen worden. Dit vergt een zeker maatwerk, bijvoorbeeld met behulp van het hanteren van specifieke additionele categorieën.	
Einde project levensduur	De restwaarde wordt weliswaar meegenomen (20% van de voor het basisbedrag in aanmerking komende investeringskosten) maar het lijkt erop alsof de abandonneringskosten niet in aanmerking komen. Het is niet duidelijk of deze op dit moment worden meegenomen en vallen onder 'Restwaarde na levensduur project' (in de tabel is 'Restwaarde na levensduur project opgenomen' opgenomen maar in regel 772 van het algemene advies staat dat basisbedragen niet worden gecorrigeerd voor economische restwaarde).	Dit is een fout in de tekst en is gecorrigeerd in het eindadvies; in het OT-model wordt met 0% restwaarde gerekend. Er wordt er van uitgegaan dat restwaarde en abandonneringskosten elkaar uitmiddelen. Een geothermieproject heeft naar verwachting een langere levensduur dan de SDE-subsidieduur van 15 jaar.
Warmte voor de gebouwde omgeving	Wij merken op dat aansluitingskosten weliswaar worden meegenomen, maar het is relevant te vermelden dat de kosten van aansluiting op netten in een tuinbouwcontext waarschijnlijk relatief laag zijn, aangezien de afstanden tot het distributienetwerk korter zijn. In de gebouwde omgeving zal het naar verwachting vaak om langere afstanden tot distributie-/transportleidingen en dus ook hogere aansluitkosten. In hoeverre wordt die realiteit nu meegenomen in de kostenaanname? Desgewenst denken wij hier graag over mee.	Voor geothermie stadsverwarming (3500 VLU) is een aparte kostenpost voor aansluiting op transportleiding warmte meegenomen.
Opdeling in vermogensclassen	Waarom is er gekozen voor een hoger basisbedrag bij $>20\text{MW}_{\text{th}}$ dan bij projecten van $<20\text{MW}_{\text{th}}$? Ons inzicht is dat kleinere projecten juist een hoger tarief nodig hebben. Willen we kleinere projecten onder minder gunstige omstandigheden, in regio's waar geothermie toch een rol in de warmtetransitie kan spelen, mogelijk maken, dan is een hoger basisbedrag voor kleinere projecten nodig. Daarnaast merken wij op dat voor ondiepe geothermie de LT-prijs 33 €/MWh voor warmte is; waarom is dit anders dan voor diepe geothermie?	Het advies is hierop herzien.
Duurzaamheid	We delen het standpunt dat het elektriciteitsverbruik van dergelijke projecten in relatie tot hun warmteproductie nadere studie verdient. De toevoeging van een warmtepomp kan zeker bijdragen aan het opwaarderen van de temperatuur en/of het beter inpassen in de warmtevraag van een (bestaand) warmtenet (en ook om extra vermogen uit een doublet te halen). Het inkopen van duurzame elektriciteit zou kunnen helpen bij het meenemen van warmtepompen in het systeem.	Het is aan de uitvoering om te beslissen of ingekochte stroom ook duurzaam moet zijn.
Algemeen	Het uitgangspunt is dat het merendeel van de projecten (80%) realiseerbaar moet zijn. Dit is op dit moment niet realistisch. Het merendeel van de mogelijke projecten wordt op dit moment niet voor SDE-subsidie voorgelegd omdat de sector zich logischerwijs richt op projecten die rendabel zijn bij huidige SDE-tarieven. Projecten die dus duurder zijn (bijvoorbeeld vanwege lastiger geologie, vollooprisico, afstand tot transportleiding, etc.)	Ter kennisname meegenomen.

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
	worden niet gezien. Het is goed dat deze inventarisatie wordt gedaan.	
Opdeling in vermogensklassen	Een split is wenselijk, maar de 20MW _{th} is in onze visie enigszins arbitrair. Wenselijker zou zijn om een continuümmodel te hanteren, waarbij de basisbedragen verhoudingsgewijs rekening houden met vermogen en diepte. Desgewenst lichten we dit graag nader toe.	We onderkennen dat de split op 20 MW enigszins arbitrair is, maar hebben geen beschikking tot data die zouden toelaten om een andere basis voor een split (bv locatie) te maken. Een glijdende schaal is momenteel niet uitvoerbaar.
Volloop scenario	Een volloopscenario voor geothermieprojecten dient absoluut te worden geadresseerd in de regeling. Hoewel wij de oplossing niet hebben klaarliggen, hebben wij wel degelijk ideeën hieromtrent die wij graag nader toelichten in een gesprek.	In de adviezen voor geothermie maken we onderscheid tussen basislast en niet-basislast. In combinatie met de mogelijkheid van banking biedt dit enige ruimte om in een volloopscenario te voorzien. We hebben de reactie aan EZK doorgegeven dat er behoefte bestaat aan verdere accommodatie van volloopscenario's in de SDE++.
Regio of locatie specifieke regeling	Een regio- of locatie-specifieke regeling naar gesteentelaag is gewenst. Het vermogen van een doublet hangt samen met temperatuur en permeabiliteit. Aangezien kosten van boringen een niet-lineaire diepterelatie hebben zou het logischer zijn om daarop te differentiëren (in meerdere/verschillende categorieën). Daarnaast moet in de regeling worden meegenomen of iets in het wittevlakgebied ligt, omdat in die gevallen de kosten voor 3D seismisch onderzoek moeten worden meegenomen (noodzakelijkerwijs volgend op het 2D-onderzoek in het kader van SCAN). Over deze punten gaan we graag nader met u in gesprek.	We hebben geen beschikking tot data die zouden toelaten om een andere basis voor een split (bv locatie) te maken.
Algemeen	De doelstelling is dat het merendeel van de projecten gerealiseerd kan worden. Onder de huidige omstandigheden is dat voor geothermieprojecten niet het geval, aangezien de basis voor de SDE-uitgangspunten gebaseerd is op projecten met zeer gunstige omstandigheden (met name in de tuinbouw, met een goede en bekende ondergrond, weinig vollooprisico). Deze omstandigheden zijn niet generiek van toepassing voor toekomstige projecten in de gebouwde omgeving. Het verdient aanbeveling om na te denken over hoe om te gaan met regio's/locaties met minder gunstige omstandigheden, die naar verwachting een belangrijke rol kunnen spelen in de warmtetransitie in de gebouwde omgeving.	Ter kennisname aangenomen
Ondiepe geothermie	Ondiepe Geothermie wordt in dit SDE++ 2020-advies gedefinieerd als het winnen van aardwarmte uit de formatielagen van de lithostratigrafische Noordzee Groep. Voor het winnen van geothermische warmte met ondiepe geothermie uit ongeconsolideerde sedimenten van de Noordzee Groep worden aardlagen vanaf 500 meter (wettelijke grens uit de mijnbouwwet) aangeboord tot de basis van de Noordzee Groep. Met als motivatie dat de kosteneffectiviteit betreffende ondersteuning van geothermie gebaat is bij afstemming van de regeling op deze van nature voorkomende aardlagen. Daardoor ligt er in de praktijk geen absolute dieptebegrenzing voor ODG vast omdat die	De indeling naar gesteentelagen is er gekomen omdat we veronderstelden, op basis van aangeleverde informatie uit de markt, dat boren in de Noordzee Groep andere technieken en materialen vergt, en dus andere kosten heeft. Deze aanname was gebaseerd op literatuur data aangezien er nog geen OGT projecten gerealiseerd zijn (Zevenbergen zien we niet als representatief voor OGT). Nieuwere informatie geeft aan dat de boortijd en -kosten niet wezenlijk anders zijn voor OGT dan voor DG, vandaar dat een onderscheid naar lagen niet meer wenselijk is,

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
	<p>nu in het advies is gedefinieerd als de basis van de Noordzee Groep en deze diepte varieert hiermee over Nederland.</p> <p>Door uit te gaan van de basis Noordzee Groep en niet van absolute waarden in meters voor de begrenzing van ODG, ontstaat er meteen discussie en ongelijkheid in ODG-projecten. Wat blijkt uit onderstaand voorbeeld:</p> <p>Marktpartijen zijn samen concreet bezig met het realiseren van ODG-projecten (lagetemperatuuraardwarmte, LTA) waarvan:</p> <p>De beoogde formatie is de Nederweert Zandsteen Member, onderdeel van de Trias, met een beoogde diepte van 880 tot 970 meter.</p> <p>De beoogde formatie is de formatie Delft, onderdeel van de Jura, met een beoogde diepte van 990 tot 1210 meter.</p> <p>Bij het vaststellen van ODG op basis van de Noordzee Groep, zouden deze beide projecten niet onder de SDE++-categorie ODG vallen. Zonder de bijdrage van het hogere basisbedrag SDE++ voor ODG zijn deze beoogde LTA-projecten financieel niet haalbaar en dus niet te realiseren. Dat is volgens ons niet de bedoeling van de nieuwe categorie ondiepe geothermie SDE++ 2020.</p> <p>Ons dringend advies: Het is zondermeer wenselijk om gebruik te maken van een absolute waarde (in meters) voor de overgang van de categorie ondiepe geothermie naar diepe geothermie. Daarbij voor de categorie ondiepe geothermie uitgaan van een absolute waarden van 500 meter tot 1.300 meter.</p>	<p>eerdere naar diepe en dus temperatuur. Het eindadvies is hierop aangepast naar een afbakening OGT op diepte.</p>
Correctiebedrag	<p>Er wordt met 6000 vollasturen gerekend, typerend voor een project in de glastuinbouw. Het hogere aantal vollasturen werkt door in de operationele kosten waarin de stroomkosten voor de warmtepomp en ESP van het doublet zijn inbegrepen. In het eindadvies SDE++ 2020 wordt gesteld dat de toepassing van ondiepe geothermie kan opereren met een vrij constante warmtevraag, zoals gebruikelijk in de glastuinbouw. Gezien het lage vermogen van de toepassing wordt in het eindadvies SDE++ 2020 geadviseerd om het correctiebedrag te bepalen, met als referentie een gasketel zonder rookgascondensatie, dus op basis van warmte (middelgroot). Gevolg hiervan is dat het correctiebedrag verhoogt van € 0,019 per kWh naar € 0,028 per kWh. Daarbij komt ook nog het voorgestelde lagere basisbedrag van € 0,062 per kWh naar € 0,060 per kWh. Gevolg is dat het SDE bedrag keldert van € 0,043 per kWh naar € 0,032 per kWh. Met als groot gevolg dat, ondanks dat het thermisch vermogen van de warmtepomp onder de SDE-regeling valt, het rendement van de businesscase onder druk komt te staan. Concreet in de businesscase van het LTA-project Wellerloo daalt het IIR op het totaal geïnvesteerde vermogen van 10,3% naar 9%.</p>	<p>EZK heeft in 2019 een keuze gemaakt om niet te veel te willen differentiëren in de correctiebedragen warmte. Daarom geeft PBL deze zienswijze door aan EZK, maar past het advies er niet op aan.</p>

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
	<p>Ons dringend advies: Het correctiebedrag bepalen op basis van de referentie van een WKK, met rookgascondensatie. Dit is de standaard situatie van glastuinbouwbedrijven die toepassing van ondiepe geothermie overwegen. Dus hetzelfde correctiebedrag hanteren van € 0,020 per kWh, zoals die nu ook geldt voor diepe geothermie.</p> <p>Opmerking: Mogelijke toepassingen van ondiepe geothermie in de industrie zijn niet te verwachten en dus is het ook niet reëel om het correctiebedrag mede hierop te bepalen.</p>	
Boorkosten	<p>Ten tijde van het schrijven van dit advies, was niet bekend of er in een vernieuwde Mijnbouwwet bijkomende eisen zouden opgenomen worden die betrekking hebben op geothermische projecten.</p> <p>Er wordt verondersteld dat er geen kosten moeten worden gemaakt voor een gas blowout preventor. Verwacht wordt dat de kosten voor de boorinstallatie en gebruikte materialen lager zijn dan bij diepe geothermie.</p> <p>Gezien de aard van het sediment, ongeconsolideerd/niet gelithificeerd, is het de verwachting dat het merendeel van de Noordzee Groep-doelaquifers aan te boren zijn met gebruikelijke grondwaterboor-technieken of met vereenvoudigde olie- en gasboortechnieken. Dit vertaalt zich in lagere boorkosten.</p> <p>Vandaar dat kosten voor een blow-outpreventor voor ondiepe geothermie en voor dubbele verbuizing voor geothermie niet zijn meegenomen in de berekening van de huidige basisbedragen.</p> <p>Onze ervaring tot nu toe is dat de boorkosten hoger liggen dan aangegeven in het advies. Wij verwachten geen gebruikelijke grondwaterboortechnieken of vereenvoudigde olie- en gasboortechnieken.</p> <p>De investeringskosten (inclusief Warmtepompen) in het advies zijn geraamd op € 1259 per kW. De investeringskosten van V&SH zijn € 1467 per kW.</p> <p>Ons dringend advies: Investeringskosten van € 1259 per kW zijn niet realistisch.</p>	De opmerkingen zijn meegenomen in de basisbedrag bepaling. Additionele projectinformatie is opgevraagd maar niet ontvangen
Technisch-economische parameters ondiepe geothermie (basislast)	<p>Het hoofdstuk van het eindadvies geothermie SDE++ 2020 geeft een actualisatie van het overzicht van de bronvermogens en kosten van de referentieprojecten.</p> <p>In het adviesrapport wordt als referentieboordiepte 750 meter verondersteld, dit stemt overeen met een onttrekkingstemperatuur van 30 °c en gaat uit van een retourtemperatuur van 8 °c. Het onttrekkingsdebiet bedraagt 100 m3/uur. Het thermisch vermogen van de hele installatie wordt uitgelegd op het thermisch vermogen van de warmtepomp en bedraagt 3,8 MW. Voor de berekeningen is een COP-waarde van 3,1</p>	Naar aanleiding van de verschuiving naar diepte i.p.v. gesteentelagen zijn de referentiecasse en de kosten OGT in het eindadvies herzien.

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
	aangenomen, op basis van beschikbare projectdata. In de businesscase van het [...] bedragen de vaste O&M-kosten [...] per kW/jaar, beduiden hoger dan de vaste O&M-kosten van € 192 per kW/jaar in het adviesrapport. Met name de hoge elektriciteitskosten van de ESP en warmtepompen, veroorzaakt door de hogere elektriciteitsbelasting ODE 2020, zijn hier debet aan.	
Algemeen	Marktpartij werkt actief aan verduurzaming van haar grootschalige warmtenetten in Nederland, door een combinatie van verschillende duurzame bronnen, waaronder geothermie. Momenteel werken wij (samen met partners) aan de ontwikkeling van geothermie voor het stadswarmtenet van Lelystad. Daarnaast onderzoeken wij de mogelijkheden voor geothermie in stedelijke gebieden maar dit bevindt zich nog in een vroeger stadium.	Ter kennisname aangenomen.
Kosten eindelevensduur van project	Waarom worden in tabel 2-2 abandoneringskosten niet meegenomen? Dit zijn relevante projectkosten.	Er wordt uitgegaan dat restwaarde en abandoneringskosten elkaar uitmiddelen. Een geothermieproject heeft naar verwachting een langere levensduur dan de SDE subsidieduur van 15 jaar.
Vollasturen	Inconsistentie met het aantal vollasturen van de categorie Ondiepe geothermie (geen basislast). In tabel 2-3 wordt gerefereerd aan 3.500 uren terwijl hier 4.000 uren staan.	Dit was een fout in de tekst, correctie naar 3500 uur wordt doorgevoerd.
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.	De reactie is meegegeven aan EZK.
Efficiëntie	Er lijkt voor diepe geothermie basislast uitgegaan te worden van een COP van 22 en voor niet basislast van 21. Voor stadsverwarming lijkt dit te hoog. Dat komt door het eerder aangegeven punt dat de retourtemperatuur van een geothermiebron bij toepassing in stadsverwarmingsnet hoger zal zijn, en daarmee de delta T lager. Een kleinere delta T betekent minder warmte	COP is gebaseerd op projectinformatie die bij het PBL bekend was.

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
	voor het zelfde rondgepompte volume en daarmee een navenant lagere COP.	
Investeringskosten	Wij herkennen de CAPEX-cijfers niet en constateren een zeer grote afwijking ten opzichte van onze eigen CAPEX-inschattingen. Wij werken aan de ontwikkeling van een geothermiebron. De verwachte brontemperatuur ligt rond de 75 graden. Rekening houdend met een pinch op de warmtewisselaar van 3 graden kan de geothermie de retour opwarmen van circa 50 graden naar 72 graden. De retourtemperatuur van de geothermie bedraagt dan 53 graden (pinch van 3 graden). Bij een flow van 400 m ³ /h levert de geothermiebron dan een maximaal vermogen van 10 MW. Onze CAPEX-inschatting voor deze bron bedraagt [...] miljoen. Dat betekent een specifieke CAPEX van [...] €/kW – dit is zonder warmtepomp.	Ter kennisname meegenomen.
Warmte voor de gebouwde omgeving	Wij zijn het eens met het stellen van nadere eisen voor deze categorie die specifiek bedoeld is om gebiedsverwarming te leveren vanuit geothermie. Echter er moet wel mogelijkheid geboden worden om de businesscase te verbeteren door het evt. aansluiten van andere verbruikers.	Ter kennisgeving aangenomen.
correctiebedragen	Waar kunnen we informatie vinden over de voor geothermie gehanteerde correctiebedragen? In grote stadsverwarmingsnetten is een STEG of AVI de referentie-installatie. Zoals eerder bepaald door het PBL bedraagt het correctiebedrag in deze gevallen 70%*TTF. Wij zien dit nu niet terugkomen in de correctiebedragen die gehanteerd worden voor diepe geothermie en ultra diepe geothermie. Dit maakt toepassing van geothermie in grote warmtenetten met een STEG of AVI als hoofdbron economisch oninteressant. Wij zouden graag zien dat het correctiebedrag bij toepassing in grote warmtenetten wordt aangepast naar 70%*TTF. Zoals wij in eerdere consultaties hebben aangegeven hangt het correctiebedrag af van de warmtebron die vervangen wordt en de SDE++ zou dus beter aansluiten bij de praktijk als er voor iedere categorie verschillende correctiebedragen worden onderscheiden, afhankelijk van de referentie-warmtebron die vervangen wordt. Dit voorkomt onder- of overstimulering. Een SDE++-aanvraag wordt dan gedaan voor een specifieke categorie en een specifiek correctiebedrag.	De correctiebedragen staan in een separate notitie die gelijktijdig met het eindadvies wordt gepubliceerd. EZK heeft in 2019 een keuze gemaakt om niet te veel te willen differentiëren in de correctiebedragen warmte. Daarom geeft PBL deze zienswijze door aan EZK, maar past het advies er niet op aan.
Vollasturen	Voor UDG worden 7.000 vollasturen aangenomen. Waar komt het verschil vandaan t.o.v. de vollasturen basislast diepe geothermie? Als diepe geothermie wordt ingezet in grote stedelijke warmtenetten zal geothermie het volledige jaar de basislast leveren. Als bijvoorbeeld een bepaald warmtenet als referentie wordt genomen is de basislast op dit moment circa 50 MW. Dit kan praktisch het hele jaar door geleverd worden. Dus voor de grote stedelijke warmtenetten (basislast <= vermogen geothermie installatie) is het	Vollasturen voor diepe geothermie is gebaseerd op gesprekken met de markt en op de glastuinbouw als referentie (uitgangspunt), UDG is gebaseerd op een industriële toepassing.

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
	wenselijk om ook voor diepe geothermie 7.000 vollasturen op te nemen i.p.v. 6.000.	
Opdeling in vermogensklassen	Wij snappen niet hoe het basisbedrag voor diepe geothermie <20 MW lager kan liggen dan voor diepe geothermie >20 MW. Grotere projecten hebben schaalvoordelen en hebben daarmee juist een kleinere ORT dan kleinere projecten.	Het advies is hierop herzien.
Warmte voor de gebouwde omgeving	<p>De categorie diepe geothermie basislast sluit slecht aan bij stadsverwarming omdat de retourtemperaturen in stadsverwarming hoger liggen en er vaak ook nog hoge aanvoertemperaturen nodig zijn in het warmtenet. Wij krijgen ons project voor basislast geothermie dan ook niet rondgerekend met de SDE-basisbedragen. Zoals hierboven aangegeven zien wij de volgende noodzakelijke aanpassingen voor geothermie in de gebouwde omgeving:</p> <p>hogere absolute CAPEX dan nu wordt aangenomen</p> <p>rekening houden met hogere retourtemperaturen van het warmtenet en daarmee lager vermogen van de geothermiebron en daarmee hogere specifieke CAPEX</p> <p>correctiebedrag dient aan te sluiten bij de bron die vervangen wordt (70% * TTF bij vervanging AVI of STEG)</p>	Ter kennisname aangenomen. Zie overige reacties met betrekking tot het correctiebedrag.
Opdeling in vermogensklassen	Wij denken dat het verstandig is om onderscheid te maken tussen bronnen met een vermogen <20MW en >20MW omdat voor deze bronnen het totale investeringsbedrag ongeveer gelijk zal zijn, maar het specifieke investeringsbedrag hoger zal zijn voor een relatief klein vermogen. Wij herkennen het kleine verschil in de specifieke CAPEX tussen grote en kleine projecten niet.	Ter kennisgeving aangenomen.
Warmte voor de gebouwde omgeving	Diepe geothermie in de gebouwde omgeving is nog een erg nieuwe techniek die in Nederland eigenlijk nog niet commercieel goed is toegepast. Het is dan ook begrijpelijk dat de inzichten hierover nog veranderen over de tijd. Natuurlijk is stabiel beleid prettig voor investeerders maar nog belangrijker is het dat basisbedragen aansluiten bij de werkelijke kosten die investeerders moeten maken. Dat is nu voor ons project inog niet het geval. Wij zien liever een wijzigend basisbedrag waarmee wij een project kunnen rondrekenen dan een stabiel basisbedrag waarmee we geen project kunnen ontwikkelen.	Ter kennisgeving aangenomen.
Geologie	Onderscheid op basis van geologische laagdieptes: Het lijkt ons een goed uitgangspunt om onderscheid te maken op basis van geologische laagdieptes i.p.v. op basis van vaste meters.	Ter kennisgeving aangenomen.
OT model	Mogelijk dat wij het OT-model niet goed interpreteren maar naar ons inziens worden de kosten van het elektriciteitsverbruik niet meegenomen in de cashflow. Dit leidt tot een	Kosten van het elektriciteitsverbruik zijn opgenomen in de vaste operationele kosten.

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
	onderschatting van de kosten en daarmee een te laag basisbedrag.	
Efficiëntie	Daar waar binnen de systeemgrens een warmtepomp wordt opgenomen gelden de opmerkingen over hernieuwbaarheid zoals beschreven bij warmtepompen.	Ter kennisname meegenomen
Ondiepe geothermie	<p>In dit SDE++ 2021-conceptadvies wordt voorgesteld om Ondiepe Geothermie (ODG) te definiëren als het winnen van aardwarmte uit de formatielagen van de lithostratigrafische Noordzee Groep.</p> <p>In de geothermiesector is het echter gebruikelijk dat ODG wordt gezien als aardwarmte gewonnen op een diepte tussen 500 meter en 1500 meter.</p> <p>Het probleem met dit voorstel is dat de diepte van de Noordzee Groep (sterk) varieert over Nederland, zoals ook in het advies zelf door middel van figuur 2-1 wordt getoond. Dat geeft ruimte voor discussie en ongelijkheid binnen ODG trajecten. Twee voorbeelden om dit te illustreren:</p> <p>Marktpartij is samen met partners op 2 locaties bezig om ODG-projecten te ontwikkelen:</p> <p>De beoogde formatie in het eerste project is de Nederweert Zandsteen Member, onderdeel van de Trias, met een beoogde diepte van 720 tot 970 meter.</p> <p>De beoogde formatie in het tweede project is de formatie Delft, onderdeel van de Jura, met een beoogde diepte van 990 tot 1210 meter.</p> <p>Voor beide initiatieven is het de bedoeling dat ODG basislast warmtevraag levert.</p> <p>Bij het vaststellen van ODG op basis van de Noordzee Groep, zouden beide projecten niet onder de SDE++-categorie ODG vallen. Zonder de bijdrage van het hogere basisbedrag SDE++ voor ODG zijn deze beoogde Lage Temperatuur Aardwarmte (LTA)-projecten financieel zeer waarschijnlijk niet haalbaar.</p> <p>Op basis van bovenstaande is ons voorstel om in de SDE++ 2021-regeling naast de aanduiding van de gehele Noordzee Groep ook andere formaties tot 1.500 meter toe te laten in de categorie ondiepe geothermie.</p>	<p>De indeling naar gesteentelagen is er gekomen omdat we veronderstelden dat boren in de Noordzee Groep ander technieken en materialen vergt, en dus andere kosten heeft. Deze aanname was gebaseerd op literatuur data aangezien er nog geen OGT projecten gerealiseerd zijn (Zevenbergen zien we niet als representatief voor OGT).</p> <p>Nieuwere informatie geeft aan dat de boortijd en -kosten niet wezenlijk anders zijn voor OGT dan voor DG, vandaar dat een onderscheid naar lagen niet meer wenselijk is, eerder naar diepte en dus temperatuur. Het eindadvies is hierop aangepast.</p>
Algemeen	Om SDE++ aan te vragen voor een geothermie categorie moet een "P50-vermogen van de geothermische vermogen kans-dichtheid-functie opgesteld worden.. Deze methodiek is bruikbaar in gebieden waar er veel bruikbare data met betrekking tot de ondergrond beschikbaar is (recente (3D) seismiek, boordata van dichtbijgelegen boringen, etc). Echter, uit het Masterplan Aardwarmte blijkt dat ongeveer 80% van de warmtevraag in gebieden ligt met weinig tot geen kennis over de ondergrond, zogenaamde witte vlekken.	De SDE-regeling is een exploitatiesubsidie, geen risicodekking. Daarvoor bestaan andere instrumenten, bv garantiefonds RNES.

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
	<p>Dat leidt tot een lage inschatting van het P50 vermogen met een hoge onzekerheidsfactor. Dat betekent een relatief laag subsidiebedrag en daarmee een project dat financieel niet haalbaar is.</p> <p>Op dit moment wordt het SCAN-programma uitgevoerd waarmee een deel van de witte vlekken bediend wordt. Het SCAN-programma, hoe nuttig en waardevol ook, zal niet zorgen dat de huidige SDE++-methodiek geschikt is voor witte vlekken.</p> <p>Op basis van bovenstaande gaan we graag in gesprek om de mogelijkheden om projecten in witte vlek gebieden toch mogelijk te maken.</p>	

B.6 Verbranding en vergassing van biomassa

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
Biomassa kosten/prijzen	<ol style="list-style-type: none"> 1. Het advies zou rekening moeten houden met het verschil tussen spotmarktprijzen en langetermijnprijzen? 2. Het advies zou rekening moeten houden met prijsverschillen als gevolg van verschillende afnamevolumes? 3. Waarom worden er geen prijzen van een aantal andere gebruikelijke biomassa-bronnen geraamd, dan nu in het advies vermeld staan? 4. Biomassakosten zijn deels hoger dan in het advies wordt aangenomen. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Hier wordt rekening mee gehouden afhankelijk van de biomassa-soort, en wat gangbaar is in de markt 2. Zie 1. 3. De geraamde prijzen/kosten hebben betrekking op de referentie-installaties (met de daarbij behorende referentie-biomassa-bron). 4. Kosten/prijzen van specifieke projecten kunnen i.d.d. afwijken van de referentie.
Biomassa bronnen	<ol style="list-style-type: none"> 5. Komen er SDE-duurzaamheidscriteria om tussen geïmporteerde en inheemse biomassa te differentiëren? 6. In de categorieën die houtpellets gebruiken, zouden ook getorreficeerde pellets toegelaten moeten worden. 7. Verbreding van biomassa-bronnen voor inzet in vergassingsinstallaties naar biomassa-houdende afvalstromen, inclusief mest en slib 8. Is het mogelijk, om bij afvalvergasingsinstallaties alleen het biogene gedeelte in beschouwing te nemen? 9. Definitie voor "zuivere biomassa" in het advies (95%) vervangen door definitie, die bij GvO wordt gehanteerd (max. 3% calorisch verontreinigd) 	<ol style="list-style-type: none"> 5. Eventuele uitbreidingen van duurzaamheidscriteria naar andere stromen al dan niet binnen de SDE++ zullen volgen op het beleid dat het komende jaar of jaren zal worden geformuleerd in het kader van het te ontwikkelen brede duurzaamheidskader voor biomassa (dat uiteindelijk ook voor voedsel en veevoer zou moeten gaan gelden). 6. Hierbij verwijzen we naar de uitvoeringsregeling. Het gebruik van getorreficeerde pellets is geen uitgangspunt in de doorrekening van de diverse referentiecases die pellets als biomassa hebben. 7. Hierbij verwijzen we naar de uitvoeringsregeling. Het gebruik van afvalstromen zoals mest en slib is geen uitgangspunt in de doorrekening van de vergassingscategorie. 8. Hierbij verwijzen we naar de uitvoeringsregeling. 9. Adviestekst is hierop aangepast.
Investeringskosten installaties	<ol style="list-style-type: none"> 10. Het advies zou rekening moeten houden met verschillen tussen locaties (b.v. landbouw vs. stad vs. industrie). 11. Het advies zou rekening moeten houden met verschillen tussen greenfield versus brownfield installaties. 	<ol style="list-style-type: none"> 10. Dit is teruggekoppeld naar EZK. Het leidt tot grotere complexiteit en een toename in categorieën terwijl de SDE++ beoogt generiek te zijn. 11. We gaan uit van greenfield installaties met uitzondering van de categorie levensduurverlenging.

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
	<p>12. Waarom wordt er in de subsidiabele kosten geen rekening gehouden met kosten voor leidingwerk en buffervaten voor biomassa installaties (anders dan b.v. voor elektrische boilers)?</p> <p>13. Extra kosten om te voldoen aan de wet natuurbescherming zijn niet meegenomen in de SDE-berekeningen.</p> <p>14. In de categorie levensduurverlenging wordt ervan uitgegaan, dat geen herinvestering nodig is. In de realiteit zijn wel degelijk herinvesteringen nodig, o.a. als WKK ketels omgebouwd worden naar puur warmte-producerende ketels (omdat elektriciteitsproductie in de categorie levensduurverlenging niet subsidiabel is)</p>	<p>12. Leidingwerk tot aansluitpunt is wel subsidiabel. Buffervaten als ze generiek toegepast worden binnen de betreffende installatie, wat op dit moment niet het geval is.</p> <p>13. Indien het inderdaad zo is dat de meerderheid van de projecten te maken hebben met kosten die voortvloeien uit de Wet Natuurbescherming. Dit zijn projectontwikkelingskosten en zitten verwerkt in de financieringsparameters</p> <p>14. Na verdere analyse is geconcludeerd dat aanvullende vaste O&M-kosten noodzakelijk zijn. Deze kosten worden in het eindadvies meegenomen.</p>
O&M-kosten	<p>15. Ook voor installaties < 1 MW zouden de kosten voor doekenfilters meegenomen moeten worden (anders zijn de normen van het activiteitenbesluit niet haalbaar)</p> <p>16. Vaste en variabele O&M-kosten zijn deels (aanzienlijk) hoger dan in het advies wordt aangenomen.</p>	<p>15. Doekenfilters zijn niet generiek beschikbaar voor ketels <1 MW. Daarom gaan we uit van een meervelds ESP.</p> <p>16. Kosten/prijzen van specifieke projecten kunnen i.d.d. afwijken van de referentie.</p>
Aanscherping duurzaamheids-criteria biomassa (o.a. certificering)	<p>17. Op welke manier wordt rekening gehouden met de verwachtbare aanscherping van de duurzaamheidscriteria biomassa en de hierdoor stijgende kosten?</p> <p>18. Er leeft een gevoel van onbalans wat betreft de toepassing van scherpere duurzaamheidscriteria (wel vereist voor biomassa, maar niet voor nieuwe technieken in de SDE?)</p> <p>19. Certificeringseisen in andere landen zijn lager dan in NL. Daarom prefereren leveranciers deze markten en ontstaat er schaarste op de NL markt.</p> <p>20. Marktonzekerheid i.v.m. REDII (b.v. worden er in NL wel of niet zwaardere duurzaamheidscriteria toegepast dan door de REDII vereist?)</p>	<p>17. We rekenen nu 2 €/ton voor geïmporteerde pellets. Voor inlands hout is het vooralsnog niet aan de orde. Wij volgen dit en zullen dit meenemen wanneer het van toepassing is.</p> <p>18. Ter kennisgeving en aan EZK gecommuniceerd.</p> <p>19. Ter kennisgeving en aan EZK gecommuniceerd. In het eindadvies wordt de toeslag van 2 €/ton gehandhaafd.</p> <p>20. Wij begrijpen dat dit marktonzekerheid geeft. Dit wordt duidelijk bij vaststelling van uiteindelijke duurzaamheidskader.</p>
Aanscherping emissienormen	<p>21. Op welke manier wordt rekening gehouden met de verwachtbare aanscherping van de emissienormen en de hierdoor stijgende kosten?</p> <p>22. Investeerders hebben behoefte aan duidelijkheid, dat de emissienormen niet na de verstrekking van een vergunning gedurende de subsidieperiode alsnog verder aangescherpt worden.</p>	<p>21. De geraamde kosten gaan uit van alle noodzakelijke kosten voor zover deze aanwezig zijn in de regelgeving of generiek toepasbaar zijn. In het eindadvies is daarom rekening gehouden met de verwachte aanscherping.</p> <p>22. Ter kennisgeving. Dit valt buiten het bereik van het huidige advies.</p>
Technologienieuwtraliteit	<p>23. In bij- en meestookketels is de inzet van 15% alternatieve biomassa bronnen toegestaan ter vervanging van pellets (b.v. biogene afval). In andere pellet categorieën is dit niet toegestaan.</p>	<p>23. We hebben dit niet meegenomen. We zouden dat dan ook mee moeten nemen in de berekening van het basisbedrag, waardoor het basisbedrag lager wordt en minder projecten rendabel zijn.</p>
Vollasturen (VLU)	<p>24. De aanzienlijke variatie in VLU voor kleinere installaties is een probleem voor de rentabiliteit. Mogelijke oplossingen zouden de toepassing van een warmtestaffel of een hoger basisbedrag kunnen zijn</p>	<p>24. Ter kennisgeving en aan EZK gecommuniceerd. Geen variatie in VLU meegenomen in het eindadvies voor kleine ketels.</p>
Gasprijs	<p>25. De actueel zeer lage gasprijs heeft een grote invloed op de rentabiliteit van de installaties. Op welke manier zal hiermee rekening worden gehouden?</p>	<p>25. Uitgangspunt van SDE++-advies is KEV 2020.</p>

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
Basisbedrag	<p>26. Basisbedrag voor biomassavergasingsprojecten is te laag (projecten zijn onrendabel en komen daarom niet van de grond).</p> <p>27. Verlaging basisbedrag voor bio-SNG gaat te hard. Projecten kunnen op die basis niet rendabel gerealiseerd worden.</p>	<p>26. Na aanvullende analyse hanteert het eindadvies beperkt hogere investeringskosten en vaste O&M-kosten dan het conceptadvies.</p> <p>27. Zie 26.</p>
Correctiebedrag	<p>28. Hanteren van een correctiebedrag op 70% TTF voor grote stadsverwarmingsnetten</p>	<p>28. Voor grote stadsverwarmingsnetten kan de berekeningswijze voor het correctiebedrag van een spark-spread-WKK toegepast worden (70% x TTFLHV), zoals in de SDE+ 2019. Meer generiek adviseren wij een berekeningswijze conform een must-run-WKK (90% x TTFLHV), ook met de wens van EZK om niet te veel te differentiëren in correctiebedragen meewegende.</p>
Tekstuele opmerkingen	<p>29. Het in het adviestekst gebruikte begrip "laagwaardige warmte" is onduidelijk/misleidend.</p> <p>30. Benoeming van belangrijke herkomstgebieden zoals Rusland en Scandinavië ontbreekt in de adviestekst.</p>	<p>29. Het begrip "laagwaardige warmte" wordt vervangen door "lagetemperatuurwarmte".</p> <p>30. We hebben de belangrijkste importgebieden genoemd. Echter, het is een terecht punt dat dit niet alomvattend is. Import uit andere gebieden is toegestaan zolang aan de duurzaamheidscriteria voldaan wordt.</p>
Wens voor nieuwe/veranderde categorieën	<p>31. Ketel op vaste of vloeibare biomassa (0,5-5 MW) met houtpellets als biomassabron</p> <p>32. Stoomketels (> 5 MW) met houtsnippers/shreds als biomassabron</p> <p>33. Verzoek voor een categorie bio-WKK installatie</p> <p>34. Noodzaak voor nieuwe categorieën i.v.m. nieuwe technieken en technologische verscheidenheid</p> <p>35. SDE++ in de categorie vergassing richten op de waarde van syngas (b.v. calorische waarde), zodat ook andere verwerkingsopties nagestreefd kunnen worden dan groen gas (b.v. syngas als grondstof voor bio-based moleculen zoals biomethanol).</p> <p>36. Waterstof uit afval (< 95% biogeen)</p> <p>37. Puimveemestverbranding</p>	<p>31. Pellet ketels worden nu reeds gerealiseerd binnen deze categorie. Categorie voor dure biomassa zorgt mogelijk voor uitsluiting van het gebruik van goedkopere biomassa.</p> <p>32. De categorie "ketel vaste of vloeibare biomassa >5 MW" stoom staat open voor houtsnippers en shreds. Er wordt tevens rekening gehouden met een duurdere stoomketel in die categorie.</p> <p>33. Binnen de huidige categorie zijn bio-WKK's mogelijk, maar er zijn meerkosten mee gemoeid. Een aparte categorie voor WKK is aan EZK gecommuniceerd maar niet als hernieuwd uitgangspunt meegekregen voor het eindadvies.</p> <p>34. SDE gaat uit van commercieel en generiek beschikbare technieken.</p> <p>35. Een aparte categorie voor de productie van dergelijk syngas en alternatieve verwerkingsmethoden is aan EZK gecommuniceerd maar niet als hernieuwd uitgangspunt meegekregen voor het eindadvies.</p> <p>36. Een aparte categorie voor de productie waterstofgas uit afval is aan EZK gecommuniceerd maar niet als hernieuwd uitgangspunt meegekregen voor het eindadvies.</p> <p>37. Deze is in het eindadvies opgenomen binnen de categorie "ketel op vaste of vloeibare biomassa 0,5-5 MWth".</p>

B.7 Vergisting van biomassa

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
Algemeen vergisting	<ol style="list-style-type: none"> de beperkte verhoging van de basisberagen, leidt waarschijnlijk niet tot genoeg nieuwe projecten om het productietarget van c 2 miljard m³ zoals gepresenteerd in de routekaart Groen Gas te halen, een oplossing hiervoor kan zijn om schotten in de systematiek aan te brengen zodat de SDE++ bijdraagt aan de doelstelling voor groen gas Grootschalige vergistingsprojecten kleiden de aanvraag zo indat er een reële kans wordt gecreëerd om subsidie te krijgen. Daarbij wordt een project in een zo laat mogelijke fase ingediend om tenminste een enigszins toereikende subsidie te verkrijgen, maar worden de kosten aan de lage kant ingeschat om niet te laag op de ranking te komen. 	<ol style="list-style-type: none"> Ter kennisgeving aangenomen. Wel is het zo dat de SDE++ een techniekneutraal middel is, waarbij wordt gestreeft tot een actuele representatie van de kosten. Ter kennisgeving aangenomen.
Biomassaprijzen	<ol style="list-style-type: none"> Bij huidige gehanteerde prijzen kan de sector niet echt groeien Kosten-neutraliteit voor aanvoer mest en afvoer digestaat bij mestco-vergisting is niet de praktijk. Er zijn extra kosten (bemonsteren, transport, additieven om het biogasproces gezond te houden) Deze bedragen al snel € 5,- ton. 	<ol style="list-style-type: none"> Er is geen goed alternatief voor de bepaling van de actuele biomassaprijzen. Het kostenlevel is met het eindadvies wel gestegen mestco-vergisting is in de huidige SDE++ geen categorie.
Groen Gas projecten	<ol style="list-style-type: none"> Projecten worden regelmatig geconfronteerd met extra kosten voor invoeren door congestie op het regionale net. Het zou wenselijk zijn indien binnen de SDE++ al deze kosten subsidiabel worden, maar dan zonder invloed op de rangorde teneinde maatschappelijk gezien de juiste keuze te maken/stimuleren 	<ol style="list-style-type: none"> Additionele kosten zijn projectspecifiek. Binnen de SDE wordt getracht een actuele representatie van de kosten.
Grootschalige vergisting	<ol style="list-style-type: none"> De hier gepresenteerde kosten zijn niet herkenbaar, en in de praktijk liggen de kosten hoger. De afname van de investeringskosten is een van de redenen dat het SDE-tarief in 2018 fors is verlaagd. Praktijk toont aan dat vergisters het tarief van 2017 nodig hebben om winstgevend te zijn. 	<ol style="list-style-type: none"> Er wordt gestreeft naar een (gemiddelde) representatie van de kosten. Daardoor kunnen afwijkingen per project bestaan. Het kostenniveau van 2018 was een (negatieve) uitschieter. In 2019-2020-2021 is het kostenniveau weer hersteld.
Monomestvergisting	<ol style="list-style-type: none"> De gepresenteerde kosten zijn niet herkenbaar De interne warmtevraag ligt bij 100% mest hoger dan 18%. De aanname van 18% is een juiste aanname indien 5% hoogwaardige cosubstraten worden toegevoegd. Voor een kleinschalige vergister met een tank is de interne warmtevraag 32 tot 34% van de input. 	<ol style="list-style-type: none"> Er wordt gestreeft naar een (gemiddelde) representatie van de kosten. Daardoor kunnen afwijkingen per project bestaan. In principe wordt de te verwarmen inhoud relatief minder bij kleiner wordend volume voor kleinschalige vergisting.
Slibsgisting	<ol style="list-style-type: none"> Er bestaat een verschil in uitgangspunten, wat resultaat in een verschil in terugverdiendtijd van uitsluitend secundair slib. Met name de afwijking in O&M-kosten zorgt hiervoor. 	<ol style="list-style-type: none"> Na aanvullende analyse hanteert het eindadvies beperkt een lagere besparing van de vaste O&M-kosten dan het conceptadvies.
warmte uit compostering van biomassa	<ol style="list-style-type: none"> De afhankelijkheid van champost wordt, indien het advies niet wordt overgenomen vergroot, hetgeen een kostenopdrijvend effect heeft in dit geval 	<ol style="list-style-type: none"> Dit was al in het conceptadvies overgenomen We gaan uit van hoofdzakelijk champost. Daarmee gaan we ervan uit dat andere stromen mee genomen kunnen

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
	<ol style="list-style-type: none"> 11. Wij steunen het advies om warmteproductie uit compostering van uitsluitend dierlijke mest uit te sluiten ervan uitgaande dat champost in deze zinsnede niet wordt gezien als dierlijke mest. Wel is het noodzakelijk om dierlijke mest naast de champost, groenafval en GFT duidelijk te vermelden en op te nemen in de biomassa-mix voor een optimaal proces van warmte uit compostering. 12. Advies (met klem) om de categorie warmte uit compostering niet open te stellen voor alle biomassa, maar eht te laten bij champost en één of twee andere biomassa's, waarvan de kwaliteit goed gemonitord kan worden. 13. Advies om voor deze categorie binnen de subsidie via accountantscontrole te laten rapporteren. 14. Wij zien graag dat deze categorie ook wordt opengesteld voor compostering van alleen GFT. 	<p>worden, inclusief een deel dierlijke mest anders dan champost.</p> <ol style="list-style-type: none"> 12. We gaan uit van hoofdzakelijk champost. Daarmee is de focus op champost, terwijl de eventuele andere stromen beperkt in omvang zullen zijn en daarmee ook goed te monitoren. 13. Ter kennisgeving aangenomen en doorgegeven aan EZK 14. Doorgegeven aan EZK
Levensduurverlenging	<ol style="list-style-type: none"> 15. Uitgangspunten Levensduurverlenging zijn zodanig dat het niet zozeer verlenging, dan wel herontwikkeling van de huidige installaties betekend. 16. In de praktijk zijn de variabele kosten over de jaren gestegen door een ongelijk speelveld, en zijn de afschrijvingskosten vooruitgeschoven. 17. Het is goed om de initiatiefnemers de keuze te geven tussen kleinschalige monomestvergisting of grootschalige monomestvergisting. Wij vragen dan ook om deze categorie ook te openen. 18. Naast vervangingsinvesteringen in gasdak en mixers moet er ook aanvullende investeringen gedaan worden in nieuwe eisen tav veiligheid en efficiëntie. Deze kosten moeten ook meegeënen worden 19. Mogelijk is de referentie-installatie GG-VL wat aan de grote kant gekozen. De 1e GG-installaties die in aanmerking zullen komen voor de SDE-VL zijn, liggen, voor zoverre ons bekend, meer in de grootte-orde van 3-4 MW. 20. Bij verlenging van de levensduur van een vergister is het wenselijk om stimulering van hernieuwbare warmte mee te nemen om recht te kunnen doen aan de specifieke situatie op de locatie van de vergister, de aanwezige energievraag en beschikbare energie-infrastructuur. 	<ol style="list-style-type: none"> 15. Er is voor gekozen om aan te sluiten bij de huidige bestaande categorieën. 16. SDE gaat ervanuit dat de projecten gedurende de subsidieperiode zijn afgeschreven. Dat dat niet in de praktijk is voortgekomen is mede een zakelijk besluit 17. In de praktijk is de schaalgrootte zo dat de hoeveelheden passend bij grootschalige monomestvergisting waarschijnlijk niet passen bij de doorzet mogelijkheden van de huidige installatie 18. Er is getracht een acceptabel niveau te vinden voor benodigde aanpassingen. 19. Er is voor gekozen om aan te sluiten bij de huidige bestaande categorieën en groottes. 20. SDE is techniekneutraal en tracht geen voorkeursbehandeling te geven per type productie

B.8 Geavanceerde hernieuwbare brandstoffen voor transport

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
Uitgangspunten	Uitbreiding van de bio-LNG biomassa input uit mest naar andere beschikbare natte grondstoffen.	In het eindadvies is de categorie uitgebreid met andere vergistingsopties. Er zijn nu twee categorieën: een voor mestvergisting en een voor allesvergisting.
Uitgangspunten	Er is kritiek op de mogelijkheid om óf de SDE++ óf de HBE te claimen, maar niet beide tegelijk. Daarnaast wordt er verzocht om een instrument dat een vangnet biedt voor de fluctuerende HBE-prijs, terwijl de markt nog steeds betaalt voor de vergroening van de brandstof.	Deze opmerking is gedeeld met de ministeries en er is besloten om de waarden van HBE's in dit eindadvies in het correctiebedrag op te nemen. Deze geavanceerde biobrandstoffen worden meegerekend in de verplichting voor leveranciers om hernieuwbare brandstoffen in Nederland op de markt te brengen.
Uitgangspunten	Andere instrumenten, zoals investeringssubsidies of garantiefondsen, worden door de marktpartijen aangedragen ter ondersteuning van de ontwikkeling en opschaling van innovatieve productietechnologieën.	Het ministerie is hierover geïnformeerd.
Uitgangspunten	Marktpartijen spraken hun zorgen uit over de inconsistentie en het 'level playing field' tussen de productie van groene chemicaliën (biogebaseerde producten) en hernieuwbare brandstoffen.	Deze zorgen zijn gedeeld met de ministeries.
Uitgangspunten	Selectie van de referentietechnologieën en de routes: veel andere routes en technologieën worden aanbevolen door de marktpartijen.	Het ministerie is hiervan op de hoogte. Uitbreiding van de categorieën zal in het advies van volgend jaar worden overwogen.
Uitgangspunten	Verzoek om meer informatie over de CO ₂ -emissie berekeningen.	Voor elke waardeketen is informatie over de emissieberekeningen opgenomen.
Uitgangspunten	Niet toegelicht wordt hoe het basisbedrag berekend wordt	De werking van het OT-model wordt nader omschreven in de SDE++-publicaties.
Lignocellulose ethanol	De referentieprijs voor biomassa en het gebruik van afvalhout wordt bekritiseerd omdat de beschikbaarheid van afvalhout beperkt is en er daarom een marktprijs is voor dit soort hout. Houtsnippers worden genoemd als de belangrijkste input voor de raffinaderijen.	Uit de verschillende opties is een configuratie met relatief hoge CAPEX-kosten als referentie gekozen, zodat in de nabije toekomst gemengde biomassa kan worden gebruikt in plaats van alleen nieuwe houtsnippers. De biomassaprijs wordt daarom beschouwd als een representatieve prijs voor gemengde biomassa-input.
Lignocellulose ethanol	Er wordt gevraagd om correcties in de beschrijving van de lignocellulose ethanol-waardeketen.	Correcties zijn uitgevoerd.
Lignocellulose ethanol	Het gebruik van lignine als brandstof om aan de interne energievraag te voldoen versus andere valorisatieopties.	De referentiecasus beschouwt lignine als brandstof om aan de energievraag te voldoen. Er kunnen echter ook andere opties worden overwogen.
Lignocellulose ethanol	Selectie van benzine als fossiele referentie wordt bekritiseerd omdat dit de bestaande 'traditionele' ethanolmarkt kan verstoren.	De lignocellulose ethanol prijsmarkt zal nog steeds worden bepaald door de HBE's om aan de quotumverplichting te voldoen. SDE++ houdt rekening met de waarde van de HBE's in het correctiebedrag. Deze configuratie zal de ethanolmarkt minder snel verstoren.
Lignocellulose ethanol	Variabele kosten worden omschreven als 'laag', deels vanwege de lage biomassaprijzen.	Biomassaprijzen zijn niet opgenomen in de variabele O&M-kosten.
Lignocellulose ethanol	Een afschrijving van 20 jaar is aanbevolen.	Alle categorieën in de SDE++ kennen een afschrijving van 12 of 15 jaar.

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
Lignocellulose ethanol	Het selecteren van een referentiecasi met co-locatie in plaats van een stand-alone case.	De referentiecasi in de SDE++ zijn gebaseerd op de greenfield projecten, zodat het merendeel van de projecten gedekt kunnen worden.
Bio-LNG	Terwijl liquefactie van de CO ₂ -stroom en het gebruik ervan in kassen door sommige marktpartijen wordt aanbevolen om in de referentiecasi te worden opgenomen, suggereren anderen dat niet alle bedrijven deze stroom zullen gebruiken.	Geen wijzigingen.
Bio-LNG	Aanbeveling om membraantechnologie te beschouwen als opwaarderingsstap in plaats van cryogene destillatie, omdat deze technologie de meest gangbare techniek is.	Dit is aangepast in het eindadvies.
Bio-LNG	De referentieschaal wordt door een van de marktpartijen als klein beschouwd. Uit gesprekken met andere markten bleek dat de schaalkeuze prima was.	Geen wijzigingen.
Bio-LNG	De levensduur van bio-LNG van 15 jaar wordt betwijfeld.	15 jaar is in lijn met de andere vergisting opties, inclusief de productie van groengas.
Bio-LNG	De bio-LNG referentiecasi omvat alle stappen, van vergisting tot bio-LNG. De bestaande vergistingsinstallaties (gebaseerd op WKK of ketels) kunnen ook geconverteerd worden naar bio-LNG.	Het ministerie is hierover geïnformeerd. Dergelijke opties zijn niet opgenomen in dit advies.
Bio-LNG	Er waren suggesties om aardgas als referentie te gebruiken in de CO ₂ -emissie berekeningen. De REDII hanteert een referentiewaarde die gebaseerd is op diesel/benzine.	De referentiewaarde voor de CO ₂ -berekeningen is gewijzigd naar diesel.
Hydropyrolyse-olie	De optie 'Hydropyrolyse-olie' wordt genoemd als brandstof in de binnenlandse scheepvaart. Dit zou betekenen dat de opgewaardeerde pyrolyse-olie moet voldoen aan de EN590 brandstofspecificaties. Er zijn bedenkingen of de opgewaardeerde pyrolyse-olie aan deze specificaties kan voldoen. Bovendien is bijmenging van pyrolyse-olie met stookolie gebruikelijk in de zeevaart, of co-verwerking in bestaande raffinaderijen.	De referentie casus is gebaseerd op een configuratie waarbij de pyrolyse-olie opgewaardeerd wordt naar diesel en benzine kwaliteit, zodat diesel eveneens gebruikt kan worden in de binnenlandse scheepvaart.
Hydropyrolyse-olie	Er rezen twijfels over de totale stoomconsumptie en gerelateerde berekeningen.	De berekeningen zijn aangepast op basis van informatie afkomstig van marktpartijen.

B.9 Grootschalige elektrische boilers

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
Grootschalige elektrische boilers (basisbedrag)	Er dient een risico opslag meegenomen te worden (bijvoorbeeld via de WACC) om rekening te houden met de marktprijsschommelingen van elektriciteit.	Met betrekking tot het jaarlijks behandelen van de elektriciteitskosten zoals bij de correctiebedragen, dit is vorig jaar met EZK reeds besproken waarbij de keuze is genomen om deze op te nemen in het basisbedrag en niet in het correctiebedrag. Met betrekking tot de risico opslag, omdat er geen veranderingen zijn voor de berekening van elektriciteitskosten binnen de uitgangspunten, is er geen risico opslag meegenomen in de berekeningen van het eindadvies.

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
Grootschalige elektrische boilers (CAPEX)	De investeringskosten voor uitbreiding van de netaansluiting ontbreken in de CAPEX.	Het basisbedrag is gebaseerd op het gemiddelde van de geleverde kosteninformatie tijdens de marktconsultatie. Om het uitgangspunt te volgen een kosteneffectief project te nemen als referentie-installatie, is voor het basisbedrag van het conceptadvies 2021 de kosten voor de uitbreiding van de netaansluiting en contingency niet meegenomen.
Grootschalige elektrische boilers (correctiebedrag)	Het wegvallen van CO ₂ -emissierechten moet worden gecompenseerd.	Het CO ₂ -gerelateerde correctiebedrag zal per case worden bepaald waarbij rekening wordt gehouden met verlies van gratis allocatie van emissierechten. Dit leidt niet tot compensatie maar hoogstens tot een correctiebedrag gerelateerd aan CO ₂ -emissies van 0. Het verlies van de emissierechten gaat immers gepaard met een vermindering van CO ₂ -uitstoot en daarmee met een verminderde behoefte aan CO ₂ -emissierechten.
Grootschalige elektrische boilers (emissiefactor)	In het OT-model staat een netto-emissiefactor voor het bepalen van de CO ₂ -subsidie-intensiteit. Maar het is ons niet helder hoe deze waarde is bepaald. Waar kunnen wij meer informatie vinden over de gehanteerde emissiefactoren voor de SDE++ 2021? In het Eindadvies SDE++ 2020 staat een andere waarde voor de emissiefactor. Deze is gebaseerd op de verwachting voor 2030. Wordt voor de SDE++ 2021 uitgegaan van 2031? Wij zouden hier graag meer inzicht in krijgen.	Het OT-model van het conceptadvies SDE2021 geeft op tab 80 als emissiefactor voor elektriciteit voor deze optie 0,007 kgCO ₂ /kWh. Het eindadvies SDE++ 2020 geeft op p.170 tabel 16-13 voor flexibele opties tevens als CO ₂ -emissiefactor 0,007 kg/kWh. De CO ₂ -emissiefactor voor elektriciteit is voor het conceptadvies bepaald als het ongewogen gemiddelde van de emissiefactoren van de marginale productie-eenheden tijdens de 2000 goedkoopste uren in 2030 zoals in het COMPETES scenario dat gebruikt is in de KEV2019. De rekenmethode is dus: voor alle 8760 uren in 2030 bepalen wat de 2000 goedkoopste uren zijn. Voor deze uren de marginale productie-eenheid bepalen. De CO ₂ -emissiefactoren van deze eenheden optellen en delen door 2000. Dit is in het eindadvies gedaan op basis van de COMPETES-data zoals gebruikt in de KEV 2020. Het jaar 2030 is wederom gebruikt omdat 2031 niet een zichtjaar is binnen de KEV 2020.
Grootschalige elektrische boilers (OPEX)	De netwerkkosten dienen te worden geupdate naar de laatste data van 2020. Verder moet er rekening worden gehouden met de verwachten toename in netwerkkosten.	De nettarieven voor 2020 zijn genomen, plus een additionele opslag op basis van de verwachte ontwikkelingen van de tarieven voor het transmissienet in 2021.
Grootschalige elektrische boilers (OPEX)	Note 4. Subsidie Energie vervalt vooralsnog met het eindigen van de MEE in 2020.	In het eindadvies is deze belastingteruggaafregeling niet meer meegenomen in de berekening van het basisbedrag.
Grootschalige elektrische boilers (OPEX)	SDE++-subsidie 0,073 €/kW _{th} . Hoger dan variabele O&M-kosten van 0,037 €/Kwh?	Dat komt doordat de jaarlijkse transporttarieven en de investeringskosten zijn verrekend in het basisbedrag.
Grootschalige elektrische boilers (referentie-installatie)	Daar het referentiescenario uitgaat van een 20 MWe zullen kleinere sites geen rendabel project kunnen ontwikkelen, en blijft deze subsidie de facto voor de grote installaties, en biedt deze regeling in deze vorm te weinig voor de rest van de Nederlandse industrie, en beperkt daarmee de potentie van de E-boilers. Wij zouden graag aangeven dat grotere sites weliswaar van economies of scale genieten,	Deze keuze is gerelateerd aan het uitgangspunt van EZK om een kosteneffectief project te nemen als referentie bij de berekening van het basisbedrag. Dit uitgangspunt heeft inderdaad als gevolg dat veel (met name kleinere) projecten waarschijnlijk niet rendabel zijn bij het berekende basisbedrag.

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
	maar dat stoom met een hogere druk en temperatuur vereist is, wat kostenopdrijvend is.	
Grootschalige elektrische boilers (referentie-installatie)	Een reële industriële basislast stoombron zal een stoomcapaciteit van rond de 100 MWe hebben. Ons advies is het toevoegen van een referentiecasse met een vermogensklasse > 30 MWe met inachtneming van de onrendabele top.	Een 20MWe-referentie-installatie is gebruikt voor de berekening van het basisbedrag. Andere groottes van installaties kunnen echter ook indienen in deze categorie.
Grootschalige elektrische boilers (referentie-installatie)	Bij elektrificatie gaat het ook om locatie-geboden problematiek; toegang voor bedrijven tot infrastructuur (voor elektrificatie het tekort aan netcapaciteit op sommige plekken) alsmede de kosten van die infrastructuur.	De kosten voor uitbreiding van de elektriciteitsaansluiting zijn niet meegenomen, omdat is uitgegaan van een kosteneffectief project (uitgangspunt EZK). Met betrekking tot de toegang tot de infrastructuur, dit zal doorgegeven worden aan EZK maar vormt een knelpunt dat niet binnen de SDE++ zelf kan worden opgelost.
Grootschalige elektrische boilers (regeling)	Gelet op bovengenoemde prijs risico's en de impact ervan op jaarlijkse draaiuren, zouden wij ook willen bepleiten om banking mogelijk te maken. Dit verlicht draaiurrisico's binnen het jaar, echter verlicht het nauwelijks de langjarige prijs risico's.	Deze vraag valt buiten de scope van het werk aan het eindadvies voor de basisbedragen aangezien zij gaat over de regeling zelf, maar het punt zal worden doorgezet naar het ministerie van EZK.
Grootschalige elektrische boilers (regeling)	Bovenstaande marktprijs effecten en transport tarief effecten zullen in de huidige opzet leiden tot (significante) risico opslagen bij de indiening van projecten om deze langjarige risico's in de businesscase. Wij vragen ons af hoe met deze risico opslagen en de mogelijke overwinsten omgegaan wordt met een eventuele MSK toets. In ieder geval zullen deze risico opslagen buiten een MSK toets/berekening moeten vallen aangezien in de huidige voorgestelde opzet er ook geen compensatie is voor onder subsidiëring ten gevolgen van prijsverhogingen.	Deze vraag valt buiten de scope van het werk aan het eindadvies voor de basisbedragen aangezien zij gaat over de regeling zelf, maar het punt zal worden doorgezet naar het ministerie van EZK.
Grootschalige elektrische boilers (regeling)	Elektrische boilers hebben een efficiëntie van ongeveer 99%. In de discussies met de meetbedrijven is naar voren gekomen dat het meten van warmte (output) duurder en onbetrouwbaarder is dan het meten van de elektriciteit (input). Met name voor de kleinere e-boilers op basis van weerstandsverwarming (<10 MW) in bijvoorbeeld de tuinbouwsector (waar inzet van eboiler aantrekkelijk kan zijn omdat er vaak al warmteopslag aanwezig is) kan het continue meten van de warmte een aanzienlijke kostenpost vormen, zonder dat de meting betrouwbaarder wordt. Ons voorstel is daarom om toe te staan dat de warmteproductie (output) kan worden bepaald aan de hand van de elektriciteitsconsumptie (input) * een efficiency factor. Eventueel zou er een andere factor gehanteerd kunnen worden bijvoorbeeld 98,5% ipv 99% zodat de warmteproductie conservatief wordt ingeschat. De klant zou moeten kunnen kiezen welke methode hij gebruikt: warmtemeting of elektriciteitsmeting.	Deze vraag valt buiten de scope van het werk aan het eindadvies voor de basisbedragen aangezien zij gaat over de regeling zelf, maar het punt zal worden doorgezet naar het ministerie van EZK.
Grootschalige elektrische boilers (scope)	Het is ons niet duidelijk in hoeverre de regelingen gaan kijken naar de type installatie aan welke projecten gekoppeld worden (SBI code?), maar analoog aan de nieuwe opzet van de SDE++ kijken naar vermeden CO ₂ . Wij	In het conceptadvies is geen advies opgenomen om de regeling voor elektrische boilers af te bakenen naar sectoren.

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
	<p>zouden ervoor willen pleiten dat alle sectoren van de regelingen gebruik kunnen maken.</p>	
<p>Grootschalige elektrische boilers (vollasturen)</p>	<p>Het beperken van de SDE+-subsidie tot 2000 draaiuren maakt dit concept minder aantrekkelijk voor de industrie. De E-boiler zal maar een deel de totale warmte capaciteit invullen, zeker wanneer een WKK een significante basis behoefte afdekt.</p> <p>Echter treden er ook lock-in effecten op voor deze volumes, aangezien het hybride karakter eisen stelt aan de niet-elektrische warmte opwek (de gas ketel), waardoor de industrie veel moeite zal hebben om de resterende opgave in te vullen.</p> <p>Daarom zouden wij pleiten om hogere draaiuren voor te stellen, namelijk 4500 uur of zelfs meer, zeker gelet op de verwachte vollasturen van de off-shore windparken welke momenteel in ontwikkeling zijn.</p> <p>Dit is ook mogelijk wanneer de herkomst van de stroom aangetoond duurzaam is (GvO, PPA, of alternatief) in combinatie met een borging van de benodigde duurzame opwek is bv dmv routekaarten WOZ/WOL/ZonPV. Hierdoor wordt een netto (nationale) CO₂-reductie geborgd, ook bij hogere draaiuren. Door een combinatie van zon en wind bronnen kunnen aanzienlijke draaiuren bewerkstelligd worden, tot 6000 en hoger uur, zelfs wanneer gekeken wordt naar uitstoot op dagelijkse of uurlijkse schaal.</p> <p>Zeker aangezien kannibalisatie effecten en het subsidievrije karakter van wind onder druk zet, is verdedigbaar dat extra opwek niet meer door de normale verbruikers opgenomen kunnen worden en dat deze gealloceerd kan worden aan E-boilers.</p> <p>De hogere bezettingsgraad zorgt voor lagere afschrijvings- en financieringskosten per MWh en compenseert daarmee, in ieder geval deels de hogere gewogen gemiddelde E-prijs van de groothandels welke hoort bij hogere draaiuren. Daarmee is de kostenverhoging van de maatregel beperkt.</p> <p>De hogere draaiuren "verzacht" ook het effect van de hogere noodzakelijk investeringskosten. Doordat een effectieve en gealloceerde koppeling gelegd wordt met duurzame opwek en deze E-Boilers, kan ook de emissie van de geconsumeerde elektriciteit op 0 gehouden worden bij deze hogere draaiuren.</p>	<p>Het beperken van de vollasturen is gerelateerd aan de eis dat er sprake moet zijn van duurzame warmteproductie, waardoor de vollasturen is gekoppeld aan het aantal uren waarop marginale elektriciteitsverbruik niet leidt tot CO₂-uitstoot. Het is nog onduidelijk of aantonen van de duurzaamheid van de stroom mbt GvO, PPA of alternatief voldoende garantie biedt dat er op nationaal niveau additionele vermindering van CO₂-uitstoot optreedt. De vraag of CO₂-reductie gealloceerd kan worden naar elektrische boilers gezien de relatie tussen een verhoogde vraag naar elektriciteit en de bouw van hernieuwbare elektriciteitsproductie zoals windturbines, zal met het ministerie van EZK besproken worden.</p> <p>Vooralsnog wordt het aantal uren waarop de elektrische boiler kan draaien bij een 0 emissie elektriciteitsverbruik nog bepaald op basis van een analyse van de marginale productie-eenheden tussen 2021 tot en met 2030 volgens de data van de KEV 2020.</p>
<p>Grootschalige elektrische boilers (vollasturen)</p>	<p>Voorzie in een transitie pad, waarbij een e-boiler in de eerste jaren primair als back-up boiler wordt ingezet. Bij lage of negatieve prijzen op de groothandelsmarkt voor elektriciteit kan de boiler dan ook kosteneffectief worden ingezet. Naarmate het elektriciteitsstelsel de transitie maakt naar meer duurzaam, met als gevolg lagere elektriciteitsprijzen, kan de e-boiler ook vaker ingezet worden.</p>	<p>Het gebruik van de elektrische boiler moet gekoppeld zijn aan elektriciteitsproductie met een relatief hoog aandeel van hernieuwbare energiebronnen. Het advies voor het basisbedrag is gebaseerd op de aanname dat de e-boiler wordt ingezet op momenten van lage energieprijzen en dat deze prijzen een correlatie hebben met een hoog aandeel van hernieuwbare energie in de elektriciteitsproductie.</p>

B.10 Grootschalige warmtepompen

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
Elektrisch gedreven warmtepomp (basisbedrag)	Ons advies zou zijn om een tabel met variërende temperatuurlift en bijbehorende COP's, basisbedragen etc. op te nemen. Eventueel kan het basisbedrag ook middels een formule afhankelijk worden gemaakt van de temperatuurlift. De gehanteerde temperatuurlift moet hierbij echter wel goed worden gedefinieerd, omdat deze in de tijd variabel kan zijn. Denk hierbij aan het leveren van warmte aan warmtenetten of aan processen die in de winter meer warmte vergen dan in de zomer.	Deze mogelijkheid is intern besproken, maar vooralsnog is erover gekozen om dit niet toe te passen om de uitvoering van de SDE++ meer pragmatisch te houden.
Elektrisch gedreven warmtepomp (basisbedrag)	Kunnen de elektriciteitskosten en belastingen ook jaarlijks met een op "actual" gebaseerde prijs worden gerekend? (net als met de ETS-prijs wordt gedaan)	EZK heeft in de uitgangspunten opgenomen dat de gebruikte elektriciteit behandeld moet worden als deel van het basisbedrag en niet zoals het correctiebedrag. De belastingen worden gezien als onderdeel van de elektriciteitskosten.
Elektrisch gedreven warmtepomp (basisbedrag)	De warmtepomp of damprecompressie-installatie wordt geïntegreerd in ons droogproces. Dit betreft een procesinnovatie. Deze technieken kunnen niet ingezet worden zonder ingrijpende veranderingen in de configuratie van droogproces en bijbehorende processturing. Wanneer deze additionele technologische innovaties alsook de bijbehorende leidingen, procesbesturing, back-up systemen om risico's af te dekken, wijzigingen in elektra en extra elektrische aansluitingen niet worden gesubsidieerd, zal een SDE++-subsidie voor een warmtepomp of damprecompressie-installatie in onze fabriek niet toepasbaar zijn.	Op basis van de door marktpartijen geleverde informatie omtrent warmtepompen is een gemiddelde berekend voor de kosten voor warmtepompen. Het is mogelijk dat individuele projecten hoger kunnen uitvallen. Indien dergelijke projecten samengebracht kunnen worden in een aparte categorie, kan overwogen worden een additionele categorie te openen voor warmtepompen.
Elektrisch gedreven warmtepomp (basisbedrag)	Een procesinnovatie is over het algemeen een combinatie van benodigde technologische aanpassingen. Zo zal een warmtepomp of een damp-recompressie-installatie in de papierindustrie niet ingezet kunnen worden zonder ingrijpende veranderingen in de configuratie van droogproces en bijbehorende processturing. Wanneer deze additionele technologische innovaties alsook de bijbehorende leidingen, procesbesturing, back-up systemen om risico's af te dekken, wijzigingen in elektra en extra elektrische aansluitingen niet worden gesubsidieerd, zal een SDE++-subsidie voor een warmtepomp in de papierindustrie niet toepasbaar zijn. Ook is de papierindustrie druk bezig met andere elektrificatie-opties op het gebied van verbeterde mechanische ontwater- en droogprocessen. In elk van deze gevallen betreffen het geen 'enkele technologieën', maar zijn het systeeminnovaties in het proces. Wij pleiten daarom voor een SDE++-subsidie die een systeeminnovatie mogelijk maakt: geen technologie-subsidie, maar het stimuleren van het geheel aan aanpassingen dat nodig is om met elektrificatie een grote procesefficiency-slag te maken. Bij SDE-subsidiëring van Wind op Zee subsidieert men het eindproduct: namelijk de duurzame elektriciteit en daarmee wordt er een beschermde markt gecreëerd voor duurzame elektriciteit. Een E-boiler of	<p>Met betrekking tot kosten voor wijzigingen in elektra en aansluitingen, deze horen onderdeel te zijn van de meegenomen subsidiabele kosten van de categorieën. Mochten investeringskosten in het OT model dit niet lijken te reflecteren dan horen wij dit graag tijdens de marktconsultatiegesprekken, waarbij met behulp van onderbouwende stukken deze kosten kunnen worden aangepast.</p> <p>Met betrekking tot het meenemen van systeeminnovaties, wij zouden graag meer informatie hierover zien (beschrijving, kosten, energieverbruik) zodat wij kunnen bepalen welke mogelijkheden er zijn om dergelijke systeeminnovaties op te nemen in de SDE++. Een voorwaarde is in ieder geval dat de systeeminnovatie breder toepasbaar is dan voor enkel een specifieke fabriek.</p>

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
	een warmtepomp is geen eindproduct. Om het daadwerkelijke eindproduct van de industrie te maken is meer nodig dan het kopen van een nieuwe technologie. De additionele kosten en risico's die bij implementatie van een technologie komen kijken zijn vele malen groter dan de technologie zelf. Het enige dat een beetje lijkt op een product is CO ₂ .	
Elektrisch gedreven warmtepomp (levensduur)	De levensduur van een warmtepomp is niet 12 jaar maar 15 jaar of meer.	Vanuit de markt kwam tijdens de vorige consultatieperiode de reactie dat de eerder gekozen 15 jaar te lang was en dat vanwege de draaiende componenten de levensduur van een warmtepomp korter was. Tijdens de marktconsultatie van dit jaar is aangegeven dat de warmtepomp een levensduur van 15 jaar zou hebben maar dat de compressor een kortere levensduur heeft. Omdat de compressor een groot deel van investeringskosten vormt is de levensduur van de warmtepomp gehouden op 12 jaar.
Elektrisch gedreven warmtepomp (regeling)	De categorie betreft warmtepompen > 500 kW _{th} . Dit kan echter minder efficiënte oplossingen in de hand werken. Zo is het mogelijk dat het, gezien de temperaturen van beschikbare restwarmtestromen, efficiënter is om 2 warmtepompen te plaatsen die kleiner zijn dan 1 enkele grote warmtepomp. Ons advies is om de omschrijving zodanig aan te passen dat niet het vermogen per warmtepomp, maar het totale vermogen van de warmtepompen gezamenlijk maatgevend is.	De exacte interpretatie van het uitgangspunt dat een warmtepompinstallatie >500 kW _{th} moet zijn, valt buiten de scope van het eindadvies over de basisbedragen. Het punt zal worden doorgezet naar het ministerie van EZK.
Elektrisch gedreven warmtepomp (scope)	Een aantal problemen specifiek in de intensieve veehouderij zijn op te lossen. Daarbij zou een opwaardering van restwarmte uit stallen een aantal problemen kunnen oplossen wanneer er een SDE++-toekenning op deze oplossing zou kunnen zijn.	De voorgestelde categorie zal worden meegenomen in de te overwegen categorieën voor de volgende SDE++-ronde.
Elektrisch gedreven warmtepomp (scope)	Het is goed dat hier wordt gesteld dat hier naar de individuele situatie moet worden gekeken. Van belang is ook dat deze correlatie alleen geldt wanneer de bron 100% restwarmte is en er dus geen energie aan de LT-bronwarmte hoeft te worden toegekend. Als de LT-bronwarmte op dit moment elders (deels) nuttig wordt gebruikt dan kan het netto CO ₂ -effect niet worden betrokken op de gehele door de Warmtepomp vermeden HT warmte en moet het netto CO ₂ -effect worden verminderd met de CO ₂ -impact van de noodzakelijke substitutie van de LT warmte. Is er ook ruimte in de maatwerkoplossing voor een dergelijke situatie?	Deze categorie is bedoeld voor het toepassen van restwarmte stromen, waardoor per definitie er op dit moment geen toepassing zou moeten zijn van de betreffende warmte stroom. Er is daarom geen rekening gehouden met CO ₂ -correcties of correctiebedrag correcties voor projecten waarbij de warmtestroom geen restwarmte was maar een warmte stroom die wel een nuttige toepassing heeft.
Elektrisch gedreven warmtepomp (vollasturen)	8000 uur bedrijven van warmtepomp is voor bepaalde bedrijven niet haalbaar. Voor sommige bedrijven is 6000 uur, of zelfs 3000 uur, alleen haalbaar. Graag hiervoor aparte categorie maken.	Er is een aparte categorie gemaakt voor warmtepompen op basis van 3000 uur en 5000 vollasturen in het eindadvies.

B.11

Waterstofproductie via elektrolyse

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
Herkomst gebruikte elektriciteit	In het conceptadvies wordt aangegeven dat de regeling niet toegesneden is op PPA's. Daarvoor kunnen andere CO ₂ -emissiefactoren gelden. Hoe wordt er rekening gehouden met PPA situaties in de toekomst? Kunnen dan meer vollast draaiuren als bedrijfstijd worden opgevoerd in de regeling?	Het PBL heeft geen inzicht in contracten - zoals PPA's - die tussen twee partijen worden afgesloten, en baseert prijs en emissiefactor daarom op elektriciteit die van het openbare elektriciteitsnet wordt betrokken.
Herkomst gebruikte elektriciteit	Het aantal draaiuren voor de elektrolyzer wordt beperkt tot 2000 uur op basis van grid-mix. Hier zal in onze ogen de mogelijkheid moeten worden geboden om aanspraak te maken op een emissiefactor nul via aantoonbare (extra) hernieuwbare bronnen die worden ingezet.	Zie antwoord bij vorige punt.
Beperking subsidiabele draaiuren	2.000 uur is onwerkbaar omdat: <ul style="list-style-type: none"> • Installaties minimaal op 20% van de capaciteit moeten blijven draaien. Op lagere vermogens wordt het lastiger om H₂ en O₂ gescheiden te houden. • Pas achteraf bekend is wat de goedkoopste 2.000 uren van een jaar zijn geweest. • CAPEX-lasten bij 2000 uur veel zwaarder aantikken dan bij 4000 of 6000 uur. Dus hoog basisbedrag, dat slechts deels wordt gesubsidieerd binnen SDE+. • Industriële afnemers willen continue aanvoer. Dus investeren in opslag nodig. 	In het eindadvies van 2021 wordt gerekend met de 3000 uren per jaar die CO ₂ -vrij zijn. Er wordt rekening mee gehouden dat de installatie op de overige uren op 10% deellast moet produceren om gevaarlijke vermenging van O ₂ en H ₂ te voorkomen.
Indirecte effecten van toename van vermogen voor opwekking van hernieuwbare elektriciteit	De analyse beschouwt niet het indirecte effect van een toename van vermogen voor opwekking van hernieuwbare elektriciteit via het stijgen van elektriciteitsprijzen en daarmee inkomsten voor hernieuwbare elektriciteitsproductie.	Het PBL gebruikt de gemiddelde elektriciteitsprijs voor de periode 2021-2030 uit de KEV 2020. Daarin is de geraamde groei van hernieuwbare elektriciteit verdisconteerd.
Vermogen groene waterstoffabriek	Een referentie-installatie van 20 MW is beneden industriële schaal. De benodigde vermogens liggen veel hoger dan dat. Bijgevolg zal de overeenkomstige investeringskost (€/kWe) lager liggen dan de kost gebruikt in de berekening van de referentie-installatie.	Het is inderdaad te verwachten dat de investeringskosten bij grotere vermogens afnemen. Als er in toekomstige jaren concrete markinitiatieven komen om fabrieken van 100 MW of meer te bouwen kan dat aanleiding zijn om in toekomstige adviezen lagere investeringskosten te hanteren.
Netwerktarieven	De netwerkkosten zijn becijferd op basis van TenneT 2019 en gewogen gemiddelde van de tarieven uit de tarievenbesluiten 190 van de regionale netbeheerders en TenneT. De grotere installaties komen op hoogspanning en het is nu al duidelijk dat de nettarieven het komende decennium gaan toenemen. In 2020 is het voor TenneT bijvoorbeeld al 51 EUR/kW/jr t.o.v. 49 EUR/kW/jr voor in het PBL-advies, terwijl de kosten impact van 2020 nog gedempt is door de inzet van veilingopbrengsten door TenneT om de tariefstijging te beperking. Het lijkt aannemelijk om met 30% hogere netwerkkosten te rekenen.	Om de verwachte verhoging van de transporttarieven tussen 2021 en 2030 mee te nemen zijn de tarieven van TenneT en regionale netbeheerders in het eindadvies met 8% verhoogd.
Levensduur van de stacks	De levensduur van de stacks is gebaseerd op continue opererende fabrieken die niet veelvuldig aan en uit worden gezet. Een levensduur van 60.000-90.000h kan alleen als basis	Voor zover bekend is hier geen empirische informatie voor beschikbaar. In het eindadvies is verondersteld dat de stacks tijdens de sub-

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
	worden gebruikt voor een situatie waarbij vrijwel de gehele 8760h/j wordt geopereerd, bij een 2000h/j operatie welke ook nog eens niet aaneengesloten is zoals aangenomen in de elektriciteitsberekening, daarvoor zal de levensduur verwachting veel korter zijn van de 60.000-90.000h	sidiëperiode van 15 jaar niet hoeven te worden vervangen, omdat de 45.000 uren waarin wordt geproduceerd ruim onder de ondergrens van 60.000 uur ligt.
Energiebelasting en Opslag Duurzame Energie (ODE) bij elektrolyse	In het advies wordt gerekend met een elektriciteitsprijs exclusief EB en ODE. Voor het daadwerkelijke elektrolyseproces geldt weliswaar een vrijstelling in de Wbm, maar dit geldt niet voor het elektriciteitsverbruik voor de productie van demiwater, drukverhoging en zuivering van de waterstof. Zo'n 10%-20% van het totale elektriciteitsverbruik is nodig voor deze processen en aangezien de belastingsschalen degressief zijn, is dit toch een substantieel aandeel.	In het eindadvies is verondersteld dat 90% van het elektriciteitsverbruik wordt gebruikt voor de electrolyzer; over dat deel hoeft volgens de belastingdienst geen energiebelasting en ODE (opslag duurzame energie) te worden betaald. De overige 10% wordt gebruikt voor randapparatuur zoals pompen; voor dat deel moet wel energiebelasting en ODE worden betaald.
Corrigeren voor schommelingen in elektriciteitsprijs	In de SDE systematiek voor groene waterstof wordt de gasprijs en de CO ₂ -prijs gecorrigeerd met de werkelijke marktprijzen. Wij vinden dat een dergelijke correctie ook moet worden uitgevoerd voor elektriciteitsprijzen. In de praktijk zijn inkomsten namelijk ook afhankelijk van de langjarige elektriciteitsprijzen.	Volgens de SDE++-methodiek moeten de kosten voor grondstoffen – waaronder elektriciteit - worden meegenomen in de berekening van het basisbedrag.
SMR als referentietechnologie	De uitgevoerde berekeningen gaan uit van een situatie waarbij de groene waterstof de grijze waterstof - geproduceerd via SMR – verdringt als feedstock. De berekeningen moeten rekening houden met de mogelijkheid dat substantiële volumes van de geproduceerde groene waterstof gebruikt gaan worden voor de decarbonisatie van de mobiliteitssector in plaats van als feedstock voor methanol of ammonia.	De meest concrete Nederlandse initiatieven voor de bouw van een groene waterstoffabriek zijn gericht op levering van waterstof als grondstof voor chemische processen. Daarom is voor SMR als referentietechnologie gekozen.

B.12 Benutting restwarmte uit industrie of datacenters

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
Systeemgrenzen	In regel 117-121 staat beschreven dat subsidie van de uitkoppeling t/m een transportleiding van typisch 10 km wordt beoogd (bij 10 MW). Dit kan een juiste aanname zijn i.g.v. een lokaal project. Omdat in de praktijk vaak sprake is van een concentratie van restwarmte bij de industrieclusters is het van maatschappelijk belang om deze restwarmte over langere afstand te transporteren, idealiter in een collectief systeem. Het correctiebedrag is gebaseerd op de kosten tot aan de aansluiting op het (collectieve) transportsysteem. Het transport over langere afstand wordt dus níét gedekt door deze SDE++-subsidie. Voor het rendabel maken van transport van warmte over langere afstand, en voor realisatie van collectief warmte-transport is er een additioneel instrumentarium nodig.	Ter kennisgeving aangenomen. Conform uitgangspunten van EZK en conform de werking van het SDE++-instrumentarium kan niet elk stuk transport worden vergoed door de SDE++, aangezien de SDE++ is gericht op subsidie aan de productiekant. Daarnaast worden, conform de uitgangspunten van EZK, de kosten voor een distributienetwerk niet meegenomen.

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
Correctiebedrag	Op de aldus gedefinieerde systeemgrens (de aansluiting op collectief systeem) kan voorts geen sprake kan zijn van 90% TTF als vergoeding zoals verwoord in paragraaf 4.1, dit is dan te hoog. Enerzijds omdat er t.o.v. het lokaal (WKK-) alternatief nog additionele transportkosten zijn en anderzijds omdat de back up- of piekbron minder draaiuren zal gaan maken hetgeen kostenverhogend werkt op door de WKK of anderszins opgewekte resterende (piek-) GJ. Dit mechanisme geldt zowel voor levering aan woonwijken als aan bijvoorbeeld glastuinbouw. Kortom, 90% TTF is geen goede referentie voor de waarde van de warmte.	EZK heeft in 2019 een keuze gemaakt om niet te veel te willen differentiëren in de correctiebedragen warmte. Daarom geeft PBL deze zienswijze door aan EZK, maar past het advies er niet op aan.
Correctiebedrag	90% TTF lijkt aan de hoge kant als kostprijs van warmte die anders uit een WKK zou zijn geleverd; welke resterende variabele kosten worden er immers dan nog gealloceerd aan de door deze WKK geproduceerd elektra? Ofwel wordt er rekening gehouden met de kosten van elektriciteitsderving?	EZK heeft in 2019 een keuze gemaakt om niet te veel te willen differentiëren in de correctiebedragen warmte. Daarom geeft PBL deze zienswijze door aan EZK, maar past het advies er niet op aan.
Engineeringkosten	Engineeringkosten zijn substantiële kosten in geval van een uitkoppelproject in de industrie (ordegrootte 10% is reëel). Is het mogelijk om te werken met een % opslag op de investering?	De engineeringkosten die worden gemaakt vóór de subsidieaanvraag worden geacht betaald te worden uit het rendement op het ingebrachte eigen vermogen en worden daarom niet meegenomen bij de berekening van het basisbedrag. In het eindadvies is nu wel, bij de bepaling van de investeringskosten, een post van 10% onvoorzien meegenomen.
Investeringskosten	Een tie-in voor een restwarmteproject in de industrie is vaak in een processtroom die nu met luchtkoelers wordt gekoeld en niet zozeer een water- of stoomsysteem. Betekent naast tie-ins ook warmtewisselaars in de fabriek (ISBL). Het gaat hier vaak om substantiële kosten.	Zowel de investeringskosten van de tie-ins als de warmtewisselaars (ISBL) worden meegenomen in de bepaling van de van het basisbedrag.
Systeemgrenzen	Volgens de gangbare definitie van "OSBL" vallen warmtetransport(aansluit-)leidingen buiten het hek in principe ook onder OSBL.	OSBL is door het PBL gedefinieerd als de investeringskosten die nodig zijn buiten de fabrieken (ISBL) maar binnen de hekgrenzen van het industrieterrein.
Engineeringkosten	Engineeringkosten vallen niet onder de operationele kosten, deze worden in de regel ge-capitaliseerd.	De engineeringkosten die worden gemaakt vóór de subsidieaanvraag worden geacht betaald te worden uit het rendement op het ingebrachte eigen vermogen en worden daarom niet meegenomen bij de berekening van het basisbedrag. In het eindadvies is nu wel, bij de bepaling van de investeringskosten, een post van 10% onvoorzien meegenomen.
Elektriciteitskosten	De elektriciteitskosten zijn van ondergeschikt belang zolang er geen warmtepomp in het systeem zit.	Ter kennisgeving aangenomen.
Elektriciteitskosten	Waarom wordt voor de groothandelsprijs van elektriciteit een vaste prijs gerekend over de gehele looptijd terwijl bijvoorbeeld ETS wel ieder jaar op "actual" wordt verrekend?	Volgens de SDE++-methodiek moeten de kosten voor grondstoffen – waaronder elektriciteit - worden meegenomen in de berekening van het basisbedrag.
Vollasturen	Waarom moet er een maximum gesteld worden aan het aantal vollasturen? Restwarmte is jaarrond "groen" en maximering op 6000 uur is slecht voor de businesscase. De maximale daadwerkelijke inzet is volledig afhankelijk van waar de warmte in kwestie in de	Dit aantal vollasturen is gekozen omdat dit aantal naar onze inschatting het meeste aansluit bij de praktijk, op basis van gesprekken uit de marktconsultaties. Dit maximum is deels ook een budgetbeheersing vanuit de overheid, om oversubsidiëring te voorkomen.

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
	merit order van afnemer staat. Goedkope warmte kan daarmee ook > 6000 uur interessant zijn voor een afnemer. Wordt er verondersteld dat de resterende warmte lokaal wordt geproduceerd of blijft dit buiten beschouwing?	Hoe de resterende warmte, voor de overgebleven uren, wordt geproduceerd wordt buiten beschouwing gehouden.
Correctiebedrag	Bij levering aan een non-ETS-partij zal de "uitkoppelaar" CO ₂ -credits krijgen overeenkomend met maximaal 1/3 van de vermeden CO ₂ -uitstoot. Deze opbrengst kan dan inderdaad bij de inkomsten van de "uitkoppelaar" gerekend worden. Bij levering aan een ETS-partij is geen sprake van ETS-credits, in dat geval kan er dus ook geen correctiebedrag voor worden gerekend aan de "uitkoppelaar".	Ter kennisgeving aangenomen.
Pijpleiding-lengte	Een terreinleiding (OSBL) is al snel >250 meter. De 10 km "buiten het hek" is vervolgens arbitrair aangezien het WOS naar verwachting toegewijd zal zijn aan het project en daarom op of dichtbij de terreingrens komt te staan.	Ter kennisgeving aangenomen.
Verhouding pijplengte/vermogen	Wij begrijpen de wens/noodzaak om met de verhouding pijplengte/vermogen oversubsidiëring tegen te willen gaan maar hoe beoordeel je of een project aan dit criterium voldoet wanneer direct na de WOS wordt aangesloten op een collectief warmtenet en de kosten daarvan versleuteld zitten in een aansluit – en transport tarief dat geldt op de grens van het WOS? Kan, net als voor CCS-Porthos, een variabele component worden overwogen die afhangt van de daadwerkelijke transport- en aansluitkosten die een (semi-)overheidsbedrijf straks gaat rekenen voor het behalen van een minimaal rendement op een collectief warmtetransportsysteem?	Wij denken dat er met de huidige methode voldoende subsidiemogelijkheden zijn om de meest kosteneffectieve restwarmte-projecten te ondersteunen en daardoor ook indirect delen van een warmtenet. Daarnaast is de SDE++ gericht op subsidie voor productie van warmte en niet zozeer voor aflevering van warmte naar de eindgebruikers.
Onzekerheden contracten leveranciers en afnemers	Er ontstaan praktische problemen bij het vaststellen van kostenelementen voor individuele deelnemers aan collectieve systemen zolang alles nog in beweging is (kip-ei-problematiek).	Ter kennisgeving aangenomen.
Onzekerheden contracten leveranciers en afnemers	Voorinvesteringen doen door een uitkoppelaar (bijvoorbeeld tie-ins) zou slim kunnen zijn maar blijkt in praktijk lastig als er nog weinig zekerheden zijn over de voortgang van de systemen "buiten de poort" ofwel over de transport- en afnamekant.	Ter kennisgeving aangenomen.
Onzekerheden contracten leveranciers en afnemers	Een 'open boek' benadering tussen partijen is wenselijk maar niet perse eenvoudig wanneer 1 partij de SDE++-aanvrager is.	Ter kennisgeving aangenomen.
Onzekerheden contracten leveranciers en afnemers	De uitkoppelaar loopt in principe het risico ten aanzien van de gerealiseerde bedrijfstijd en daarmee de te ontvangen SDE++. De uitkoppelaar heeft constante kosten (voornamelijk het terugverdienen van de Capex) maar heeft maar beperkte invloed op de bedrijfstijd. Contractueel oplossen kan, maar kost de afnemer geld.	Ter kennisgeving aangenomen.
Systeemgrenzen	Waarom wordt transport van warmte meegenomen als subsidiabele kosten? Dit verschilt sterk per project, net als de verschillende ondergronden asfalt, straatstenen en gras. De	Transport wordt meegenomen op basis van de uitgangspunten van EZK. Bij de kosten voor de pijpleidingen wordt rekening gehouden met alle soorten ondergronden die er zijn,

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
	aangenomen 10 km maakt het basisbedrag mogelijk te hoog voor projecten waar afzet dichterbij gevonden kan worden.	dat wil zeggen dat er een gemiddelde wordt genomen van de kosten per meter pijpleiding rekening houdend met alle verschillende ondergronden/boringen. Eventuele oversubsidiëring wordt zo veel mogelijk ondervangen door het introduceren van staffels met betrekking tot de verhouding transportlengte en het vermogen.
Vollasturen	6000 vollasturen van de warmtepomp uit restwarmte is voor een gemiddeld warmtenet dat levert aan de gebouwde omgeving vrij hoog. We zien eerder getallen van 4000 tot max 5000.	Op basis van informatie uit de marktconsultatie is besloten om bij de categorie 'Benutting restwarmte (warm water) met warmtepomp' in het referentieproject uit te gaan van een lager vermogen (5 MW _{th} bij de bron in plaats van de in het conceptadvies aangenomen 10 MW _{th}) maar een hoger aantal vollasturen (7000 uur per jaar). Dit lijkt ons inziens beter aan te sluiten bij de praktijk.
Investeringskosten	Een koeling bij het datacenter wordt altijd N+1 gedimensioneerd, dit in verband met redundantie.	Er is in het referentieproject hiermee rekening gehouden door uit te gaan van een warmtewisselaar, technische ruimte, warmtepomp en elektra-aansluiting waar, buiten wat er al staat in rondom het datacenter, investeringen in moeten worden gedaan.
Investeringskosten	Of er gebruik kan worden van een bestaande elektriciteitsnetaansluiting is afhankelijk van waar de warmtepomp komt te staan. Bij een warmtepomp bij de eindgebruiker zal het net niet verzaamd hoeven te worden.	Er wordt in het eindadvies wel uitgegaan van een extra benodigde elektrische netaansluiting.
Onzekerheden contracten leveranciers en afnemers	De leveringszekerheid is een groot aandachtspunt. Hoe weet een afnemer dat het datacenter er over 30 jaar nog staat en omgekeerd?	Ter kennisgeving aangenomen. In het eindadvies wordt ervan uitgegaan dat het project in ieder geval 15 jaar subsidie nodig heeft en dus minimaal een economische levensduur heeft van 15 jaar. Verder wordt er aangenomen dat er geen restwaarde is na de subsidieperiode. Wij geven geen advies over hoe de ondernemende partijen die contractueel onderling regelen. Dat is aan de partijen zelf.
Onzekerheden contracten leveranciers en afnemers	Inmiddels zijn de datacenters wel bereid om te betalen voor koude.	Het PBL adviseert niet over hoe de baten van het project verdeeld worden moeten worden, dat is aan de ondernemende partijen zelf. Er wordt in het advies vanuit gegaan dat er inkomsten worden gehaald uit 7000 uur per jaar aan warmte-exploitatie.
Aanvragers	In meerdere SDE++-adviezen, waaronder de categorie warmte-uitkoppeling en warmtepompen, wordt de sectoren industrie en/of datacenters aangeduid als mogelijk aanvragers. Wij zouden ervoor willen pleiten dat ook andere sectoren dan industrie en datacenters van deze regeling gebruik kunnen maken. Het is ons niet duidelijk in hoeverre de regeling kijkt naar de type-installatie en aan welke projecten deze gekoppeld worden (SBI code?) en analoog kijkt naar de nieuwe opzet van de SDE++ (subsidie per vermeden CO ₂)?	Het maakt voor de hoogte van de SDE++-subsidie niet veel uit wie er aanvraagt maar voor wat voor soort project er wordt aangevraagd.
Categorieën	Volgens het conceptadvies is restwarmte uit stoom uitgesloten voor SDE++. Dit is niet altijd terecht.	In het eindadvies is er een categorie toegevoegd die rekening houdt met het uitkoppelen van stoom uit AVI's.
	Langere periodes van goedkeuring SDE tot start project zou hier ook wenselijk zijn.	Dit is meegegeven aan EZK.

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
Categorieën	Restwarmte uit AVI's zijn niet expliciet uitgesloten, maar worden ook niet genoemd.	In het eindadvies is er een categorie toegevoegd die rekening houdt met het uitkoppelen van stoom uit AVI's.
Systeemgrenzen	Voor restwarmte benutting uit datacenters dienen ook de kosten voor het laagtemperatuurtransportnet en de warmtewisselaars bij de afnemers meegenomen te worden.	Conform de uitgangspunten van EZK wordt alleen een deel van het transportnet vergoed. De kosten bij de afnemer vallen niet onder SDE++-subsidieerbare kosten.
Categorieën	De verhouding lengte/vermogen van 0,3833 betekent dat grotere projecten worden uitgesloten, tenzij de transportafstand ook groot is. Dit kan tot suboptimale projecten leiden, waarbij de capaciteit omlaag wordt gebracht terwijl die wel beschikbaar is en door de afnemers nuttig kan worden gebruikt.	In het eindadvies wordt getracht deze kwestie te ondervangen doordat het PBL adviseert om uit te gaan van een staffel met betrekking tot de verhouding transportlengte/vermogen.
Investeringskosten	De locatie van een warmtepomp in combinatie met een datacenter is casus afhankelijk. Bij grotere transportafstanden is het logisch om de warmtepomp bij het datacenter te plaatsen gezien de sterk toenemende warmtetransport- en distributiekosten voor restwarmte van lage temperaturen. Bij korte transport- en distributie afstanden kan plaatsing van de warmtepomp bij de afnemer gunstiger zijn door optimalisatie van de inkoop- en netkosten van elektriciteit.	Er is voor gekozen om in het referentieproject uit te gaan van een bepaalde investering voor een warmtepomp met een vermogen van x inclusief de elektriciteitsaansluiting die daarbij hoort en de elektriciteitskosten. Of de aanvrager nu één centrale warmtepomp in zijn/haar project heeft zitten of meerdere kleine warmtepompen die optellen tot hetzelfde vermogen is daarom verder irrelevant. In beide gevallen krijgt de aanvrager hetzelfde basisbedrag en we gaan hierbij uit van het meest kosteneffectieve project.
Categorieën	In het conceptadvies wordt enkel uitgegaan van restwarmte die niet nuttig wordt gebruikt en gekoeld wordt en geloosd. Nu zijn er in de praktijk situaties waarbij warmte of stoom wel nuttig wordt gebruikt maar waar dat meer optimaal kan gebeuren. Hierbij gaat het om warmte en/of stoom van hogere temperatuur en druk. Er bestaat een aanzienlijk CO ₂ -reductiepotentieel voor dergelijke projecten. Wij pleiten ervoor dat dergelijke projecten, waarbij het feitelijk gaat om een meer optimale benutting van stoom en warmte, in de SDE++ worden opgenomen.	In het eindadvies is er een categorie toegevoegd die rekening houdt met het uitkoppelen van stoom uit AVI's. Onder de kostprijs van de gereduceerde hoeveelheid CO ₂ wordt daarnaast, volgens uitgangspunten van EZK, 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 ." Daarnaast stelt EZK in de uitgangspunten dat "Kosten die gemaakt worden voorafgaand aan een SDE++-aanvraag worden niet meegenomen". Samenvattend betekent dit dat wanneer het gaat om nieuw gedane investeringskosten om CO ₂ te besparen, een dergelijk project zoals genoemd in de reactie wel in aanmerking kan komen voor SDE++-subsidie, mocht deze passen in de categorie: 'Warmte-uitkoppeling bij AVI's'
Vollasturen	De verwachting is dat bij een gunstige sparkspread (bijv. hoge elektriciteitsprijs en lage gasprijs) de stoomlevering vanuit een AVI wordt teruggedraaid. Hierdoor zal het aantal uren dat stoom wordt geleverd eerder 7000 vollasturen per jaar zijn dan 8000 uren.	In de nieuwe categorie 'Warmte-uitkoppeling bij AVI's' wordt uitgegaan van 8000 uur per jaar op basis van informatie dat er projecten zijn waar wel dit aantal vollasturen kan worden gehaald.
Basisbedrag	Reststoom vanuit AVI's is niet gratis want dit wordt nu ingezet voor elektriciteitsopwekking. Elektriciteitsderving bij de uitkoppelende AVI zou daarom mee moeten worden genomen in de berekening van het basisbedrag.	In de nieuwe categorie 'Warmte-uitkoppeling bij AVI's' wordt rekening gehouden met de derving van elektriciteit bij de uitkoppelende AVI.
Vollasturen	Het aantal vollasturen per jaar dat worden aangenomen in de categorie 'Benutting restwarmte (warm water) zonder warmtepomp' is	Aangezien er wordt uitgegaan van het meest kosteneffectieve project en aangezien er sprake is van vele verschillende soorten mogelijk afnemers van restwarmte wordt in het eindadvies nog steeds uitgegaan van 6000

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
	<p>naar onze mening te hoog. Indien de restwarmte wordt aangesloten op een bestaand systeem ter dekking van de groei van de warmtevraag van het net door uitbreiding op netkoppeling is het aantal vollasturen van de nieuwe bron ca. 3500 uur. Ook als direct warmte van een STEG wordt vervangen in een kleiner net zullen de 8000 vollasturen niet haalbaar zijn omdat in de zomer de STEG en/of hulpketel ook altijd standby moet staan om warmte te kunnen leveren bij uitval van het restwarmtesysteem. Restwarmte uit de industrie kan nooit op basis van leveringszekerheid worden gecontracteerd. Industrie gaat alleen akkoord met een as available basis. Daarom kunnen geplande / ongeplande stops op ieder moment van het jaar plaatsvinden en dient er back up mee te draaien.</p>	<p>vollasturen per jaar. Er zijn namelijk cases waarbij dit aantal vollasturen wel gehaald zouden kunnen worden. Om oversubsidiëring te voorkomen wordt daarom vastgehouden aan 6000 vollasturen per jaar.</p>
Correctiebedrag	<p>Restwarmte uit de industrie kan nooit op basis van leveringszekerheid worden gecontracteerd. Industrie gaat alleen akkoord met een as available basis. Daarom kunnen geplande / ongeplande stops op ieder moment van het jaar plaatsvinden en dient er back up mee te draaien. Dit heeft ook effect op de waarde die een warmteafnemer hiervoor kan betalen, zie ook onze opmerkingen bij het correctiebedrag.</p>	<p>Ter kennisgeving aangenomen.</p>
Onzekerheden contracten leveranciers en afnemers	<p>Kosten verdeling tussen stakeholders is zeer complex. Met name de grote investeringen die gepaard gaan met het uitkoppelen van restwarmte uit het proces (bijvoorbeeld reactorcooling, procescooling) is kostbaar en moeten een korte terugverdiensijd hebben voor de industrie, anders worden dergelijke investeringen niet gedaan omdat vanuit het oogpunt van een beperkt investeringsbudget dan projecten met een kortere terugverdiensijd de voorkeur hebben. Het investeren in restwarmte-uitkoppeling door een derde partij leidt tot zeer complexe eigendomsverhoudingen, aangezien er investeringen moeten worden gedaan in aanpassingen van installaties die in het hart van de van de warmtebron (uitkoppelende partij) plaatsvinden is het in de praktijk niet werkbaar hier erfdienstbaarheden te vestigen. Wel zal een SDE++ met een marktconform correctiebedrag de investering door een derde partij die dan ook de SDE ++-beschikking ontvangt eenvoudiger te maken zijn omdat dan een zekere kasgeldstroom ontstaat.</p>	<p>Ter kennisgeving aangenomen. De SDE++-subsidie vergoedt de onrendabele top van dergelijke restwarmteprojecten (rekening houdend met een redelijke winstmarge). Hoe de kosten en inkomsten tussen verschillende partijen verder geregeld worden is aan de aanvrager van de subsidie. Er wordt in de berekening van het basisbedrag geen rekening gehouden met kosten die gemoeid zijn met contractuele afspraken over eigendomsverhoudingen en de verdeling van kosten en baten.</p>
Categorieën	<p>De huidige SDE++-regeling bevat onvoldoende stimulans voor uitkoppeling van restwarmte richting stadsverwarming.</p>	<p>De SDE-regeling richt zich op productie van elektriciteit of warmte. Het meetpunt om de subsidie-uitkering te bepalen, zit daarom bij de productiekant. Om deze reden wordt er voor gekozen om de categorieën niet in te delen op basis van afnemers en wordt er getracht met de huidige categorie-indeling voldoende stimulans te bieden voor alle soorten restwarmteprojecten.</p>
Correctiebedrag	<p>In veel stadswarmtenetten is een STEG of AVI de referentie-installatie voor basislast warmteproductie. Zoals eerder bepaald door PBL bedraagt het correctiebedrag in deze gevallen</p>	<p>EZK heeft in 2019 een keuze gemaakt om niet te veel te willen differentiëren in de correctiebedragen warmte. Daarom geeft PBL deze</p>

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
	<p>70%*TTF. Wij zien dit nu niet terugkomen in de correctiebedragen die gehanteerd worden voor restwarmte uit datacenters. Dit maakt de toepassing van restwarmte uit datacenters in grote warmtenetten met een STEG of AVI als hoofdbron economisch oninteressant. Wij zouden graag zien dat het correctiebedrag bij toepassing in grote warmtenetten wordt aangepast naar 70%*TTF.</p>	<p>zienswijze door aan EZK, maar past het advies er niet op aan.</p>
Correctiebedrag	<p>PBL heeft eerder bepaald dat het juiste correctiebedrag voor grote stadswarmtenetten met een STEG 70%*TTF is. Hierin is rekening gehouden met feit dat een STEG zowel warmte als elektriciteit produceert. Daarin zijn ook CO₂-emissierechten impliciet meegenomen. Een toeslag voor vermeden kosten voor CO₂-emissierechten bovenop dit correctiebedrag van 70%*TTF zou daarmee een dubbeltelling introduceren en daarmee een te hoog correctiebedrag.</p>	<p>EZK heeft in 2019 een keuze gemaakt om niet te veel te willen differentiëren in de correctiebedragen warmte. Daarom geeft PBL deze zienswijze door aan EZK, maar past het advies er niet op aan.</p>
Categorieën	<p>Er zijn vele verschillende configuratie mogelijk maar op hoofdlijnen zijn er twee hoofdconfiguraties, waarvan wij denken dat het goed zou zijn deze te onderscheiden in de SDE++.</p> <p>1) Invoeden van warmte uit datacenters op middentemperatuur op kleine schaal in wijknetten:</p> <p>Dit kan op relatief lage temperatuur in zogenaamde 70-40 °C wijknetten. In de praktijk moet 70 graden geleverd worden aan de woningen waardoor op ca. 75 graden vertrokken wordt uit de regelkamer om te garanderen dat ook de woningen achterin het wijknet minimaal 70 graden ontvangen. De warmtepomp moet in deze gevallen dan ca. 75 graden produceren (er treedt nog een kleine temperatuurval op in de warmtewisselaar van de regelkamer). Dit concept wordt gekenmerkt door een relatief klein vermogen. Typisch ca. 0,5 tot 1 MW_{th} omdat een wijknet vaak niet meer warmtevraag heeft voor 6.000 vollasturen.</p> <p>2) Invoeden van DC-warmte op hoge temperatuur op grote schaal in transportnetten.</p> <p>Het grote voordeel van invoeden op transportnetten is dat veel meer capaciteit ingevoerd kan worden dan bij wijknetten. Het nadeel is dat de transportleidingen op een hogere temperatuur worden bedreven dan wijknetten. De zogenaamde stooklijn van sommige transportleidingen is rond de 95 graden in de zomer tot 120 graden in de winter. Restwarmte uit een datacenter dat invoedt op deze transportleiding zal ook deze temperatuur moeten leveren.</p> <p>Wij pleiten dan ook voor een splitsing van de categorie 'Benutting restwarmte (warm water) met warmtepomp' in twee separate categorieën. Bijvoorbeeld een categorie <5 MW_{th} en een categorie ≥ 5 MW_{th}. Tot 5 MW_{th} wordt gekenmerkt door een aanvoertemperatuur</p>	<p>Op basis van informatie uit de marktconsultatie is besloten om bij de categorie 'Benutting restwarmte (warm water) met warmtepomp' in het referentieproject uit te gaan van een lager vermogen (5 MW_{th} bij de bron in plaats van de in het conceptadvies aangenomen 10 MW_{th}) maar een hoger aantal vollasturen (7000 uur per jaar). Dit lijkt ons inziens beter aan te sluiten bij de praktijk. Er is niet voor gekozen om een subcategorie te adviseren waarbij restwarmte van een lage temperatuur wordt opgewaardeerd middels een warmtepomp tot een hogere temperatuur dan 75 graden. Dit leidt ons inziens namelijk tot technisch moeilijk haalbare hoge COP's en hoge kosten.</p>

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
	van ca. 75 graden, wat een met een standaard warmtepomp mogelijk is. Door de kleine schaalgrootte zal de specifieke CAPEX echter relatief hoog liggen, zeker ook van onderdelen zoals de transportleiding en de koppeling hiervan op het wijknet. Vanaf 5 MW _{th} wordt gekenmerkt door enerzijds een grotere schaalgrootte, en daarmee schaalvoordelen, anderzijds vergen de hogere temperaturen een complexere en duurdere warmtepomp. Wij merken op dat dit onderscheid het ook mogelijk maakt om een verschillende COP aan te nemen voor deze twee verschillende categorieën.	
Temperatuur	De temperaturen van 75-45 °C die genoemd worden in het conceptadvies sluiten goed aan bij een kleinschalig concept waarbij ingevoed wordt op het wijknet. Bij invoeding in het transportnet, met grotere capaciteiten, liggen zowel de aanvoertemperatuur als de retourtemperatuur hoger. De retourtemperaturen variëren tussen de 50 en 65 graden en de aanvoertemperaturen tussen de 95 en de 120 graden.	In het eindadvies is er bij de categorie 'Benutting restwarmte (warm water) met warmtepomp' in het referentieproject ook uitgegaan van een aanvoertemperatuur die het transportnet in gaat van 75 graden en een retourtemperatuur van 45 graden. Er is niet voor gekozen om een subcategorie te adviseren waarbij restwarmte van een lage temperatuur wordt opgevaardeerd middels een warmtepomp tot een hogere temperatuur dan 75 graden. Dit leidt ons inziens namelijk tot technisch moeilijk haalbare hoge COP's en hoge kosten en is daarom niet in lijn met het uitgangspunt dat er gekeken moet worden naar de meest kosteneffectieve projecten.
Vollasturen	Voor invoeding in wijknetten lijkt 6000 vollasturen een goede aanname. Voor groot-schalige invoeding in transportnetten zijn hogere vollasturen mogelijk. Wij stellen voor 7.000 vollasturen.	In het eindadvies wordt bij de categorie 'Benutting restwarmte (warm water) zonder warmtepomp' in het referentieproject uitgegaan van 6000 uur en in het referentieproject bij de categorie 'Benutting restwarmte (warm water) met warmtepomp' van 7000 uur.
Investeringskosten	In ieder geval voor kleinere projecten verwachten wij een hogere CAPEX dan de aangegeven 1.004 €/kW.	In het eindadvies zijn de aangenomen investeringskosten in het referentieproject van de categorie 'Benutting restwarmte (warm water) met warmtepomp' licht hoger dan is aangenomen in het conceptadvies.
Investeringskosten	Het valt ons op dat in het conceptadvies geen kosten meegenomen lijken te worden voor de intakking in het bestaande warmtenet. Naar onze mening moeten de kosten voor intakking in het bestaande warmtenet wel meegenomen worden.	Aangezien er niet bij elk restwarmteproject wordt ingetakt op een bestaand warmtenet en er weinig tot geen openbare robuuste informatie is overeen dergelijk aansluitingstarief, is er voor gekozen deze kosten niet mee te nemen in de referentieprojecten.
Investeringskosten	Zijn civiele kosten voor een warmtepompgebouw meegenomen?	Ja, deze worden meegenomen in het eindadvies.
Investeringskosten	Wij begrijpen niet dat de specifieke CAPEX voor een restwarmteproject zonder warmtepomp (1.411 €/kW) hoger is dan de specifieke CAPEX voor een restwarmteproject met warmtepomp (1.004 €/kW). Waardoor wordt dit veroorzaakt?	In het eindadvies zijn deze technisch-economische parameters aangepast.
Investeringskosten	Wij merken dat datacenters niet willen dat wij gebruik maken van hun elektriciteitsaansluiting, waardoor wij een eigen aansluiting moeten organiseren voor de warmtepomp. Dit is ook opgenomen in de investering. Soms dienen voor de elektriciteitsaansluiting aanzienlijke afstanden overbrugd te worden. Wij adviseren om een kosteninschatting op te vragen bij verschillende netbeheerders op	Er is in het eindadvies bij de bepaling van de investeringskosten van het referentieproject horende bij de categorie 'Benutting restwarmte (warm water) met warmtepomp' rekening gehouden met de benodigde investeringskosten van een nieuwe elektriciteitsaansluiting, rekening houdend met een aanname van een referentie meerlengte-afstand van 100 meter. De kosten hiervoor zijn berekend op basis het gewogen gemiddelde

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
	een spanningsniveau van 50 kV om een indicatie te krijgen van de specifieke kosten.	van de tarievenbesluiten voor 2020 van de regionale netbeheerders en TenneT.
OT-model	Mogelijk dat wij het OT model niet goed interpreteren maar naar ons inziens worden de kosten van het elektriciteitsverbruik niet meegenomen in de cashflow. Dit leidt tot een onderschatting van de kosten en daarmee een te laag basisbedrag.	De kosten voor het elektriciteitsgebruik zitten in de variabele operationele kosten.
Systeemgrenzen	In vele gebruikelijke restwarmtesystemen is er maar één circuit dat circuleert tussen de warmteproducent, waar het water via restwarmte wordt opgewarmd en de tuinder waar de warmte opnieuw wordt afgegeven. Behalve de wisselaars bij de tuinder geschiedt er enkel warmteoverdracht op het terrein van de warmteproducent. Fig 2-1 van het conceptadvies lijkt te suggereren dat de warmtewisselaars om de warmte uit te koppelen op het terrein van de warmteproducent niet in aanmerking komen voor SDE++. Er wordt gevraagd de kosten van de warmtewisselaars op het terrein van de warmteproducent mee te nemen bij de berekening van het SDE++-basisbedrag.	Deze kosten worden meegenomen in het eindadvies. Figuur is tevens aangepast.
Investeringskosten	Bestaande restwarmteprojecten zijn opgezet zodat de transportinfrastructuur (leidingen, pompen) zijn uitgelegd voor het uiteindelijke volloopscenario. De uitkoppeling van warmte wordt echter in fases uitgebouwd naarmate de warmteafname (volloop tuinbouwgebied) toeneemt. SDE++ dient eveneens van toepassing te zijn voor een uitbreiding van de warmte-uitkoppeling bij bestaande projecten om te voldoen aan de groeiende warmtevraag als gevolg van het vollopen van het beschikbare areaal.	Er wordt vanuit gegaan dat de dikte van de leidingen toekomstbestendig worden gekozen. Voor de investeringskosten van de transportpijpleiding in de referentieprojecten is hiermee tevens rekening gehouden.
Systeemgrenzen	Een warmteoverdracht zoals beschreven in regels 197-199 van het conceptadvies is niet altijd aanwezig. Een WOS tussen warmtelevering en warmtetransport is niet altijd. SDE++ wordt verondersteld technologie-neutraal te zijn. Om te vermijden dat technologische oplossingen die wel een warmteoverdracht hebben als onderdeel van het distributiesysteem bevoordeeld worden ten opzichte van oplossingen die dat niet hebben (terwijl die laatste meer efficiënt zijn door het vermijden van temperatuurverlies veroorzaakt door het WOS), dient warmteoverdracht voor het uitkoppelen van warmte een subsidiabel onderdeel te zijn, onafhankelijk van zijn positie in het systeem, dus ook op het terrein van de warmteproducent.	Er wordt bij de berekeningen van de basisbedragen zowel uitgegaan van investeringskosten voor een warmtewisselaar bij de warmtebron/warmteproducent als investeringskosten voor een warmtewisselaar/warmtepomp in het WOS.
CO ₂ -emissies	Bij de benutting van restwarmte (warm water) met warmtepomp kan de output-warmte ook (deels) worden geclassificeerd als hernieuwbaar.	Er wordt aangenomen dat er restwarmte wordt gebruikt dat normaal gesproken verloren gaat en niet nuttig wordt gebruikt en daarom inderdaad geclassificeerd wordt als 'hernieuwbaar'.
Categorieën	Bij restwarmtebenutting is sprake van één categorie voor alle toepassingen en omvang. Kleinere toepassingen (1-10 MW) ontvangen daardoor onvoldoende subsidie om de investeringen te dekken. De kosten voor uitkoppeling van warmte, eventueel een warmtepomp	Volgens uitgangspunten van EZK is het in dit stadium gewenst te kijken naar subsidiëring van de meest kosteneffectieve projecten. In het eindadvies wordt echter wel getracht deze kwestie te ondervangen doordat het PBL ad-

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
	en het transport naar het warmtenet lopen al snel op.	viseert om uit te gaan van een staffel met betrekking tot de verhouding transportlengte/vermogen.
Subsidietermijn	De SDE termijn van 15 jaar is erg lang. De industrie heeft over het algemeen grote moeite zich te committeren aan dergelijke termijnen. Terwijl dit dan ook de termijn zal worden dat een warmtebedrijf nodig heeft om de investering terug te verdienen middels de SDE bijdrage. Dit kan dan een showstopper zijn. Advies: termijn inkorten naar 10 jaar met afschrijving over 15 jaar.	Ter kennisgeving aangenomen. Er wordt gezien de aard van de projecten vastgehouden aan een termijn van 15 jaar.

B.13 CCS

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
CCS (Blauwe waterstof)	Er wordt in het advies uitgegaan van inzet van blauwe waterstof als grondstof. Voor inzet als brandstof zijn er meer kosten, zoals de kosten van een reformer en extra energieverliezen bij omzetten van aardgas naar waterstofverbranding.	Het advies richt zich op CCS, waar een SMR als referentie-installatie gebruikt wordt omdat het om een kosteneffectieve toepassing van CCS gaat. Er wordt geen rekening gehouden met het uiteindelijke doel van de geproduceerde waterstof. Het opnemen van blauwe waterstof productie als aparte categorie is overwogen en er is door een risico op marktverstoring en de beschikbaarheid van goedkopere CCS-toepassingen geadviseerd om deze categorie niet op te nemen.
CCS (Looptijd subsidieperiode)	Er wordt in de SDE++ uitgegaan van een subsidietermijn van 15 jaar voor CCS. Wordt er een termijn van 20 jaar overwogen?	De subsidietermijn van 15 jaar is standaard in de SDE++. Er wordt geen langere subsidieperiode overwogen voor CCS.
CCS (Reeds afgevangen CO ₂)	Bij ammoniakproductie wordt er al een gedeelte van de geëmitteerde CO ₂ al afgevangen in het bestaande proces, met een hoge zuiverheid (>99%).	Bij bestaande CO ₂ -afvang kan er gebruik gemaakt worden van varianten 1 of 2 voor het bewerken (comprimeren of vervloeien), transporteren en opslaan van CO ₂ .
CCS (Zuiverheidseisen transportnetwerken)	Wat zijn de exacte proces parameters t.a.v. juiste druk en zuiverheid Porthos en Athos	De procesparameters van Porthos en Athos zijn niet nader onderzocht voor dit advies. Voor het advies is uitgegaan van een druk van 35 bar voor levering van gasvormige CO ₂ aan een CO ₂ -transportnetwerk. Voor meer detail over de druk- en zuiverheidseisen verwijzen we naar de Porthos en Athos projecten.
CCS (Verplicht meewerken transportnetwerk)	In hoeverre wordt de exploitant (Porthos/Athos/..) verplicht mee te werken aan het realiseren van voldoende aansluitpunten en capaciteit voor toeleverende bedrijven?	Dit valt buiten het kader van het advies over de basisbedragen.
CCS (Aansluitkosten op transportnetwerk)	Waaruit is het verschil in aansluitkosten op het transportsysteem te verklaren (4,5 miljoen in variant 1 versus 1,6 miljoen in variant 3)?	De aansluitingskosten zijn afhankelijk van de capaciteit van de aansluiting. De aansluitingskosten zijn ingeschat op 1,5 €/km/t CO ₂ -piekafvangcapaciteit per jaar. De aansluiting voor variant 1 is groter (1 Mton CO ₂ /jaar) dan voor variant 3 (0,36 Mton CO ₂ /jaar).
CCS (Verwerkings-toeslag)	Er is door de markt voorgesteld om het transporttarief en het opslagtarief in het ver-	Binnen de huidige opzet van de SDE++ is voor het adviseren van basisbedragen het vaststellen van referentiewaarden voor de transport- en opslagtarieven nodig. Het vrij

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
	werkingstarief apart in de berekening te verwerken zodat de aanvrager vrijheid heeft met het invullen van de transport modus.	laten van invullen van transport- en opslag-tarieven is binnen de huidige opzet niet mogelijk .
CCS (Verwerkings-toeslag)	<p>De verwerkingstoelage binnen SDE++ wordt gebaseerd op het Porthos-tarief, en voorziet effectief in de eenmalig aanleg van en investering in een transportnetwerk. De toeslag alsook het tarief is gebaseerd op een afschrijvingstermijn van 15 jaar. De pijpleidingen hebben echter een levensduur van +/- 40 jaar en de compressor heeft met periodieke revisies ook een substantiële langere technische en economische levensduur.</p> <p>De kosten van de volledige investering in de beoogde infrastructuur worden in 15 jaar volledig gedekt door de SDE++-bijdrage. Na afloop van SDE++-beschikking (15 jaar) zou de verwerkingstoelage (en het tarief) omlaag kunnen/moeten, omdat de infrastructuur dan al volledig is afgeschreven. Het zou ons inziens duidelijk en transparant moeten zijn op welke manier hier mee omgegaan wordt, teneinde de kosten voor vermeden CO₂-uitstoot transparant en zo laag als mogelijk te houden.</p>	Het PBL heeft gerekend met het bekende Porthos-tarief dat is getoetst door EZK. De afschrijvingstermijn gehanteerd door Porthos valt buiten het kader van het advies. Over een aanpassing van het tarief na de eerste 15 jaar is bij het PBL niets bekend waardoor het niet meegenomen is in het advies. Hoe er omgegaan wordt met veranderingen van het tarief gedurende de looptijd van een beschikking is een zaak voor de uitvoering van de SDE++-regeling en valt ook buiten het kader van dit advies.
CCS (Transport per truck of binnenvaartschip)	Installaties op grotere afstand van een CO ₂ -transportnetwerk zullen CO ₂ vloeibaar moeten maken om deze te transporten naar het CO ₂ -transportnetwerk. CO ₂ vloeibaar maken (en zuiveren) kan door middel van een vloeingsinstallatie. Wij zouden het verwelkomen als de mogelijkheden voor CCS om per truck of schip aan te leveren op een transport en opslag netwerk wordt meegenomen.	Vervloeiing en transport CO ₂ -levering aan een transport- en opslagnetwerk is opgenomen in het advies. Er is uitgegaan van transport per binnenvaartschip omdat de verwachting is dat de kosten hiervan voor het transporteren van grote volumes CO ₂ lager liggen dan voor transport per truck.
CCS (Kosten transport per binnenvaartschip)	De kosten voor transport per binnenvaartschip worden ingeschat op 20-30 €/ton CO ₂	De kosten van transport per binnenvaartschip zijn ingeschat op €25/ton CO ₂ in het eindadvies.
CCS (Invoeden vloeibaar CO ₂ in transportnetwerk)	Vloeibaar CO ₂ kan na het compressorstation ingevoerd worden, wat een kostenvoordeel heeft.	Het is nog onduidelijk wat voor tarief Porthos (of Athos) zal vragen voor het leveren van vloeibaar CO ₂ voor injectie in het CO ₂ -netwerk. Er is daarom uitgegaan van hetzelfde opslag-tarief als gehanteerd wordt voor andere gebruikers van het Porthos-netwerk. Het PBL onderkent dat de kosten voor het injecteren van vloeibare CO ₂ anders kunnen zijn.
CCS (Transport buisleiding ver)	In het advies wordt het Porthos buisleiding-transportnetwerk gebruikt als uitgangspunt. Voor sommige industriële clusters is verbinding met het Porthos netwerk per buisleiding mogelijk een interessante optie. Komt er een subcategorie met "buisleiding ver" als transportoptie?	De inschattingen van de kosten van een dergelijke buisleiding van Zeeland of Limburg naar het Porthos-netwerk zijn nog niet concreet genoeg bevonden. Als de kosteninschatting robuuster gemaakt wordt en er voldoende interesse is voor zo'n categorie dan kan deze categorie overwogen worden in volgende SDE++-rondes. Transport per schip voor industriële clusters verder van Porthos en Athos verwijderd is meegenomen in dit advies.
CCS (Transporttarief)	Het transporttarief is in €/ton. Hier mist een afstandselement in. Voor partijen die verder weg liggen van Porthos of Athos heeft dit een nadelig effect.	Voor partijen die verder weg van Porthos of Athos liggen is de mogelijkheid voor vloeibaar transport opgenomen in het advies. Hier is geen afstandselement voor meegenomen

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
		men omdat het is ingeschat dat de verschillen in transportkosten door afstandsverschillen niet groot zijn.
CCS (Transport en opslag per schip)	De optie voor transport en opslag per schip ontbreekt.	Binnenvaart transport en opslag per schip is meegenomen als optie in het advies. <i>Off-shore</i> opslag per schip is echter niet meegenomen in het advies als referentie-optie, omdat het niet de meest kosteneffectieve opslagoptie is.
CCS (Trucktransport bij bestaande afvanginstallaties)	Bij bestaande installaties hoeven de aansluitkosten niet enkel uit CCU-pijpleidingen te bestaan, maar kan ook sprake zijn van trucktransport, (variant A)	Het punt is onderkend en besproken in het advies. Er is bij het PBL onvoldoende duidelijk over de noodzaak om hier een nieuwe categorie voor te definiëren.
CCS (Restwarmte gebruik)	In veel industriële complexen bestaat de mogelijkheid om lagetemperatuurwarmte te gebruiken voor het regenereren van solvent.	Er is onvoldoende indicatie vanuit de markt om de berekende kosten voor de warmtevraag te corrigeren. In de SDE++ 2022 zal er weer aandacht besteed worden aan dit punt tijdens de marktconsultatie om te kijken of de basisbedragen voor enkele categorieën verlaagd dienen te worden.
CCS (Energieverbruik)	De energie voor pre-combustion afvang van CO ₂ bij een SMR bedraagt 538 kWh (th) / t CO ₂ afgevangen.	De gebruikte aannames voor energieverbruik bij pre-combustion afvang zijn gebaseerd op de inbreng van meerdere partijen. Deze inbreng is meegenomen.
CCS (Elektriciteitsverbruik vervloeiing)	Het elektriciteitsverbruik voor vervloeiing (dit is dus compressie + zuivering + vloeibaar maken + opslag + verlading) bedraagt 144 kWh per ton CO ₂ .	De literatuurwaarde van 162 kWh / t CO ₂ is gehanteerd in het advies om projecten die iets hoger energieverbruik hebben de ruimte te geven in het basisbedrag.
CCS (Correctiebedrag)	Er ontbreekt een advies over de berekening en toepassing van een correctiebedrag voor bedrijven die niet onder de ETS vallen.	Het PBL berekent voor alle categorieën de maximale EU ETS-correctie. Op projectbasis kan worden getoetst of de aanvragende partij ETS-plichtig is en of de EU ETS-correctie daarom van toepassing is.
CCS (Correctiebedrag)	Volgens de huidige ETS regels hoeven in geval van CCS alleen minder CO ₂ -rechten ingeleverd te worden als transport van de CO ₂ plaats vindt via een pijpleiding. Bij transport per schip of over spoor zullen de kosten per ton CO ₂ hoger zijn omdat de ETS kosten (vooralsnog) niet vermeden kunnen worden.	Het PBL berekent voor alle categorieën de maximale EU ETS-correctie. Op projectbasis kan worden getoetst of de aanvragende partij ETS-plichtig is en of de EU ETS-correctie daarom van toepassing is.
CCS (Correctiebedrag)	Voor het correctiebedrag wordt aangegeven dat een ongewogen gemiddelde EEX-EUA marktprijs voor CO ₂ -emissierechten gebruikt wordt. Over welke periode wordt dit gemiddelde berekend?	Voor het correctiebedrag voor een bepaald jaar wordt gekeken naar het ongewogen gemiddelde over de periode 1 januari tot en met 31 december van dat jaar.
CCS (CO ₂ heffing industrie)	Hoe werkt de SDE++ CCS in combinatie met de aankomende CO ₂ -heffing voor de industrie waar ook AVI's mogelijk mee maken krijgen?	De CO ₂ -heffing is niet meegenomen in het advies.
CCS (Post-combustion categorie)	Wij zouden graag in 2021 een subcategorie Post-combustion capture en afvang uit gemengde stromen toegevoegd zien: - Typische referentie installatie kan bijvoorbeeld zijn de afgassen van een fornuis van een steam methane reformer, een boiler voor stoom productie of een WKK-gasturbine	Er zijn twee post-combustion-varianten toegevoegd aan het advies. Een SMR is gebruikt als referentie-installatie omdat het een kosteneffectieve post-combustion-toepassing betreft.
CCS	Differentiatie op basis van de het percentage in de rookgasstroom is gewenst. Drie categorieën zijn voorgesteld: 1) Afvang uit hoge	Er is gekozen voor een indeling met bestaande afvanginstallaties, nieuwe pre-combustion-afvanginstallaties en nieuwe post-combustion-afvanginstallaties. Voor afvang

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
(Differentiatie naar concentratie CO ₂)	concentratie stromen (>90%), 2) Pre-combustion afvang (~50-90%), 3) Post-combustion afvang (<40%)	bij hoge concentratie stromen is onvoldoende data ontvangen vanuit de markt om tot een gedegen advies te komen.
CCS (Duurdere toepassingen)	In de methodiek wordt SMR als referentie gesteld en worden hiervoor de kosten gehanteerd. Dit is nu inderdaad de meest gangbare techniek. Er zijn andere toepassingen waarbij de investeringskosten hoger liggen en waarbij meer CO ₂ afgevangen worden (zoals atothermal reformers).	Het huidige uitgangspunt is om over de meest kosteneffectieve toepassingen te adviseren per categorie. In toekomstige rondes kunnen er nieuwe categorieën, met duurdere toepassingen, worden toegevoegd aan het advies.
CCS (Categorie AVI)	De SDE biedt CCS aan voor een generieke 'industriële installatie waarbij geen rekening wordt gehouden met de specifieke eigenschappen van AVI's, zoals de hogere kosten om de CO ₂ (ca. 10%) uit de rookgassen te halen. Naar onze mening ontbreekt de categorie CCS bij AVI. CO ₂ -afvang uit rookgassen met een concentratie van ca. 10% hebben een afwijkende onrendabele top t.o.v. de huidige gepresenteerde basisbedragen. Wij verzoeken u de parameters uit het advies CO ₂ -afvang en gebruik in tuinbouw voor een AVI te gebruiken in de CCS-versie.	De kosten voor post-combustion afvang bij AVI's worden zijn inderdaad hoger dan bij een SMR, de referentie-installatie gebruikt voor de post-combustion categorie. De referentie-installatie is gekozen met het uitgangspunt van EZK om kostenefficiënte toepassingen te gebruiken voor de berekening van de basisbedragen. Er is vanuit EZK geen vraag ontvangen om over een aparte categorie voor CCS bij AVI's te adviseren.
CCS (Combinatie met CCU)	In hoeverre wordt er ruimte gegeven om naast de SDE++ onder de categorie CCU gebruik te maken van de categorie CCS buiten de 4.000 vollasturen die onder de categorie CCU zijn gereserveerd Tevens zou er een categorie gewenst zijn waarin zowel opslag van CO ₂ gedurende 4000 uur als wel CCU gedurende 4000 uur ondersteund wordt. Nu is onduidelijk of bij een CCU oplossing ook een beroep gedaan kan worden op de 4000 uur CCS-regeling. Vanuit kostenefficiëncy zou deze gecombineerde categorie zeer goed scoren omdat de investering gedekt zal worden door 8000 draaiuren. Graag ook duidelijkheid verschaffen of bij een aanvraag voor CCU tegelijkertijd beroep kan worden gedaan op de CCS-regeling (CCS bij een bestaande CO ₂ -installatie)	Het PBL-advies is dat van een CCU-beschikking voor 4000 uur gecombineerd kan worden met een CCS-beschikking van 4000 uur. De twee categorieën zijn vooralsnog niet gebundeld, dus mogelijk zijn hiervoor twee aparte beschikkingen nodig.
CCS (Uitbreiding vollasturen voor CCUS)	Bij bestaande CO ₂ -afvang kan het voorkomen dat bestaande afnemers (tijdelijk) minder CO ₂ afnemen (voor tuinbouw, frisdrankindustrie, etc.) waardoor er meer CO ₂ beschikbaar is voor CCS. Daarom wordt gevraagd om het aantal bedrijfsuren ook voor Variant 1A/2A uit te breiden tot 8760 uur per jaar.	Voor variant 1A/2A is er gekozen voor een referentie waarbij een bestaande CO ₂ -afvanginstallatie 8000u per jaar operationeel is, waarvan de helft (4000u) opgeslagen wordt. Hoe deze 4000u over het jaar verdeeld worden is opengelaten, dus de CO ₂ kan voor opslag geleverd worden wanneer er minder of geen vraag is voor CO ₂ voor de al reeds bestaande toepassing (tuinbouw, frisdrankindustrie, etc.). Het PBL onderkent dat er andere verdelingen van CCU en CCS kunnen zijn (bijvoorbeeld 6000u CCU en 2000u CCS). Er is echter nog onvoldoende indicatie om een extra categorie voor gedeeltelijke CO ₂ -opslag toe te voegen. De bedrijfsuren voor categorie 1A/2A uitbreiden naar 8760u is onwenselijk omdat dit geen realistische referentiecasi is voor gedeeltelijke CO ₂ -opslag.

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
CCS (In aanmerking komen van alle aangeboden CO ₂)	<p>Nieuwe afvang bij bestaande afvanginstallaties zal om kostentechnische redenen vaak bepaalde componenten (bijv. compressie) gemeenschappelijk hebben met CCS bij nieuwe afvanginstallaties.</p> <p>Beide types worden gesubsidieerd voor een verschillend aantal draaiuren. De opvolging welke CO₂ van welke afvanginstallatie komt (bestaand of nieuw) is administratief bijzonder complex. Alle CO₂ die wordt aangeboden voor CCS, afgerekend bij het overdrachtpunt naar de ontvanger (pijplijn of schip) dient in aanmerking te komen voor SDE++.</p>	Het bepalen welk basisbedrag van toepassing is bij de CO ₂ die wordt aangeboden aan de ontvanger is administratief ook complex. Het PBL ziet dit daarom niet als oplossing voor de complexiteit van het geval dat er meerdere afvanginstallaties staan op een locatie. De opstelling en uitvoering van de regeling met betrekking tot hoe bepaald wordt welke CO ₂ van welke afvanginstallatie komt valt buiten de scope van het advies over de basisbedragen. De opmerking zal worden doorgegeven aan het ministerie van EZK.
CCS (Biogene CO ₂)	Is deze categorie alleen gericht op opslag van fossiele CO ₂ of kan ook biogene CO ₂ in aanmerking komen voor deze regeling?	Er is in het advies geen onderscheid gemaakt tussen CO ₂ van biogene en fossiele herkomst.

B.14 CO₂-afvang en gebruik in de glastuinbouw

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
CCU : Combinatie met CCS	<p>De regeling voorziet levering aan de glastuinbouw, alwaar uitgestelde emissie optreedt bij gebruikers die weliswaar aardgas besparen maar niet ETS heffing plichtig zijn. Gevolg is dat de installatie die CO₂ afvangt geen (fossiele) CO₂ mag wegstrepen voor de geleverde CO₂ in deze CCU-regeling. Betreffende installaties worden in 2021 CO₂-belastingplichtig en zullen dan nogmaals moeten investeren in CO₂-beperkende maatregelen om de CO₂-footprint terug te brengen.</p> <p>Het pleidooi hier is dan ook om een combinatie CCS (winter) met CCU zomer te scheppen in de SDE++-regeling 2021.</p>	Er wordt voorgesteld om dergelijke combinatie met CCS toe te staan in de regeling, mits in acht name van de geldende regels (investeringen mogen slechts een keer gesubsidieerd worden).
CCU: systeem grenzen	<p>In de voorgestelde SDE++-regeling zit nu een ingewikkelde systeemgrens: niet alleen is alle Capex en OPEX bij de 'afvanger' meegenomen maar ook die bij de tuinder (opslag, distributie). Dit terwijl het transport tussen afvanger en tuinder buiten de scope valt.</p> <p>In de praktijk heeft de afvanger een contract met een groothandelaar in CO₂ en wordt er afgerekend bij de weegbrug van de afvanger.</p> <p>Voorgesteld wordt dan ook om in de systeemgrens alleen om de installaties van de afvanger op diens terrein te leggen.</p>	Systeemgrenzen worden herbekeken in het eindadvies waarbij de grens bij de afvanger wordt gelegd, maw zonder het deel bij de tuinder.
CCU : "groene " CO ₂	<p>Hierboven is geconstateerd dat de voorgestelde CCU-regeling zich richt op de glastuinbouw en geen verrekening zal plaatsvinden met fossiele CO₂-emissie.</p> <p>De tuinders prefereren (volledig) groene CO₂. Deze kan geproduceerd worden door CO₂ niet af te vangen bij een AVI maar bij de Bio Energie Centrales. BEC's verstoken geleverd en gefineerd afvalhout en BEC's vallen qua (gereinigd) rookgas samenstelling en qua emissieregelgeving in dezelfde categorie als</p>	De glastuinbouwsector heeft de ambitie om te verduurzamen, groene CO ₂ is geen eis, eerder wens. Hoe dan ook fossiel CO ₂ uit ketels vervangen door groene CO ₂ uit afvang bij een BEC geeft geen extra krediet.

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
	AVI's. Hiermee zijn deze installaties volledig vergelijkbaar met AVI's en zou de voorgestelde CCU-regeling voor AVI's één-op-één uit te breiden zijn naar BEC's.	
CCU: CB	Alle informatie van de afgelopen jaren wijst op prijs voor externe CO ₂ die in de praktijk neerkomt op € 57,50 in de kas (dus na alle transport, opslag en distributie, zowel bij afvanger als tuinder). Incidenteel komt daar een opslag bij ingeval van schaarste indien die optreedt in de zomer. Afhankelijk van de transport afstand naar de tuinder is een normale (dus zonder productie uitval bij afvangers) prijs van € 35 - € 45 voor vloeibaar CO ₂ op de weegbrug van de afvanger gebruikelijk.	De berekening van het correctiebedrag is aangepast in het advies.
CCU : regeneratie door eigen warmte	Regeneratie door eigen warmte is niet mogelijk. Technisch gezien is het temperatuurniveau te laag, en economisch is het niet mogelijk omdat een AVI al veel warmte levert en in de aanbieding heeft. De nieuwe businesscase (lage temperatuurwarmte en een extra warmtepomp) zal dus op moeten boxen tegen de lage productieprijs van warmte bij een AVI.	Data is opgevraagd, maar niet geleverd.
CCU: CB	Dit is hierboven gedaan. De pilot plant CCU produceert momenteel vloeibaar CO ₂ voor de tuinders en krijgt daar € 45 per ton voor betaald, ter plekke weegbrug. Dit is een relatief hoog bedrag omdat de installatie geografisch erg gunstig ligt t.o.v. de glastuinbouwgebieden. Dit tarief is minder dan de helft dan het correctiebedrag dat nu voorgesteld is. Dit correctiebedrag moet echt marktconform worden om een levensvatbare businesscase te krijgen voor CCU met de SDE++ in 2021.	De berekening van het correctiebedrag is aangepast in het advies.
CCU : kosten	Het solventgebruik (amine) valt in de praktijk niet mee. De ervaring met de pilot plant is dat dit de € 5 per ton geleverde CO ₂ benadert. In de businesscase voor de grote CCU-installatie (waarvoor een vergunningprocedure loopt) is dit geraamd op € 7,50 per ton geleverde CO ₂ . Onduidelijk is nu in hoeverre dit is meegenomen in de OPEX post chemicaliën die genoemd wordt in de toelichting op de CCU-regeling	Kosten zijn verwerkt
CCU: combinatie met CCS	Zoals bij in de voorgaande reactie aangegeven is de systeemgrens tot en met Capex en Opex bij de tuinder ons inziens nodeloos ingewikkeld. In een andere bovenstaande reactie geven wij aan dat een combi met CCS in de winter (CCU 4000 uur en CCS 400 uur) een logischer en praktischer instrument zou zijn in combinatie met een door OCAP al enige tijd bepleitte 'bioswap'.	In principe zou een CCU beschikking kunnen in combinatie met een CCS beschikking (extra afvang op een bestaande installatie, ook 4000 VLU)
CCU : categorie biomassaketels	Een zeer belangrijke bron van duurzame warmte in de tuinbouw zijn grote biomassa gestookte ketels. De laatste 5 jaar is voor er 400 MW _{th} aan biomassaketel bijgeplaatst of in aanbouw (bron SDE+). Biomassaketels geplaatst in tuinbouwgebieden zijn veelal een ideale optie om de CO ₂ behoefte van tuinders in te vullen. Deze	Een categorie CCU-biomassaketels is toegevoegd aan het advies.

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
	alternatieve optie is volledig Inleiding over het hoofd gezien. CO ₂ uit 100% biogene bron kan worden afgevangen uit de rookgassen van een biomassa gestookte ketel.	
CCU: jaarprofiel CO ₂	Figuur 2.2 klopt maar in een beperkt aantal gevallen.	Ter kennisgeving aangenomen
CCU : categorie biomassaketels, kosten	Omdat de optie van CCU uit biomassa ketels niet is opgenomen in het advies wordt hier een incompleet beeld geschetst. Met biomassa CCU zijn de leverancier en de gebruiker dezelfde. Hierdoor vallen een groot deel van de kosten en van extra, onproductieve CO ₂ -uitstoot (energy penalty) weg, te weten: <ul style="list-style-type: none"> • Geen (weg)transport van CO₂ Geen compressie, vervloeiing en ontspanning	Een categorie CCU-biomassaketels is toegevoegd aan het advies.
CCU: energieverbruik	Voor de zuivering van het CO ₂ dient ook de bron van de CO ₂ overwogen te worden. Afhankelijk van het proces of de rookgaskwaliteit waar de CO ₂ uit afgevangen wordt is meer of minder energie nodig (i.a.w. energy penalty) en zijn de kosten hoger of lager om een bepaalde CO ₂ -kwaliteit te bereiken.	Ter kennisgeving aangenomen
CCU : lokale afvang	Voor lokale CO ₂ -afvang is geen hoge druk transport systeem nodig. Een druk van 200 mbarg is voldoende om enkele kilometers te transporteren.	Ter kennisname meegenomen
CCU: energieverbruik, kosten, CB	Het energieverbruik voor lokale biomassa CCU is veel gunstiger dan de hier weergegeven kosten. Bovendien kan een groot gedeelte van de energie teruggewonnen worden en nuttig worden aangewend voor verwarming van de kas. De typische investeringskosten voor een Bio-CCU zijn aanzienlijk lager dan hier gesteld. Een tuinder kan voor ca. de helft van de hier gestelde specifieke investering per ton CO ₂ afgevangen een CCU achter een biomassaketel kopen. Het correctiebedrag dat wordt verondersteld 99 Euro te bedragen is ook erg hoog. Werkelijke vermeden prijs ligt op 50-55 Euro per ton CO ₂ . Een bio-CCU zal een onrendabele top hebben t.o.v. business as usual van 30-40 euro per ton CO ₂ . Hiermee wordt dan direct grijze CO ₂ vervangen door groene CO ₂ . Compressie, vervloeiing en transport zijn activiteiten die door hun grote energieverbruik negatief uitwerken op de duurzaamheid van CO ₂ . Vloeibare CO ₂ is daarom altijd veel minder duurzaam dan lokaal opgewekte en lokaal gebruikte CO ₂ . Vloeibare CO ₂ is ook altijd foodgrade spec. Deze kwaliteit is feitelijk te goed en te duur voor de tuinbouw. Subsidieren van feitelijk food grade spec. CO ₂ werkt concurrentievervalsing in de hand en tevens dat de CO ₂ naar andere toepassingen wordt afgezet dan glastuinbouw. Daarbij wordt grijze CO ₂ nooit groen.	Een categorie CCU-biomassaketels is toegevoegd aan het advies.

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
CCU: energie-verbruik	In de meeste industriële complexen bestaat de mogelijkheid lage T warmte af te nemen nodig voor de regeneratie van het absorbent in het afvangproces. Dit is in de betrokken installatie het geval.	Ter kennisname meegenomen
CCU: andere toepassingen	In het conceptadvies wordt gesproken over 'mogelijke nieuwe categorieën'. De categorie 'gebruik van afgevangen CO ₂ in de industrie' sluit daarbij aan bij een concreet project. Een gedeelte van het afgevangen CO ₂ kan worden gebruikt voor het herwinnen van natriumbicarbonaat uit flue-gas-treatmentresidues. Voor het overige gedeelte wordt gekeken naar de productie van e-methanol, algenproductie of de productie van nieuwe chemicaliën door bacteriële omzettingprocessen.	De reactie wordt toegevoegd aan de groenlijst voor SDE++ 2022.
CCU: combinatie met CCS	<p>Is er een gecombineerde aanvraag CCU / CCS mogelijk of kan er tegelijkertijd in beide categorieën voor een deel van de jaarrond bedrijfsuren worden aangevraagd?</p> <p>De kostenefficiëntie van deze maatregel wordt enorm verbeterd als de afvanginstallatie naast afvang voor levering aan de glastuinbouw in de zomer, in de winter ook gebruikt kan worden voor CCS. Bij afvang bij afvalenergiebedrijven komt dit dan tevens tegemoet aan hun behoefte aan CCS om hun klimaatarget te realiseren en CO₂-heffing te vermijden met opslag van het 'grijze' deel van de CO₂ voor CCS en hun behoefte aan circulariteit en hergebruik met levering van het 'groene' deel van de CO₂ aan de glastuinbouw.</p> <p>Omdat de CO₂-behoefte van de glastuinbouw van jaar tot jaar kan verschillen en meegroeit met de ontwikkeling van duurzame warmte in de sector, is het optimaal als ook van jaar tot jaar tussen beide categorieën geschoven kan worden: bijvoorbeeld wat meer CCS in de eerste jaren en meer CCU in de loop der tijd als duurzame warmte in de sector verder wordt uitgerold.</p>	Er wordt voorgesteld om dergelijke combinatie met CCS toe te staan in de regeling, mits in acht name van de geldende regels (investeringen mogen slecht een keer gesubsidieerd worden).
CCU : andere toepassingen	Is een combinatie mogelijk met levering aan andere toepassingen (bijv. tbv productie van brandstoffen of bouwstoffen)?	De reactie wordt toegevoegd aan de groenlijst voor SDE++ 2022.
CCU : categorie biomassaketels	Kleinschalige installaties kunnen ons inziens ook een zinvolle bijdrage leveren in het invullen van de CO ₂ -behoefte van de glastuinbouw omdat het met name de kleinere installaties zijn waar volledig bio-CO ₂ gevonden wordt (vergisters/biogas, houtketels, etc.)	Een categorie CCU-biomassaketels is toegevoegd aan het advies.
CCU : kosten	<p>Waarom worden de kosten voor een CO₂-transportleiding niet meegenomen in het bepalen van het basisbedrag?</p> <p>- Hier zijn kosten mee gemoeid die ook gedekt moeten worden uit de verkoopprijs van de CO₂ aan de glastuinbouw. Ons inziens zou dit dus ofwel meegenomen moeten worden in het basis bedrag ofwel uit het correctiebedrag gehaald moeten worden</p> <p>- In de inleiding wordt dit ook als uitgangspunt meegegeven: Daarnaast</p>	Kosten voor transport zijn herbekeken in het eindadvies.

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
	<p>kunnen de kosten voor transport in het basisbedrag opgenomen worden.</p> <p>Kosten voor transport per vrachtwagen in de keten van vloeibare CO₂ worden wel meegenomen (regel 291) maar deze worden verderop weer uitgesloten (regel 303)?</p>	
CCU : kosten	Wat is het verschil tussen de kosten voor een CO ₂ -transportleiding en de kosten voor CO ₂ -transport per pijpleiding?	Kosten voor transport zijn herbekeken in het eindadvies.
CCU : systeemgrenzen	De CO ₂ -emissie van het opereren van het CO ₂ -transportnetwerk wordt (nagenoeg volledig) al meegenomen met het meenemen van het 'op druk brengen' in de CO ₂ -afvang. Door CO ₂ -emissie van vervoer per truck niet mee te nemen, ontstaat een (enigszins) scheef beeld in het onderlinge vergelijk van CO ₂ -emissie van gas versus vloeibaar transport.	De gehanteerde benadering sluit aan bij de uitgangspunten SDE++.
CCU : CB	Het correctiebedrag lijkt gebaseerd op gasstook met de ketel als referentietechniek, terwijl het gebruikelijk is dat de WKK gebruikt wordt. De kosten van CO ₂ van de referentie worden met de WKK medebepaald door de opbrengst van elektra, en de CO ₂ -kostprijs ligt daarmee (veel) lager dan het aangegeven correctiebedrag. De marktprijzen voor (zowel gasvormig als vloeibare) CO ₂ voor de glastuinbouw liggen over het algemeen ook lager dan 99 EUR/ton. Omdat de kosten van CO ₂ -inkoop ook niet aan de kant van de duurzame optie wordt meegenomen, zal de kweker naar verwachting obv marginale meerkosten beoordelen of de CO ₂ van de WKK betrokken wordt of extern. Extern geleverde CO ₂ moet dan kunnen concurreren tegen de marginale meerkosten van het draaien met een WKK.	De berekening van het correctiebedrag is aangepast in het advies.
CCU : combinatie met CCS	Het gefixeerd aantal draaiuren van 4000 uur strookt niet met de praktijk waar de CO ₂ -behoefte van de glastuinbouw van jaar tot jaar verschilt en ook in de loop der tijd groeit. Flexibiliteit in combinatie met CCS (zie opmerking bij regel 125) zou hier een oplossing voor kunnen zijn, of, alternatief, meer ruimte voor 'banking' tussen jaren.	Er wordt voorgesteld om dergelijke combinatie met CCS toe te staan in de regeling, mits in acht name van de geldende regels (investeringen mogen slecht een keer gesubsidieerd worden).
CCU : grootte referentie-installatie	Wij hebben twee projecten van elk 500 kton ism twee afvalbedrijven in ontwikkeling. Anderszins lijkt 100 kton een redelijk gemiddelde voor afvangprojecten die we in de markt ontwikkeld zien worden (muv de kleinere projecten)	Ter kennisgeving aangenomen.
CCU: kosten	<p>Vorig jaar zijn in de ronde voor CCS 2020 kosten gedeeld nav de haalbaarheidsstudies die wij met een aantal afvalenergiebedrijven hebben uitgevoerd naar CO₂-afvang. Deze zijn nog steeds relevant. Desgewenst kunnen deze opnieuw, iom de afvalenergiebedrijven, verstrekt worden.</p> <p>Afvangkosten zijn sterk afhankelijk van de schaalgrootte maar ook van de bestaande situatie bij de afvalenergiebedrijven waar de afvang moet worden ingepast. Hoe wordt hier tegenaan gekeken en mee omgegaan? Goedkopere projecten kunnen lager inschrijven en ranken dan ook beter?</p>	Ter kennisgeving aangenomen.

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
CCU: kosten	Kosten voor CO ₂ -transport missen.	Kosten voor transport zijn herbekeken in het eindadvies.
CCU: systeemgrenzen	Systeemaftakking lijkt wel te kunnen werken, alhoewel voor de leverancier de systeemgrens direct na aflevering op het glastuinbouwbedrijf ligt. De verdeling en dosering binnen het bedrijf valt daar buiten.	Systeemgrenzen worden herbekeken in het eindadvies waarbij de grens bij de afvanger wordt gelegd, maw zonder het deel bij de tuinder.
CCU ; combinatie met CCS	Het lijkt nu niet mogelijk om tegelijkertijd voor 4000 uur CCS SDE++ aan te vragen én 4000 uur CCU / levering tuinbouw. Is dit zo en hoe zouden we dat wel mogelijk kunnen maken? We willen voorkomen dat m.n. afvalenergiebedrijven volledig voor CCS gaan om toch aan hun doelstelling t.a.v. emissiereductie te kunnen voldoen. De combinatie van CCS en CCU verbetert de kostenefficiëntie enorm en de sterke vraag is of anders deze optie wel van de grond komt. Daarnaast speelt de onduidelijkheid hoe de CO ₂ -heffing uit gaat pakken wat een relatie heeft met dit punt. Daarnaast bepleiten we een flexibele inzet van de combinatie CCS-CCU (niet gefixeerd op beide 4000 uur) zodat de CCU kan ingroeien in de ontwikkeling van de externe CO ₂ -behoefte van de glastuinbouw. Zie ook de opmerkingen vanuit OCAP hierover.	Er wordt voorgesteld om dergelijke combinatie met CCS toe te staan in de regeling, mits in acht name van de geldende regels (investeringen mogen slecht een keer gesubsidieerd worden).
CCU : categorie biomassaketels	CCU in combinatie met houtstook wordt niet benoemd. Wij wijzen er op dat er reeds één project is gerealiseerd en meerdere in ontwikkeling. Dit zijn serieuze installaties die duizenden tonnen CO ₂ per jaar afvangen en leveren aan de glastuinbouwbedrijven. Bovendien is deze CO ₂ volledig biogeen. Waarom wel CO ₂ uit een AVI en niet CO ₂ uit een houtstookinstallatie? Technisch is er weinig verschil, alleen de schaal is iets kleiner (8-16 kton per jaar per installatie). Meer dan 100 MW aan houtstookinstallaties zijn geschikt voor deze techniek, veelal in de buurt van afnemers. In de tuinbouw kunnen CCU-installaties worden gerealiseerd bij clusters met een biomassacentrale. Hierbij is geen vervloeiing van de CO ₂ nodig, gunstig voor de kosten en benodigde energie. Wij vragen dan ook om de SDE++-regeling open te stellen voor CCU bij hout gestookte installaties naar analogie van deze CCU optie.	Een categorie CCU-biomassaketels is toegevoegd aan het advies.
CCU: kosten	De transportkosten per pijpleiding of per truck worden niet meegenomen. Waarom niet?. Bij de algemene uitgangspunten (Algemeen_4117, pagina 12, regelnummer 431) wordt genoemd dat de transportkosten meegenomen kunnen worden; ook naar analogie van CCS. Dit wordt ook gesteld in de inleiding. Gepleit wordt om ook de transportkosten mee te nemen in de berekening van het basisbedrag.	Kosten voor transport zijn herbekeken in het eindadvies.
CCU : CB	Het correctiebedrag ligt erg hoog en gaat uit van de situatie dat er alleen gas gestookt wordt in de ketel zonder warmtebenutting. Het overgrote deel van de praktijk stookt gas in de WKK met CO ₂ -benutting. De kosten van CO ₂ met de WKK worden mede bepaald door de opbrengsten van elektra en ligt daarmee	De berekening van het correctiebedrag is aangepast in het advies.

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
	<p>veel lager dan het genoemde bedrag van 99 EUR/ton. Ook de marktprijs van vloeibare CO₂ ligt lager dan deze prijs. Omdat de kosten van CO₂-inkoop ook niet aan de kant van de duurzame optie wordt meegenomen, moet inkoop van CO₂ concurreren met de kostprijs uit de WKK.</p>	
CCU : energie-verbruik	<p>Gevraagd wordt of de markt kan aangeven of de warmtevraag voor CO₂-afvang uit onbenutte rest warmtestromen afgenomen kan worden.</p> <p>Bij de CO₂-afvang bij afvalenergiebedrijven wordt gebruikgemaakt van de (soms anders onbenutte) warmte en elektra die bovendien voor meer dan de helft afkomstig is van biomassa. Dit moet o.i. meegenomen worden in de berekening voor vermeden CO₂.</p>	Ter kennisgeving aangenomen.
CCU ; systeemgrenzen	<p>Systeemafbakening lijkt te kunnen werken, alhoewel voor de leverancier de systeemgrens direct na aflevering op het glastuinbouwbedrijf ligt. De kosten voor de aansluiting, verdeling en dosering binnen de kas valt daarbuiten.</p>	Systeemgrenzen worden herbekeken in het eindadvies waarbij de grens bij de afvanger wordt gelegd, maw zonder het deel bij de tuinder.
CCU: systeemgrenzen	<p>Is de huidige systeemafbakening, gezien vanuit het perspectief van de CO₂-leverancier, correct?</p> <p>Het CO₂-reductievoordeel van CCU naar de glastuinbouw komt toe aan de glastuinbouw. Het verdient daarom aanbeveling om de tuinbouwbedrijven ook de aanvrager te laten zijn van de SDE++. Dat maakt het ook eenvoudiger om de kasuitgaven van deze categorie te rubriceren onder de glastuinbouw, en niet onder de industrie. Het is immers niet logisch om het toegekende budget voor deze categorie onder het indicatieve plafond van 550 mln per jaar voor industrie te rekenen. Voor een CO₂-leverancier is het ook moeilijk te controleren of een afnemend tuinbouwbedrijf de CO₂ niet als "extra mest" in zet, oftewel of er daadwerkelijk CO₂-reductie mee plaatsvindt. Het zou beter zijn die verantwoordelijkheid bij de reducerende partij te leggen.</p>	<p>Het lijkt onwaarschijnlijk dat tuinders de CCU-investering kunnen opbrengen, laat staan dat bij ene derde partij uit te voeren. Systeemgrenzen worden herbekeken in het eindadvies waarbij de grens bij de afvanger wordt gelegd, maw zonder het deel bij de tuinder.</p>
CCU : CB	<p>Kan de markt reageren op de gehanteerde kostencijfers voor CO₂-afvang en kosten bij tuinders?</p> <p>Het correctiebedrag van 99 euro/ton is gebaseerd op zomerstook. De uitbreidingsprojecten waar wij ervaring mee hebben waren gebaseerd op vervanging van WKK door duurzame warmte gekoppeld aan externe CO₂. Hiervan hebben we geleerd dat de externe CO₂-prijs een communicerend vat is met de onrendabele top van het warmteproject. M.a.w. als de CO₂-prijs hoger is, dan zal de prijsbereidheid van de tuinder voor rest- of aardwarmte lager zijn en de onrendabele top daarmee hoger.</p> <p>In een project werd 50 Eur/ton als referentie gehanteerd door de betrokken glastuinbouwbedrijven.</p>	De berekening van het correctiebedrag is aangepast in het advies.

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
CCU : grootte referentie-installatie	<p>CO₂-afvangcapaciteit: is de 100 kton piekafvangcapaciteit en 55 kton jaarlijkse CO₂-afvang representatief?</p> <p>Andere partijen kunnen beter antwoord hierop geven, aangezien wij voorstander zouden zijn om de aanvragende partij de tuinbouw te laten zijn, zie antwoord hierboven. Het ligt ook voor de hand dat CCU en CCS gecombineerd worden, gezien beiden een afvanginstallatie vergen en mogelijk er ook transportsynergie is (bijv. een vervloeier of een aansluitleiding). In dat geval is de referentie-installatie mogelijk aan de kleine kant, en zou het voor de hand liggen om dezelfde schaalgrootte te kiezen als voor CCS categorieën.</p>	Ter kennisgeving aangenomen.
CCU: afbakening categorieën	<p>Op de AVI's worden de basisbedragen gebaseerd op post-combustion capture technologie, terwijl dit bij de industriële (niet AVI) bronnen op pre-combustion capture gebaseerd is. Het verdient aanbeveling om de categorie te baseren op concentratie en druk van de stroom waaruit wordt afgevangen, en daarmee geen onderscheid te maken tussen AVI en industrie. Een verschil in ETS rechten is er ook niet met het oog op correctiebedrag, dus dat kan geen reden zijn. Diezelfde subcategorie post-combustion capture kan dan met gelijke capex-opex uitgangspunten beschikbaar worden gemaakt voor de CCS technologie, aangezien er geen wezenlijk verschil is tussen afvang voor CCS en afvang voor glastuinbouw-CCU. Er zijn wel wat beperkte specificatie verschillen maar deze hebben geen noemenswaardig effect op kosten van afvang (uiteraard wel op integrale compressiekosten, die bij CCS hoger zijn vanwege hoger injectiedruk).</p>	Ter kennisgeving aangenomen.
CCU: biomassa-ketels	<p>Marktpartij werkt aan een technologie demonstratie project voor CO₂-afvang op de een biomassacentrale, waarmee 50-100 kT/jaar biogene CO₂ afgevangen zou kunnen worden. Glastuinbouw levering is hier een voor de hand liggende businesscase. Dit project is een opschaling van een buitenlands project waar de afgelopen twee jaar goede resultaten mee bereikt zijn. Wij zouden graag zien dat de AVI-categorie verbreed wordt, zodat ook een dergelijke biogene bron als BMC in ieder geval onder deze categorie kan vallen.</p>	Een categorie CCU-biomassaketels is toegevoegd aan het advies.
CCU : kosten	<p>De afvangkosten van 35 mln EUR voor een 100 kT/jr nieuwe industrie afvang installatie komen redelijk goed overeen met onze kosteninschatting voor een nieuwe afvanginstallatie voor een nieuwe waterstoffabriek op de raffinaderij tbv bio-raffinage.</p>	Ter kennisgeving aangenomen.
CCU : systeemgrenzen, kosten	<p>Levering: De investeringen voor de ontvangst van externe CO₂ op de locatie van de tuinder meegenomen zijn meegenomen in de totale investeringskosten voor het basisbedrag. Echter tot op heden hebben al zeer veel tuinders de overstap gemaakt op externe CO₂-levering, waarbij deze kosten niet zijn gesubsidieerd. Is door het</p>	Systeemgrenzen worden herbekeken in het eindadvies waarbij de grens bij de afvanger wordt gelegd, maw zonder het deel bij de tuinder.

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
	meenemen van de kosten bij de tuinder geen sprake van ongeoorloofde staatsteun?	
CCU : CO ₂ van energieverbruik	CO ₂ -factor voor warmtegebruik: De CO ₂ -installatie bij een AVI zal worden voorzien van processtoom die de AVI zelf opwekt. De emissiefactor dient daarom niet gebaseerd te zijn op vermeden gasketelstook maar op basis van vermeden elektriciteitsproductie, immers met de voor de CO ₂ -plant ingezette processtoom zal niet worden verstromd in een stoomturbine. Beprijzing van deze warmte in de ORT-berekening zal dan op basis van correctiebedrag warmte 90% TTF dienen te worden meegenomen in plaats van gasketel inzet.	Ter kennisgeving aangenomen.
CCU : CB	WEER heeft duidelijk onderbouwd dat externe CO ₂ -levering in het zomerseizoen (4000 uur) "zomerstook", dwz inzet van een gasketel bij tuinders zal verdringen. Het correctiebedrag sluit aan bij de methode van vermijdbare CO ₂ van WEER en is de referentie van een gasketel gezien het vermijden van zomerstook een relevant alternatief waarbij op een transparante wijze een kostprijs voor berekend kan worden middels gasprijs. NB: Indien een WKK als referentie opwek ingezet wordt voor CO ₂ -productie zal de CO ₂ -besparingsfactor van WEER aangepast moeten worden.	De berekening van het correctiebedrag is aangepast in het advies.
CCU : CB	Correctiebedrag: Gasprijs, is hier naast TTF ook relevante energiebelasting en ODE meegenomen voor de tuinder in meegenomen?	De berekening van het correctiebedrag is aangepast in het advies.
CCU : geschiktheid onder SDE++	CO ₂ -afvang bij industriële installaties : PBL heeft voor de CO ₂ -afvang en levering aan de tuinbouw voor industriële installaties een onrendabele top vastgesteld. Bij meerdere industriële installaties in NL, wordt reeds CO ₂ afgevangen en gebruikt in de tuinbouw, oer wordt al jaren CO ₂ aan de glastuinbouw geleverd zonder ondersteuning uit de SDE. Sinds 5 jaar levert een andere partij ook CO ₂ aan de glastuinbouw. Dit laatste project is ook gerealiseerd zonder SDE subsidie. Hoe verklaart PBL dan de vastgestelde onrendabele top terwijl vergelijkbare initiatieven gerealiseerd zijn zonder SDE gelden, is hier geen sprake van onrechtmatige staatsteun?	Ter kennisname meegenomen. Het is niet onderzocht of de vermelde projecten geen beroep hebben gedaan op een andere ondersteuningsvorm, buiten de SDE++ om.
CCU : kosten	Marktpartij heeft in 2019 een CO ₂ -afvangstinstallatie inclusief liquifier met een capaciteit van 100 kton/jaar gerealiseerd. De installatie komt overeen met variant 4 zoals beschreven onder regel 455 maar het investeringsbedrag is 50% van het door PBL gepresenteerde investeringsbedrag Wij zijn bereid in een consultatiegesprek dit dossier nader toe te lichten Met betrekking tot de investering zou PBL ook contact op kunnen nemen met RVO, de dossiers omvatten de rapportage met betrekking tot de investeringskosten die deels voor innovatie subsidie in aanmerking zijn gekomen	Ter kennisgeving aangenomen.
CCU : opgenomen categorieën	Helaas is de reactie termijn dermate kort dat wij nu geen detailinformatie over de CO ₂ -plant	Ter kennisgeving aangenomen.

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
	in een goed overzicht kunnen verstrekken. In een consultatiegesprek zijn wij bereid inzage te geven in de specifieke productiekosten en opbouw van de CO ₂ -plant.	
CCU : kosten	Vorig jaar hebben wij een studie uitgevoerd voor een 500 kton installatie, en deze informatie aangeleverd bij PBL. Wij zijn op dit moment een value engineering studie aan het uitvoeren met een update op de investeringskosten. Daarnaast hebben investeringen in het energiedeel van een AVI effect op de efficiency en de kostprijs van stoomverbruik van de CO ₂ -plant. Deze update van de cijfers kunnen wij tijdens aan consultatiegesprek aan PBL toelichten.	Ter kennisgeving aangenomen.
CCU : andere toepassingen	De partners van de marktpartij begrijpen de focus op de glastuinbouw wat betreft SDE++ voor het gebruik van CO ₂ . Het is ook onze ervaring dat daar verreweg de grootste vraag naar gebruik van CO ₂ is en dat in de verduurzamingsplannen van die sector externe CO ₂ een belangrijke rol speelt. Er zijn echter ook nog andere CCU toepassingen die op commerciële schaal kunnen worden ingezet. Wij zouden graag zien dat de SDE++, naast de glastuinbouw, ook stimulerend gaat werken voor de verduurzaming van andere sectoren waar CCU een deel van de oplossing kan bieden.	Ter kennisgeving aangenomen. De verwachting is dat uitbreiding CCU-categorieën opgenomen wordt in de groslijst voor het SDE++-advies 2022.
CCU : andere toepassingen	Het is teleurstellend dat er geen uitwerking is van het gebruik van CO en CO ₂ als grondstof voor de chemie en raffinage. Graag gaan wij in gesprek om dit voor het advies 2022 wel in te vullen.	Ter kennisgeving aangenomen. De verwachting is dat uitbreiding CCU-categorieën opgenomen wordt in de groslijst voor het SDE++-advies 2022. Aandachtspunt hierbij is CCU van CO (niet-CO ₂) voor chemische producten.
CCU : systeemgrenzen	Marktpartij is initiatiefnemer voor implementatie van CO ₂ -afvang en gebruik in de glastuinbouw in Nederland. Het gaat hierbij om afvang in nieuwe installaties, en aansluiting op bestaande CO ₂ -lijnen. De systeemafbakening is een belangrijk punt. In de praktijk zal het zijn dat wij als eigenaar investeren in de CO ₂ -afvanginstallatie en de purificatie. De CO ₂ zal op specificatie worden gebracht voor de gebruiker. Deze CO ₂ zal verkocht worden aan de eigenaar van de CO ₂ -pijplijn; zij zullen waarschijnlijk ook verantwoordelijk zijn voor de aansluiting op de hoofdlijn. Vervolgens zal die partij de CO ₂ leveren aan bestaande tuinders. Dit praktijkvoorbeeld dient besproken te worden in een vervolgesprek, omdat dit van invloed is op de praktische invulling van de subsidie.	Systeemgrenzen worden herbekeken in het eindadvies waarbij de grens bij de afvanger wordt gelegd, maw zonder het deel bij de tuinder.
CCU : "groene" CO ₂	Als algemene opmerking is de meeste CO ₂ die vrijkomt bij onze processen groene CO ₂ (biogene oorsprong). In het advies wordt geen onderscheid gemaakt tussen groene en grijze CO ₂ , terwijl dit wel significante invloed heeft op de uiteindelijke vermeden CO ₂ . Ook hierover gaan we graag een vervolgesprek aan.	De glastuinbouwsector heeft de ambitie om te verduurzamen, groene CO ₂ is geen eis, eerder wens. Hoe dan ook fossiel CO ₂ uit ketels vervangen door groene CO ₂ uit afvang geeft geen extra krediet

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
CCU : andere toepassingen	<p>Binnen het thema Carbon Capture and Utilization pleiten we voor een categorie chemicaliën vanuit hergebruikte koolstof, met daarin specifiek 'methanolproductie vanuit hergebruikte koolstof'. Hieronder wordt productie verstaan vanuit afvalverwerkings- en uitlaatgas (typisch gasmengsels welke grotendeels bestaan uit CO₂ en/of CO en evt. H₂) die worden geproduceerd als een onvermijdelijk en onbedoeld gevolg van het productieproces in industriële installaties.</p> <p>Naast 'methanolproductie vanuit hergebruikte koolstof' zou deze categorie uitgebreid kunnen worden met andere chemicaliën die vanuit hergebruikte koolstof geproduceerd kunnen worden, zoals ethanol, azijnzuur, dimethylether, etheen en propaan.</p>	<p>Ter kennisgeving aangenomen. De verwachting is dat uitbreiding CCU-categorieën opgenomen wordt in de groslijst voor het SDE++-advies 2022.</p>
CCU : andere categorieën	<p>In het document Conceptadvies SDE++ 2021 CO₂-afvang en -gebruik in de Glastuinbouw wordt BioCO₂-afvang bij Groengas/Bio-LNG productie installaties totaal niet meegenomen als leveringsbron van bio-CO₂ aan de Glastuinbouw. Reden hiervoor lijkt de "kleinschaligheid" te zijn, ons inziens is dit zeer onterecht. Ten eerste omdat BioCO₂-afvang bij Groen Gas en bio-LNG productie vrijwel volledig duurzaam is dus pure "bio-CO₂" dit is niet het geval bij de industrie of AVI's (60 % BioCO₂). Ten tweede voorziet het doel van 70PJ Groen Gas in 2030 uit de Routekaart Groen Gas in maart van dit jaar door de minister verstuurd een forse opschaling van de productie capaciteit richting 2030. Het is hierin ook te verwachten dat daarmee vergistingsinstallaties en Groen Gas /bio-LNG productie installaties in omvang groeien. Wij berekenen op dit moment een businesscase voor een cryogene bio-LNG installatie waarbij tegen zeer beperkte meerkosten ook vloeibare CO₂ beschikbaar komt als nevenproduct, we ventileren hier de beschikbare CO₂ als puntmissie niet. Het is een gemiste kans om deze vloeibare vorm van CO₂ ten behoeve van CCU voor glastuinders niet mee te nemen. De businesscaseberekening voltrekt zich op dit moment wij hopen dan ook in het begin van de zomer met gedetailleerde onderbouwing te kunnen komen.</p> <p>Belangrijk daarvoor is dat er dan wel een level playing field hiervoor is. Dus dat AVI's en industrie geen onterecht voordeel krijgen om CO₂ af te vangen tbv CCU t.o.v. bioCO₂ uit de vergistings- of vergassingsroute.</p>	<p>Ter kennisgeving aangenomen. De verwachting is dat uitbreiding CCU-categorieën opgenomen wordt in de groslijst voor het SDE++-advies 2022.</p> <p>Een categorie CCU-biomassaketels is toegevoegd aan het advies.</p>
CCU : andere categorieën	<p>Marktpartijen geven bij ons aan ook kansen voor CCU te zien bij verbranding van biomassa (niet-AVI's) en als geïntegreerde of nageschakelde techniek bij gasopwerking van biogas (vergistingsinstallaties, RWZI's, etc.). Indien gewenst kunnen ze in vertrouwen nadere informatie over concrete initiatieven delen. We verzoeken PBL deze informatie mee te nemen in de analyse, en deze opties hetzij te integreren in de nu voorgestelde categorieën, of er specifieke voor te creëren.</p>	<p>Ter kennisgeving aangenomen. De verwachting is dat uitbreiding CCU categorieën opgenomen wordt in de groslijst voor het SDE++-advies 2022.</p>

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
CCU : andere categorieën	Marktpartijen geven bij ons ook aan kansen voor CCU te zien door directe afvang en gebruik van CO ₂ bij de biomassaketel die staat bij het glastuinbouwbedrijf zelf. Dit gaat om kleinere afvangsystemen dan waar de nu voorgestelde categorieën op gebaseerd zijn, die slechts beperkte infrastructuur nodig hebben en relatief snel gerealiseerd kunnen worden. Deze techniek heeft zich inmiddels in de praktijk bewezen, in met DEI ondersteunde projecten, maar heeft nog wel een onrendabele top. We verzoeken PBL om ook voor deze systemen een categorie te ontwikkelen. De sector kan daar in vertrouwen praktijkinformatie voor aanleveren.	Een categorie CCU-biomassaketels is toegevoegd aan het advies.
CCU : geschiktheid onder SDE++	Er bestaan in Nederland reeds projecten waar CO ₂ en restwarmte gecombineerd worden geleverd aan tuinders. Deze projecten zijn door marktpartijen opgezet, maar kampen nog altijd met volloopriscio. Zoals ook aangegeven in het conceptadvies, heeft subsidieverlening voor projecten van CO ₂ -levering als doel projecten te stimuleren voor CO ₂ -levering aan bestaande kassen om onder meer de zomerstook te vermijden. Dit betekent dat één van de drivers om een volledig nieuwe kas te bouwen in een gebied waar zowel CO ₂ levering als restwarmtelevering plaatsvindt, wegvallen. Dit vermindert de aantrekkelijkheid van dergelijk gebied met gecombineerde restwarmte en CO ₂ -levering. Dit is contraproductief omdat er bij de kassen die CO ₂ zullen innemen via de subsidieregeling nog altijd fossiele brandstof zal gebruikt worden in omstandigheden waar de warmtevraag dominerend is. Dit zorgt voor een lock-in in een suboptimale situatie.	Ter kennisname aangenomen. Het advies doet geen uitspraak over uitsluiting nieuwbouwkassen. Zomerstook wordt enkel als voorbeeld gegeven.
CCU : geschiktheid onder SDE++	Het verlenen van subsidie voor CO ₂ -levering aan tuinbouwkassen zorgt ervoor dat de CO ₂ die wordt geleverd onder deze subsidieregeling lager kan geprijsd worden dan CO ₂ die nu al wordt geleverd aan kassen door bestaande marktpartijen. Dergelijk subsidiemechanisme is derhalve marktverstrend.	De reactie is doorgegeven aan EZK.
CCU : geschiktheid onder SDE++	SDE++ heeft als bedoeling het wegnemen van de onrendabele top. CO ₂ -levering, zowel in vloeibare als in gasvormige toestand geschiedt reeds op grote schaal zonder subsidie. De vraag kan derhalve gesteld worden of er wel een onrendabele top is die met subsidie dient te worden overbrugd.	Ander marktpartijen geven aan dat er wel degelijk een onrendabele top is voor CCU.
CCU : combinatie met CCS	Op sites waar grootschalige CO ₂ -afvang plaatsvindt, is een volledige scheiding tussen CO ₂ voor CCU en CO ₂ voor CCS onmogelijk aan te geven. Investerings in additionele afvang zullen leiden tot extra beschikbaarheid van CO ₂ . Die wordt voor zover nodig ingezet voor CCU en in de periode dat geen CCU behoefte bestaat, wordt die CO ₂ afgevoerd via CCS.	Er wordt voorgesteld om dergelijke combinatie met CCS toe te staan in de regeling, mits in acht name van de geldende regels (investerings mogen slecht een keer gesubsidieerd worden).
CCU : rol ETS	In de huidige situatie worden in het ETS alle CO ₂ -emissies toegerekend aan de partij waar de CO ₂ ontstaat en krijgt deze partij geen enkel voordeel van de levering van CO ₂ aan de	De reactie is doorgegeven aan EZK.

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
	glastuinbouw. Een aanpassing van het EU ETS , waarbij de industriële partij waar de CO ₂ vandaan komt een gedeelte van de emissie-reductie krijgt, dringt zich op. Bij de bepaling van de heffingsgrondslag voor de nationale CO ₂ -heffing dient levering aan tuinbouwkassen als niet vermijdbare CO ₂ te worden beschouwd.	
CCU : categorieën, kosten	Kosten voor additionele CO ₂ -afvang zijn onderdeel van de berekening van het SDE++-basisbedrag. Is het kosteneffectief om te investeren in bijkomende afvang zolang niet alle vandaag afgevangen CO ₂ wordt ingezet voor CCU en/of CCS ? Voor deze reeds afgevangen CO ₂ geldt immers dat alleen investering in compressie / vloeibaarmaking nodig is en geen investering in afvang.	Ter kennisgeving aangenomen.
CCU : combinatie met CCS	Op sites waar grootschalige CO ₂ -afvang plaatsvindt, is een volledige scheiding tussen CO ₂ voor CCU en CO ₂ voor CCS onmogelijk aan te geven. Investerings in additionele afvang zullen leiden tot extra beschikbaarheid van CO ₂ . Die wordt voor zover nodig ingezet voor CCU en in de periode dat geen CCU behoefte bestaat, wordt die CO ₂ afgevoerd via CCS.	Er wordt voorgesteld om dergelijke combinatie met CCS toe te staan in de regeling, mits in acht name van de geldende regels (investerings mogen slecht een keer gesubsidieerd worden).
CCU : CB	Het is onduidelijk of het correctiebedrag een vast bedrag per ton CO ₂ (99€/T CO ₂) is dan wel mee fluctueert met de gasprijs, zoals gesuggereerd uit de omschrijving. Een correctie op basis van de prijs van het werkelijke alternatief (TTF prijs) is een betere benadering, temeer omdat deze prijs ook al voorkomt in het correctiebedrag voor de levering van warmte.(zie: Conceptadvies SDE++ 2021 Benutting restwarmte uit industrie of datacenters)	De berekening van het correctiebedrag is aangepast in het advies.
CCU : andere categorieën	Kan CO ₂ -afvang en -levering voor andere toepassingen dan glastuinbouw opgenomen worden?	Ter kennisgeving aangenomen. De verwachting is dat uitbreiding CCU-categorieën opgenomen wordt in de groslijst voor het SDE++-advies 2022.
CCU : huidige toepassing	In 2020 wordt aan de tuinbouw ca 500 kt CO ₂ per pijpleiding geleverd en > 200 kton per tankwag en als vloeibare CO ₂ .	Ter kennisgeving aangenomen.
CCU : huidige toepassing	Bij CO ₂ als bijproduct bij energieopwekking en/of warmteproductie met WKK zijn er voor de glastuinbouw nauwelijks kosten aan de CO ₂ verbonden en wordt er maximaal gedoseerd. Bij levering via Ocap heeft men te maken met een vast bedrag voor een bepaalde maximale hoeveelheid uren; die uren met het daaraan verbonden volume zal altijd verbruikt worden want moeten sowieso betaald worden; minder verbruik levert geen kostenbesparing; bij méér verbruik dan het gecontracteerde verbruik is er wel een relatie tussen CO ₂ -verbruik en kosten. Bij "zomerstook" en bij aanvoer van vloeibare CO ₂ is er wel een directe relatie tussen de hoeveelheid gedoseerde CO ₂ en de kosten daarvan. Bij "zomerstook" met WKK is er ook opbrengst van de geproduceerde elektriciteit.	Ter kennisgeving aangenomen.

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
CCU : zomerstook	<p>Bijna alle CO₂-uitstoot komt uit aardgas (meestal WKK, soms (back up) ketel) en is beschikbaar voor CO₂-dosering (na reiniging bij WKK). In 2030 zal er, bij realiseren van de doelstellingen, nog rond 3 Mton CO₂ beschikbaar zijn uit WKK en (back up) ketel.</p> <p>De bron "CO₂ uit aardgas uit WKK of ketel" zal niet wegvallen, maar zal wel kleiner worden. Vooral in het 2^e en 3^e kwartaal, wanneer de duurzame warmte voldoende is om de kassen te verwarmen, zal er meer externe CO₂ 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 CO₂ beschikbaar uit aardgas.</p> <p>In de zomerperiode, wanneer de CO₂-vraag toch al het hoogst is, zal er een grotere vraag zijn aan externe CO₂. Opgemerkt moet worden dat ook in de huidige situatie het overgrote deel van de externe CO₂ in de zomerperiode wordt verbruikt.</p>	Ter kennisgeving aangenomen.
CCU : vermeden CO ₂	<p>Ecorys (Ecorys (2020), Analyse van de emissiereductie door levering afgevangen CO₂ aan de glastuinbouw) heeft in opdracht van VEMW recent een studie uitgevoerd: "analyse van de emissiereductie door levering afgevangen CO₂ aan glastuinbouw". Hieruit blijkt dat het WER rapport "Effect extra CO₂-inkoop op emissie glastuinbouw in 2030" geen compleet - en daardoor geen correct beeld geeft van het werkelijke effect van inkoop van CO₂ op de CO₂-footprint. In de WER studie is geen rekening gehouden met (zoals ook in de afbakening van die studie ook genoemd) factoren die elders voor extra CO₂-uitstoot zorgen, zoals: energie voor afvang van CO₂, voor compressie, voor vloeibaar maken, voor transport. Ook is geen rekening gehouden met het wegvallen van elektriciteitsproductie door de WKK's; deze elektriciteit zal dan elders opgewekt moeten worden.</p> <p>Verder is er geen rekening gehouden met de invloed van de prijs (kosten) van CO₂-dosering; lagere CO₂-prijs leidt tot hogere CO₂-doseringen in de kas en omgekeerd. Hogere CO₂-doseringen leiden tot sterk toenemende ventilatieverliezen met hogere CO₂-emissies als gevolg. Het Ecorys rapport noemt (in par 4.2) als voorbeeld dat bij het opvoeren van de CO₂-concentratie van 700 naar 800ppm slechts 1,5% van de extra gedoseerde CO₂ wordt opgenomen door het gewas en dat 98,5% direct in de atmosfeer terecht komt door ventilatie, waarbij het voor de glastuinbouwondernemer nog steeds economisch aantrekkelijk kan zijn om dergelijk hoge CO₂-concentraties toe te passen.</p> <p>Bij "zomerstook" met WKK of ketel is het niet altijd mogelijk om dergelijk hoge CO₂-concentraties in de kas te bereiken, omdat de daarmee gepaard gaande overbodige warmte niet altijd afgevoerd kan worden. In dat geval levert extern geleverde CO₂ geen vermindering op van netto CO₂-emissies omdat daarmee geen lokale CO₂-productie met een WKK</p>	Ter kennisgeving aangenomen. In het eindadvies wordt o.a. ook hierom gesteld dat de hoeveelheid vermeden CO ₂ door CCU bijna niet generiek bepaald kan worden.

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
	<p>of gasketel wordt voorkomen (deze zouden toch al niet "aan" staan). Bij beschikbaarheid van externe CO₂ is er technisch gezien geen limiet aan de CO₂-concentratie die in de kas bereikt kan worden.</p> <p>Het rapport laat zien dat wanneer er naar de aan energiegebruik gerelateerde emissies in de keten wordt gekeken, het netto-effect van externe CO₂-levering van afgevangen CO₂ kleiner is dan volgt uit WER (2019).</p> <p>Het Ecorys rapport laat bovendien zien dat de verwachte netto-emissiereductie geen vaststaand gegeven maar situatieafhankelijk zijn. Het netto-effect hangt af van:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Emissies die gepaard gaan met het afvangen van CO₂; • Emissies die gepaard gaan met het transport van CO₂ naar de kas; • De wijze waarop warmte, elektriciteit en CO₂ geproduceerd worden zonder externe CO₂-levering (WKK of aardgasketel); • De mate waarin externe CO₂-levering daadwerkelijk lokale CO₂-productie vervangt; • De mogelijkheden om meer rendement te behalen door extra CO₂-dosering, dit hangt af van de geteelde gewassen en marktprijzen voor gewassen; • Kosten van extern geleverde CO₂. 	
CCU ; energie-verbruik	Bij ammoniak of H ₂ productie (pre combustion): er is bij afvang van CO ₂ bij deze varianten nauwelijks of geen warmte nodig, alleen de elektra tbv compressie en vloeibaar maken van de CO ₂ @ 162 kWh/ton; dit is inclusief compressie tot ca 16 bar.	Ter kennisgeving aangenomen.
CCU ; energie-verbruik	Voor comprimeren van CO ₂ -gas naar 22 bar is ca 0,85 kWh/kg CO ₂ nodig	Ter kennisgeving aangenomen. Maar er zijn twijfels over de vermelde 850 kWh/ton.
CCU : systeemgrenzen	Reëel is om de CO ₂ -uitstoot als gevolg van transport van vloeibaar CO ₂ ook mee te nemen en uit te gaan van een transport afstand van gemiddeld 100 km (200 km incl retour) met tankwagens die 25 á 30 ton vloeibaar CO ₂ vervoeren.	De gehanteerde benadering sluit aan bij de uitgangspunten SDE++.
CCU : CB	<p>De huidige marktprijzen voor CO₂-leveringen aan de tuinbouw liggen gemiddeld lager dan € 99 /ton. Ocap prijzen liggen rond € 60/ton, waarbij aangetekend moet worden dat het meestal gaat om een vast bedrag voor een vastgesteld uurverbruik gedurende een maximum aantal uren, ongeacht of dat aantal uren en die maximale uurafname wel of niet afgenomen worden.</p> <p>De gemiddelde marktprijs voor vloeibare CO₂ ligt rond € 90/ton, waarbij wel afgerekend wordt per ton afgenomen vloeibare CO₂. Opgemerkt moet worden dat er een spreiding is in prijzen, afhankelijk van de transportafstand, de hoeveelheid die per levering afgeleverd kan worden, de totaalafname per maand</p>	De berekening van het correctiebedrag is aangepast in het advies.

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
	<p>en per jaar, het seizoenseffect (hoeveel in zomer en in winter), type contract (lange/korte termijn), etc.</p>	
<p>CCU : kosten, geschiktheid onder de SDE++</p>	<p>Alle varianten zijn het met deze voorgestelde subsidie bedragen zodanig rendabel (ivm de lagere Capex en lagere Opex kosten voor moderne afvang- installaties) dat dit leidt tot aanzienlijke oversubsidiëring. In de praktijk zal CO₂ uit nieuwe afvanginstallaties die gesubsidieerd worden met de voorgestelde SDE++-basis- en correctiebedragen, aangeboden kunnen worden tegen prijzen lager dan de prijzen van de vloeibare CO₂ die uit de reeds bestaande afvang- en vervloeiingsinstallaties komt, waardoor een verschuiving plaats zal vinden van ongesubsidieerde CO₂-afvang naar gesubsidieerde CO₂-afvang (al of niet met vervloeiing).</p> <p>Dat zal een sterk marktverstorend effect hebben. Er ontstaat ook risico dat de ongesubsidieerde vloeibare CO₂ die nu binnen en buiten de tuinbouw wordt geleverd, vervangen gaat worden door goedkopere gesubsidieerde CO₂. Subsidieëring kan ook leiden tot toename van de export van vloeibare CO₂ omdat de SDE++-gesubsidieerde CO₂ ook in de ons omringende landen tegen lagere prijzen aangeboden kan worden, zowel voor tuinbouw als voor andere sectoren.</p> <p>Gevolg kan zijn dat bestaande leveranciers die nu zonder subsidie CO₂ afvangen, zuiveren en dat als vloeibaar zuiver CO₂ leveren aan de markt, van de markt gedrukt worden door leverancier(s) die in grote mate gebruik kunnen maken van SDE++-subsidies. marktpartij (en enkele andere bestaande leveranciers) heeft de afgelopen jaren geïnvesteerd in nieuwe additionele afvang, zuivering en vervloeiing van CO₂, waarmee wij de beschikbaarheid van CO₂ tbv de tuinbouw sterk verbeterd hebben. Op dit moment heeft marktpartij voldoende reservecapaciteit beschikbaar en is er geen structureel probleem om voldoende vloeibare CO₂ aan de glastuinbouw te leveren. Op dit moment is er voor marktpartij (nog) geen businesscase om op korte termijn te investeren in nog meer grootschalige CO₂-afvang. Daarmee kan marktpartij niet of beperkt profiteren van voorgestelde SDE++-subsidie.</p>	<p>De reactie is doorgegeven aan EZK.</p>
	<p>Het grootste deel van de CO₂ die gedoseerd wordt heeft nagenoeg geen - of zeer lage marginale kosten, want:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) grootste volume komt uit aardgas als bijproduct bij productie van warmte en/of elektriciteit. 2) Contracten zullen meestal een vast bedrag geven voor een bepaald aantal uren CO₂-verbruik met een bepaald maximum verbruik per uur; ongeacht of dat volume wel of niet afgenomen wordt. <p>Bij levering van vloeibare CO₂ wordt er wel per kg CO₂ afgerekend. Bij een lagere CO₂-</p>	<p>Ter kennisgeving aangenomen.</p>

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
	prijs wordt er méér CO ₂ in de kas wordt gedoseerd en omgekeerd; een hogere CO ₂ -prijs leidt tot een lager verbruik.	
CCU- transportkosten	Kosten voor transport van vloeibaar CO ₂ per tankwagen ontbreken.	Transportkosten zijn herbekeken in het eindadvies
CCU- zuiverheidseisen	Ja indien alleen beschouwd mbt de glastuinbouw. Echter, CO ₂ wordt, naast de glastuinbouw, in veel andere bedrijfstakken toegepast als product en ook wordt vloeibare CO ₂ geëxporteerd naar omliggende landen. De kwaliteit van afgevangen CO ₂ kan in alle gevallen verondersteld worden als gelijkwaardig aan de kwaliteit zoals die nu uit de bestaande afvanginstallaties komt. Indien de SDE++-subsidie verleend wordt op de afvang, compressie, zuivering (en eventuele vervloeiing) waardoor de kostprijs lager wordt dan van CO ₂ uit bestaande afvanginstallaties, dan heeft dat ook effect op de rest van de CO ₂ -markt en ontstaat er risico dat ongesubsidieerde CO ₂ vervangen wordt door SDE++-gesubsidieerde CO ₂ .	De reactie is doorgegeven aan EZK.
CCU : geschiktheid onder SDE++	<p>Onze belangrijkste bezwaren tegen de voorgestelde subsidie-categorieën zijn als volgt:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Er is een bestaande markt voor CO₂-levering aan de glastuinbouw die zonder subsidie draait. Daarbinnen is marktpartij één van de spelers. • Het aanboren van biogene bronnen is nu reeds een continu doorlopende activiteit. • Als we naar de markt als geheel kijken dan is er op dit moment geen schaarste van CO₂ in de markt. • Het subsidiëren van aanvullende bronnen zal daarom naar verwachting leiden tot verdringing van huidige aanbieders door het gesubsidieerde aanbod. • Om de gevolgen op de CO₂-emissies te illustreren: <ul style="list-style-type: none"> ○ Stel in een extreem voorbeeld dat het bestaande aanbod geheel wordt verdrongen door gesubsidieerd aanbod. In dat geval is de CO₂-winst van de SDE++ nul. Immers, er wordt niet extra gebruik gemaakt van externe CO₂. ○ Een ander extreem voorbeeld is dat er in het geheel geen verdringing plaatsvindt - er ontstaat extra vraag naar CO₂. Één van de manieren om extra vraag (bovenop de normale marktontwikkeling) naar CO₂ te laten ontstaan is doordat de CO₂ lager geprijsd wordt dan de CO₂ die op dit moment al vrijelijk op de markt beschikbaar is. <ul style="list-style-type: none"> ▪ Als de extra vraag ontstaat bij huidige afnemers van afgevangen CO₂ dan zijn de CO₂-baten aanzienlijk lager dan WUR veronderstelt, omdat er naar hogere CO₂-concentraties gedoseerd zal worden. Hierop gaat het Ecorys-rapport in. 	De reactie is doorgegeven aan EZK.

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Als de extra vraag ontstaat bij nieuwe gebruikers dan zijn er wel extra CO₂-baten. Ook hierop gaat het Ecorys-rapport in. Het is echter belangrijk om te vermelden dat de extra CO₂-baten alleen ontstaan indien de subsidie ertoe zou leiden dat de CO₂ tegen een prijs aangeboden wordt die lager is dan de huidige marktprijs. Immers, alleen dan hebben nieuwe afnemers een prikkel om externe CO₂ te gaan gebruiken (die dat op dit moment niet doen; er is immers op dit moment geen schaarste). In dat geval ligt het echter eerder voor de hand om niet het aanbod van CO₂ te stimuleren (dat is immers voldoende beschikbaar) maar de vraag. Dit zorgt ervoor dat afnemers tegen lagere kosten CO₂ kunnen afnemen en voorkomt een verstoring aan de aanbodzijde van de markt (doordat de subsidie voor tuinders zowel aangewend kan worden om af te nemen van bestaande CO₂-bronnen als van nieuwe). Maar daarmee wordt wel een extra verstoring aan de vraagzijde geïntroduceerd. Er ontstaat dan immers een ongelijk speelveld met 1) andere tuinbouwbedrijven (indien alleen nieuw CO₂-verbruik gestimuleerd zou worden, dan geldt dat niet voor degenen die al eerder afgevangen CO₂ zijn gaan gebruiken). 2) In het buitenland gelden geen subsidies voor CO₂, dus ongelijk speelveld met buitenlandse glastuinbouw. ▪ Indien de CO₂ voor de gehele tuinbouw op basis van vraag gesubsidieerd worden, dan is er binnen de tuinbouw geen marktverstoring, maar dat vereist wel dat ook het bestaande verbruik aan externe CO₂ gesubsidieerd moet worden. ▪ Kortom, het is wat ons betreft niet goed mogelijk om op deze bestaande markt een subsidie op externe CO₂-leveringen te introduceren zonder dat dit leidt tot aanzienlijke verstoringen in de markt. • We merken daarnaast op dat het niet goed mogelijk is om het extra CO₂-verbruik te bepalen wat ontstaat als gevolg van een ruimere beschikbaarheid van afgevangen CO₂ en een economisch gunstige combinatie van (lage) CO₂-prijs en gewas - opbrengstprijs, omdat dit zeer situatieafhankelijk is. Dergelijk extra CO₂-verbruik levert geen CO₂-besparing op en leidt zelfs tot een nettotoename van de CO₂-uitstoot. • Subsidiëring van CO₂-afvang tbv levering aan de tuinbouw vereist een degelijk borgingssysteem om te vermijden dat gesubsidieerde CO₂ ook geleverd wordt buiten de glastuinbouw. • Verdringing van ongesubsidieerde afgevangen CO₂ door gesubsidieerde afgevangen CO₂ zal leiden tot toename van export van vloeibaar CO₂ en/of vermindering van ongesubsidieerde afvang van CO₂. <p>Zoals het Ecorys rapport illustreert is het niet goed te bepalen wat de netto-effecten zijn op</p>	

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
	<p>CO₂-emissies als gevolg van de subsidieregeling. Deze zijn sterk afhankelijk van de individuele concrete situatie en voor de meeste situaties lager dan WUR (en PBL veronderstelt). Naar onze mening is er sprake van een onvoldoende stevige evidence base om subsidies te rechtvaardigen en klimaateffecten in te boeken als gevolg daarvan. Dit komt mede door de inherente moeilijkheid om het effect van extra CO₂-levering te bepalen.</p> <p>Marktpartij is gelet op deze fundamentele bezwaren geen voorstander van het introduceren van subsidies voor externe CO₂-levering.</p>	

B.15 Chemische en fysische recycling kunststoffen

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
Categorieën	Wij pleiten ervoor om SDE++-ondersteuning aan te bieden voor bredere recycling van kunststoffen, bijvoorbeeld door het verschil tussen marktprijs van fossiel gebaseerde materialen en op duurzame manier geproduceerde materialen te compenseren. Chemische recycling is een breder begrip en omvat dit alle omzettingroutes van kunststof naar nieuwe polymeren, chemicaliën en/of brandstoffen, wat reeds is opgenomen in de afvalregelgeving LAP3.	Conform uitgangspunten van EZK wordt er enkel een advies gegeven over PET-depolymerisatie en EPS-recycling.
Aanvrager	Om innovatie te ondersteunen zouden wij graag zien dat ook bestaande fabrieken in aanmerking kunnen komen voor de SDE++.	De SDE++-regeling geldt voor nieuwe nog niet gerealiseerde projecten.
Investeringskosten	De stoichiometrische verhouding is dat je van 1 BHET 0,76 PET kan maken en een additionele polymerisatie stap nodig hebt. Voor een goed vergelijking met virgin-PET moet je dus eerst vermenigvuldigen met 1.3 en vervolgens 100 euro per ton er bij optellen om tot een 1:1 vergelijking te komen met PET.	Deze kosten worden meegenomen in de aangenomen investeringskosten die gelden voor het referentieproject dat hoort bij de categorie PET-depolymerisatie.
Operationele kosten	Wij verwachten relatief hogere operationele kosten dan gepresenteerd in het referentieproject dat hoort bij de categorie PET-depolymerisatie, welke wij ook graag meegenomen zien worden in de SDE++.	De vaste en variabele operationele kosten die zijn aangenomen in het eindadvies voor het referentieproject dat hoort bij de categorie PET-depolymerisatie zijn hoger dan die aangenomen in het conceptadvies.
Langetermijnprijs	De langetermijnprijs van PET is gesteld op Euro 1500 per ton. Echter dit is een incorrecte voorstelling van de huidige marktprijs. Afhankelijk van de olieprijs (tussen \$20 - \$ 100 per barrel) beweegt de PET markt prijs zich tussen de Euro 600 – 1300 per ton	De geadviseerde langetermijnprijs is naar beneden aangepast en valt nu binnen dit aangegeven bereik.
Milieudruk	Er wordt PET-afval gerecycled dat niet mechanisch gerecycled kan worden. Dit afval gaat momenteel in de verbrandingsoven, in storting en vervuiling in de natuur. Door chemische recycling krijgt dit afval een waarde en zal het dus recycled gaan worden. Dit is dus een vermindering van plastic soep.	Voor kennisgeving aangenomen.

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
Categorieën	PET kan door het zuurstofgehalte niet vergast of gepyrolyseerd worden dus depolymerisatie is DE techniek voor PET.	Voor kennisgeving aangenomen. Conform uitgangspunten van EZK wordt er enkel een advies gegeven over PET-depolymerisatie.
Categorieën	Op de in het conceptadvies beschreven manier van EPS-recycling is formeel geen solvolyse. Een solvolyse proces is een chemische reactie in een oplosmiddel. Volgens het in het conceptadvies beschreven proces lost EPS op en wordt het PS-polymeer gescheiden van de legacy chemical HBCD. Dit is een fysische recycling. De polymeerketen wordt niet veranderd en er vinden geen chemische reacties plaats. Pas nadat de HBCD is afgescheiden wordt de HBCD vernietigd en omgezet tot HBR of broom. Dit laatste is wel chemische recycling.	Titel is aangepast in <i>fysische</i> recycling.
Correctiebedrag	<p>Food toepassing gerecyclede PET heeft momenteel een hogere prijs dan prime PET. Food approved gerecycled PS bestaat (nog) niet. Als het wel zou bestaan dan zou het, als het aangeboden zou worden, als gerecycled materiaal mogelijk in de verpakkingindustrie een premium t.o.v. virgin materiaal kunnen krijgen. Gerecycled PS met een restgehalte aan HBCD < 100 ppm (typisch 30-50 ppm) is niet bedoeld, noch toegestaan voor food toepassing. Het gerecyclede PS moet altijd verder verwerkt worden door gebruikers om er weer EPS van te maken en zal qua prijs moeten concurreren met de prijs van het basis monomeer. Met een forse daling van de styreen-contractprijs door lage olieprijs (effect COVID) en verminderde vraag naar polymeren is de lage virgin-prijs een betere keuze voor de consument om dit daadwerkelijk te kopen. De genoemde €/kg bedragen waar TNO en CE Delft mee rekenen waren al onrealistisch en fors te hoog op het moment dat hun rapporten werden gepubliceerd en zijn nu zeker volstrekt te hoog. Recyclers hebben te maken met een vaste prijsstructuur, die nadelig werkt bij lage virgin-prijzen. Door de te verwachten recessie zijn hogere prijzen voor grondstoffen vooralsnog niet te verwachten. Een prijs niveau tussen de 600-800 €/ton virgin-PS is te voorzien. Een onrendabele top blijft.</p> <p>Conclusie: Door onjuiste aannames over verkoopprijzen en een veranderde wereld die aanmerkelijk afwijkt qua omstandigheden (COVID/Recessie) van die toen het rapport werd gemaakt) werd en wordt er een verkeerde berekening gemaakt om de onrendabele top te berekenen.</p>	In het eindadvies is nu voor de langetermijnprijs een lagere waarde aangenomen dan in het conceptadvies. Nu wordt uitgegaan van de meest recente en bekende marktprijzen van virgin-PET en virgin-PS. Deze marktprijzen worden ook geadviseerd als correctiebedrag.
Regeling	Omdat EPS-recyclingfabrieken naar verwachting in de toekomst uitgebreid worden, zodra de technische haalbaarheid is aangetoond, zal een beroep gedaan moeten worden op SDE++. Als deze regeling niet voorziet in deze processen wordt de opschaling mogelijk onnodig negatief beïnvloed.	Voor kennisgeving aangenomen
Categorieën	Omdat EPS uit de bouw broom bevat en valt onder de POP Basel wetgeving, zijn andere recycling processen niet relevant, halogenen storen daarbij altijd. Alleen verbranding is	Voor kennisgeving aangenomen

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
	toegestaan en dat is een laagwaardige optie, geen hoogwaardige concurrentie. Er zitten geen andere recyclingmethoden in de pijplijn die én EPS recyclen en broom verbindingen verwijderen. De stellingname in het conceptadvies dat er andere processen zijn is niet gefundeerd.	
Herkomst afval	De in mei 2020 geüpdatete Conversio-studie geeft aan dat de hoeveelheid EPS in Nederland fors hoger is dan gedacht. Veel afval komt van de sloop van gebouwen in Nederland, maar er kan ook EPS-afval worden gehaald uit België en Duitsland. De verwachting is dat uitbreiding in Nederland nodig is om de tonnages te kunnen verwerken. Duitse fabrieken zullen dan de markt in Duitsland bedienen, de Franse Fabrieken de markt in Frankrijk etc. Conclusie: er vind wel degelijk CO ₂ -mitigatie plaats in Nederland. De vraag is wel of hier niet Europees geacht moet worden i.p.v. nationaal.	Er wordt, conform de uitgangspunten van EZK, uitgegaan van inkoop van EPS-afval uit heel Noordwest-Europa.
MIA/Vamil	MIA en Vamil zijn alleen effectief als fiscaal instrument als er winst gemaakt wordt, waardoor een versnelde afschrijving kan plaatsvinden.	Voor kennisgeving aangenomen. Deze instrumenten worden nu niet meegenomen in de berekening van het basisbedrag.
Investeringskosten	De investeringskosten zoals gepresenteerd in het conceptadvies met betrekking tot EPS-recycling zijn te laag.	De investeringskosten die worden aangenomen in het referentieproject van EPS-recycling zijn naar boven bijgesteld.
Subsidiebehoefte	Grootste knelpunt is de beschikbaarheid van grondstoffen die zuiver genoeg zijn om verwerkt te worden. Voor alle chemische recycling processen geldt dat de infrastructuur onvoldoende ontwikkeld is om in de massale hoeveelheden te voorzien om grootschalige chemisch fabrieken te voeden. Deze grootschalige chemische recycling bedrijven moeten ook allemaal nog maar even gebouwd worden. Bovendien is de carbon footprint van chemische recycling niet goed bekend. Het ontsluiten van de circulaire economie moet op veel gebieden en door veel stimulatie plaatsvinden. De SDE++-regeling is daar een belangrijke mogelijkheid toe, omdat hierin (vooralsnog de enige regeling) vooral de vermeden CO ₂ -emissie daadwerkelijk monetair gemaakt wordt.	Voor kennisgeving aangenomen.
Afval input	Er is voldoende Nederlands EPS bouw en sloop afval. De uitrol naar nieuwe fabrieken zal na 2022 plaatsvinden.	Voor kennisgeving aangenomen. Er wordt in het eindadvies ervan uitgegaan dat er genoeg EPS-afval is uit Noordwest-Europa wat kan dienen als input voor het referentieproject.
Langetermijnprijs	Een prijs van 600-700 €/ton is met de huidige styreenprijzen realistisch. Het in het conceptadvies opgenomen bedrag van 1677€/t is nooit haalbaar geweest en een niet realistisch bedrag.	In het eindadvies wordt een lagere langetermijnprijs gehanteerd dan in het conceptadvies.
Categorieën	Het zou ons inziens aan te raden zijn als er in meer detail wordt gekeken naar mogelijke SDE++ voor pyrolyse van plastic afval voor inname in een stoomkraker.	Deze optie is doorgegeven aan EZK.
CO ₂ -emissies	Er worden in het conceptadvies getallen genoemd wat betreft de CO ₂ -equivalent uitstoot	Er wordt in het eindadvies een vergelijking gemaakt met de cradle-to-gate CO ₂ -uitstoot

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
	per eenheid product (PET en EPS). Echter, het is de lezer niet duidelijk of het hier gaat om de uitstoot in de PET of EPS productiefaciliteit of dat het hier gaat om de volledige well-to-gate/cradle-to-gate uitstoot.	van de virgin-varianten. Deze CO ₂ wordt per eenheid gerecycled product bespaart. De CO ₂ -uitstoot die gepaard gaat met de recycling van de plastics worden hiervan afgetrokken.
Terminologie	Er wordt hier gesproken over <i>solvolyse</i> terwijl de term <i>dissolution</i> waarschijnlijk beter gebruikt had kunnen worden. Dit omdat er geen <i>lyse</i> van het polymeer plaatsvindt, eerder het scheiden van het polymeer van de erin "gevangen" additieven.	Voor kennisgeving aangenomen.
Monitoring en controle	Controle op de effectieve toepassing van het eindproduct kan ook indicatie geven of het proces wel degelijk rendabel is. Rekening houdend dat dergelijke controleorganen opstellen en gebruiken geld en tijd kost. Het is namelijk eenvoudig om een slecht product te maken uit kunststoffen waarvoor een hoge poortvergoeding betaald wordt, maar de toepassing is dan ongewis.	Voor kennisgeving aangenomen.
Basisbedrag	Er zijn verschillende inputgegevens m.b.t. de prijs van het outputproduct. Is er uitgegaan van een eerder hoge prijs dan lage prijs. Dit kan verkeerd uitpakken op de lange termijn. De subsidie dient afgestemd te worden op materiaal ingenomen, materiaal uit en eventuele restproducten.	Conform de werking van de SDE++ en de uitgangspunten van EZK wordt er een basisbedrag berekend op basis van één outputproduct. In het conceptadvies is dit punt echter wel naar voren gedragen. Daarnaast wordt er, conform de uitgangspunten van EZK, uitgegaan van het meest kosteneffectieve project dat in Nederland mogelijk is.
Operationele kosten	Het is niet duidelijk of er in het referentieproject is uitgegaan van zuiver inputmateriaal of 'als ontvangen'. Wij zetten grote vraagtekens bij de aanname dat er geen katalysator of nieuw solvent/oplosmiddel nodig zal zijn. Het is immers zo dat de stromen mogelijk vervuilingen bevatten die de hulpstoffen kunnen vervuilen of minder effectief maken. In het geval dat dit zich voordoet komen er additionele kosten bij. Er is aangegeven in de tekst dat deze kosten niet zijn meegenomen maar wij schatten in dat de kans dat dit voorvalt wel groot genoeg is om er uitgebreider naar te kijken. In het geval dat er vervuilingen aanwezig zijn maar deze geen invloed op het proces hebben zullen deze alsnog afgevoerd moeten worden. Het opslaan/afvoeren/analyseren etc.. brengt ook kosten met zich mee die kunnen oplopen.	Er wordt in het eindadvies, conform de uitgangspunten van EZK, uitgegaan van het meest kosteneffectieve project dat in Nederland mogelijk is. De aanname is gedaan dat het afval gewassen en gesorteerd wordt aangeleverd bij de recycler. Er wordt in het eindadvies, in tegenstelling tot het eindadvies, wel rekening gehouden met de kosten voor het aanvullen van katalysator en/of oplosmiddel en de afvoerkosten.
Vollasturen	8000 vollasturen lijkt eerder zeer optimistisch dan realistisch. Door grote operationele onzekerheden door de heterogeniteit van het (afval)materiaal is de uitvalkans groot. 6000 uur/jaar is haalbaar. 8000 uur/jaar is van toepassing op gekende volgroeide bedrijven met aanzienlijke ervaring en voorspelbare kwaliteit van het materiaal.	Op basis van informatie uit de marktconsultatie is er gekozen voor 8000 vollasturen per jaar. Daarnaast wordt er in de SDE++ ook uitgegaan van volgroeide bedrijven die weinig tot geen draaiurenverlies hebben als gevolg van zogeheten 'kinderziektes'.
Waarde restproduct	In het conceptadvies wordt de aanname gedaan dat het resterende broom (ofwel HBCDD) wordt gezien als restproduct en een waarde heeft van 0 €/kg. Graag uitleg over hoe deze 0 €/kg bekomen is. Als de kosten voor afvoeren/opslaan/veiligheid = verkoopprijs dan moet dit aangegeven zijn.	Er wordt in het eindadvies, conform de uitgangspunten van EZK, uitgegaan van het meest kosteneffectieve project dat in Nederland mogelijk is. Op basis van informatie uit de marktconsultatie is daarom gekozen voor 0 €/kg.

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
Operationele kosten	De aanname dat de fabriek PS afval kan inkopen voor 0 €/kg lijkt ons ook eerder door een roze bril bekeken. Vanaf het punt dat marktpartijen beseffen dat er een vragende partij is zal de prijs vermoedelijk stijgen, alsook kosten voor transport etc. moeten meegenomen worden.	Er wordt in het eindadvies, conform de uitgangspunten van EZK, uitgegaan van het meest kosteneffectieve project dat in Nederland mogelijk is. Op basis van informatie uit de marktconsultatie is daarom gekozen voor 0 €/kg.
Milieudruk	<p>Puur op CO₂ focussen is relatief kort door de bocht, er zijn immers meer invloeden op het milieu welke ook in de afvalregelgeving LAP3 opgenomen zijn (verwijzing Life Cycle Analysis) en ook verplicht zijn om in categorie D nieuwe technieken te introduceren.</p> <p>De vermelding in de discussie van het conceptadvies dekt de lading niet:</p> <ol style="list-style-type: none"> Vermindering van de zogeheten 'plastic soep'; Vermindering van de extractie van fossiele grondstoffen <p>Volgens het LAP3 moet een LCA voldoen aan de standaarden ISO14040 en ISO14044 en daarbij worden 3 gecombineerde effecten meegenomen:</p> <ol style="list-style-type: none"> Schade aan de menselijke gezondheid, eenheid "DALY" Schade aan ecosystemen, eenheid is "species * year" Schade aan beschikbaarheid natuurlijke hulpbronnen, eenheid is "\$", (kan EURO zijn) 	Voor kennisgeving aangenomen.
Operationele kosten	Operationele kosten recycleren kunststoffen liggen hoog en onzekerheden zijn groot. Veel testen of pilots zijn op kleine schaal/lab schaal met zuiver materiaal. Werken met End-Of-Life producten brengt veel onzekerheden met zich mee welke met name afhankelijk zijn van de vervuilingen. Denk aan stof, chloor in PVC, lijmen, verf, etc.	Voor kennisgeving aangenomen.
Financiering	Aantrekken van investeerders verloopt doorgaans moeizaam. Subsidies raken op den duur op maar worden niet meegenomen in de investeringsfase.	Voor kennisgeving aangenomen. In de SDE++-subsidie wordt wel rekening gehouden met de investeringskosten en heet een subsidie-termijn van 12 tot 15 jaar.
Vergunningen	Vergunningen zijn op basis van een volledig ontwerp van een plant en zaken die nog onbekend zijn en wijzigen in de tijd. Doorlooptijd van vergunningen is doorgaans heel lang, 26 weken officieel en 78 weken in de praktijk voor de stikstofcrisis. Gepleit wordt voor een kortere doorlooptijd voor vergunningen. Gevraagd wordt naar expertise van certificerende en controlerende organen en of de vergunningen landelijk georganiseerd kunnen worden om doorlooptijd te verkorten. Belangrijk is dat de einde-afvalstatus begrepen wordt en dat er een certificaat kan worden verkregen die voor overleg aan overheidsorganen kan worden getoond. Verschillende regio's krijgen het recht om de afvalmarkt/ophalen zelf in te vullen, dit brengt grote verschillen met zich mee per re-	Voor kennisgeving aangenomen.

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
	gio. Een start-up in de ene regio kan het bijvoorbeeld lastiger krijgen met vergunningen en subsidies dan in andere regio's.	
Thema	Mechanische recycling is (bijna) altijd laagwaardiger en vaak het uitstellen van het probleem, voorbeeld: PU uit matrassen wordt omgezet in re-bonded foam en zal uiteindelijk terug afval worden. Met recycelaat/granulaat zijn de toepassingen beperkt en uiteindelijk gaat deze methode niet meer op. Vaak worden deze End-of-Life-producten alsnog verband. Chemische recycling is dan een mogelijk haalbare stap. Chemische recycling, terug naar de originele bouwstenen of monomeren zorgt ook dat de mogelijke toepassingen (bijna) even groot zijn dan virgin materialen. Dit is vaak hoogwaardiger(e) recycling. In de voedselindustrie is het gebruik van virgin-verpakkingsmaterialen zelfs verplicht.	Voor kennisgeving aangenomen. Het PBL adviseert dat chemische recycling als aanvulling moet worden gezien op mechanische recycling.
Subsidie-intensiteit	Het is nodig om de productie uit te drukken in materiaal input (afval) die wordt verwerkt en in ton gerecycled product output. Het weglaten van één van de twee kan een vertekend beeld schetsen. Een LCA moet het netto-effect beschrijven en vergelijken. LCA is reeds opgenomen in de afvalregelgeving. Het in kaart brengen hoeveel subsidies en andere hulp bedrijven krijgen moet ook vermeld worden.	Conform de werking van de SDE++ en de uitgangspunten van EZK wordt er een basisbedrag berekend op basis van één outputproduct. In het conceptadvies is dit punt echter wel naar voren gedragen. Daarnaast wordt er, voor de berekening van de vermeden CO ₂ per kg output gerecycled product alleen rekening gehouden met de cradle-to-gate CO ₂ -uitstoot van de virgin-varianten. Deze CO ₂ wordt per eenheid gerecycled product bespaart. De CO ₂ -uitstoot die gepaard gaat met de recycling van de plastics worden hiervan afgetrokken.
Afval input	Wij zijn van mening dat afval ook uit het buitenland geïmporteerd moet kunnen worden en dat de effecten met landen vereffend moeten worden. De LCA biedt hier een middel toe. De huidige vergunningen in de afvalwereld m.b.t. import en export geven al de stromen in gecontroleerde en gerapporteerde vorm aan.	Er wordt in het eindadvies, conform de uitgangspunten en een later verzoek van EZK tot oprekken van de geografische limitering, uitgegaan van inkoop van plastic afval uit heel Noordwest-Europa.
Operationele kosten	Afval is logistiek hoe verder de bron hoe groter de kost, een bedrijf in het zuiden van Nederland ligt dicht bij België dan een bedrijf in Leeuwarden. Voor elk type kunststof en proces zijn de sourcing mogelijkheden anders.	Voor kennisgeving aangenomen. Er is in algemene zin rekening gehouden met de kosten voor verpakken, opslag en transport.
Investeringskosten	Elektriciteitsaansluitingen hangen af van de omgevingsvergunning en logistiek aan- en afvoer aangezien deze de meest beperkende voorwaarden zijn. Vaak is het verkrijgen van een locatie prioriteit. De aansluitingen en toebehoren worden nadien bepaald.	Voor kennisgeving aangenomen. In het eindadvies wordt er in de referentieprojecten vanuit gegaan dat er al een bestaande elektriciteitsaansluiting is en dat hier geen extra kosten voor worden gemaakt.
Foutieve informatie	In het conceptadvies is aangegeven dat Indorama in productiecapaciteit zou hebben van 400 miljoen kiloton per jaar. Dit moet 400 miljoen kg per jaar zijn.	Voor kennisgeving aangenomen. Deze zin komt echter niet meer terug in het eindadvies.
Foutieve informatie	In het conceptadvies wordt vermeld dat r-PET uit conventionele mechanische recycling niet gebruikt kan worden voor nieuwe voedselverpakkingen vanwege voedselveiligheidsvoorschriften. Dit klopt niet. Door goedgekeurde processen is via mechanische recycling tot	Voor kennisgeving aangenomen. Deze zin komt echter niet meer terug in het eindadvies.

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
	100% rPET inzetbaar voor voedselverpakking. De beperking in inzetbaarheid zit hem in de verkleuring die optreedt, zeker in een echte closed loop is dit het geval.	
Foutieve informatie	In het conceptadvies wordt vermeld dat bij depolymerisatie PET-polymeren via een glycolyseproces in een (magnetische) oplossing gebracht. Dit is echter niet altijd het geval. Er zijn ondertussen vele andere initiatieven die zonder magnetische vloeistof werken.	Voor kennisgeving aangenomen. Deze zin komt echter niet meer terug in het eindadvies.
Foutieve informatie	In het conceptadvies wordt vermeld dat bij aanwezigheid van water in het depolymerisatieproces er hydrolyse ontstaat, en wordt er geen BHET gevormd, maar PTA en MEG. Het is dus of water óf glycol.	Voor kennisgeving aangenomen. Deze zin komt echter niet meer terug in het eindadvies.
Categorieën	Graag bij dit thema een CO ₂ -besparende categorie toevoegen: Circulaire verwerking afval- en reststromen.	Deze genoemde optie is doorgegeven aan EZK. Conform de uitgangspunten van EZK wordt in het eindadvies echter vastgehouden aan de twee categorieën die ook zijn genoemd in het conceptadvies.

B.16 Etheenproductie uit biogene grondstoffen

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
Berekening basisbedrag bionaf-taroute	Een subsidie die gebaseerd is op het verschil in de marktprijs van de biogene voeding ten opzichte van de fossiele standaard is transparanter.	In het eindadvies is gerekend met de meerprijs van bionaf-ta ten opzichte van fossiele nafta. Die meerprijs is volledig toegerekend aan etheen, aangezien dat het enige product is dat gesubsidieerd wordt.
Meetellen vermeden scope 3 emissies	Aangezien Nederland drie worldscale stoomkraakcomplexen herbergt, lijkt het zinvol om onderzoek te doen om tot een betere inschatting te komen hoeveel van de middels bionaf-tha geproduceerde eindproducten in Nederland worden verbrand in afvalverbrandingsinstallaties	In het eindadvies worden twee varianten berekend: één waarbij vermeden emissies in afvalverbrandingsinstallaties volledig worden toegerekend aan bio-etheen, en één waarbij de vermeden emissies in afvalverbrandingsinstallaties geheel niet worden toegerekend aan bio-etheen
LCA-methode in plaats van meetellen van vermeden scope 3-emissies	Omdat het bij groene chemie vooral gaat om de vraag hoeveel CO ₂ wordt vermeden ten opzichte van de fossiele chemie, is de beste methode van vergelijking een 'Cradle to Gate' benadering: van initiële grondstof inclusief CO ₂ opname tot het product Ethyleen. Het meetellen van scope 3 emissies is lastiger. Ethyleen kent vele eindproducten die met zeer hoge efficiëntie worden gerecycled. Daarnaast is EU beleid er op gericht om verbranden sterk terug te dringen, en recyclen en hergebruik te maximaliseren. Hierdoor wordt de allocatie van het verbranden vrijwel onmogelijk, omdat dit niet eenduidig is.	Er is geen LCA-methode toegepast omdat die ook CO ₂ -opname en -emissies in beschouwing nemen die buiten de Noordwest-Europese regio plaatsvinden, terwijl die conform de uitgangspunten van het ministerie van EZK in SDE++-adviezen buiten beschouwing moeten worden gelaten. Voor het berekenen van de vermeden emissies in afvalverbrandingsinstallaties zijn twee uiterste varianten doorgerekend: zie antwoord bij vorige punt.
Investeringskosten bionaf-taroute	Het is niet juist om de investering op nul te stellen. Een nieuwe grondstof integreren in een fabriek kost altijd geld. Een opslagtank en tie-ins, pompen, metering etc. Het is niet heel hoog maar altijd wel een paar miljoen, afhankelijk van ruimte, afstand, civil etc	Op basis van marktinformatie dat er geen aanpassingen nodig zijn om bionaf-ta te kunnen bijmengen is er in het eindadvies voor gekozen de investeringskosten op 0 euro te stellen .

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
Brandstof voor opwekken proceswarmte al dan niet biogeen	In de bionaftaroute wordt aangegeven dat een reststroom gebruikt wordt voor het opwekken van stoom, en dat deze als biogeen gezien kan worden. In de bio-ethanolroute kan ook gebruik gemaakt worden van biogene reststromen.	Bij de bionaftaroute maken de restgassen die gebruikt worden voor de opwekking van proceswarmte integraal onderdeel uit van het proces. Bij de bio-ethanolroute is dit – vanwege de in de SDE++ gehanteerde afbakening tot bio-etheenproductie – niet het geval. De reststromen waaraan gerefereerd wordt komen bij een eventueel vervolproces vrij.
Correctiebedrag bio-etheen	In de praktijk wordt de meeste ethyleen geleverd via pipeline. Dit gebeurt via lange termijncontracten, maar door de grote afname wel met discounts. De daadwerkelijke prijs komt daardoor veel meer overeen met de spotprijzen.	Cijfers over spotprijzen op basis waarvan een jaargemiddelde kon worden berekend waren niet beschikbaar. Daarom is in het eindadvies gerekend met termijncontractprijzen.

B.17 Elektrificatie van offshore productieplatformen

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
Aandrijving	De indruk wordt gewekt dat het basisbedrag alleen geldt voor elektriciteit ter vervanging van een single-cycle gasturbine en ten behoeve van de aandrijving van een gasgedreven direct drive compressor. De energievoorziening op elk platform is uniek voor het platform ontworpen. Strikte uitgangspunten kunnen de mogelijkheid om in aanmerking te komen voor SDE++ uitsluiten	De referentiecasijs in het conceptadvies beschrijft een van de mogelijke configuraties van de aandrijving op een productieplatform, hierop is ook het basisbedrag gebaseerd. Elk platform waarbij de conventionele aandrijving geëlektrificeerd wordt komt echter in aanmerking voor SDE++ onder deze regeling.
Aandrijving	In de toekomst zal er ook offshore waterstof productie plaatsvinden. Kan de reductie van CO ₂ door het gebruiken van waterstof als brandstof voor de gasturbines ook gesubsidieerd worden onder deze subsidieregeling?	Deze regeling heeft enkel betrekking tot het elektrificeren van bestaande processen op productieplatformen. Aandrijving door middel van waterstof komt daarmee niet in aanmerking voor SDE++ onder deze regeling.
Offshore windtenders	Is ook de mogelijkheid onderzocht om elektrificatie van productieplatformen (en directe aansluiting op een windpark) te combineren dan wel te integreren met de lopende WoZ-tenders?	Nee, dit vergt nader onderzoek naar de implicaties van het integreren van elektrificatie in lopende en toekomstige tenders voor windenergie op zee.
Figuur 1-1.	Figuur 1-1 toont niet het gehele Nederlandse Exclusief Economische Zone en laat daarom een aantal platformen niet beschouwd. Om een goed ruimtelijk inzicht van de mogelijkheden van elektrificatie van offshore platforms te krijgen, is het van belang om de (beoogde) locatie van de TSO-platforms aan figuur 1.1 toe te voegen.	In het eindadvies is een update van figuur 1.1 opgenomen.
Elektriciteitswet	De wettelijke mogelijkheid om platforms aan te sluiten op het offshore netwerk is inderdaad een noodzakelijke voorwaarde voor elektrificatie. Overigens dient daartoe – anders dan in het conceptadvies wordt opgemerkt - niet de wet Windenergie op zee te worden aangepast, maar de Elektriciteitswet 1998. De wettelijke mogelijkheid om platforms aan te sluiten op het offshore netwerk is inderdaad een noodzakelijke voorwaarde voor elektrificatie. Het is van belang dat deze wettelijke mogelijkheid tijdig wordt gerealiseerd.	Het net op zee is op basis van Elektriciteitswet artikel 15 enkel bedoeld voor het verbinden van windparken op zee met het landelijke hoogspanningsnet. Daarmee is het momenteel niet mogelijk om elektriciteit af te nemen van dit net door een offshore productieplatform. Een aanpassing op de Elektriciteitswet of de Energiewet is nodig om elektrificatie van offshore productieplatformen met een aansluiting op het net op zee mogelijk te maken.

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
Olieplatformen	Er wordt op het Nederlands continentaal plat zowel olie als gas gewonnen waarbij gas vrijwel altijd als fuel gas gebruikt wordt. De olieproducerende platforms zijn in de regel makkelijker te converteren en hebben een relatief groot gasverbruik. Deze platformen zijn makkelijker te converteren omdat er vaak door middel van een gasturbine-generator combinatie elektriciteit geproduceerd wordt en met de geproduceerde elektrische energie de oliepompen aangedreven worden.	De beschrijving van de technologie is aangepast om ook elektrificatie van olieplatformen mogelijk te maken.
Boorplatformen	Boorplatforms gebruiken veel elektriciteit dat standaard opgewekt wordt met dieselgeneratoren. Het is echter mogelijk een koppeling te maken met het productieplatform, zodat het boorplatform elektrisch kan draaien via de aansluiting van het productieplatform. Dit resulteert in additionele CO ₂ -reductie boven op het elektrificeren van een productieplatform.	Er is advies uitgevraagd naar de elektrificatie van offshore productieplatformen. Boorplatformen bevinden zich slechts korte periodes op dezelfde plek, een langdurige aansluiting op een elektriciteitsnet is daarom niet realistisch. Het is echter wel mogelijk om met een boorplatform gebruik te maken van de aansluiting van een nabij gelegen geëlektrificeerd productieplatform dat onder deze regeling in aanmerking komt voor subsidie.
Nieuwe productieplatformen (greenfield)	Het is van belang dat de SDE++ ook van toepassing is op toekomstige platforms, waarin bij ontwerp en bouw reeds voor een elektrisch aangedreven platform wordt gekozen. Verschillende operators werken aan concrete nieuwe projecten met 'zero-emission'.	Er is geen reden om de bouw van toekomstige elektrische platforms uit te sluiten van deze regeling. Er bestaat wel een mogelijkheid dat dit in de toekomst van SDE++ onder een aparte subcategorie wordt uitgevoerd.
Systeemeffecten	De aansluiting van een aantal offshore productieplatforms zorgt ook voor een afnemend risico van congestie van de aanlanding van de opgewekte windenergie bij zeer gunstige windcondities en wanneer er een ruim opgesteld vermogen beschikbaar is (ook in verband met overplanting van windparken). De verwachting is dat dit het geval zou kunnen zijn bij zo'n 11 a 12 GW opgesteld vermogen wat ook de doelstelling is in 2030.	Er wordt op basis van de uitgangspunten van EZK geen rekening gehouden met dergelijke systeemeffecten.
Elektrisch vermogen	In de uitgangspositie van dit conceptadvies wordt gerekend met een elektrisch vermogen van 25MW. Echter is het in de werkelijkheid zo dat de vermogens van de verschillende platforms die in aanmerking zouden kunnen komen voor elektrificatie ver uit elkaar liggen.	Het vermogen van de referentiecasi is in het eindadvies vastgesteld op 15 MW. Dat wil echter niet zeggen dat enkel platforms met een gelijk vermogen in aanmerking komen voor deze subsidieregeling.
Aansluiting net op zee	Wat wordt bedoeld met elektriciteit opgewekt op zee en op land? Platforms met een grote afstand tot de kust zullen namelijk enkel aansluiten op het net op zee.	Hoewel er aangesloten wordt op het net op zee zal er elektriciteit worden afgenomen die zowel op zee als op land wordt opgewekt indien er onvoldoende windenergie op zee beschikbaar is.
Decommissioning	De kosten voor het verwijderen van de aan te leggen kabel staan niet opgenomen, maar zullen wel tot extra kosten leiden bij de decommissioning van het platform. Dienen deze niet opgenomen te worden?	Decommissioning-kosten zullen niet in aanmerking komen voor SDE++-subsidie.
Investeringskosten	De investeringskosten van 1850 euro per kW output zijn te laag ingeschat.	De kosten van 1850 euro per kW zijn gebaseerd op het elektrische vermogen van de referentiecasi in het conceptadvies. In het eindadvies wordt gerekend met een vermogen van 15 MW, resulterend in investeringskosten van 3325 euro per kW. Het basisbedrag is in het eindadvies aangepast op basis van een herziening van de referentiecasi.

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
Basisbedrag	De investeringskosten van 1850 euro per kW output zijn te laag ingeschat.	Het basisbedrag is in het eindadvies aangepast op basis van een herziening van de referentiecassus.
Aansluiting net op zee	Komt een rechtstreekse aansluiting met een (bestaand) windpark of het net op land in aanmerking voor SDE++?	Het aansluiten op een offshore substation is geen dwingende voorwaarde voor het in aanmerking komen voor SDE++ subsidie. Een directe aansluiting op een windpark vereist echter ook een back-up elektriciteitsvoorziening indien er onvoldoende elektriciteit uit windenergie geproduceerd wordt. Ook is het mogelijk om rechtstreeks aan te sluiten op het net op land.
Emissiefactor	In het conceptadvies wordt enkel de emissiefactor voor een situatie met een single-cycle gasturbine en direct drive compressoren berekend. De emissiefactor voor waste heat recovery units en dieselgeneratoren dienen ook berekend te worden.	Er is gekozen om te rekenen met de emissiefactor van het elektrificeren van compressie omdat dit proces de hoogste energievraag betreft op de grootschalige platforms o.a. door de vrijwel volcontinue operatie. Merk op dat een lagere netto-emissiefactor (door een hogere systeemefficiëntie) leidt tot een hogere subsidie intensiteit waardoor de categorie zal dalen in de rangorde van SDE++.
Scope 2 en 3 emissies	Scope 2 en 3 zijn niet van toepassing in het geval van lokale hernieuwbare elektriciteitsopwekking.	De verwachting is dat de offshore windparken niet voor alle benodigde draaiuren (ca. 4500 uur per jaar) elektriciteit kunnen leveren. In dat geval zal er gebruik gemaakt moeten worden van een back-up voorziening. Daarom is er gekozen om uit te gaan van een aansluiting op het net op zee om volledige elektrificatie te ontsluiten. Dat betekent ook dat er sprake is van afname van op land geproduceerde elektriciteit en daarmee ook scope 2 emissies.
O&M-kosten	Het lijkt niet meegenomen te zijn dat de O&M-kosten bij elektrificatie ook deels omlaag gaan als de gasturbine is verwijderd.	In het eindadvies bestaan de onderhoudskosten voor een geëlektrificeerd platform enkel uit het transporttarief, afname van elektriciteit en overige O&M-kosten (o.a. verzekeringen). Gezien het feit dat de onderhoudskosten voor elektrische componenten lager zullen uitvallen dan voor gasgedreven systemen is er in het eindadvies geen sprake van 'additionele onderhoudskosten' voor een geëlektrificeerd productieplatform.
Afstand tot Offshore Substation	Zoals zelf ook aangegeven door PBL, bevinden de meeste platformen zich meer dan 20 km van een offshore substation, wat een aanzienlijke impact heeft op de totale kosten van elektrificatie van een platform. Zelfs de eerste projecten zullen buiten de range van 20 km van een offshore substation vallen.	Er is in de referentiecassus gekozen voor een relatief lage afstand tot het dichtstbijzijnde offshore substation om voor te sorteren op de platformen waar elektrificatie het makkelijkst ontsloten kan worden. Op basis van de feedback gedurende de marktconsultatie is de afstand heroverwogen en vastgesteld op 40 km. Dat wil echter niet zeggen dat enkel platforms binnen deze straal in aanmerking komen voor deze subsidieregeling.
Subsidiebedrag	Klopt het dat de subsidie aanvraag gebaseerd zal zijn op de daadwerkelijke hoeveelheid stroom die van het elektriciteitsnet wordt afgenomen?	Subsidie zal worden uitgekeerd op basis van het elektriciteitsgebruik van de geëlektrificeerde processen op het productieplatform. Additionele activiteiten die ontsloten worden door een aansluiting op het elektriciteitsnetwerk komen niet in aanmerking voor subsidie.

Categorie en onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL
Tariefstructuur net op zee	Wat als de tariefstructuur voor op zee en op land verschilt. Is de aanname correct dat dit wordt meegenomen in basisbedrag?	Correct. Indien de tariefstructuur voor het gebruik van het elektriciteitsnet op zee anders is dan op land zal het correctiebedrag overeenkomstig worden aangepast.
Dieselaandrijving	Op sommige productie- en boorplatforms wordt de elektriciteit opgewekt met dieselgeneratoren. Maakt dit ook onderdeel uit van het advies?	Voor de platformen waarbij de hoogste emissiereductie gerealiseerd kan worden geldt dat het grootste aandeel van brandstof aardgas is. Uit de marktconsultatie blijkt dat de uitstoot door diesel op dergelijke platformen minder dan 5% van de totale emissies bedraagt. Daarom wordt er in dit advies enkel gerekend met de emissiereductie door het elektrificeren van aardgas gedreven processen. Elk platform waarbij de conventionele aandrijving geëlektrificeerd wordt komt echter in aanmerking voor SDE++ onder deze regeling, maar er wordt geen aparte categorie toegevoegd voor dieselgedreven platformen.
Lokale opwek	De stelling dat een aansluiting op het offshore elektriciteitsnetwerk tot elektrificatie zou leiden gaat voorbij aan de mogelijkheid om lokaal bij een offshore productieplatform hernieuwbare elektriciteitsproductie te realiseren bijvoorbeeld door middel van lokale windmolens, PV panelen of stromingsturbinen. Voorstel: Toevoegen: "of lokale hernieuwbare energieproductie" achter "electriciteitsnetwerk"	De verwachting is dat de offshore windparken en lokale winmolens niet voor alle benodigde draaiuren (ca. 4500 uur per jaar) elektriciteit kunnen leveren. In dat geval zal er gebruik gemaakt moeten worden van een back-up voorziening. Daarom is er gekozen om uit te gaan van een aansluiting op het net op zee om volledige elektrificatie te ontsluiten. Dat wil echter niet zeggen dat een platform met lokale opwek niet in aanmerking komt voor SDE++.
Subsidieparameters	Worden de vermeden onderhoudskosten voor de gasturbines ook verdisconteerd?	De O&M-kosten, ook verminderingen op de O&M-kosten, worden verdisconteerd.
Subsidieparameters	De gas- en elektriciteitsprijzen die in het conceptadvies genoemd worden lijken aan de hoge kant gezien de ontwikkelingen tussen 2017 en 2020 op beide markten. Wordt het correctiebedrag jaarlijks bepaald op basis van de werkelijke prijzen op de gas- en elektriciteitsmarkt?	De prijzen zijn geüpdatet aan de hand van de KEV2020.
Subsidieparameters	Het bespaarde volume fuel gas zal inderdaad ten gunste gaan van extra verworven gasbaten. Over deze gasbaten zullen alleen door de desbetreffende operator ook de wettelijke belastingen en het staatswinsttaandeel moeten worden afgedragen en het is hier niet duidelijk of deze ook opgenomen zullen worden in het correctiebedrag?	Deze reactie is doorgegeven aan EZK, maar heeft niet geleid tot aanpassing van het correctiebedrag.
Subsidieparameters	In de subsidieparameters wordt uitgegaan van een economische levensduur en een looptijd van de subsidie van 15 jaar. Echter is het voor een aantal van de productieplatformen het betwistbaar of deze door de nog beperkte winbare reserves uit het betreffende gasveld nog 15 jaar actief zullen zijn.	Bij toekenning van subsidie aan een project zal worden uitgegaan van een levensduur (en subsidieduur) van 15 jaar. Er bestaat inderdaad de mogelijkheid dat een platform vroegtijdig economisch is afgeschreven door beperkt winbare reserves. In een dergelijk geval zal ook de subsidie vroegtijdig stoppen.

Bijlage C Externe review

Onderwerp

SDE++ Review

Beste heer Schoots,

VITO heeft een review uitgevoerd van de conceptadviezen die aanleiding geven tot de basisbedragen voor de SDE++ 2021. Na het doornemen van deze conceptadviezen werden vragen en bemerkingen overgemaakt aan het PBL. In de review ging de aandacht uit naar de kwaliteit van de onderbouwing van de parameters en berekeningsmethodes maar ook naar drie, door PBL gestelde, meer algemene vragen. Een reviewoverleg vond plaats in augustus waarop de eerdergenoemde vragen besproken werden. Bij de review onderzocht VITO ook hoe met de opmerkingen van marktpartijen omgegaan wordt.

Onze hoofdconclusies zijn de volgende:

- VITO is van oordeel dat de conceptadviezen op een correcte en wetenschappelijk onderbouwde manier tot stand zijn gekomen;
- VITO is van oordeel dat de parameters en berekeningsmethodes een betrouwbare en gefundeerde basis vormen voor het vaststellen van de SDE++-subsidietarieven voor 2021;
- VITO is van oordeel dat de opmerkingen die kwamen uit de marktconsultatie zorgvuldig samengevat werden. De voorstellen uit de markt werden beoordeeld, er werd genoteerd wat nog verder doorgesproken moet worden en de volgende stappen werden duidelijk opgelijst.

Daarnaast zijn er nog een aantal meer specifieke bedenkingen en suggesties die wij zouden willen formuleren.

Zoals ook aangehaald in voorgaande reviews is het geen evidentie om de steun aan hernieuwbare energie uit te breiden naar CO₂-reducerende opties, aangezien dit een forse uitbreiding van het aantal categorieën met zich meebrengt. De vraag rijst dan ook of de SDE++ wel het juiste subsidie-instrument vormt voor deze nieuwe technologieën. Vaak is het aantal installaties klein, is de realiteit in verband met brandstoffen en CO₂-effecten zeer specifiek en complex, en bestaan er nog (grote) onzekerheden wat kosten van bepaalde nieuwe technologieën betreft. Misschien kan een duidelijkere prioriteitenstelling vanuit de overheid hieraan remediëren. In die zin zou het mechanisme van de SDE++ ingezet kunnen worden voor de meer generieke en grootschalig uitgerolde technologieën die belangrijk zijn en blijven voor Nederland in het behalen van haar doelstellingen, zoals bijvoorbeeld PV, wind, biomassa. Meer specifieke technologieën of projecten die een dergelijke grootschalige uitrol nog niet kennen, denk bijvoorbeeld aan waterstof, chemische recycling en biobrandstoffen, zouden wellicht beter gebaat zijn bij een instrument dat meer toegespitst is op demonstratie en opschaling.

Daarbij aansluitend willen we ook de bemerking maken dat het onrendabele-top-model (*in concreto* de Excel rekenbladen) opgesteld werd voor duurzame elektriciteit. Met de verbreding naar decarbonisatie is het model generiek gehouden; dit om de foutenmarge te verkleinen en conformiteit over alle categorieën te bieden. De nieuwe technologieën worden met

andere woorden onder dezelfde parameters herrekend. Het nadeel hiervan is echter dat het onduidelijk is op welke manier de informatie uit de conceptadviezen omgerekend wordt in functie van de generieke parameters in het model. Het is daarom aan te bevelen ofwel duidelijker aan te geven hoe er omgerekend wordt ofwel toch andere parameters in het model op te nemen voor de verbredingscategorieën. In beide opties blijft het echter aan te raden om de naamgeving van parameters gelijk te houden over adviezen heen.

Aanvullende suggesties om de transparantie met betrekking tot de achterliggende parameters en berekeningsmethodes te verhogen, zijn de volgende: een duidelijkere vermelding van de referenties – ook ingeval van expertenoordeel, een meer complete omschrijving van de kostenposten en waaruit deze bestaan, het expliciteren en consistentere maken van emissie-factoren over de technologieën heen, alsook duidelijker aangeven wat de gevoeligheid van de onrendabele top is voor bepaalde parameters. Voor dit laatste verwijzen we bijvoorbeeld naar het conceptadvies 'etheenproductie uit biogene grondstoffen' en de aannames daarin rond de CO₂-reductie per ton etheen.

Tot slot is VITO ook gevraagd om tijdens de review een antwoord te bieden op drie flankerende vragen:

1. Zijn de adviezen voor wind en zon niet te scherp? In hoeverre horen we rekening te houden met diversiteit aan projecten en verwachte kostendalingen?
2. Kunnen we met de adviezen voor vergisting nog wel voldoende potentieel ontsluiten?
3. Behandelen we de nieuwe technieken op eerlijke wijze vergeleken met bestaande technieken, of geeft onze werkwijze een op-of neerwaartse bias?

Wat de eerste vraag voor wind betreft, lijken de adviezen aan de lage kant. Wanneer we de basisbedragen voor het jaar 2019 vergelijken met de gemiddelde steun die onshore projecten in de EU via tenders en veilingen ontvingen in 2019⁷⁴, dan liggen de Nederlandse basisbedragen in dezelfde range als de prijzen per kWh die door de verschillende lidstaten toegekend werden via een vergelijkbaar steunmechanisme. Echter, voor 2020 zijn de basisbedragen aanzienlijk gedaald, zoals ook opgemerkt in vorige review. In het voorliggende conceptadvies zijn de bedragen voor 2021 nog verder gedaald met 0,005 euro/kWh. In de marktconsultatie werd ook aangehaald dat de basisbedragen onvoldoende zijn om tot rendabele projecten te komen.

Ter vergelijking: op het hoogtepunt van de competitie in de tender in Duitsland (november 2017) bedroeg de plafondprijs 0,07 euro/kWh en behaalde de gewogen gemiddelde prijs van de succesvolle indieningen een recordlaagte van 0,0382 euro/kWh⁷⁵. Wat nu in het conceptadvies voorgesteld wordt, ligt rond die prijs (nl. een range van 0,035 euro/kWh tot 0,050 euro/kWh) maar fungeert wel als plafond. Tevens leert de Duitse case dat het ontwerp van een tender en het basisbedrag goed opgezet kunnen zijn maar dat dit nog geen garantie biedt op kosteneffectiviteit; hiervoor is een voldoende groot volume aan projecten noodzakelijk.

Ter verduidelijking, dit is geen argument om de basisprijs te verhogen, wel om ook andere parameters te monitoren die een impact kunnen hebben op het volume aan ingediende projecten (zoals bv. burgeracties, rechtszaken, (geluids)normen, e.d.). De vergelijking met vergelijkbare steunmechanismen in andere lidstaten en de feedback vanuit de marktraadpleging, lijken eerder aan te geven dat de adviezen eerder scherp zijn.

Wat zon betreft, kan opgemerkt worden dat de basisbedragen aanzienlijk gedaald zijn tussen het concept- en eindadvies voor 2020, zoals tevens opgemerkt in de vorige review. Ook voor de basisbedragen voor 2021 laat zich een significante daling optekenen ten opzichte van

⁷⁴ **Wind energy in Europe in 2019**, Trends and statistics, Wind Europe : <https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/statistics/WindEurope-Annual-Statistics-2019.pdf>

⁷⁵ http://aures2project.eu/wp-content/uploads/2020/04/AURES_II_case_study_Germany_v3.pdf

2020. Evenwel liggen de voorgestelde bedragen in dezelfde grootteorde als deze in Duitsland⁷⁶ en Vlaanderen⁷⁷. Daarbij komt uit de marktconsultatie niet duidelijk naar voren dat de basisbedragen onvoldoende zijn om tot rendabele projecten te komen. Op basis van deze informatie kan geconcludeerd worden dat dit advies niet te scherp is.

Aangaande de tweede vraag betreffende vergisting moet opgemerkt worden dat de basisbedragen voor 2021 hoger liggen dan die uit de eindadviezen voor 2019 en 2020. Volgens de potentieelstudie die DNV GL uitvoerde in 2017⁷⁸, zal de hoeveelheid 'vrij beschikbare biomassa' die voor energiedoelinden gebruikt kan worden, groeien naar 2035 toe. Samenvattend bestaan er een aantal indicatoren dat er een nog groeiend potentieel bestaat voor de vergisting van biomassa, hoewel vergisting natuurlijk maar een deel uitmaakt van het totaal aan energietoepassingen dat op basis van biomassa ingevuld kan worden.

Potentieel aanboren is niet enkel een kwestie van een adequate ondersteuning voorzien (zie case Duitsland⁷⁹) maar ook aandacht hebben voor andere factoren. Zo kunnen bijvoorbeeld een toekomstperspectief en duidelijke, regelgevende kaders bijdragen tot een gunstig investeringsklimaat. Hieraan is minstens ten dele tegemoet gekomen met een doelstelling voor groen gas in het Klimaatakkoord (70 PJ tegen 2030, waarvan 25 PJ vergisting) en een Routekaart Groen Gas eerder dit jaar⁸⁰. Daarnaast hebben vergistingsprojecten, net zoals sommige andere hernieuwbare energie technologieën, vaker te kampen met maatschappelijke weerstand^{81,82}. Inzetten op informeren en monitoren en het betrekken van burgers kan hierbij helpen. Tot slot blijkt uit het verplichtingenbudget per technologie in de verschillende SDE-rondes⁸³ dat sinds 2017 minder projecten aangevraagd/toegekend zijn voor de categorie biomassa. Een positieve remediëring hieraan is de toevoeging van nieuwe categorieën (i.e. champost en de verlenging van bestaande installaties). Met het oog op hogergenoemde doelstellingen, blijft het belangrijk een goede balans te vinden tussen voldoende ondersteuning en aandacht voor bepaalde problematieken.

Op de laatste vraag, namelijk of de nieuwe technieken op een eerlijke wijze behandeld worden ten opzichte van de bestaande technieken, is reeds ten dele geantwoord in de review. Samenvattend rijst de vraag of de SDE wel het juiste mechanisme is om sommige nieuwe categorieën in onder te brengen. Daarnaast is het zo dat de steun geplafonneerd wordt op 300 euro per ton CO₂, waardoor bepaalde projecten niet mee zullen kunnen dingen en de

⁷⁶ Rond 0,050 euro/kWh en een 'ceiling price' van 0,075 euro/kWh. Uit o.a. :

http://aures2project.eu/wp-content/uploads/2020/04/AURES_II_case_study_Germany_v3.pdf en <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/en/documents/publications/studies/recent-facts-about-photovoltaics-in-germany.pdf>

⁷⁷ De maximale bandingfactor voor PV voor 2021 werd vastgezet op 0,8 (artikel 6.2/1.1 Energiebesluit). Dit betekent dat de steun nooit hoger kan zijn dan 0,0776 euro/kWh (uitgaand van 97 euro/GSC zoals verduidelijkt in het OT-rapport 2020/1: https://www.energiesparen.be/sites/default/files/atoms/files/2020_1_deel1.pdf).

⁷⁸ Biomassapotentieel in Nederland: verkennende studie naar vrij beschikbaar biomassapotentieel voor energieopwekking in Nederland, Schulze, P, Holstein, J, Vlap, H, DNV GL, 2017.

⁷⁹ Biogas and Biomethane in Europe: Lessons from Denmark, Germany and Italy, études de l'Ifri, Ifri, April 2019: https://www.ifri.org/sites/default/files/atoms/files/mathieu_eyl-mazzega_biomethane_2019.pdf

⁸⁰ https://www.tweedekamer.nl/kamerstukken/brieven_regering/detail?id=2020Z05796&did=2020D12111

⁸¹ <https://www.mestverwaarding.nl/kenniscentrum/748/biogassector-ageert-tegen-mogelijk-stopzetten-sde-bij-verlengde-levensduur-van-covergisters>

⁸² <https://www.topsectorenergie.nl/sites/default/files/uploads/TKI%20Gas/nieuws/20200409%20StaVaZa%20Groen%20gas%20keten%20Nederland%20-%20Ekwadraat%20Advies.pdf>

⁸³ <https://www.rvo.nl/subsidie-en-financieringswijzer/sde/feiten-en-cijfers/feiten-en-cijfers-sde-algemeen>

vraag bestaat of deze technologieën dan wel van de grond zullen komen. Een laatste bevinding in deze is de mate van detail die verschilt tussen oude en nieuwe technieken: voor de bestaande technieken worden basisbedragen op een gedetailleerd niveau uitgewerkt en vormen zo als het ware subcategorieën. Voor PV wordt er bijvoorbeeld een onderscheid in basisbedragen gemaakt tussen volgende subcategorieën: PV gebouwgebonden, grondgebonden, drijvend, zonvolgend, ... Voor wind verschillen de basisbedragen voor de verschillende windsnelheden, en voor vergisting voor de verschillende stromen. Terwijl voor de nieuwe technieken, zoals bijvoorbeeld elektrische boilers, warmtepompen en restwarmte, alsook voor de CO₂-reducerende technieken waterstof- en etheenproductie, er maar 1 of een beperkt aantal basisbedragen gedefinieerd wordt. De categorieën zijn met andere woorden redelijk breed opgevat waardoor er een bepaalde range op de aannames ontstaat, wat het bepalen van een representatief referentieproject niet vergemakkelijkt. Dit heeft als resultaat dat projecten die erg van elkaar verschillen wat startsituatie en kosten betreft, allemaal binnen dezelfde categorie meedingen. Om te vermijden dat er te veel steun toegekend wordt of net potentieel gemist wordt, is een continue opvolging van de markt noodzakelijk.

Deze review is uitgevoerd door een projectteam bestaande uit IIs Moorkens en Kelsey van Maris. Wij hopen dat onze review bij zal dragen aan de kwaliteit van de SDE++-regeling voor 2021.

Hoogachtend,

Kelsey van Maris
Projectverantwoordelijke

Kopie: Dhr. P. Lodewijks (VITO)

Bijlage D Nawoord

Algemene reactie

Allereerst spreken wij, de onderzoekers van het PBL en het consortium, onze dank uit aan de onderzoekers van VITO voor de uitgevoerde review en aanbevelingen. In deze bijlage reageren we op de bevindingen van VITO.

De vraag wordt gesteld of “de SDE++ wel het juiste subsidie-instrument vormt voor de nieuwe technologieën. Vaak is het aantal installaties klein, is de realiteit in verband met brandstoffen en CO₂-effecten zeer specifiek en complex, en bestaan er nog (grote) onzekerheden wat kosten van bepaalde nieuwe technologieën betreft. [...] Meer specifieke technologieën of projecten zouden wellicht beter gebaat zijn bij een instrument dat meer toegespitst is op demonstratie en opschaling.” Het ministerie van EZK heeft in de uitgangspunten ook gevraagd naar overwegingen bij opname van nieuwe technieken als twijfels bestaan op het vlak van broeikasgasreductie, marktinteresse en -potentieel, onrendabele top, nevenkosten en baten, kostenspreiding of prijsverwachtingen. Bij het eindadvies SDE++ 2020 heeft Fraunhofer vorig jaar als reviewer ook kanttekeningen geplaatst, waaronder “Generally the uncertainty of the costs of the new technology options like CCS en H₂-Electrolysis are very large, so it might be advisable to start with supporting dedicated large-scale demonstration projects for these technologies instead of a broad technology deployment programme like SDE+”.

Het PBL heeft voor dit advies overwogen of er voldoende kosteninformatie beschikbaar is voor opname van technieken in de SDE++ 2021. Dit heeft geen knelpunten, maar wel aandachtspunten opgeleverd. Het zijn aandachtspunten die reviewers VITO (SDE++ 2021) en Fraunhofer (SDE++ 2020) ook hebben aangegeven, namelijk dat er grote onzekerheid in de kosten bestaat. We kiezen bewust voor het woord “aandachtspunt”, omdat er verschillende oorzaken achter kostenonzekerheid kunnen bestaan: de kosten van de techniek zelf, de vormgeving van de installatie, de inpassingskosten, de toekomstige kosten van benodigde inputs. In lijn met de uitgangspunten (te weten: “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.”) anticiperen wij in het advies op deze onzekerheid in kosten door de referentie-installatie zo te kiezen, dat daarmee een kosteneffectief project kan worden getypeerd. Gegeven die keuze voor de referentie-installatie, proberen we vervolgens wel de kosten van die installatie realistisch in te schatten.

In de kern kan altijd bediscussieerd blijven worden wat het beste instrument is om een bepaalde techniek of ontwikkeling te ondersteunen. EZK heeft aan het PBL advies gevraagd hoe technieken in de SDE++ op te nemen. Voor dit advies heeft het PBL de adviesvraag van EZK tot zich genomen, feiten verzameld, de markt geconsulteerd om uiteindelijk tot een advies te komen dat recht doet aan de adviesvraag en uitgangspunten van EZK en het doel van de SDE++. Dat betekent niet dat het PBL geen aandacht heeft voor deze kwestie. In de toekomst kan het PBL daar in breder perspectief verder onderzoek naar uitvoeren.

Er zijn enkele aspecten waar het PBL in deze bijlage al nader in kan gaan op de vormgeving van het SDE++ instrument ten aanzien van de CO₂-reducerende technieken. Bij de categorieën die betrekking hebben op geavanceerde brandstoffen en groene grondstoffen kunnen we elementen noemen die betrokken kunnen worden bij een discussie over keuze voor en vormgeving van het instrument SDE++.

Vergroening van de grondstoffen

Bij veel processen wordt niet of niet noodzakelijk één product geleverd, maar worden diverse coproducten tegelijk geproduceerd. Zo is in het advies de productieketen doorgerekend om van houtachtige biomassa ethanol te maken, maar in dat proces kan ook butanol en fructose worden geproduceerd. Ook is het advies de productieketen doorgerekend om van biogroundstoffen etheen te maken. Bij die route wordt bionafta bijgemengd met nafta uit aardolie en in stoomkrakers omgezet in etheen en een reeks andere producten, zoals waterstof, acetyleen, propeen, butadieen, benzeen, methaan, ethaan, propaan en hogere koolwaterstoffen. De processen in dit advies zijn doorgerekend op kosten, waarbij de subsidie wordt uitgekeerd over een volume aan specifieke outputproducten, waarbij die specifieke producten soms ook voor een specifieke toepassing worden ingezet. Bij een verdere uitbouw van de SDE++-regeling, kan me zich wel de vraag stellen of zulke specifieke outputsubsidiëring de beste route is om de CO₂-uitstoot ten gevolge van gebruik van grondstoffen te verminderen, of dat de SDE++ zich ook meer zou kunnen richten op de subsidiëring van verhandelbare groene halffabricaten als suikers, bionafta of pyrolyse-olie, waar marktpartijen de beste toepassing voor het verhandelbare groene halffabrikaat kunnen zoeken.

Vergroening van toepassing

Groene grondstoffen, zoals waterstof of biomethaan, kunnen ook ingezet worden voor verbrandingstoepassingen. Zo kan waterstof ingezet worden in de transportsector of benut worden in een WKK-installatie voor levering van elektriciteit en warmte. De kosten, maar ook eventuele CO₂-voordelen, zijn geen onderdeel van dit advies. Het PBL ziet – vanuit het perspectief van het doel van de SDE++ om via een exploitatiesubsidie tot CO₂-reductie te komen – geen doorslaggevende argumenten voor of tegen opname van toepassingstechnieken in de SDE++. Alvorens hiertoe over te gaan zou wel eerst bekeken moeten worden of in de SDE++ tot een duidelijke scopeafbakening, een werkingskader, gekomen kan worden en hoe de samenwerking tussen SDE++ en aanpalende regelgeving gezien wordt.

Tekstbox: impliciete keuzes, voorbeeld gehydrogeneerde pyrolyse-olie

Gehydrogeneerde pyrolyse-olie is een optie waarbij beperkte hydrogenisering zou kunnen volstaan om de olie in de binnenvaart in te zetten. In Nederland wordt echter een brandstofkwaliteit geëist die vergelijkbaar is met diesel (EN590). Dit betekent dat de pyrolyse door een zwaar hydrogeniseringsproces moet. Het productieproces voor pyrolyse-olie heeft zich in een commerciële toepassing bewezen. De hydrogenisering hiervan om tot een diesel- of benzinekwaliteit te komen zit nog een ontwikkelingsfase tot aan een kleine pilot. Er is daardoor veel technische informatie beschikbaar over deze technologie, maar weinig kostendata in een commerciële omgeving.

In dit advies is gebruik gemaakt van een methode die ontwikkeld is door het Pacific Northwest National Laboratory (PNNL). Volgens deze methode leidt de hydrogenisering tot drie producten: diesel, benzine en zware olie. De zware olie kan vervolgens verder verwerkt worden tot ook weer diesel en benzine. Met dit proces is er dus geen rationale meer om deze enkel te beschouwen voor toepassing in de binnenvaart. Er ontstaat een volwaardige diesel die ook in het wegverkeer gebruikt kan worden.

Bedrijven in Nederland richten zich vooral op het gebruik van pyrolyse-olie in zeevaart en als grondstof voor conventionele raffinaderijen. Voor gebruik in zeevaart is een veel lichtere variant van hydrogenisering nodig dan waar in dit advies mee gerekend is. Het gebruik van pyrolyse-olie als grondstof voor raffinaderijen zou op verschillende manieren kunnen. Het zou vacuum gas oil (VGO) kunnen vervangen in een bestaande raffinaderij. Dit heeft zich bewezen tot een circa 10% bijmenging op pilotschaal. Ook zouden conventionele hydrogeniseringsinstallaties bij raffinaderijen geheel of gedeeltelijke de bio-olie

kunnen opwaarderen, waarna deze in conventionele installaties verwerkt wordt. Deze opties zouden op termijn een kosteneffectievere toepassing van pyrolyse-olie kunnen zijn om CO₂ te reduceren.

De optie om pyrolyse-olie te gebruiken om in binnenvaart in te zetten, is door het PBL doorgerekend op kosten. Wat niet in dit advies geadresseerd wordt, is of dit ook de beste toepassing is en de goedkoopste manier om CO₂ via pyrolyse-olie-inzet te reduceren.

Aanpalende regelgeving

De levering van geavanceerde, hernieuwbare transportbrandstoffen wordt ondersteund via een verplichting, waarbij de leverancier bijdraagt aan de hogere productiekosten via een systeem van verhandelbare rechten, HBE's. Eén HBE correspondeert met 1 GJ hernieuwbare energie. Er zijn drie soorten HBE's: HBE G (geavanceerd), HBE C (conventioneel) en HBE O (overig). Leveranciers moeten voldoen aan een verplichting, waarbij ze middels HBE's kunnen aantonen aan de verplichting te hebben voldaan. Binnen deze verplichting bestaat een subverplichting van een minimum aandeel van HBE G. HBE G en HBE O worden dubbel geteld ten opzichte van HBE C.

De HBE-markt is een kleine markt waarbij de prijzen variëren tussen €10 en €16 (0,036-0,058 €/kWh dubbeltellend). De HBE-prijzen worden beïnvloed door de prijzen van fossiele brandstoffen en geavanceerde brandstoffen en de beschikbaarheid van geavanceerde bio-brandstoffen versus het niveau van de corresponderende verplichting. Niet benutte HBE's kunnen in het opvolgende jaar alsnog gebruikt worden.

Stel op theoretische gronden dat de deelmarkten van HBE C, HBE G en HBE O aan elkaar gekoppeld zijn door de gemeenschappelijke verplichting. Afhankelijk van de totale verplichting en de minimum- of maximumeisen aan deelverplichtingen, zal ofwel de markt voor conventionele biobrandstoffen ofwel de markt voor geavanceerde brandstoffen ofwel de markt voor overige brandstoffen de marginale, prijsbepalende brandstof bevatten. Als de SDE++ zich richt op productie van brandstoffen waarvoor een HBE G ontvangen zal worden, zal de invloed van de SDE++ op de prijs van HBE's nihil zijn zolang de marginale brandstof ofwel een conventionele ofwel een overige biobrandstof is. Als de prijs van HBE's echter bepaald worden in een marktsituatie waarbij een HBE G de theoretische marginale optie is, en de SDE++ subsidieert een geavanceerde brandstof, dan is invloed van de SDE++ op de prijsvorming van HBE's verre van uit te sluiten. Niet alleen doordat de SDE++ zelf prijsinformatie publiceert (bij vaststelling van de correctiebedragen), maar ook doordat de SDE++ invloed kan hebben op de productiecapaciteit. Beide systemen gaan interfereren met elkaar.

De prijs van HBE's is – afgaande op geluiden uit de marktconsultatie – niet altijd voorspelbaar genoeg om langetermijnfinanciering aan te gaan. De SDE++ biedt in beginsel wel langetermijnzekerheid. In zekere zin kan de SDE++ daardoor gebruikt worden als vangnet. Toch dient een andere vraag eerder gesteld te worden: waarom biedt de HBE-markt onvoldoende zekerheid voor investeerders? En als daar een antwoord op gevonden is, is de vervolgvraag hoe de zekerheid binnen de HBE-markt zelf verzekerd kan worden. Zonder meer kan de rijksoverheid een rol spelen, door langetermijnverplichtingsdoelen te stellen, geen tussentijdse wijzigingen door te voeren en de verhandelbaarheid (in de tijd) van HBE's te vergroten. Of dit wenselijke methodes zijn, laat het PBL in deze reactie in het midden, maar het zijn methodes. Daarnaast kan ook de SDE++ gebruikt worden, niet alleen als vangnet, maar ook – zoals in de eerdere alinea beschreven – als instrument om invloed op de prijs uit te oefenen.

Conclusie

De reviewer vraagt zich af of de SDE++ in alle gevallen wel het juiste instrument is om in te zetten. In deze reactie geeft het PBL aan dat de SDE++ in alle gevallen een mogelijk instrument is. Wel adviseren wij EZK goed te overwegen hoe de SDE++ ingezet dient te worden, of het bereik van de SDE++ beter afgebakend kan worden en hoe de wisselwerking tussen de SDE++ als exploitatiesubsidie met andere ondersteuningsmechanismen bedacht is. Als deze zaken niet tijdig overwogen worden, ontstaat er een kans dat EZK steeds minder sturing kan geven aan de wijze waarop de SDE++ zich als ondersteuningsinstrument ontwikkelt. Dat is, voor een exploitatiesubsidie die in ontwerp sterk marktverstoring is, een risicofactor voor de stabiliteit van de regeling op termijn.

Bijlage E Geothermie; definities

Lijst van definities – Geothermie

- De definities opgenomen in deze lijst van definities, zijn geordend volgens de volgende onderverdeling:
- Definities - Geothermieproject
- Definities – Vermogen & Energie
- Definities – Energieproductie
- Definities - Economie
- Definities - Diepte en/of stratigrafisch bereik Geothermieprojecten

Definities - Geothermieproject

Afnamepunt van de geothermische warmte / referentiepunt

Het afnamepunt van de geothermische warmte is een gedefinieerde locatie (*reference point*) in de productieketen waar het geothermische energieproduct wordt gemeten of beoordeeld. Het afnamepunt van de geothermische warmte is meestal het verkooppunt aan derden of het punt waar de geothermische warmte wordt ingezet voor verrichting van activiteiten. De verkoop of productie van geothermische energieproducten wordt gemeten en gerapporteerd in termen van schattingen van de resterende hoeveelheden die dit punt oversteken vanaf de ingangsdatum van de evaluatie⁸⁴.

Geothermische bron

In de context van de geothermische energie is de hernieuwbare energiebron de thermische energie die zich bevindt in een hoeveelheid gesteente, sediment en / of grond, inclusief eventuele ingesloten vloeistoffen, die beschikbaar is voor winning en omzetting in energieproducten. Deze bron wordt de geothermische energiebron genoemd en is equivalent aan de termen *deposit* of *accumulation* die wordt gebruikt voor vaste mineralen en fossiele brandstoffen. De geothermische energiebron komt voort uit de productie en injectie bron van het geothermisch systeem, gedurende een gespecificeerde tijdsperiode⁸⁵.

⁸⁴ De definitie voor 'afnemer van de geothermische warmte' is afgeleid van de volgende Engelstalige definitie voor 'reference point', uit "Specifications for the application of the United Nations Framework Classification for Fossil Energy and Mineral Reserves and Resources 2009 (UNFC-2009) to Geothermal Energy Resources":

'Reference Point': The Reference Point is a defined location in the production chain where the quantities of Geothermal Energy Product are measured or assessed. The Reference Point is typically the point of sale to third parties or where custody is transferred to the entity's downstream operations. Sales or production of Geothermal Energy Products are normally measured and reported in terms of estimates of remaining quantities crossing this point from the Effective Date of the evaluation (UNECE, 2016)

⁸⁵ De definitie voor 'geothermische bron' is afgeleid van de volgende Engelstalige definitie voor 'geothermal source', uit "Specifications for the application of the United Nations Framework Classification for Fossil Energy and Mineral Reserves and Resources 2009 (UNFC-2009) to Geothermal Energy Resources":

'Geothermal Source': In the geothermal energy context, the Renewable Energy Source is the thermal energy contained in a body of rock, sediment and/or soil, including any contained fluids, which is available for extraction and conversion into energy products. This source is termed the Geothermal Energy Source, and is equivalent to the terms 'deposit' or 'accumulation' used for solid minerals and fossil fuels. The Geothermal Energy Source results from any influx to outflux from or internal generation of energy within the system over a specified period of time (UNECE, 2016).

Geothermisch doublet

Een geothermisch productiesysteem met één productie- en één injectieput.

Geothermisch energieproduct

Een geothermisch energieproduct is een energieproduct dat te koop is in een markt. Voorbeelden van geothermische energieproducten zijn elektriciteit en warmte. Andere producten, zoals anorganische materialen (bijvoorbeeld siliciumdioxide, lithium, mangaan, zink, zwavel), gassen of water geëxtraheerd uit de geothermische energiebron in hetzelfde extractieproces kwalificeren zich niet als geothermische energieproducten. Wanneer deze andere producten worden verkocht, dienen de inkomstenstromen echter in de economische evaluatie worden opgenomen⁸⁶.

Geothermisch productiesysteem

Een installatie met alle apparatuur benodigd om de geothermische bron (*Geothermal Source*) te verbinden met de plek (*reference point*) waar het Geothermisch Energieproduct (*Geothermal Energy product*) (momenteel alleen warmte) wordt overgedragen aan de afnemer van de geothermische warmte⁸⁷.

Geothermisch project

Het Geothermisch Project is de verbinding tussen de Geothermische Bron (*Geothermal Source*) en de hoeveelheid Geothermisch Energieproduct (*Geothermal Energy Product*) en geeft de basis voor economische evaluatie en (investerings-)beslissingen of besluiten. Het geothermisch project omvat alle aanwezige systemen en apparatuur die de verbinding tussen de Geothermische Bron en het Referentiepunt (*Reference Point*) alwaar de Geothermische Energie Producten worden verkocht, gebruikt, overgedragen of afgestaan. Het project omvat alle apparatuur en systemen benodigd voor de extractie en /of conversie van energie waaronder bijvoorbeeld: productie en injectie putten, warmtewisselaars, verbindende buizen, energieconversiesystemen en benodigde additionele apparatuur. In het beginstadium van een evaluatie traject is een project mogelijkwerwijs slechts gedefinieerd op conceptueel niveau. Dit in tegenstelling tot projecten die vergevorderd in het evaluatietraject zijn en een hoge mate van detail in de projectdefinitie hebben. In de praktijk kan een geothermisch project één of meerdere geothermische productiesystemen omvatten.⁸⁸

⁸⁶ De definitie voor 'geothermisch energieproduct' is afgeleid van de volgende Engelstalige definitie voor 'geothermal energy product', uit "Specifications for the application of the United Nations Framework Classification for Fossil Energy and Mineral Reserves and Resources 2009 (UNFC-2009) to Geothermal Energy Re-sources":

'Geothermal Energy Product': A Geothermal Energy Product is an energy commodity that is saleable in an established market. Examples of Geothermal Energy Products are electricity and heat. Other products, such as inorganic materials (e.g. silica, lithium, manganese, zinc, sulphur), gases or water extracted from the Geothermal Energy Source in the same extraction process do not qualify as Geothermal Energy Products. However, where these other products are sold, the revenue streams should be included in any economic evaluation (*UNECE, 2016*).

⁸⁷ Geothermische productiesystemen kunnen gebruikmaken van een warmtepomp (ten behoeve van verdere uitkoeling van de retourstroom naar de injectieput) en van bijvoorbeeld een koppeling aan een warmtenet.

⁸⁸ Voor de Engelstalige definities voor 'geothermal source', 'geothermal energy product', en 'reference point' wordt verwezen naar de noot onder de definitie 'Geothermisch productiesysteem'. De definitie voor 'geothermisch project' is afgeleid van de volgende Engelstalige definitie voor 'geothermal project':

Geothermal Project: The Project is the link between the Geothermal Energy Source and quantities of Geothermal Energy Products and provides the basis for economic evaluation and decision-making. In the context of geothermal energy, the Project includes all the systems and equipment connecting the Geothermal Energy Source to the Reference Point(s) where the final Geothermal Energy Products are sold, used, transferred or disposed of. The Project shall include all equipment and systems required for extraction and/or conversion of energy, including, for example, production and injection wells, ground or surface heat exchangers, connecting pipework, energy conversion systems, and any necessary ancillary equipment. In the early stages of evaluation, a Project might be defined only in conceptual terms, whereas more mature Projects will be defined in significant detail (*UNECE, 2016*).

Noot: geothermische projecten kunnen gebruik maken van een warmtepomp (ten behoeve van verdere uitkoeling van de retourstroom naar de injectieput) en van bijvoorbeeld een koppeling aan een warmtenet.

Noot: een geothermisch project kan bestaan uit een 'geothermisch veld'

Geothermie-projecten - in productie

Een verzameling van geothermie projecten die reeds gerealiseerd en in productie zijn.⁸⁹

Geothermie-projecten - nog niet in productie (al wel gerealiseerd)

Een verzameling van geothermie projecten die reeds gerealiseerd maar nog niet in productie zijn. Onder gerealiseerd wordt hierbij verstaan, de projecten waarvoor de putten zijn geboord en getest, de installatie gereed is, maar waar nog geen warmte geproduceerd wordt. In de tekst wordt hiervoor ook de term 'geboord maar nog niet producerend' gebruikt.⁹⁰

Geothermie-projecten - niet in productie (aangevraagd)

Een verzameling van geothermieprojecten welke nog niet gerealiseerd zijn, maar waarvoor wel SDE+-subsidie is aangevraagd.⁹¹

Geothermisch veld

In de definitie van een geothermisch veld zit vaak de aanwezigheid van een temperatuuranomalie besloten. Voor de Nederlandse situatie is een dergelijke definitie niet geschikt.⁹² In Nederland is de temperatuuranomalie er niet of niet goed te bepalen; het gaat in Nederland enkel om de definitie van een voor de winning van warm formatiewater uit een productieve aquifer. Voor deze notitie gebruiken we de volgende conceptdefinitie voor een geothermisch veld: Een geografisch beperkt gebied (bijvoorbeeld voorkomen van een aquifer in een bepaald dieptebereik of door de begrenzing van een vergunning) waarbinnen op efficiënte, duurzame en doelmatige wijze de productie van aardwarmte ter hand genomen is of wordt en waarbij meerdere geothermische productiesystemen dezelfde aquifer of aquifers benutten.

Extra put

Een extra put bij een 'geothermisch project'.⁹³

Definities – Vermogen & Energie

Aangevraagd vermogen

Het vermogen dat de operator aanvraagt bij RVO.nl. Dit is het P50-vermogen van de geothermische vermogen kans-dichtheid-functie opgesteld op basis van de geologische onderbouwing en DoubletCalc-berekening van de aanvrager.

⁸⁹ Voor geothermische projecten - in productie geldt het volgende:

- Een project in productie is automatisch een gerealiseerd project.
- Productie- en injectiedebiet gegevens beschikbaar via NLOG.
- CAPEX/OPEX-gegevens beschikbaar via SDE+ subsidie aanvragen (via RVO.nl) en in sommige gevallen ook via andere databestanden. De data van gerealiseerde projecten is nauwkeuriger daar deze de werkelijke kosten weergeeft, echter deze data is niet bekend van alle gerealiseerde projecten.

⁹⁰ Voor geothermie projecten - nog niet in productie (al wel gerealiseerd) geldt het volgende:

- Energie-productiegegevens beschikbaar op basis van het product van het 'P50 vermogen uit het DoubletCalc realisatiescenario', en het aantal vollasturen gebaseerd op de referentie case uit de SDE+ categorie waarin wordt aangevraagd.
- Lokale reservoir eigenschappen bekend uit putttest, systeemtest en/of andere meetreeksen
- CAPEX/OPEX-gegevens beschikbaar via SDE+ subsidie aanvragen (via RVO.nl).

⁹¹ Voor geothermie projecten - niet in productie (aangevraagd) geldt het volgende:

- Energie-productiegegevens beschikbaar op basis van het product van het 'beschikt vermogen', en het aantal vollasturen wat is gebaseerd op het aantal vollasturen van de referentie case uit de SDE+ categorie waarin wordt aangevraagd.
- CAPEX/OPEX-gegevens beschikbaar via SDE+ subsidie aanvragen (via RVO.nl).

"Geothermal field is a geographical definition, usually indicating an area of geothermal activity at the earth's surface. In cases without surface activity this term may be used to indicate the area at the surface corresponding to the geothermal reservoir below" (Gehring & Loksha, 2012).

⁹³ Een extra put kan een derde put bij een geothermische doublet zijn, maar kan ook een vierde of bijvoorbeeld vijfde put van een bestaand geothermisch project zijn. SDE+ staat aanvragen voor een extra put toe als aparte categorie.

Beschikt vermogen

Pre-drill Geothermisch Vermogen van het geothermische project in de SDE+-beschikking, van RVO.nl.

Bronvermogen

Vermogen van het geothermisch project, waarbij het berekeningsmethode voor het bepalen van het vermogen afhankelijk is van het type project:

- Voor 'geothermieprojecten - in productie' wordt verwezen naar het 'maximaal gerealiseerde vermogen'.
- Voor 'geothermieprojecten - nog niet in productie (al wel gerealiseerd)' wordt verwezen naar het 'vermogen van het DoubletCalc-realisatiescenario.
- Voor 'geothermieprojecten - niet in productie (aangevraagd)' wordt verwezen naar het 'beschikt vermogen'.

DoubletCalc-realisatiescenario

Dit is het vermogen dat berekend met behulp van DoubletCalc1D wordt op basis van de geologische parameters voortvloeiend uit de boor- en testgegevens van de putten en de gerealiseerde put- en installatieconfiguratie.

Energie

Als het vermogen van het geothermisch productiesysteem wordt ingezet door het systeem draaiuren te laten maken wordt energie geproduceerd. Energie wordt gerapporteerd in J, GJ, PJ of kWh.

Gecorrigeerd verwacht vermogen

Het product van het bronvermogen van 'geothermieprojecten - nog niet in productie (al wel gerealiseerd)' en 'geothermieprojecten - niet in productie (aangevraagd)' met de vermogensrealisatiefactor.

Geothermische hulpbron

Geothermische hulpbron (*geothermal energy resources*) zijn de cumulatieve hoeveelheden Geothermische Energieproducten die in de toekomst uit de Geothermische Bron zullen worden geproduceerd vanaf de referentie datum tot een moment in de toekomst (tot het einde van de Projectlooptijd) gemeten of berekend bij het referentiepunt (*reference point*).

Dat deel van het geothermisch potentieel van een geothermisch project dat onder de SDE+ valt is: het bronvermogen * aantal SDE+ vollastructuren per jaar (??uur) * looptijd (=15 jaar) = ?? GJ of kWh.⁹⁴

Het te gebruiken vermogen voor SDE+-basisbedragberekening

Het door TNO AGE aangegeven bronvermogen dat gebruikt is voor de parameters en figuren in deze notitie en voor de onderliggende berekeningen voor het SDE+-basisbedrag.

Maximaal gerealiseerd vermogen

- *Post-drill* jaarvermogen van een producerend (of in het verleden producerend) geothermisch project, waarbij de maand waarin het hoogste vermogen is gerealiseerd representatief wordt gemaakt voor de gehele levensduur van het project. Dit wordt

⁹⁴ Definitie voor 'Geothermische hulpbron' is afgeleid van de volgende Engelstalige definitie voor 'Geothermal Energy Resources' uit: 'Specifications for the application of the United Nations Framework Classification for Fossil Energy and Mineral Reserves and Resources 2009 (UNFC-2009) to Geothermal Energy Resources" september 2016': Geothermal Energy Resources: Geothermal Energy Resources are the cumulative quantities of Geothermal Energy Products that will be extracted from the Geothermal Energy Source, from the Effective Date of the evaluation forward (till the end of the Project Lifetime/Limit), measured or evaluated at the Reference Point

synoniem geacht aan de in de geothermische wereld gebruikte term *installed power*.⁹⁵

Output vermogen

In de tabellen van het SDE+-advies tekst gebruikt vermogen, wat gelijk is gesteld aan het bronvermogen.

P50-vermogen SDE+-aanvraag

Zie definitie 'aangevraagd vermogen'

P50-vermogen SDE+-TNO AGE-audit

De P50-waarde van de geothermische vermogen kans-dichtheid-functie opgesteld n.a.v. de TNO-AGE-audit van het "aangevraagde vermogen". Mede op basis van dit vermogen definieert RVO.nl het "beschikte vermogen". RVO.nl kan iets anders beschikken dan de TNO AGE-audit voorstelt.

Vermogen

Vermogen is een natuurkundige grootheid voor de energie (arbeid) per tijdseenheid. De SI-eenheid voor vermogen is de watt (W). Een geothermisch productiesysteem is uitgelegd / gebouwd om een bepaald vermogen te kunnen realiseren. Het vermogen van een geothermisch productiesysteem wordt in het algemeen uitgedrukt in megawatt thermisch (MW_{th}).

Vermogensrealisatiefactor

Het quotiënt van het 'maximaal gerealiseerde vermogen' en het 'beschikt vermogen' ('Vermogensrealisatiefactor' = 'maximaal gerealiseerd vermogen' / 'beschikt vermogen')

Definities – Energieproductie

Draaiuren per jaar

Het aantal uren per jaar dat in het primaire circuit (zoute kant van de warmtewisselaar) water wordt rondgepompt en waar tijdens die formatiewatercirculatie warmte wordt onttrokken aan deze primaire waterstroom.

Jaarlijkse energieproductie

Dit is de hoeveelheid energie, die ook in het kader van de SDE+ gemeten en gerapporteerd wordt (op maandbasis) aan RVO.nl teneinde de SDE+-uitkering te krijgen. Dit wordt bepaald in een conform de SDE+-verplichting in een door CertiQ gecertificeerde meetinstallatie.⁹⁶

Vollasturen per jaar

Het quotiënt van de "totale jaarlijkse energie productie" ten opzichte van het 'bronvermogen', uitgedrukt in uren per jaar.

Formule 1 Berekening van het aantal vollasturen per jaar.

$$\text{Vollasturen per jaar (uur)} = \frac{\text{Energieproductie per jaar (Wh)}}{\text{Bronvermogen (W)}}$$

⁹⁵ Maximaal gerealiseerd vermogen = (energie geproduceerd in de maand waarin het hoogste bron vermogen is behaald / uren per maand) uitgedrukt in MW_{th} per jaar

⁹⁶ Zie ook <http://www.certiq.nl/energiebron/warmte/geothermie/overzicht-rapportage-eisen/> voor meer informatie over de rapportage eisen.

Definities - Economie

Investeringskostenrealisatiefactor

Het gemiddelde van het quotiënt van de werkelijke investeringskosten zoals bekend van gerealiseerde projecten, gedeeld door de verwachte investeringskosten als opgenomen in de SDE+-subsidieaanvraag.

O&M-kostenrealisatiefactor

Het gemiddelde van het quotiënt van de werkelijke OPEX zoals bekend van gerealiseerde projecten, gedeeld door de verwachte OPEX als opgenomen in de SDE+-subsidieaanvraag.

Gecorrigeerde investeringskosten

Het product van de investeringskosten van 'geothermieprojecten - nog niet in productie (al wel gerealiseerd)' en geothermieprojecten - niet in productie (aangevraagd)' met de investeringskostenrealisatiefactor.

Gecorrigeerde O&M-kosten

Het product van de OPEX van 'geothermieprojecten - nog niet in productie (al wel gerealiseerd)' en geothermieprojecten - niet in productie (aangevraagd)' met de O&M-kostenrealisatiefactor.

Verwachte kosten

De investeringskosten en OPEX zoals vermeld in documenten horende bij de SDE+-subsidieaanvraag bij RVO.nl.

Werkelijke kosten

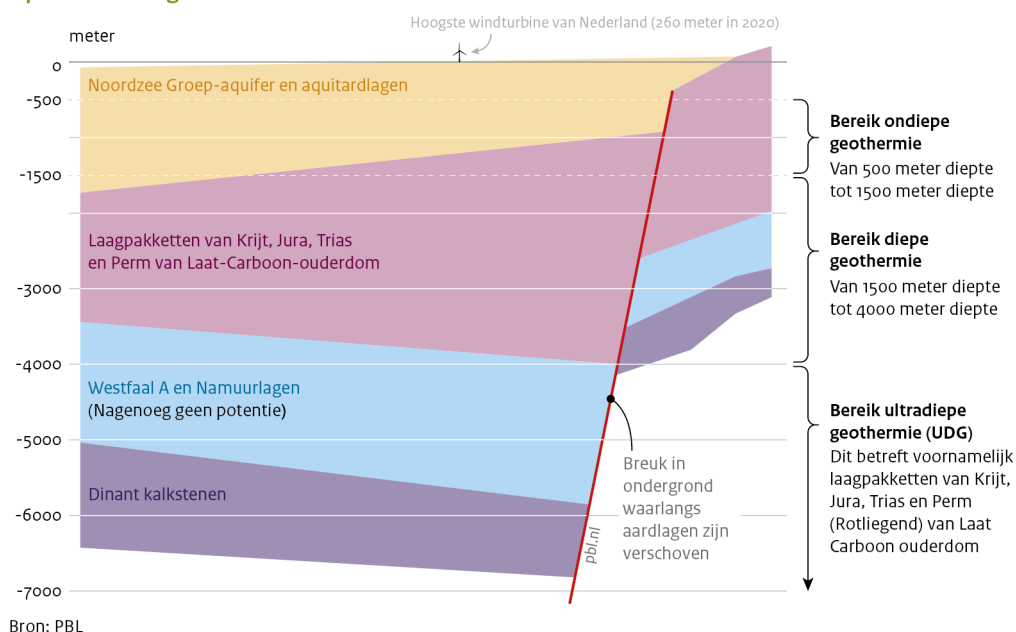
De investeringskosten en OPEX van gerealiseerde projecten.

Definities - Diepte en/of stratigrafisch bereik geothermieprojecten

Geothermische doelaquifers in een bepaalde laag bevinden zich op verschillende dieptes in de Nederlandse ondergrond. Dit betekent dat één aquiferlaag op verschillende dieptes voorkomt in Nederland.

Toelichting bij het 'bereik diepe geothermie': dit betreft voornamelijk laagpakketten van Krijt, Jura, Trias en Perm (Rotliegend) van Laat Carboon ouderdom

Figuur E.1
Opbouw aardlagen in Nederland



Ondiepe Geothermie

Ondiepe Geothermie wordt in dit SDE++ 2021-advies gedefinieerd als het winnen van aardwarmte vanaf een diepte van 500 meter tot een diepte van 1500 meter.

Diepe Geothermie

Diepe Geothermie wordt gedefinieerd als het winnen van warmte uit laagpakketten in het interval vanaf een diepte van 1500 meter tot ondieper dan 4000 meter. Vooralsnog betreffen dit hoofdzakelijk laagpakketten behorend tot Rijnland, Schieland, Onder Germaanse Trias, Boven Rotliegend Groep en mogelijk gesteentepakketten uit de Chalk, Zechstein en Limburg Groep. Afhankelijk van de locatie in Nederland liggen de laagpakketten typisch voor UDG ook ondieper en vallen zij derhalve in de "Diepe Geothermie".

Ultra Diepe Geothermie

Ultra Diepe Geothermie als het winnen van warmte uit laagpakketten die dieper dan 4000 meter liggen. Vooralsnog zijn dat gesteente pakketten van Vroeg Carboon (Dinantien kalksteen) en Devoon ouderdom.

Bijlage F Uitgestelde levering

Deze bijlage is opgesteld op verzoek van het ministerie van Economische Zaken en Klimaat. Het ministerie verzoekt de meerkosten en implicaties van stimulering van uitgestelde levering van hernieuwbare elektriciteit uit zon-PV en windenergie te onderzoeken. De wens hierbij is om inzicht te verkrijgen in de kosten en subsidie-intensiteit van grootschalige zonne- en windenergie die – door uitgestelde levering – meer of volledig fossiele energie verdringen in 2030.

De vraagstelling is hier omschreven als:

1. Welke systemen zijn passend? Hoe groot moet het bijbehorende opslagsysteem zijn en om hoeveel productie-uren gaat het?
2. Wat zijn de meerkosten voor opslag en overige aanpassingen ten opzichte van gangbare technieken?
3. Wat zijn de implicaties voor SDE++ en met name met betrekking tot het correctiebedrag, extra inkomsten, de emissiefactor voor uitgestelde levering en de risico's en mogelijke effecten van stimulering van uitgestelde levering?

F.1 Technische oplossingen

Er zijn verschillende energieopslagtechnieken die oplossingen bieden voor uitgestelde levering. De belangrijkste verschillen tussen technieken zijn te vinden in de duur en de hoeveelheid waarin energie opgeslagen kan worden. In een ruwe volgorde van toenemende duur en opslagcapaciteit bestaan de volgende technologiecategorieën: supercondensatoren, vliegwielen, batterijen, CAES (*Compressed Air Energy Storage*), thermische energieopslag, waterpompcentrales en *power-to-gas*. Voor uitgestelde levering van duurzame energie binnen één etmaal is energieopslag in batterijen de meest voordehand liggende optie met een bereik van opslagduur van enkele kwartieren tot een dag.

Veruit de meest gebruikte batterijtechnologieën zijn te vinden in de familie van lithium-ion-batterijen en specifiek LFP (LiFePO₄, lithium-ijzerfosfaat) en NMC (nikkel-mangaan-kobalt-oxide). De vermogens van de netwerk-gekoppelde batterijen in Nederland liggen op dit moment typisch tussen 300 kW en 2 MW met één tot twee productie-uren. Deze zijn geschikt voor uitgestelde levering. Er bestaan ook andere technologieën met meer productie-uren, bijvoorbeeld voor het leveren van noodvermogen, maar het is niet te verwachten dat deze technologieën binnen enkele jaren op grote schaal in Nederland worden toegepast. In het Nationaal Actieplan Energieopslag is een ruimer overzicht te vinden van de technische ontwikkelingen van energieopslag en -conversie (Energy Storage NL, 2019).

Het opgestelde vermogen van de energieopslagsystemen bij zonne- en windparken wordt waarschijnlijk niet veel groter dan enkele megawatts met een opslagcapaciteit van enkele uren. Vanaf een bepaald vermogen en capaciteit wordt het oppervlaktegebruik bij de parken dusdanig groot dat het een invloed heeft op de inpassing in de omgeving. Het kan dan bijvoorbeeld lastiger zijn om een vergunning verleend te krijgen. Ook kan het interessanter zijn

om het beschikbare oppervlak voor een mogelijk energieopslagsysteem te gebruiken voor opwekking van duurzame energie. Bij zonneparken wordt op dit moment namelijk zo veel mogelijk capaciteit per hectare geïnstalleerd omdat grondkosten relatief zwaar op de businesscase drukken. Een relatief groot oppervlak voor een energieopslagsysteem doet dit deels teniet.

De kosten van een netwerkaansluiting is een belangrijke drijver voor de gekozen grootte van een zonne- of windpark. Dit heeft daarom ook implicaties voor de grootte van een opslagsysteem. Parken tot 10 MVA vallen binnen de gereguleerde tariefstelling voor netwerkaansluitingen. Additionele kosten ten opzichte van het gereguleerde tarief komen ten laste van de netwerkbeheerder. Bij grootschalige parken met een aansluiting van meer dan 10 MVA zijn de aansluitkosten volledig voor rekening van de ontwikkelaar en vallen ze vaak hoger uit dan bij aansluitingen kleiner dan 10 MVA.

Het percentage van energie die op een ander moment geleverd wordt dan wanneer het geproduceerd wordt, is afhankelijk van de technologie en het systeemontwerp. Indien voor een standaard zonnepark, waar de netwerkcapaciteit circa 80% van het piekvermogen van alle zonnepanelen is, de netwerkaansluiting met 20% verkleind wordt, bedraagt het percentage uitgestelde levering minder dan 3% van de jaarproductie van het park. Het gaat dan bijvoorbeeld om een zonnepark van 12,5 MWp met een aansluiting van 10 MVA waarbij de aansluiting verlaagd wordt naar 8 MVA in combinatie met een energieopslagsysteem van 2 MW.

Een andere invulling van uitgestelde levering, die tijdens de consultatie is aangedragen, betreft de tijdelijke opslag van duurzame elektriciteit in een koudebuffer. Een concreet voorbeeld is het opslaan van energie in een ijstank of mestopslag bij melkveehouderijen. De opgeslagen koude-energie van de ijstank kan gebruikt worden om melk te koelen. Dit leidt tot een lagere piekproductie van zonne-energie overdag en een lagere elektriciteitsvraag in de ochtend en de avond. Het verlagen van de elektriciteitsvraag in avonduren kan gezien worden als een vorm van verdringing van fossiele energie.

F.2 Kosteninformatie

In de consultatie is voor lithium-ion batterijsystemen (LFP) een systeemprijs inclusief bekabeling, meting en schakelaar van 1000 €/MWh genoemd. MWh is hier de energieopslagcapaciteit waarbij het een typisch systeem betreft dat in enkele uren op- of ontladen kan worden. Daarnaast zijn er nog investeringskosten voor de aansturing van het systeem. Deze liggen rond 100 euro per MW of circa 10% van de energiedoorvoer (MWh).

F.3 Markttoepassingen

De commerciële exploitatie van (batterij-)opslagsystemen leunt op dit moment zeer sterk op de FCR-markt (*Frequency Containment Reserve*). Dit betreft geen uitgestelde levering, maar frequentieondersteuning in het elektriciteitsnetwerk waarbij zowel op- als ontlading van opslagsystemen plaatsvindt met korte cycli. De volgende drie punten, waaronder de FCR-markt, bieden een overzicht van de belangrijkste markttoepassingen van energieopslagsystemen:

1. Primaire reserve, FCR-markt: binnen 30 seconden beschikbaar voor een periode van maximaal 15 minuten. Dit wordt dagelijks gegund in blokken van minimaal 1 MW. De aanbieder ontvangt een capaciteitsvergoeding voor het beschikbare vermogen.
2. Secundaire reserve, onbalansmarkt: binnen 15 minuten beschikbaar zijn gedurende meer dan 15 minuten.

3. Tertiaire reserve, noodvermogen: binnen 15 minuten beschikbaar zijn gedurende enkele uren met minimaal 20 MW.

F.4 Implicaties voor SDE++

F.4.1 Correctiebedrag en inkomstenbronnen

Om energieopslagsystemen rendabel te maken wordt er gebruik gemaakt van een combinatie van inkomstenbronnen, bijvoorbeeld de FCR-markt en de onbalansmarkt. Indien een energieopslagsysteem subsidie zou ontvangen voor uitgestelde levering, blijft het mogelijk om gebruik te maken van extra inkomstenbronnen. Het is een uitdaging om de combinatie van de verschillende inkomstenbronnen in een exploitatiesubsidieregeling zoals SDE++ te borgen. De volgende paragrafen beschrijven enkele van deze uitdagingen.

De opbrengsten van de FCR-markt bedragen ongeveer 100.000 euro per MW/jaar. De vergoedingswijze van de beschikbaarheidsvergoeding van de FCR-markt is lastig in een exploitatiemodel te verwerken omdat er niet per kilowattuur vergoed wordt, maar per beschikbaar gestelde capaciteit (megawatt) waarbij de vergoeding, zeker op een meerjarige termijn, niet met zekerheid te voorspellen is. De FCR-markt is namelijk een markt met een gelimiteerde grootte. De markt kan groter worden door samenvoeging van de FCR-markt van verschillende landen in Europa. Het blijft echter gelimiteerd en wanneer er meerdere spelers op de markt komen, neemt de concurrentie toe en zal de vergoeding dalen. Dit maakt het lastig om een onrendabele top te bepalen. Daarnaast is een energieopslagsysteem niet tegelijk in te zetten in zowel de FCR-markt als voor uitgestelde levering. Voor zonne-energie zal uitgestelde levering voornamelijk waarde toevoegen in de zomer en minder in de winter. Er wordt gedacht over concepten waarin er in het jaar tijdens een bepaalde periode ingezet wordt op de FCR-markt en een andere periode op uitgestelde levering. In de zomer kan een energieopslagsysteem 's nachts wel ingezet worden in de FCR-markt.

De huidige energieopslagsystemen worden niet gefinancierd op basis van projectfinanciering. Het is niet mogelijk om projectfinanciering toe te passen op basis van de huidige markttoepassingen. Financiers zien enkele grote risico's om te financieren. Dit betreft het volatiele karakter van de FCR-markt – een dagelijkse gunning – waardoor er geen zekere continue kasstroom gedurende meerdere jaren is. Ook gaat het vaak om nieuwe technologieën die in sommige gevallen door jonge bedrijven wordt ontwikkeld. Indien de inkomstenbronnen niet meegenomen worden in een SDE++-regeling voor uitgestelde levering, zal er sprake zijn van oversubsidiëring omdat de andere inkomstenbronnen wel gebruikt kunnen en zullen worden. Corrigeren via het correctiebedrag is voor de FCR-markttoepassing niet mogelijk aangezien het een capaciteitsvergoeding betreft. Eventueel zou er achteraf gecorrigeerd kunnen worden voor de extra inkomsten waardoor oversubsidiëring vermeden wordt. Volledige transparantie is dan vereist. Indien projectfinanciering van uitgestelde levering binnen de SDE++-regeling toch mogelijk zou zijn, dan zouden zowel het aandeel als het vereiste rendement op eigen vermogen hoger zijn dan nu het geval is bij zonne- en windenergie.

Een laatste uitdaging is dat PPA-contracten op dit moment niet zijn uitgerust om een verschil in vergoeding toe te kennen op basis van het tijdstip waarop geleverd wordt. Er worden nu verkenningen gedaan door marktpartijen. Levering tijdens piekuren kan in de toekomst leiden tot een hogere vergoeding. Dit kan dan meegenomen worden in het correctiebedrag. Levering tijdens piekuren kan ook leiden tot een hogere emissiefactor (meer vermeden CO₂-uitstoot). Dit dient verder onderzocht te worden.

F.5 Conclusies en aanbevelingen

Op basis van de gesprekken met marktpartijen en eigen analyse en interpretatie komen wij tot onderstaande conclusies en aanbevelingen voor het omgaan met uitgestelde levering van zonne- en windenergie binnen SDE++:

- Op dit moment worden batterijen gebruikt om primaire reserve (FCR-markt) te leveren, waarvoor een capaciteitsvergoeding ontvangen wordt. Dit is het voornaamste verdienmodel waarbij, vanwege de onvoorspelbaarheid van de financiële opbrengst, projectfinanciering niet wordt toegepast. Dezelfde batterij kan ook gebruikt worden voor uitgestelde levering, maar de verdienste daaruit is naar verwachting veel minder. Het lijkt niet voor de hand te liggen om een subsidieregeling te maken voor de gecombineerde toepassing van primaire reserve met een SDE++-subsidie voor uitgestelde levering, omdat dit in de uitvoering erg complex zal zijn vanwege beperkte transparantie van verschillende inkomstenstromen van het gesubsidieerde systeem en het mechanisme van het correctiebedrag niet altijd passend is.
- Er is een aantal complicerende factoren dat het lastig maakt om uitgestelde levering via een productiesubsidie als SDE++ te subsidiëren. Het probleem zit vooral in de schatting van de financiële opbrengst.
- In de dimensionering van een systeem 'PV met elektriciteitsopslag' is het niet eenduidig om de grootte van de opslag te bepalen en de daaruit volgende opbrengst. Het is de vraag of het wenselijk is dat EZK via de SDE++-regeling de optimale grootte bepaalt, terwijl zo'n keuze is wel nodig voor het bepalen van een basisbedrag.
- Door uitgestelde levering kan de later geleverde elektriciteit mogelijk tegen een hogere prijs verkocht worden. In dat geval werkt de SDE++-systematiek zo dat het correctiebedrag aangepast wordt, waarmee het effect van een eventuele verhoging van het basisbedrag kleiner wordt. Op dit moment voorzien afnamecontracten van elektriciteit nog niet in deze prijsverschillen.
- Omdat uitgestelde levering in de manier waarop het nu gebruikt wordt (FCR-markt) vooral voor het elektriciteitsnet als geheel gunstig is en niet specifiek voor zonne- en windenergie, zou deze daar eigenlijk van losgekoppeld moeten worden. De SDE-specifieke kenmerken pleiten ook voor loskoppeling. In eventueel vervolgonderzoek zou nagegaan kunnen worden in hoeverre andere stimuleringsmaatregelen beter toepasbaar zouden kunnen zijn.

Samengevat zien wij dat SDE++ niet als een goede optie voor uitgestelde levering voor zon en wind.