



Planbureau voor de Leefomgeving

ADVIES VOORJAARSRONDE SDE+ 2020

Beleidsstudie

Sander Lensink (redactie)

13 december 2019

PBL

Colofon

Advies voorjaarsronde SDE+ 2020

© PBL Planbureau voor de Leefomgeving

Den Haag, 2019

PBL-publicatienummer: 3944

Contact

sde@pbl.nl

Auteurs

Sander Lensink (redactie), Hans Elzenga, Iulia Pișcă, Bart Strengers (PBL), Hans Cleijne, Maroeska Boots, Marcel Cremers, Bart in 't Groen, Jasper Lemmens, Frank Lenzmann, Eeke Mast (DNV GL), Luuk Beurskens, Koen Smekens, Ayla Uslu, Adriaan van der Welle (ECN *part of* TNO), Harmen Mijnlief (TNO).

Redactie figuren

Beeldredactie PBL

Delen uit deze publicatie mogen worden overgenomen op voorwaarde van bronvermelding: Lensink, S. (2019), Advies voorjaarsronde SDE+ 2020, 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.

Inhoud

Samenvatting	4
1 Inleiding	7
2 Uitgangspunten	8
3 Financiering	13
4 Bevindingen energie uit water	18
5 Bevindingen zonne-energie	22
6 Bevindingen windenergie	32
7 Bevindingen geothermie	41
8 Bevindingen verbranding en vergassing van biomassa	49
9 Bevindingen vergisting van biomassa	64
10 Basisprijzen en voorlopige correctiebedragen	79
Afkortingen	91
Nadere informatie	92
Bijlage A Rangschikkingstabel	93

Samenvatting

Het ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK) heeft aan het Planbureau voor de Leefomgeving (PBL) gevraagd advies uit brengen over de voorjaarsronde SDE+ 2020. Het advies loopt vooruit op het advies dat gevraagd is voor de eerste openstelling van de verbrede SDE++ in 2020. Dit rapport over de voorjaarsronde SDE+ 2020 is in grote mate gelijklopend aan dat advies over de SDE++ 2020 voor zover dat hernieuwbare energie betreft. Het advies bevat de benodigde subsidiehoogte zoals bepaald door basisbedragen en correctiebedragen alsmede enkele flankerende vragen. Het advies wordt gegeven binnen door EZK bepaalde uitgangspunten. De adviesvraag en uitgangspunten staan integraal weergegeven in hoofdstuk 2.

In het onderzoeksproces dat onderliggend is aan het advies, heeft het PBL ondersteuning gevraagd aan ECN *part of* TNO en DNV GL. Binnen dit proces is een marktconsultatie uitgevoerd in mei 2019.

De subsidiebehoefte bij hernieuwbare energie is gedifferentieerd naar de SDE+-categorieën uit 2019 voor de thema's energie uit water, zonne-energie, windenergie, geothermie, verbranding en vergassing van biomassa en vergisting van biomassa. Qua categorisering wordt in dit rapport onverkort de openstelling in 2019 gevolgd.

In de onderstaande tabellen staan de subsidieparameters als basisbedrag en langetermijnprijs. 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.

Tabel S-1. Energie uit water

Categorie	Type	Basisbedrag SDE+ 2020	Basisprijs	Voorlopig correctiebedrag 2020	Vollasturen
		[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[uur/jaar]
Waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm	E	0,161	0,035	0,049	5700
Waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm, renovatie	E	0,097	0,035	0,049	2600
Vrije stromingsenergie, valhoogte < 50 cm	E	0,185	0,035	0,049	3700
Osmose	E	0,557	0,035	0,049	8000

Tabel S-2. Zonne-energie

Categorie	Type	Basisbedrag SDE+ 2020	Basisprijs	Voorlopig correctiebedrag 2020*	Vollasturen
		[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[uur/ jaar]
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 15 kWp en < 1 MWp met aansluiting >3*80A	E	0,085	0,029	0,047	950
			0,060	0,078	
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, gebouwgebonden	E	0,079	0,029	0,047	950
			0,051	0,069	
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, grondgebonden	E	0,074	0,029	0,047	950
			0,051	0,069	
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, zonvolgend	E	0,074	0,029	0,047	1045
			0,051	0,069	
Zonthermie, ≥140 kWth tot 1 MWth	W	0,095	0,030	0,035	600
Zonthermie, ≥1 MWth	W	0,080	0,023	0,028	600

* Bij de categorieën fotovoltaïsche zonnepanelen is het bovenste correctiebedrag van toepassing op netlevering, het onderste bedrag op niet-netlevering.

Tabel S-3. Windenergie

Categorie	Type	Basisbedrag SDE+ 2020	Basisprijs	Voorlopig correctiebedrag 2020	Vollasturen*
		[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[uur/ jaar]
Wind op land, ≥ 8,0 m/s	E	0,042	0,029	0,043	3800
Wind op land, ≥ 7,5 en < 8,0 m/s	E	0,045	0,029	0,043	3500
Wind op land, ≥ 7,0 en < 7,5 m/s	E	0,048	0,029	0,043	3200
Wind op land, ≥ 6,75 en < 7,0 m/s	E	0,052	0,029	0,043	2900
Wind op land, < 6,75 m/s	E	0,056	0,029	0,043	2650
Wind op waterkeringen, ≥ 8,0 m/s	E	0,046	0,029	0,043	3820
Wind op waterkeringen, ≥ 7,5 en < 8,0 m/s	E	0,049	0,029	0,043	3520
Wind op waterkeringen, ≥ 7,0 en < 7,5 m/s	E	0,052	0,029	0,043	3210
Wind op waterkeringen, ≥ 6,75 en < 7,0 m/s	E	0,057	0,029	0,043	2910
Wind op waterkeringen, < 6,75 m/s	E	0,061	0,029	0,043	2660
Wind in meer, water ≥ 1 km ²	E	0,059	0,029	0,043	4250

* Getoond wordt het aantal vollasturen van de referentie-installatie. In de SDE+ is het maximum aantal vollasturen projectspecifiek.

Tabel S-4. Geothermie

Categorie	Type	Basisbedrag SDE+ 2020	Basisprijs	Voorlopig correctiebedrag 2020	Vollasturen
		[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[uur/ jaar]
Diepe geothermie	W	0,043	0,016	0,020	6000
Ultradiepe geothermie	W	0,065	0,016	0,020	7000
Diepe geothermie (uitbreiding)	W	0,031	0,016	0,020	6000

Tabel S-5. Verbranding en vergassing van biomassa

Categorie	Type	Basisbedrag SDE+ 2020 [€/kWh]	Basisprijs [€/kWh]	Voorlopig correctiebedrag 2020 [€/kWh]	Vollasturen [uur/jaar]
Vergassing van biomassa (B-hout)	G	0,073	0,016	0,020	7500
Ketel op vaste of vloeibare biomassa 0,5 - 5 MWth	W	0,050	0,023	0,028	3000
Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MWth (4500 uur)	W	0,047	0,016	0,020	4500
Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MWth (5000 uur)	W	0,046	0,016	0,020	5000
Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MWth (5500 uur)	W	0,046	0,016	0,020	5500
Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MWth (6000 uur)	W	0,045	0,016	0,020	6000
Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MWth (6500 uur)	W	0,045	0,016	0,020	6500
Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MWth (7000 uur)	W	0,044	0,016	0,020	7000
Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MWth (7500 uur)	W	0,044	0,016	0,020	7500
Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MWth (8000 uur)	W	0,044	0,016	0,020	8000
Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MWth (8500 uur)	W	0,044	0,016	0,020	8500
Ketel op B-hout	W	0,027	0,016	0,020	7500
Ketel op vloeibare biomassa	W	0,069	0,023	0,028	7000
Ketel stoom uit houtpellets ≥5MWth	W	0,064	0,016	0,020	8500
Warmte uit houtpellets ≥10MWth	W	0,066	0,016	0,020	6000
Directe inzet van houtpellets voor industriële toepassingen	W	0,052	0,021	0,025	3000

Tabel S-6. Vergisting van biomassa

Categorie	Type	Basisbedrag SDE+ 2020 [€/kWh]	Basisprijs [€/kWh]	Voorlopig correctiebedrag 2020 [€/kWh]	Vollasturen [uur/ jaar]	Warmtekracht-verhouding [W/K]
Grootschalige vergisting, hernieuwbaar gas	G	0,064	0,016	0,020	8000	-
Grootschalige vergisting, gecombineerde opwekking	WKK	0,067	0,029	0,038	7622	1,07
Grootschalige vergisting, warmte	W	0,060	0,023	0,028	7000	-
Monomestvergisting ≤400 kW, hernieuwbaar gas	G	0,088	0,016	0,020	8000	-
Monomestvergisting ≤400 kW, gecombineerde opwekking	WKK	0,121	0,049	0,063	6374	1,00
Monomestvergisting ≤400 kW, warmte	W	0,098	0,023	0,028	7000	-
Monomestvergisting >400 kW, hernieuwbaar gas	G	0,068	0,016	0,020	8000	-
Monomestvergisting >400 kW, gecombineerde opwekking	WKK	0,074	0,029	0,039	7353	1,00
Monomestvergisting >400 kW, warmte	W	0,062	0,023	0,028	7000	-
Verbeterde slibgisting, hernieuwbaar gas	G	0,042	0,016	0,020	8000	-
Verbeterde slibgisting, gecombineerde opwekking	WKK	0,044	0,033	0,047	5729	0,66
Verbeterde slibgisting, warmte	W	0,029	0,023	0,028	7000	-
Bestaande slibgisting, hernieuwbaar gas	G	0,030	0,016	0,020	8000	-

1 Inleiding

De SDE+-regeling wordt verbreed met andere CO₂-reducerende opties dan hernieuwbare energie. De nieuwe regeling wordt aangeduid als de SDE++. Zowel de SDE++ als de SDE+ vergoedt de onrendabele top van projecten. De SDE++ bevat dus ook de hernieuwbare-energieopties. Het advies dat door EZK aan het PBL gevraagd is voor de SDE++ 2020 betreft deze hernieuwbare-energieopties en de CO₂-reducerende opties. Tevens heeft EZK aan het PBL een advies gevraagd voor de voorjaarsronde SDE+ 2020. Dit rapport behandelt het advies voor de voorjaarsronde waarbij de open te stellen categorieën identiek zijn aan de najaarsronde SDE+ 2019. Voor het bepalen van de basisbedragen sluit dit advies waar mogelijk aan op het onderzoekstraject ten behoeve van de SDE++ 2020. Daarom is dit rapport een beknoptere versie van het eindadvies SDE++ 2020. Voor aanvullende informatie, zoals het commentaar van de externe reviewer, Fraunhofer en TU Wien, en het verslag van de verwerking van de marktconsultatie, wordt dan ook verwezen naar het eindadvies SDE++ 2020.

Voor hernieuwbare energie is, met ondersteuning van ECN *part of* TNO en DNV GL, een conceptadvies gepubliceerd in april 2019, waarna een marktconsultatie in mei 2019 is gevoerd. Hier zijn circa 80 schriftelijke reacties¹ op gekomen, waarna 35 gesprekken gevoerd zijn. De consultatiereacties zijn in algemene en anonieme vorm besproken met RVO.nl en EZK, opdat EZK 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 de SDE+-adviesprojecten heeft het PBL echter geen inhoudelijk standpunt geuit over de uitgangspunten. De adviesvraag en de uitgangspunten staan in hoofdstuk 2. In hoofdstuk 3 worden de financieringsparameters behandeld. Hoofdstukken 4 tot en met 15 behandelen de kostenparameters (investeringskosten, operationele kosten). Hoofdstuk 16 toont de basisprijzen en voorlopige correctiebedragen 2020.

¹ Partijen die op meerdere thema's hebben gereageerd, zijn hierin evenzovele keren meegeteld.

2 Uitgangspunten

2.1 Aanleiding

De SDE+ is sinds 2011 het belangrijkste instrument voor de stimulering van de opwekking van hernieuwbare energie in Nederland. Binnen deze regeling wordt jaarlijks de kostprijs bepaald van hernieuwbare energie van diverse technologieën, binnen de SDE+-regeling aangeduid als het basisbedrag. Daarnaast zijn ook het correctiebedrag en de basisenergieprijs belangrijke componenten van de SDE+-regeling. EZK gebruikt dit advies bij het vaststellen van de maximale subsidiebedragen per categorie productie-installaties en de vormgeving en uitvoering van de SDE+-regeling. Dit document geeft beknopt de uitgangspunten weer om het advies over de basisbedragen, het correctiebedrag en de basisenergieprijs voor de SDE+ 2020 goed uit te kunnen voeren. Op het moment dat verschillende uitgangspunten niet te verenigen zijn of aanvullende uitgangspunten noodzakelijk zijn, neemt het PBL contact op met EZK. Voor dit specifieke advies voor de voorjaarsronde SDE+ 2020 wordt uitgegaan van dezelfde categorieën als in de najaarsronde SDE+ 2019.

2.2 Rangschikking in de huidige SDE+

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

2.3 Uitgangspunten berekening basisbedragen SDE+

2.3.1 Algemene uitgangspunten SDE+

- 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 hoeveelheid geproduceerde hernieuwbare energie.
- Voor categorieën die eerder zijn opgenomen binnen de SDE+ moet het merendeel van de projecten gerealiseerd kunnen worden met het berekende basisbedrag.
- 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 in schaalgrootte, type grondstof of toepassing.
- 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+ 2019 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 2019 bekende wet- en regelgeving die op 1 januari 2020 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.
- In het geval een installatie deels voor andere toepassingen wordt gebouwd dan de productie van hernieuwbare energie, bestaan de kosten van de referentie-installatie uit de meerkosten ten opzichte van de situatie zonder energieproductie.
- 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 geologisch onderzoek, haalbaarheidsstudies of vergunningen).

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.
- De voordelen van groenfinanciering en EIA worden enkel 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 Klimaat- en Energieverkenning (KEV). Als de KEV niet tijdig beschikbaar is wordt gebruik gemaakt van de recentste inflatieverwachtingen van het CPB.
- 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. Deze basisprijspremie wordt bepaald op basis van een risicopremie afhankelijk van de prijsvolatiliteit en langetermijnprojectie van de relevante marktindex.

2.3.3 Aanvullende uitgangspunten hernieuwbare energie

- Een advies wordt gevraagd voor de basisbedragen, de correctiebedragen en de basisenergieprijzen van de categorieën zoals opgenomen in de voorjaarsronde van de SDE+ 2019 (tenzij anders aangegeven).
- Bij de categoriedefinitie kan worden uitgegaan van de definitie gehanteerd in de regeling SDE+ 2019 (tenzij anders aangegeven).
- 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 €/kWh uitgedrukt.

2.3.4 Biomassa algemeen

- 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+ 2019 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.

2.3.5 Uitgangspunten hernieuwbare warmte

- Kosten voor de aanleg van distributie-infrastructuur voor het transport van duurzame warmte worden niet meegenomen in de berekening van de basisbedragen. De kosten voor de aansluiting van een project op dit distributienet (inclusief de aanleg van de leiding ernaar toe) worden wel meegenomen.
- Bij WKK-installaties op basis van een biogasmotor wordt in het rapport expliciet aangegeven welke warmtekrachtverhouding geldt.

2.4 Categorie-specifieke uitgangspunten

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.

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+ 2019 (0,0029 €/kWh).

Aandachtspunten 2020 t.o.v. 2019:

- Onderzoek of het gezien de toename van de grootte van turbines opportuun is om voor het referentieproject uit te gaan van as-hoogtes van ten minste 100 meter.

2.4.4 Geothermie

- Alleen projecten met een boordiepte van tenminste 500 meter komen in aanmerking voor SDE+.
- Houd rekening met de garantieregeling geothermie.

2.4.5 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.

2.4.6 Verbranding en vergassing

- Het is mogelijk om prijsonderscheid te maken in biomassagebruik tussen grote en kleine installaties ook als de biomassa hetzelfde is.
- Geen generieke differentiatie van verschillende type verse biomassa opnemen binnen één categorie.

Aandachtspunten 2020 ten opzichte van 2019:

- Breng geen advies uit voor WKK-installaties op basis van thermische conversie.

2.4.7 Vergisting

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

2.4.8 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 algemeen ook een basisbedrag bepaald uitgaande van dezelfde referentie-installaties, maar met biomassaprijzen uit 2014 die voor de inflatie (CPI) worden gecorrigeerd.

2.5 Uitgangspunten basisenergieprijs en correctiebedrag

2.5.1 Basisenergieprijs

- De hoogte van de basisenergieprijs bedraagt tweederde 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.

2.5.2 Uitgangspunten correctiebedrag

- 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 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 2020 ten opzichte van 2019:

- Graag uitgebreid advies voor het correctiebedrag van grootschalige warmteprojecten,

- waarbij recht wordt gedaan aan verschillende situaties (bijvoorbeeld bestaande stadsverwarming, nieuwe stadsverwarming, industrie, glastuinbouw);
 - waarin advies gegeven wordt over mogelijkheden om dit in de regeling te verwerken, daarbij rekening houdend met de uitvoerbaarheid en duidelijkheid van de regeling;
 - waarin speciale aandacht is voor helder onderscheid tussen correctiebedrag (marktprijs warmte) en basisbedrag (kostprijs hernieuwbare energie).
- Hanteer vanwege de beperking van complexiteit in de regeling geen apart correctiebedrag voor warmte en stoom.
- Voor de voorjaarsronde SDE+ 2020 nog geen opties voor korting voor GvO-waarde opnemen
- 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).

3 Financiering

3.1 Inleiding

De financiering van hernieuwbare-energieprojecten 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 kapitaalslasten. 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 in de onderstaande tekst achtereenvolgens nader toegelicht. Ook andere relevante financieringsparameters zoals afschrijvingstermijnen en economische restwaarde worden besproken. Het hoofdstuk sluit af met de resulterende vermogenskostenvergoedingen voor diverse technologieën of groepen van categorieën. Hierbij wordt uitgegaan van de gemiddelde situatie voor groepen van SDE+-projecten. Dat laat onverlet dat in de praktijk SDE+-projecten anders gefinancierd kunnen worden.

Tabel 3-1. Samenvatting van gehanteerde financiële parameters voor de SDE+ 2020

Financiële parameter	Gehanteerde waarde	Toelichting
Rendement vreemd vermogen		
Rente met groenfinanciering	1,5 %	Zonne-energie, windenergie, geothermie, vergassing, waterkracht
Rente zonder groenfinanciering	2,0 %	Overige categorieën
Rendement op eigen vermogen		
Rendement op eigen vermogen	15,0 %	Categorieën met hoog risicoprofiel
	12,0 %	Windenergie
	11,0%	Overige categorieën
	9,0 %	Zon-PV
Verhouding tussen vreemd en eigen vermogen		
Verhouding vreemd vermogen (VV) / eigen vermogen (EV)	80% VV / 20% EV	Zon-PV, windenergie
	70% VV / 30% EV	Overige categorieën
Vennootschapsbelasting		
Verondersteld percentage voor economische levensduur van het project	21,7 %	
Inflatie		
Inflatie van alle kostenposten	1,5% / jaar	

3.2 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 ontwikkelingen op de financiële markten zijn de laatste jaren van dien aard, dat ook projecten voor hernieuwbare energie tegen aanmerkelijk gunstigere voorwaarden dan voorheen kapitaal kunnen aantrekken. De rente op Nederlandse staatsobligaties is negatief en verdere monetaire verruiming is aangekondigd door de ECB. Daarnaast is de verwachte inflatie gedaald van 2% naar 1,5%, zie paragraaf 2.5.4. Een nominale rente op de lening van circa 2,0% is momenteel voor veel projecten zonder groenfinanciering haalbaar. Dat blijkt uit de marktconsultatie en ook uit DNB-rentestatistieken voor deposito's en leningen van monetaire financiële instellingen (MFI's) aan niet-financiële bedrijven,² waarvoor in het meest recente beschikbare kwartaal (Q2) een rentepercentage van 1,6% is gerapporteerd voor nieuw verstrekte leningen voor een bedrag van meer dan 1 miljoen euro en met een vaste contractduur van meer dan 10 jaar.

Voor projecten met groenfinanciering wordt een 0,5 procentpunt afslag gerekend wat per saldo leidt tot een nominale rente van 1,5%. Uit de marktconsultatie voor de SDE+ 2020 is gebleken dat er voor nieuwe projecten inderdaad mogelijkheden zijn om de voordelen van groenfinanciering te benutten. Het voordeel is niet van toepassing als een project duidelijk hogere rendementen behaalt dan waar in de adviezen mee wordt gerekend.

3.3 Rendement op eigen vermogen

Het benodigde rendement op eigen vermogen wordt beïnvloed door de opbrengsten van alternatieve bestedingen van het beschikbare kapitaal gegeven het risicoprofiel van projecten. Ook de inflatie heeft invloed op het benodigde nominale rendement. Gegeven de daling van de risicovrije rente en de afname van de verwachte inflatie is het benodigde nominale rendement op eigen vermogen voor alle categorieën met 1% gedaald. Het gehanteerde rendement op eigen vermogen bedraagt daarmee voor de meeste categorieën 11,0% nominaal.

Voor enkele categorieën met een significant hoger operationeel of regelgevingstechnisch risico is voor het rendement op eigen vermogen gerekend met 15,0%. Dit zijn projecten waarbij het niet of moeilijk mogelijk is langjarige biomassacontracten af te sluiten en innovatieve categorieën. Weliswaar zal gezien de rente- en inflatieontwikkelingen ook voor deze projecten het benodigde rendement op eigen vermogen dalen. Tegelijkertijd geldt echter dat categorieën als geothermie en biomassavergisting hogere risico's lopen dan eerder is aangenomen. Deze hogere risico's rechtvaardigen een ongewijzigd rendement op eigen vermogen van 15,0%. Uit het rendement op eigen vermogen dienen tevens afsluitprovisies, participatiekosten en voorbereidingskosten 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 netto rendementen op gesubsidieerde hernieuwbare energie projecten na aftrek van bovengenoemde kostenposten.

Anderzijds zijn er categorieën die verder zijn ontwikkeld dan andere technologieën en op grotere schaal worden uitgerold. Hiermee zijn de operationele en regelgevingstechnische ri-

² Zie: <https://statistiek.dnb.nl/downloads/index.aspx#/details/deposito-s-en-leningen-van-mfi-s-aan-niet-financiële-bedrijven-rentepercentages-maand/dataset/a93f363a-ad2b-4a43-b2fd-5f0c96fe5533/re-source/8087cff7-925b-4320-988a-752729bdc972>

sico's aanzienlijk lager, dit blijkt onder andere uit beschikbaarheidsgaranties die technologieleveranciers standaard afgeven. Deze categorieën worden ook gekenmerkt door lage aandelen eigen vermogen die projectontwikkelaars moeten inbrengen; dit is een signaal van overstimulering.

Het rendement op eigen vermogen voor zonne-energie wordt verlaagd van het standaardpercentage van 11% naar 9%. Uit de marktconsultatie is namelijk gebleken dat het aandeel eigen vermogen dat projectontwikkelaars moeten inbrengen bij zon-PV ruim onder de aangenomen 20% ligt; 10% is gemakkelijk haalbaar en voor sommige (grotere) projecten ligt het aandeel eigen vermogen zelfs ruim onder de 5%. Zoals aangegeven in paragraaf 3.4 blijft een aandeel eigen vermogen van 20% gewenst. Bij een aandeel eigen vermogen/vreemd vermogen (EV/VV) van 10/90 en het rendement op eigen vermogen van 11% is de onrendabele top vergelijkbaar met een rendement op eigen vermogen van 7% bij een aandeel EV/VV van 20/80. Voor deze vergelijking maken we hier de conservatieve aanname van een aandeel eigen EV/VV van 10/90, en niet van 5/95, om er rekening mee te houden dat kleinere projecten meer eigen vermogen nodig hebben dan grotere projecten. Voorzichtigheidshalve wordt het rendement op eigen vermogen voor zonne-energie vastgesteld op 9%.

Het rendement op eigen vermogen voor windenergie wordt verlaagd van 15% naar 12%. Net als projectontwikkelaars van andere technologieën profiteren windpark ontwikkelaars van de lagere rente en inflatie. Verder blijft er een risico-opslag op het rendement op eigen vermogen bestaan voor windenergie, tegelijkertijd is er mede gezien het lage aandeel eigen vermogen voldoende ruimte om het rendement op eigen vermogen naar 12% te verlagen.

Eenzijds is een risico-opslag op het rendement op eigen vermogen voor windenergie nog steeds adequaat vanwege de langere ontwikkelingstijd en bijbehorende risico's vergeleken met andere technologieën. Anderzijds is de opwekking van windenergie met windturbines inmiddels een volwassen, gangbare technologie.

Bovendien kunnen investeerders in windenergie al geruime tijd de niet volledig gebruikte subsidie in een ongunstig windjaar verrekenen met een gunstig windjaar ('banking'). Daarnaast kan gemiste windproductie in een extra subsidiejaar worden ingehaald (het '16^e subsidiejaar'). Ook kennen windprojecten weliswaar een langere ontwikkeltijd dan diverse andere technologieën, daartegenover staat echter dat windenergieprojecten gemiddeld later in gebruik worden genomen en de subsidie daarmee gebaseerd is op een beschikking die is afgegeven in een eerder jaar met een hoger basisbedrag. Vanwege al deze redenen lijkt het volumerisico aanzienlijk beperkt. Risico's zijn daarmee lager dan voor minder ontwikkelde technologieën, zoals biomassavergisting en geothermie, en daarmee ook het benodigde rendement. Dit blijkt ook uit het lage aandeel eigen vermogen dat projectontwikkelaars inbrengen in windenergieprojecten. Bij een aandeel EV/VV van 10/90 en rendement op eigen vermogen van 15% is de onrendabele top vergelijkbaar met een rendement op eigen vermogen van 10,5% bij een aandeel EV/VV van 20/80. Voorzichtigheidshalve wordt het rendement op eigen vermogen voor windenergie vastgesteld op 12%.

3.4 Verhouding tussen vreemd en eigen vermogen

Financiële instellingen vragen projectontwikkelaars om inbreng van eigen vermogen. Vermogensverstrekkers lenen kapitaal uit afhankelijk van de leencapaciteit van het project (de kasstroom vergeleken met betalingen van rente en aflossing) en 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 duurzame-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 ligt voor zon-PV in veel gevallen zelfs rond de 5% en voor windenergie rond de 10%, terwijl marktpartijen nog altijd 20% passend achten om in het merendeel van de projecten te voorzien. Hierbij merken we op dat een lage inbreng van eigen vermogen typerend is voor projecten met een ruime cashflow. In het verleden kan deze ruimte deels ontstaan zijn door extra inkomsten uit verkoop van GvO's.

3.5 Inflatie

Voor de inflatie wordt gekeken naar de inflatieverwachting over een paar jaar. 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. De marktrente is bijvoorbeeld ook een nominale waarde, waarin een inflatieverwachting verwerkt zit. De recentste inflatieprognose van het CPB (kernegegevenstabel bij het Centraal Economisch Plan 2019)³ laat een daling van de consumentenprijsindex (cpi) zien van 2,3% in 2019 naar 1,5% in 2020. In dit advies wordt daarom gerekend met een inflatie van 1,5%.

3.6 Afschrijvingstermijn

Voor biomassacategorieën 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 verondersteld aan de subsidieduur. Uitbetalingen van de SDE+-vergoeding na 12 respectievelijk 15 jaar ten gevolge van eventuele *banking*⁴ 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 resp. 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 levensduur 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 kan gedacht 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.

De economische levensduur na afloop van de subsidieperiode is sterk afhankelijk van het dan inkomen genererend vermogen. Deze hangt nauw samen met bijvoorbeeld de elektriciteitsprijs tussen 2035 en 2045. Tegenover de voordelen staan ook nog kosten. Niet alleen lopen

³ CPB, Kernegegevens voor Nederland, 2017-2020, 21 maart 2019.

⁴ 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.

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 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. 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.

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 (WACC⁵) per thema voor de SDE+ 2020

Thema	Gewogen gemiddelde vermogenskostenvergoeding (WACC) [nominaal / reëel]
Fotovoltaïsche zonnepanelen	2,7% / 1,2%
Windenergie	3,3% / 1,8%
Waterkracht	4,1% / 2,6%
Zonthermie	4,4% / 2,9%
Vergisting en slibgisting	4,4% / 2,9%
Vergassing van biomassa	5,3% / 3,8%
Geothermie	5,3% / 3,8%
Verbranding van biomassa	5,6% / 4,0%
Osrose	5,6% / 4,0%

⁵ Getoond wordt de WACC na belasting, berekend als $WACC = [\text{aandeel eigen vermogen}] \times [\text{rendement op eigen vermogen}] + [\text{aandeel vreemd vermogen}] \times [\text{rendement op vreemd vermogen}] \times [1 - \text{vennootschapsbelasting}]$. Voor de vennootschapsbelasting is 21,7% aangehouden.

4 Bevindingen energie uit water

4.1 Algemene introductie

Het Planbureau voor de Leefomgeving (PBL) adviseert, met ondersteuning van ECN *part of* TNO en DNV GL, het ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK) over verschillende onderdelen van de Subsidieregeling voor Duurzame Energie (SDE+). Het ministerie van Economische Zaken en Klimaat heeft aan het PBL gevraagd om advies uit te brengen over de subsidiehoogtes voor elektriciteit uit waterkracht; dit hoofdstuk beschrijft de bevindingen voor energie uit water. Achtereenvolgens worden in de volgende hoofdstukken de bevindingen van het kostenonderzoek, de beschrijvingen van de referentie-installaties en de adviezen van de basisbedragen gegeven. Hierbij wordt onderscheidt gemaakt tussen de volgende categorieën:

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

De kostenstructuur zoals wij deze waarnemen voor waterkrachtprojecten in Nederland biedt op dit moment geen aanleiding om wijzigingen door te voeren in de technisch-economische parameters van de verschillende waterkrachtcategorieën. Waterkrachtprojecten zijn locatie-specifiek en uit de geanalyseerde projectaanvragen is gebleken dat deze dan ook verschillen in het maximale opwekkingsvermogen en het aantal vollasturen. Hierdoor zijn er in de projectaanvragen projecten te vinden die zowel duurder als goedkoper uitgevoerd worden, in vergelijking met het huidige basisbedrag.

Achtereenvolgens komen de toegepaste werkwijze, de kostenbevindingen en de referentiesystemen aan de orde, gevolgd door de voorgestelde basisbedragen en ten slotte nog een korte opsomming van vragen aan de markt.

4.2 Waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm

4.2.1 Beschrijving referentie-installatie

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 geschikt om voldoende valhoogte te creëren om te gebruiken voor elektriciteitsopwekking in waterkrachtcentrales. In de praktijk varieert deze doorgaans van drie tot zes meter, maar hij kan oplopen tot elf meter in uitzonderlijke situaties, zoals bij enkele sluizen. De mogelijke projecten binnen de categorie waterkracht kennen een grote spreiding in investeringskosten en bijhorende basisbedragen. Daarom zijn de basisbedragen in dit advies gebaseerd op specifieke projecten waarbij het realisatiepotentieel en de kosten bepalend zijn geweest voor de selectie van een referentieproject. Voor de categorie Waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm is de referentie-installatie onveranderd gebaseerd op een voor Nederland gemiddelde valhoogte (minder dan vijf meter).

4.2.2 Kostenbevindingen

De technisch-economische parameters waar het basisbedrag op is gebaseerd zijn te vinden in tabel 4-1. Deze zijn niet veranderd ten opzichte van het advies van vorig jaar, daar de technische en economische parameters uit de in 2018 ingediende projectaanvragen hier geen aanleiding toe geven.

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

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE+ 2020
Installatiegrootte	[MW]	1,0	1,0
Vollasturen	[uur/jaar]	5700	5700
Investeringskosten	[€/kW]	8000	8000
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	100	100

In tabel 4-2 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

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

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE+ 2020
Basisbedrag	[€/kWh]	0,173	0,161
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

4.3 Waterkracht, valhoogte \geq 50 cm, renovatie

4.3.1 Beschrijving referentie-installatie

De kosten voor elektriciteitswinning uit waterkracht omvatten niet alleen de kosten voor de energie-installatie, maar ook additionele voorzieningen (en hiermee gepaard gaande kosten) die geëist worden door wet- en regelgeving bij constructie van een waterkrachtinstallatie. Deze paragraaf is van toepassing op renovatie van bestaande waterkrachtcentrales, zoals het doorvoeren van visbeschermende maatregelen, om aan te sluiten bij wet- en regelgeving.

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

4.3.2 Kostenbevindingen

De parameters voor deze categorie zijn niet veranderd ten opzichte van het eindadvies SDE+ 2019. 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+ 2019	Advies SDE+ 2020
Installatiegrootte	[MW]	1,0	1,0
Vollasturen	[uur/jaar]	2600	2600
Investeringskosten	[€/kW]	1600	1600
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	80	80

Tabel 4-4. Overzicht van subsidieparameters Waterkracht, valhoogte \geq 50 cm, renovatie

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE+ 2020
Basisbedrag	[€/kWh]	0,103	0,097
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

4.4 Waterkracht, valhoogte < 50 cm

4.4.1 Beschrijving referentie-installatie

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 voorkomt uit het verval, maar uit de beweging van het water. Hieronder valt ook getijdenstroming door damdoorlatingen met bidirectionele opwekking (*inshore* vrije-getijden-stromingsenergie), indien de valhoogte beperkt blijft tot minder dan een halve meter.

4.4.2 Kostenbevindingen

Tabel 4-5 staan de gebruikte technisch-economische parameters voor energie uit waterkracht, valhoogte < 50 cm waaronder vrije stroming en golfenergie. Deze zijn niet veranderd ten opzichte van het eindadvies van vorig jaar. 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+ 2019	Advies SDE+ 2020
Installatiegrootte	[MW]	1,5	1,5
Vollasturen	[uur/jaar]	3700	3700
Investeringskosten	[€/kW]	5100	5100
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	155	155

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

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE+ 2020
Basisbedrag	[€/kWh]	0,197	0,185
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

4.5 Osmose

4.5.1 Beschrijving referentie-installatie

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.

4.5.2 Kostenbevindingen

Het basisbedrag voor deze categorie is ruim boven 0,20 €/kWh. In tabel 4-7 zijn de technisch-economische parameters voor osmose weergegeven.

Tabel 4-7. Technisch-economische parameters Osmose

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE+ 2020
Installatiegrootte	[MW]	1,0	1,0
Vollasturen	[uur/jaar]	8000	8000
Investeringskosten	[€/kW]	37000	37000
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	213	213

Het basisbedrag voor deze categorie is ruim boven 0,20 €/kWh. In tabel 4-8 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters voor weergegeven.

Tabel 4-8. Overzicht van subsidieparameters Osmose

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE+ 2020
Basisbedrag	[€/kWh]	> 0,200	> 0,200
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

5 Bevindingen

zonne-energie

Dit hoofdstuk beschrijft de adviezen voor zonne-energie, te weten elektriciteit uit fotovoltaïsche panelen (zon-PV) en warmte uit zonnecollectoren (zonthermie). Voor zon-PV hebben de categorieën betrekking 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 in dit advies onderzochte categorieën voor zon-PV zijn:

- Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 15 kWp en < 1 MWp, aansluiting $\geq 3 \times 80$ A
- Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, gebouwgebonden systeem
- Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, niet gebouwgebonden systeem
- Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, zonvolgend niet gebouwgebonden systeem

Het referentiesysteem voor de categorie ≥ 15 kWp en < 1 MWp is gebouwgebonden en heeft een vermogen van 250 kWp. Het referentiesysteem voor een gebouwgebonden systeem ≥ 1 MWp is 2,5 MWp. Voor grondgebonden systemen groter dan 1 MWp is de referentie-installatie 10 MWp. Voor zonvoggende systemen op land is de referentie-installatie een éénassig grondgebonden zonvolgend systeem met horizontale as en een piekvermogen van 2 MWp. Speciale aandacht is er voor het aandeel eigen verbruik van elektriciteit bij PV-installaties. In dit advies worden voorstellen gedaan voor typische waarden daarvoor.

De onderzochte categorieën voor zonthermie zijn als volgt:

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

Het referentiesysteem voor de categorie 140 kWth tot 1 MWth heeft een apertuuroppervlakte⁶ van 200 m² of een thermisch vermogen 140 kWth. Het referentiesysteem van de categorie ≥ 1 MWth heeft een capaciteit van 5 MWth.

⁶ De apertuuroppervlakte van een zonthermisch systeem is de oppervlakte waarop het zonlicht wordt opvangen om omgezet te worden naar warmte.

5.1 Kosten Zon-PV

5.1.1 Algemene parameters

Het peiljaar voor het verwachte prijsniveau is afhankelijk gesteld van de categorie. Dit omdat de realisatietermijn langer is bij grotere projecten. Voor systemen onder 1 MWp wordt 2021, één jaar na subsidieverlening, als peiljaar voor de systeemkosten gebruikt. Voor gebouwgebonden systemen ≥ 1 MWp is het peiljaar 2022. Voor grondgebonden en drijvende systemen ≥ 1 MWp is het peiljaar 2023.

Mondiale en regionale marktontwikkelingen en strengere eisen kunnen prijsverhogend werken. De algemene trend is echter dat de specifieke investeringskosten van PV-systemen door technologische ontwikkeling en schaafeffecten blijven dalen. De in deze sectie getoonde prijzen van modules en omvormers zijn verwachte spotmarktprijzen, exclusief btw en exclusief de marge van de groothandel en installateur. De marge maakt deel uit van de investeringskosten en neemt af bij toenemende schaalgrootte.

De belangrijkste kostenreducties ten opzichte van het advies van vorig jaar zijn te vinden in:

- een sterke daling van de PV-moduleprijzen
- een herijking van de kosten van de netwerkaansluiting
- een daling van de vaste O&M-kosten

5.1.2 PV-modules

De kosten van PV-modules begin 2019 zijn geraamd op 270 €/kWp. Dit is de prijs van kristallijnen, gangbare PV-modules volgens www.pvxchange.com⁷ in februari 2019. Trendlijnen worden ook gepubliceerd door pv-magazine.com⁸. Hierin is een sterke daling van moduleprijzen te zien tussen medio 2017 en eind 2018. De kostendaling heeft zich in de eerste helft van 2019 niet doorgezet. Het ligt wel in de lijn der verwachting dat de langjarige trend van kostendaling door zal gaan. Om de toekomstige kosten te ramen is de waarde van begin 2019 gereduceerd met behulp van een ervaringscurve met een leerratio van 20,9%⁹ en marktvoorspellingen over het (mondiaal) opgestelde vermogen van Wood Mackenzie¹⁰ en Bloomberg New Energy Finance¹¹. De kosten voor PV-modules (exclusief inflatiecorrectie) worden voor medio 2021 geschat op 240 €/kWp, 230 €/kWp in 2022 en 220 €/kWp in 2023.

5.1.3 Omvormers

Onderzoeksgegevens over de kosten van omvormers laten lagere waarden zien dan afgelopen jaren is aangenomen in de SDE+-regeling. Wood Mackenzie (voorheen GTM Research) rapporteert kosten rond 60 USD/kWp voor Europa in 2018¹². Gebruikmakend van de prognoses in het genoemde rapport zijn de kosten vanaf 2020, exclusief inflatiecorrectie vastgesteld op: 37 €/kWp in 2021, 36 €/kWp in 2022 en 36 €/kWp in 2023.

5.1.4 Installatiemateriaal en -arbeid

De prijzen van componenten als montagemateriaal en bekabeling worden verondersteld per kilowattpiek te dalen door toename van de efficiëntie van zonnepanelen. Door toenemende efficiëntie is er per kilowattpiek ongeveer 2% minder installatiemateriaal en -arbeid nodig.

⁷ Zie: <https://www.pvxchange.com/en/news/price-index>. Met 'gangbaar' wordt bedoeld: 'modules, typically with 60 cells, standard aluminium frame, white backsheet and 260 Wp to 285 Wp'

⁸ Zie: <https://www.pv-magazine.com/features/investors/module-price-index/>

⁹ Fraunhofer ISE (2015): Current and Future Cost of Photovoltaics. Long-term Scenarios for Market Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV Systems. Study on behalf of Agora Energiewende.

¹⁰ Zie: <https://www.greentechmedia.com/articles/read/trends-shaping-the-global-solar-market-in-2019#qs.as1WPjD1>

¹¹ BNEF (2019).

¹² GTM Research (2018). Global PV System Pricing H1 2018.

5.1.5 Netwerkaansluiting

In de investeringskosten is een deel voorzien voor aanpassingen aan de elektriciteitsinfrastructuur in het gebouw of voor het aanleggen van een speciale netwerkaansluiting voor grote systemen. De kosten zijn onder andere afhankelijk van het al dan niet aanwezig zijn van een geschikte netwerkaansluiting ter plaatse, van het aansluitvermogen, de eventueel te overbruggen afstand tot het aansluitpunt en het moeten kruisen van barrières zoals waterwegen. Deze kosten zijn om die reden altijd project-specifiek en ze kunnen flink verschillen.

De aanschaf van een nieuwe netwerkaansluiting valt tot 10 MVA in het gereguleerde domein waardoor de prijzen vast staan. Tussen netbeheerders bestaan er echter wel verschillen. Ook worden nieuwe aansluitingen vaak niet redundant aangelegd. Bij dit N-0-principe wordt er slechts met één kabel aangesloten in plaats van met twee kabels of in een ringsysteem. De kosten worden dan per project vastgesteld en vallen lager uit dan te verwachten valt op basis van de gereguleerde tarieven. Deze bepaling is een aanpassing ten opzichte van het advies van vorig jaar.

Voor dit advies is gebruik gemaakt van een analyse van de aansluitkosten van het referentiesysteem per categorie op basis van zowel gereguleerde tarieven als observaties van aansluitkosten in gerealiseerde projecten op basis van het N-0-principe. Voor de grondgebonden categorie met een referentiesysteem van 10 MWp is het aannemelijk dat een transportkabel nodig is. Hiervoor is een post opgenomen in het kostenoverzicht. Tabel 5-1 geeft per categorie de kosten weer die gebruikt zijn bij het bepalen van de basisbedragen. De kosten komen niet in aanmerking voor de energie-investeringsaftrekregeling (EIA), zie paragraaf 5.1.6.

Tabel 5-1. In de berekening meegenomen kosten voor de netwerkaansluiting

Systeemgrootte	Kosten netwerkaansluiting (+transportkabel) [€/kWp]
≥15 kWp en <1 MWp	20
≥1 MWp gebouwgebonden	20
≥1 MWp grondgebonden	30 (+30 voor transportkabel)

5.1.6 Energieinvesteringsaftrek (EIA) netaansluiting

Enkele componenten van een niet-gebouwgebonden PV-systeem komen in aanmerking voor Energieinvesteringsaftrek (EIA) 251117. Het betreft investeringskosten in de netaansluiting voor zonnepanelen met een SDE+-beschikking uit 2016 of later, waarbij de houder van de SDE+-beschikking ook eigenaar wordt van de aansluiting op het midden- of hoogspanningsnet. Onder deze aansluiting vallen onder meer de wisselspanningskabels van de omvormers naar het transformatorstation, laagspanningsrek, transformator en het transformatorgebouw. De éénmalige aansluitvergoeding die door de netbeheerder in rekening wordt gebracht komt niet voor EIA in aanmerking. Voor niet-gebouwgebonden systemen groter dan 1 MWp wordt een reductie op de investeringskosten gerekend die 11% van de kosten van de genoemde componenten representeert. De hoogte van de reductie is 5 €/kWp.

5.1.7 Vollaasturen

In dit advies wordt conform de uitgangspunten 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 als gangbaar gemid-

delde voor de huidige nieuwe systemen. Tevens wordt gerekend met een gemiddelde jaarlijkse vermogens- en productieafname van 0,64%. Deze vermogensafname is verwerkt in het aantal vollasturen per jaar dat mede daarom wordt gesteld op 950 kWh/kWp.

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. Daar tegenover staat dat dergelijke systemen minder vollasturen kennen. Vanwege de uitgangspunten in de onderzoekopdracht wordt er in dit advies niet gedifferentieerd tussen vollasturen bij verschillende systeemoriëntaties.

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 projecten met een zonvolgsysteem wordt een referentiewaarde van 1045 vollasturen geadviseerd bij gelijke basisbedragen, waarbij een kostenoptimum gebruikt wordt door te kiezen voor een systeem, draaiend om een horizontale as.

5.1.8 Tweezijdige zonnepanelen

Tweezijdige zonnepanelen zijn in de afgelopen jaren commercieel beschikbaar geworden. De opbrengst van dergelijke *bifacial* panelen ligt op jaarbasis in Nederland tot zo'n 15% hoger ten opzichte van systemen met enkelzijdige PV-modules. De kosten van de 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.

5.1.9 Vaste operationele kosten

Voor dit advies is uitgegaan van waarden van vaste O&M-kosten die voor omringende landen gegeven worden in het rapport Global Solar PV O&M 2017-2022 door GTM Research¹³. In dat rapport worden laagst waargenomen prijzen gerapporteerd. Hierbij is het goed te onderkennen dat O&M-kosten voor onderhoud en bedrijfsvoering slechts een gedeelte zijn van alle vaste operationele kosten van een PV-systeem. Deze waarden zijn, samen met informatie uit de marktconsultaties van 2018 en 2019, als uitgangspunt genomen voor de vaste O&M-kosten binnen de SDE+-regeling. Vanwege gerealiseerde en voorziene efficiency-slagen is er gekozen om de post voor vaste O&M-kosten te verlagen ten opzichte van het advies voor de SDE+-regeling van 2019. De kosten zijn vermeld in tabel 5-2 en tabel 5-3.

Tabel 5-2. Typische vaste O&M-kosten naar schaalgrootte (exclusief overige vaste operationele kosten)

Systeemgrootte	O&M-kosten (€/kWp/jaar)
≥15 kWp en <1 MWp met aansluiting ≥ 3x80A	7,50
≥1 MWp, gebouwgebonden	7,00
≥1 MWp, niet gebouwgebonden	6,00
≥1 MWp, zonvolgend niet gebouwgebonden	6,00

¹³ GTM Research (2017). Global Solar PV O&M 2017-2022, Dec. 2017

De bedragen in tabel 5-2 voor O&M-kosten worden geacht toereikend te zijn voor alle onderhoud (preventief en correctief), schoonmaak en monitoringsdiensten en gaat uit van kosten-efficiëntie door schaalvoordeel. Daarnaast komen er nog overige vaste kosten in beeld bij een PV-installatie, namelijk de kosten voor een brutoproduktiemeter, verzekering, beveiliging, jaarlijkse netwerkaansluitingskosten, assetmanagement en OZB. Deze kosten tezamen worden geschat zoals weergegeven in tabel 5-3. Kosten voor het huren van daken of grond, de kosten voor sociaal draagvlak en duurzaamheidsfondsen zijn hierbij niet meegenomen, zoals gesteld in de uitgangspunten. Assetmanagement is in dit rapport voor het eerst opgenomen in de operationele kosten. Het criterium is dat de kosten die gemaakt worden aan het project ten goede moeten komen. De waarde in het overzicht representeert de helft van de typische kosten voor assetmanagement.

Tabel 5-3. Overzicht van vaste operationele kosten (€/kWp per jaar) zoals geldend voor de voorjaarsronde van SDE+ 2020; totalen zijn afgerond

Kostenpost	≥15 kWp en <1 MWp	≥ 1 MWp, gebouwgebonden	≥ 1 MWp, niet gebouwgebonden	≥1 MWp, zonnenvolgend niet gebouwgebonden
O&M	7,5	7,0	6,0	6,0
Brutoproduktiemeter	3	0,4	0,2	0,2
Verzekering	1	1	1	1
Beveiligingsdiensten	0	0	0,5	0,5
Netwerkaansluiting	2	2	2	2
Assetmanagement	1	1	1	1
OZB (voorjaar)	2,3	2,2	2,1	2,1
Totaal SDE+ 2020 voorjaar	16,8	13,6	12,8	12,8

De OZB betreft de som van het tarief voor de eigenaar en het tarief voor de gebruiker van niet-woningen. Als grondslag voor de OZB zijn de investeringskosten genomen exclusief arbeidskosten en netwerkaansluiting. Hiervoor is gerekend met 65% van de totale investeringskosten. Het gekozen OZB-tarief is 0,5%. Deze waarde is bepaald aan de hand van data van COELO¹⁴ (juni 2019). OZB-tarieven variëren sterk tussen gemeentes en de afgelopen jaren is een licht stijgende trend waar te nemen. Daarom is er gekozen voor een iets hogere waarde dan het gemiddelde van alle gemeentes.

5.1.10 Eenmalige O&M-kosten

In het voorliggende advies is de analyseperiode 20 jaar. Bij de huidige stand der techniek is de technische levensduur van de omvormers van PV-systemen korter dan die van de modules en de overige componenten. In de berekening voor het basisbedrag wordt dit meegenomen door in jaar 12 een kostenpost voor de omvormers op te nemen die de kosten voor omvormers van jaar 12 tot en met jaar 20 dekt. Om de prijs van omvormers in jaar 12 te berekenen wordt uitgegaan van een initiële jaarlijkse prijsdaling van 7%. Vanaf 2023 wordt geen prijsdaling aangenomen voor omvormers die voorzien worden in SDE+-projecten¹⁵. Dit is een conservatieve aanname: wellicht dat er vanaf dat jaar toch een verdere prijsdaling zal optreden. Het daadwerkelijke percentage hangt af van toekomstige wereldwijde marktontwikkelingen en inflatie. De kostenpost voor omvormers in jaar 12 worden berekend op 32 €/kWp, waarbij alleen de lasten in het 12^e tot en met het 20^e bedrijfsjaar van het PV-systeem zijn meegewogen (dus 9/12^e ofwel driekwart van de kosten, uitgelegd op 80% van het piekvermogen).

¹⁴ Centrum voor Onderzoek van de Economie van de Lagere Overheden (COELO), Rijksuniversiteit Groningen, Faculteit Economie en Bedrijfskunde. <https://www.coelo.nl/index.php/wat-betaal-ik-waar/databestanden> (juni 2019)

¹⁵ GTM Research (2018). *Global PV System Pricing H1 2018*

5.1.11 Jaarlijkse kosten voor netwerkaansluiting

Door bij de netwerkbeheerders na te gaan wat de verwachte jaarlijkse kosten voor netaansluiting zijn, is geconcludeerd dat voor de meeste vermogenscategorieën deze kosten om en nabij 2 €/kWp/jaar bedragen.

5.1.12 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 onrendabele top-berekening 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 2019 (PBL, 2019), inclusief kosten voor profiel en onbalans van zonne-energie. Het aantal vollasturen is voor jaar 16 tot en met jaar 20 in het OT-model aangepast naar een gemiddelde te verwachten waarde voor die periode, te weten 890 vollasturen voor niet-zonvolgende systemen. Voor zonvolgende systemen worden ze voor deze periode bijgesteld naar 975 vollasturen voor systemen op land (draaiend om een horizontale as).

5.1.13 Restwaarde

De restwaarde na 20 jaar is meegewogen in het advies. Kostenaspecten die meespelen zijn elektriciteitsopbrengsten en -prijzen, schootwaarde 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 Resultaten zon-PV

5.2.1 Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 15 kWp en < 1 MWp

De technisch-economische parameters zijn samengevat in tabel 5-5. In tabel 5-6 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven. Het referentiesysteem voor deze categorie is een gebouwgebonden systeem met een vermogen van 250 kWp.

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

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2020 voorjaar
Installatiegrootte	[MWp]	0,25
Vollasturen	[MWh/MWp/jaar]	950
Investeringskosten	[€/kWp]	700
Kosten voor onderhoud en beheer	[€/kWp/jaar]	16,8
Eenmalige onderhoudskosten in jaar 12	[€/kWp]	32

Tabel 5-5. Overzicht subsidieparameters fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 15 kWp en < 1 MWp

	Eenheid	Advies SDE+ najaar 2019	Advies SDE+ voorjaar 2020
Basisbedrag	[€/kWh]	0,099	0,085
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15
Economische levensduur	[jaar]	20	20

5.2.2 Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, gebouwgebonden

De technisch-economische parameters zijn samengevat in tabel 5-7. In tabel 5-8 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven. Het referentiesysteem voor deze categorie is een gebouwgebonden systeem met een vermogen van 2,5 MWp.

Tabel 5-6. Technisch-economische parameters zon-PV ≥ 1 MWp, gebouwgebonden

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ voorjaar 2020
Installatiegrootte	[MWp]	2,5
Vollasturen	[MWh/MWp/jaar]	950
Investeringskosten	[€/kWp]	680
Kosten voor onderhoud en beheer	[€/kWp/jaar]	13,6
Eenmalige onderhoudskosten in jaar 12	[€/kWp]	32

Tabel 5-7. Overzicht subsidieparameters zon-PV ≥ 1 MWp, gebouwgebonden

	Eenheid	Advies SDE+ najaar 2019	Advies SDE+ voorjaar 2020
Basisbedrag	[€/kWh]	0,092	0,079
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15
Economische levensduur	[jaar]	20	20

5.2.3 Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, niet gebouwgebonden

De technisch-economische parameters zijn samengevat in tabel 5-9. In tabel 5-10 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven. Het referentiesysteem voor deze categorie is een grondgebonden systeem met een vermogen van 10 MWp.

Tabel 5-8. Technisch-economische parameters zon-PV \geq 1 MWp, grondgebonden

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ voor- jaar 2020
Installatiegrootte	[MWp]	10
Vollasturen	[MWh/MWp/jaar]	950
Investeringskosten	[€/kWp]	640
Kosten voor onderhoud en beheer	[€/kWp/jaar]	12,8
Eenmalige onderhoudskosten in jaar 12	[€/kWp]	32

Tabel 5-9. Overzicht subsidieparameters zon-PV \geq 1 MWp, grondgebonden

	Eenheid	Advies SDE+ najaar 2019	Advies SDE+ voor- jaar 2020
Basisbedrag	[€/kWh]	0,088	0,074
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15
Economische levensduur	[jaar]	20	20

5.2.4 Fotovoltaïsche zonnepanelen, \geq 1 MWp, zonvolgend niet gebouwgebonden

De technisch-economische parameters zijn samengevat in tabel 5-11. In tabel 5-12 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven. Het referentiesysteem voor deze categorie is een éénassig zonvolgend systeem op land (horizontale as) met een vermogen van 2 MWp. Omdat het aantal vollasturen in deze categorie hoger is dan voor de vergelijkbare categorie zonder volgsysteem is ook de maximaal mogelijke subsidie over de beleidsperiode voor deze categorie hoger.

Tabel 5-10. Technisch-economische parameters zon-PV \geq 1 MWp, zonvolgend niet gebouwgebonden

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ voor- jaar 2020
Installatiegrootte	[MWp]	2
Vollasturen	[MWh/MWp/jaar]	1045
Investeringskosten	[€/kWp]	720
Kosten voor onderhoud en beheer	[€/kWp/jaar]	12,8
Eenmalige onderhoudskosten in jaar 12	[€/kWp]	32

Tabel 5-11. Overzicht subsidieparameters zon-PV \geq 1 MWp, zonvolgend niet gebouwgebonden

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

5.3 Zonthermie

In het Conceptadvies SDE++ (mei 2019) werd gevraagd om suggesties voor het omgaan met zonthermische systemen die ontworpen zijn voor laagtemperatuurwarmte. De suggesties die vanuit de markt gegeven zijn, bleken waardevol en constructief. Na zorgvuldige afweging is besloten om de indeling in de twee reeds bestaande categorieën niet aan te passen of uit te breiden. Daarmee blijven er in SDE+ 2020 twee categorieën voor zonnepwarmte:

- Zonthermie van 140 kWth tot 1 MWth
- Zonthermie boven 1 MWth

In de consultatieronde zijn er reacties gekomen op de technisch-economische parameters. Dit heeft tot aanpassingen geleid in onder andere de investeringskosten en het maximaal aantal vollasturen. Dit zorgt ervoor dat de jaarlijks te ontvangen subsidie per capaciteitseenheid omlaag gaat.

Daglichtkassen (tuinbouwkassen die, via lenswerking, daglicht benutten voor laagtemperatuurverwarming) vallen niet binnen de categorieën zoals in dit hoofdstuk beschreven.

PVT-systemen (fotovoltaïsche modules in combinatie met thermische collectoren) kunnen, voor wat betreft het thermische gedeelte, niet expliciet voor SDE+ in aanmerking komen. De berekende basisbedragen voor zon-PV en zonthermie zijn niet bepaald met een PVT-systemen in gedachte.

5.3.1 Zonthermie, 140 kWth tot 1 MWth

De ondergrens van zonthermische systemen voor SDE+ ligt bij een apertuuroppervlakte van 200 m² (140 kWth). De aanduiding in m² is hierbij het resultaat van een berekening op basis van de gehanteerde relatie tussen collectoroppervlak en thermisch vermogen.¹⁶ 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 kWth tot 1 MWth betreft tapwaterverwarming met een vermogen van 140 kWth voor grote verbruikers, uitgerust met (door een lichtdoorlatende laag) afgedekte zonnecollectoren en een warmteopslagvat. Op basis van de marktconsultatie worden de investeringskosten naar beneden bijgesteld: van 600 €/kWth naar 525 €/kWth. De onderhoudskosten blijven gelijk aan het eindadvies van het voorgaande jaar. De marktconsultatie wees ook uit dat het aantal vollasturen bij het hogere gewenste temperatuurniveau aan de hoge kant is, en niet haalbaar voor systemen die op relatief hoge temperatuur warmte leveren. Dit wordt naar beneden bijgesteld van 700 uur/jaar naar 600 uur/jaar.

Het correctiebedrag voor deze categorie van zonthermie is ongewijzigd ten opzichte van SDE+ 2019.

Tabel 5-13 geeft de technisch-economische parameters voor een systeem van 200 m² collectoroppervlak of 140 kW. In tabel 5-14 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

¹⁶ Gleisdorf meeting, Recommendation for converting solar thermal collector area into installed capacity, 2004.

Tabel 5-12. Technisch-economische parameters zonthermie, ≥ 140 kWth tot 1 MWth

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE+ 2020
Installatiegrootte	[MW]	0,14	0,14
Vollasturen	[uur/jaar]	700	600
Investeringskosten	[€/kWth]	600	525
Vaste O&M-kosten	[€/kWth/jaar]	1,9	1,9

Tabel 5-13. Overzicht subsidieparameters zonthermie, ≥ 140 kWth tot 1 MWth

	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE+ 2020
Basisbedrag	[€/kWth]	0,098	0,095
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

5.3.2 Zonthermie, ≥ 1 MWth

Op basis van de marktconsultatie worden de investeringskosten naar beneden bijgesteld: van 500 €/kWth naar 420 €/kWth. De onderhoudskosten nemen licht toe vanwege de afhankelijkheid van de verdisconteerde OZB (weliswaar een afname van de investeringskosten maar tevens een toename van het percentage van 0,4% naar 0,5% van de investeringskosten, conform de aannahme bij zon-PV). Analooq aan de categorie zonthermie 140 kWth tot 1 MWth wordt het aantal vollasturen naar beneden bijgesteld van 700 uur/jaar naar 600 uur/jaar, omdat het oorspronkelijke aantal niet haalbaar blijkt voor systemen die op relatief hoge temperatuur warmte leveren.

Het SDE+-referentiesysteem voor de categorie zonthermie ≥ 1 MWth heeft een thermisch vermogen van 5 MWth. Het correctiebedrag voor deze categorie van zonthermie is ongewijzigd ten opzichte van SDE+ 2019.

Tabel 5-15 geeft de technisch-economische parameters voor een systeem van 5 MWth. In tabel 5-16 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 5-14. Technisch-economische parameters energie uit zonthermie, ≥ 1 MWth

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE+ 2020
Installatiegrootte	[MW]	5,0	5,0
Vollasturen	[uur/jaar]	700	600
Investeringskosten	[€/kWth]	500	420
Vaste O&M-kosten	[€/kWth/jaar]	3,9	4,0

Tabel 5-15. Overzicht subsidieparameters zonthermie, ≥ 1 MWth

	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE+ 2020
Basisbedrag	[€/kWth]	0,085	0,080
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

6 Bevindingen windenergie

6.1 Introductie

In het voorliggende hoofdstuk wordt het advies gegeven omtrent de basisbedragen voor de SDE+ 2020 voor wind op land. Het advies voor windenergie op land SDE+ 2020 omvat de volgende SDE+ 2020-categorieën voor windenergie:

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

Achtereenvolgens komen de uitgangspunten, toegepaste werkwijze, de kostenbevindingen en de referentiesystemen aan de orde, gevolgd door de voorgestelde basisbedragen.

6.2 Werkwijze wind op land SDE+ 2020

6.2.1 Uitgangspunten en rekenmethode

Voor de SDE+ 2020 heeft EZK het volgende uitgangspunt meegegeven voor de categorieën gerelateerd aan windenergie op land:

- De grondkosten voor SDE+ 2020 worden bepaald door uit te gaan van een prijs die 10% lager ligt dan de prijs die gehanteerd is bij de advisering over de basisbedragen SDE+ 2019.

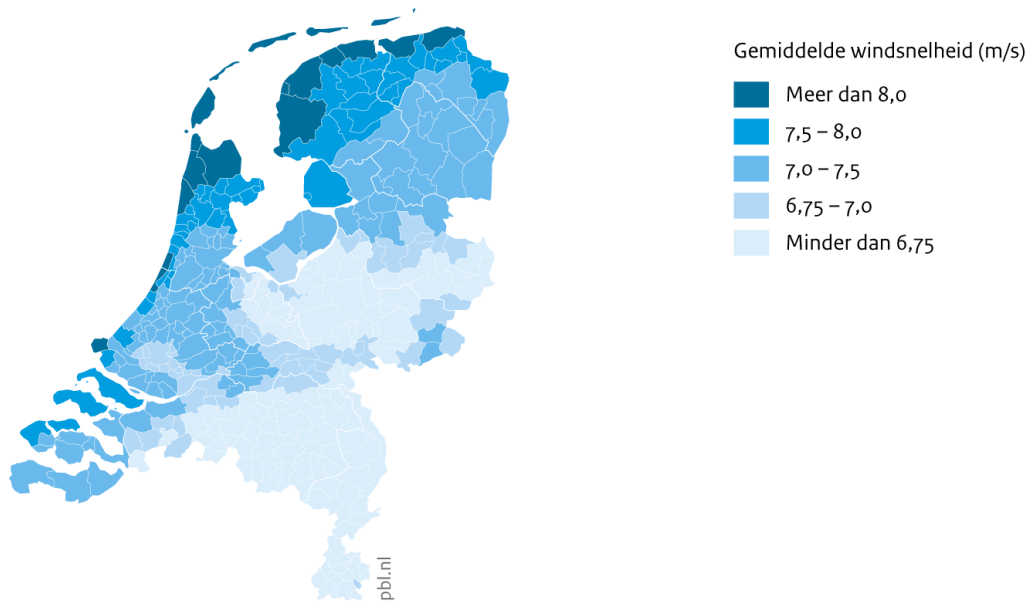
De uitgangspunten leiden ook tot de volgende aannames:

- De uitbreiding van de cashflowperiode door inkomsten uit elektriciteitsverkoop van 15 naar 20 jaar zoals geïntroduceerd in de SDE+ 2019 wordt toegepast. Wij nemen hierbij de ontmantelingskosten mee in jaar 21 voor een nettowaarde van 5% van initiële investeringskosten.
- Zoals ook in SDE+ 2019 het geval was, worden in SDE+ 2020 participatiekosten en voorbereidingskosten niet meegerekend in de berekening van het basisbedrag. De voorbereidingskosten dienen terug te worden verdiend uit het rendement op eigen vermogen. Participatie beschouwt EZK de facto als het laten meedelen in de netto-opbrengst van een windpark; bij participatie gaat het niet om kosten maar om afspraken omtrent winstdeling.

6.2.2 Winddifferentiatie

De categorieën bij windenergie zijn ingedeeld naar windsnelheid. De windsnelheden zijn per gemeente bepaald. Figuur 6-1 toont een windkaart op basis van gemeentegrenzen.

Figuur 6-1
Windsnelheid per gemeente op 100 meter hoogte



Bron: rvo.nl, 2018

Tabel 6-1. Onderverdeling windsnelheidscategorieën voor windenergie

Categorie SDE+ 2020	Windsnelheid op 100 meter	Windsnelheid in basisbedragbepaling	Categorienummering in SDE+ 2019
I	> 8,0 m/s	8,0 m/s	I
II	7,5 – 8,0 m/s	7,5 m/s	II
III	7,0 – 7,5 m/s	7,0 m/s	II
IV	6,75 – 7,0 m/s	6,75 m/s	IVa
V	< 6,75 m/s	6,5 m/s	IVb

6.2.3 Meegenomen kosten windenergie

In tabel 6-2 staat 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 diensgevolge verondersteld uit het projectrendement gehaald te kunnen worden.

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

Categorie	Groep	Kosten
Meegewogen kosten	Investeringskosten	Windturbine (incl. transport en installatie)
		Meerkosten:
		Fundering (inclusief heipalen)
		Elektrische infrastructuur in het park
		Netaansluiting
		Civiele infrastructuur
		Bouwrente
		CAR-verzekering tijdens de bouw
		Grondkosten tijdens de bouw
		Bouwmanagement
		Verwijderingskosten
	Variabele operationele kosten	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 juridische kosten

6.2.4 Ashoogte en tiphoogte

Gezien de toename van de grootte van turbines heeft EZK gevraagd of het opportuun is om voor het referentieproject uit te gaan van ashoogtes van ten minste 100 meter.

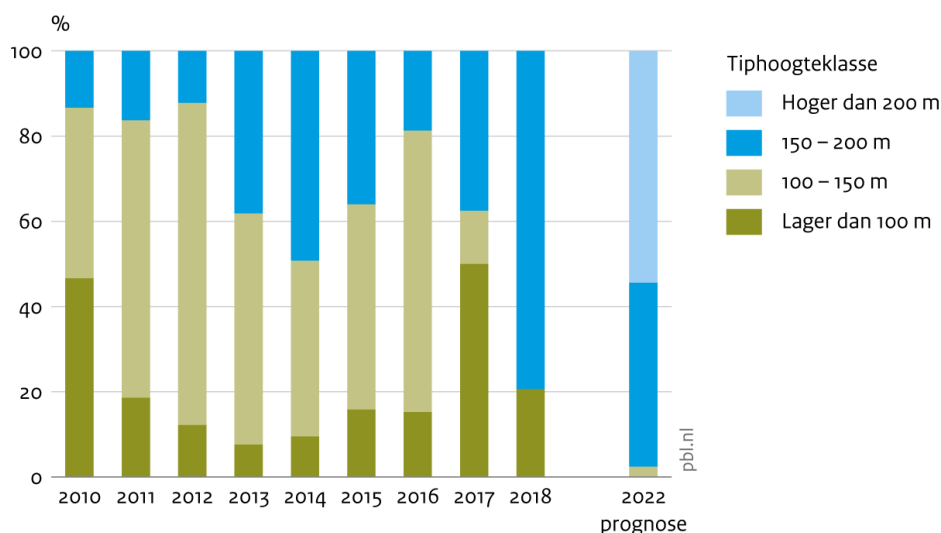
De grootte van de windturbines stijgt inderdaad snel over de afgelopen jaren, waarbij zowel de ashoogte als de rotordiameter toeneemt. Deze ontwikkeling wordt verklaard door de toegenomen productie die grotere turbines kunnen leveren vanwege de hogere windsnelheden op grotere hoogte. Bijgevolg nemen turbines met een tiphoogte (gelijk aan de ashoogte plus halve rotordiameter) van minder dan 150m geleidelijk af, terwijl turbines met een tiphoogte boven 200m de nieuwe trend worden.

Dit wordt gepresenteerd in figuur 6-2; deze figuur toont de tiphoogte van windturbines geïnstalleerd in Nederland, in de periode 2010 tot en met 2018. In deze periode werd het aandeel van windturbines met een tiphoogte van meer dan 150 meter geleidelijk groter. 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 een percentage van projecten met kleinschalige turbines blijft bestaan.

De verwachting is dat deze klasse van kleiner dan 100 meter in de toekomst verdwijnt, omdat deze niet competitief zijn met de grotere windturbines. Dit wordt versterkt door de SDE+-bedragen zelf, die geënt zijn op het merendeel van de projecten en de technologieontwikkeling volgt voor een kostenefficiënte toepassing van de SDE. Dit is ook te zien in de projecten die in 2018 de SDE+-subsidieaanvraag hebben ingediend¹⁷; te zien is dat na 2022 windprojecten vooral windturbines met een tiphoogte van meer dan 200 meter toepassen.

Figuur 6-2

Hoogte van nieuw geplaatste windmolens op land



Bron: PBL; RVO.nl

In de SDE+ 2019 is uitgegaan van een ashoogte van minimaal 80 meter voor de berekening van het basisbedrag om een grens te stellen aan de windturbines die meegenomen worden in de kosten- en batenschattingen in de SDE+-basisbedragenbepaling. In de SDE+ 2020 wordt uitgegaan van een ashoogte van minimaal 100 meter op grond van de uitgangspunten van EZK en de ontwikkelingen in het windturbineaanbod.

6.3 Kostenbevindingen

6.3.1 Kosten en baten

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). Net als vorig jaar zien het PBL en DNV GL een daling in de turbineprijzen.

Bovenop de turbineprijs komen kosten voor fundering (inclusief heipalen), elektrische infrastructuur in het park, netaansluiting, civiele infrastructuur, bouwrente, bouwmanagement en CAR-verzekering tijdens de bouw. De extra kosten zijn gestegen ten opzichte van de aannames in de SDE+ 2019. De geschatte totale investeringskosten komen hiermee uit op een totaalbedrag van 1140 €/kW.

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>

Operationele 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+ 2019 werden de garantie- en onderhoudskosten voor de turbine op 0,0092 €/kWh vastgelegd, gemiddeld over 20 jaar. Voor de SDE+ 2020 wordt wederom een daling verwacht en onderhoudskosten worden vastgesteld op 0,0066 €/kWh gemiddeld over 20 jaar.

Bovenop de genoemde turbineonderhoudskosten komen de grondkosten. Sinds de SDE+ 2014 rekenen wij op aangeven van EZK met een jaarlijkse verlaging van 10% van de grondkosten. In de SDE+ 2019 is gerekend met grondkosten die op 0,0029 €/kWh liggen. Voor de SDE+ 2020 worden de grondkosten dus verlaagd naar 0,0026 €/kWh. Hiermee komen de totale variabele O&M-kosten voor deze categorie op 0,0092 €/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+ 2020 geschat op 11,5 €/kW. Dit is een daling ten opzichte van de 12,3 €/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) opdrachten aan decentrale overheden en kosten ten gevolge van het voorbereidings-traject (inclusief financieringskosten en kosten ten gevolge van juridische procedures), worden niet meegewogen in de berekening van de productiekosten.

Baten windenergie

De berekeningen van de basisbedragen worden gemaakt in het OT-model¹⁸. 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. Ter ondersteuning wordt daarom gebruik gemaakt van een turbinemodel. In dit turbinemodel wordt de energieopbrengst voor een portfolio van turbines berekend met behulp van de specifieke vermogenskromme per windturbine en de jaargemiddelde windsnelheden. In het turbinemodel wordt de windsnelheid (op een hoogte van 100 meter) 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. Aan de hand van de uitkomsten van het turbinemodel wordt een algemene inschatting gemaakt van de basisbedragen en energieopbrengsten per windcategorie.

In de schatting van de energieopbrengst wordt er 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 gebruik gemaakt van nieuwe types windturbines die bij dezelfde windsnelheden een aanzienlijk groter aantal vollasturen realiseren. Dit heeft een substantieel effect op de daling van de basisbedragen. In de reguliere categorie stijgen de vollasturen vanwege de ontwikkeling van grotere turbines en de bepaling dat de tiphoogte minstens 150 meter is, ten opzichte van een hubhoogte¹⁹ van minstens 80 meter in de SDE+ 2019.

¹⁸ PBL-website OT-model: <https://www.pbl.nl/sde>

¹⁹ De tiphoogte is de som van de ashoogte en de helft van de rotordiameter. De hubhoogte ligt nabij de ashoogte.

Technisch-economische parameters

De technisch-economische parameters specifiek voor windenergie staan in tabel 6-3.

Tabel 6-3. Technisch-economische parameters voor windenergie op land

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2020
Rendement op eigen vermogen	[%]	12,0
Rente lening	[%]	1,5
Vennootschapsbelasting ²⁰	[%]	21,7

6.4 Beschrijving referentie-installaties

6.4.1 Referentie wind op land

Voor de berekeningen voor *Wind op land* wordt een gemiddelde windparkgrootte van 50 MW *geïnstalleerd vermogen aangenomen* voor alle windsnelheidscategorieën, evenals vorig jaar; deze referentie-grootte is gekozen om zowel recht te doen aan kleinere parken (indicatief 15 MW) als aan de grote Rijkscoördinatie-regeling (RCR)-projecten van meer dan 100 MW. De technisch-economische parameters staan in tabel 6-4.

Tabel 6-4. Technisch-economische parameters voor wind op land (regulier)

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2020
Installatiegrootte	[MW]	50,0
Investeringskosten	[€/kWe]	1140
Vaste O&M-kosten	[€/kWe/jaar]	11,5
Variabele O&M kosten	[€/kWh]	0,0092
Opslag voor transactiekosten, basisprijspremie	[€/kWh]	0,0027
Totale variabele operationele kosten	[€/kWh]	0,0119

6.4.2 Referentie Wind op waterkeringen

Voor de categorie *Wind op waterkeringen* wordt er 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. Wij gebruiken voor de berekeningen voor wind op waterkeringen net als bij wind op land een gemiddelde windparkgrootte van 50 MW om recht te doen aan kleinere projecten (indicatief 15 MW) en grotere RCR-projecten van meer dan 100 MW.

Het plaatsen van een windturbine in de categorie *Wind op waterkeringen* leidt ten opzichte van de categorie *Windenergie 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.

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

- Netaansluitingen: de aansluitingsmogelijkheden voor windturbines op waterkeringen bevinden zich vaak op grotere afstand. Bovendien moeten vaak extra boringen onder het wateroppervlak gedaan worden.

Door de daling in de turbineprijzen is voor *Wind op land* ook een aanpassing in de totale investeringskosten gedaan. Voor *Wind op waterkeringen* worden de investeringskosten eveneens verlaagd: van 1335 naar 1300 €/kW. Tabel 6-5 toont de technisch-economische parameters voor *Wind op waterkeringen*. Deze parameters zijn, op de investeringskosten na, gelijk aan die van de categorie *Wind op land*. Voor een toelichting op de overige parameters (en de rekenmethode) wordt verwezen naar paragraaf 6.3 kostenbevindingen windenergie op land.

Tabel 6-5. Technisch-economische parameters voor wind op waterkering

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

6.4.3 Wind in meer, water ≥ 1 km²

Voor *Wind in meer, water ≥ 1 km²* 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 8,0 m/s, omdat aangenomen is dat projecten voor *Wind in meer* geplaatst worden in water waarboven een relatief hoge gemiddelde windsnelheid heerst.

Door de daling in de turbineprijzen is evenals voor *Wind op land* ook een aanpassing in de totale investeringskosten gedaan bij *Wind in meer*; deze zijn verlaagd naar 1840 €/kW. Een reden van deze vrij grote daling is de locatie van wind-in-meer-projecten: momenteel zien we vooral projecten die gebouwd worden in water langs de dijken.

De garantie- en onderhoudskosten voor de turbines wordt verlaagd naar 0,0104 €/kWh. Hier bovenop komen grondvergoedingen van 0,0026 €/kWh, zodat de totale variabele O&M-kosten op 0,0130 €/kWh uitkomen. De vaste kosten bestaan uit de verzekeringskosten, netinstandhoudingskosten, kosten voor eigenverbruik, onroerendezaakbelasting (OZB), kosten voor beheer en kosten voor onderhoud van de *Balance of Plant* (BoP). Voor *Wind in meer* zijn de kosten voor het onderhoud 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 €/kW.

Tabel 6-6 toont de technisch-economische parameters voor *Wind in meer*. Deze parameters wijken af van de parameters gehanteerd voor *Wind op land*. Een toelichting op de afwijkende parameters is te vinden in bovenstaande tekst.

Tabel 6-6. Technisch-economische parameters Wind in meer

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2020	Advies SDE+ 2019
Installatiegrootte	[MW]	150	150
Investeringskosten	[€/kWe]	1840	2380
Vaste O&M-kosten	[€/kWe/jaar]	15,0	24,0
Variabele O&M kosten	[€/kWh]	0,0126	0,0148
Opslag voor transactiekosten, basisprijspremie	[€/kWh]	0,0027	0,0027
Totale variabele operationele kosten	[€/kWh]	0,0153	0,0175

6.5 Advies basisbedragen

6.5.1 Basisbedragen wind op land

De uit de aannames en berekeningen resulterende basisbedragen staan in tabel 6-7 en tabel 6-8. De windviewer bepaalt de windcategorie voor een project en daarmee tot welk basisbedrag maximaal mag worden ingediend. Bijvoorbeeld: stel dat volgens de windviewer alle turbines vallen binnen de categorie *Wind op land, $\geq 7,50$ m/s en $< 8,00$ m/s*, dan is een basisbedrag van 0,045 €/kWh van toepassing voor die turbines.

Tabel 6-7. Basisbedragen voor Wind op land

Categorie	Eenheid	Advies SDE+ 2020	Advies SDE+ 2019
Wind op land, $\geq 8,00$ m/s	[€/kWh]	0,042	0,054
Wind op land, $\geq 7,50$ en $< 8,00$ m/s	[€/kWh]	0,045	0,058
Wind op land, $\geq 7,00$ en $< 7,50$ m/s	[€/kWh]	0,048	0,064
Wind op land, $\geq 6,75$ en $< 7,00$ m/s	[€/kWh]	0,052	0,067
Wind op land, $< 6,75$ m/s	[€/kWh]	0,056	0,071

Tabel 6-8. Overzicht subsidieparameters Wind op land

	Eenheid	Advies SDE+ 2020	Advies SDE+ 2019
Basisbedrag SDE+ 2020	[€/kWh]	0,042-0,056	0,054-0,071
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15
Economische levensduur	[jaar]	20	20
Berekeningswijze correctiebedrag	EPEX x PIF		

6.5.2 Basisbedragen wind op waterkeringen

De resulterende basisbedragen voor *Wind op waterkeringen* staan in tabel 6-9. Evenals voor wind op land, is winddifferentiatie van toepassing. De windviewer bepaalt de windcategorie voor een project en daarmee tot welk basisbedrag maximaal mag worden ingediend.

Tabel 6-9. Basisbedragen Wind op waterkeringen

Categorie	Eenheid	Advies SDE+ 2020	Advies SDE+ 2019
Wind op waterkering, $\geq 8,00$ m/s	[€/kWh]	0,046	0,059
Wind op waterkering, $\geq 7,50$ en $< 8,00$ m/s	[€/kWh]	0,049	0,064
Wind op waterkering, $\geq 7,00$ en $< 7,50$ m/s	[€/kWh]	0,052	0,070
Wind op waterkering, $\geq 6,75$ en $< 7,00$ m/s	[€/kWh]	0,057	0,073
Wind op waterkering, $< 6,75$ m/s	[€/kWh]	0,061	0,078

In tabel 6-10 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 6-10. Overzicht subsidieparameters Wind op waterkeringen

	Eenheid	Advies SDE+ 2020	Advies SDE+ 2019
Basisbedrag SDE+ 2020	[€/kWh]	0,046-0,061	0,059-0,078
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15
Economische levensduur	[jaar]	20	20
Berekeningswijze correctiebedrag	EPEX x PIF		

6.5.3 Basisbedragen wind in meer, water ≥ 1 km²

Het resulterende basisbedrag voor *Wind in meer*, ≥ 1 km² en enkele andere subsidieparameters staan in tabel 6-11. Evenals voor de andere windenergiecategorieën geldt er een project-specifieke vollasturencap. Voor *Wind in meer* is géén winddifferentiatie van toepassing, aangezien er verwacht wordt dat wind-in-meer-projecten alleen in de windrijkere delen van Nederland ontwikkeld worden.

Tabel 6-11. Overzicht subsidieparameters Wind in meer

	Eenheid	Advies SDE+ 2020	Advies SDE+ 2019
Basisbedrag SDE+ 2020	[€/kWh]	0,059	0,086
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15
Economische levensduur	[jaar]	20	20
Berekeningswijze correctiebedrag	EPEX x PIF		

7 Bevindingen geothermie

7.1 Introductie

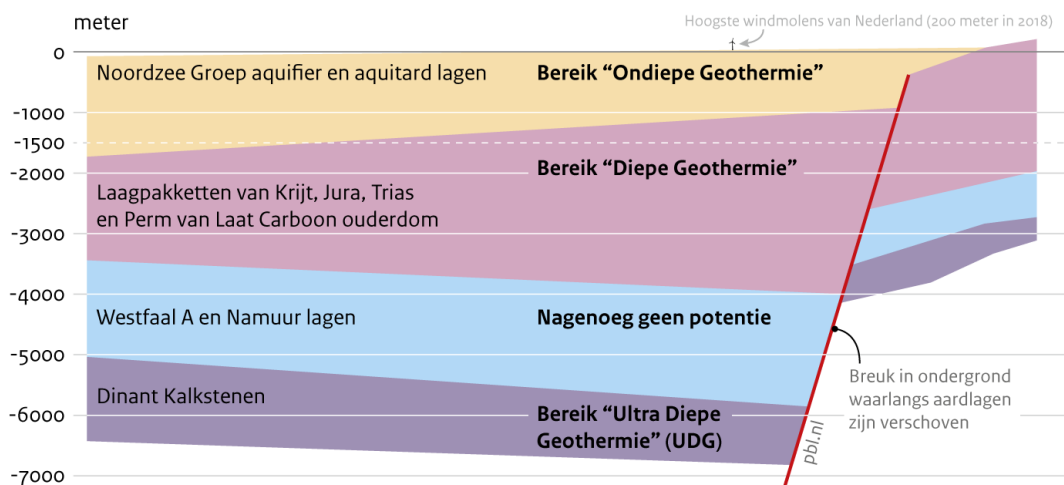
Het ministerie van Economische Zaken en Klimaat heeft aan het PBL gevraagd om voor de categorie geothermie samen met DNV GL en ECN *part of* TNO, en ondersteund door TNO Advisory Group for Economic Affairs (TNO AGE), advies uit te brengen over de subsidiehoogtes voor hernieuwbare energie in 2020. Dit hoofdstuk bevat het advies voor geothermie SDE+ 2020 inclusief kostenbevindingen. Het nu voorliggende hoofdstuk geeft naast een advies over de basisbedragen, ook een actualisatie van het overzicht van de bronvermogens en kosten van de referentieprojecten.

7.2 Beschrijving referentie-installaties

7.2.1 Inleiding

Dit hoofdstuk beschrijft de bevindingen over de categorieën gerelateerd aan geothermie. Hierbij wordt onderscheid gemaakt tussen de volgende categorieën: Diepe geothermie, Ultra diepe geothermie en Diepe geothermie (uitbreiding). In figuur 7-1 wordt een toelichting gegeven op de opbouw van de verschillende aardlagen in Nederland. De kosteneffectiviteit van ondersteuning van geothermie is gebaat bij afstemming van de regeling op deze van nature voorkomende aardlagen.

Figuur 7-1
Opbouw aardlagen in Nederland



Bron: PBL

- **Ondiepe Geothermie**
Ondiepe Geothermie wordt hier gedefinieerd als het winnen van aardwarmte uit de formatielagen van de lithostratigrafische Noordzee Groep. Dit is geen onderdeel van het advies over de voorjaarsronde SDE+ 2019.
- **Diepe Geothermie**
Diepe Geothermie wordt gedefinieerd als het winnen van warmte uit laagpakketten *dieper* dan de basis van de Noordzee Groep en ondieper dan 4000 meter. Vooralnog betreffen dit 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 dan 4000 meter en vallen zij derhalve in de *Diepe Geothermie*.
- **Ultradiepe Geothermie**
Ultradiepe Geothermie wordt gedefinieerd als het winnen van warmte uit laagpakketten die dieper dan 4000 meter liggen. Vooralnog zijn dat gesteente pakketten van ouderdom van Vroeg Carboon (Dinant kalksteen) en Devoon.

Conform de uitgangspunten voor dit SDE+ 2020-advies, volgen wij de wettelijke grens uit de mijnbouwwet van 500 meter. Tevens geven wij ter overweging de dieptegrens voor diepe geothermieprojecten bij te stellen van 500 meter, zoals van toepassing in de SDE+ 2019 naar 'vanaf de basis van de Noordzee Groep' voor de SDE+ 2020.

De Nederlandse ondergrond bestaat tot een diepte van 0 tot maximaal circa 1800 meter uit de ongeconsolideerde sedimenten van de Noordzee Groep: zand en klei. Op seismiek en in boringen is dit interval (Noordzee Groep) eenduidig te herkennen en te definiëren op nagenoeg elke locatie in Nederland. Ondiepe geothermie wordt in dit SDE+ 2020-advies gedefinieerd als het winnen van aardwarmte uit de formatielagen van deze lithostratigrafische Noordzee Groep. Ook voor diepe en ultradiepe geothermie zijn de definities aangepast naar geologische laagdieptes.

In tabel 7-1 wordt indicatief aangegeven welke projectcomponenten ingezet worden in de verschillende categorieën. De huidige SDE+-regeling gaat uit van een bronvermogen gebaseerd op het temperatuurverschil tussen de productie- en de injectieput. Dit verschil wordt mogelijk verkregen door bijvoorbeeld verdere uitkoeling middels een warmtepomp of door cascadering.

Tabel 7-1. Overzicht categorieën en de bijhorende componenten met hun inzet

Categorie	Bron	Pomp ²¹	Warmtepomp ²²
Diepe geothermie	Diepe aardwarmte	ESP, IP	Optioneel: dieper uitkoelen
Ultradiepe geothermie	Ultra diepe aardwarmte	ESP, IP	Optioneel: dieper uitkoelen
Diepe geothermie (uitbreiding)	Diepe aardwarmte	ESP, IP	Optioneel: dieper uitkoelen

²¹ Pomp:

- ESP: *Electrical Submersible Pump* / opvoerpomp
- IP: Injectiepomp.

²² Warmtepomp:

- Ophogen afgiftetemperatuur: Inzet warmtepomp voor temperatuurlift van de temperatuur van de warmtebron tot aan afgiftetemperatuur voor de eindgebruiker
- Dieper uitkoelen: Warmtepomp kan worden ingezet voor verdere uitkoeling op retour voor injectie.

Invloed warmtepomp

Een warmtepomp kan voor meerdere doeleinden ingezet worden. Aan de ene kant kan de warmtepomp ingezet worden voor het verhogen van de afgiftetemperatuur. Hiernaast kan een warmtepomp worden ingezet voor het uitkoelen van bijvoorbeeld retourleidingen. Hierbij kan de warmtepomp worden aangesloten op de retourleiding ten behoeve van verdere uitkoeling van het injectiewater. Hiermee wordt dan een groter temperatuurverschil tussen de productie- en injectieput van het geothermisch doublet verkregen, waardoor een groter geothermisch bronvermogen beschikbaar komt. Op basis van beperkte praktijkinformatie lijkt de toename van het bronvermogen door de inzet van een warmtepomp voor diepere uitkoeling op te wegen tegen de hogere investerings- en operationele kosten. Hierdoor komen de specifieke kosten per kW ook lager te liggen, wat tevens leidt tot iets lagere productiekosten.

Kostenposten

Tabel 7-2 geeft weer welke kostenposten wel of niet meegenomen zijn bij de bepaling van de specifieke investerings- en vaste operationele kosten en de basisbedragen. Voor de abandoneringskosten en restwaarde na de subsidieperiode van de geothermiebronnen is aangenomen dat deze tegen elkaar wegvallen, derhalve zijn beide niet meegenomen in de referentiecasse-kostenberekening.

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. Vandaar dat kosten voor een *blow-out preventor* voor ondiepe geothermie en voor dubbele verbuizing voor geothermie niet zijn meegenomen in de berekening van de huidige basisbedragen. Mocht deze vernieuwde Mijnbouwwet met deze bijkomende eisen van kracht worden voor een van de openstellingen van de SDE+-regeling in 2020, dan adviseren wij EZK om een na-advies op te laten stellen, waarin deze bijkomende kosten wel verrekend worden in het basisbedrag.

Na de aankondiging door EZK (kamerbrief 21 maart 2019) over mogelijke participatie van EBN in geothermieprojecten, kwam tijdens het proces voor dit advies niet naar voren welke mogelijke impact dit zou hebben op de techno-economische parameters van geothermieprojecten, en dus op de berekening van het basisbedrag. Vandaar dat in dit advies geen rekening gehouden is met een mogelijke rol van EBN en impact daardoor op het basisbedrag.

De voortgang en versnelling van de groei van de geothermie in Nederland is gebaat bij het delen van kennis en kunde alsmede het delen van geologische, geofysische en productiegegevens. Momenteel vallen deze gegevens onder de Mijnbouwwet en derhalve blijven ze voor maximaal vijf jaar in het confidentiële domein. Slechts een subset van de geothermische projecten, met name degene die deelnemen aan de RNES-garantieregeling aardwarmte, zijn verplicht via RVO.nl een deel van de gegevens vrij te geven na afsluiting van het Garantie-fonds dossier bij RVO.nl.

Als geologische en geofysische gegevens vervroegd in het publieke domein komen, dan kunnen met die gegevens de geologische onzekerheden op een tijdsefficiëntere manier verkleind worden. We geven ter overweging mee dat indien men gebruik maakt van de SDE+-regeling (zo mogelijk met terugwerkende kracht ook de SDE en SDE+), de geologische, geofysische en productiedata die worden verkregen in het traject van het completeren van een geothermisch project binnen afzienbare tijd na de realisatie van het project (kort na de productie-start) verplicht in het publieke domein worden geplaatst, via de reguliere route (via EZK-website www.nlog.nl).

Tabel 7-2. Wel en niet meegenomen kosten voor geothermie

Kostenpost	Groep	Details
Wel mee- genomen	Investeringskosten	Boorkosten (incl. materiaal, tests, afvoer afval)
		Kosten voor pompen (ESP)
		Kosten voor gas- of olieafvang
		Kosten voor bovengrondse warmtewisselaars
		Kosten voor een warmtepomp (optioneel)
		Kosten voor bovengrondse installatie
		Kosten voor verzekeringen
		Aansluiting op warmtetransportnet
		Kosten voor geologisch onderzoek, indien uitgevoerd na de SDE+-aanvraag
	Operationele kosten	Garantie en onderhoud
		Netbeheer, elektra
		Personeelskosten
		Administratiekosten
		Opstalvergoeding
		Monitoringssysteem
		Verzekeringen
		Reservedelen
		Afvoerkosten (voor bijvoorbeeld afval)
		Onvoorzien
Niet mee- genomen	Investeringskosten	Kosten voor een warmtedistributienet naar de afnemers
		Kosten voor lokale woning- of gebouwaansluitingen
		Kosten voor een vervangende warmtevoorziening (ketel, WKK, back-up)
		Kosten voorbereidingstraject, inclusief financieringskosten en kosten ten gevolge van juridische procedures
		Kosten voor geologisch vooronderzoek, indien uitgevoerd voor de SDE+-aanvraag
		Kosten voor vergunningen en contracten
		Abandonneringskosten
		Restwaarde
		Operationele kosten

7.3 Diepe geothermie

Deze categorie is representatief voor het toepassingsgebied van een groot aantal geothermische projecten, met name in de glastuinbouw, maar ook is deze categorie representatief voor geothermische projecten die gebruik maken van een doublet bestaande uit verlaten olie- of gasputten. De dieptegrens voor deze categorie is afgebakend als liggend tussen de basis van de Noordzee Groep tot een maximale diepte van 4000 meter.

Wij verwachten dat in het interval tussen de 3500 en 4000 meter de permeabiliteit dermate verslechtert dat enkel een laag debiet haalbaar is. Ook wordt vanwege de verwachte extreem lage permeabiliteit in zandsteenreservoirs beneden de 4000 meter de potentie om enig relevant debiet te verkrijgen nihil geacht. Ook blijkt dat de boorkosten per meter, zoals wel in eerdere SDE+-adviezen werd geschat, niet extreem oplopen voor boordieptes tot 4000 meter en er geen economische reden is om 3500 meter aan te houden. Het verleggen

van de grens van 3500 naar 4000 meter lijkt hiermee dan zowel een gedeeltelijke geologische als ook een economische rationale te kennen.

Opslagsystemen (zoals warmte-koude-opslag 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.

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 hebben een grote invloed op het investeringsbedrag voor geothermische projecten.

Voor gerealiseerde projecten wijkt het werkelijke productievermogen vaak af van het beschikte productievermogen. In dit rapport zijn de gemiddelde werkelijke productievermogens leidend, niet de gemiddelde beschikte vermogens.

Voor de optie *Verlaten olie- of gasputten dienend als geothermisch doublet* geldt dat projecten die in deze categorieën vallen ook uit kunnen in deze categorie; dit omdat uit het advies voor de SDE+ 2019 bleek dat de berekende basisbedragen voor de optie verlaten olie- of gasputten in dezelfde range liggen als de basisbedragen voor de diepe geothermische doubletprojecten.

Correctiebedrag

Diepe geothermie kent haar toepassing typisch in de glastuinbouw. Deze sector kenmerkt zich door een groot aandeel WKK in de warmtevoorziening, momenteel staat op ongeveer tweederde van het glasareaal een WKK. Een deel van dat WKK-vermogen wordt ingezet voor levering van elektriciteit aan het net, waarbij de opgewekte warmte wel zelf gebruikt wordt. Het overig areaal wordt met gasketels verwarmd. Voor het correctiebedrag zou dus moeten uitgegaan worden van een gewogen gemiddelde van gasketels, *must-run*-WKK's en flexibele WKK's. Voor de eenvoud is wordt geadviseerd om het correctiebedrag te bepalen op basis van *must-run*-WKK. Berekeningswijze voor het correctiewijze is daarbij $90\% \times TTF_{LHV}$.

Tabel 7-3. Technisch-economische parameters voor diepe geothermie

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE+ 2020
Thermisch outputvermogen	[MW]	16	17,5
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	6000	6000
Elektriciteitsverbruik	[MWh/jaar]		3125
Investeringskosten	[€/kW]	1480	1132
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	115	109
Variabele O&M-kosten	[€/kWh /jaar]	0,0019	0,0019

7.4 Ultradiepe geothermie

Voor het SDE+-advies voor 2019 is de grenswaarde van deze categorie van ≥ 3500 meter aangepast tot ≥ 4000 meter. Reden hiervoor is om beter aan te sluiten bij de markt, waarbij 4000 meter als minimale diepte wordt aangenomen voor ultradiepe geothermie (UDG). De verwachte hogetemperatuurwarmtewinning van $> 120-140$ °C is ook de rationale om voor deze UDG-categorie voor een minimale diepte van 4000 meter te kiezen.

Beneden de 4000 meter zien wij de kalksteenlagen uit het Dinantien 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 hogere-temperatuurtoepassingen voor met name industriële processen en wordt gekenmerkt door de grotere boordiepte van het geothermisch doublet. 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 8½ inch. Het bronvermogen voor de verschillende cases varieert hierdoor tussen de 17 en 30 MW. Voor deze twee vergelijkingsprojecten is een warmtetransportleiding meegenomen, waarvan de lengte varieert van een halve kilometer voor het kleinste project tot vier 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. Omdat de verwachting is dat deze categorie eerder voor industriële toepassingen zal ingezet worden door de hogere productietemperatuur, wordt bij deze categorie uitgegaan van 7000 vollasturen per jaar.

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 7-4 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. Deze parameters zijn niet gewijzigd ten opzichte van het SDE+-eindadvies van 2019.

Tabel 7-4. Technisch-economische parameters ultradiepe geothermie

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE+ 2020
Thermisch outputvermogen	[MW]	17	17
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	7000	7000
Elektriciteitsverbruik	[MWh/jaar]		5768
Investeringskosten	[€/kW]	2509	2509
Vaste O&M-kosten	[€/kW /jaar]	107	107
Variabele O&M-kosten	[€/kWh output]	0,0076	0,0076

7.5 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 de categorie is er 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. De dieptegrens afbakening voor deze categorie is gelijk aan de afbakening als vernoemd onder paragraaf over diepe geothermie.

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 verscheidene onzekerheden die een significant effect kunnen hebben op de kostprijs. Echter, een vergelijkbare onzekerheid in kostprijs bestaat ook voor nieuwe geothermische doubletten. Voor de referentiecasse 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 O&M-kosten voor een 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 7-5 geeft de technisch-economische parameters weer voor de referentiecasse van deze categorie, met een boordiepte van 2200 meter en met een additioneel bronvermogen van 16 MW. Voor extra-put-projecten 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 diepe geothermie (basislast). Deze parameters niet gewijzigd ten opzichte van het SDE+-eindadvies van 2019.

Tabel 7-5. Technisch-economische parameters diepe geothermie (uitbreiding)

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE+ 2020
Thermisch outputvermogen	[MW]	16	16
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	6000	6000
Elektriciteitsverbruik	[MWh/jaar]		4118
Investeringskosten	[€/kW]	433	433
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	115	115
Variabele O&M-kosten	[€/kWh output]	0,0019	0,0019

7.6 Advies basisbedragen

In tabel 7-6 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidie parameters weergegeven. De lijst met definities Geothermie is opgenomen in het eindadvies SDE++ 2020.

Tabel 7-6. Overzicht basisbedragen (€/kWh)

Categorie	Advies SDE+ 2019	Advies SDE+ 2020
Diepe geothermie	0,052	0,043
Ultradiepe geothermie	0,067	0,065
Diepe geothermie (uitbreiding)	0,032	0,031

8 Bevindingen

verbranding en vergassing van biomassa

8.1 Inleiding

Dit hoofdstuk behandelt de basisbedragen voor hernieuwbare energie in de SDE+ 2020 voor de categorieën voor verbranding en vergassing van biomassa, te weten:

- Biomassavergassing ($\geq 95\%$ biogeen)
- 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

8.2 Rekenmethode

8.2.1 Investeringskosten

Om tot de basisbedragen voor de categorieën voor biomassaverbranding en -vergassing te komen, worden verschillende installatietypes met bijbehorende investeringen gebruikt. Bovenop de kosten voor de mechanische werken, te weten voor ketels (houtlijn, ketel, waterzijdige uitkoppeling, rookgasreiniging) en vergassers (vergasser, gasreiniging, gasopwaardering) komen kosten voor de bouwkundige werken, te weten biomassaopslag (silo's of bunkers) en gebouwen. Kosten voor het transport van de apparatuur naar de locatie en de montage en inbedrijfstelling is tevens onderdeel van de investeringskosten. Dit zijn dus de bouwkosten van de installatie binnen de grenzen van de biomassa-installatie, exclusief de kosten van het terrein.

Uit de marktconsultatie blijkt dat industriële stoomketels doorgaans geplaatst worden op een (nieuw) terrein aangrenzend aan de industriële afnemer. Derhalve wordt dit jaar rekening gehouden met het aanleggen van een stoomleiding tussen de energiecentrale en de industriële afnemer.

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

De vaste O&M-kosten bestaan uit de kosten voor de garantie- en onderhoudscontracten en verzekeringen. Tevens zijn directe personele lasten onderdeel van de vaste O&M-kosten.

De variabele jaarlijkse kosten betreffen gebruiksmaterialen zoals chemicaliën en afvoerkosten van assen. Ook kosten van elektriciteit voor onder meer aandrijving van ventilatoren en pompen behoren tot de variabele O&M-kosten. De kosten van biomassa zijn geen onderdeel van de O&M-kosten, maar worden separaat gerapporteerd.

Uit de marktconsultatie blijkt dat industriële stoomketels doorgaans geplaatst worden op een (nieuw) terrein aangrenzend aan de industriële afnemer. Derhalve wordt dit jaar rekening gehouden met het pachten van grond voor het plaatsen van een industriële stoomketel.

Dit jaar wordt tevens rekening gehouden met een verhoging van de afvalstoffenheffing voor het afvoeren van as. Dit tarief is verhoogd van 13,21 €/t naar 32,12 €/t. Uitgaande van 3%-6% as in het snoei- en dunningshout en het B-hout, zorgt dit voor een verhoging van de variabele O&M kosten van 0,0003 €/kWh output. Dit is van toepassing op de categorieën die snoei- en dunningshout en B-hout gebruiken. Voor houtpellets is verhoging van de O&M-kosten verwaarloosbaar.

8.2.3 Overzicht van kostencomponenten

Om op een consistente wijze de SDE+-basisbedragen te kunnen berekenen, worden systeemgrenzen in acht genomen. Om deze systeemgrenzen duidelijker te maken wordt in tabel 8-1 opgesomd welke kostencomponenten wel en welke niet meegewogen worden.

8.2.4 Baten: opbrengsten

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

Tabel 8-1. Overzicht wel- en niet meegenomen kosten biomassaverbranding en vergassing

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

8.3 Gehanteerde prijzen voor verbranding en vergassing van biomassa

Biomassa als brandstof is er in verschillende kwaliteiten. In dit hoofdstuk is een aantal referentiebrandstoffen gebruikt. Voor vaste biomassa worden zowel snoei- en dunningshout als houtpellets als referentie gebruikt. Voor vloeibare biomassa wordt dierlijk vet als prijsreferentie aangehouden.

Tabel 8-2 toont een overzicht van deze verschillende referenties voor biomassa als brandstof. Een nadere toelichting op de componenten in de tabel is in de volgende subparagrafen weergegeven.

Tabel 8-2. Gehanteerde biomassaprijzen SDE+ 2020, in actuele prijzen tenzij anders aangegeven

Biomassa voor verbranding en vergassing	Energie-inhoud [GJ/t]	Prijs [€/t]	Referentie-prijs SDE+ 2020 [€/GJ]	Referentie-prijs SDE+ 2019 [€/GJ]	Referentie-prijs SDE+ 2014** [€/2014/GJ]	Referentie-prijs SDE+ 2014** [€/2019/GJ]
Vaste biomassa						
Snoei- en dunningshout	9	45	5,0	5,0	5,3	5,5
Houtpellets, ketels	17	180	10,6	10,0	n.v.t.*	n.v.t.*
B-hout	13	0	0,0	0,0	2,2	2,3
Vloeibare biomassa						
Dierlijk vet	39	571	14,6	15,1	15,4	15,9

* Niet van toepassing daar EZK nader heeft gespecificeerd dat het betreffende uitgangspunt om naar 2014-prijzen te kijken enkel betrekking heeft op lokale of regionale biomassa waar de SDE+ in potentie een direct prijseffect op kan hebben.

** De referentieprijs uit 2014 wordt hier getoond, omdat deze prijs conform de uitgangspunten door EZK als maximaal subsidiabele biomassaprijs gezien wordt.

8.3.1 Vaste biomassa

Snoei- en dunningshout

Afhankelijk van het project, worden diverse kwaliteiten van biomassa ingezet, van verschillende origine, met verschillende contracteringsvormen en daarmee dus met zeer verschillende prijsstellingen. De referentiebrandstof voor nieuwe installaties voor thermische conversie van vaste biomassa en voor ketels op vaste biomassa is snoei- en dunningshout. 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. De prijs van houtsnippers is afgelopen jaren sterk gedaald, en het is mogelijk om momenteel biomassa te contracteren voor 4,5 €/GJ. De prijs zit onder de prijsrange van aangekochte gekwalificeerde houtsnippers uit het buitenland welke in de range van 6-8 €/GJ liggen (CARMEN, 2019), (Argus, 2019). Een prijs van 5 €/GJ is daarmee een prijs die representatief is voor huidige lokale inkoop van snoei- en dunningshout en die tevens een groot deel van de kosten dekt wanneer biomassa van buiten Nederland aangekocht wordt.

Houtpellets

Voor de categorieën *Ketel stoom uit houtpellets*, *Ketel warmte uit houtpellets ≥ 10 MWth*, en *directe inzet van houtpellets voor industriële toepassingen* wordt voor de biomassabrandstof uitgegaan van schone, witte houtpellets met een stookwaarde van 17 MJ/kg conform de handelsdefinitie. Dit zijn industriële houtpellets. De kosten zijn vastgesteld op 178 €/t voor levering bij de industriële gebruiker. Deze prijs is 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. Tevens is hierbij rekening gehouden met een prijsindexatie van 2% per jaar.

De eerste kostencomponent is 158 €/t voor de prijs CIF ARA. Hierbij wordt er vanuit gegaan dat de pellets worden aangevoerd vanuit de Verenigde Staten, Zuid-Europa of de Baltische Staten. Eventuele valutarisico's zijn hierbij afgedekt.

Daarnaast wordt 20 €/t voor de logistieke kosten voor 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 duurzaamheids certificering voor zover dit géén onderdeel is van de reeds bestaande houtpelletprijs, voor eventuele verificatie achteraf, of om te voldoen aan eventuele bovenwettelijke eisen is voorlopig geschat op 2 €/t. Dit wordt meegenomen als een certificeringsopslag.

B-hout

B-hout is sloophout met een geringe mate van vervuiling, bijvoorbeeld doordat het niet geverfd, gelakt of verlijmd is. Vooral nog lijkt het realistisch om aan te nemen dat er in ieder geval een tijdelijk overschot van B-hout is op de Nederlandse markt.

Vorig jaar is een inventarisatie van de B-houtmarkt uitgevoerd. Hieruit bleek dat de toename in beschikbaarheid vergroot is, met name het gevolg van verhoogde bouwactiviteit door de economische groei. Aan de andere kant neemt de vraag naar B-hout toe. Zo is onlangs in het Verenigd Koninkrijk een 40 MW_e-B-hout-installatie operationeel geworden.

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 €/t voor B-hout.

Vanuit de markt is er interesse getoond om B-hout te vergassen voor de productie van SNG of voor emissiearme levering van warmte. Daarom wordt B-hout net als vorig jaar opgenomen in de categorie *Biomassavergassing* ($\geq 95\%$ biogeen). Ook voor deze categorie wordt een prijs van 0 €/t gehanteerd.

8.3.2 Vloeibare biomassa

Uit de bevindingen blijkt dat de prijs van vloeibare oliën sterk kan variëren afhankelijk van herkomst, type en gebruik. Uit de analyses die afgelopen jaren uitgevoerd zijn is gebleken dat voor gerealiseerde projecten dierlijke vetzuren gecontracteerd kunnen worden tegen een prijs van rond de 500 €/t (intern tarief). Net als voorgaande jaren houden we rekening met een prijs van 500 €/t en beschouwen we een vijfjarig gemiddelde. Dit levert een prijs van 534 €/t.²³ 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. Eerste signalen uit de markt geven aan dat de Belastingdienst in specifieke gevallen het lage tarief rekent, maar onduidelijk is of dit in alle gevallen wordt gedaan. Om een *level playing field* te creëren, wordt echter net als vorig jaar geadviseerd het lage accijnstarief van zware stookolie te hanteren. Het lage accijnstarief vertegenwoordigt een bedrag van 0,0364 €/kg, ofwel 36,4 €/t. Daaruit volgt een netto biomassaprijs van 571 €/t.

²³ Dit is het gemiddelde van de prijzen van de afgelopen 5 jaar, te weten $534 \text{ €/t} = (600 + 600 + 470 + 500 + 500) \text{ €/t} / 5$.

8.4 Biomassavergassing (B-hout)

Een bio-SNG-centrale voor groengasproductie door vergassing bestaat uit drie onderdelen: een vergassings-, gasreinigings- en gasopwaarderingsinstallatie. 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 opgevoerd tot aardgaskwaliteit (bio-SNG) waarna het als hernieuwbaar gas in het aardgasnet gevoed kan worden.

De referentie-installatie heeft een vermogen van 21 MWth 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 een relatief laag aantal van 7500 vollasturen per jaar omdat de combinatie van een houtvergasser en een gasopwaarderingsinstallatie zorgt voor een complexe productie-installatie.

Recente commerciële installaties laten aanzienlijk lagere investeringskosten zien dan aannames in voorgaande jaren. Daarom zijn de investeringskosten verlaagd van 3250 €/kW output in het advies van 2019 naar 2700 €/kW in 2020. Dit bedrag omvat vergassing, reiniging, opwaarderingskosten en invoeding in het gasnet. Ten opzichte van de goedkoopste technieken kan dit als een beperkte bijstelling gezien worden en kan nog steeds een meerderheid van de projecten in deze categorie worden gerealiseerd. De O&M-kosten zijn ongeveer hetzelfde gebleven op 190 €/kW output hetgeen overeenkomt met 7% van de investeringskosten zoals ook weergegeven in tabel 8-3 voor de technisch-economische parameters. In tabel 8-4 is het basisbedrag weergegeven in het geval de centrale bedreven wordt op B-hout.

Tabel 8-3. Technisch-economische parameters vergassing van biomassa (≥95% biogeen)

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2019 (B-hout)	Advies SDE+ 2020 (B-hout)
Referentie grootte	[MW input]	32	32
Vollasturen	[uur/jaar]	7500	7500
Investeringskosten	[€/kW output]	3250	2700
Vaste O&M-kosten	[€/kW output]	195	190
Energie-inhoud substraat	[GJ/t]	13	13
Grondstofkosten	[€/t]	0	0

Tabel 8-4. Overzicht subsidieparameters vergassing van biomassa (≥95% biogeen)

	Eenheid	Advies SDE+ 2019 (B-hout)	Advies SDE+ 2020 (B-hout)
Basisbedrag SDE+ 2020	[€/kWh]	0,086	0,073
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12
Berekeningswijze correctiebedrag	TTF _{HHV}		

8.5 Ketel op vaste of vloeibare biomassa 0,5 - 5 MWth

De referentie-installatie voor de vermogensklasse 0,5 - 5 MWth is een heetwaterketel met een verbrandingsrooster waar snoei- en dunningshout (houtsnippen) ingezet worden als referentie-brandstoffen. Er is rekening gehouden met investeringen die nodig zijn voor rookgasreiniging in het kader van het Activiteitenbesluit. Zo is er voor installaties >1 MWth een stoffilter meegenomen. Uitgaande van de verruiming van de NO_x-emissie-eis van installaties met een vermogen tussen 1 en 5 MWth in het activiteitenbesluit is er geen DeNO_x-installatie benodigd voor deze categorie.

Om de categorie zo goed mogelijk aan te laten sluiten bij het merendeel van de projecten is het gemiddeld aantal veronderstelde vollasturen gezet op 3000 uur. Uit het kostenbevestigingsonderzoek blijkt dat deze vollasturen niet altijd gehaald worden, maar er zijn ook projecten die meer vollasturen halen. Als gemiddeld aantal vollasturen is daarom 3000 uur genomen.

Het referentievermogen voor de ketel 0,5-5 MW wordt gezet op 950 kWth output. De investeringskosten voor deze ketels waren vorig jaar 415 €/kWth output. Uit recente projecten valt af te leiden dat de gemiddelde investering aanzienlijk lager ligt, circa 315 €/kWth. Dit komt doordat veel van deze aanvragen de inzet van relatief goedkope pelletkachels in de pluimvee-sector betreffen. Rekening houdend met een referentie op basis van houtchips en het eveneens mogelijk maken van projecten in andere deelmarkten (gebouwde omgeving, glastuinbouw, utiliteit) wordt het investeringsbedrag dit jaar slechts beperkt verlaagd tot 400 €/kWth output. De vaste O&M-kosten worden eveneens beperkt verlaagd van 25 naar 24 €/kWth output. De variabele O&M-kosten (0,0033 €/kWh output) zijn met 0,0003 €/kWh output verhoogd als gevolg van verhoging van de afvalstoffenbelastingtarieven van €13,21 naar €31,12 per 1000 kg afval.

Correctiebedrag

De biomassaketels in deze categorie zijn voorzien als seizoenslast of pieklastketels en kunnen diverse toepassingen hebben, zo wordt in de glastuinbouw veelal een gasketel zonder rookgascondensatie vervangen, terwijl daarbuiten het eerder vervanging betreft van een gasketel zonder rookgascondensatie. Daar EZK aangeeft niet te differentiëren, adviseren wij de gasketel zonder rookgascondensatie leidend te laten zijn voor het correctiebedragen

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

Tabel 8-5. Ketels op vaste biomassa 0,5-5 MWth

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE+ 2020
Thermisch outputvermogen	[MW output]	0,95	0,95
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	3000	3000
Investeringskosten	[€/kW output]	415	400
Vaste O&M-kosten	[€/kW output]	25	24
Variabele O&M-kosten	[€/kWh output]	0,0030	0,0033
Energie-inhoud brandstof	[GJ/t]	9,0	9,0
Brandstofprijs	[€/t]	45	45

Tabel 8-6. Overzicht subsidieparameters Ketel op vaste of vloeibare biomassa, 0,5-5 MWth

	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE+ 2020
Basisbedrag SDE+ 2020	[€/kWh]	0,053	0,050
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12
Berekeningswijze correctiebedrag	(TTF_{LHV} + EB + ODE) / gasketelrendement		

8.6 Ketel op vaste of vloeibare biomassa \geq 5 MWth

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 snoeihout-gestookte stoomketel. De installatie is ingeschaald als basislastvoorziening voor de grotere industrie en niet als pieklastvoorziening en dus wordt verondersteld dat deze installatie relatief veel vollasturen maakt. Daarom is voor deze categorie het aantal vollasturen op 7000 uur per jaar gesteld.

De installatie heeft een referentiegrootte van 10 MWth output. Het snoeihout wordt ontvangen en 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 middels een warmtewisselaar overgedragen aan een warmtenet. In aanvulling op deze referentie-installatie is rekening gehouden met investeringen in het kader van het Activiteitenbesluit. Hierbij wordt ervan uitgegaan dat door toepassing van een SNCR-installatie de NO_x -emissie voldoende gereduceerd kan worden. Daarnaast is rekening gehouden met kosten voor aanvullende biomassaopslag en stoffilters. Ook ziet men in de praktijk dat civiele werken nodig zijn, inclusief funderingen en 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. De bijbehorende specifieke investeringskosten worden daarbij gesteld op 15 €/kWth output. De mechanische en civiele werken zoals hierboven genoemd vertegenwoordigen voor de meeste projecten een investeringsbedrag van maximaal 655 €/kWth output.

Vaste O&M-kosten bevatten onder meer kosten voor asafzet, vaste kosten voor (uitbesteed) onderhoud en tevens 0,5 fte aan loonkosten voor bedrijfsvoering. In het conceptadvies is een verlaging doorgevoerd naar 45 €/kWth output. In het advies wordt voor industriële stoomketels echter rekening gehouden met het pachten van grond voor het plaatsen van een industriële stoomketel. Dit bedrag is bepaald op 1 €/kWth output. Daarmee worden de vaste O&M-kosten dit jaar gezet op 46 €/kWth output. De variabele O&M-kosten worden op basis van eerdere bevindingen verlaagd naar 0,0038 €/kWth output. Hierin is rekening gehouden met een stijging van de O&M-kosten van 0,0003 €/kWth output als gevolg van de eerder benoemde verhoging van de afvalstoffenbelastingtarieven

Een overzicht van de technisch-economische parameters voor ketels op vaste biomassa (\geq 5 MW) is weergegeven in tabel 8-9. In tabel 8-10 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Correctiebedrag

Zoals aangegeven gaat het hier om basislastketels voor de grotere industrie die vaak één of meerdere WKK's (basislast) in combinatie met één of meerdere ketels (backup-voorziening)

hebben. Daarmee vervangt de basislastbiomassaketel (een deel van) de productie van de basislast-WKK. Derhalve wordt geadviseerd de berekeningswijze van het correctiebedrag van een must-run WKK toe te passen.

Tabel 8-7. Technisch-economische parameters voor Ketel op vaste of vloeibare biomassa, ≥ 5 MWth

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE+ 2020
Thermisch outputvermogen	[MW output]	10	10
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	7000	7000
Investeringskosten	[€/kW output]	640	655
Vaste O&M-kosten	[€/kW output]	52	46
Variabele O&M-kosten	[€/kWh output]	0,0043	0,0038
Energie-inhoud brandstof	[GJ/t]	9,0	9,0
Brandstofprijs	[€/t]	45	45

Tabel 8-8. Overzicht subsidieparameters Ketel op vaste of vloeibare biomassa, ≥ 5 MWth

	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE+ 2020
Basisbedrag SDE+ 2020	[€/kWh]	0,047	0,044
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12
Berekeningswijze correctiebedrag	90% x TTF_{LHV}		

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 reeds 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 (PBL, 2018). 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 EZK begint de staffel conform de najaarsregeling SDE+ 2019 pas bij 4500 vollasturen. De waarde die correspondeert met de referentie-installatie in het advies zonder warmtestaffel, is in tabel 8-11 geaccentueerd.

Tabel 8-9. Technisch-economische parameters en basisbedragen binnen de geadviseerde warmtestaffel voor de SDE+-2020 voor de categorie Ketel op vaste of vloeibare biomassa, ≥ 5 MWth

Vollasturen	Basisbedrag [€/kWh]	Investeringskosten [€/kW output]	O&M-kosten vast [€/kW output]	O&M-kosten variabel [€/kWh]
4500	0,047	496	32	0,0035
5000	0,046	528	35	0,0036
5500	0,046	559	38	0,0036
6000	0,045	591	41	0,0037
6500	0,045	623	43	0,0037
7000 (ref)	0,044	655	46	0,0038
7500	0,044	687	49	0,0039
8000	0,044	719	52	0,0039
8500	0,044	751	54	0,0040

8.7 Ketel op B-hout

Vorig jaar 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 was vorig jaar 30 MW, maar dit blijkt aan de hoge kant gezien de basislast die de Nederlandse warmtenetwerken aankunnen, zeker als die netwerken worden gevoed door meerdere bronnen. Om recht te doen aan de SDE+-subsidie-effectiviteit en beter aan te sluiten bij de overige verbrandingscategorieën wordt de schaalgrootte daarom verlaagd naar 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 verhoogd naar 7500 uur. Net als bij de andere categorieën zijn de variabele O&M-kosten verhoogd met 0,0003 €/kWhth output als gevolg van de verhoging van de afvalstoffenbelastingtarieven.

Correctiebedrag

De grotere industrie heeft vaak één of meerdere WKK's (basislast) in combinatie met één of meerdere ketels (backupvoorziening). Daarmee vervangt de basislastbiomassaketel (een deel van) de productie van de basislast-WKK. Derhalve wordt geadviseerd de berekeningswijze van het correctiebedrag van een must-run WKK toe te passen.

Tabel 8-10. Technisch-economische parameters voor Ketel op B-hout

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE+ 2020
Thermisch outputvermogen	[MW output]	30	20
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	7000	7500
Investeringskosten	[€/kW output]	875	875
Vaste O&M-kosten	[€/kW output]	52	52
Variabele O&M-kosten	[€/kWh output]	0,0043	0,0046
Energie-inhoud brandstof	[GJ/t]	13,0	13,0
Brandstofprijs	[€/t]	0	0

In tabel 8-12 staan de technisch-economische parameters. In tabel 8-13 staan enkele subsidieparameters.

Tabel 8-11. Overzicht subsidieparameters Ketel op B-hout

	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE+ 2020
Basisbedrag SDE+ 2020	[€/kWh]	0,030	0,027
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12
Berekeningswijze correctiebedrag	90% x TTF_{LHV}		

8.8 Ketel op vloeibare biomassa

In sommige gevallen zijn gasgestookte ketels relatief snel en eenvoudig te vervangen door ketels op vloeibare biomassa, zoals bijvoorbeeld dierlijk of plantaardig vet. Als referentie-brandstof 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 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 onderhoud van de (omgebouwde) ketel.

In tabel 8-14 staan de parameters met betrekking op een ketel op vloeibare biomassa. In tabel 8-15 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Correctiebedrag

Binnen deze categorie wordt uitgegaan van uitwisselen van fossiele olie door vloeibare biomassa in een bestaande (basislast)ketel in de industrie of in een bestaande (backup)ketel in een warmtenet. Dit zijn in de basis ketels zonder rookgascondensatie. Derhalve wordt geadviseerd de berekeningswijze van het correctiebedrag van een ketel zonder rookgascondensatie toe te passen.

Tabel 8-12. Technisch-economische parameters voor Ketel op vloeibare biomassa

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE+ 2020
Thermisch outputvermogen	[MW output]	10	10
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	7000	7000
Investeringskosten	[€/kW output]	65	65
Vaste O&M-kosten	[€/kW output]	21	21
Energie-inhoud brandstof	[GJ/t]	39,0	39,0
Brandstofprijs	[€/t]	590	571

Tabel 8-13. Overzicht subsidieparameters Ketel op vloeibare biomassa

	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE+ 2020
Basisbedrag SDE+ 2020	[€/kWh]	0,072	0,069
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12
Berekeningswijze correctiebedrag	($TTF_{LHV} + EB + ODE$) / gasketelrendement		

8.9 Ketel stoom uit houtpellets ≥ 5 MWth

Voor deze categorie is de referentie-installatie een waterpijpketel met rooster die stoom levert, waarbij houtpellets ingezet worden als referentiebrandstof. De installatie levert stoom aan een nabijgelegen industrie. De opslag vindt plaats in silo's. Net als vorig jaar wordt geadviseerd de ondergrens op 5 MWth output te zetten.

De referentieketel is een 30bar-stoomketel met een leveringsvermogen van 20 MWth 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. Dit jaar wordt tevens rekening gehouden met de benodigde stoomleiding. Hiervoor wordt een lengte van 500 meter gehanteerd. De bijbehorende specifieke investeringskosten zijn gesteld op 15 €/kWth output. Dit levert in het totaal specifieke investeringskosten van 605 €/kWth output. In het ontwerp wordt rekening gehouden met een pelletopslag van ongeveer vier dagen.

Van de technische levensduur van een dergelijke installatie mag verwacht worden dat deze ten minste 12 jaar zal zijn. Een levensduur van 12 jaar wordt daarom ook dit jaar gehanteerd.

Voor industriële stoomketels wordt rekening gehouden met het pachten van grond voor het plaatsen van een industriële stoomketel. Dit bedrag is bepaald op 1 €/kWth output. Daarmee worden de vaste O&M-kosten dit jaar vastgesteld op 46 €/kWth output.

De variabele O&M-kosten worden tevens gelijkgesteld aan die van vorig jaar. Dit betekent dat de vaste O&M-kosten gesteld worden op 45 €/kWth output en de variabele O&M-kosten gesteld worden op 0,0036 €/kWth output.

De technisch-economische parameters zijn weergegeven in tabel 8-16. In tabel 8-17 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Correctiebedrag

Deze biomassaketels zijn voorzien als basislastketels voor de grotere industrie. Deze grotere industrie heeft vaak één of meerdere WKK's (basislast) in combinatie met één of meerdere ketels (backupvoorziening). Daarmee vervangt de basislast biomassaketel (een deel van) de productie van de basislast-WKK. Derhalve wordt geadviseerd de berekeningswijze van het correctiebedrag van een *must-run*-WKK toe te passen.

Tabel 8-14. Technisch-economische parameters voor Ketel stoom uit houtpellets \geq 5 MWth

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE+ 2020
Thermisch outputvermogen	[MWth output]	20	20
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	8500	8500
Investeringskosten	[€/kWth output]	590	605
Vaste O&M-kosten	[€/kWth output]	45	46
Variabele O&M kosten	[€/kWhth output]	0,0036	0,0036
Energie-inhoud brandstof	[GJ/t]	17,0	17,0
Brandstofprijs*	[€/t]	170	180

*Dit is inclusief een opslag voor certificering/verificatie.

Tabel 8-15. Overzicht subsidieparameters Ketel stoom uit houtpellets \geq 5 MWth

	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE+ 2020
Basisbedrag SDE+ 2020	[€/kWh]	0,062	0,064
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12
Berekeningswijze correctiebedrag	90% x TTF _{LHV}		

8.10 Ketel warmte uit houtpellets \geq 10 MWth

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 MWth output te zetten. De referentieketel is een warmwaterketel met een leveringsvermogen van 15 MWth. Dit is een typisch vermogen voor een (hulp)warmteketel in een (stads)verwarmingsnet. De ketel wordt verondersteld een rendement van 90% te hebben. Er wordt rekening gehouden met een SNCR voor reductie van NO_x.

Het aantal vollasturen van een dergelijke ketel kan sterk variëren. Er wordt vanuit gegaan 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. De investeringskosten worden daarbij net als vorig jaar gesteld op 560 €/kWth output.

De vaste en variabele O&M-kosten worden tevens gelijkgesteld aan die van vorig jaar. Dat wil zeggen dat de vaste O&M-kosten 30 €/kWth output bedragen en de variabele 0,0030 €/kWh output.

Overeenkomstig de categorie *Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MWth* 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 8-18. In tabel 8-19 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 is de berekeningswijze voor het correctiebedrag van een *spark-spread*-WKK toe te passen, zoals in de SDE+ 2019. Meer generiek adviseren wij een berekeningswijze conform een *must-run*-WKK, ook met de wens van EZK om niet te veel te differentiëren in correctiebedragen meewegende.

Tabel 8-16. Technisch-economische parameters voor Ketel warmte uit houtpellets

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE+ 2020
Thermisch outputvermogen	[MWth output]	15	15
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	6000	6000
Investeringskosten	[€/kWth output]	560	560
Vaste O&M-kosten	[€/kWth output]	30	30
Variabele O&M-kosten	[€/kWh output]	0,0030	0,0030
Energie-inhoud brandstof	[GJ/t]	17,0	17,0
Brandstofprijs*	[€/t]	170	180

* Dit is inclusief een opslag voor certificering/verificatie.

Tabel 8-17. Overzicht subsidieparameters Ketel warmte uit houtpellets

	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE+ 2020
Basisbedrag SDE+ 2020	[€/kWh]	0,065	0,066
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12
Berekeningswijze correctiebedrag	90% x TTF _{LHV}		

8.11 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). Deze categorie is niet bestemd voor meestook, daarom geldt onder andere als bijkomende voorwaarde dat er op jaarbasis maximaal 5% fossiele brandstof mag gestookt worden in de betreffende installatie.

Toepassingen situeren zich in de sector van de bouwmaterialen (asfalt, kalkzandsteen, baksteen) als directe ovenstook of als naverbrander. De techniek wordt nu al toegepast, weliswaar met bruinkoolstof. Houtstof is een minder voorkomende brandstof. De techniek en inzet is niet wezenlijk verschillend van die met bruinkoolstof. De referentiegrootte voor een dergelijke installatie voor directe stook wordt vastgesteld op 10 MWth. Het aantal vollasturen is

wegens de niet-continue bedrijfsvoering van dergelijke processen gelegd op 3000 uur. De subsidieduur bedraagt 12 jaar, in lijn met vergelijkbare biomassastoomketels.

De investeringskosten voor de branders zijn vorig jaar begroot op 60 €/kWth output. In de praktijk blijken de kosten hiervoor 10 tot 20 €/kWth output lager. Voor de opslag en de aanvoer van het houtstof naar de branders worden kosten van respectievelijk 11 en 14 €/kWth output meegenomen. Voor een hamermolen wordt 10,5 €/kW output gerekend. Alles bij elkaar leidt dit ertoe dat we dit jaar rekenen met een totale investeringskosten van 80 €/kWth 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 €/kWth output. Voor de brandstofkosten voor poederhout wordt uitgegaan van houtpellets die ter plekke vermalen worden (een hamermolen is opgenomen in de investeringskosten). Tabel 8-20 geeft de technisch-economische parameters weer voor de referentiecasi van deze categorie. In tabel 8-21 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Correctiebedrag

Deze categorie vervangt direct gasverbruik. Derhalve wordt geadviseerd de berekeningswijze van het correctiebedrag van directe inzet van houtpellets toe te passen.

Tabel 8-18. Technisch-economische parameters voor Biomassaverbranding met directe inzet van houtpellets voor industriële toepassingen

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE+ 2020
Thermisch outputvermogen	[MW]	10	10
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	3000	3000
Investeringskosten	[€/kW output]	96	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]	170	180

* Dit is inclusief een opslag voor certificering/verificatie

Tabel 8-19. Overzicht subsidieparameters Biomassaverbranding met directe inzet van houtpellets voor industriële toepassingen

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE+ 2020
Basisbedrag SDE+ 2020	[€/kWh]	0,051	0,052
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12
Berekeningswijze correctiebedrag	TTF _{LHV} + EB + ODE		

9 Bevindingen

vergisting van biomassa

9.1 Inleiding

Dit hoofdstuk beschrijft de bevindingen voor de categorieën gerelateerd aan vergisting van biomassa. Een belangrijke verandering die vorig jaar is ingezet, is de samenvoeging van de categorieën voor allesvergisting en covergisting in een generieke grootschalige vergistingscategorïe. Daarnaast wordt onderscheid gemaakt in kleinschalige en grootschalige monomestvergisting. In het huidige advies volgen we dezelfde indeling in vergistingscategorïeën.

Voorafgaand aan de bevindingen van de verschillende categorieën wordt in paragraaf 9.1.1 een overzicht gegeven van de gehanteerde biomassaprijzen. Daarna worden in de achterenvolgende paragrafen de onderstaande categorieën besproken:

- Grootschalige vergisting
- Vergisting van uitsluitend dierlijke mest ≤ 400 kW
- Vergisting van uitsluitend dierlijke mest > 400 kW
- Slibgisting bij waterzuiveringsinstallaties

9.1.1 Gehanteerde prijzen voor biomassavergisting

In de categorie grootschalige vergisting wordt een installatie beschouwd die reststromen gebruikt uit de voedings- en genotmiddelenindustrie, waar het prijsniveau bepaald wordt door veevoedermarkten. Bij de bepaling van de referentieprijzen wordt gebruikgemaakt van de vijfjarige 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 zou de prijs uitkomen op 27,5 €/t (0,3 €/t lager dan de referentieprijzen van vorig jaar). Uit marktconsultaties blijkt dat de grondstofkosten eerder toenemen, maar ook dat het onwenselijk is om nieuwe vergistingsinstallaties een hogere SDE+-vergoeding te geven dan bestaande installaties; het zou een prijsopdrijvend effect van concurrentie om schaarser wordende biomassa grondstoffen kunnen veroorzaken. Daarom blijft de referentieprijzen voor de SDE+ 2020 ongewijzigd op 27,8 €/t bij een biogasproductie van 3,4 GJ/t (zie tabel 9-1).

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. Met de vergistingsinstallatie geldt hetzelfde, maar dan voor digestaat. We hanteren een gemiddelde biogasopbrengst van 25 m³ per ton dierlijke mest, ofwel 0,53 GJ/t (op basis van 21 MJ/m³ biogas). In de categorie grootschalige monomestvergisting gelden dezelfde uitgangspunten voor biogasopbrengst.

Een grootschalige mestverwerkingsinstallatie zonder vergisting heeft in zijn algemeenheid het poorttarief, ofwel dat geld wordt toegegeven bij aflevering, van mest nodig om te kunnen renderen zonder vergistingsinstallatie. Daartegenover staan kosten voor de afvoer of verwerking van het digestaat. In de SDE+-adviesing en berekeningen hanteren we het uitgangspunt van neutrale kosten voor mestaanvoer en -afvoer omdat de SDE+-systematiek niet bedoeld is voor subsidiëring van mestverwerking. Daarom wordt een netto prijs van 0 €/t voor de mest ten behoeve van de vergistingsinstallatie verondersteld.

Tabel 9-1. Biomassaprijzen voor grootschalige vergistingsinstallaties SDE+ 2020 in actuele prijzen tenzij anders aangegeven

Biomassa voor vergisting	Energie-inhoud vergistingsinput [GJ/t]	Prijs vergistingsinput [€/t]	Referentieprij biogas [€/GJ]	Referentieprij (2014)** (€/2014/GJ)	Referentieprij (2014) (€/GJ)
Grootschalige vergisting	3,4	27,8	8,2	10,4*	10,7*
Monomestvergisting ≤400 kW	0,53	0	0	0	0
Monomestvergisting >400 kW	0,53	0	0	0	0

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

* Op basis van covergistingsinput

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

9.2 Grootschalige vergisting

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

9.2.1 Grootschalige vergisting hernieuwbaar gas

Als referentie voor deze categorie wordt uitgegaan van een vergister met een productiecapaciteit aan ruw biogas van 954 m³ per uur ofwel 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. De vaste O&M-kosten worden geschat op €0,6 miljoen per jaar.

Tabel 9-2 geeft de technisch-economische parameters van productie van hernieuwbaar gas voor grootschalige vergisting. In tabel 9-3 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 hub-aansluiting.

Tabel 9-2. Technisch-economische parameters grootschalige vergisting, hernieuwbaar gas

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE+ 2020
Referentiegrootte	MW input	5,5	5,5
Vollasturen	[uur/jaar]	8000	8000
Interne warmtevraag	[% biogas]	5%	5%
Investeringskosten (vergister)	[€/kW input]	675	880
Investeringskosten (gasopwaardering)	[€/kW output]	349	404
Vaste O&M-kosten (vergister)	[€/kW input]	111	111
Energie-inhoud substraat	[GJ biogas/t]	3,4	3,4
Grondstofkosten	[€/t]	27,8	27,8

Tabel 9-3. Subsidieparameters grootschalige vergisting, hernieuwbaar gas

	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE+ 2020
Basisbedrag SDE+	[€/kWh]	0,062	0,064
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12

9.2.2 Grootschalige vergisting gecombineerde opwekking

Als referentie voor deze categorie wordt uitgegaan van een vergister met een schaal van 2,3 MWe (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. De vaste O&M-kosten bedragen € 0,4 miljoen per jaar.

In tabel 9-4 staan de technisch-economische parameters van grootschalige vergisting voor gecombineerde opwekking (WKK). In tabel 9-5 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 9-4. Technisch-economische parameters grootschalige vergisting, gecombineerde opwekking

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE+ 2020
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]	81	81
Energie-inhoud substraat	[GJ biogas/t]	3,4	3,4
Grondstofkosten	[€/t]	27,8	27,8

Tabel 9-5. Subsidieparameters grootschalige vergisting, gecombineerde opwekking

	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE+ 2020
Basisbedrag SDE+	[€/kWh]	0,070	0,067
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12
Warmtekrachtverhouding	[E:W]	1,07	1,07
Samengesteld aantal vollasturen	[uur/jaar]	7622	7622

9.2.3 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. De vaste O&M-kosten worden geschat op € 0,2 miljoen per jaar.

In tabel 9-6 staan de technisch-economische parameters behorende bij grootschalige vergisting voor hernieuwbare warmte. Tabel 9-7 geeft het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters.

Tabel 9-6. Technisch-economische parameters grootschalige vergisting, warmte

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE+ 2020
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]	44	44
Energie-inhoud substraat	[GJ biogas/t]	3,4	3,4
Grondstofkosten	[€/t]	27,8	27,8

Tabel 9-7. Subsidieparameters grootschalige vergisting, warmte

	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE+ 2020
Basisbedrag SDE+	[€/kWh]	0,062	0,060
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12

9.3 Vergisting van uitsluitend dierlijke mest

9.3.1 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 €/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. De vaste O&M-kosten worden geschat op € 92.000 per jaar.

Zie tabel 9-8 voor het overzicht van technisch-economische parameters voor de productie van hernieuwbaar gas. In tabel 9-9 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 9-8. Technisch-economische parameters monomestvergisting ≤ 400 kW, hernieuwbaar gas

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE+ 2020
Referentiegrootte	[kW input]	345	270
Vollasturen	[uur/jaar]	8000	8000
Interne warmtevraag	[% biogas]	18%	18%
Investeringskosten	[€/kW input]	3500	3300
Vaste O&M-kosten	[€/kW input]	284	340
Energie-inhoud substraat	[GJ biogas/t]	0,63	0,53
Grondstofkosten	[€/t]	0	0

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

	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE+ 2020
Basisbedrag SDE+	[€/kWh]	0,087	0,088
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12

9.3.2 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 nagenoeg geheel gebruikt wordt voor het interne vergistingsproces. Voor de resterende warmte is aangenomen dat deze bijvoorbeeld wordt ingezet voor hygiënisering. Veronderstelde benodigde investeringen bedragen €0,4 miljoen en de vaste O&M-kosten worden geschat op € 24.000 per jaar.

In tabel 9-10 staan de technisch-economische parameters van kleinschalige monomestvergisting voor elektriciteit en warmte. Tabel 9-11 geeft het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters.

Tabel 9-10. Technisch-economische parameters monomestvergisting ≤400 kW, gecombineerde opwekking

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE+ 2020
Inputvermogen	[kW _{th} input]	123	123
Interne warmte vraag	% 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]	198	198
Energie-inhoud substraat	[GJ biogas/t]	0,63	0,53
Grondstofkosten	[€/t]	0	0

Tabel 9-11. Subsidieparameters monomestvergisting ≤400 kW, gecombineerde opwekking

	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE+ 2020
Basisbedrag SDE+	[€/kWh]	0,127	0,121
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12
Warmtekrachtverhouding	[E:W]	1,00	1,00
Samengesteld aantal vollasturen	[uur/jaar]	6374	6374

9.3.3 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. Veronderstelde benodigde investeringen bedragen € 0,4 miljoen en de vaste O&M-kosten worden geschat op € 18.000 per jaar.

In tabel 9-12 staan de technisch-economische parameters van vergisting van uitsluitend dierlijke mest voor warmte. In tabel 9-13 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 9-12. Technisch-economische parameters monomestvergisting ≤400 kW, warmte

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE+ 2020
Inputvermogen	[kW input]	123	123
Outputvermogen	[kW output]	91	91
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	7000	7000
Interne warmtevraag	[% biogas]	18%	18%
Investeringskosten	[€/kW output]	3916	3916
Vaste O&M-kosten	[€/kW output]	196	196
Energie-inhoud substraat	[GJ biogas/t]	0,63	0,53
Grondstofkosten	[€/t]	0	0

Tabel 9-13. Subsidieparameters monomestvergisting ≤400 kW, warmte

	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE+ 2020
Basisbedrag SDE+	[€/kWh]	0,103	0,098
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12

9.3.4 Monomestvergisting >400 kW, hernieuwbaar gas

Voor deze categorie is gekozen voor uitsluitend dierlijke mest met een productiecapaciteit van circa 950 m³ per uur ruw biogas, ofwel 619 m³ per uur hernieuwbaar gas, als referentie-installatie. De mestinput is bijna 300 kton per jaar. Het 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. De referentie voor het opwaarderen van het biogas is de membraantechnologie. 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 €/GJ (bandbreedte 4 tot 6 €/GJ)²⁴. De vereiste elektriciteit wordt afgenomen van het net. Totale investeringskosten voor de referentie-installatie worden geschat op € 12,8 miljoen. De vaste O&M-kosten worden geschat op € 1,6 miljoen per jaar.

Tabel 9-14 geeft een overzicht van technisch-economische parameters voor de productie van hernieuwbaar gas via grootschalige vergisting van uitsluitend dierlijke mest. In tabel 9-15 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 9-14. Technisch-economische parameters monomestvergisting >400 kW, hernieuwbaar gas

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE+ 2020
Referentiegrootte	[MW input]	5,5	5,5
Vollasturen	[uur/jaar]	8000	8000
Interne warmtevraag	[% biogas]	30%	30%
Investeringskosten (vergister)	[€/kW input]	1980	1980
Investeringskosten (gasopwaardering)	[€/kW output]	350	350
Vaste O&M-kosten	[€/kW input]	291	291
Energie-inhoud substraat	[GJ biogas/t]	0,58	0,53
Grondstofkosten	[€/t]	0	0

Tabel 9-15. Subsidieparameters monomestvergisting >400 kW, hernieuwbaar gas

	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE+ 2020
Basisbedrag SDE+	[€/kWh]	0,071	0,068
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12

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 (paragraaf 9.3.1).

9.3.5 Monomestvergisting >400 kW, gecombineerde opwekking

De referentie-grootte 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 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 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. Investeringskosten voor de installatie worden geschat op € 12,1 miljoen en vaste O&M-kosten op € 1,1 miljoen per jaar.

In tabel 9-16 staan de technisch-economische parameters van grootschalige vergisting van uitsluitend dierlijke mest voor elektriciteit en warmte. In tabel 9-17 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 9-16. Technisch-economische parameters monomestvergisting >400 kW, gecombineerde opwekking

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE+ 2020
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]	198	198
Energie-inhoud substraat	[GJ biogas/t]	0,58	0,53
Grondstofkosten	[€/t]	0	0

Tabel 9-17. Subsidieparameters monomestvergisting >400 kW, gecombineerde opwekking

	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE+ 2020
Basisbedrag SDE+	[€/kWh]	0,077	0,074
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12
Warmtekrachtverhouding	[E:W]	1,00	1,00
Samengesteld aantal vollasturen	[uur/jaar]	7353	7353

9.3.6 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}. Investeringskosten voor de installatie worden geschat op € 11,3 miljoen en vaste O&M-kosten op € 0,6 miljoen per jaar.

In tabel 9-18 staan de technisch-economische parameters van monomestvergisting voor warmte. In tabel 9-19 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 9-18. Technisch-economische parameters monomestvergisting >400 kW, warmte

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE+ 2020
Inputvermogen	[MW input]	5,5	5,5
Outputvermogen	[MW output]	4,6	4,6
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	7000	7000
Interne warmtevraag	[% biogas]	30%	30%
Investeringskosten	[€/kW output]	2478	2478
Vaste O&M-kosten	[€/kW output]	121	121
Energie-inhoud substraat	[GJ biogas/t]	0,58	0,53
Grondstofkosten	[€/t]	0	0

Tabel 9-19. Subsidieparameters monomestvergisting >400 kW, warmte

	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE+ 2020
Basisbedrag SDE+	[€/kWh]	0,065	0,062
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12

9.4 Slibgisting bij waterzuiveringsinstallaties

Slibgisting heeft meerdere functies, onder andere de reductie van proceskosten, verbeterde ontwatering, 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 het 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.

Na overleg met de Unie van Waterschappen en het ministerie van Economische Zaken en Klimaat is een techniekneutrale categorie opengesteld voor de productie van extra biogas uit zuiverings-slib. 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. De aannames en het geadviseerde basisbedrag is op dezelfde technisch-economische parameterwaarden gebaseerd als het advies voor 2019. De volgende paragrafen presenteren de bevindingen voor de volgende categorieën:

- Verbeterde slibgisting bij rioolwaterzuiveringsinstallaties
 - hernieuwbaar gas (9.4.1)
 - gecombineerde opwekking (9.4.2)
 - warmte (9.4.3)
- Bestaande slibgisting bij rioolwaterzuiveringsinstallaties, hernieuwbaar gas (9.4.4)

9.4.1 Verbeterde slibgisting, hernieuwbaar gas

In het geval van het vergisten van secundair slib wordt een nieuwe installatie gebouwd bij of nabij een bestaande waterzuiveringsinstallatie. Om een zekere economische schaalgrootte te bereiken wordt reeds behandeld secundair slib afkomstig van meerdere RWZI's aangevuld met slib of vergelijkbare cosubstraten van derden. Als referentie gaan we uit van een thermofiele biogasinstallatie met een capaciteit van circa 152 kton per jaar. De biogasproductie bedraagt ongeveer 2,6 miljoen kuub per jaar. Dit komt overeen met een productiecapaciteit van circa 130 m³ hernieuwbaar gas per uur. Als referentie-gaszuiveringstechniek is gekozen voor membraantechnologie, aangezien deze technologie voor meerdere recente hernieuwbaar-gasprojecten is toegepast.

Door het slib op locatie te vergisten worden transport- en verwerkingskosten à €64 per ton vermeden. Deze waarde is gekozen als laagste prijs: indien gerekend wordt met nog lagere slibverwerkingsprijzen zal het basisbedrag zeer sterk toenemen, terwijl het gehele waterzuiveringsproces goedkoper wordt. 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 verwerkt moet worden. Dit komt terug als negatief bedrag bij de O&M-kosten.

De geschatte investeringsomvang bedraagt € 10,5 miljoen voor de vergistingstanks met bijbehorende apparatuur en de opwaardeerinstallatie. De operationele kosten worden geschat op € -0,8 miljoen per jaar. De warmte die nodig is voor het verwarmen van de vergister wordt opgewekt door een deel van het ruwe biogas in een ketel te verstoken. Het rendement van de gasproductie is circa 61%. De vereiste elektriciteit wordt afgenomen van het net.

Tabel 9-20 geeft de technisch-economische parameters van productie van hernieuwbaar gas bij de RWZI. In tabel 9-21 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 9-20. Technisch-economische parameters verbeterde slibgisting, hernieuwbaar gas

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2020
Referentiegrootte	[MW input]	1,9
Vollasturen	[uur/jaar]	8000
Investeringskosten	[€/kW output]	9106
Vaste O&M-kosten	[€/kW output]	-676
Energie-inhoud substraat	[GJ biogas/t]	0,36
Grondstofkosten	[€/t]	-

Tabel 9-21. Subsidieparameters verbeterde slibgisting, hernieuwbaar gas

	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE+ 2020
Basisbedrag SDE+	[€/kWh]	0,048	0,042
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12

9.4.2 Verbeterde slibgisting, gecombineerde opwekking

Voor deze categorie wordt een basisbedrag berekend voor thermofiele vergistingsinstallaties waarin secundair slib, afkomstig van meerdere RWZI's, centraal wordt verwerkt. De biogasproductie bedraagt ongeveer 2,6 miljoen kuub per jaar en voedt een WKK. Ongeveer de helft van de warmte uit de WKK wordt gebruikt voor het op temperatuur houden van de tanks. Het aantal vollasturen per jaar bedraagt 8,000 voor elektriciteit en 4,000 voor warmte. De geschatte investeringsomvang bedraagt €10,5 miljoen voor de vergistingstanks met bijbehorende apparatuur en de gasmotor-WKK. De O&M-kosten worden geschat op € -0,8 miljoen per jaar voor gecombineerde opwekking.

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 verwerkt moet worden. De case is berekend op basis van een slibverwerkingsprijs van 64 €/ton die wordt uitgespaard. Dit komt tot uitdrukking in het negatief bedrag bij de O&M-kosten.

In tabel 9-22 staan de technische-economische parameters, terwijl tabel 9-23 het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergeeft.

Tabel 9-22. Technisch-economische parameters verbeterde slibgisting, gecombineerde opwekking

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2020
Inputvermogen	[MW _{th} input]	1,9
Elektrisch vermogen	[MW _e]	0,7
Thermisch outputvermogen	[MW _{th} output]	0,92
Vollasturen elektriciteitsafzet	[uur/jaar]	8000
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	4000
Maximaal elektrisch rendement		37%
Investeringskosten	[€/kW _e]	6485
Vaste O&M-kosten	[€/kW _e]	-493

Tabel 9-23. Subsidieparameters verbeterde slibgisting, gecombineerde opwekking

	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE+ 2020
Basisbedrag SDE+	[€/kWh]	0,051	0,044
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12
Warmtekrachtverhouding	[E:W]	0,66	0,66
Samengesteld aantal vollasturen	[uur/jaar]	5729	5729

9.4.3 Verbeterde slibgisting, warmte

De referentie-installatie voor de productie van hernieuwbare warmte is ook gebaseerd op thermofiele vergistingstechnologie. In de referentie-installatie wordt een ketel van 1,9 MW input toegepast, met een thermische output van 1615 kW_{th}. Investeringskosten voor de installatie worden geschat op € 9,8 miljoen en vaste O&M-kosten op € -0,8 miljoen per jaar.

In tabel 9-24 staan de technisch-economische parameters van RWZI voor warmte. In tabel 9-25 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 9-24. Technisch-economische parameters verbeterde slibgisting, warmte

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE+ 2020
Inputvermogen	[MW input]	1,9	1,9
Outputvermogen	[MW output]	1,6	1,6
Vollasturen	[uur/jaar]	7000	7000
Investeringskosten	[€/kW output]	6049	6049
Vaste O&M-kosten	[€/kW output]	-493	-493

Tabel 9-25. Subsidieparameters verbeterde slibgisting, warmte

	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE+ 2020
Basisbedrag SDE+	[€/kWh]	0,034	0,029
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12

9.4.4 Bestaande slibgisting, hernieuwbaar gas

Sinds vorig jaar (SDE+ 2019) is voor RWZI's een categorie voor bestaande slibgisting toegevoegd. Dit zijn slibgistingsinstallaties die geen extra biogas produceren; er is dus geen sprake van verbeterde slibgisting, maar het betreft projecten voor het opwaarderen van biogas tot hernieuwbaar gas dat ingevoed kan worden in het aardgasnet. De veronderstelde investeringen bedragen € 1,5 miljoen en de O&M kosten € 0,2 miljoen per jaar.

In tabel 9-26 staan de technisch-economische parameters van deze categorie. Tabel 9-27 geeft het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weer.

Tabel 9-26. Technisch-economische parameters bestaande slibgisting, hernieuwbaar gas

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE+ 2020
Referentiegrootte	[MW input]	1,9	1,9
Vollasturen	[uur/jaar]	8000	8000
Investeringskosten	[€/kW output]	1060	1060
Vaste O&M-kosten	[€/kW output]	109	109

Tabel 9-27. Overzicht subsidieparameters bestaande slibgisting bij rioolwaterzuiveringsinstallaties (hernieuwbaar gas)

	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE+ 2020
Basisbedrag SDE+	[€/kWh]	0,032	0,030
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12

9.5 Basisbedragen vergisting

Deze paragraaf sluit de bevindingen af voor de SDE+-categorieën die betrekking hebben op vergisting van biomassa en slibgisting bij rioolwaterzuiveringsinstallaties. Tabel 9-28 bevat een samenvatting van de geadviseerde SDE+ 2020-basisbedragen voor de verschillende vergistingscategorieën.

Tabel 9-28. Overzicht basisbedragen advies SDE+ 2020

Categorie	Energie- drager	Advies basisbedrag SDE+ 2020 [€/kWh]	Vollasturen [W/E] [samenge- steld]	WK- Ver- hou- ding	Advies basis- bedrag SDE+ 2019 [€/kWh]
Grootschalige vergisting	G	0,064	8000	-	0,062
	WKK	0,067	7300/8000 7622	1,07	0,070
	W	0,060	7000	-	0,062
Monomestvergisting ≤400 kW	G	0,088	8000	-	0,087
	WKK	0,121	5300/8000 6374	1,0	0,127
	W	0,098	7000	-	0,103
Monomestvergisting >400 kW	G	0,068	8000	-	0,071
	WKK	0,074	6800/8000 7353	1,0	0,077
	W	0,062	7000	-	0,065
Verbeterde slibgisting	G	0,042	8000	-	0,048
	WKK	0,044	4000/8000 5729	0,66	0,051
	W	0,029	7000	-	0,034
Bestaande slibgisting	G	0,030	8000	-	0,032

10 Basisprijzen en voorlopige correctiebedragen

10.1 Inleiding

Dit hoofdstuk beschrijft de berekening achter de basisprijzen en de correctiebedragen voor de bevoorschotting voor de SDE+ 2020. De berekeningswijze van het voorlopige correctiebedrag en de berekening van de basisprijs volgen dezelfde berekeningsmethode. De enige uitzondering is dat voor het voorlopige correctiebedrag een relevante, actuele marktindex gebruikt wordt voor commodityprijzen, terwijl voor het basisbedrag tweederde van de langetermijnprijs van de commodity toegepast wordt. Zoals vastgelegd in het besluit SDE, worden deze bedragen bepaald aan de hand van de langjarige elektriciteitsprijs (voor basisprijzen) of marktindices (voor correctiebedragen) van gas en elektriciteit waarop voor verschillende categorieën verrekentefactoren van toepassing zijn. Deze notitie beschrijft de ontwikkeling van de marktprijzen en aanvullende factoren die gebruikt worden in de basisenergieprijzen en de correctiebedragen.

De basisprijzen zijn gebaseerd op 2/3e van de langetermijnenergieprijs. Deze langetermijnprijs, het ongewogen gemiddelde van de reële energieprijs in de jaren 2020 tot en met 2034, is afgeleid van de Klimaat- en Energieverkenning (KEV) 2019 met voorgenomen beleid. De langetermijnprijs voor elektriciteit in de context van de SDE+ bedraagt volgens deze berekening 0,053 €/kWh, de langetermijnprijs voor gas is 0,024 €/kWh_{HHV}. Voor windenergie op land is de langetermijnprijs, inclusief profiel- en onbalanskosten, 0,043 €/kWh. De basisprijzen voor deze categorieën zijn de basisprijs elektriciteit vermenigvuldigd met deze profiel- en onbalansfactoren, wat leidt tot 0,029 €/kWh voor wind-op-land en zon-PV.

De SDE+-regeling vergoedt het verschil tussen het basisbedrag (de productiekosten van hernieuwbare elektriciteit, hernieuwbare warmte en hernieuwbaar gas) enerzijds en het correctiebedrag (de marktprijs van hernieuwbare elektriciteit, hernieuwbare warmte of hernieuwbaar gas) anderzijds. Per categorie wordt tevens een basis(energie)prijs vastgesteld, die de ondergrens voor het correctiebedrag vormt. Het basisbedrag en de basisprijs worden per nieuwe regeling bepaald voor iedere categorie en liggen vast gedurende de looptijd van een subsidiebeschikking. De correctiebedragen worden daarentegen binnen een subsidiebeschikking jaarlijks berekend om zodoende de actuele marktwaarde te benaderen.

Het ministerie van Economische Zaken en Klimaat heeft aan het Planbureau voor de Leefomgeving gevraagd een berekening te maken van de voorlopige correctiebedragen en de basisprijzen voor het jaar 2020. Deze notitie heeft tot doel een overzicht te geven van deze berekende basisprijzen en correctiebedragen. Daarnaast wordt de ontwikkeling van de belangrijkste parameters getoond waardoor de correctiebedragen zoals de basisprijzen bepaald worden.

Paragraaf 2 in dit hoofdstuk biedt een uitleg van de berekeningsmethode en de invoerparameters die bij de berekening gebruikt zijn. Paragraaf 3 toont de berekeningswijze gebruikt verder, paragraaf 4 bestaat uit een overzicht van de berekende waarden voor respectievelijk elektriciteit, gas, warmte, WKK en overige CO₂-reducerende opties.

10.2 Toelichting parameters basisprijzen en correctiebedragen

10.2.1 Toelichting parameters elektriciteit

Inleiding

De berekeningsmethode van de basisbedragen en de correctiebedragen voor de SDE+ 2020-energiecategoriën worden hieronder weergegeven. De methodiek voor de berekening van de correctiebedragen voor elektriciteit producerende categorieën is hierbij een uitbreiding van de berekeningsmethode die in de notitie *Voorlopige correctiebedragen 2020 voor de SDE++* wordt getoond²⁵. De methodologie voor de berekening van de basisprijzen voor elektriciteit producerende categorieën wordt in deze publicatie meer in detail benadrukt.

De basisprijs van hernieuwbare elektriciteit is een combinatie van de langetermijnelektriciteitsprijs. Een extra aanpassing geldt bij zon-PV, afhankelijk van of de elektriciteitsproductie voor eigen gebruik wordt gebruikt of aan het net wordt geleverd. Tabel 10-1 toont schematisch welke verschillende rekenmethoden er voor basisprijs en correctiebedrag van elektriciteitsopties bestaan.

Tabel 10-1. Rekenmethoden basisprijzen en correctiebedragen elektriciteit

Rekenmethode		Formules
Elektriciteit	Basisprijs	$2/3 \times \text{LT-energiecategorijs}$
	Correctiebedrag	$\text{EPEX}_{\text{basislast}}$
Elektriciteit wind-op-land	Basisprijs	$2/3 \times \text{LT-energiecategorijs} \times \text{Profiel- en onbalansfactor wind-op-land}$
	Correctiebedrag	$\text{EPEX}_{\text{basislast}} \times \text{Profiel- en onbalansfactor wind-op-land}$
Elektriciteit zonPV-netlevering	Basisprijs	$2/3 \times \text{LT-energiecategorijs} \times \text{Profiel- en onbalansfactor zon-PV}$
	Correctiebedrag	$\text{EPEX}_{\text{basislast}} \times \text{Profiel- en onbalansfactor zon-PV}$
Elektriciteit zonPV-niet-netlevering klein	Basisprijs	$2/3 \times \text{LT-energiecategorijs} \times \text{Profiel- en onbalansfactor zon-PV} + \text{Energiebelasting (energiebelasting schijf)} + \text{ODE} + \text{Netwerkstarief}$
	Correctiebedrag	$\text{EPEX}_{\text{basislast}} \times \text{Profiel- en onbalansfactor zon-PV} + \text{Energiebelasting (energiebelasting schijf)} + \text{ODE} + \text{Netwerkstarief}$
Elektriciteit zonPV-niet-netlevering groot	Basisprijs	$2/3 \times \text{LT-energiecategorijs} \times \text{Profiel- en onbalansfactor zon-PV} + \text{Energiebelasting (energiebelasting schijf)} + \text{ODE}$
	Correctiebedrag	$\text{EPEX}_{\text{basislast}} \times \text{Profiel- en onbalansfactor zon-PV} + \text{Energiebelasting (energiebelasting schijf)} + \text{ODE}$

De gehanteerde parameterwaarden (zoals profielfactoren) die specifiek zijn voor de verschillende categorieën elektriciteitsproductie worden weergegeven in tabel 10-2.

²⁵ Pisca en Lensink (2019), *Voorlopige correctiebedragen 2020 voor de SDE++*, Den Haag: PBL.

Tabel 10-2. Gehanteerde parameterwaarden voor berekenen van de basisprijzen en de correctiebedragen SDE+ 2020

Parameters	Waarden gehanteerd voor correctiebedragen	Waarden gehanteerd voor basisprijzen
Elektriciteitsprijs (gemiddelde, ongewogen)	0,04885 €/kWh	0,05251 €/kWh
Profiel- en onbalansfactor wind op land	0,88	0,82
Profiel en onbalansfactor zon-PV	0,97	0,84

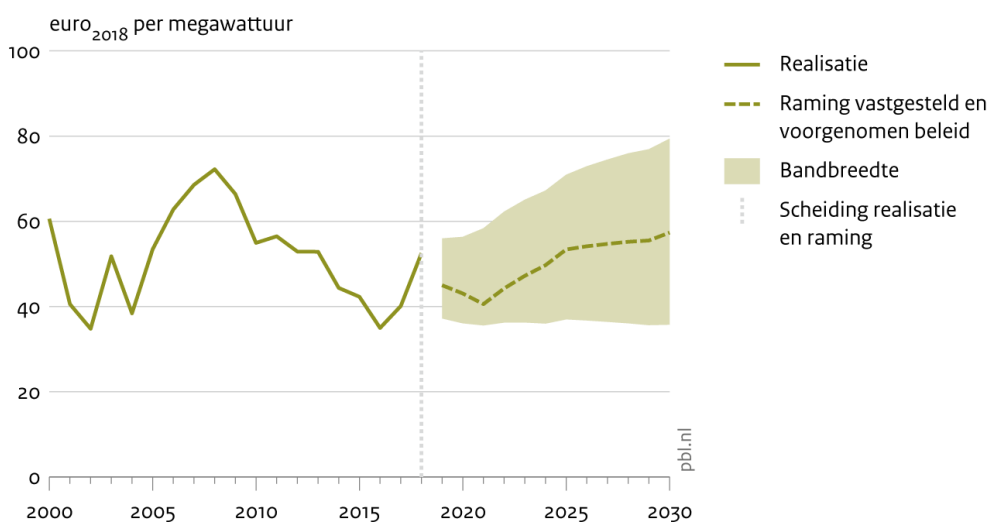
Langetermijnprijzen elektriciteit

In de KEV 2019 worden verschillende prijspaden getoond. Voor de toekomst betreft het de projecties op basis van vastgesteld en voorgenomen beleid en een bandbreedte daaromheen, als getoond in figuur 10-1.

Figuur 10-1

Groothandelsprijs elektriciteit als getoond in de KEV2019

Groothandelsprijs elektriciteit



Bron: CBS; bewerking PBL (realisatie); KEV-raming

Deze elektriciteitsprijzen hebben betrekking op de gemiddelde prijs van geconsumeerde elektriciteit in Nederland. Voor de SDE+ wordt gekeken naar productie-installaties die in beginsel onafhankelijk van de vraag elektriciteit produceren. De gemiddelde langjarige elektriciteitsprijs die zij ontvangen, zal daardoor een volume-ongewogen elektriciteitsprijs zijn.

Wind- en zon-PV-elektriciteitsproductie is vatbaar voor profieffecten. Dit veroorzaakt een gemiddeld lagere elektriciteitsprijs door een grote mate van gelijktijdigheid van het aanbod. Bovendien hebben zij ook te maken met onbalans door onvermijdelijke afwijkingen tussen de werkelijke productie en de markt biedingen die een dag van tevoren gedaan moeten worden. Deze factoren komen tot uiting in profielkosten respectievelijk onbalanskosten. De profielkosten zijn afkomstig van berekeningen in de KEV 2019. Voor de onbalanskosten wordt een constante waarde van 0,004 €₂₀₁₉/kWh gebruikt op basis van de huidige onbalanskosten. Tabel 10-3 geeft een cijfermatige overzicht van de gehanteerde elektriciteitsprijzen gebuikt in de berekening van de basisprijzen voor een periode van 15 jaar (2020-2034).

Tabel 10-3. Gemiddelde elektriciteitsprijs, in €₂₀₁₉/kWh

Jaar	Electriciteitsprijs (ongewogen uurgemiddelde)	Wind-op-land (incl. profiel- en onbalansfactor)	Zon-PV (incl. profiel- en onbalansfactor)
	€ ₂₀₁₉ /kWh	€ ₂₀₁₉ /kWh	€ ₂₀₁₉ /kWh
2020	0,043	0,037	0,038
2021	0,041	0,035	0,036
2022	0,044	0,038	0,039
2023	0,047	0,041	0,042
2024	0,050	0,042	0,043
2025	0,054	0,046	0,046
2026	0,054	0,046	0,046
2027	0,055	0,045	0,045
2028	0,055	0,045	0,046
2029	0,056	0,044	0,045
2030	0,058	0,045	0,046
2031	0,058	0,045	0,046
2032	0,058	0,045	0,046
2033	0,058	0,045	0,046
2034	0,058	0,045	0,046
Gemiddelde elektriciteitsprijs 2020-2034	0,053	0,043	0,044

De gemiddelde elektriciteitsprijs over de jaren 2020-2034 bedraagt 0,053 €/kWh. De gemiddelde elektriciteitsprijs voor wind-op-landcategorieën bedraagt 0,043 €/kWh terwijl voor zon-PV-categorieën deze 0,044 €/kWh bedraagt, als getoond in tabel 10-3. De basisprijs voor elektriciteit is tweederde daarvan ofwel voor beide afgerond 0,035 €/kWh. De respectievelijke gemiddelde profiel- en onbalansfactoren voor wind op land en zon-PV zijn 0,82 en 0,84, gemiddeld over 2020-2034. De basisprijzen voor deze categorieën zijn de basisprijs elektriciteit vermenigvuldigd met deze profiel- en onbalansfactoren, wat leidt tot 0,029 €/kWh voor zowel wind op land en als zon-PV.

Marktindex elektriciteit: EPEX_{basislast}

Voor elektriciteit is de marktindex de *day ahead*-markt EPEX en wel de prijsnoteringen in de periode 1 september 2018 tot en met 31 augustus 2019. Voor de voorlopige correctiebedragen 2020 is het ongewogen gemiddelde over deze periode berekend²⁶. De gemiddelde elektriciteitsprijs over de periode bedraagt 0,049 €/kWh. De respectieve gerealiseerde profiel- en onbalansfactoren voor wind op land en zon-PV categorieën zijn 0,88 en 0,94.

Overige parameters

Energiebelasting en Opslag Duurzame Energie

Voor categorieën zon-PV in 2020 worden meerdere basisprijzen en correctiebedragen gehanteerd afhankelijk van de geproduceerde elektriciteit die wel of niet aan het net wordt geleverd. Voor de producerende installaties die elektriciteit aan het net leveren is het correctiebedrag en basisprijs exclusief energiebelasting. De energiebelasting is van toepassing voor de installaties die de geproduceerde elektriciteit niet aan het net leveren. Het belastingbedrag gebruikt in de berekeningen is 0,022 €₂₀₁₉/kWh²⁷. Daarboven wordt voor niet-netlevering ook het marginale transporttarief van 0,0092 €/kWh opgeteld.

²⁶ Pisca en Lensink (2019), Voorlopige correctiebedragen 2020 voor de SDE++, Den Haag: PBL.

²⁷ Tarieven energiebelasting 2019, Belastingdienst.

10.2.2 Toelichting parameters hernieuwbaar gas

Inleiding

De berekeningsmethode van de basisbedragen en de correctiebedragen voor de SDE+ 2020-categorieën voor hernieuwbaar gas worden hieronder weergegeven. De methodiek voor de berekening van de correctiebedragen voor hernieuwbaar gas producerende categorieën is hierbij een uitbreiding van de berekeningsmethode die in de notitie *Voorlopige correctiebedragen 2020 voor de SDE++* wordt getoond²⁸. De basisprijzen voor de SDE+ 2020-hernieuwbaargascategorieën worden berekend aan de hand van de langjarige aardgasprijs als getoond in de KEV2019 getoond in tabel 10-4.

Tabel 10-4. Rekenmethoden basisprijzen en correctiebedragen hernieuwbaar gas

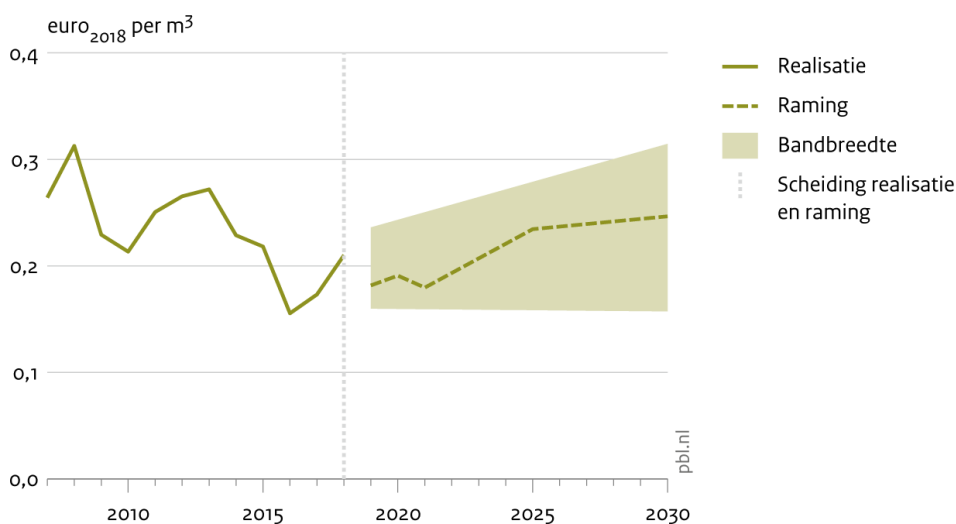
Rekenmethode		Formules
Hernieuwbaar gas	Basisprijs	$2/3 \times \text{LT-aardgasprijs (langetermijnprijzen)}$ (bovenste verbrandingswaarde)
	Correctiebedrag	TTF (year ahead marktprijs gas) (bovenste verbrandingswaarde)

Langetermijnprijzen aardgas

In de KEV 2019 worden verschillende prijspaden getoond. Voor de toekomstige prijspaden betreft het de projecties op basis van vastgesteld en voorgenomen beleid en een bandbreedte daaromheen, als getoond in figuur 10-2.

Figuur 10-2

Jaargemiddelde groothandelsaardgasprijs



Bron: CBS (realisatie); ICE ENDEX TTF, IEA WEO (IEA, 2018) en WLO 2015 (CPB & PBL, 2015) (raming)

De aardgasprijzen die gebruikt worden bij de berekening van de basisprijzen, zijn getoond in tabel 10-5.

²⁸ Pisca en Lensink (2019), *Voorlopige correctiebedragen 2020 voor de SDE++*, Den Haag: PBL.

Tabel 10-5. Gemiddelde aardgasprijs, in €₂₀₁₉/kWh_{HHV}

Jaar	Aardgasprijs (bovenste verbrandingswaarde)
	€ ₂₀₁₉ /kWh _{HHV}
2020	0,020
2021	0,019
2022	0,020
2023	0,022
2024	0,023
2025	0,024
2026	0,025
2027	0,025
2028	0,025
2029	0,025
2030	0,026
2031	0,026
2032	0,026
2033	0,026
2034	0,026
Gemiddelde aardgasprijs 2020-2034	0,024

Marktindex aardgas: TTF

De voorlopige correctiebedragen voor 2020 worden berekend aan de hand van de marktprijzen voor levering van gas in 2020, Voor gas is de marktindex van de TTF op de *year ahead-market* (ofwel de termijnmarkt) gebruikt, waarbij gerekend is met prijzen voor Cal-20 zoals deze genoteerd stonden in de periode 1 september 2018 tot en met 31 augustus 2019. De prijs van aardgas lag in deze periode gemiddeld op 0,020 €/kWh_{HHV}.

10.2.3 Toelichting parameters warmte en WKK**Inleiding**

Er is geen directe marktindex voor de prijs van warmte, daarom wordt in de berekening van de basisprijzen en correctiebedragen voor warmte de representatieve prijs van warmte afgeleid van de prijs van gas. Daarnaast worden voor warmte meerdere basisprijzen en correctiebedragen gehanteerd, waarbij het belangrijkste onderscheid wordt gemaakt tussen kleine, middelkleine, middelgrote en grote installaties. Voor WKK-categorieën wordt het correctiebedrag berekend op basis van een gecombineerd correctiebedrag voor warmte en elektriciteit. Tabel 10-6 toont schematisch welke verschillende rekenmethoden er voor basisprijzen en correctiebedragen van warmte- en WKK-opties bestaan. Meer informatie over de berekeningsmethoden is beschikbaar in een eerder gepubliceerd rapport ²⁹.

²⁹ Lensink en Van Zuijlen (2015), Aanvullend onderzoek correctiebedragen SDE+-regeling, ECN.

Tabel 10-6. Rekenmethoden basisprijzen en correctiebedragen warmte en WKK

Rekenmethode		Formules
Warmte, klein / middelklein / middelgroot	Basisprijs	$(2/3 \times \text{LT-aardgasprijs}_{\text{LHV}} + \text{Energiebelasting (energiebelasting schijf)} + \text{ODE}) / \text{gasketelrendement}$
	Correctiebedrag	$(\text{Marktindex Warmteprijs}_{\text{LHV}} + \text{Energiebelasting} + \text{ODE}) / \text{gasketelrendement}$
Warmte, groot	Basisprijs	$90\% \times 2/3 \times \text{LT-aardgasprijs}_{\text{LHV}}$
	Correctiebedrag	Factor voor representatieve warmteprijs x Marktindex Warmteprijs _{LHV}
Direct warmte	Basisprijs	$2/3 \times \text{LT-aardgasprijs}_{\text{LHV}} + \text{Energiebelasting (energiebelasting schijf)} + \text{ODE}$
	Correctiebedrag	Marktindex Warmteprijs _{LHV} + Energiebelasting (energiebelasting schijf) + ODE)
WKK, klein / middelklein / middelgroot	Basisprijs	$(2/3 \times \text{LT-elektriciteitsprijs} + 2/3 \times \text{LT-aardgasprijs}_{\text{LHV}} \times \text{warmtekrachtverhouding} + \text{Energiebelasting (1}^{\text{e}} \text{ schijf)}) / (1 + \text{warmtekrachtverhouding})$
	Correctiebedrag	$(\text{Correctiebedrag elektriciteit} + \text{correctiebedrag warmte} \times \text{warmtekrachtverhouding}) / (1 + \text{warmtekrachtverhouding})$

In de adviesvraag heeft EZK aan het PBL gevraagd om nader te kijken naar de correctiebedragen (grootschalige) warmte. Wij hebben daarbij gepoogd per categorie een generieke inschatting te maken van de aard van de warmte-installatie die (deels) vervangen wordt. De situaties waarin 70% van de aardgasprijs als maatgevend beschouwd kan worden ('warmte uit flexibele WKK') achter wij niet generiek typerend te zijn voor een categorie, al komt deze situatie in de praktijk wel voor. Daarentegen wenst EZK in nader geformuleerde uitgangspunten geen onderscheid te maken tussen verdringing van warmte uit een gasketel met rookgascondensatie ('warm water') en warmte uit een gasketel met rookgascondensatie ('stoom'). Op deze variaties hebben we in dit rapport wel een analyse uitgevoerd, maar in deze tabel noch in de geadviseerde correctiebedragen en basisprijzen komt deze differentiatie terug.

Ontwikkeling langetermijnprijzen warmte

De representatieve prijs van warmte wordt afgeleid van de gemiddelde langjarige aardgasprijs. Deze warmteprijs bedraagt 0,0265 €/kWh_{LHV}. De aanvullende parameters die worden genoemd in de berekeningsmethode worden gepresenteerd in tabel 10-7.

Tabel 10-7. Gehanteerde parameterwaarden voor de basisprijzen

Parameters	Waarde gehanteerd voor basisprijzen
Langetermijnwarmteprijs (gemiddelde)	0,0265 €/kWh _{LHV} <i>Berekend d.m.v.: $0,0239 \text{ €/kWh}_{\text{HHV}} \times (35,17 \text{ MJ}_{\text{HHV}}/\text{Nm}^3 / 31,65 \text{ MJ}_{\text{LHV}}/\text{Nm}^3)$</i>
Gasketelrendement <i>Warmte klein, middelklein en middelgroot</i>	90%
Factor voor representatieve warmteprijs <i>Warmte groot</i>	90%

Marktindex warmte

De representatieve prijs van warmte wordt afgeleid van de prijs van aardgas, aangezien er geen daadwerkelijke marktindex voor warmte bestaat. Deze warmteprijs bedraagt 0,0221€/kWh_{LHV}. De aanvullende parameters die worden genoemd in de berekeningsmethode worden gepresenteerd in tabel 10-8.

Tabel 10-8. Gehanteerde parameterwaarden voor de correctiebedragen

Parameters	Waarde gehanteerd voor correctiebedragen
Marktindex warmte	0,0221 €/kWh _{LHV} <i>Berekend d.m.v.: $0,0199 \text{ €/kWh}_{HHV} \times (35,17 \text{ MJ}_{HHV}/\text{Nm}^3 / 31,65 \text{ MJ}_{LHV}/\text{Nm}^3)$</i>
Gasketelrendement <i>Warmte klein, middelklein en middelgroot</i>	90%
Factor voor representatieve warmteprijs <i>Warmte groot</i>	90%

Overige parameters*Energiebelasting en Opslag Duurzame Energie*

Zowel de correctiebedragen als basisprijzen behorende bij warmtelevering bevatten voor kleine, middelkleine en middelgroot installaties een component voor vermeden energiebelasting. Het corresponderende energiebelastingtarief correspondeert met de grootte van de bij de categorie behorende referentie-installatie, zoals deze door het PBL gehanteerd is ter advisering van de basisbedragen.³⁰ In dit energiebelastingtarief is de Opslag Duurzame Energie (ODE) 2019 inbegrepen. Een voorbeeld: kleine installaties welke minder dan 170.000 m³ aardgasequivalent per jaar aan warmte produceren worden verondersteld het energiebelastingtarief en de ODE van de schijf 0-170,000 m³ aardgas per jaar te besparen. De uitzonderingen hierop zijn zonthermie, waarbij het zonthermiesysteem is combinatie met een traditionele warmtevoorziening zal functioneren, en kleinschalige mestmonovergisting, waarbij de warmte geacht wordt geleverd te worden aan een grote hub. Het tarief voor kleine installaties bedraagt daarmee 0,34553 €/m³ of 0,00393 €/kWh_{LHV}. Op vergelijkbare wijze worden de energiebelastingtarieven inclusief ODE voor grotere installaties bepaald.

Warmtekrachtverhouding

De parameters die bij aanvang van een beschikking vast staan, doch relevant zijn voor de berekening van de basisprijzen en de correctiebedragen, zijn de warmtekrachtverhoudingen bij de WKK-categorieën. Deze volgen uit de referentie van een betreffende categorie. Tabel 10-9 toont de gehanteerde warmtekrachtverhoudingen (aangeduid met WK-factoren) voor de WKK-categorieën.

Tabel 10-9. WK-factor per categorie, warmte en WKK

Categorie	WK-factor
Grootschalige vergisting, gecombineerde opwekking	1,07
Monomestvergisting, gecombineerde opwekking > 400 kW	1,00
Monomestvergisting, gecombineerde opwekking ≤ 400 kW	1,00
Verbeterde slibgisting, gecombineerde opwekking	0,66

10.3 Toelichting berekeningswijzen basisprijzen

De basisprijzen en de correctiebedragen volgen de berekeningsmethode van de correctiebedragen. Voor de correctiebedragen wordt als energieprijs de marktindex (voor gas of elektriciteit) gebruikt van de afgelopen 12 maanden. Voor de basisprijzen wordt daarentegen als energieprijs gebruikt 2/3^e van de langetermijnprijs. De langetermijnprijs is hierbij gedefini-

³⁰ Lensink & Cleijne (2016), Eindadvies Basisbedragen SDE+ 2017, ECN-E—16-040, Petten.

eerd als het ongewogen gemiddelde van de reële prijsprojecties uit de Klimaat- en Energieverkenning. Er zijn 14 onderscheidende berekeningswijzen. Deze worden in tabel 10-10 gelabeld met Methode ID.

Tabel 10-10. Berekeningswijze basisprijzen

Categorie	Berekeningswijze	Methode ID
Elektriciteit	$2/3 \times \text{LT-elektriciteitsprijs}$	1
Elektriciteit wind-op-land	$2/3 \times \text{LT-elektriciteitsprijs} \times \text{PIF}_{\text{wind-op-land}}$	2
Elektriciteit zonPV	$2/3 \times \text{LT-elektriciteitsprijs} \times \text{PIF}_{\text{zon-PV}}$	3
Elektriciteit zonPV-niet-netlevering-klein	$2/3 \times \text{LT-elektriciteitsprijs} \times \text{PIF}_{\text{zon-PV}} + \text{EB} (3^{\text{e}} \text{ schijf}) + \text{ODE} + \text{Netwerktaarif}$	4
Elektriciteit zon-niet-netlevering-groot	$2/3 \times \text{LT-elektriciteitsprijs} \times \text{PIF}_{\text{zon-PV}} + \text{EB}(3^{\text{e}} \text{ schijf}) + \text{ODE}$	5
Hernieuwbaar gas	$2/3 \times \text{LT-aardgasprijs}_{\text{HHV}}$ (bovenste verbrandingswaarde)	6
Warmte, klein	$(2/3 \times \text{LT-aardgasprijs}_{\text{LHV}} + \text{EB} (1^{\text{e}} \text{ schijf}) + \text{ODE})/\text{gasketelrendement}$	7
Warmte, middelklein	$(2/3 \times \text{LT-aardgasprijs}_{\text{LHV}} + \text{EB} (2^{\text{e}} \text{ schijf}) + \text{ODE})/\text{gasketelrendement}$	8
Warmte, middelgroot	$(2/3 \times \text{LT-aardgasprijs}_{\text{LHV}} + \text{EB} (3^{\text{e}} \text{ schijf}) + \text{ODE})/\text{gasketelrendement}$	9
Warmte, groot	$90\% \times 2/3 \times \text{LT-aardgasprijs}_{\text{LHV}}$	10
Directe warmte	$2/3 \times \text{LT-aardgasprijs}_{\text{LHV}} + \text{EB} (3^{\text{e}} \text{ schijf}) + \text{ODE}$	11
WKK, klein	$(2/3 \times \text{LT-elektriciteitsprijs} + 2/3 \times \text{LT-aardgasprijs}_{\text{LHV}} \times \text{WK} + \text{EB} (1^{\text{e}} \text{ schijf})) / (1+\text{WK})$	12
WKK, middelklein	$(2/3 \times \text{LT-elektriciteitsprijs} + 2/3 \times \text{LT-aardgasprijs}_{\text{LHV}} \times \text{WK} + \text{EB} (2^{\text{e}} \text{ schijf})) / (1+\text{WK})$	13
WKK, middelgroot	$(2/3 \times \text{LT-elektriciteitsprijs} + 2/3 \times \text{LT-aardgasprijs}_{\text{LHV}} \times \text{WK} + \text{EB} (3^{\text{e}} \text{ schijf})) / (1+\text{WK})$	14

Hierin zijn:

LT	Langetermijnprijs
$\text{PIF}_{\text{wind-op-land}}$	Profiel- en onbalansfactor (<i>profile and imbalance factor</i>) windenergie op land
$\text{PIF}_{\text{zonPV}}$	Profiel- en onbalansfactor (<i>profile and imbalance factor</i>) zon-PV
EB_x	Energiebelasting schijf x
ODE_x	Opslag Duurzame Energie schijf x
HHV	Bovenste verbrandingswaarde (<i>higher heating value</i>)
LHV	Onderste verbrandingswaarde (<i>lower heating value</i>)
WK	Warmtekrachtverhouding

10.4 Overzicht basisprijzen en correctiebedragen

Tabel 10-11 tot en met tabel 10-16 geven een overzicht van de basisprijzen en correctiebedragen voor de SDE+ 2020 categorieën. De berekeningswijze, Methode ID, verwijst in de nummering naar de formule in tabel 10-10. De berekeningswijze van basisprijzen en correctiebedragen is uitgewerkt in het OT-model dat te downloaden is via www.pbl.nl/sde.

Tabel 10-11. Energie uit water

Categorie	Methode ID	Basisprijs [€/kWh]	Voorlopig correctiebedrag 2020 [€/kWh]
Waterkracht, valhoogte \geq 50 cm	1	0,035	0,049
Waterkracht, valhoogte \geq 50 cm, renovatie	1	0,035	0,049
Vrije stromingsenergie, valhoogte < 50 cm	1	0,035	0,049
Osmose	1	0,035	0,049

Tabel 10-12. Zonne-energie

Categorie	Methode ID	Basisprijs [€/kWh]	Voorlopig correctiebedrag 2020 [€/kWh]
Fotovoltaïsche zonnepanelen, \geq 15kWp en <1MWp met aansl. >3*80A; netlevering	3	0,029	0,047
Fotovoltaïsche zonnepanelen, \geq 15kWp en <1MWp met aansl. >3*80A; niet-netlevering	4	0,060	0,078
Fotovoltaïsche zonnepanelen, \geq 1 MWp, gebouwgebonden; netlevering	3	0,029	0,047
Fotovoltaïsche zonnepanelen, \geq 1 MWp, gebouwgebonden; niet-netlevering	5	0,051	0,069
Fotovoltaïsche zonnepanelen, \geq 1 MWp, niet gebouwgebonden; netlevering	3	0,029	0,047
Fotovoltaïsche zonnepanelen, \geq 1 MWp, niet gebouwgebonden; niet-netlevering	5	0,051	0,069
Fotovoltaïsche zonnepanelen, \geq 1 MWp, zonvolgend niet gebouwgebonden; netlevering	3	0,029	0,047
Fotovoltaïsche zonnepanelen, \geq 1 MWp, zonvolgend niet gebouwgebonden; niet-netlevering	5	0,051	0,069
Zonthermie, \geq 140 kWth tot 1 MWth	8	0,030	0,035
Zonthermie, \geq 1 MWth	9	0,023	0,028

Tabel 10-13. Windenergie

Categorie	Methode ID	Basisprijs [€/kWh]	Voorlopig correctiebedrag 2020 [€/kWh]
Wind op land, ≥ 8,0 m/s	2	0,029	0,043
Wind op land, ≥ 7,5 en < 8,0 m/s	2	0,029	0,043
Wind op land, ≥ 7,0 en < 7,5 m/s	2	0,029	0,043
Wind op land, ≥ 6,75 en < 7,0 m/s	2	0,029	0,043
Wind op land, < 6,75 m/s	2	0,029	0,043
Wind op waterkeringen, ≥ 8,0 m/s	2	0,029	0,043
Wind op waterkeringen, ≥ 7,5 en < 8,0 m/s	2	0,029	0,043
Wind op waterkeringen, ≥ 7,0 en < 7,5 m/s	2	0,029	0,043
Wind op waterkeringen, ≥ 6,75 en < 7,0 m/s	2	0,029	0,043
Wind op waterkeringen, < 6,75 m/s	2	0,029	0,043
Wind in meer, water ≥ 1 km ²	2	0,029	0,043

* Getoond wordt het aantal vollasturen van de referentie-installatie. In de SDE+ is het maximum aantal vollasturen project-specifiek.

Tabel 10-14. Geothermie

Categorie	Methode ID	Basisprijs [€/kWh]	Voorlopig correctiebedrag 2020 [€/kWh]
Diepe geothermie	10	0,016	0,020
Ultradiepe geothermie	10	0,016	0,020
Diepe geothermie (uitbreiding)	10	0,016	0,020

Tabel 10-15. Verbranding en vergassing van biomassa

Categorie	Methode ID	Basisprijs [€/kWh]	Voorlopig correctiebedrag 2020 [€/kWh]
Vergassing van biomassa (≥95% biogeen)	6	0,016	0,020
Vergassing van biomassa (B-hout)	6	0,016	0,020
Ketel op vaste of vloeibare biomassa 0,5 - 5 MWth	9	0,023	0,028
Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MWth (4500 uur)	10	0,016	0,020
Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MWth (5000 uur)	10	0,016	0,020
Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MWth (5500 uur)	10	0,016	0,020
Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MWth (6000 uur)	10	0,016	0,020
Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MWth (6500 uur)	10	0,016	0,020
Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MWth (7000 uur)	10	0,016	0,020
Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MWth (7500 uur)	10	0,016	0,020
Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MWth (8000 uur)	10	0,016	0,020
Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MWth (8500 uur)	10	0,016	0,020
Ketel op B-hout	10	0,016	0,020
Ketel op vloeibare biomassa	9	0,023	0,028
Ketel stoom uit houtpellets ≥5MWth	10	0,016	0,020
Warmte uit houtpellets ≥10MWth	10	0,016	0,020
Directe inzet van houtpellets voor industriële toepassingen	11	0,021	0,025

Tabel 10-16. Vergisting van biomassa

Categorie	Methode ID	Basisprijs	Voorlopig correctiebedrag 2020
		[€/kWh]	[€/kWh]
Grootschalige vergisting, hernieuwbaar gas	6	0,016	0,020
Grootschalige vergisting, gecombineerde opwekking	14	0,029	0,038
Grootschalige vergisting, warmte	9	0,023	0,028
Monomestvergisting ≤400 kW, hernieuwbaar gas	6	0,016	0,020
Monomestvergisting ≤400 kW, gecombineerde opwekking	12	0,049	0,063
Monomestvergisting ≤400 kW, warmte	9	0,023	0,028
Monomestvergisting >400 kW, hernieuwbaar gas	6	0,016	0,020
Monomestvergisting >400 kW, gecombineerde opwekking	14	0,029	0,039
Monomestvergisting >400 kW, warmte	9	0,023	0,028
Verbeterde slibgisting, hernieuwbaar gas	6	0,016	0,020
Verbeterde slibgisting, gecombineerde opwekking	13	0,033	0,043
Verbeterde slibgisting, warmte	9	0,023	0,028
Bestaande slibgisting, hernieuwbaar gas	6	0,016	0,020

Afkortingen

BoP	<i>Balance of Plant</i>
CAR	<i>Construction All Risk</i>
CBS	Centraal Bureau voor de Statistiek
CIF ARA	<i>Costs, Insurance and Freight</i> , Amsterdam-Rotterdam-Antwerpen-regio
CPB	Centraal Planbureau
cpi	Consumentenprijsindex
E	Elektriciteit
EB	Energiebelasting
ODE	Opslag Duurzame Energie
EBN	Energie Beheer Nederland B.V.
ECB	Europese Centrale Bank
ECN	Energieonderzoek Centrum Nederland
EIA	Energie-investeringsaftrek
EPEX	European Power Exchange
ESP	<i>Electrical Submersible Pump</i> , opvoerpomp
EV	Eigen Vermogen
EZK	Ministerie van Economische Zaken en Klimaat
G	Gas
GvO	Garantie van Oorsprong
HHV	<i>Higher Heating Value</i> , bovenste verbrandingswaarde
LHV	<i>Lower Heating Value</i> , onderste verbrandingswaarde
ICE	Intercontinental Exchange
IP	Injectiepomp
ISDE	Investeringssubsidie Duurzame Energie
KEV	Klimaat- en Energieverkenning
LEI	Landbouweconomisch Instituut
LT	Lange Termijn
MFI	Monetaire Financiële Instelling
O&M	<i>Operations and Maintenance</i> , beheer en onderhoud
OT	Onrendabele Top
OZB	Onroerend Zaakbelasting
PBL	Planbureau voor de Leefomgeving
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
SNCR	<i>Selective Non-Catalytic Reduction</i> , selectieve niet-katalytische reductie
SNG	<i>Substitute Natural Gas</i>
TNO	de Nederlandse Organisatie voor toegepast-natuurwetenschappelijk onderzoek TNO
TNO AGE	<i>TNO Advisory Group for Economic Affairs</i>
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

Nadere informatie

Zie het eindadvies SDE++ 2020 voor een volledig literatuuroverzicht. In het eindadvies SDE++ 2020 staat tevens de externe review van Fraunhofer en TU Wien en een overzicht van de consultatiereacties met de verwerking daarvan.

Bijlage A

Rangschikkingstabel

Tabel A-1 geeft een rangschikking van de categorieën in dit advies naar basisbedrag.

Tabel A-1 Rangschikking op basis van basisbedrag in voorjaarsronde SDE+ 2020

Categorie	Type	Basisbedrag SDE+ 2020 [€/kWh]	Basisprijs [€/kWh]	Voorlopig correctiebedrag 2020 [€/kWh]	Vollasturen [uur/jaar]
Ketel op B-hout	W	0,027	0,016	0,020	7500
Verbeterde slibgisting, warmte	W	0,029	0,023	0,028	7000
Bestaande slibgisting, hernieuwbaar gas	G	0,030	0,016	0,020	8000
Diepe geothermie (uitbreiding)	W	0,031	0,016	0,020	6000
Wind op land, ≥ 8,0 m/s	E	0,042	0,029	0,043	3800
Verbeterde slibgisting, hernieuwbaar gas	G	0,042	0,016	0,020	8000
Diepe geothermie	W	0,043	0,016	0,020	6000
Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MWth (7000 uur)	W	0,044	0,016	0,020	7000
Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MWth (7500 uur)	W	0,044	0,016	0,020	7500
Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MWth (8000 uur)	W	0,044	0,016	0,020	8000
Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MWth (8500 uur)	W	0,044	0,016	0,020	8500
Verbeterde slibgisting, gecombineerde opwekking	WKK	0,044	0,033	0,047	5729
Wind op land, ≥ 7,5 en < 8,0 m/s	E	0,045	0,029	0,043	3500
Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MWth (6000 uur)	W	0,045	0,016	0,020	6000
Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MWth (6500 uur)	W	0,045	0,016	0,020	6500
Wind op waterkeringen, ≥ 8,0 m/s	E	0,046	0,029	0,043	3820
Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MWth (5000 uur)	W	0,046	0,016	0,020	5000
Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MWth (5500 uur)	W	0,046	0,016	0,020	5500
Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MWth (4500 uur)	W	0,047	0,016	0,020	4500
Wind op land, ≥ 7,0 en < 7,5 m/s	E	0,048	0,029	0,043	3200
Wind op waterkeringen, ≥ 7,5 en < 8,0 m/s	E	0,049	0,029	0,043	3520
Ketel op vaste of vloeibare biomassa 0,5 - 5 MWth	W	0,050	0,023	0,028	3000
Wind op land, ≥ 6,75 en < 7,0 m/s	E	0,052	0,029	0,043	2900
Wind op waterkeringen, ≥ 7,0 en < 7,5 m/s	E	0,052	0,029	0,043	3210
Directe inzet van houtpellets voor industriële toepassingen	W	0,052	0,021	0,025	3000
Wind op land, < 6,75 m/s	E	0,056	0,029	0,043	2650
Wind op waterkeringen, ≥ 6,75 en < 7,0 m/s	E	0,057	0,029	0,043	2910
Wind in meer, water ≥ 1 km ²	E	0,059	0,029	0,043	4250
Grootschalige vergisting, warmte	W	0,060	0,023	0,028	7000
Wind op waterkeringen, < 6,75 m/s	E	0,061	0,029	0,043	2660
Monomestvergisting >400 kW, warmte	W	0,062	0,023	0,028	7000
Ketel stoom uit houtpellets ≥5MWth	W	0,064	0,016	0,020	8500
Grootschalige vergisting, hernieuwbaar gas	G	0,064	0,016	0,020	8000
Ultradiepe geothermie	W	0,065	0,016	0,020	7000
Warmte uit houtpellets ≥10MWth	W	0,066	0,016	0,020	6000
Grootschalige vergisting, gecombineerde opwekking	WKK	0,067	0,029	0,038	7622
Monomestvergisting >400 kW, hernieuwbaar gas	G	0,068	0,016	0,020	8000
Ketel op vloeibare biomassa	W	0,069	0,023	0,028	7000
Vergassing van biomassa (B-hout)	G	0,073	0,016	0,020	7500
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, grondgebonden, netlevering	E	0,074	0,029	0,047	950
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, grondgebonden, niet-netlevering	E	0,074	0,051	0,069	950
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, zonvolgend, netlevering	E	0,074	0,029	0,047	1045
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, zonvolgend, niet-netlevering	E	0,074	0,051	0,069	1045
Monomestvergisting >400 kW, gecombineerde opwekking	WKK	0,074	0,029	0,039	7353
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, gebouwgebonden, netlevering	E	0,079	0,029	0,047	950
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, gebouwgebonden, niet-netlevering	E	0,079	0,051	0,069	950
Zonthermie, ≥1 MWth	W	0,080	0,023	0,028	600
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 15 kWp en < 1 MWp, netlevering	E	0,085	0,029	0,047	950
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 15 kWp en < 1 MWp, niet-netlevering	E	0,085	0,060	0,078	950
Monomestvergisting ≤400 kW, hernieuwbaar gas	G	0,088	0,016	0,020	8000
Zonthermie, ≥140 kWth tot 1 MWth	W	0,095	0,030	0,035	600
Waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm, renovatie	E	0,097	0,035	0,049	2600
Monomestvergisting ≤400 kW, warmte	W	0,098	0,023	0,028	7000
Monomestvergisting ≤400 kW, gecombineerde opwekking	WKK	0,121	0,049	0,063	6374
Waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm	E	0,161	0,035	0,049	5700
Vrije stromingsenergie, valhoogte < 50 cm	E	0,185	0,035	0,049	3700
Osmose	E	0,557	0,035	0,049	8000