

## Notitie

**Afdeling** Policy Studies  
**Van** Koen Smekens (ECN), Bart in 't Groen (DNV GL)  
**Aan** Ministerie van Economische Zaken

ECN-N--17-010

### Onderwerp **Kostenonderzoek geothermie SDE+ 2018**

#### 1 **Introductie op proces**

2 Het ministerie van Economische Zaken heeft aan ECN gevraagd om, samen met DNV GL en bij geo-  
3 thermie ondersteund door TNO, advies uit te brengen over de subsidiehoogtes voor hernieuwbare  
4 energie in 2018. Om dit advies te kunnen geven, hebben ECN en DNV GL ervoor gekozen – in  
5 samenspraak met het ministerie van Economische Zaken als opdrachtgever en RVO als uitvoerder van  
6 de SDE+-regeling – een iets gewijzigde procedure te hanteren.

7  
8 Het nu voorliggende document bevat géén advies over de subsidiehoogtes, maar geeft een overzicht  
9 van de kosten van hernieuwbare-energie-installaties, hoofdzakelijk zoals deze gemeld zijn aan RVO bij  
10 de SDE+-aanvragen. De uitgangspunten voor het advies m.b.t. de SDE+ 2018 moeten nog worden  
11 vastgesteld. Zo betekent de afwezigheid van data niet, dat deze categorie zou kunnen verdwijnen in  
12 2018.

13  
14 Het uiteindelijke subsidieadvies is inclusief een adviesaanvraag over basisbedragen (productiekosten),  
15 correctiebedragen (marktwaaarde geproduceerde energie) en basisenergieprijzen (ondergrens voor  
16 correctiebedragen). In de eerste fase van het werk wordt op basis van anonieme en geaggregeerde  
17 informatie van SDE+-aanvragen, die door RVO beschikbaar zijn gesteld, een kostenonderzoek  
18 uitgevoerd. Dit kostenonderzoek wordt in april 2017 beschikbaar gesteld aan geïnteresseerde  
19 marktpartijen, waarna in mei consultatiereacties opgesteld kunnen worden en consultatiegesprekken  
20 met ECN en DNV GL gevoerd kunnen worden. In deze gesprekken kunnen kostenbevindingen  
21 bediscussieerd worden, maar ook correctiebedragen, basisprijzen en wensen met betrekking tot de  
22 uitgangspunten voor het subsidie-advies.

23  
24 Op basis van een nota van antwoord van ECN en DNV GL op de consultatiegesprekken en de nu  
25 gepresenteerde kostenbevindingen stelt het ministerie van Economische Zaken de uitgangspunten op  
26 die voor ECN en DNV GL het kader bieden om advies uit te kunnen brengen over de basisbedragen  
27 SDE+ 2018. In de zomermaanden van 2017 zal een conceptadvies gepubliceerd worden door ECN en  
28 DNV GL dat vervolgens voor een schriftelijke consultatie aan marktpartijen wordt aangeboden,  
29 waarna in het najaar van 2017 het eindadvies aan het ministerie zal worden gegeven.

30  
31

## 32 Inleiding

33 Deze notitie is onderdeel van een serie onderzoeken naar de kosten van hernieuwbare-energie-  
34 projecten in Nederland. Deze onderzoeken worden uitgevoerd ten behoeve van advies over de  
35 hoogtes van subsidie-hoogtes in de SDE+-regeling. Op basis van de onderzoeken wensen ECN en  
36 DNV GL gesprekken met de markt aan te gaan.

37  
38 De technisch-economische parameters die in deze notitie gegeven worden, zijn in de notitie  
39 'Basisbedragen op basis van kostenonderzoeken t.b.v. SDE+ 2018' vertaald naar equivalente  
40 basisbedragen.

41

## 42 Onderzochte geothermieprojecten

43 Binnen de SDE+-regeling is het onderscheid tussen de eerste categorie en de tweede categorie  
44 gebaseerd op de boordiepte (respectievelijk projecten  $\geq 500$  meter en projecten  $\geq 3500$  meter). Voor  
45 beide categorieën zijn referentieprojectgegevens en basisbedragen gegeven in het rapport 'Eindadvies  
46 SDE+ 2017'.

47

48 Op basis van projectgegevens van SDE+-aanvragen bij RVO en van door TNO beschikbaar gestelde  
49 geologische data, is van 27 projecten een geaggregeerd overzicht gemaakt van de geologische en  
50 technisch-economische parameters. In dit kostenonderzoek is van een beperkt aantal projecten de  
51 data niet meegenomen, omdat deze door verschillende redenen niet als representatief werd  
52 beschouwd.

53

54 In de praktijk zijn er slechts projecten uit de eerste categorie. Eén project heeft weliswaar een diepte  
55 van 3580 meter. Aangezien het project de dieptegrens van categorie II ( $\geq 3500$  meter) niet ruim over-  
56 schrijdt, wordt hij in de analyse als categorie I-project meegenomen. De boordiepte van de meeste  
57 projecten ligt tussen de 2000 en 3000 meter. Wegens het ontbreken van projecten in categorie twee,  
58 worden in deze notitie geen nieuwe inzichten gepresenteerd voor deze tweede categorie.

59

60 Figuur 1 geeft de verdeling van deze projecten per vermogensklasse weer. Hierbij is een verdeling  
61 gemaakt naar projecten:

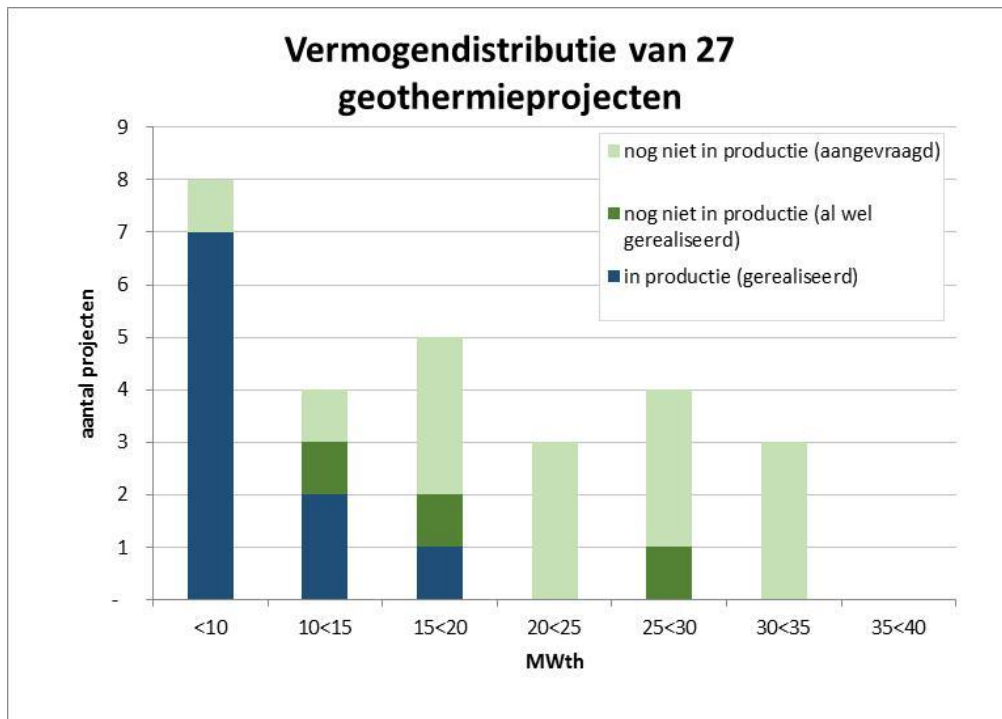
- 62 • 'in productie (gerealiseerd)' (gebaseerd op NLOG productie data), 10 projecten
- 63 • 'nog niet in productie (al wel gerealiseerd)' (gebaseerd op berekende productie gegevens  
64 middels doublet-calc.), 3 projecten
- 65 • 'nog niet in productie (aangevraagd)' (gebaseerd op voorspelde productiegegevens middels  
66 doublet-calc.), 14 projecten.

67

68 De figuur toont dat nieuwe aangevraagde geothermische projecten, projecten zijn met grotere  
69 vermogens, in vergelijking tot de gerealiseerde projecten. De aangevraagde projecten kennen  
70 aangevraagde vermogens tot 32,5 MW. Opgemerkt hierbij dient te worden dat aangevraagde  
71 vermogens, niet altijd gerealiseerd worden. Verderop in deze notitie wordt hierop ook nog nader  
72 ingegaan.

73

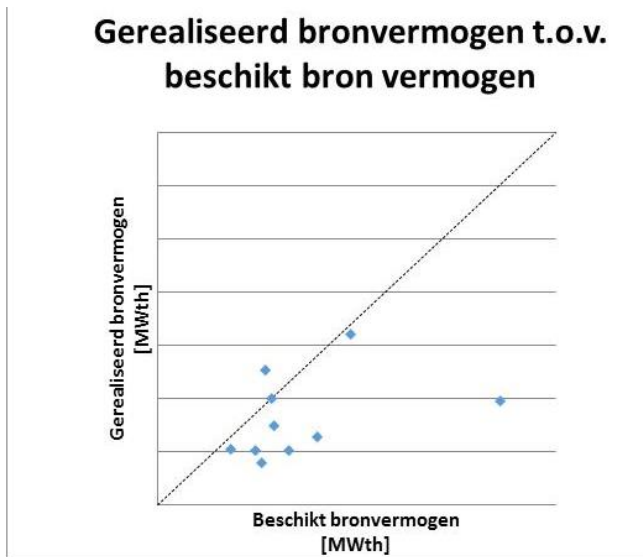
74 **Figuur 1:** Aantal projecten voor geothermische warmte per projectvermogen. Alle gepresenteerde projecten zijn  
 75 representatief voor categorie I ( $\geq 500$  meter). Voor categorie II-projecten ( $\geq 3500$  meter) is geen representatieve data  
 76 beschikbaar



77  
 78  
 79 Voor dit benchmark-kostenonderzoek zijn diverse bepalende parameters voor het basisbedrag  
 80 (zoals COP, debieten, productieputwater- en injectieputwater-temperatuur) vergeleken met de  
 81 aannames van de referentiecasses (cat-1). Hierbij zijn deze parameters alle gerelateerd aan de des-  
 82 betreffende projectvermogens. Analyse van deze waardes toont dat de referentiecasses uit het  
 83 eindadvies SDE+2017 in de wolk van de projectdata vallen. Aanpassing van deze parameters lijkt dus  
 84 niet nodig.

85  
 86 Het gebruikte projectvermogen voor de nog niet producerende geothermische projecten, is geba-  
 87 seerd op het bronvermogen uit de SDE+-aanvraag. Voor de reeds producerende geothermische  
 88 projecten is het daadwerkelijk gerealiseerde bronvermogen gebruikt. In de meeste gevallen liggen de  
 89 aangevraagde vermogens van de projecten hoger dan in de realisatiefase bereikt wordt. Een enkel  
 90 project realiseert echter wel meer dan beschikt. Voor de overige projecten stemt het beschikte ver-  
 91 mogen overeen met het gerealiseerde vermogen. De mediaan van de afwijking naar onder (het  
 92 project presteert slechter als verwacht) bedraagt 58%, de minimale waarde die voorkomt is 32%.  
 93 Daarom is in deze analyse, voor zover mogelijk, uitgegaan van de gerealiseerde bronvermogens.  
 94

95 **Figuur 2:** Het gerealiseerde bronvermogen ten opzichte van het beschikte bron vermogen. In de praktijk ligt het  
 96 gerealiseerde bronvermogen onder het beschikte bronvermogen, wat een relatief grote invloed kan hebben op de  
 97 inschatting van de investering en operationele kosten in €/kW<sub>th</sub>.



98  
 99  
 100 Met betrekking tot het aantal vollasturen kan worden gesteld dat deze in de praktijk boven de  
 101 referentiewaarde van 5500 uur liggen: 8000 uur en meer zijn in de praktijk voor glastuinbouw-  
 102 toepassingen geen uitzondering. Bij de bepaling van de referentiewaarde van 5500 vollasturen was  
 103 echter meegenomen dat het advies voor het basisbedrag voor geothermische warmte ook relevant  
 104 moest zijn voor geothermische projecten die zich op stadsverwarmingstoepassingen richten en  
 105 daardoor een veel lager aantal vollasturen kennen van 2500 tot 3000 uur. De geadviseerde 5500 uur  
 106 ligt dus tussen beide toepassingsgebieden (glastuinbouw met een hoog aantal vollasturen en  
 107 stadsverwarming met een lager aantal vollasturen). Hiernaast is in het verleden ook gekozen voor  
 108 neerwaartse bijstelling van het aantal vollasturen, omdat dit het projectrisico verlaagt.

109  
 110 Tot op heden is geen geothermisch project gerealiseerd dat enkel een stadsverwarmingsnet voedt,  
 111 wel zijn er een aantal van deze projecten aangevraagd. De gerealiseerde projecten zijn alle te vinden  
 112 in de glastuinbouwsector. Aanbevolen wordt om in een later stadium, na realisatie van meer  
 113 geothermische projecten, opnieuw een analyse te maken van de prestatie- en economische  
 114 parameters van de geothermische projecten in verschillende toepassingsgebieden.

## 115 **Investeringskosten**

116  
 117 **Figuur 3** geeft de investeringskosten weer per kW<sub>th</sub>, waarbij de verschillende projecten zijn geordend  
 118 naar bronvermogen.

119  
 120 De spreidingsbalken geven de variatie in kosten weer, van de verschillende projecten binnen de  
 121 gepresenteerde vermogensklasse. Hiernaast is ook de referentiecasi (zoals opgenomen in het  
 122 eindadvies voor SDE+ 2017: 12 MW<sub>th</sub> met 1622 €/kW<sub>th</sub>) voor categorie I weergegeven.

123 Van belang is dat de gegeven waarden in €/kW voor de CAPEX, maar ook de OPEX, van de  
124 'gerealiseerde maar nog niet producerende projecten' en van de 'aangevraagde projecten' gebaseerd  
125 zijn op het beschikte vermogen en niet op het werkelijk (gerealiseerde) vermogen. Omdat deze  
126 beduidend kunnen verschillen, kunnen ook de kosten afwijken zodra projecten in productie gaan.  
127 Voor de meeste gerealiseerde projecten ligt het gerealiseerde bronvermogen onder het beschikte  
128 vermogen, zie ook **Fout! Verwijzingsbron niet gevonden..**  
129

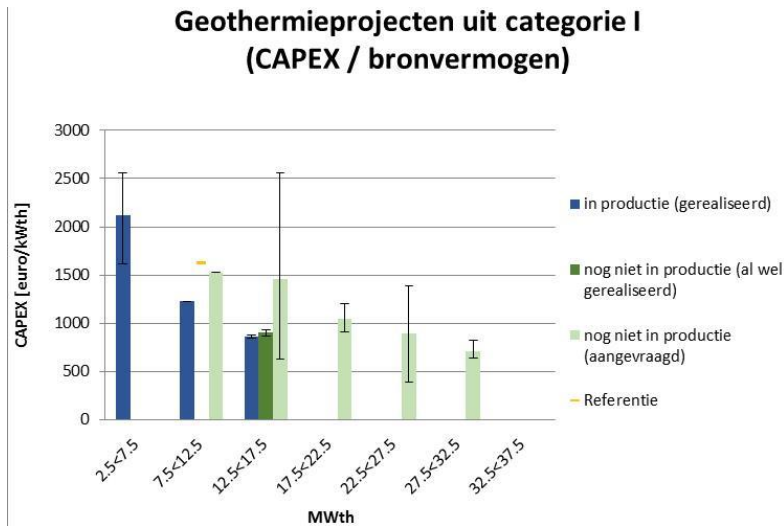
130 Tijdens het onderzoek werd gemeld dat door de striktere toepassing van de mijnbouwwet de periode  
131 tussen het testen van de put en de werkelijke productie langer wordt (extended testing waarbij  
132 alreeds warmte werd geproduceerd werd in het verleden makkelijker gedoogd). Omdat bouwrente  
133 ongeveer 10% uitmaakt van de geschatte CAPEX in de OT-rekentool, kan deze post nog oplopen. Het  
134 dient namelijk vermeld te worden dat bijna geen enkel project specifiek bouwrente opvoert als  
135 onderdeel van de investeringskosten. Dit betekent niet dat er geen rekening me gehouden wordt, het  
136 kan dat die kosten onder een andere post worden ingebracht.  
137

138 Figuur 3 geeft de gemiddelde CAPEX per vermogensklasse weer. Gerealiseerde projecten bevinden  
139 zich in de klassen tot 17,5 MW. Nog niet in productie zijnde en aangevraagde projecten zijn doorgaans  
140 groter qua beschikt vermogen<sup>1</sup>. Maar zoals Figuur 2 aangeeft, kan er een beduidend verschil zitten  
141 tussen beschikt en gerealiseerd vermogen, daarom kunnen er geen conclusies getrokken worden over  
142 de verhouding van CAPEX tussen gerealiseerde en aangevraagde projecten, of van de aangevraagde  
143 projecten met de referentie uit het Eindadvies SDE+ 2017. Rekening houdend met een mediaan van  
144 58% voor de verhouding gerealiseerd t.o.v beschikt vermogen zouden nog niet in productie zijnde  
145 projecten in één of twee vermogensklassen lager kunnen vallen, terwijl de CAPEX per kWth ruim 70%  
146 hoger kan komen te liggen, vergeleken met de waardes in figuur 3.

---

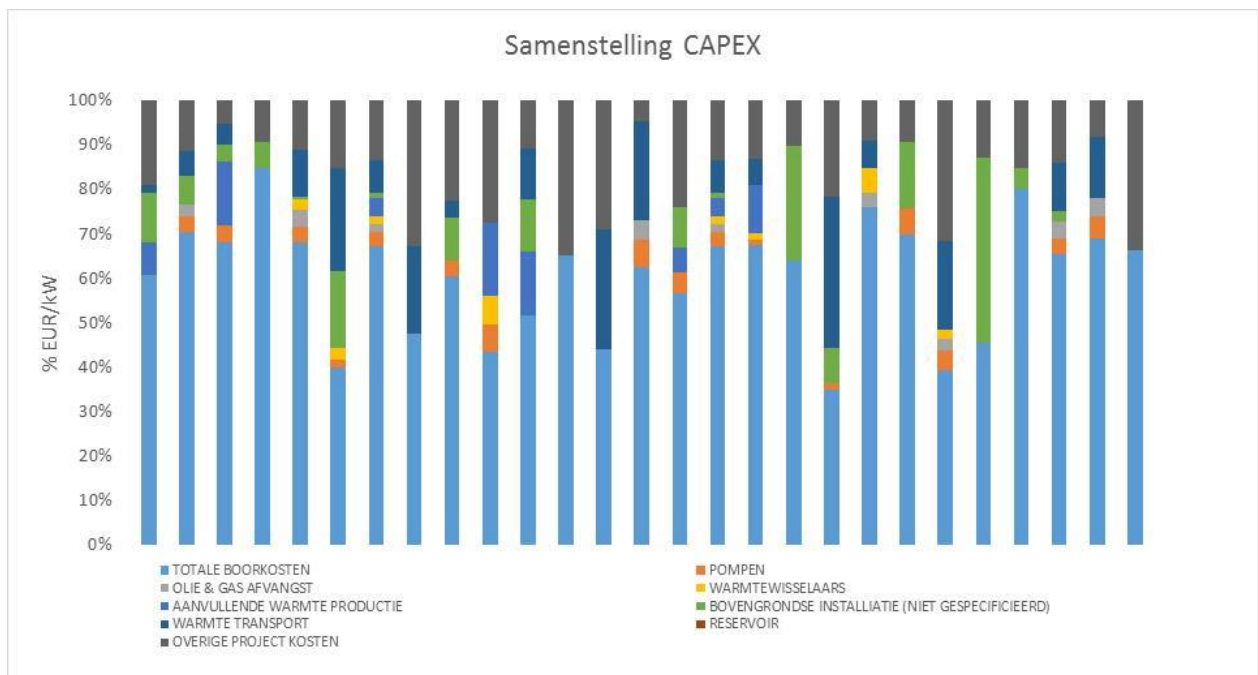
<sup>1</sup> In Figuur 3 zijn de gegevens van 1 project niet weergegeven wegens mogelijke herleidbaarheid. De gegevens zijn wel meegenomen in de brede analyse.

147 **Figuur 3:** CAPEX tegen het bronvermogen uitgezet onderverdeeld naar reeds producerende en nog niet producerende  
 148 projecten. Alle gepresenteerde projecten zijn representatief voor categorie I (>500 meter). Voor categorie II (>3500  
 149 meter) is nog geen representatieve data beschikbaar



150  
 151 **Figuur 4** geeft de spreiding van de samenstelling van de CAPEX weer van de onderzochte projecten  
 152 over verschillende kostenposten als onderdeel van de totale CAPEX. Boorkosten maken de grootste  
 153 individuele kostenpost uit, echter het aandeel in de totale CAPEX verschilt over de verschillende  
 154 projecten.

155 **Figuur 4:** Weergave van de CAPEX opbouw variaties in de verschillende geanalyseerde projecten

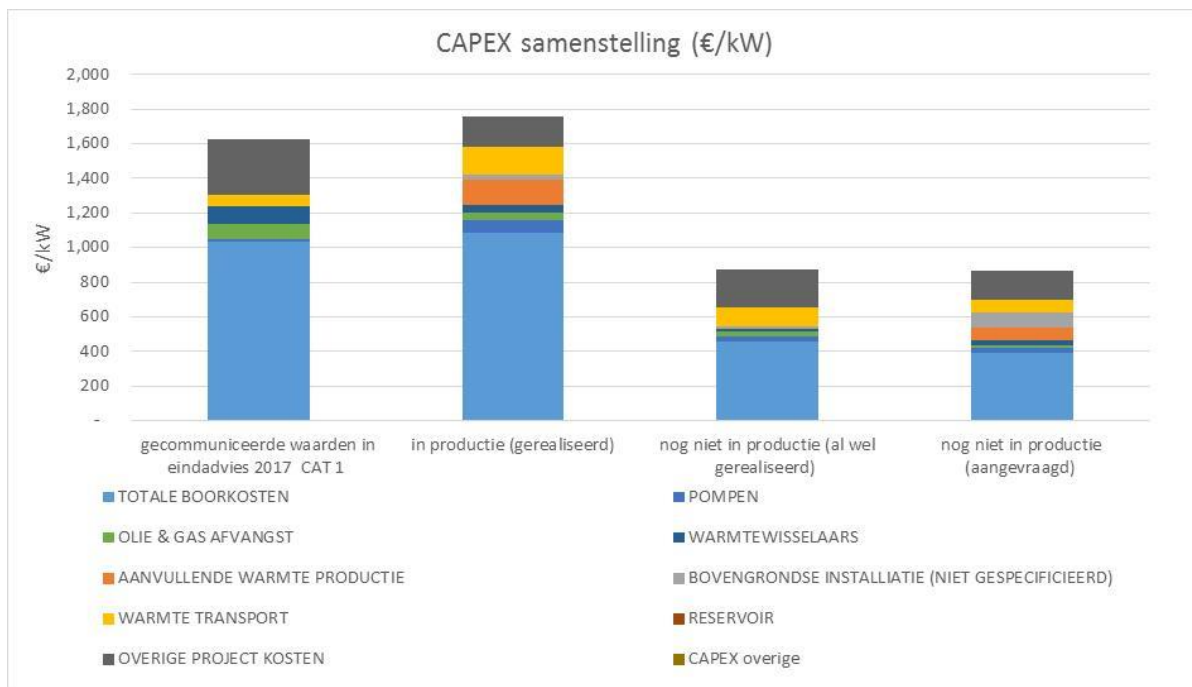


156

157 Figuur 5 geeft een vergelijkend overzicht van de samenstelling van de CAPEX voor de verschillende  
 158 projecttypes. Er is uitgegaan van de mediaan over de verschillende projecten per projecttype. Ter  
 159 vergelijking is ook de samenstelling van de CAPEX van de referentie uit het Eindadvies SDE+ 2017  
 160 gegeven. Er kan niet geconcludeerd worden dat de CAPEX van niet in productie zijnde projecten lager  
 161 ligt dan de referentie want de CAPEX per kW van niet in productie zijnde projecten zijn gebaseerd op  
 162 beschikt vermogen, niet op gerealiseerd vermogen. Zoals Figuur 2 aantoont kan daar een beduidend  
 163 verschil tussen zitten. Indien alle aangevraagde projecten ook de mediaan van gerealiseerd t.o.v  
 164 beschikt vermogen behalen, dan zouden de CAPEX van de nog niet in productie zijnde en  
 165 aangevraagde projecten in de buurt van 1500 €/kW komen te liggen.

166 **Figuur 5:** CAPEX samenstelling van de referentie uit het Eindadvies SDE+ 2017 en het gemiddelde van de projecten.

167



168

169

## 170 Operationele kosten

171 Eenzelfde figuur is opgemaakt voor de operationele kosten, zie Figuur 6. De beschouwde projecten in  
 172 het benchmark onderzoek maken geen onderscheid tussen vaste en variabele kosten, waardoor de  
 173 operationele kosten alleen zijn weergegeven als jaarlijkse kosten.

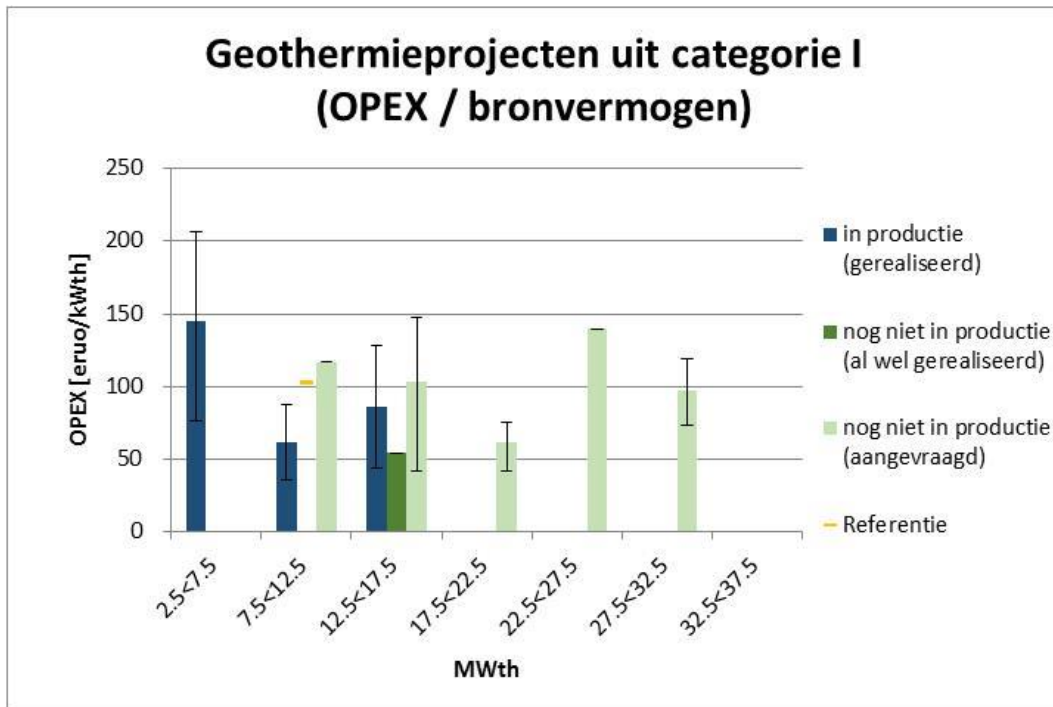
174

175 Hier opnieuw dient opgemerkt te worden dat de vermogens van de nog niet in productie zijnde  
 176 projecten, beschikte vermogens zijn. Deze kunnen nog ruim afwijken van de gerealiseerde vermogens  
 177 (zie Figuur 2). Dit betekent dat de hier weergegeven OPEX per kW waarschijnlijk hoger zal liggen na  
 178 realisatie.

179

180 Figuur 7 geeft de samenstelling van de OPEX waardes uit het kostenonderzoek, verdeeld over de  
 181 verschillende projecten. Hieruit blijkt dat de huidige dataset erg heterogeen is voor de onderzochte  
 182 projecten. Deze spreiding, alsook die van de absolute kosten (zie Figuur 6) leiden er niet toe dat er  
 183 conclusies over de samenstelling van de OPEX kunnen getrokken worden. Voor meer inzicht zouden  
 184 de marktpartijen verzocht moeten worden om een meer uniforme kostenrapportage te hanteren.  
 185

186 **Figuur 6:** OPEX tegen het bronvermogen uitgezet, onderverdeeld naar reeds producerende en nog niet producerende  
 187 projecten<sup>2</sup>. Alle gepresenteerde projecten zijn representatief voor categorie I (>500 meter). Voor categorie II (>3500  
 188 meter) is nog geen representatieve data beschikbaar.<sup>3</sup>



189  
 190

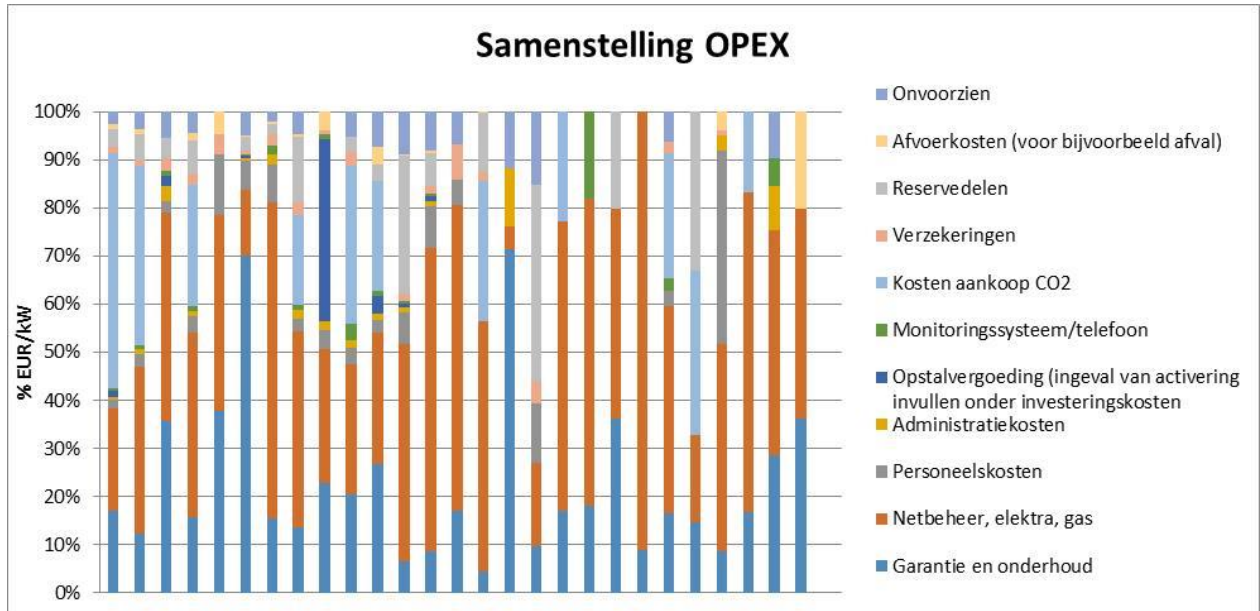
<sup>2</sup> In figuur 6 zijn de gegevens van 1 project niet weergegeven wegens mogelijke herleidbaarheid. De gegevens zijn wel meegenomen in de brede analyse.

<sup>3</sup> Voor de referentie zijn de vaste en variabele operationele kosten opgeteld om vergelijkbaar te zijn met de projectdata die enkel vaste OPEX vermelden



191

**Figuur 7:** Samenstelling OPEX over de geanalyseerde projecten.



192  
193

## Technisch-economische parameters referentiecasi

194  
195

196 Tabel 1 geeft de technisch-economische parameters weer voor de referentiecasi van deze categorie,  
197 met een boordiepte van 3000 meter en een bronvermogen van 12 MW. Daarnaast zijn de bevindingen  
198 uit het kostenonderzoek met betrekking tot de producerende projecten toegevoegd als mediaan en  
199 als ranges. Tevens is het effect op het basisbedrag getoond voor de ranges van de parameters.

200 **Tabel 1:** Technisch-economische parameters voor Geothermie warmte  $\geq 500$  meter<sup>4</sup>

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2017	Mediaan van de producerende projecten	Gevonden range van de producerende projecten	Effect op basisbedrag [€/kWh]
Thermisch outputvermogen	[MW]	12	6,9	3,9 - 16,0	
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	5500	8340	7750 - 8760	- 0,018 ... - 0,016
Investeringskosten	[€/kW <sub>th_output</sub> ]	1622	1750	834 - 2558	- 0,016 ... + 0,020
Vaste O&M-kosten	[€/kW <sub>th_output/a</sub> ]	59	117	35 - 207	- 0,004 ... + 0,030
Variabele O&M-kosten	[€/kW <sub>th_output</sub> ]	0,0080	N.v.t.	N.v.t.	
Aandeel eigen vermogen	%	30	-	25 - 60	- 0,001 ... + 0,012

201

202 Uitgaande van onafhankelijkheid van de parameter in Tabel 1, is het totaaleffect op het basisbedrag te  
203 berekenen (t.o.v. het basisbedrag SDE+ 2017) van -0,01 €/kWh tot +0,02 €/kWh.

<sup>4</sup> Let op dat deze gegevens nog niet finaal zijn.

204 **Informatieverzoeken van ECN en DNV GL**

205 De onderzoekers van ECN en DNV GL hopen dat marktpartijen over enkele zaken hun gedachten  
206 willen laten gaan en – waar mogelijk onderbouwd – hun visie willen inbrengen in de consultatie. Het  
207 betreft in ieder geval de volgende aspecten:

208

209 **Biomassaverbranding en geothermie: is het mogelijk om te differentiëren naar vollasturen en zo ja:  
210 hoe?**

211 Het aantal vollasturen is bepalend voor het basisbedrag. Welke ideeën heeft men om in de SDE+  
212 hierop te differentiëren? Welke ongewenste effecten moeten hierbij worden voorkomen?

213

214 **Geothermie: ECN en DNV GL ontvangen graag extra informatie over toekomstige projecten met een  
215 boordiepte van meer dan 3500 meter, projecten die uitgebreid gaan worden en projecten waarbij  
216 gebruik gemaakt zal worden van bestaande olie- of gasputten?**

217

218 **Geothermie: Wat zijn de verwachte vermogens van geothermie projecten in voorbereiding?**

219

220 **Geothermie: Gegeven de grote spreiding in de samenstelling van de CAPEX en OPEX, kan de markt  
221 een gedetailleerde kostenopbouw leveren van projecten?**

222 **Geothermie: Leidt de vertraging van de productiestart ook tot hogere bouwrente?**

223 Gegeven dat gedurende de *extended-well*-test niet geproduceerd mag worden door de strengere  
224 aanpak van de SoDM, kan de post “bouwrente” in de CAPEX toenemen. Hoe lang is de vertraging die  
225 ontstaat in de start van de productie?

226 **Financiering: Op welke manier kan binnen de berekening van de basisbedragen voor de SDE+ het  
227 beste rekening houden met projecten waarvan de technische levensduur (van onderdelen) langer is  
228 dan de subsidielooptijd (zoals zonne-energie, geothermie en windenergie).**

229

230

231

232

233

234

235 **Disclaimer**

236 Hoewel de informatie in dit rapport afkomstig is van betrouwbare bronnen en de nodige  
237 zorgvuldigheid is betracht bij de totstandkoming daarvan kan ECN geen aansprakelijkheid aanvaarden  
238 jegens de gebruiker voor fouten, onnauwkeurigheden en/of omissies, ongeacht de oorzaak daarvan,  
239 en voor schade als gevolg daarvan. Gebruik van de informatie in het rapport en beslissingen van de  
240 gebruiker gebaseerd daarop zijn voor rekening en risico van de gebruiker. In geen enkel geval zijn ECN,  
241 zijn bestuurders, directeuren en/of medewerkers aansprakelijk ten aanzien van indirecte, immateriële  
242 of gevolgschade met inbegrip van gederfde winst of inkomsten en verlies van contracten of orders.