



Engineering the earth

Evaluatie Algemeen instrumentarium geothermie
Definitief rapport



Engineering the earth

Evaluatie Algemeen instrumentarium geothermie
Definitief rapport

Evaluatie Algemeen instrumentarium geothermie

Definitief rapport

Opdrachtgever **Ministerie van Economische Zaken**
Programmadirectie Energie-uitdagingen 2020
Postbus 20401
2500 EK Den Haag
Contactpersoon: mevrouw J.G. Kal

Adviseur **IF Technology bv**
Postbus 605
6800 AP ARNHEM
T 026-35 35 545 | E s.deboer@iftechnology.nl
Contactpersonen: mevrouw S. de Boer
de heer G. Willemsen

In samenwerking met:



MARSH



SPIDRON



cfg services



TRIPLE BRIDGE
— achieving results —



ekwadraat
ARCHITECTS OF THE SUSTAINABLE CHAIN

Colofon

Auteurs:

mevrouw S. de Boer (IF Technology)
de heer E. Bourdon (CFG France)
de heer G. Butterman (Marsh B.V.)
de heer N. de Fijter (Triple Bridge)
de heer R. te Gussinklo Ohmann (Spidron B.V.)
de heer J. Klein Hesselink (Ekwadraat)
de heer G. Willemsen (IF Technology)

Versie: definitief

Gecontroleerd door: mevrouw S. de Boer

Vrijgegeven door: de heer M. van Aarssen

Paraaf:

Evaluatie Algemeen instrumentarium geothermie

Definitief rapport

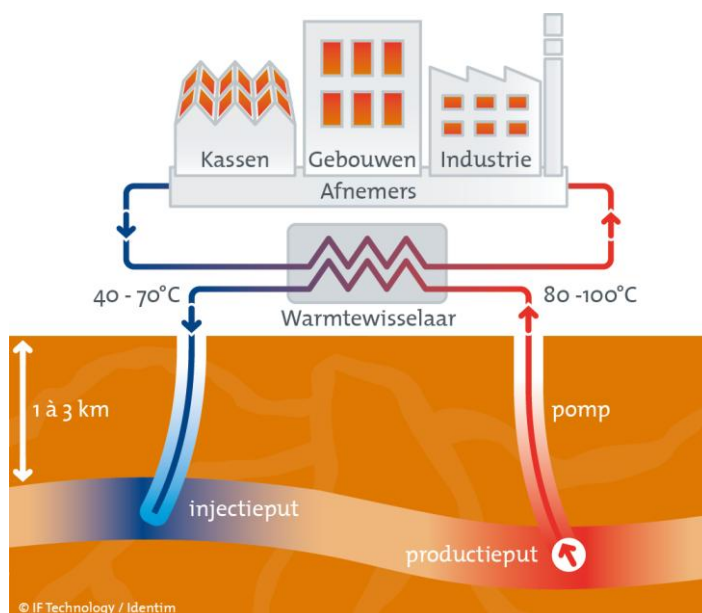
Management samenvatting

Op verzoek van het ministerie van Economische Zaken (EZ) is het huidige financieel instrumentarium ter ondersteuning van geothermie geëvalueerd. Ook is onderzoek gedaan naar de wenselijkheid en mogelijkheid van een exploitatie- / garantievoorziening.

Het onderzoek is gebaseerd op interviews, een werksessie met ervaringsdeskundigen uit de geothermiesector en op praktijkervaringen van het projectteam. Het team van onderzoekers bestond uit experts van CFG, Ekwadraat, Marsh, Spidron, Triple Bridge en IF Technology. Daarnaast is een aantal documenten aangeleverd door EZ en RVO zoals onder andere de bestaande Evaluatie van de RNES¹ informatie over geothermieprojecten in bestaande innovatieregelingen, en documentatie over een Zwitsers geothermie garantiefonds en internationale ervaringen met operationele issues vanuit het Geothermal EraNet.

Ontwikkeling Geothermieprojecten

Bij warmtelevering door een geothermiebron wordt gebruik gemaakt van de warmte die in de ondergrond aanwezig is. Op grotere diepte (vanaf 500 meter minus maaiveld) wordt een bron geboord en warmte onttrokken (zie figuur A). Deze warmte wordt aan de oppervlakte vervolgens getransporteerd naar een afnemer zoals glastuinbouw, industrie of een ziekenhuis. Geothermie heeft zich in relatief korte tijd, vanaf 2007 tot nu, ontwikkeld tot een belangrijke technologie voor de levering van duurzame warmte. De inzet van



Figuur A
Schematische
weergave
geothermiesysteem

geothermie gaat naar verwachting een cruciale rol vervullen in de energietransitie die op dit moment plaatsvindt. In vergelijking met het verduurzamen van elektriciteit – waar

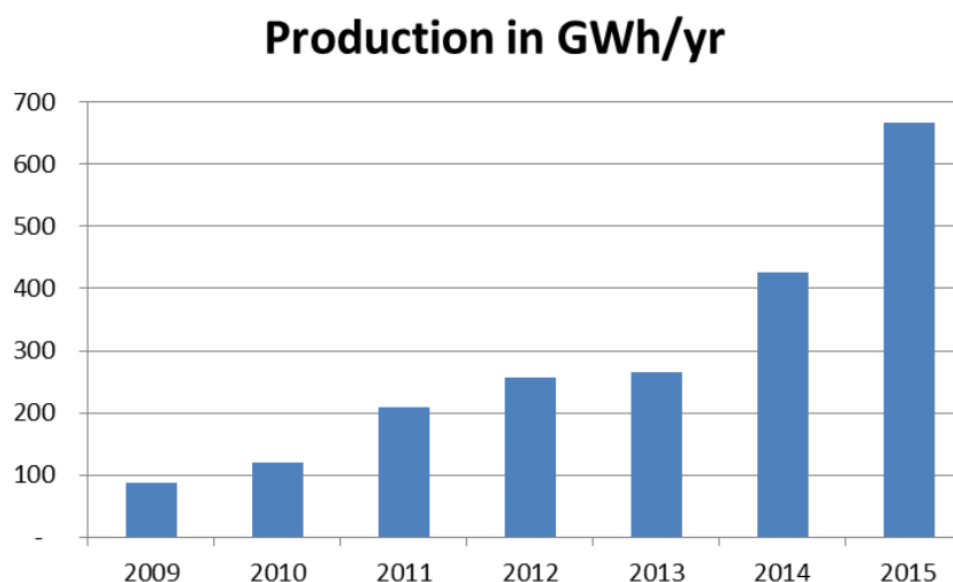
¹ Evaluatie garantie aardwarmte Eindrapport - 24 maart 2016 – Carnegie Consult

verschillende duurzame opties voor handen zijn – zijn de opties voor het verduurzamen van warmte gering.

Het aantal PJ dat per jaar geleverd wordt uit geothermie is tussen 2009 en 2014 vervijfvoudigd van 0,3 PJ naar 1,5 PJ. Het gemiddelde groeipercentage lag op meer dan 30% per jaar. Uit het verloop van vergunningaanvragen en subsidieaanvragen voor geothermie in de periode 2013 tot en met 2015 blijkt echter dat de realisatie van nieuwe geothermieprojecten stagneert. Er werden in 2013 tot en met 2015 per jaar circa 4 à 5 nieuwe vergunningen en SDE+ aanvragen ingediend; hiervan werden slechts 2 projecten per jaar gerealiseerd.

Uit productiecijfers blijkt dat de productie van warmte uit geothermiebronnen in 2014 en 2015 wel fors toeneemt (zie figuur B, afkomstig van www.geothermie.nl). Dit wordt onder andere veroorzaakt doordat de productie uit bestaande doubletten toeneemt en doordat nieuwe doubletten steeds groter zijn qua vermogen.

Figuur B
Productie van
geothermische
warmte per jaar
(bron:
www.geothermie.nl)



In de Energievisie die in april 2014 is opgesteld zijn de ambities voor de inzet van geothermie geformuleerd. Als het huidige groeitempo van ca 30% per jaar voortgezet (en

behouden) wordt, kan de doelstelling van minister Kamp van 15 PJ in 2023 gehaald worden².

Succes bestaande instrumentarium

De belangrijkste conclusie van ons onderzoek is dat het bestaande instrumentarium van groot belang is voor de geothermiesector, en gehandhaafd dient te worden, wil de sector zich op een succesvolle manier kunnen blijven ontwikkelen. Geothermie kan op dit moment niet zonder een SDE+ subsidie omdat dan de businesscase onvoldoende is. Ook het huidige garantiefonds is essentieel omdat bij afwezigheid daarvan de geologische risico's te groot zouden zijn voor investeerders. Tenslotte zijn ook de bestaande innovatieregelingen binnen de Topsector Energie (DEI en HE) cruciaal om geothermie goedkoper te maken en breder in te zetten in de energievoorziening.

Stagnatie

Tegelijkertijd blijkt uit ons onderzoek dat er knelpunten zijn die een voortgaande groei van geothermie in de weg kunnen staan.

Het belangrijkste knelpunt is dat er nog steeds (verborgen) risico's aanwezig zijn bij de realisatie van een geothermieproject. Deze risico's en ook de verwachte opbrengst van een doublet zijn letterlijk in de ondergrond verborgen. Dit in tegenstelling tot veel andere vormen van duurzame energie zoals zon en wind. Hier is vooraf veel beter te bepalen wat de verwachte kosten en opbrengsten van een project zijn. En ook wanneer het project gebouwd is zijn de voorziene risico's inzichtelijk.

De belangrijkste risico's bij geothermie die afwijken van "gewone" marktrisico's³ bij duurzame energie zijn de volgende:

- **Het geologisch risico.** Het risico dat een put minder warmte produceert dan verwacht. Omdat de eigenschappen van de locale ondergrond bij voorbaat niet nauwkeurig bekend zijn, is er een risico aanwezig dat de eigenschappen van het geothermisch reservoir anders zijn dan verwacht. Dit heeft met name vervelende gevolgen als er minder vermogen uit de put kan worden geproduceerd (temperatuur en waterhoeveelheid). Dit risico wordt grotendeels (maar dus niet voor 100%) ondervangen door het bestaande RNES garantiefonds aardwarmte.

² Kamerbrief 'Energievisie', DGETM-ED / 15042827.

³ Onder "gewone" marktrisico's verstaan we hier onder andere afwijkingen ten aanzien van de rente, energieprijzen, contractbreuk etcetera.

-
- **Het boorrisico.** Er zijn bijna geen partijen op de markt die bereid zijn om een geothermieput of een geothermieproject *turn key* te realiseren. Een groot deel van de maakrisico's, zoals de tijd die de boorfirma er over doet om een put te maken, liggen bij de opdrachtgever. De boorrisico's kunnen deels verzekerd worden, maar in de praktijk is tot op heden gebleken dat opdrachtgevers voor hoge onverwachte kosten kunnen komen te staan tijdens het boren, die niet gedekt worden door de boorfirma, niet door de verzekeraar en niet door het RNES. Hierdoor eisen banken van projecteigenaren de aanwezigheid van een aanzienlijke hoeveelheid eigen vermogen om deze onvoorziene kosten te kunnen opvangen als ze optreden.
 - **Het exploitatie risico.** Uit ervaring bij bestaande geothermieprojecten is gebleken dat er tijdens exploitatie soms onverwachte problemen voorkomen, zoals een verstopte put, neerslag van zouten en corrosie van metalen. Dit kan leiden tot aanzienlijke niet begrootte kosten voor de projecteigenaar. Niet alleen moet het probleem verholpen worden, maar de stilstand zorgt er ook voor dat het project in die tijd geen geld oplevert, terwijl wel geld uitgegeven moet worden voor rente en aflossing van de financiering en voor het kopen van gas (*backup* voorzienig). Ook dit heeft ertoe geleid dat banken van projecteigenaren eisen dat er genoeg geld in kas is om dergelijke problemen te kunnen opvangen.

De bovengenoemde optelsom van risico's maakt dat er relatief veel eigen vermogen wordt gevraagd, in de orde van 40% van het totale gevraagde vermogen. Dit is aanzienlijk hoger dan bij wind of zon, waar een percentage van 20% gebruikelijk is. Ter illustratie: een gemiddeld geothermieproject vraagt ca 15 à 20 miljoen euro aan investeringen per puttenpaar (incl. bovengrondse warmteaansluiting en dergelijke). Als de bank zou eisen dat in ieder geval de eerste put voor 100% via eigen vermogen wordt gefinancierd dan zou men met circa 20% eigen vermogen uit kunnen komen. Het exploitatie- en boorrisico kunnen bij elkaar opgeteld echter ook zeker 3 à 4 miljoen euro bedragen. Daarmee is het gevraagde eigen vermogen opgelopen tot 6 à 8 miljoen euro: 40% van het totaal.

De meeste geothermieprojecten zijn en worden ontwikkeld in de glastuinbouwsector. Alle projecten die daar gerealiseerd zijn, zijn door de tuinders zelf ontwikkeld in de zin dat zij de vergunningen en subsidies hebben aangevraagd, de projectorganisatie hebben opgezet en de realisatie risico's dragen. Voor veel van de projecten die in de pijplijn zitten in deze sector blijkt het gevraagde eigen vermogen van 40% van het totale te investeren bedrag te hoog. Ook voor veel andere (potentiële) geothermie ontwikkelaars zoals duurzame energie fondsen, overheden en energiebedrijven die geothermieprojecten willen realiseren is 40%

eigen vermogen een hoge drempel, vooral ook omdat het gepercipieerde risico hoog is. De projecten in de tuinbouwsector die wel gerealiseerd zijn hebben allemaal gebruik kunnen maken van een vorm van investeringssubsidie (meestal MEI subsidie) waarmee een deel van het eigen vermogen is ingevuld. Op dit moment is er voor innovatieve projecten wel een vorm van investeringsbijdrage in de vorm van DEI of HE subsidie, en er wordt gewerkt aan ondersteuning vanuit Europese fondsen voor een aantal nieuwe projecten. De afwezigheid van een reguliere investeringsbijdrage wordt door veel marktpartijen als een bottleneck gezien.

Vergelijking met olie- en gas

De risico's zoals boven omschreven zijn normaal in de olie- en gas sector. Daar zijn de risico's zelfs hoger, omdat er geen RNES garantiefonds is dat de geologische risico's afdekt. De geothermie markt is echter wezenlijk anders dan de olie- en gas markt:

- De waarde van warm water is (ondanks SDE+ subsidie) veel lager dan de waarde van olie en gas, dus de baten van een zekere productiesnelheid (de kostenbepalende factor in het ontwerp van een put) wegen minder snel op tegen de risico's
- Olie- en gas zijn eenvoudiger transporteerbaar (vanwege de energiedichtheid) dan warm water. Er is een wereldmarkt voor olie en gas. Warm water kan alleen lokaal afgezet worden.

De kosten voor exploratie door middel van geofysische *surveys* en exploratieputten kunnen als gevolg van bovenstaande bij olie-/gas winning in de regel terug worden verdiend, en bij geothermie niet of nauwelijks. De interesse bij olie- en gas operators om actief te worden in de geothermie markt blijkt vooralsnog beperkt. Ondanks dat de technologie van olie-/gaswinning dicht bij die van geothermie ligt.

Belemmeringen voor de geothermie-warmte aanbiedende marktpartijen

Projecten kunnen niet alleen ontwikkeld worden door de warmtevragers, maar ook door een partij die geothermische warmte aanbiedt. In Nederland is een aantal partijen actief als geothermie aanbieder. Voor dergelijke aanbieders is het aantrekkelijk een serie van projecten te realiseren omdat dan de risico's per project dalen en omdat er een leercurve doorlopen kan worden waarbij de kosten en de risico's per project afnemen. Tot op heden hebben de geothermie aanbieders echter nog geen project gerealiseerd, en recent heeft een partij zich terug getrokken die zich juist tot doel had gesteld om risicodragend een serie van projecten te realiseren. Wat maakt dat deze route tot op heden nog niet succesvol is gebleken?

-
- Het contracteren van de warmtevraag blijkt niet altijd even eenvoudig. Anders dan bij elektriciteit, waar regelgeving is over levering/afname van duurzame stroom aan het net, en afname gegarandeerd is, is het sluiten van een warmteafname overeenkomst met warmteafnemers maatwerk. Vermogens, temperaturen, prijzen en dergelijke kunnen sterk variëren, en de omvang van de vraag is per afnemer vaak te laag voor een economisch interessant project. Er moeten dus contracten met meerdere afnemers gesloten worden.
 - Het afnamerisico voor de aanbieder is groot. Als een deel van de warmteafname weg valt door bijvoorbeeld faillissement van een van de afnemers zal het geothermieproject daar onder lijden.
 - Veel tuinders blijken het realisatie risico liever zelf te nemen en zijn niet graag bereid c.q. in staat de marge die een aanbieder rekent te betalen.
 - Voor toetreders op de markt is het gewenst dat de procedures vanuit vergunningverleners soepeler en sneller doorlopen kunnen worden. Zorg dat er duidelijk is wat verwacht wordt.
 - Ook voor deze marktpartijen speelt dat het gevraagde aandeel eigen vermogen zo hoog is dat het de aanbieders beperkt in hun armslag. Er is een wens om meerdere projecten in de pijplijn te hebben, maar de praktijk is dat het eerste project al moeilijk genoeg is om gerealiseerd te krijgen.

We zien dat de marktpartijen op dit moment dus teughoudend zijn om geothermie grootschalig op te pakken. Het verkleinen van de leercurve en de groei van het aantal geothermieprojecten kan gerealiseerd worden door extra inspanning van de overheid. De mogelijkheden hiervoor worden beschreven in paragraaf “2) Versnelling in andere marktsegmenten” in deze samenvatting.

Bijkomende belemmeringen voor toepassing in industrie en gebouwde omgeving

Geothermie is ook interessant voor andere warmtevragende sectoren zoals industrie en gebouwde omgeving, maar tot op heden is het aantal projecten dat in die marktsegmenten is gerealiseerd zeer beperkt. De interesse is er echter wel degelijk. Uit de interviews met marktpartijen is gebleken dat deze marktsegmenten nog een aantal extra knelpunten kennen.

- De industrie vraagt vooral om stoom van temperaturen hoger dan 120 °C. Om deze temperaturen te kunnen leveren moet tot grotere diepte geboord worden (meer dan 4 km diep) dan in de huidige geothermieprojecten (1,5 à 3 km diep). Daarbij zijn de data schaars en de risico's nog groter. Tegelijkertijd blijken

industriële warmtevragers juist minder bereid om zelf de risico's te nemen die inherent zijn aan geothermieprojecten. Ze zien dit niet als hun *core business*. Wel is men bereid om langjarige warmteafname contracten te tekenen.

- In de gebouwde omgeving is de warmtevraag per afnemer relatief gering in verhouding tot de andere segmenten. Er dienen dus warmtenetten te zijn om geothermische warmte aan te leveren, maar die zijn er niet zo veel in Nederland. In die zin is de ontwikkeling van geothermie deels afhankelijk van de ontwikkeling van warmtenetten.

Business case

De *business case* voor geothermie is afhankelijk van de SDE+. En de SDE+ subsidie is er op berekend om projecten rendabel te maken. Echter, lang niet alle potentiële geothermieprojecten blijken in de praktijk ook voldoende rendabel te zijn om de fase van haalbaarheidsstudie voorbij te komen. Dat ligt aan de volgende aspecten:

- De ondergrond en warmtevraag verschilt sterk van plek tot plek, en zijn lang niet overal even goed geschikt als wordt aangenomen in de SDE+. Daar wordt uitgegaan van een investering van 1,5 miljoen euro per MW thermisch vermogen. In veel gevallen blijkt die investering hoger te zijn, zowel als gevolg van een minder gunstige ondergrond als door een minder gunstige warmtevraag.
- Het aantal uren dat warmte kan worden afgezet is in de glastuinbouw en industrie relatief hoog, maar in de gebouwde omgeving is sprake van een veel lagere vraag in de zomer. Dit zomerdal kan opgevangen worden door dan elektriciteit te gaan maken en de SDE+ voor geothermie WKK te gebruiken. Dat kan echter alleen als de temperatuur van het geothermie water hoog genoeg is.
- Het gehanteerde correctiebedrag vertegenwoordigt lang niet altijd de werkelijke marktprijs voor warmte. In veel gevallen is deze lager.

Data over geschiktheid ondergrond

In sommige gevallen ontbreken de data over de geschiktheid van de ondergrond om een goede uitspraak te kunnen doen over de mate van geschiktheid van de ondergrond. De huidige geothermie markt bouwt vooral op bestaande data uit olie- en gas winning, en daarnaast in toenemende mate op data van eerdere geothermieprojecten in de omgeving. Er zijn echter grote gebieden en dieptes waar geen of maar weinig data zijn die een goede inschatting van de geschiktheid van de ondergrond mogelijk maken. Dit betekent dat er grote gebieden in Nederland onbenut blijven die misschien wel geschikt zijn. De risico's die verbonden zijn aan het verzamelen van meer data zijn voor vrijwel alle geothermie

marktpartijen te groot. Marktpartijen stappen in de regel pas in als bekend is hoeveel geproduceerd kan worden tegen welke investering, en het risico van tegenvallende productie uit de ondergrond in voldoende mate is afgedekt. Bij dataverzameling gaat het om twee typen data: geofysische metingen vanaf het aardoppervlak en exploratieboringen. De kosten voor geofysische metingen voor een geothermieproject in Nederland kunnen uiteenlopen van ca 500.000 euro tot meerdere miljoenen, en de kosten voor een exploratieboring zullen al snel enkele miljoenen euro's bedragen. Wellicht dat marktpartijen wel bereid zouden zijn als het financieel rendement ook hoger is (zoals bij olie en gas, en/of bij geothermie als de SDE+ subsidie hoger zou zijn). Uit internationaal onderzoek⁴ blijkt dat geothermie zich vooral succesvol ontwikkelt als de overheid een rol speelt bij de exploratiefase van geothermische projecten. Ook blijkt dat de kosten voor de maatschappij als geheel lager zijn als de overheid inzet op de exploratie. Dit wordt ook gerapporteerd in twee rapporten die recent zijn verschenen in de Verenigde Staten en een rapportage voor de Wereldbank.

Knelpunten wegnemen

Om de belemmeringen weg te nemen, zijn aanpassingen van en aanvullingen op het bestaande instrumentarium wenselijk.

In volgorde van prioriteit zijn de belangrijkste routes:

- 1) Verbeter de financierbaarheid van geothermieprojecten, met name door de risico's te verlagen door aanpassingen en aanvullingen in het garantiefonds instrumentarium.
- 2) Zorg dat geothermie beter toepasbaar wordt in andere marktsegmenten zoals de gebouwde omgeving en industrie door de SDE+ hier op aan te passen. En zorg ervoor dat de beschikbare kennis over het realiseren van geothermieprojecten beter toegankelijk wordt.
- 3) Zorg dat geothermie in Nederland over een groter areaal en dieptebereik toepasbaar wordt. Nu worden alleen die gebieden en dieptes gebruikt die goed gekarteerd zijn voor olie- en gaswinning.

⁴ Samenvatting in de bijlagen van het hoofdrapport: Geothermal Exploration Policy Mechanisms: Lessons for the United States from International Applications"; NREL Technical Report NREL/TP-6A20-61477 May 2014. Comparative Analysis of Approaches to Geothermal Resource Risk Mitigation DRAFT EVENT VERSION April 2016.

1) Verbetering financierbaarheid

Uit de interviews die we gedaan hebben blijkt dat veel projecten stagneren omdat de financiering niet rond komt, mede omdat de banken een relatief hoog aandeel eigen vermogen eisen (circa 40% tegen circa 20% voor bijvoorbeeld een windenergieproject). Deze hoge eis vloeit voort uit de risico's die verbonden zijn aan geothermie. De bank wil zeker zijn dat de mogelijke meerkosten door de eigenaar betaald kunnen worden.

De belangrijkste risico's die op dit moment leiden tot een hoog aandeel eigen vermogen in de financiering zijn de volgende:

- Het exploitatierisico. Als door onverwachte problemen tijdens exploitatie de installatie stilstaat wordt geen *cash flow* gegenereerd om de lening terug te betalen. Bovendien kunnen sommige problemen hoge kosten met zich mee brengen om te herstellen. De bank wil zien dat stilstandkosten en herstel betaald kunnen worden uit eigen middelen. Er is geen commerciële verzekering voor de problemen in de ondergrondse installatie, en het valt ook niet onder het bestaande RNES garantiefonds aardwarmte. We stellen daarom voor om deze risico's met een aanvullend instrument voor een deel weg te halen bij de opdrachtgever. Dit aspect is in dit onderzoek verder uitgewerkt. De samenvatting daarvan is hieronder weergegeven bij 'Fonds voor exploitatie risico's'.
- Het boorrisico. De kosten voor een boring zijn moeilijk vooraf exact te bepalen. De meeste putten worden geboord op basis van een *day-rate* contract met de boorfirma. Uit ons onderzoek is gebleken dat bij veel projecten de eigenaren tijdens realisatie voor onverwachte kosten kwamen te staan. Een deel van die kosten is soms gedekt door een verzekering, maar in veel gevallen waren de meerkosten voor een groot deel voor rekening van de opdrachtgever. De bank eist dat er een budget aanwezig is voor dergelijke onvoorziene kosten. Dit budget vormt een onderdeel van de hoogte van het bedrag aan eigen vermogen dat geëist wordt. De boorrisico's zijn slechts voor een deel te verzekeren, en vallen ook niet in het bestaande garantiefonds. We stellen daarom voor om nader onderzoek te doen naar de commerciële verzekerbaarheid van boorrisico's, en te onderzoeken hoe de onvoorziene kosten bij geothermie boringen nu tot stand zijn gekomen en wie er voor betaald heeft (boorfirma, verzekeraar of opdrachtgever). Op basis daarvan kan besloten worden over een mogelijke opname in het RNES garantiefonds aardwarmte van boorrisico's die niet commercieel verzekeraar zijn, en die het gevolg zijn van onvoorziene geologische omstandigheden. Ter

illustratie: het Franse geothermie garantiefonds verzekert niet alleen een 'droge put', maar ook de boorrisico's die het gevolg zijn van geologische onzekerheden.

Naast het afdekken van exploitatie- en boorrisico's stellen wij andere methoden voor om de financierbaarheid te verbeteren:

- Onderzoek de mogelijkheid van deelname van een 'nationaal overheid geothermie bedrijf' in geothermieprojecten, conform de deelname van EBN in olie en gas projecten. Dit verlaagt de financieringslast bij de projecteigenaar, en kan zorg dragen voor kennisuitwisseling en risicospreiding tussen projecten.
- Onderzoek de mogelijkheid van een overheidsgarantie op een achtergestelde lening via bijvoorbeeld een groeifaciliteit. Daarmee kunnen derden eerder meefinancieren.
- Onderzoek de mogelijkheid van een subsidieregeling die bijdraagt aan de kosten voor de studies die nodig zijn voorafgaand aan een investeringsbesluit, zoals haalbaarheidsstudies en geologische studies ter onderbouwing van een SDE+ en RNES aanvraag. Deze kosten kunnen voor veel projecteigenaren significant zijn en vertegenwoordigen een hoog financieel risico omdat er op dat moment nog weinig zekerheid is over doorgang van het project.
- Verken de mogelijkheid om de SDE+ te differentiëren naar de mate van geschiktheid van de ondergrond, conform de differentiatie die er ook is voor windenergie. Sommige geothermieprojecten vallen nu af omdat de *business case* niet goed genoeg is vanwege minder goede geologische omstandigheden.
- Overweeg het correctiebedrag aan te passen. In veel gevallen blijkt het correctiebedrag niet de marktprijs voor warmte te reflecteren.
- Pas de winstmarge voor de SDE+ berekening, als element in het basisbedrag, aan. Zodat geothermie een vergelijkbaar rendement krijgt als andere duurzame technieken.
- Onderzoek of het RNES garantiefonds op een aantal punten verbeterd kan worden (zie Evaluatie RNES). Met name de hoogte van het gegarandeerde bedrag voor een doublet (7,225 miljoen euro) is te laag voor de meeste projecten. Ook lijkt het goed te overwegen om meer risico's op te nemen in het fonds, zoals sommige risico's die wel inherent zijn aan de onzekerheden in de ondergrond, maar niet direct geologisch van aard zijn (geochemie, hydraulisch). Ook bevelen we aan om te onderzoeken of de boorrisico's deels in het garantiefonds kunnen worden opgenomen. Daarbij zal wel bekeken moeten worden of de hoogte van de

premie die daar het gevolg van is, door de markt als een verbetering van de situatie gezien zal worden.

Fonds voor exploitatie risico's

De belangrijkste risico's tijdens exploitatie hebben te maken met neerslag van mineralen uit het zoute water, corrosie/erosie van materialen en verstopping van de productie- en/of injectieput. Deze problemen kunnen deels vooraf voorkomen worden door bijvoorbeeld een goed putontwerp met de juiste materiaal selectie, door dosering van corrosie/scaling-inhibitor al bij realisatie op te nemen en door de putten zorgvuldig schoon te maken voor inbedrijfname. Dit betekent wel dat de investeringen hoger worden, maar deze investeringen zullen in de regel terugbetaald worden uit gedaalde operationele kosten. Dit betekent dus ook dat een eventuele dekking van exploitatierisico's via een of ander fonds niet kan zonder kwaliteitsstandaarden die in de markt worden gehanteerd. Anderzijds kunnen niet alle problemen vooraf voorzien worden, omdat watersamenstelling en systeemcondities in ieder project anders zijn. Daarom blijft er altijd een risico over dat het project onverwacht stil komt te staan en er significante onverwachte kosten zijn voor de eigenaren om het probleem op te lossen en de aflossing van de lening door te blijven betalen zonder dat daar inkomsten uit warmteverkoop en SDE+ subsidie tegenover staan.

De Stichting Platform Geothermie heeft het initiatief genomen om een werkgroep op te richten om de exploitatieproblemen te inventariseren en met voorstellen te komen om de problemen op te lossen. Spreiding van de risico's blijkt voldoende te zijn om de knelpunten op te lossen: spreiding over meerder jaren en over meerdere projecteigenaren. Dit kan door de oprichting van een garantie- of waarborgfonds waar alle deelnemers een premie per jaar betalen. Uit onderzoek van de werkgroep van het platform is echter ook gebleken dat de markt er alleen niet uit komt, en dat een fonds vanuit de overheid, of deelname van de overheid in zo'n fonds, noodzakelijk is wil dit tot stand komen, ook omdat er geen commerciële verzekering beschikbaar is die de grootste exploitatie risico's zoals *scaling*, corrosie en *clogging* dekt.

In Frankrijk is er vanuit de rijksoverheid al een bestaand garantiefonds aanwezig dat exploitatie risico's dekt (zie voor meer info Bijlage 1). Dit fonds is een 2^e trap na het fonds dat het geologisch risico dekt. Voor zover bekend zijn er in andere landen geen geothermie exploitatiefondsen aanwezig (wel fondsen om het geologisch risico af te dekken). De premie die voor deelname in het huidige Franse fonds wordt gevraagd bedraagt 15.000 euro per project per jaar. Een eerdere versie van het Franse fonds heeft gelopen van 1980

tot 2004. De totale kosten voor het exploitatiedeel bedroegen 24 miljoen euro, evenals de opbrengsten. Van de inkomsten was 8 miljoen afkomstig van premies, 8 miljoen van een inleg bij de start door de Rijksoverheid, en 8 miljoen uit rente. De premie werd destijds anders berekend maar kwam op een soortgelijk bedrag uit als voor deelname in het huidige fonds. Uit deze berekening blijkt dat in het Franse exploitatiefonds slechts een derde van de kosten werden gedragen door directe premie inkomsten.

Een exploitatiefonds heeft een startkapitaal nodig om vanaf dag een effectief te kunnen zijn. Het Franse fonds heeft dat start kapitaal gecreëerd door het garantiefonds voor het geologisch risico ook te gebruiken voor het exploitatiefonds. Het maakt ook dat de project eigenschappen al bekend zijn op het moment van start van de exploitatie.

Op grond van bovenstaande adviseren we om te overwegen een exploitatie garantiefonds op te richten als aanvulling op het bestaande RNES geologisch risicofonds. Er zijn globaal gezien twee opties om de risico's te spreiden: een onderling waarborgfonds, en een garantiefonds. De voor- en nadelen afwegend geven wij de voorkeur aan een garantiefonds waarbij er aandacht moet zijn voor het feit dat stilstand van de installatie tot sterke stijging van de schade kan leiden. Snelheid van handelen is dus cruciaal. Aanvullend wordt in dit verband ook voorgesteld de '*banking*' mogelijkheden in de SDE+ te verruimen zodat meer stilstand kan worden gecompenseerd door later of eerder geproduceerde warmte.

Het Franse exploitatiefonds lijkt in de afgelopen 36 jaar goed gewerkt te hebben. Er zijn methodes ontwikkeld om de risico's voor het fonds te beperken, en om ervoor te zorgen dat de projecten die in het fonds komen kwalitatief goed zijn. We stellen daarom voor om het Nederlandse fonds te modelleren naar het Franse fonds, en voor zover nodig aan te passen aan de specifieke Nederlandse omstandigheden.

2) Versnelling in andere marktsegmenten

Uit ons onderzoek blijkt dat de *business case* van veel geothermieprojecten in de gebouwde omgeving en de industrie onvoldoende is, omdat de warmtevraag in die marktsegmenten meestal anders is dan in de glastuinbouw (waar de SDE+ nu op is gebaseerd). De belangrijkste verschillen zitten in de volgende aspecten:

- Het temperatuurniveau van de warmtevraag in de gebouwde omgeving en industrie ligt in de regel hoger dan in de glastuinbouw. Dat maakt dat de kosten per geleverde kWh vanuit geothermie hoger worden, omdat er per m³ water die wordt opgepompt minder warmte wordt benut. We adviseren daarom verschillende categorieën op te nemen in de SDE+ qua warmteafzet.

-
- In veel gevallen in zowel industrie als gebouwde omgeving zullen warmtepompen een belangrijke rol vervullen. Deze zitten nu niet in de SDE+, en het is wenselijk dat die worden opgenomen. Een optie zou kunnen zijn om voor de vaststelling van de subsidiabele warmte uit te gaan van de warmte geleverd wordt aan de de gebruiker, al dan niet via een warmtepomp. Van belang is in alle gevallen dat de telling van de PJ's in de statistieken correct plaats vindt. Er is nu een risico op dubbeltelling met warmte uit warmtepompen. Voor veel mensen die betrokken zijn bij een beslissing om al dan niet een initiatief te ondersteunen om te komen tot een geothermieproject, is geothermie een onzeker avontuur. Er is weinig informatie beschikbaar voor niet technisch geschoolde mensen die ze kunnen gebruiken om hun beslissing onderbouwd te kunnen nemen. Hierbij gaat het met name om financieel georiënteerde mensen, energicoördinatoren, beslissers bij warmtevragers, woningbouwcorporaties, gemeentes, provincies, etc. We stellen daarom voor om samen met de markt te onderzoeken hoe deze informatie beschikbaar kan worden gemaakt. Bijvoorbeeld door in inzet van een (tijdelijk) 'expertise centrum geothermie' die minder specialistisch van aard is dan bijvoorbeeld de bestaande kennisuitwisselingplatforms 'Kas als Energiebron' (voor de tuinbouw) en het Platform Geothermie. Een dergelijk platform kan gemeentes ondersteunen en in algemene kennis voorzien.

3) Groter areaal en dieptebereik

De geothermieprojecten die nu gerealiseerd zijn en die in voorbereiding zijn, bevinden zich vooral in gebieden en op dieptes waar veel data zijn verzameld voor olie en gaswinning. Er zijn echter ook gebieden in Nederland waar wel warmtevraag is die in aanmerking komt voor dekking door geothermie, en ook een geologie aanwezig is die in principe geschikt zou kunnen zijn voor geothermie, maar waar de data ontbreken om die potentie ook aan te tonen omdat er geen olie of gas in de regio is aangetroffen.

Uit internationale literatuur over de rol van de overheid bij geothermie blijkt dat het gewenst is dat de overheid met name in de allereerste fases van geothermie een rol heeft. Het Climate Policy Initiative (CPI) heeft in opdracht van de Wereldbank onderzocht hoe diverse grote projecten met geothermie voor elektriciteit tot stand zijn gekomen, en wat de rol van de overheid en van de private markt geweest is. Daaruit blijkt duidelijk dat de overheid een belangrijke rol heeft om de risico's in de eerste fases weg te nemen. Daarbij gaat het vooral om het verzamelen van data die inzicht geven in de mate van geschiktheid van de ondergrond voor winning van warmte (exploratie). Deze risico's zijn dermate hoog dat een

private investeerder ook een relatief hoog financieel rendement zou eisen om in te stappen. Diverse rapporten tonen aan dat als overheid deze risico's deels zelf neemt, de uiteindelijke totale maatschappelijke kosten voor geothermie lager worden. Het benodigde *feed in tariff* voor geothermische energie kan dan namelijk lager zijn dan in de situatie zonder overheidsrol.

Een voorbeeld van een succesvol geothermieproject in een gebied waar weinig data waren is het project in Venlo. Daar heeft de projecteigenaar zelf besloten om te investeren in de verzameling van meer data. Het project was daarna succesvol, en recent hebben de bureaus ook een project gerealiseerd. Tot op heden blijken er verder vrijwel geen projecteigenaren bereid om dit soort relatief hoge risico's te nemen. Daarom stellen we voor om te onderzoeken of een exploratie-instrument voor gebieden met weinig data kan worden ontwikkeld naast het garantiefonds. Hiermee wordt het verzamelen van data gestimuleerd die nodig zijn om een garantiefonds aanvraag in te kunnen dienen.

Dit instrument zou als garantiefonds, als subsidie op basis van de SDE+ (conform de HE regeling) of als borgstelling voor een lening kunnen worden uitgevoerd.

De industrie vraagt vaak om hoge temperaturen om stoom te maken voor de processen: circa 130 à 200°C. Voor die temperaturen moeten diepere lagen worden aangeboord dan nu gangbaar is voor geothermie (4 à 6 km tegenover nu 2 à 3 km diepte). Voor de grotere dieptes geldt hetzelfde als voor de gebieden met weinig data: er dient meer aan exploratie gedaan te worden voordat een garantiefonds aanvraag ingediend kan worden. Misschien kunnen sommige ultra diepe projecten in het bovengenoemde exploratie-instrument gepast worden. Maar daarnaast is het volgens ons wenselijk dat er een apart spoor wordt opgezet vanuit de rijksoverheid om ultra diepe geothermie in Nederland verder te brengen.

De SDE+ kent een dieptegrens van 500 m. Bij grotere dieptes vallen projecten onder de Mijnbouwwet en komen ze in aanmerking voor SDE+. Er zijn echter ook interessante ontwikkelingen gaande ten aanzien van laag temperatuur warmtenetten, waarbij gebruik gemaakt wordt van de ondiepere ondergrond. Een voorbeeld daarvan is het Mijwater project in Heerlen. In sommige gevallen zal een lagetemperatuurnet met een ondiepe vorm van geothermie of WKO een goedkoper en beter alternatief zijn voor verduurzaming van de warmtevraag dan diepe geothermie. We stellen daarom voor om te onderzoeken wat de rol van lagetemperatuurnetten met ondiepe geothermie/bodemenergie kan zijn ten opzichte

van diepe geothermie. Op basis daarvan kan de SDE+ wellicht bijgesteld worden waarbij de 500 m grens kan verschuiven of kan komen te vervallen.

Dekking kosten van maatregelen

De aanpassingen in de garantievoorzieningen zullen in principe kostendekkend kunnen zijn door de premies, over een langere tijd gezien, de totale kosten van het fonds te laten dekken. Dit is nu ook al het geval met het huidige RNES garantiefonds aardwarmte (zie evaluatie RNES). Wel zal onderzocht moeten worden of de hoogte van de premie zich blijft verhouden tot wat de markt bereid is te betalen. De gesuggereerde subsidies en aanpassingen in de SDE+ zullen in eerste instantie leiden tot een groter beslag van geothermie op sommige financiële middelen. Maar uiteindelijk zal een grotere bijdrage van geothermie aan de duurzame energie doelstelling voor Nederland als geheel financieel gunstig zijn als daarmee minder beroep hoeft te worden gedaan op duurdere bronnen van duurzame energie. Vooralsnog lijkt dat wel waarschijnlijk zolang geothermie goedkoper blijft dan de meeste alternatieven: geothermische warmte zit nu (2016) in de eerste fase van de SDE+ met een basisbedrag van 5,6 ct/kWh. De eerste fase loopt echter tot 9 ct/kWh, en de fases erna lopen tot 11, 13 en 15 ct/kWh.

Kennis en Innovatie

De kostprijs ontwikkeling van geothermie gaat de laatste tijd vooral omhoog; zowel investeringen als exploitatiekosten worden per jaar naar boven toe bijgesteld. Dit is een gevolg van de gesignaleerde operationele knelpunten die zijn opgetreden, en vanwege toegenomen eisen aan de veiligheid en kwaliteit van projecten.

De verwachting is dat deze trend omgebogen kan worden als er aan twee voorwaarden wordt voldaan:

1. er is een grote continue stroom aan geothermieprojecten, waardoor er meer geïnvesteerd kan worden in technologieontwikkeling, er meer gestandaardiseerd kan worden, meer herhaling kan komen in projecten, er minder fouten gemaakt worden, etcetera. De boven gesuggereerde maatregelen voor versnelling moeten deze stroom teweeg kunnen brengen.
2. als dit ondersteund wordt door een innovatie programma dat de technologie ontwikkeling ondersteunt. Het instrumentarium dat er nu is voor innovatie bij geothermie zit vooral op het gebied van demonstratie (DEI en HE). Dat instrumentarium voldoet uitstekend voor geothermie en het is van groot belang dat dit ook wordt voortgezet. Er is echter geen instrumentarium voor eerdere fases

van technologie ontwikkeling. We stellen voor dat onderzocht wordt hoe het huidige instrumentarium kan worden uitgebreid om ook deze innovatiefases te dekken.

Aantrekken investeerders

Als laatste opmerking: Nederland heeft een goed geothermisch potentieel, een uitstekend instrumentarium om geothermie te stimuleren en er is een grote vraag naar geothermische warmte. De voorgestelde aanpassingen kunnen de markt voor geothermie vergroten. Dit biedt kansen voor Nederlandse én ook buitenlandse investeerders. De geothermiemarkt is internationaal. De boorbedrijven die in Nederland actief zijn komen uit het buitenland, en er zijn nu ook een aantal geothermieoperators actief waarvan de moedermaatschappij buitenlands is. Het is aan te bevelen dat Nederland actiever wordt met het informeren van de internationale markt (via congressen bijvoorbeeld, of persberichten) om meer buitenlandse investeerders aan te trekken

Inhoudsopgave

Management Samenvatting

1	Introductie	23
1.1	Aanleiding	23
1.2	Kader	24
1.2.1	Technisch afbakening	24
1.2.2	Technische aspecten & kennisagenda	25
1.2.3	Financiële aspecten	26
1.3	Doel	26
1.4	Belang geothermie	27
1.5	Beschrijving business case	29
1.6	Leeswijzer	30
2	Aanpak	32
2.1	Activiteiten	32
2.2	Beschrijving relevant speelveld	33
2.2.1	Projectfases	33
2.2.2	Marktsegmenten	34
2.2.3	Marktpartijen	34
3	Algemeen instrumentarium geothermie	37
3.1	Opbouw instrumentarium	37
3.1.1	SDE+	37
3.1.2	RNES	37
3.1.3	Demonstratie energie innovatie (DEI)	37
3.1.4	Hernieuwbare Energie (HE)	38
3.1.5	Kennis en innovatie – ervaring met Kennisagenda Aardwarmte Nederland, de DEI en de HE	38
3.2	Ervaringen met de SDE+ in de glastuinbouw	40
3.3	Investeringsbereidheid ten gevolge van het huidige instrumentarium	44
3.3.1	Financieringsbeleid Banken	44
3.3.2	Financieringsbeleid bij provinciale fondsen	46
3.3.3	Investerings door een overheidsbedrijf	46
3.3.4	Investerings door derden	47
3.3.5	Overige financieringsvormen	47
3.4	Samenvatting gebruik instrumentarium	48

4	Exploitatierisico's verlagen.....	49
4.1	Wat zijn de exploitatierisico's?	49
4.1.1	Exploitatierisico's Nederland.....	49
4.1.2	Exploitatierisico's buiten Nederland	50
4.2	Relatie tussen exploitatieproblemen en CAPEX	51
4.3	Initiatieven markt.....	53
4.3.1	Commerciële verzekering	53
4.3.2	Initiatief Platform Geothermie	53
4.4	Voorbeeld: uitwerking Franse regeling.....	54
4.5	Vormgeving exploitatievoorziening	55
4.5.1	Kwantitatieve verkenning.....	55
4.5.2	Nadere uitwerking.....	56
4.5.3	Structuur en voorwaarden.....	57
5	Boorrisico's verlagen.....	59
5.1	Bekende boorrisico's.....	59
5.2	Omgang boorrisico's in de praktijk	61
5.2.1	Verzekeringen.....	62
5.2.2	Boorcontract	63
5.2.3	Samenvatting boorrisico	64
5.3	Initiatieven in de markt	64
5.4	Vormgeving boorrisico voorziening	66
6	Markt en Areaal verbreden	68
6.1	Afnemers gebouwde omgeving.....	68
6.2	Gebruikerservaring SDE+ in de gebouwde omgeving	70
6.3	Afnemers Industrie.....	72
6.4	Rol ultradiepe geothermie.....	73
6.5	Areaal verbreden	75
7	Aanbevelingen	77
7.1	Aanpassingen SDE+	77
7.2	Aanpassingen RNES	78
7.3	Kennis en Innovatie	79
7.4	Aanvullend instrumentarium.....	79
7.4.1	Exploratie instrument	79

7.4.2	Instrument om exploitatierisico's te verlagen	81
7.4.3	Overige instrumenten om financieringslast te verlagen	81
7.5	Andere aspecten	82

Leeswijzer

Bijlage 1	Studie CFG - Franse regeling
Bijlage 2	Samenvatting studies Wereldbank / Verenigde Staten
Bijlage 3	Tabel behorend bij hoofdstuk 4
Bijlage 4	Begeleidingscommissie vanuit Ministerie EZ

1

Introductie

1.1 Aanleiding

De landelijke overheid heeft zich gecommitteerd aan het behalen van de duurzaamheidsdoelstellingen in 2020. Zij heeft de ambitie geformuleerd dat in 2023 16% van onze energie uit duurzame energie bestaat. In 2020 is het ijkpunt 14%. Voor 2050 is de ambitie uitgesproken om de totale energievoorziening in Nederland volledig duurzaam te laten zijn. Dit betekent dat de komende jaren fors ingezet moet worden op verschillende vormen van duurzame energie om deze ambities te verwezenlijken.

Geothermie is een relatief nieuwe en veel belovende vorm van hernieuwbare energie in Nederland. Benutten van het aardwarmtepotentieel is een prioriteit uit de Warmtevisie van minister Kamp[1], de Beleidsbrief Tuinbouw [2] en de Meerjarenafspraken Energietransitie Glastuinbouw [3]. Volgens de Warmtevisie kan in 2023 15 PJ geleverd worden uit geothermie (glastuinbouw, gebouwde omgeving en industrie). Het potentieel in de glastuinbouw is groot: tot 20% van het totale energiegebruik is door middel van geothermie te verduurzamen. Het ministerie van Economische Zaken en LTO Glaskracht Nederland hebben daarom een Versnellingsplan Aardwarmte opgesteld [4].

Geothermie is een bewezen techniek, die over de gehele wereld wordt toegepast. In Nederland zijn op dit moment dertien geothermieprojecten gerealiseerd: elf in de glastuinbouw en twee in de gebouwde omgeving. Één glastuinbouwproject levert ondertussen ook aan de gebouwde omgeving. In de industrie is tot nu toe nog geen enkel project gerealiseerd. De groei van het aantal nieuwe projecten lijkt te stagneren: Het aantal PJ dat per jaar geleverd wordt uit geothermie is tussen 2009 en 2014 vervijfvoudigd van 0,3 PJ naar 1,5 PJ. Het gemiddelde groeipercentage lag op meer dan 30% per jaar. Uit het verloop van vergunningaanvragen en subsidieaanvragen voor geothermie in de periode 2013 tot en met 2015 blijkt echter dat de realisatie van nieuwe geothermieprojecten stagneert. Er werden in 2013 tot en met 2015 per jaar circa 4 à 5 nieuwe vergunningen en SDE+ aanvragen ingediend; hiervan werden slechts 2 projecten per jaar gerealiseerd.

Omdat bij geothermie de bron van de warmte in de aarde verscholen ligt, wordt onzekerheid (geologisch risico) geïntroduceerd. Die onzekerheid ligt in het feit dat vooraf nooit zeker is of er met een boring voldoende warmte naar boven gehaald kan worden. Zekerheid hieromtrent wordt pas verkregen door te boren, oftewel na een eerste investering. De onzekerheid vooraf verlaagt de aantrekkelijkheid van zo'n investering.

Daarnaast zijn potentiële financiers terughoudend vanwege de risico's die samenhangen met de onbekendheid met de eigenschappen en gedrag van zowel het gesteente als het geothermische water. Soms zijn, als gevolg van onverwachte technische problemen van uiteenlopende aard tijdens de exploitatie, dure ingrepen nodig om de productie van een stilgevalen doublet weer op gang te krijgen.

Tot nu toe zijn vanuit de overheid twee belangrijke instrumenten ontwikkeld, die deels tegemoet komen aan bovenstaande problematiek:

- Regeling Nationale EZ Subsidies Aardwarmte (RNES) en
- Stimulering Duurzame Energie+ (SDE+)

De RNES dekt het geologisch risico (tegenvallers in de ondergrond) tijdens de realisatie van een put. De RNES is in zijn huidige vorm met name geschikt voor conventionele geothermie (temperaturen meestal tussen 60 - 90 °C) in lagen waarvan bekend is dat ze warmte kunnen leveren door middel van het onttrekken van water (watervoerend), en meestal niet voor ultradiepe geothermie (temperaturen hoger dan 130 C °C) waar de watervoerendheid afwezig of zeer onzeker is.

De SDE+ subsidie wordt gebruikt om de onrendabele top van warmtelevering door geothermie te bekostigen (in vergelijking met conventionele technieken). De subsidie is gebaseerd op de 'normale' operationele kosten die tijdens exploitatie worden gemaakt. In de markt is gesignaleerd dat de onverwachte, aan de ondergrond gerelateerde exploitatieproblemen, een financieringsrisico vormen omdat ze in geen van beide regelingen gedekt worden.

Bovenstaande constatering over het gebruik van beide regelingen leiden tot de vraag of, gezien de stagnatie in de ontwikkeling van geothermische projecten, de huidige financiële instrumenten toereikend zijn en in hoeverre aanpassingen en/of optimalisaties mogelijk zijn. Minister Kamp heeft in een brief aan de Tweede Kamer op 27 januari 2016 toegezegd om deze vragen te beantwoorden [5].

1.2 Kader

1.2.1 Technisch afbakening

Voordat we verder gaan met het beschrijven van de vraagstelling en het kader van het onderzoek zullen we eerst de definities van geothermie die gehanteerd worden in deze rapportage toelichten:

-
- Wanneer gesproken wordt over **geothermie** in deze rapportage worden systemen bedoeld die gerealiseerd worden met filters tussen de 1.000 - 3.500 meter minus maaiveld⁵.
 - **Ondiepe geothermie** heeft betrekking op systemen waarbij de ontrekkings- en infiltratiebron zich bevinden op een diepte tussen 500 - 1.000 meter minus maaiveld.
 - De definitie **ultradiepe geothermie** wordt gebruikt voor systemen met een diepte groter dan 3.500 meter minus maaiveld of geothermiesystemen ten behoeve van opwekking van stoom of elektriciteit.

Andere vormen van duurzame warmtelevering die in aanmerking komen voor SDE+ en/of RNES vallen buiten de scope van dit onderzoek. Dit geldt ook voor andere technieken die gebruik maken van de bodem zoals hogetemperatuurwarmteopslag of WKO (open bodemenergiesystemen), hetgeen niet wegneemt dat een duurzaam gebruik van de ondergrond in de volle breedte cruciaal is om de warmte/koude transitie te versnellen.

1.2.2 Technische aspecten & kennisagenda

In de afgelopen twee jaar zijn de volgende rapportages opgesteld om de kennis over geothermische projecten te verspreiden en technisch inhoudelijke vraagstukken op te lossen:

- **Kennisagenda Aardwarmte** (2014) – onder leiding van het ministerie van Economische Zaken en LTO Glaskracht is de kennisagenda geothermie opgesteld met als doel om de ontwikkeling van en onderzoek naar geothermie te bundelen. De kennisagenda richt zich enerzijds op het terugdringen van onzekerheden en risico's in het ontwerp en de operatie en anderzijds op het vergroten van de inzet van een geothermische bron.
- **Kenniswerker** (2014) – een project van DAGO⁶ en Kas als Energiebron voor kennisopbouw en kennisuitwisseling, rondom realisatie geothermieprojecten in Nederland.
- **Handboek Geothermie** (2014) – Handboek dat bestaat uit 2 delen: het eerste deel bevat informatie over realisatie, wetgeving en ontwerpaspecten van geothermiesystemen; het tweede deel richt zich op het veiligheids- en gezondheidsaspect bij de realisatie van een geothermisch doublet.

⁵ In de SDE+ subsidie wordt onderscheid gemaakt tussen 'geothermie' op een diepte tussen 500 en 3.500 meter minus maaiveld én systemen dieper dan 3.500 meter minus maaiveld.

⁶ Dutch Association Geothermal Operators

-
- **Technische aspecten van geothermieprojecten (2015)** – uit de rapportage van het Expertisecentrum Financiering Duurzame Energieprojecten blijkt dat de inzet van zowel hoogwaardige materialen die geschikt zijn voor de lokale watersamenstelling als relevante deskundigheid, bepalend zijn voor een stabiele productie.

1.2.3 Financiële aspecten

Deze rapportage is een vervolg op recent onderzoek naar financiële aspecten rondom geothermie:

- **Financiering en financierbaarheid van geothermieprojecten (2015)** – uit de rapportage van het Expertisecentrum Financiering Duurzame Energieprojecten volgt dat het aantal nieuwe geothermieprojecten laag is, mede vanwege de moeilijke financierbaarheid. De banken blijken terughoudend ten aanzien van geothermieprojecten.
- **Evaluatie Garantie Aardwarmte (2016)** – *Evaluatie van de RNES naar de effectiviteit en de inzet van de regeling bij geothermieprojecten.*

1.3 Doel

Om een duidelijk antwoord te krijgen op de vraag waardoor de stagnatie in de groei van geothermie veroorzaakt wordt, heeft het ministerie van Economische Zaken de onderstaande vragen geformuleerd.

1. Beschrijf het algemene beeld van het instrumentarium voor geothermie

Met hierbij de volgende deelvragen:

- a) In hoeverre is het verkrijgen van financiering voor geothermieprojecten een belemmering?
- b) Wat is hiervoor de reden? Geef daarbij aan in hoeverre het huidige overheidsinstrumentarium afdoende is voor het verkrijgen van financiering?
- c) Welke risico's en belemmeringen zijn er? En op welke manier kunnen deze risico's verkleind worden?

2. Is het vormgeven van een exploitatievoorziening voor aardwarmte nuttig en hoe zou deze eruit moeten zien?

Met hierbij de volgende subvragen:

- a) Welke risico's kunnen er in de exploitatiefase op treden? Welke problemen hebben zich tijdens de exploitatiefase voorgedaan in bestaande projecten? Hoe zijn deze

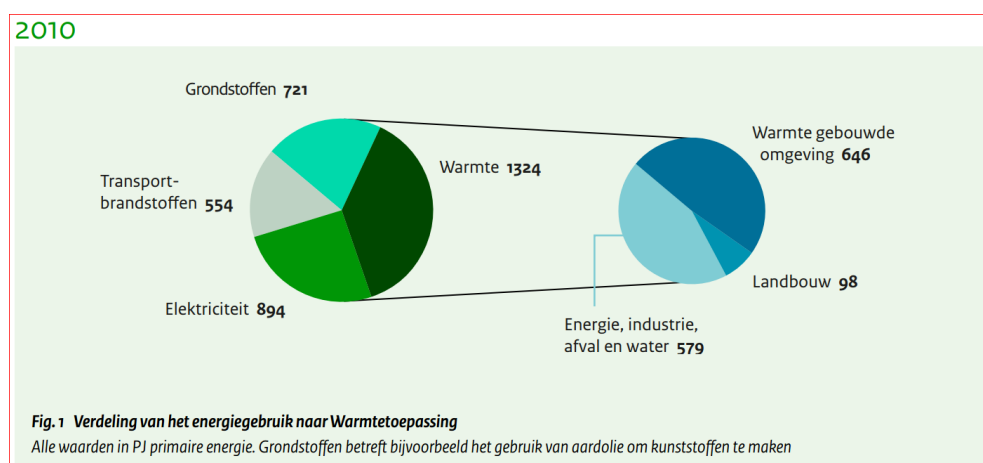
-
- verholpen? Wat zijn ervaringen met geologische risico's tijdens exploitatiefase in Frankrijk (en andere landen)?
- b) Op welke wijze kunnen de risico's verkleind worden tijdens de exploitatiefase en de bouwphase (bv. materiaalkeuze, boortechnieken etc.).
- Welke maatregelen kunnen al vooraf (in realisatiefase) getroffen worden, om exploitatieproblemen te verminderen of te kunnen mitigeren (meer CAPEX, minder OPEX). Wat betekent dit voor de kosten/*business case* van geothermieprojecten ?
- c) Welke initiatieven zijn er in de markt om deze risico's te dekken (denk aan exploitatieverzekering, waarborgfonds)? Kan de overheid hier een rol in spelen?
- d) Op welke wijze is de exploitatieverzekering in Frankrijk gerealiseerd? Zijn er ook ervaringen in andere landen? Hoe is de financiering van de subsidie vormgegeven ofwel: dekken de premies de uitgaven?
- e) Indien een exploitatievoorziening noodzakelijk lijkt, hoe zou deze er op hoofdlijnen uit moeten zien?
- Welke kennis is minimaal noodzakelijk om een exploitatievoorziening te kunnen starten? Pakt de markt dit naar verwachting spoedig op? Zo nee, is er dan sprake van marktfalen? Hoe kan de markt worden gestimuleerd dit op te pakken?
 - Hoe zou een exploitatievoorziening er uit zou moeten zien (Garantie, verzekering, waarborgfonds, etc.)? Onder welke voorwaarden. Wat is er nodig, hoe kan het georganiseerd worden. Hoe rekening te houden met kennisontwikkeling en ervaring die in de loop van de tijd wordt opgedaan? Hoe freeriders te weren (slecht management, tijdens bouwphase niet de actuele kennis omtrent exploitatierisico's in relatie tot het ontwerp en de gekozen materialen in acht genomen, etc.).

1.4 Belang geothermie

Ruim 1324 PJ van de primaire energie in Nederland (48% van het totale verbruik voor energie doeleinden) wordt gebruikt voor verwarming in de segmenten gebouwen, landbouw en afval & industrie blijkt uit de publicatie van het Nationaal Expertisecentrum Warmte van RVO (voormalig AgentschapNL) in 2013 [6]. De toepassing van geothermie biedt een grote kans om deze 48% te verduurzamen. In Figuur 1 is schematisch weergegeven hoe het energieverbruik verdeeld was in 2010. Destijds was 49% van de warmtevraag afkomstig uit de gebouwde omgeving.

Aardwarmte is een lokale en duurzame bron van warmte waarbij weinig CO₂ vrij komt; er is alleen elektriciteit nodig om de pompen te laten draaien. Deze elektriciteit wordt in Nederland

Figuur 1
Verdeling
Energiegebruik naar
warmtetoepassing in
2010 (Bron: RVO)



Geothermie is bovendien een van de goedkoopste opties voor duurzame energie. De kosten per geleverde hoeveelheid duurzame energie zijn vaak lager dan andere duurzame opties, mits de juiste condities qua geologie en warmtevraag aanwezig zijn. Dit blijkt ook uit de bedragen voor geothermie in de SDE+, in vergelijking met bedragen voor veel andere technieken. De kosten van energie uit aardwarmte zijn voor (zeer) lange tijd stabiel en voorspelbaar. De kosten van de geproduceerde warmte worden voor het grootste deel bepaald door de kapitaalslasten van de investering in de geothermische put.

Een belangrijk argument voor de toepassing van geothermie is ook de beschikbaarheid gedurende het jaar. Andere vormen van hernieuwbare energie kennen variaties in het aanbod door externe factoren. Een aardwarmtebron kenmerkt zich door de goede regelbaarheid van de warmtelevering, die bovendien geheel onafhankelijk is van externe omstandigheden als het weer of het seizoen.

Door deze karakteristieken, de onafhankelijkheid en de regelbaarheid, is geothermie bijzonder geschikt om bij te dragen als component voor het verduurzamen van warmtelevering, waarbij verscheidene vormen van duurzame energie en/of fossiele

brandstoffen – al dan niet in cascadegebruik - worden gecombineerd. Het duurzame gebruik van de ondergrond (geothermie i.c.m. opslag) is van cruciaal belang voor een succesvolle energietransitie naar een duurzame warmte- en koudevoorziening in Nederland.

1.5 Beschrijving business case

ECN⁷ heeft samen met DNV GL en TNO voor de berekening van de SDE+ subsidiebedragen een representatieve *business case* doorgerekend voor een geothermieproject van 12 MW (zie <https://www.ecn.nl/nl/projecten/sde/sde-2016-nl/>). Globaal ziet de *business case* er als volgt uit:

Tabel 1
Samenvatting
business case
geothermie
(Bron: ECN)

Vermogen (thermisch)	12 MWth
Aantal uren per jaar vollast	5.500 uur
Totaal te leveren warmte per jaar	66.000 MWh
Investing voor een doublet tot het punt waar de warmte wordt overgedragen aan een gebruiker of warmtenet: 1,5 miljoen euro/MW	18 miljoen euro
Vaste exploitatiekosten/jaar: 4% van investeringen	720.000 euro/jaar
Variabele exploitatiekosten (o.a. elektriciteit voor de pompen): 2,2 euro/GJ (of 8 euro/MWh)	530.000 euro/jaar
Opbrengst voor warmte onder normale marktomstandigheden (correctiebedrag in SDE+): 17 Euro/MWh (4,7 euro/GJ)	1,1 miljoen euro/jaar
subsidie per jaar 66.000 MWh/a (Basisbedrag SDE+: 56 Euro/MWh - 17 Euro/MWh correctiebedrag) = 39 euro/MWh	2,6 miljoen euro/jaar
Netto opbrengst per jaar: $2,6 + 1,1 - 0,72 - 0,53 =$	2,45 miljoen euro/jaar
Eenvoudige terugverdientijd: 18/2,45	7 jaar

Voor de berekening van het basisbedrag is ECN uitgegaan van 30% eigen vermogen dat 15% rendement vraagt en een 70% vreemd vermogen tegen een rente van 5%. Deze businesscase zou voor menig investeerder goed kunnen zijn, afhankelijk vooral van de risico's die er in zitten. Vanuit de praktijk zien wij echter een aantal onzekerheden in bovenstaande berekening, de belangrijkste zijn de volgende:

- De warmteafzet is om te beginnen vaak moeilijk vooraf vast te leggen; het *aantal* uren per jaar dat warmte kan worden afgezet is cruciaal voor de *business case*. Om 5.500 uur vollast te bereiken moet geothermie de

⁷ ECN = Energieonderzoek Centrum Nederland

-
- 'basislast' leveren, en zijn er meestal andere warmteopwekkers nodig om de piek te leveren.
- Het te leveren vermogen uit een geothermie puttenpaar is vooraf voorspelbaar in die gebieden waar goede geologische data zijn; daar kan een p90 (met 90% zekerheid verkrijgbaar vermogen) en p50 (meest waarschijnlijk vermogen) worden uitgerekend; een dergelijke berekening vraagt echter wel een voorinvestering in geologisch onderzoek, en lang niet overal zijn voldoende data beschikbaar om de gevraagde berekeningen uit te kunnen voeren
 - Het te leveren vermogen hangt sterk af van de ondergrond, maar ook van de warmteafname. Met name de temperatuur waarmee het water van de vrager terug komt (de retourtemperatuur) bepaalt hoeveel warmte uit iedere m³ water kan worden gehaald die wordt opgepompt. In de berekeningen die ECN heeft uitgevoerd wordt uitgegaan van een retourtemperatuur van 35°C. Stel dat de aanvoertemperatuur 75°C is, en de retourtemperatuur is 55°C in plaats van 35°C, dan is het vermogen dat uit een puttenpaar komt gehalveerd, en dus bedragen de investering geen 1,5 miljoen euro/MW, maar 3 miljoen euro/MW voor overigens gelijke omstandigheden. In de praktijk zal in een dergelijk geval snel gebruik worden gemaakt van een warmtepomp en zal het water verder uitgeoeld worden, maar de kosten/baten van een warmtepomp zitten niet verwerkt in de referentie case die ECN gebruikt voor de berekening van de onrendabele top.
 - De investering voor een puttenpaar is vooraf moeilijk vast te leggen, ook niet als het ontwerp klaar is; er zijn geen marktpartijen die een aanbod doen voor een geothermieproject tegen een bepaalde prijs per MW.
 - De exploitatiekosten die ECN heeft opgenomen zijn relatief hoog te noemen voor een kapitaalsintensieve technologie als geothermie: in totaal (vast + variabel): 7% van de investeringen. Deze zijn gebaseerd op praktijkgegevens van Nederlandse projecten.

1.6 Leeswijzer

In hoofdstuk 2 lichten wij kort de werkwijze van de evaluatie toe. In dit hoofdstuk wordt tevens het speelveld van de partijen rondom een geothermieproject toegelicht. In hoofdstuk 3 is beschreven hoe het huidige instrumentarium eruit ziet en hoe het door de verschillende partijen in de markt wordt ervaren: wat werkt goed en waar is een aanpassing gewenst. In dit hoofdstuk wordt ook specifiek gekeken naar de investeringsbereidheid van de banken en investeerders. Wat is de invloed van het huidige instrumentarium op hun ambities?

In hoofdstuk 4 worden de exploitatierisico's beschreven en de huidige initiatieven om hier op in te spelen. Ook wordt gekeken hoe in Frankrijk omgegaan wordt met deze risico. Het hoofdstuk eindigt met een voorstel tot vormgeving van de voorziening. Hoofdstuk 5 gaat in de op boorrisico's en op welke wijze het instrumentarium hierop inspeelt. In hoofdstuk 6 zijn een aantal aspecten benoemd die met het onderzoek samenhangen, maar niet direct antwoord geven en/of in de oorspronkelijk vraagstelling benoemd zijn. We willen ze echter wel meegeven omdat ze bij kunnen dragen aan de gewenste versnelling. In hoofdstuk 7 zijn de aanbevelingen per instrumentarium op een rij gezet.

2

Aanpak

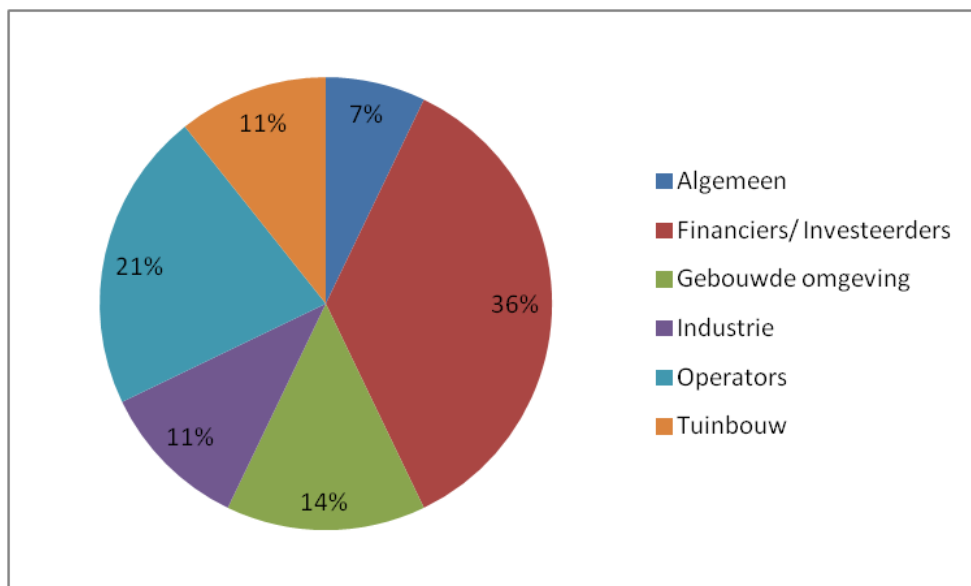
Om de twee hoofdvragen zoals geformuleerd in de uitvraag te beantwoorden, is een projectteam samengesteld met expertise en een netwerk in het werkveld. De twee hoofdvragen zijn parallel aan elkaar uitgewerkt. Het projectteam heeft ervaringsdeskundigen in haar netwerk geïnterviewd en ook ervaringen in het buitenland, met name Frankrijk, meegenomen in haar analyses.

2.1 Activiteiten

Interviews

In totaal zijn 28 interviews uitgevoerd. Het werkveld waarin de geïnterviewden werkzaam zijn is weergegeven in figuur 2.

*Figuur 2
Achtergrond van de
geïnterviewden
partijen*



Hiervan is:

- 36 procent werkzaam als financier /investeerder (de provinciale fondsen zijn hier ook onder gerekend);
- 21 procent werkzaam als operator (ervaring met name in glastuinbouwsector);
- 36 procent werkzaam als afnemer (met hierin onderscheid 11% glastuinbouw, 11% industrie en 14% werkzaam in de gebouwde omgeving);

- 7 procent betrokken vanuit een algemene functie zoals rijksoverheid, gemeente of algemeen platform

De verslagen van de interviews zijn inhoudelijk verwerkt door het onderzoeksteam in de hoofdstukken 3 tot en met 7.

Buitenland

Naast de beschikbare kennis in Nederland is ook naar de ervaring met het Franse systeem gekeken. Hiervoor heeft onze Franse partner een notitie geschreven. Deze (Engelstalige) notitie is toegevoegd in bijlage 1. In hoofdstuk 4 en 5 is een samenvatting gegeven.

Werksessie

Door de resultaten van de inventarisatie te delen met de marktpartijen, platforms en specialisten is de geïnventariseerde kennis gedeeld en aangevuld. Waarna met de betrokken deelnemers is nagedacht over de verschillende oplossingsrichtingen.

2.2 Beschrijving relevant speelveld

Rondom een geothermieproject is een complex speelveld van partijen aanwezig. Voor het begrijpen van de onderzoeksresultaten is het van belang om al deze partijen inzichtelijk te hebben.

2.2.1 Projectfases

Projectontwikkeling: in deze fase worden de vergunningen en subsidies aangevraagd, het systeem op hoofdlijnen ontworpen en vaak al intentieovereenkomsten afgesloten voor de warmteafname. Op dit moment zitten projecten in de woningbouw en industrie veelal in deze fase.

Contracten afsluiten, financiering regelen: de juridische structuur wordt bepaald, de rollen, verantwoordelijkheden en risico's worden belegd, de prijzen worden bepaald, en de geldstromen worden vastgelegd. Op dit moment stagneren een aantal geothermieprojecten in de glastuinbouw in deze fase.

Realisatie: Het systeem wordt gerealiseerd: de bronnen worden geboord en ontwikkeld. Wanneer de bronnen zijn goedgekeurd en in productie worden gesteld, worden de bronnen aan het bovengronds systeem gekoppeld. Met name in deze fase kunnen onverwachte problemen optreden die geologisch of technisch van aard zijn: denk aan aanpassingen in bronontwerp of boortechniek omdat de bodemopbouw ter plaatse anders is dan ingeschat.

Exploitatie: Wanneer een geothermiebron in bedrijf is gesteld kan warmte geleverd worden aan een afnemer. Tijdens de exploitatie worden de putten (zowel productie als infiltratie) nauwlettend in de gaten gehouden om bijvoorbeeld verstoppingsproblemen vroegtijdig te

signaleren en aan te pakken. In de praktijk zijn veel projecten geconfronteerd met technische problemen tijdens de exploitatiefase.

2.2.2 Marktsegmenten

Glastuinbouw: Bijna alle projecten die zich op dit moment in de exploitatiefase bevinden zijn in de glastuinbouw gerealiseerd. De groei van het aantal nieuwe projecten lijkt echter te stagneren.

Gebouwde omgeving: Er zijn drie projecten met geothermie in de gebouwde omgeving gerealiseerd; het Mijwater project in Heerlen, het project in Pijnacker (met warmte die van een geothermieproject van een tuinder komt) en het Aardwarmte Den Haag project. Dat laatste project is in realisatiefase gestruikelend over een achterblijvende warmtevraag door de crisis in de bouw, ondanks afspraken tussen partijen over het aantal aan te sluiten huishoudens. Op dit moment worden in de stad Groningen de mogelijkheden verkend voor een project ten behoeve van de gebouwde omgeving en ook in andere steden zoals Leeuwarden, Tilburg, Helmond, Haarlem en Zwolle wordt onderzoek gedaan naar aardwarmte voor verduurzaming van de warmtevraag.

Industrie: de grootste warmtevraag in Nederland bevindt zich in de industrie. Een belangrijk kenmerk van deze warmtevraag is dat deze veelal wordt geleverd in de vorm van stoom, op een temperatuurniveau van 130 à 200°C (en meer). Hiervoor voldoet “conventionele” geothermie op dieptes tot ca 3,5 km slechts in beperkte mate, vandaar dat nu voor deze projecten gekeken wordt naar “ultra diepe” geothermie.

2.2.3 Marktpartijen

Rondom een project zijn diverse partijen betrokken, hieronder worden ze toegelicht. In de figuren 3 en 4 zijn de marktpartijen rondom een (glastuinbouw)project inzichtelijk gemaakt.

Projectontwikkelaars: Alle projecten die tot nu toe zijn gerealiseerd zijn ontwikkeld door de bedrijven in de glastuinbouw ten behoeve van hun eigen warmtevraag, alleen of in een cluster.

Warmtevragers: er zijn verschillende soorten (potentiële) afnemers van geothermische warmte. Ze zijn sectorgewijs beschreven in de vorige paragraaf.

Boorbedrijf/aannemers: er zijn op dit moment geen Nederlandse boorfirma's actief op de geothermiemarkt. Tot op heden zijn vooral Duitse boorfirma's ingeschakeld: Daldrup, Drilltec en KCA Deutag (NDDC, die Den Haag geboord heeft, bestaat niet meer). Boringen worden meestal uitgevoerd op basis van een inspanningsverplichting (*day rate contract*). Ondanks goede ervaringen met *day rate* boren is het risicoprofiel van deze wijze van contracteren

voor veel opdrachtgevers en financiers te groot. Er worden daarom nu andere concepten ontwikkeld waarbij een doublet *turn-key* wordt opgeleverd (is resultaatsverplichting).

Geothermie operator: de partij die de exploitatie verzorgt en dus ook verantwoordelijk voor het beheer en onderhoud. Dat kan dezelfde partij zijn als de ontwikkelaar, hetgeen tot nu toe meestal het geval is maar dat is niet noodzakelijk. Het kan ook worden uitbesteed. Hydreco profileert zich bijvoorbeeld als een externe operator maar meer partijen in de Nederlandse markt zouden in staat geacht moeten worden.

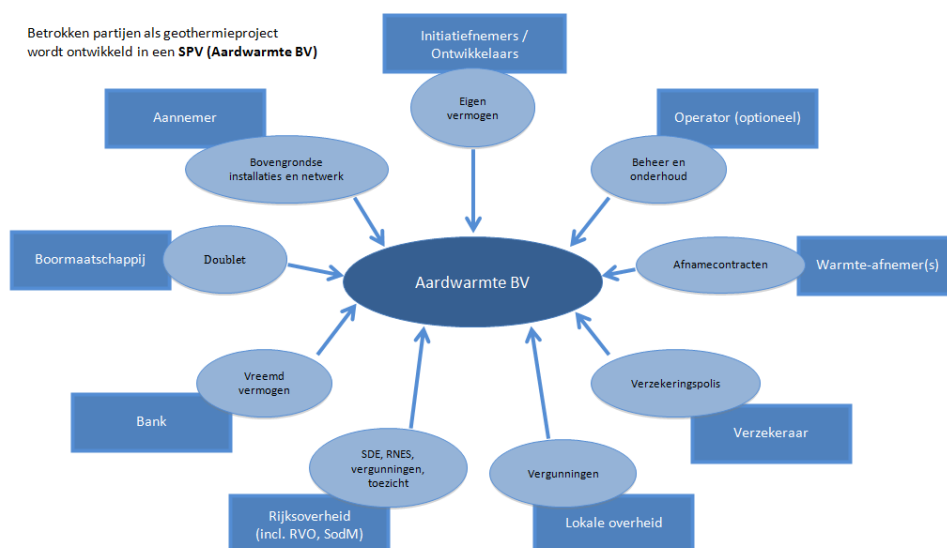
Financiers: De Rabobank is tot nu toe de enige bank in Nederland met concrete ervaring met geothermie, voornamelijk als gevolg van haar sterke aanwezigheid in de glastuinbouw.

Netwerkbedrijven: Tot op heden zijn netwerkbedrijven nog niet actief op de geothermiemarkt. We zien echter een rol voor netwerkbedrijven weggelegd als geothermie beschouwd wordt als nutsvoorziening. Deze bedrijven kunnen een belangrijke rol vervullen daar waar meerdere warmtevragers aangesloten moeten worden en kunnen mogelijk de financieringslast van dit deel van het project wegnemen.

Energiehandel bedrijf: Tot op heden zijn nog geen energiehandelsbedrijven actief rondom geothermieprojecten. In de toekomst zien we ook voor deze bedrijven een belangrijke rol weggelegd. Op een open warmtenet zou een warmtehandelsbedrijf actief kunnen zijn: die koopt warmte in van producenten en verkoopt dit aan afnemers. Agroenergy (dochter van Eneco) is een handelsbedrijf dat dat al doet. Een financieel sterke partij als Agroenergy kan het afnamersrisico voor de financiers (deels) wegnemen.

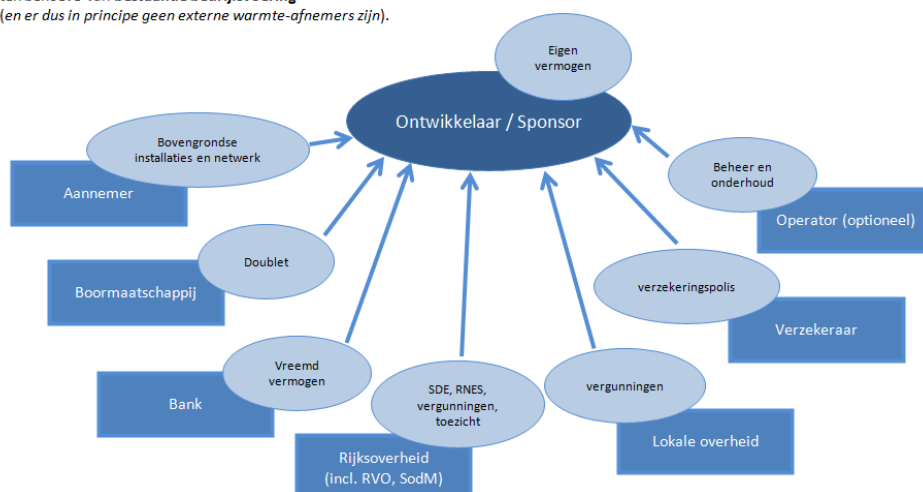
Verzekeraar: Voor het project wordt in de regel een Construction All Risk- (CAR) verzekering afgesloten, en ook een aantal boorrisico's kan verzekerd worden. Voor de exploitatie kan in commerciële zin gedacht worden aan een 'machinebreuk verzekering', maar deze dekt de meeste risico's in de ondergrond niet. Op dit moment lijken er geen commerciële verzekeringen beschikbaar te zijn voor het geologisch risico. Munich Re, die dit in het verleden wel deed, doet dit niet meer voor projecten van het type dat in Nederland wordt gemaakt (alleen nog voor projecten in stoomvelden).

Figuur 3
 Overzicht van
 marktpartijen rondom
 een (glastuinbouw)
 project,
 georganiseerd in een
 SPV



Figuur 4
 Overzicht van
 marktpartijen rondom
 bij 1 afnemer

2) Betrokken partijen als geothermieproject wordt ontwikkeld binnen en ten behoeve van **bestaande bedrijfsvoering** (en er dus in principe geen externe warmte-afnemers zijn).



3

Algemeen instrumentarium geothermie

3.1 Opbouw instrumentarium

Zoals toegelicht in paragraaf 1.1 zijn er van overheidswege twee regelingen beschikbaar voor de ontwikkeling van geothermie: de SDE+ en de RNES (garantiefonds). Daarnaast is er nog een aantal andere landelijke regelingen waarvan initiatiefnemers mogelijk gebruik kunnen maken, met name de DEI (Demonstratie Energie Innovatie) en de HE (Hernieuwbare Energie) regeling. Tevens biedt een aantal provincies nog aparte regelingen. Deze rol van de provinciale instrumenten komt terug in paragraaf 3.3.2

3.1.1 SDE+

De SDE+ regeling staat sinds 2012 open voor het winnen van geothermische warmte vanaf een diepte van 500 meter. Het doel van de SDE+ subsidie is het financieren van de onrendabele top van hernieuwbare energieopwekking, om op deze wijze zoveel mogelijk MW warmte en elektriciteit te genereren tegen maatschappelijk verantwoorde kosten. De regeling wordt ook wel een 'uitrol' instrument genoemd en is geen innovatieregeling. De subsidie is een exploitatiesubsidie en wordt gedurende 15 jaar uitgekeerd over de daadwerkelijk geproduceerde warmte. De hoogte van de subsidie hangt af van het basisbedrag dat vooraf voor de hele periode van 15 jaar wordt vastgesteld en van het jaarlijks variabele correctiebedrag. De SDE+ regeling maakt onderscheid tussen aardwarmte tot een diepte van 3.500 meter en ultradiepe geothermieprojecten. Meer over ultradiepe geothermie is te lezen in hoofdstuk 7. Eerst staan wij stil bij de ervaringen met de SDE+ in relatie tot de financiering van projecten.

3.1.2 RNES

De "Regeling Nationale EZ Subsidies - Risico's dekken voor aardwarmte" ofwel RNES Aardwarmte heeft als doel het gebruik van aardwarmte als duurzame energiebron te stimuleren. De regeling ondervangt (een deel) van het financiële risico bij een boring die minder oplevert dan verwacht. De regeling werkt als een verzekering: wanneer de boring minder oplevert dan verwacht, dan garandeert de regeling een financieel vangnet.

De RNES is in een aparte studie geëvalueerd [7] en wij gaan daarom in het kader van deze rapportage niet nader in op de ervaringen.

3.1.3 Demonstratie energie innovatie (DEI)

In specifieke gevallen kan gebruik worden gemaakt van de regeling 'Demonstratie energie innovatie'. Met deze regeling wil men zogezegd "een 'etalage' van energie-innovaties creëren waardoor Nederlandse bedrijven gemakkelijker de sprong naar internationaal succes kunnen maken met producten, processen of diensten die zij ontwikkeld hebben".

De demonstratieprojecten moeten technologieën bevatten die potentie hebben voor versterking van de Nederlandse economie, wat betreft omzet, werkgelegenheid en export door Nederlandse fabrikanten, technische dienstverleners of leveranciers. Op deze wijze kunnen de projecten mogelijk bijdragen aan de economische (groene) groei in Nederland. Deze subsidie kan gecombineerd worden met de SDE+, voor zover passend binnen het MSK (milieu steunkader). Als teveel subsidie zou worden verleend volgens het MSK, dan wordt deze ingehouden op de laatste jaren van de te verlenen SDE+.

3.1.4 Hernieuwbare Energie (HE)

Deze regeling beoogt om de duurzame energiedoelstelling van 16% in 2023 kostenefficiënter te bereiken. Dit moet op termijn leiden tot een besparing op de uitgaven onder de SDE+. Concreet betekent het *nu* uitgaven doen, waardoor de uiteindelijke SDE+ exploitatiesubsidie per project omlaag gaat en de energiebesparing omhoog.

De HE en SDE-regeling zijn aan elkaar gekoppeld. Concreet voor de ontwikkeling van geothermie betekent het dat geothermieprojecten met een *innovatieve* component onder de HE subsidie kunnen vallen. Deze subsidie kan gecombineerd worden met de SDE+, voor zover passend binnen het MSK (milieu steunkader).

3.1.5 Kennis en innovatie – ervaring met Kennisagenda Aardwarmte Nederland, de DEI en de HE

Kennisagenda Aardwarmte Nederland

In het versnellingsplan Aardwarmte [4] is geconstateerd dat de budgetten beperkt en aansturing van onderzoek versnipperd zijn, terwijl kennisontwikkeling één van de topprioriteiten voor de versnelling van aardwarmtetoepassing in Nederland is.

Vanaf 2014 is daarom vanuit het programma Kas als Energiebron extra budget voor aardwarmte onderzoek beschikbaar gesteld (jaarlijks € 0,5 mln.). Kas als Energiebron is het innovatieprogramma dat energiebesparing en het gebruik van duurzame energie in de glastuinbouw stimuleert. LTO Glaskracht Nederland en het ministerie van Economische Zaken trekken hierin samen op. Zij stellen de doelen en ambities vast en maken afspraken over de financiële inzet van partijen. Het programma ontwikkelt kennis en (teelt)technieken om in kassen energie te besparen en om meer duurzame energie zoals bio-energie, zonlicht en geothermie te gebruiken.

Het ministerie van Economische Zaken en LTO Glaskracht Nederland hebben een gezamenlijke kennisagenda aardwarmte Nederland opgezet. Hiervoor zijn de budgetten vanuit Economische Zaken voor het meerjarenprogramma van TNO en het extra budget vanuit Kas als Energiebron gebundeld (samen € 0,9 mln /jaar) én is de aansturing van onderzoek gebundeld. Vanuit de kennisagenda worden onderzoeken geïnitieerd en uitgevoerd gericht op het terugdringen van onzekerheden en risico's, het verbeteren van de operationele en energetische efficiency, het optimaliseren van de kosten, het vergroten van het toepassingsgebied en het verlengen van de gebruiksduur. De kennisagenda heeft een vraag gestuurd karakter. De kennis coördinatiegroep bestaande uit bedrijfsleven, de financiers en onafhankelijke deskundigen bepalen de onderzoeksvragen en de selectie van de onderzoeksvoorstellen. Er is ook aandacht voor kennisverspreiding. De "Kennisagenda" is vanaf 2015 operationeel. Per jaar worden twee onderzoekscalls uitgezet. De kennisagenda heeft zich tot nu toe vooral gericht op het verbeteren van de kwaliteit van aardwarmteprojecten. De komende jaren zal het aandeel van de onderzoeken gericht op innovatie toenemen. Meer informatie over de kennisagenda is te lezen in hoofdstuk 4 en op de website www.kasalsenergiebron.nl.

DEI en HE

Er is reeds een aantal geothermieprojecten gehonoreerd binnen de DEI en een project binnen de HE regeling, hetgeen aangeeft dat de markt de regelingen weet te vinden. Uit interviews is ook gebleken dat de DEI en HE door de markt gewaardeerd worden. Het is voor de ontwikkeling van geothermie in Nederland van groot belang dat deze innovatieregelingen ook in de toekomst beschikbaar blijven.

DEI en HE stimuleren innovatie vanaf een moment dat een technologie al demonstreerbaar is. Er is op dit moment in het Nederlands instrumentarium vanuit Kennisagenda Aardwarmte Nederland beperkt ruimte voor onderzoek op het gebied van geothermie in *vroegere fases* van de technologische ontwikkeling en innovatieve aspecten. Duidelijk is dat er op innovatiegebied nog veel te winnen is. Er zijn tal van veelbelovende ontwikkelingen gaande op het gebied van geothermie, waarbij met nieuwe technologie warmte wordt gewonnen uit de aarde. Voorbeelden zijn o.a. innovatieve boortechnieken, materialen, EGS (Enhanced Geothermal Systems), maar ook hybride concepten incl. warmteopslag en koeling. Daarmee kan enerzijds het technisch winbare potentieel en anderzijds het toepassingsgebied qua marktpotentieel sterk toenemen. Ook kunnen de kosten per geleverde kWh als gevolg van innovatie nog sterk gereduceerd worden. Het verdient daarom aanbeveling onderzoek en ontwikkeling op het gebied van geothermie gericht op innovatie een plek te geven in het innovatie instrumentarium en/of in de Kennisagenda Aardwarmte Nederland.

3.2 Ervaringen met de SDE+ in de glastuinbouw

Ervaring met geothermie in Nederland is tot nu toe vooral opgedaan in de glastuinbouw. Van de twaalf projecten die nu warmte produceren zijn er elf in deze sector gerealiseerd. In deze paragraaf plaatsen we de ervaringen met de SDE+ in het licht van de financierbaarheid en financiering van projecten.

De glastuinbouw als sector hecht een groot belang aan geothermie. Enerzijds vanwege de kostprijs van de eindproducten waarin energie een belangrijke factor is en anderzijds vanwege de toenemende behoefte om te verduurzamen, waartoe ook het programma 'Kas als energiebron' is opgericht. De praktijk laat zien dat tuinbouwbedrijven zich op de volgende twee manieren organiseren:

- a) als individueel bedrijf (in de praktijk de financieel daadkrachtige ondernemingen) die zelf de warmteopbrengst kan benutten (zie figuur 4);
- b) als een cluster van samenwerkende bedrijven die gezamenlijk de warmteopbrengst benutten en die samen de ontwikkelingskosten en investeringslasten voor hun rekening nemen (zie figuur 3).

Dit heeft geleid tot twee financieringsvarianten voor geothermieprojecten binnen de sector.

Individueel ontwikkelende bedrijven (a) worden gefinancierd binnen de kaders van de bestaande bedrijfsvoering en -financiering. Het rendement van de te ontwikkelen geothermiebron wordt door de bank in mindere mate in de financieringsoverwegingen meegenomen omdat eventuele tegenvallers bij de ontwikkeling en/of exploitatie van het doublet door het bedrijf vanuit de bestaande bedrijfsvoering moeten worden opgevangen.

Voor clusters (b) gelden andere financieringsvoorwaarden. Omdat het geothermieproject niet op de balans van een bestaand bedrijf wordt geactiveerd maar in een *joint venture* (een *special purpose vehicle* (SPV)) wordt ondergebracht, is projectfinanciering beter toepasbaar. Voor de financiering wordt daarbij niet primair gekeken naar de bestaande bedrijfsvoering van de participerende bedrijven. In plaats daarvan wordt het project *stand alone* beoordeeld op haar toekomstig *cash flow* genererend vermogen als basis voor de rente- en aflossingsverplichtingen.

De SDE+ systematiek sluit goed aan bij dit streven naar stabiele en voorspelbare *cash flows* over een lange periode en vormt dus een solide basis voor een projectfinanciering. Dit wordt breed onderkend in de sector.

Het feit dat de bestaande bedrijfsvoering van de participerende bedrijven niet de primaire basis is voor een financieringsbeoordeling bij een projectfinanciering wil niet zeggen dat de bestaande bedrijfsvoering wordt genegeerd. Om drie redenen is die wel degelijk relevant: (A) voor de inbreng van eigen vermogen in de SPV, (B) voor de continuïteit van de afname van de warmte over een lange periode en (C) voor het probleemoplossend vermogen in geval van technische storingen tijdens de exploitatie van de bron. In dit verband wordt wel gesproken van de *credit base* van een geothermieproject. Hieronder een toelichting.

Ad (A) De eigen inbreng

Omdat de toepassing van geothermie in Nederland relatief nieuw en onbekend is vragen banken van de aandeelhouders van een SPV een relatief hoge eigen inbreng: 35 – 40% van de totale investeringen is geen uitzondering. Ter vergelijking, bij windenergie op land ligt dat rond de 20%. Er zijn maar weinig bedrijven in de glastuinbouw die het daarvoor benodigde bedrag beschikbaar hebben; velen moeten een financiering aanvragen bij hun bank. Als de bedrijfsvoering het toelaat en de vooruitzichten positief zijn, kan er vaak binnen een bestaand financieringsarrangement ruimte gevonden worden voor de financiering van de eigen inbreng. Echter, de financiële positie van een aantal bedrijven in de glastuinbouw laat dat niet toe. In paragraaf 3.3.1 staan wij uitgebreider stil bij de eisen van banken ten aanzien van de eigen inbreng en hoe dat probleem wordt verergerd door een falen van de verzekeringsmarkt.

Teneinde de druk op het benodigde eigen vermogen te verminderen, zouden tuinders op zoek kunnen gaan naar *financial investors*, partijen die tegen een zeker rendement bereid zijn om te investeren in het geothermieproject. Dit gaat echter voorbij aan één van de motieven voor tuinders om in geothermie te investeren, namelijk het verlagen van de kostprijs. Vanuit dat perspectief is het niet aantrekkelijk om een *financial investor* aan boord te halen en een bepaald rendement te gunnen, immers elke euro die naar een investeerder gaat, kan niet worden gebruikt om de kostprijs te verlagen. Dat wil niet zeggen dat het nooit gebeurt maar het is een veelgehoord argument waarom tuinders vasthouden aan ontwikkeling in eigen beheer, zonder de inmenging van externe investeerders.

Ad (B) Langjarig commitment

De in het cluster participerende bedrijven zijn niet alleen de initiatiefnemers/ontwikkelaars van een geothermieproject, zij zijn ook degene die de warmte gebruiken. Via warmte-afnamecontracten zijn zij daarom, in een juridisch andere hoedanigheid (afnemer in plaats van aandeelhouder) de belangrijkste contractpartij van de SPV. Banken zien graag dat de warmte-afnamecontracten voor een lange periode worden aangegaan, idealiter gelijk aan de

SDE-periode, en daarvoor is een inschatting nodig ten aanzien van de huidige en toekomstige financiële soliditeit van de bedrijven. Het aangaan van een langjarig warmte afnamecontract met een bedrijf dat er financieel niet goed voor staat biedt weinig houvast voor de lange termijn. Dit is met name relevant in gebieden waar weinig tot geen alternatieve afzetkanalen beschikbaar zijn. Men zou zich kunnen voorstellen dat de consequenties van het wegvallen van een afnemer in een gebied met veel bedrijven zoals het Westland, relatief beperkt zijn. Daarentegen kunnen de gevolgen voor een geothermieproject in een dun bebouwd gebied veel verstrekkender zijn omdat de mogelijkheden tot alternatieve aanwendbaarheid van de warmte beperkter is. Kortom, financiële toekomstbestendigheid in combinatie met alternatieve aanwendbaarheid is een factor om rekening mee te houden.

Ad (C) Probleemoplossend vermogen

Projectfinancieringen worden doorgaans op een *non- of limited recoursebasis* verstrekt. Dat wil zeggen dat de financierende bank geen of slechts tot op zekere hoogte verhaalsrecht heeft op de aandeelhouders van de SPV als deze niet meer aan zijn rente- en aflossingsverplichtingen kan voldoen. Desondanks geeft de bank de voorkeur aan financieel solide aandeelhouders die in voorkomende gevallen in staat zijn om problemen op te lossen of daar in ieder geval financieel aan bij te dragen. Het is voor een bank niet te accepteren dat een aandeelhouder zijn project zou laten klappen omdat hij eventuele problemen niet kan helpen oplossen door geldgebrek.

Alles overziend kan derhalve worden gesteld dat banken een geothermieproject in een SPV voor de financiering weliswaar primair beoordelen op het *cash flow* genererend vermogen van het project zelf. Echter de bestaande bedrijfsvoering van de participerende bedrijven kan de realisatie van het project toch blokkeren. Wij hebben geen exacte getallen van het aantal glastuinbouwbedrijven van wie de financiële positie moeilijk is maar het is een publiek geheim dat een substantieel percentage van de bedrijven bij 'bijzonder beheer' van de banken zit. Dat maakt de kans op een positief financieringsbesluit in een als risicovol beschouwd project als geothermie er niet groter op. Soms is de enige manier voor een cluster om tot realisatie over te kunnen gaan dat ze afscheid nemen van 'een zwakke broeder', maar de onderlinge loyaliteit is dermate groot dat daar niet makkelijk toe wordt besloten. Ook niet als dat de realisatie van een geothermieproject in de weg staat.

Basisbedrag

Het basisbedrag in de SDE+ (voor alle categorieën) is opgebouwd uit verschillende elementen waaronder een redelijke winstmarge. Die redelijke winstmarge wordt vertaald in

een (veronderstelde) rendementseis op het eigen vermogen, de *return on equity*⁸. Binnen de context van de SDE+ wordt onderscheid gemaakt tussen categorieën met een hoog risicoprofiel en categorieën met een laag risicoprofiel met een *return on equity* van respectievelijk 15% en 12%. Mogelijk doet deze beperkte differentiatie geen recht aan het risicoprofiel van geothermie. Want weliswaar worden de drie geïdentificeerde geothermiecategorieën een hoog risicoprofiel toegedicht maar daarmee gelijk gesteld aan andere categorieën met een “hoog” risico profiel zoals wind op land. Financiers zullen wind op land echter als minder riskant beleven dan geothermie. Het negatieve effect wordt versterkt doordat het eigen vermogen, als percentage van de totale investeringen, voor geothermie te laag wordt geschat in de SDE+ berekening. Uitgangspunt voor de SDE+ is 30% eigen vermogen maar uit de praktijk weten we dat dat slechts de onderkant van door banken bepaalde bandbreedte is. Ter vergelijking: voor wind op land is 20% eigen vermogen doorgaans voldoende voor de banken. Gesteld kan daarom worden dat de aan geothermie toegedichte redelijke winstmarge, als element in het basisbedrag, te laag is.

Correctiebedrag

Minstens zoveel belang wordt er gehecht aan de toepassing van het correctiebedrag. Uit de interviews met tuinders en uit de bijeenkomst met stakeholders is gebleken dat het correctiebedrag dat gehanteerd wordt niet wordt herkend als zijnde een reëel tarief voor de commerciële waarde van aardwarmte. Dat komt met name door drie factoren:

(1) Aardwarmte levert, in tegenstelling tot aardgas, geen CO₂ die nodig is voor bemesting van de gewassen. CO₂ moet derhalve separaat ingekocht worden hetgeen extra kosten met zich mee brengt. (2) De distributiekosten van warmte van de put naar de kassen is hoger dan bij distributie van gas omdat voor warmte grotere en dus duurdere leidingen moeten worden aangelegd voor het transport van een bepaald vermogen en (3) aardwarmte wordt ingezet voor de basislast maar ten behoeve van de piekvraag, en omdat de levering van aardwarmte niet 100% zeker is, staat er altijd een (aardgas) ketel standby. Het lijkt daarom goed om de hoogte van het correctiebedrag aan een onderzoek te onderwerpen, en eventueel bij te stellen tot een reële marktwaarde van geothermische warmte.

Banking

De SDE+ kent twee mogelijkheden tot banking, *forward banking* en *backward banking*. *Forward banking* is de mogelijkheid om niet benutte subsidiabele productie in volgende jaren in te halen. *Backward banking* is de mogelijkheid om de productie die in een bepaald jaar de

⁸ Bron: Berekening basisbedragen SDE+ 2016 door ECN, 5 november 2015

subsidiabele jaarproductie overstijgt mee te nemen naar de volgende jaren, met een maximum van 25% van de subsidiabele jaarproductie per jaar. Het valt te overwegen om de uitlooperperiode van de SDE+ te verlengen als er zich technische problemen voordoen. De uitlooperperiode is nu bepaald op een jaar maar mogelijk is dat te kort om de *forward banking*-optie volledig te benutten, zeker als er zich technische problemen voordoen tijdens de exploitatie waardoor een geothermiebron langere tijd niet produceert. Naarmate een technisch probleem zich in later voordoet (dichter bij de einddatum van de SDE+ subsidie), wordt dat probleem groter.

Ook de maximering in de *backward banking*-optie tot 25% van de subsidiabele jaarproductie zou voor geothermie moeten worden heroverwogen. Als een geothermiebron door een technisch probleem is geveld, is de kans groot dat het langer duurt dan 3 maanden (25% van een jaar), zeker als rekening wordt gehouden met een lange opstartperiode alvorens de bron weer op volledige capaciteit produceert. Het zal dan moeilijk, zo niet onmogelijk zijn om het aldus opgelopen exploitatietekort in enig jaar weer goed te maken.

Bij windenergie kan er sprake zijn van generiek goede of slechte windjaren die de productie (van diverse windparken) beïnvloeden. Bij geothermie zijn het echter altijd projectspecifieke factoren en geen generieke omstandigheden. Op het gebied van banking valt het dus te overwegen om naar de specifieke omstandigheden, zoals technische storingen en de tijd die het heeft gekost om die te verhelpen, van een bepaald project te kijken.

3.3 Investeringsbereidheid ten gevolge van het huidige instrumentarium

3.3.1 Financieringsbeleid Banken

Het aantal banken dat bereid is de financiering van geothermie te overwegen, blijft vooralsnog beperkt tot Rabobank en ING Bank. Voor veel banken is de technologie als zodanig nog te nieuw en zijn de risico's te onbekend. Daarnaast draagt de weinig rooskleurige financiële positie van een aantal ondernemingen in de glastuinbouw bij aan de terughoudendheid van banken. Wel zijn er "nieuwe" banken die bij de meer "ervaren" banken hebben aangegeven een eerste keer mee te willen lopen om de materie te leren kennen. Een gemiddeld geothermieproject in de glastuinbouw leent zich echter niet voor financiering door twee of meer banken omdat de bedragen daarvoor te klein zijn. Van echte marktwerking onder banken is derhalve geen sprake.

Een steeds terugkerend thema bij banken is het gegeven dat boormaatschappijen op *day rate*-basis boren. Dit betekent dat vooraf niet duidelijk is hoe hoog de investeringen uiteindelijk zullen uitvallen. Dit hoeft geen probleem te zijn voor geothermieprojecten die op de balans van een individueel bedrijf worden ontwikkeld en gefinancierd. De bank kan immers altijd terugvallen op dat bedrijf. Voor clusters van samenwerkende bedrijven is het echter wel problematisch. Zoals er vooraf duidelijkheid moet zijn ten aanzien van het *cash flow* genererend vermogen van het project, zo moet er ook duidelijkheid zijn ten aanzien van de investeringen: zijn de toekomstige *cash flows* voldoende gegeven een zeker investeringsniveau? In veel sectoren (waaronder ook windenergie en infrastructurele projecten) worden werken aangenomen op *turn key* basis door een EPC Contractor (Engineering, Procurement and Construction) maar dat principe blijkt vooralsnog moeilijk toepasbaar voor geothermie. Boormaatschappijen boren op basis van een boorprogramma dat door een andere partij wordt aangeleverd en accepteren derhalve geen aansprakelijkheid voor hetgeen men in de ondergrond aantreft. *Turn key* oplevering is dan uitgesloten.

Een Nederlandse bank heeft met een Duitse boormaatschappij een EPC-concept uitgewerkt waarmee een doorbraak op dit punt zou kunnen worden bewerkstelligd en geothermieprojecten *turn key* kunnen worden opgeleverd. Als deze aanpak een succes wordt, zou het mooi zijn als ook andere partijen een dergelijke constructie kunnen aanbieden. Zodat initiatiefnemers keuze hebben door wie ze hun project laten bouwen.

De boorrisico's die bij de opdrachtgever liggen kunnen ook deels verzekerd worden op de commerciële markt, zie ook hoofdstuk 5. Maar dat geldt lang niet voor alle boorrisico's.

Vanwege de genoemde risicoperceptie stellen banken een relatief hoog eigen vermogen als voorwaarde voor financiering. Een percentage tussen 35-40% is geen uitzondering, vergeleken met zo'n 20% voor bijvoorbeeld windenergie (op land). Niet alleen het eigen vermogen als percentage van de totale investeringen is hoog, ook in absolute zin gaat het om een hoog bedrag. Dat wil zeggen hoger dan aangenomen mag worden als verzekeringen ruimer beschikbaar zouden zijn voor alle aan geothermie gerelateerde risico's dan dat nu het geval is. Het gemis aan goede verzekeringen werkt op twee manieren door: (i) er moet een grote buffer worden aangehouden voor onvoorziene omstandigheden tijdens het boren van het doublet (tot wel 20% van de boorkosten) en (ii) er moeten forse liquiditeitsbuffers worden aangehouden tijdens de exploitatie van een doublet om (a) technische storingen te kunnen laten verhelpen en (b) in die periode toch aan rente- en

aflossingsverplichtingen te kunnen voldoen. Dergelijke buffers verhogen de totale investeringen en daarmee ook het bedrag dat als eigen vermogen moet worden ingebracht.

De vereiste buffers zijn er mede debet aan dat het gemiddelde (op voorhand begrootte) investeringsbedrag voor de realisatie van een geothermiebron de laatste jaren flink is gestegen. Van circa 12 miljoen euro in 2012 naar circa 20 miljoen euro vandaag de dag.

Als deze risico's ondergebracht kunnen worden in het RNES garantiefonds, zou dat kunnen helpen de financiering van geothermieprojecten te vergemakkelijken.

3.3.2 Financieringsbeleid bij provinciale fondsen

Enkele provincies in Nederland hebben eigen fondsen opgericht ter stimulering van duurzame energie. Hoewel al deze fondsen gemeenschappelijke kenmerken bezitten, werken ze volgens hun eigen principes, voorwaarden en condities en (een aantal) alleen binnen de eigen provinciegrenzen. Zodoende zijn sommige fondsen nog niet met geothermie in aanraking geweest. Dat neemt niet weg dat de bereidheid er wel is.

3.3.3 Investeringen door een overheidsbedrijf

Er zijn diverse overheidsbedrijven zoals EBN die wellicht in aanmerking zouden kunnen komen om mee te investeren in geothermieprojecten. Ook sommige regionale ontwikkelmaatschappijen (zoals de BOM⁹) worden gevraagd mee te doen in de financiering van geothermieprojecten. Het voordeel van een dergelijke deelname is dat de financieringslast bij de andere investeerders navenant daalt. Daarmee zouden de huidige knelpunten qua financiering deels weg genomen kunnen worden.

Door diverse partijen is gesuggereerd om EBN in de gelegenheid te stellen deel te nemen in geothermieprojecten. Tot op heden laat de regelgeving het echter niet toe dat EBN investeert in geothermie. Stel dat dit wel mogelijk is, dan heeft de bijdrage van EBN het voordeel dat zij haar kennis en ervaring uit de olie- en gaswereld kan inbrengen in de geothermie-wereld.

Een alternatief is dat er een apart bedrijf voor wordt opgericht, met de zelfde rol zoals EBN die heeft voor olie en gas: deelnemen in geothermieprojecten. Het is dan wel raadzaam dat dat bedrijf toegang heeft tot de kennis en ervaring bij EBN.

⁹ BOM = Brabantse Ontwikkelings Maatschappij = regionale ontwikkelingsmaatschappij

Op grond van bovenstaande bevelen we aan nader onderzoek te doen naar de voor- en nadelen van het laten deelnemen van EBN en/of de oprichting van een nationaal geothermie-deelname bedrijf (conform EBN voor olie- en gas), waarbij wel gebruik gemaakt kan worden van de kennis en ervaring van EBN.

3.3.4 Investerings door derden

Derden kunnen mogelijk een ontbrekend deel van het eigen vermogen inbrengen. Bij een aantal projecten is dat ook gebeurd. Eventueel kan dat met behulp van een achtergestelde lening. Achtergestelde leningen kunnen voor max. 50% van de lening een overheidgarantie krijgen via de groeifaciliteit. Een overheidgarantie op een lening wordt ook door het National Renewable Energy Laboratory (NREL) (Verenigde Staten) rapport over deze materie als oplossing gepresenteerd, zie bijlage 2. (<http://www.nrel.gov/docs/fy14osti/61477.pdf>). Het lijkt daarom wenselijk deze optie verder te onderzoeken.

3.3.5 Overige financieringsvormen

Uit de interviews en uit eigen ervaring is ook gebleken dat veel projecten vertragen of stagneren omdat de kosten die voorafgaan aan de feitelijke beslissing het project te maken (*Financial close*) hoog kunnen oplopen, terwijl de zekerheid dat het project er komt nog steeds laag is. Ook na *Financial close* is er nog steeds een kans dat het project faalt als het vermogen onverhoopt onder de p90 uitkomt. Hierbij speelt ook onbekendheid een rol. Het aantal projecten dat gerealiseerd is, is nog niet groot, en veel partijen menen dat de risico's groot zijn. Er is voor niet-technische nieuwkomers op de markt weinig informatie beschikbaar die helder aangeeft wat de stand van zaken is, welke informatie er is, welke stappen gezet kunnen worden, wat de risico's zijn, etc. Daarom stellen we twee maatregelen voor ter overweging:

- Zorg in samenwerking tussen betrokken overheden en markt dat er een goede informatie is voor niet-technisch geschoolde mensen die moeten beslissen om te investeren in het opstarten van een geothermieproject (investeerders, gemeente- en provincieambtenaren, bedrijven met een warmtevraag, woningbouwcorporaties, etc.) Misschien kan het Nationaal Expertise Centrum Warmte hier iets in betekenen, samen met het Platform Geothermie.
- Creëer een instrument om de kosten die gemoeid zijn met de fases voorafgaand aan een definitieve investeringsbeslissing voor de initiatiefnemer te verlagen. Dit kan bijvoorbeeld door haalbaarheidsstudies en studies nodig voor het aanvragen van een SDE+ en/of RNES te subsidiëren.

3.4 Samenvatting gebruik instrumentarium

Er wordt in het land nagedacht over de systematiek van de SDE+ en over de vraag of (een deel van) die SDE+ niet zou moeten worden omgezet in een *upfront* investeringssubsidie. De huidige systematiek van de SDE+ biedt echter geen mogelijkheden voor een dergelijke *upfront* investeringssubsidie. Wanneer de vraag voorligt of er dan maar een nieuw instrumentarium moet worden opgesteld om deze *upfront* subsidie mogelijk te maken, blijkt dat de gebruikers hier niet voor open staan. De SDE+-systematiek wordt breed onderkend en gewaardeerd door de markt, en als een verzoek tot aanpassing van de SDE+ zou leiden tot volledige afschaffing ervan, zou niemand zo'n verzoek ondersteunen.

Zoals eerder opgemerkt, worden geothermieprojecten in de glastuinbouw op twee manieren gefinancierd: (i) op de balans van een individueel bedrijf dat voor eigen gebruik een doublet ontwikkelt of (ii) in een special purpose vehicle via een projectfinanciering. Financieringen van de eerste categorie vinden zonder uitzondering plaats bij financieel gezonde bedrijven met een sterke balans. Alleen daar waar tuinders in een cluster samenwerken, is er sprake van een projectfinanciering. En zoals eveneens als eerder opgemerkt worden projectfinancieringen gestructureerd op basis van het *cash flow* genererend vermogen van een doublet. Dat is uitgerekend het sterke punt van de SDE+: zolang een doublet goed draait, genereert het met name dankzij de SDE+, jarenlang stabiele *cash flows*. Maar juist deze groep bedrijven (die in de clusters) heeft nog al eens moeite met het bijeen krijgen van voldoende eigen vermogen. Een investeringssubsidie zou zeer welkom zijn maar niet als dat ten koste zou gaan van de SDE+ en dus van het *cash flow* genererend vermogen.

Andere instrumenten komen dan eerder in beeld, zoals deels al boven genoemd:

- Een exploitatiegarantievoorziening of waarborgfonds om risico's te verlagen en daarmee de eis ten aanzien van omvang eigen vermogen te verlagen (zie hoofdstuk 4).
- Opnemen van boorrisico's in het RNES garantiefonds (zie hoofdstuk 5) zodat het risico budget naar beneden kan worden bijgesteld.
- Een risicodragende participatie van een overheidsbedrijf (zoals EBN of regionale ontwikkelingsmaatschappij) in het project.

4

Exploitatierisico's verlagen

4.1 Wat zijn de exploitatierisico's?

4.1.1 Exploitatierisico's Nederland

Sinds 2006 wordt er actief aardwarmte gewonnen in Nederland. Het eerste operationele systeem werd geboord in Heerlen. Hier werden oude, onder gelopen mijngangen aangeboord op ca 800 m diepte waaruit warm water wordt gewonnen. Dit project is nu omgezet naar een warmte-opslag project met een laag temperatuur hybride warmtenet (zie www.mijnwater.com). Het eerste diepere systeem in een zandsteen reservoir werd geboord in 2007 in Bleiswijk. Deze systemen werden ontworpen als diepe waterwinputten waarin geen olie of gas voor zou komen. Gedurende de warmteproductie van deze putten bleek echter dat er uit deze putten wel, heel beperkt, gas mee werd geproduceerd dat op diepte zit opgelost in het water. Bij sommige andere putten werden later ook sporen olie mee geproduceerd.

Naar aanleiding van deze eerste ervaringen met warmtelevering en bijbehorende waarnemingen zijn de ontwerpeisen van de putten en oppervlakte systemen in de loop van de jaren verzaamd. De bestaande systemen werden aangepast en o.a. gasscheidingsinstallaties werden bij de geothermieprojecten gezet om te voorkomen dat het gas problemen gaf bij de productie van warmte.

Naast de bijvangst van het gas (koolwaterstoffen) bleken tijdens de warmtelevering, afhankelijk van de plek en diepte waarvan gewonnen wordt, ook andere problemen voor te komen. De meest voorkomende problemen zijn:

- neerslag van vaste delen (Scaling)
 - o kalk
 - o neerslag natuurlijke radioactieve stoffen (LSA materialen)
- corrosie (roest vorming)
- erosie (uitslijten)
- verstopping

Voor het merendeel van de gerapporteerde problemen is inmiddels een technische oplossing gevonden. In andere gevallen wordt nu naar oplossingen gezocht via de kennisagenda (zie volgende paragraaf). Er zijn voor een aantal veelvoorkomende problemen zelfs al mitigerende maatregelen bekend.

Wat wel van belang is om te realiseren dat het ontwerpen, realiseren en beheren van een productieput de afgelopen jaren door verschillende partijen is gedaan. En dat hiermee de leercurve soms een aantal keer is doorlopen. Onder andere door het faciliteren van programma's zoals 'Kas al Energiebron' speelt de overheid in op het aspect kennis delen en het verkorten van de leercurve voor de toekomstige geothermieprojecten.

Kennisagenda

Naar aanleiding van deze risico's zijn er verschillende onderzoeken uitgevoerd. In 2015 is de Kennisagenda Aardwarmte opgestart. In de Kennisagenda Aardwarmte wordt onderzoek naar de ontwikkeling van aardwarmte gefinancierd. Daarnaast heeft de kennisagenda ook als doel om het potentieel van geothermieprojecten te vergroten en innovatie van de techniek verder vorm te geven.

De Kennisagenda heeft, net zoals het programma Kas als Energiebron, een vraaggestuurd karakter. Dit houdt in dat voor de invulling en aansturing van de Kennisagenda de Kenniscoördinatiegroep vanuit bedrijfsleven en overheid is ingesteld, bestaande uit: Platform Geothermie, DAGO, LTO Glaskracht Nederland, ministerie van Economische Zaken DG ETM en DG AGRO, TNO Age, SodM en RVO.

Deze partijen stellen gezamenlijk de onderwerpen op en geven advies over de ingediende onderzoeksvoorstellen aan de Stuurgroep. De Stuurgroep, bestaande uit LTO Glaskracht Nederland en het ministerie van Economische Zaken DG ETM en DG AGRO, beslist uiteindelijk welke onderzoeksvoorstellen via de Kennisagenda gefinancierd worden.

Op de website van Kas als Energiebron (www.kasalsenergiebron.nl) is een actueel overzicht te vinden van de gedane en lopende onderzoeken.

4.1.2 Exploitatierisico's buiten Nederland

Ook buiten Nederland wordt actief aardwarmte gewonnen, de systemen variëren qua omvang en diepte. In de meeste buurlanden zijn verschillende geothermieprojecten operationeel. Binnen het netwerk "Geothermal ERA-net" waarin RVO partner is, worden onder andere de Europese ervaringen met realisatie en productie van geothermieprojecten gedeeld. Op basis van de resultaten van de werkgroep "OpERA" (Operational Issues of Geothermal Installations in Europe; www.geothermalera.net/news-and-events/nr/56) dat binnenkort gepubliceerd wordt, is het overzicht in figuur 5 gemaakt. *De bijbehorende publicatie is nog niet afgerond.*

Figuur 5
Overzicht
gerapporteerde
problemen in Europa
(bron:
<http://www.geothermalnet.is/joint-activities/operational-issues/>**)**

Gerapporteerde problemen in de Geothermie in Europa		Duitsland	Oostenrijk	Hongarije	Denemarken	IJsland	Slovenië	Frankrijk	Italië
Probleem	Oorzaak								
Scaling									
	Lood	x							
	Calcium carbonate	x	x	x	x		x		
	Sulfaten	x							
	Niet gespecificeerd	x				x		x	x
Corrosie									
	Door CO ₂ ontgassing	x				x			
	Door aanwezigheid zuurstof	x							
	Niet gespecificeerd				x	x		x	x
Gas									
	Aardgas			x			x		x
	CO ₂					x	x		x
	H ₂ S		x						
	Niet gespecificeerd	x				x			
Her-injectie									
	Problemen door scaling	x							x
	Problemen door formatie			x			x	x	
	Seismischeiteit	x				x			
	Niet gespecificeerd		x				x		

Uit het overzicht blijkt dat veel van de bekende operationele risico in Nederland, ook op Europees niveau bekend zijn. Ondanks de vaak verschillende geologische afzettingen zal uitwisseling van kennis en kunde dus kunnen bijdragen aan een versnelling in de ontwikkeling van de geothermie. In de praktijk vindt kennisuitwisseling op overheidsniveau plaats. Op het niveau van de operators kan deze uitwisseling nog meer plaatsvinden.

4.2 Relatie tussen exploitatieproblemen en CAPEX

De huidige in ontwikkeling zijnde projecten kunnen via de Kennisagenda Aardwarmte en DAGO informatie inwinnen over de productierisico's en welke mitigerende maatregelen zij in het ontwerp moeten meenemen om problemen in de toekomst te voorkomen. De exacte uitvoering van de maatregelen zijn afhankelijk van de locatie waar het geothermieproject zich bevindt en vraagt om een gedetailleerd ontwerp.

Het opnemen van deze noodzakelijke maatregelen bij de exploitatie van een geothermieproject maakt dat de investeringskosten van een geothermieproject omhoog

gaan. Deze zogenoemde Capital Expenditures (CAPEX) – kosten voor niet verbruikbare onderdelen – zijn toegenomen sinds de start van het winnen van aardwarmte in Nederland. Dit heeft geresulteerd dat de gemiddelde CAPEX per geothermieproject is toegenomen.

De verhoging van de investeringskosten, in combinatie met de eisen aan het eigen vermogen van de initiatiefnemers vanuit de financiers (zie paragraaf 3.2) maakt de start van een geothermieproject minder haalbaar voor de warmtevragers en/of initiatiefnemers met relatief weinig eigen vermogen. De verwachte vermindering van de operationele risico's, door alle mitigerende maatregelen die nu gehanteerd worden, heeft nog geen effect op het verkleinen van de eis ten aanzien van de financiële reserves in de opstartfase van een project.

De operationele problemen bij de bestaande geothermieprojecten die nu warmte leveren hebben ook daar geleid tot verhoging van hun investering. De aanloopproblemen leidde tot aanpassingen en uitbreidingen van hun installaties met bijbehorende kosten.

Ter illustratie een indicatie van de prijzen voor de gemaakte aanpassingen:

- Het vervangen van een productiebuis boven de pomp kost rond de 75.000,- euro;
- Het verhelpen van een verstopping kan oplopen tot meer dan 1 miljoen euro.

Deze kosten moeten additioneel door de lopende projecten gedragen worden. De investeringen die gedaan moeten worden in projecten om dergelijke problemen tijdens exploitatie te reduceren bestaan onder andere uit:

- selectie van materialen die beter tegen corrosie bestand zijn;
- betere filtratie om verstopping te voorkomen;
- grotere diameters om erosie te voorkomen;
- minder ontgassen om scaling te verminderen;
- dosering van een inhibitor opnemen in het ontwerp, in plaats van achteraf invoegen.

De extra investering in het voorkomen van genoemde problemen weegt op tegen de kosten die hiermee vermeden worden.

4.3 Initiatieven markt

4.3.1 Commerciële verzekering

De operationele risico's kunnen deels commercieel worden verzekerd onder een zogenaamde technische verzekering.

De technische verzekering zal in beginsel dekking bieden voor alle bovengrondse (eventueel inclusief horizontale ondergrondse leidingen) bij het project behorende objecten zoals de pompinstallatie, het pompgebouw, de leidingen etc. De verzekeringsdekking bestaat uit schade aan de verzekerde installatie door een van buitenkomend onheil (bijvoorbeeld storm) of ten gevolge van een eigen gebrek (bijvoorbeeld breuk van een aandrijfas in de pomp). Ook de gevolgschade van de beschadigde installatie (bedrijfsschade van verzekerde zelf en/of bij de afnemers) kan een onderdeel van de dekking vormen.

Onder andere corrosie, neerslag (*scaling*) en verstoppingen zijn risico's die de continuïteit van het doublet in gevaar kunnen brengen. Verzekeringstechnisch vormen deze risico's geen gedekte gevaren tenzij deze zorgen voor een materiële beschadiging van de verzekerde objecten.

Ook schade aan de casing, de ESP (*Electrical Submersible Pump*) en in beginsel alles wat zich 'subsurface' bevindt, is van de dekking uitgesloten. Wel zijn er (beperkte) mogelijkheden om schade aan de ESP te verzekeren wanneer de ESP voor onderhoud 'naar boven' (en retour) moet worden gehaald.

De belangrijkste conclusie is dat slechts een beperkt deel van de exploitatierisico's commercieel te verzekeren is.

4.3.2 Initiatief Platform Geothermie

Het platform geothermie (SPG: Stichting Platform Geothermie) heeft samen met marktpartijen eveneens geconstateerd dat de exploitatieproblemen de financierbaarheid van geothermieprojecten verslechteren. SPG heeft op basis van die constatering een werkgroep gevormd om te onderzoeken of, en zo ja hoe, dit knelpunt opgelost zou kunnen worden. De werkgroep heeft twee varianten van een exploitatievoorziening onderzocht:

- een waarborgfonds, dat leningen uitgeeft, en
- een garantiefonds dat uitkeringen doet. Een exploitatiegarantiefonds zou analoog aan het bestaande garantiefonds voor het geologisch risico (RNES aardwarmte) kunnen worden opgezet.

De grondgedachte onder een garantieregeling en/of waarborgfonds is dat door een vorm van spreiding van risico c.q. verevening of 'pooling' van de herstelkosten ingeval een bron tijdelijk stil komt te liggen, deze kosten voor een individueel operator beter beheersbaar zijn. Beoogde effecten zijn dat enerzijds geen verhoogd eigen vermogen hoeft te worden aangehouden en de financiering voor nieuwe projecten niet wordt belemmerd. Anderzijds geldt dat optredende mankementen en verstoringen in bestaande projecten door snelle en adequate beschikbaarheid van financiering aan te pakken zijn.

Draagvlak

Uit het onderzoek dat de SPG-werkgroep heeft uitgevoerd blijkt dat onder huidige en aanstaande operators overwegend draagvlak is voor een exploitatievoorziening, deels op grond van de eigen situatie, deels op grond van de te verwachten positieve effecten voor de sector als geheel. De steun voor een faciliteit is desondanks niet unaniem en het is dus niet zeker dat, afhankelijk van de specifieke eigen situatie, iedereen instapt. Het draagvlak is bovendien geclausuleerd met een aantal randvoorwaarden. Zonder bijdrage van de overheid in het startkapitaal en/of de operationele kosten van het systeem lijkt het niet haalbaar.

4.4 Voorbeeld: uitwerking Franse regeling

Er zijn reeds diverse overzichten gemaakt van de geothermie stimuleringsmaatregelen en risicomitigatie maatregelen die in Europa worden gehanteerd, zoals binnen GeoDH (<http://geodh.eu/wp-content/uploads/2014/11/4-1-Report-on-support-schemes-for-GeoDH.pdf>) en binnen GeoElec (<http://www.geoelec.eu/wp-content/uploads/2011/09/D-3.2-GEOELEC-report-on-risk-insurance.pdf>). Nederland heeft al een goed werkende voorziening voor de dekking van geologische risico's binnen de RNES, en deze is recent al geëvalueerd [7]. De vraag is nu vooral in hoeverre er buitenlandse ervaringen zijn met een exploitatiegarantievoorziening. Voor zover bekend heeft alleen het Franse fonds ook een onderdeel voor exploitatierisico's.

Franse exploitatie garantievoorziening

Door onze Franse partner is een rapportage geschreven over de werking van het Franse systeem voor exploitatiegarantie. De volledige rapportage is opgenomen in bijlage 1.

De exploitatievoorziening in Frankrijk is vormgegeven als een 2^e trap na de verzekering van het geologisch risico. Deelname is alleen mogelijk als ook een geologisch risicoverzekering is afgesloten. Er dienen veel (inhoudelijke) documenten aangeleverd te worden, en alleen risico's die niet voorzien hadden kunnen worden, worden gedekt. In het Parijse bekken is bijvoorbeeld een dosering van anti-corrosie stof verplicht, omdat bekend is dat in die regio

corrosie door H₂S regelmatig optreedt. Ook worden bijvoorbeeld slecht gecementeerde putdelen uitgesloten van de verzekering. De bijdrage aan het fonds wordt geleverd door het betalen van een premie van 15.000 euro per jaar per doublet (ongeacht locatie en omvang). De kosten worden ten dele en tot een max. van 1,4 miljoen euro per geval gedekt. Ook stilstand als gevolg van de schade wordt gecompenseerd volgens een zekere formule (zie Bijlage 1).

Een eerdere versie van het Franse fonds heeft gelopen van 1980 tot 2004. De totale kosten voor het exploitatiedeel bedroegen 24 miljoen euro, evenals de opbrengsten. Van de inkomsten was 8 miljoen afkomstig van premies, 8 miljoen van een inleg bij de start door de rijksoverheid, en 8 miljoen uit rente. De premie-inleg heeft de schade dus niet gedekt, en er was na afloop van 24 jaar geen reserve meer in de pot. De premie werd destijds anders berekend maar kwam op een soortgelijk bedrag uit als voor deelname in het huidige fonds (dus ca 15.000 euro/jaar per project). Uit deze berekening blijkt dat in het Franse exploitatiefonds slechts een derde van de kosten werden gedragen door directe premie inkomsten. Van het huidige fonds zijn helaas geen data ter beschikking gesteld, maar het is gemodelleerd naar de vorige versie.

4.5 Vormgeving exploitatievoorziening

Uit de voorgaande hoofdstukken is duidelijk dat een exploitatievoorziening, ondersteund door de overheid, wenselijk is. De belangrijkste reden hiervoor zijn:

- De financiële risico's zijn per project groot, zolang eigenaren steeds maar één project in eigendom hebben. Als er meerdere projecten in bezit zijn worden de risico's al gespreid binnen die ene eigenaar, maar veel projecten worden door een lokale belanghebbende partij (warmtevragers, gemeente) ontwikkeld.
- Er zijn zeer beperkt commerciële verzekeringen beschikbaar; de belangrijkste exploitatierisico's zijn niet commercieel verzekeraar, er is hier dus sprake van marktfalen.
- De financieringslast die hier uit volgt (het gevraagde eigen vermogen dat aantoonbaar aanwezig moet zijn om incidenten te kunnen opvangen) vertraagt de ontwikkeling van geothermie.

4.5.1 Kwantitatieve verkenning

Er zijn geen goede data beschikbaar over de te verwachten kosten die worden betaald uit een exploitatievoorziening, en dus ook niet over de te verwachten hoogte van de noodzakelijke premie (als wordt uitgegaan van een kostenneutrale regeling).

Wel kan een inschatting gemaakt worden op basis van een scenario dat door de werkgroep van het platform geothermie is opgesteld op basis van gesprekken met projecteigenaren. Daarbij wordt uitgegaan van een storingsfrequentie per operator van eenmaal per 10 jaar, ter grootte van twee miljoen euro (Door operators worden de kosten ingeschat tussen 0,5 en 2,5 mln euro per gebeurtenis). De jaarlijkse kosten per operator bedragen bij deze aannames gemiddeld 200.000 euro/jaar per project. Dit bedrag is aanzienlijk hoger dan de premie die voor het Franse fonds wordt berekend. Zelfs als niet een derde van de kosten, maar de volledige kosten door premies zouden zijn gedekt, dan zou de premie ca 45.000 euro/jaar/project zijn geweest. De oorzaak van het verschil is niet bekend, maar we kunnen niet uitsluiten dat dit een gevolg is van het feit dat er in Frankrijk al een strenge selectie is op de kwaliteit van de projecten en installatiedelen die deel mogen nemen. En dat de geothermie wereld in Frankrijk inmiddels (ook door schade en schande) geleerd heeft installaties zodanig te maken dat schades minder vaak optreden..

4.5.2 Nadere uitwerking

Twee hoofdvarianten zijn globaal verkend: een waarborgfonds, dat leningen uitgeeft, en een garantiefonds dat uitkeringen doet.

Gezien het feit dat bovengrondse risico's commercieel verzekerbaar zijn (zie H 4.3.1), maar scaling en corrosie ook in bovengrondse installaties niet verzekerd kunnen worden, wordt voorgesteld de exploitatievoorziening zich uit te laten strekken tot het deel van het totale systeem dat in aanraking komt met het geothermische water.

Het belangrijkste argument voor het opzetten van een waarborgfonds is de factor tijd. Bij de uitkering door een waarborgfonds kan er sneller over een lening besloten worden dan bij een garantiefonds. Met name dit aspect vermindert de (bijkomende) kosten van de storing en weegt zwaar. Als de voorwaarden minder gunstig zijn dan andere kredieten, dan is afbetaling van de lening goed denkbaar. 'Afroming' door de bank moet dan uitgesloten zijn. Het is echter niet denkbeeldig, dat de door de lening toegenomen rentelasten (te) zwaar drukken op de ontvanger van de lening en het ultieme risico is, dat de ontvangende vennootschap failliet gaat. De financier zal bovendien vooraf eisen dat de lening (inclusief de betaling van rente en aflossing) achtergesteld is bij de bankfinanciering, dus een risicodragend karakter heeft en alleen rente en aflossingen kan doen bij positieve *cash flow* van het project. Dat betekent dat de financiering minder gefaciliteerd wordt dan bij een verzekering. Als het perspectief op terugbetaling tóch beoordeeld moet worden dán kost dat tijd en vermindert dit het voordeel van deze oplossing.

Pro garantieregeling pleit dat de business case van de ontvanger veel minder geraakt wordt omdat de ontvanger geen lening krijgt maar een uitkering, en daardoor de kans op continuïteitsproblemen geringer is. Dit is voor huidige en toekomstige financiers prettiger (minder riskant). De economische gevolgen van de verstoringen worden versleuteld over het collectief. Dit is als een voordeel, maar ook als een nadeel te zien, afhankelijk van de mogelijkheden van de individuele operator om tegenvallers op te vangen. Nadeel is, dat de faciliteit financieel groter moet zijn. Beoordeling van claims vergt technische kennis (en onafhankelijkheid). Dit duurt langer, dan een beoordeling van een lening. Deze kosten kunnen hoog oplopen, denk aan 20% extra. Dit blijkt onder andere uit de gegevens over het Franse fonds waar 4 miljoen euro aan beheer kosten waren gemaakt op een totaal bedrag van uitgaven van af 24 miljoen euro.

Bovenstaande voor- en nadelen afwegend komen we tot het volgende advies:

- Het is wenselijk dat er een exploitatievoorziening komt die enerzijds snel kan uitkeren als dat nodig mocht zijn, en anderzijds niet een te zwaar beroep doet op de financiële middelen van het betreffende project.
- Daarom bevelen we aan om het Franse model als uitgangspunt te nemen, en dat te modelleren naar de Nederlandse omstandigheden.
- Daarbij aanvullend een optie in te bouwen om grote inkomstenderiving als gevolg van langdurige stilstand te helpen verkleinen door:
 - o Cf het Franse model stilstand te compenseren middels een zekere vergoeding per maand en/of
 - o De projecteigenaar de optie te geven geld te lenen (uit het garantiefonds) om zelf het probleem te verhelpen voordat tot uitkering vanuit het garantiefonds wordt overgegaan; alleen het deel dat niet onder de garantie valt hoeft dan te worden terug betaald (inclusief een relatief hoge rente voor de lening). Reden hiervoor is de tijdswinst die cruciaal is om de kosten binnen de perken te houden.

4.5.3 Structuur en voorwaarden

De voorwaarden en vormgeving van het Franse fonds staan beschreven in bijlage 1. Het betreft de volgende voorwaarden:

- Er moet voldoende deelname zijn, anders vervallen de voordelen van een fonds.
- Er zal een strenge toelating zijn: voor bestaande en nieuw te bouwen installaties zal een keuring plaats moeten vinden op basis van gedetailleerde informatie;
- Onderdelen die afgekeurd worden vallen buiten de garantie;
- Problemen die te verwachten zijn worden niet vergoed;

-
- Normale exploitatiekosten worden niet vergoed (zoals bijvoorbeeld een pomp vervangen);
 - Er zal een maximum vergoeding zijn per geval;
 - Er zal een percentage zijn dat vergoed/geleend kan worden; een deel van de kosten zullen bij de operator blijven.

Er zal dus ook een structuur opgezet moeten worden met onafhankelijk toezicht dat deskundig is. Zodra bepaalde problemen eenmaal onderkend zijn, dienen ze in het ontwerp van nieuwe installaties meegenomen te worden. Dit kan eventueel worden verwerkt in het Handboek Geothermie en de industriestandaarden of recommended practices.

Voordeel van deze werkgang is dat er een versnelde uitwisseling van kennis plaats vindt, en dat er druk ontstaat om aan bepaalde kwaliteitsstandaarden te voldoen. Hiermee wordt de leercurve bij de ontwikkeling van nieuwe geothermiesystemen versneld.

5

Boorrisico's verlagen

Uit de interviews en uit de werksessie met betrokken marktpartijen is gebleken dat de realisatie risico's verbonden aan het boren aanzienlijk kunnen zijn, en dat deze veelal niet gedekt worden door de verzekeraar en/of de boorfirma. De boorrisico's kunnen aanleiding geven tot aanzienlijke onverwachte kosten. De financiers van het vreemd vermogen eisen daarom dat er voldoende eigen vermogen aanwezig is om deze kosten te kunnen dragen. De bedragen waar het hier om gaat (2 á 3 miljoen per project), liggen in de zelfde orde van grootte als de exploitatie risico's. Om de vraag te beantwoorden welke technische problemen in de praktijk zijn voorgevallen en hoe hierop geanticipeerd kan worden middels voorzieningen, is onderzoek gedaan in beschikbare openbare informatie over Nederlandse boringen.

5.1 Bekende boorrisico's

In Nederland zijn 12 geothermische installaties actief. De gegevens over deze boringen worden centraal opgeslagen in de database van TNO. De database van TNO (www.nlog.nl) bevat inmiddels informatie over 46 gaten welke geboord zijn met als doel het opsporen en ontwikkelen van geothermie. 40 daarvan zijn geboord vanaf 2006. Als kanttekening moet hier wel bij vermeld worden dat het boren van een *side track* gezien wordt als nieuw boorgat.

Opvallend is dat alle boringen van na 2006 hebben geleid tot een succesvolle productie testen van de geothermie putten. Geen van de projecten hebben geleid tot zwaar tegenvallende productie. Hieruit kan geconcludeerd worden dat de mate van voorbereiding met betrekking tot reservoir en reservoirproductie goed is.

Naast de naam, plaats, doel en eigenaar staat in de database ook vermeld wat de huidige technische status is van de putten. Uit analyse van deze gegevens blijkt dat van de 40 boorgaten er 11 technisch mislukt zijn. Na het mislukken van het boorgat is er vervolgens, al dan niet succesvol een *side track* geboord vanuit het bestaande boorgat. Van deze *side tracks* zijn er 3 technisch mislukt en is er een tweede *side track* geboord. Deze groep zit in het totaal van 11 technisch mislukte boringen. Uiteindelijk hebben alle boringen wel geleid tot producerende systemen.

Uit het voorgaande volgt dat bij 26% van de boorgaten die geboord werden voor geothermie een *side track* nodig is om tot het gewenste eindresultaat te komen. Ter vergelijking, in de zelfde periode (2006-2016) zijn er in Nederland op het land in totaal 359 putten geboord (olie, gas, zout), waarvan 12% technisch mislukt zijn. Hieruit moet geconcludeerd worden dat er relatief veel *side tracks* nodig zijn geweest bij geothermische projecten in Nederland om te komen tot succesvolle putten.

Bij bovenstaande getallen moet wel gemeld worden dat er een significante verbetering waarneembaar is in de tijd. Sinds het begin van 2014 zijn er geen geothermieboringen (8 stuks) uitgevoerd die technisch mislukt zijn. Dit duidt op een verbeterde controle binnen de projecten over de boringen. De duidelijke wens om kennisuitwisseling plaats te laten vinden (zoals ook gesteld in het programma “Kas als Energiebron”) lijkt te werken.

Naar aanleiding van voorgaande constatering is er in meer detail gekeken naar de problemen welke gerapporteerd zijn. Hierbij wordt opgemerkt dat deze rapportages pas na 5 jaar publiek worden. De rapportages zijn niet volledig en geven dus enkel inzage in de ontwikkelingen van vóór 2011. De laatste 5 jaar zijn nog niet meegenomen. In figuur 7 is de samenvatting te zien van de gerapporteerde problemen (in bijlage 3 is hij in het groot weergegeven).

Ondanks het feit dat de rapportage niet volledig is voor de 40 bekeken boringen, zijn er wel een aantal problemen waar te nemen. De beschreven boorproblemen verschillen per formatie en regio in Nederland.

Figuur 6
Gerapporteerde
problemen bij
realisatie
(informatie afkomstig
van NLOG, bewerkt)

	Boorgatcode	Startdatum	Einddatum	Boorgatdi	Boorgatdi	Omschrijving
1	ARC-GT-01	01-03-1987	22-04-1987	887,58	887,58	
2	AST-GT-02	24-11-1986	22-02-1987	1673	1673	
3	AST-GT-02-S1	09-04-1988	17-05-1988	1530	1530	
4	OPL-GT-59	16-04-1986	30-04-1986	550	550	
5	SNM-GT-01	01-03-1994	20-07-1994	759	759	
6	HLH-GT-01	02-03-2006	31-05-2006	692,2	691,94	geen problemen gerapporteerd
7	HLH-GT-02	18-03-2006	02-06-2006	695,5	695,38	geen problemen gerapporteerd
8	VDB-GT-01	17-10-2006	21-03-2007	2200	1547,42	Onbekend
9	VDB-GT-01-S1	21-03-2007	16-04-2007	2457	1697,41	Onbekend
10	VDB-GT-02	04-05-2007	13-06-2007	1625	1233,45	mud losses packing off BHA, hole cleaning, bit balling
11	VDB-GT-02-S1	13-06-2007	16-07-2007	2330	1621,31	
12	VDB-GT-03	06-03-2009	20-06-2009	2140	1890,65	geen problemen gerapporteerd
13	VDB-GT-04	06-02-2009	07-08-2009	2006	1829,98	geen problemen gerapporteerd
14	PNA-GT-01	09-03-2010	14-05-2010	2869	2238,01	Meerdere boorkoppen versleten per sectie. Check trip en scrapper runs intermediair sectie
15	PNA-GT-02	26-05-2010	09-07-2010	2860	2290,64	geen problemen gerapporteerd
16	PNA-GT-03	28-08-2010	21-09-2010	879	861,47	mud losses , stuck pipe
17	HAG-GT-01	10-03-2010	25-09-2010	2702	2306,46	Cement losses. Bit balling. Lage ROP, meerdere boorkoppen per sectie
18	PNA-GT-03-S1	21-09-2010	29-09-2010	901	875,56	Door grote porositeit en verlies van boorvloeistof op circa 900 meter is de putwand tijdens het boren ingestort en moest vanaf circa 450 meter een side track (nieuw boorgat) gemaakt worden.
19	HAG-GT-02	01-03-2010	06-11-2010	2405	1942,4	Reamen boorgat kost veel tijd. Technisch falen liner hanger.
20	PNA-GT-03-S2	29-09-2010	13-11-2010	3005	2395,07	mud losses , stuck pipe
21	PNA-GT-04	20-11-2010	22-01-2011	2957	2343,01	Mud losses, toren onderhoud
22	KKP-GT-01	28-05-2011	20-07-2011			
23	KKP-GT-02	27-07-2011	10-09-2011			
24	HON-GT-01	23-12-2011	22-02-2012			Na een zeer voorspoedige verloop van de eerste boring is in februari vertraging opgelopen bij het plaatsen van de screens als gevolg van een te vroeg vastzittende swell packer. Gekozen is voor een side track.

De twee voornaamste oorzaken van de gerapporteerde problemen zijn:

- Boorgatproblemen door:

-
- Versmeren van boorkop en overige gereedschap met klei, waardoor het snijvlak niet meer zijn werk kan doen (vertraging à 90.000 euro)
 - Schoonhouden van het boorgat (vertraging à 60.000 euro)
 - Side-track (nieuw boorgat à 300.000 euro)
 - Technische problemen door:
 - Snelle slijtage van de boorkoppen (vertraging à 45.000 euro)
 - Het plaatsen en afhangen van bebuizing in de putten (het zetten van de liner hanger, vertraging à 180.000 euro)

De bedragen achter de gerapporteerde problemen geven een zeer grove indicatie van de additionele kosten. Dit geeft aan dat de kosten van een tegenslag bij een boring snel oplopen. Dit komt met name doordat de gemiddelde kosten van een boring op het land in Nederland gemiddeld tussen de 45.000,- en 60.000,- euro per dag kost. Dus als de installatie een halve dag stilgezet moet worden om een technisch probleem te ondervangen stijgen de kosten al aanzienlijk.

5.2 Omgang boorrisico's in de praktijk

Zoals gemeld zijn sinds 2014 beduidend minder storingen opgetreden tijdens het boren van een geothermiebron. Door kennisontwikkeling en kennisdeling lijkt het dat de twee belangrijkste oorzaken nu voor minder storingen zorgen.

Bij aanvang van de ontwikkeling van een geothermisch project in Nederland wordt over het algemeen rekening gehouden met een percentage van 20% tot 25% risico en/of post onvoorzien op de boorkosten. Gemiddeld genomen is dit tussen de 2 en 3 miljoen euro per project. De hoogte van dit percentage is onder andere afhankelijk van de locatie in Nederland en het ontworpen boortraject. De resultaten van aanvullend geologisch onderzoek voorafgaand aan de boring en een detailontwerp van de putten kan deze post doen verkleinen doordat op voorhand de risico's beter bekend zijn en dus mitigerende maatregelen genomen kunnen worden.

Het voorstellen van generieke mitigerende maatregelen ter voorkoming van boorgatproblemen op voorhand is niet mogelijk. Boorgatproblemen ontstaan door een combinatie van geologische en technische factoren. Met name de geologische problemen die genoemd zijn variëren per gebied. Opmerkelijk is het, dat de bij geothermie genoemde problemen in bepaalde regio's, eerder al wel benoemd zijn bij olie en gas putten in dezelfde regio. Of deze niet opgemerkt zijn tijdens het ontwerp of dat de maatregelen bewust niet zijn toegepast is niet te achterhalen. Het bewust niet toepassen kan een keuze zijn. Een aantal

van de gekozen mitigerende maatregelen binnen de olie en gas industrie zijn namelijk zeer kostbaar. Daardoor lopen de kosten van realisatie sterk op, met als gevolg dat een potentieel geothermieproject niet meer (financieel) haalbaar is.

Het is als operator mogelijk een aantal van de boorrisico's te verleggen naar verzekeringen en/of opdrachtnemers door de keuze van het boorcontract. Echter, net zoals we bij het verzekeren van het exploitatierisico hebben gezien, zijn de verzekeringen rondom realisatie van een systeem ook niet sluitend. Meer hierover in de volgende paragrafen.

5.2.1 Verzekeringen

Het verzekeren van een geothermieproject is maatwerk. Een geothermische installatie kan verzekerd worden voor de volledige levensduur, dus vanaf start bouw tot aan einde operationele levensduur. Hiervoor bestaat een zogenaamde 'Build & Operate' dekking welke is toegespitst op de specifieke projectsituatie. Een alternatief is de operationele periode los te koppelen van de realisatieperiode en vervolgens de operationele periode bij meerdere verzekeraars aan te bieden om zo gebruik te maken van marktwerking.

Wat kan wel verzekerd worden?

De volgende dekkingen zijn in het verleden mogelijk geweest, waarbij opgemerkt dient te worden dat de verschillende polissen veel maatwerk bevatten. Gezien de specifieke wensen van de opdrachtgever om zowel de boorfase als de operationele fase op te nemen in de polis ging het om:

- Schades bij de bouw, zoals schade als gevolg van foutief ontwerp, gebrekkig materiaal of fouten in de bouw.
- Schades aan de casings, liners en leidingen als gevolg van obstakels tijdens het boren, warmlopers, etc.
- Schades als gevolg van eigen gebrek en van buiten komende oorzaken in de operationele fase en de eventuele bedrijfsschade door stilstand.

Wat kan niet verzekerd worden?

Alhoewel geothermieverzekeringen een all-risk karakter hebben, zijn er enkele zaken niet verzekerd, waaronder:

- Schades vallende onder de garantieverplichtingen, echter de daarop volgende bedrijfsschade is wel gedekt.
- Geleidelijke achteruitgang als gevolg van normaal gebruik zoals corrosie en slijtage, echter de gevolgen ervan zijn wel gedekt.
- Catastroferisico's zoals natuurrampen en atoomkernreacties.
- De boorinstallatie zelf.

-
- Het boorgat en de ondergrondse leidingen binnen de operationele fase. De verzekering dekt schades tot maximaal vijf meter onder het maaiveld.

Vergelijking met olie- en gas

De hiervoor beschreven risico's ten aanzien van de realisatie van een puttenpaar, zoals hiervoor omschreven, zijn normaal in de olie- en gas sector. Daar zijn de risico's zelfs hoger, omdat er geen RNES garantiefonds is dat de geologische risico's afdekt. De geothermie markt is echter wezenlijk anders dan de olie- en gas markt:

- De waarde van warm water is (ondanks SDE+ subsidie) veel lager dan de waarde van olie en gas, dus de baten van een zekere productiesnelheid (de kostenbepalende factor in het ontwerp van een put) wegen minder snel op tegen de risico's
- Olie- en gas zijn eenvoudiger transporteerbaar (vanwege de energiedichtheid) dan warm water. Er is een wereldmarkt voor olie en gas. Warm water kan alleen lokaal afgezet worden.

De kosten voor exploratie door middel van *geofysische surveys* en exploratie putten kunnen als gevolg van bovenstaande bij olie-/gas winning in de regel terug worden verdiend, en bij geothermie niet of nauwelijks. De interesse bij olie- en gas operators om actief te worden in de geothermie markt blijkt vooralsnog beperkt. Ondanks dat de technologie van olie- en gaswinning dicht bij die van geothermie ligt.

5.2.2 Boorcontract

In de markt zijn er drie type boorcontracten af te sluiten met boorbedrijven:

- *Day rate*,
- Lumpsum en
- *Turn key* contracten.

Een *day rate* contract houdt in dat de boorinstallatie gehuurd wordt en deze per uur wordt afgerekend. Alle boorrisico's, op grove nalatigheid na, liggen bij de opdrachtgever. Daarbij moet de opdrachtgever ook zelf met alle overige subcontractor(s) een contract aangaan. Dit vraagt meer tijd in de voorbereidingsfase. Daar staat tegenover dat er meer controle is over de selectie en kwaliteit van de afgenomen diensten en materialen. Als de boring goed verloopt is dit over het algemeen de goedkoopste oplossing.

Een lumpsum contract houdt in dat er met een boorondernemer wordt afgesproken dat deze de ontworpen put voor een vast bedrag oplevert. Ondanks het feit dat er hier maar 1 contract partij is vraagt het opstellen van deze contracten veel tijd. De praktijk leert dat de

boorondernemer nooit alle risico's op zich neemt. Hierbij moet met name gedacht worden aan specifieke geologische risico's. De contracten gaan uit van de geldende geologische interpretatie. Mocht tijdens het boren deze niet juist zijn dan zal de boorondernemer de daar uit voortkomende meerkosten in rekening brengen. Dit type contracten worden op dit moment weinig afgesloten.

Op het ogenblik is er in Nederland een partij die ook een *turn-key* contract aanbied. Hierbij levert de opdrachtnemer naast de putten een volledig geteste en werkende installatie op. In de praktijk is met dit type contract nog geen ervaring. Op het ogenblik wordt er een project conform deze constructie uitgevoerd.

5.2.3 Samenvatting boorrisico

Een geothermisch project moet in aanloop rekening houden met 20% tot 25% risico en/of post onvoorzien. Dit is ongeveer per project een post van 2 tot 3 miljoen euro. De boorrisico's kunnen door gedegen voorbereiding gereduceerd worden. Hierbij kan gekeken worden naar de ervaring met het boren van olie- en gasputten in dezelfde regio. Door deze ervaring mee te nemen en een afgewogen besluit te maken over eventuele mitigerende maatregelen kan de post 'onvoorzien' wellicht omlaag. Hoeveel kosten hiermee gereduceerd kunnen worden is nu niet te zeggen. De huidige marktomstandigheden biedt de mogelijkheid de boorrisico's gedeeltelijk te verleggen. Dit kan in de vorm van verzekeringen en keuze van het boorcontract.

Per project zal dit specifiek afgewogen moeten worden, het is maatwerk waar welk risico wordt neergelegd. Het heeft ook te maken met het profiel van de opdrachtgever: bij welke risico's voelt hij zich thuis? Volledig risicoloos boren is niet mogelijk: de onbekendheid van de ondergrond en de financiële (on)mogelijkheden van de opdrachtgever spelen hierbij een rol. Deze bepalen tenslotte hoeveel hij 'over' heeft voor het verzekeren van bepaalde risico's.

5.3 Initiatieven in de markt

Aanpassen verzekering

Boringen voor geothermie worden tegenwoordig vrijwel altijd uitgevoerd op basis van day-rate (huurprijs van de boortoren plus services). De boortijd kan afhangen van veel factoren die niet in detail van tevoren zijn voorzien. Dit maakt dat de risico's voor de opdrachtgever hoog zijn. Gedegen voorbereiding waarbij gebruik gemaakt wordt van de beschikbare rapportages uit de olie- en gasindustrie, in combinatie met risicomangement zal het risicoprofiel verkleinen.

Een deel van de boorrisico's, voor zover er sprake is van schade door een onvoorziene gebeurtenis, zou in principe verzekeraar kunnen zijn via een CAR-verzekering (Construction All Risk-verzekering). Op dit moment is Delta Lloyd de enige partij in Nederland die bereid is boorrisico's op te nemen in een CAR-verzekering.

Op de verzekeringsmarkt zijn delen van het boorrisico te verzekeren. Door de CAR verzekering kunnen de volgende risico's gedekt worden:

- Blow-out;
- Instorten boorgat;
- Schade aan *casing*, *liners* en leidingen;
- Vastlopen van het boorgereedschap als gevolg van breuk van het boorgereedschap.

Hierbij vallen de volgende zaken niet onder de dekking:

- Het verlies van de boorvloeistof;
- Schade aan het boorgereedschap;
- Vastlopen in overige situaties.

Bij het vastlopen wordt vaak gebruik gemaakt van een sidetrack om langs de probleemzone te komen. De verzekering dekt de kosten van de uitgevoerde werkzaamheden met als maximum de gemaakte kosten van de boring tot aan het moment dat de gebeurtenis zich heeft voorgedaan. In de praktijk treden de meeste boorproblemen op grotere diepte op. Dit houdt in dat in de meeste gevallen de kosten van de sidetrack worden vergoed.

De kosten van een desbetreffende CAR verzekering bedragen (indicatief) 7% van de totale realisatiekosten van de beide boringen.

Uitgaande van de bovenstaande beschrijving moet elk project zich afvragen of dit type CAR verzekering de boorrisico's voldoende af kan dekken. Er zijn veel voorbeelden te geven (zoals hierboven reeds enkele genoemd) van boorrisico's welke regelmatig optreden welke niet of slechts gedeeltelijk gedekt zijn in de bovengenoemde dekking van een CAR verzekering boring.

Als voorbeeld hiervan: een boorgat stort meestal in tijdens het boren. Hierdoor loopt het boorgereedschap vast. Het instorten van het boorgat is dan wel gedekt echter het verlies van het boorgereedschap niet. Indien het boorgereedschap niet terug gewonnen kan worden is dit een additionele kosten post van mogelijk 750.000 euro of meer. Dit betreft het verlies

van het boorgereedschap en de tijd welke besteed is aan pogingen tot het terugwinnen van het boorgereedschap. In dit voorbeeld krijgt de opdrachtgever wel gecompenseerd voor het maken van een *sidetrack* echter de additionele kosten van 750.000 euro zijn niet afgedekt.

Het is aan te bevelen om nader onderzoek te doen naar ervaring uit de praktijk. Dit onderzoek moet inzicht geven in welke incidenten hebben zich voor gedaan en tot wat voor een uitkering dit heeft geleid.

Organisatie boorbedrijven

Uit de interviews en de bijeenkomst met deskundigen uit de sector is gebleken dat er bij veel gerealiseerde geothermie boringen schades en onvoorziene omstandigheden zijn geweest die niet door de boorfirma en niet door de verzekering gedekt werden, maar voor rekening van de opdrachtgever kwamen. Dit heeft in veel gevallen geleid tot aanzienlijk hogere kosten dan vooraf begroot was.

Een mogelijke route om deze risico's weg te nemen is dat een commerciële geothermie operator alle risico's neemt, en alle kosten en risico's verrekend in een warmteprijs met een afnemer. Op dit moment is er een partij in Nederland actief met deze wijze van organiseren van het aanbod aan de klant. Er zijn berichten dat ook andere partijen zich oriënteren op een dergelijke propositie. Een willekeurige warmtevrager die graag geothermische warmte zou willen inkopen kan zich nu echter (nog) niet richten tot partijen die dat op commerciële wijze aanbieden.

Dit betekent dat de boorrisico's voor een groot deel bij de opdrachtgever blijven liggen. Uit onze interviews blijkt dat de meeste warmtevragers niet makkelijk bereid zijn deze risico's te nemen. Een aantal glastuinbouwbedrijven vormt op dit moment een uitzondering. Als een opdrachtgever bereid is deze risico's te nemen, betekent dat qua financiering dat een bank zal eisen dat er een aanzienlijk budget aan eigen vermogen aanwezig is voor onvoorziene omstandigheden tijdens het boren. Zoals eerder opgemerkt maakt dit de financiering lastiger.

5.4 Vormgeving boorrisico voorziening

In Frankrijk is er een garantiefonds aanwezig voor geothermie, enigszins conform het voorstel voor het nederlandse garantiefonds van het platform geothermie. Op hoofdlijnen zijn er twee verschillen te zien tussen het Franse en het Nederlandse fonds:

- (1) het Franse fonds dekt ook boorrisico's die een geologische oorsprong hebben en het Nederlandse fonds niet, en

(2) het Franse fonds kent ook een exploitatievoorzienig (zie H 4).

In deze studie is geen onderzoek gedaan naar de details van de wijze waarop geologische boorrisico's meeverzekerd zijn in het Franse fonds, maar gezien bovenstaande situatie bevelen we aan daar in een vervolg verder onderzoek naar te doen. Onder geologische risico's kunnen verstaan worden de meerkosten die het gevolg zijn van onverwachte geologische omstandigheden zoals bijvoorbeeld een onverwachte holte in een kalksteen die leidt tot spoelingverlies en het instorten van het boorgat.

6

Markt en Areaal verbreden

De huidige ervaring van het algemeen instrumentarium is voornamelijk gebaseerd op de ervaring in de glastuinbouw. Deze ervaringen zijn verwerkt in de evaluatie. Gezien de omvang van de warmtevraag in andere segmenten is het noodzakelijk om ook te kijken naar de doelgroepen die nu (nog) weinig gebruik hebben gemaakt van het huidige instrumentarium. Welke knelpunten zien wij op termijn, en hoe kan nu op deze knelpunten geanticipeerd worden?

6.1 Afnemers gebouwde omgeving

Typering afnemers gebouwde omgeving

Er zijn drie projecten gerealiseerd met geothermie in de gebouwde omgeving: het Mijnwaterproject in Heerlen (www.mijnwater.com), het project met levering van aardwarmte vanuit een tuinder aan woningen in Pijnacker, en het Aardwarmte Den Haag project. Dat laatste project is eerder gestrand in de realisatiefase maar is recentelijk doorgestart. Ook in Groningen is een project in voorbereiding (Warmtestad Groningen), en ook andere steden zijn op dit moment actief met het voorbereiden van geothermieprojecten (Leeuwarden, Helmond, Tilburg, etc.). De ontwikkeling van het potentieel in de gebouwde omgeving kan medebepalend zijn voor de ontwikkeling van geothermie in het algemeen. Hieronder benoemen wij mogelijke aandachtspunten waarbij wij ons realiseren dat niet alle knelpunten opgelost kunnen worden binnen de bestaande regelingen.

In de gebouwde omgeving kan onderscheid gemaakt worden tussen:

- a) bestaande bouw zonder warmtenet;
- b) grote warmtenetten op restwarmte van afvalverbranding en/of kolencentrales, en
- c) kleinere warmtenetten op gasgestookte warmte kracht centrales (WKC's).

a) Bestaande bouw zonder warmtenet Uit onderzoek van CE Delft blijkt dat de aanleg van een warmtenet voor een groot deel van de gebouwde omgeving het meest interessante alternatief is voor het gasnet in de toekomst [8]. Het verzamelen van de warmtevraag en het laten aanleggen van een warmtenet waaraan geothermie geleverd zou kunnen worden is organisatorisch echter complex en tijdrovend. Het is duidelijk dat de *business case* voor het aanleggen van nieuwe warmtenetten in de bestaande bouw bij de huidige gasprijzen in combinatie met het niet-meer-dan-anders (NMDA) principe in veel gevallen niet goed genoeg is. Dit wordt ook aangegeven in de evaluatie van de Warmtewet [9].

b) De grote warmtenetten in Nederland (Amsterdam, Rotterdam, Tilburg/Breda, Arnhem/Nijmegen, Alkmaar, Dordrecht) worden veelal gevoed met restwarmte vanuit afvalverbranding en/of kolencentrales. De prijs van de warmte op deze netten is lager dan

het correctiebedrag dat in de SDE+ gehanteerd wordt voor geothermie als gevolg waarvan de *business case* voor de inpassing van geothermie in deze netten niet rendabel is. Bovendien zijn voor deze netten de warmteleveringscontracten met leveranciers van warmte voor lange termijn vastgelegd en lijkt er mede daardoor op dit moment weinig ruimte voor aanvullende geothermie warmte. Vanuit het zoeken naar een duurzame bron wordt wel met interesse naar geothermie gekeken om in de toekomst de huidige bronnen te vervangen.

c) Er zijn in Nederland veel **kleine warmtenetten op basis van een gasgestookte WKC**. Deze WKC's draaiden de afgelopen tijd niet rendabel door een relatief hoge gasprijs in verhouding tot de elektriciteitsprijs (een lage *spark spread*). Vervanging van deze WKC's door een geothermie systeem lijkt een kans voor een snelle stap richting geothermische warmtelevering aan de gebouwde omgeving.

Een knelpunt voor vrijwel alle bestaande netten is de hoge nettemperatuur waarop deze warmtenetten nu uitgelegd zijn. Deze temperaturen zijn veelal een stuk hoger (> 90 °C) dan uit een geothermisch doublet onttrokken wordt. De huidige SDE+ voldoet mede daardoor niet voor een omzetting van de WKC's naar geothermie, mede omdat de retourtemperatuur van de bestaande netten hoger is (50 à 60 °C) dan nu wordt aangehouden in de referentiesituatie in de SDE+ voor geothermie (35 °C). Om dit probleem op te lossen zullen vaak warmtepompen nodig zijn. Het verlagen van de nettemperatuur is voor de toekomst een betere (duurzamer) optie, maar dit vergt vaak meer tijd.

Lagetemperatuurnetten vs hogetemperatuurnetten

Het Mijwater project in Heerlen, dat ooit is gerealiseerd als het eerste geothermieproject in Nederland, is nu vooral een warmteopslag project, en biedt een zeer interessante casus voor het gebruik van lagetemperatuurwarmtenetten. In studies die recent gedaan zijn ten aanzien van verduurzaming van de warmtevoorziening [8] wordt onderscheid gemaakt tussen twee type netten: hogetemperatuurnetten (>70 °C) in de gebouwde omgeving die vooral directe warmte leveren aan warmtevragers (met name woningen), en netten voor gebouwde omgeving in combinatie met warmtepompen waar ook koudevraag is (combinaties van U-bouw en woningen). Deze laatste netten zijn bijna altijd gebaseerd op WKO, zie bijvoorbeeld <https://www.tue.nl/universiteit/over-de-universiteit/duurzaamheid/campus-en-bedrijfsvoering/energie/warmte-koude-opslag/>. Er zijn in Nederland al veel van dit soort netten gemaakt. Het Mijwater project vertoont gelijkenis met de genoemde WKO-netten. Deze netten bieden veel kansen voor verduurzaming van de warmte- (en koude-) vraag, maar vallen buiten het perspectief van de huidige studie. De SDE+ voor geothermie wordt alleen verleend voor projecten dieper dan 500 m. WKO zit

altijd ondieper dan dat. De stimulatie van WKO is er wel degelijk, maar komt vooral uit de regelgeving in de bouw (EPN¹⁰) voort, en is dus vooral gericht op nieuwbouw. WKO blijkt vaak een van de goedkoopste opties om aan de energieprestatie-eisen te voldoen. Voor bestaande bouw is een dergelijke stimulans nauwelijks aanwezig. Hier wordt ook in de recente evaluatie van de Warmtewet op gewezen [9].

De grootste uitdaging qua warmtetransitie bevindt zich op dit moment juist in de bestaande bouw. Het is interessant om te constateren dat het Mijwater project zich ook richt op het aansluiten van bestaande woningen met warmtepompen op een lagetemperatuurwarmtenet. Dat lijkt een redelijk nieuwe ontwikkeling die veel perspectief kan bieden, en wellicht naast geothermie (>500 m diepte) en andere duurzame warmtebronnen een deel van de warmtetransitie kan invullen. Het lijkt goed om de diverse opties ten aanzien van bodemenergie, geothermie, warmtepompen naast elkaar te zetten, en de totale maatschappelijke kosten en baten van de diverse opties voor verschillende situaties met elkaar te vergelijken. Op basis daarvan zou een afgewogen beleid gevoerd kunnen worden zodat alle verschillende opties met optimale instrumenten worden gestimuleerd. Daarbij kan ook overwogen worden de 500 m grens te laten vervallen. Overigens zijn ook hybride concepten van geothermie met opslag op grotere diepte (> 500m), zoals bij het Mijwaterproject, voorstelbaar en perspectiefrijk.

6.2 Gebruikerservaring SDE+ in de gebouwde omgeving

Het Aardwarmte Den Haag project is zoals eerder gemeld gestrand in de realisatiefase door achterblijven van de warmtevraag, en geeft dus wel informatie over de ontwikkel- en realisatiefase, maar niet over de fases daarna, en derhalve ook niet over de werking van de SDE+. In verschillende businesscases is wel inzicht verkregen in de werking van de subsidieregeling. Uit de interviews met potentiële afnemers in de gebouwde omgeving is gebleken dat de SDE+ regeling niet goed past, en dat zit met name in de volgende aspecten:

- **Doorlooptijd** - Wanneer de geothermiebron gekoppeld wordt aan een warmtenetwerk, speelt de volloop van het warmtenet een belangrijke rol. Bij nieuwe warmtenetprojecten duurt het een tijd voordat de geothermiebron volledig kan worden ingezet. Tijdens deze aanlooperperiode wordt de SDE+ regeling onvoldoende benut. Het is het overwegen waard om de uitlooperperiode van de SDE+ langer te maken dan de huidige 1 jaar. Overigens wordt dit ook in de glastuinbouw als knelpunt ervaren, zie ook hoofdstuk 3.2

¹⁰ Energie Prestatie Norm

-
- **Retourtemperatuur** - Voor het berekenen van de SDE+ subsidie wordt uitgegaan van een vaste retourtemperatuur in de geothermiebron. De retourtemperatuur van een systeem in de gebouwde omgeving of industrie heeft een hogere retourtemperatuur dan een project in de glastuinbouw. De warmte van een systeem in de glastuinbouw wordt vaak uitgeoeld tot circa 35 °C. In de gebouwde omgeving is dit eerder 50 à 60 °C. Dit heeft consequenties voor de kostprijs van de warmte per GJ, en dus voor het basisbedrag in de SDE+.
 - **Aanvoer- en afgiftetemperatuur** - Een knelpunt voor vrijwel alle bestaande bouw is de hoge temperatuur waarop de huidige installaties nu uitgelegd zijn. Deze temperaturen (circa 90 °C) zijn veelal een stuk hoger dan uit een geothermisch doublet onttrokken wordt (60 à 80 °C). In sommige gevallen zullen hoge temperatuur warmtepompen nodig zijn. Een duurzamer alternatief is om het afgiftesysteem in de woning aan te passen, maar dat vraagt ook investeringen en een ingreep in de woning zelf.
 - **Vollasturen** – Het zomerdal qua warmtevraag is in de gebouwde omgeving vaak groter en dieper dan in de glastuinbouw. Bovendien is het in de gebouwde omgeving lastiger om genoeg aangesloten warmtevragers bij elkaar te krijgen in vergelijking met bijvoorbeeld een glastuinbouwgebied. Daarom is het wenselijk om voor de gebouwde omgeving de onrendabele top over minder uren te spreiden, en daarmee het basisbedrag te verhogen. Bovendien wordt de onrendabele top groter als het aantal productie-uren per jaar lager wordt. Een methode die als oplossing kan dienen is de geothermie WKK categorie in de SDE+ waarbij in de zomer via een ORC-apparaat (Organic Rankine Cycle) elektriciteit geproduceerd kan worden met de geothermische warmte. Daarmee wordt de daling in de warmtevraag in de zomer vanuit de gebouwde omgeving gecompenseerd. Het lijkt daarom raadzaam deze optie binnen de SDE+ in stand te houden. De geothermische WKK optie lijkt op dit moment echter alleen werkbaar bij productietemperaturen hoger dan circa 75 °C terwijl er juist veel geothermiepotentie aanwezig is bij lagere temperaturen.
 - **Aanleg warmtenet** – De aanleg van een nieuw warmtenet blijkt vaak onrendabel. Uitzonderingen zijn die gevallen waar grote warmtevragers kunnen worden aangesloten (zoals flats met collectieve voorzieningen, scholen, ziekenhuizen, zwembaden, etc.) . De ontwikkeling van geothermie in de gebouwde omgeving is in die zin afhankelijk van de ontwikkeling van warmtenetten.
 - **Tijdsplanning:** de verschillende stappen die gezet moeten worden: opsporingsvergunning, RNES en SDE+ aanvraag en verlening vragen veel tijd. Het is wenselijk dat een en ander sneller doorlopen kan worden.

6.3 Afnemers Industrie

In december 2014 heeft IF Technology het rapport aan RVO opgeleverd getiteld “Kansen van diepe geothermie voor industriële processen” [10]. De conclusies in dit rapport zijn:

- Een aanzienlijk deel van de warmtevraag in de industrie in Nederland kan gedekt worden met ultradiepe geothermie; deze route is van groot belang voor verduurzaming van de energievoorziening van de industrie;
- De risico's van ultradiepe geothermie zijn op dit moment (2014) echter veelal dusdanig groot dat aanvullende ondersteuning vanuit de overheid nodig is; het huidige garantiefonds en SDE+ voldoen niet om het risico voldoende te reduceren en marktpartijen lijken op dit moment niet in staat om deze risico's te nemen; als gevolg daarvan is nog geen enkel project gerealiseerd;
- Een eerste pilot/demo project in Nederland is nodig om de technologie te demonstreren;
- Marktpartijen zijn van mening dat gezamenlijk opereren en risico's delen kan helpen om een eerste project van de grond te krijgen, maar
- Het blijkt niet eenvoudig om de spelers op deze markt ook daadwerkelijk samen te brengen omdat alle locaties anders zijn, en gegevens van het ene project niet direct vertaald kunnen worden naar het andere project.

Uit de interviews die in het kader van de onderhavige studie zijn gehouden met industriële warmteafnemers, blijkt dat de situatie uit 2014 nog altijd niet wezenlijk veranderd is. Er is sindsdien nog wel een aantal haalbaarheidsstudies gedaan, en een aantal industriële ondernemingen heeft nog eens nadrukkelijk aangegeven geïnteresseerd te zijn in geothermische warmte maar de knelpunten zijn niet weggenomen. Daar komt bij dat deze ondernemingen het doorgaan niet als hun *core business* zien om een geothermieproject te ontwikkelen. Ze zouden de ontwikkeling, realisatie en exploitatie graag uitbesteden aan gespecialiseerde aanbieders waarmee ze vervolgens een langjarig afnamecontract aangaan. We hebben geconstateerd dat er een voorkeur is voor geothermie boven biomassa, omdat de *feedstock* voor grootschalige biomassa geïmporteerd moet worden. De duurzaamheid en prijsstabiliteit hiervan worden door de energie- en duurzaamheidscoördinatoren bij de diverse industrieën betwijfeld.

In het huidige instrumentarium zijn de volgende knelpunten waarneembaar:

- Er kan voor ultradiepe geothermie veelal geen goede p50 berekend worden voorafgaand aan de boring omdat op grote diepte (>3.500 meter) de data ontbreken om een kwantitatieve uitspraak te kunnen doen. De vraag is hoe hier mee omgegaan kan worden.

-
- In het energieconcept voor stoomlevering aan de industrie moet gebruik gemaakt worden van stoomcompressoren en/of warmtepompen. De noodzakelijke extra investeringen en het hogere elektriciteitsverbruik verslechteren de *business case*. De SDE+ gaat uit van rechtstreekse levering van warmte, zonder warmtepomp.
 - De retourtemperatuur is veelal hoger dan in de SDE+ als uitgangspunt wordt aangenomen. Hierdoor wordt de onrendabele top niet volledig gedekt.

6.4 Rol ultradiepe geothermie

De huidige geothermieprojecten in Nederland maken vooral gebruik van watervoerende lagen die bekend zijn vanuit de olie- en gaswinning in Nederland. De eigenschappen van die lagen zijn in beeld gebracht via geofysische metingen (met name seismiek¹¹) en boringen. De hoeveelheid en nauwkeurigheid van deze data neemt toe naarmate er meer olie of gas aanwezig is (of was). De meeste olie en gas bevindt zich op dieptes tussen de 2.000 en 3.000 m, met uitzonderingen tot 1.000 en tot 4.000 m. De meeste data hebben dan ook betrekking op die dieptes in olie- en gasrijke gebieden in Nederland.

De industriële warmtevraag richt zich vooral op het invullen van de behoefte aan stoom. Het relatief hoge temperatuurniveau van deze vraag (120 tot 200 °C) veroorzaakt een zoektocht naar geothermische warmtebronnen op grote diepte (> 3,5 km diep; ultra diepe geothermie). Van deze diepten zijn weinig data beschikbaar en de geologische geschiktheid van de ondergrond voor geothermie neemt bovendien af met de diepte. De natuurlijke doorlatendheid van zandstenen op deze diepte is vaak onvoldoende voor een commercieel interessant winbaar thermisch vermogen.

Het belang van ultradiepe geothermie is echter groot: Voor industriële stoomvoorziening zijn er weinig duurzame alternatieven [10]. De Nederlandse economie is in relatief grote mate afhankelijk van industrie die veel warmte vraagt. Ultra diepe geothermie kan daarom een nuttige bijdrage leveren aan de toekomstige verduurzaming van de energievoorziening (zie ook [11])

Er zijn twee uitersten denkbaar qua concept voor ultra diepe geothermie:

- (1) **Maak gebruik van natuurlijke doorlatendheid** in breukzones en oploscholtes in kalksteen. In Venlo, en recentelijk in Mol (België), is aangetoond dat de zogenaamde Kolenkalk groep lokaal een hoge natuurlijke doorlatendheid kan bezitten, ook op dieptes van circa 3,5 km. Hiermee is dit een interessante target voor ultra diepe geothermie geworden, omdat de Kolenkalk in Nederland vaak op

¹¹ Seismiek= geofysische metingen om de aanwezigheid van geschikte aardlagen in kaart te brengen.

dieptes voorkomt tussen de 4 en 7 km. Het ligt voor de hand te onderzoeken onder welke condities deze doorlatendheid voorkomt, en op grond daarvan te extrapoleren waar deze doorlatendheid in de Nederlandse ondergrond te verwachten is. Op basis daarvan zou een exploratieplan gemaakt kunnen worden waarbij stappen gezet worden met het laagste risico tegen de hoogste baten. De geothermieprojecten rondom München zijn ook allemaal gemaakt in breukzones/oploscholtes in kalksteen, soms tot op dieptes van circa 5 km.

- (2) **Als er geen of weinig doorlatendheid is:** maak dan een Hot Dry Rock of EGS (Enhanced Geothermal System) project. Hierbij wordt een ondergrondse doorlatendheid gemaakt waarmee de warmte uit het gesteente wordt gehaald.

Het eerste concept kan in principe als 'bewezen technologie' worden beschouwd, het is elders in de wereld al eens gedaan. Maar de techniek heeft in Nederland nog wel een hoog risicoprofiel en is hier nog niet op grote dieptes toegepast. Het verdient daarom zeker ondersteuning vanuit innovatiegelden. Bovendien is nu nog onduidelijk hoeveel potentieel er in Nederland is volgens dit concept.

Het 2^e concept (EGS) is zeer innovatief, en er wordt op diverse plaatsen in de wereld aan gewerkt, maar er zijn nog maar weinig projecten mee gemaakt. Als deze technologie werkt is het potentieel zeer groot [11].

We bevelen aan om een plan te maken voor de ontwikkeling van het ultra diepe potentieel in Nederland. De markt komt zelf (nog) niet tot projecten, en zal zelf in ieder geval geen structurele aanpak op zich nemen. Het is duidelijk dat de eerste projecten met ultradiepe geothermie zwaar zullen leunen op overheidsfinanciering. Derhalve is het gerechtvaardigd dat de overheid zelf bepaalt hoe een en ander vorm wordt gegeven waarbij wij adviseren om daarvoor wel in dialoog te gaan met de markt, zowel met de vraagzijde als de aanbodzijde.

Naast het eerdergenoemde exploitatiefonds is in Frankrijk een apart fonds opgericht voor de exploratie van ultradiepe geothermie (www.Geodeep.fr). Hierin participeren overheid en bedrijfsleven tezamen. Het lijkt aan te bevelen om te onderzoeken hoe dit Franse concept werkt, en of in Nederland een dergelijk initiatief ook van de grond zou kunnen komen. In bijlage 1 is het Geodeep initiatief globaal omschreven door CFG.

Ook Zwitserland heeft inmiddels een garantiefonds geïnstalleerd dat ook EGS en Ultra diepe projecten opneemt, zie <https://pangea.stanford.edu/ERE/db/WGC/papers/WGC/2015/07002.pdf>, zij het tot op heden

alleen voor elektriciteit. Interessant aan dit fonds is dat het ook exploratiekosten zoals seismisch onderzoek voorafgaand aan het boren meeneemt in de te verzekeren kosten.

6.5 Areaal verbreden

Een aspect dat nog niet aan de orde is gekomen, maar dat wel van belang is, is dat er een significant aantal potentiële geothermieprojecten is dat nu niet tot stand komt omdat er onvoldoende data zijn. In Nederland zijn vooral veel data aanwezig in die gebieden waar ook veel gas zit (of olie). Er zijn echter gebieden waar wel veel warmtevraag is, en waar misschien ook geschikte geothermie reservoirs zitten, maar waar de data ontbreken om dat ook aan te kunnen tonen. Hierbij gaat het dan vooral om het ontbreken van seismische data en/of putgegevens. Deze data moeten dan voorafgaand aan een eventuele garantiefonds aanvraag verzameld worden specifiek voor dat project. Er is op een locatie een seismische *survey* uitgevoerd voor een geothermieproject (Venlo), maar op andere locaties lijken investeerders niet bereid om dit risico te nemen. We bevelen daarom aan om te onderzoeken of een geothermie exploratie-instrument gecreëerd zou kunnen worden. Hierbij kunnen initiatiefnemers een beroep doen op dat fonds.

In de internationale literatuur over financiering van geothermie wordt vaak aangegeven dat exploratie het best vanuit de overheid gefinancierd kan worden. Een recent document hierover is van de hand van het Climate Policy Initiative (CPI) die in het kader van het Globale Geothermal Development Plan een analyse hebben gemaakt van de rol van de overheid in de financiering van geothermieprojecten. Zie <http://climatepolicyinitiative.org/publication/lessons-role-public-finance-deploying-geothermal-energy-developing-countries/>.

In bijlage 2 is een deel van de samenvatting van het rapport opgenomen van het National Renewable Energy Laboratory (NREL) in de VS: Geothermal Exploration Policy Mechanisms: Lessons for the United States from International Applications. In dat rapport wordt ook aangegeven dat geothermie een andere vorm van support nodig heeft dan de meeste vormen van duurzame energie. Geothermie heeft vooral behoefte aan support in de vroege fasen, en met name bij exploratie.

In Bijlage 2 is een deel van de samenvatting weergegeven van een recent verschenen studie van de Wereldbank: "Comparative Analysis of Approaches to Geothermal Resource Risk Mitigation". De belangrijkste conclusie is: "*While there are many reasons, in various countries, for the slow pace of geothermal development, one widely recognized and unique obstacle that is globally applicable is the high resource risk during the early stages of the*

multi-stage geothermal development process. The real or perceived uncertainty regarding the steam resource capacity during the early stages of geothermal field development makes it very difficult to mobilize the required risk capital, especially through the private sector, for the exploration drilling required to confirm the size, temperature, pressure, chemistry, and potential production rate of the resource”.

Conclusie: de overheid en de private sector dienen gezamenlijk op te trekken en hebben ieder hun eigen rol te spelen in de ontwikkeling van geothermie. Het helpen wegnemen van grote risico's zoals exploratie ligt daarbij mede op het terrein van de overheid en dit zal de totale kosten voor energie uit geothermie verlagen. Daarnaast kan de vergelijking gemaakt worden met Wind op Zee. Ook daar neemt de overheid een grotere rol in het voortraject door metingen te verrichten en deze ter beschikking te stellen aan de markt.

Een optie die verdere uitwerking verdiend is dat in het kader van het genoemde exploratie instrument de eerste boring voor een project uitgevoerd kan worden (dus bijvoorbeeld middels een achtergestelde lening). Het grote voordeel is dat daarmee de risico's voor het betreffende project zeer sterk gedaald zijn. Het nadeel is dat de financieringslast voor het betreffende instrument flink toe kan nemen. Daar staat tegenover dat het beslag op de RNES in gelijke mate daalt.

In samenhang hiermee is het ook van belang dat het geothermisch potentieel niet overal in Nederland even goed is. Toch is de SDE+ subsidie nu overal het zelfde. Ook voor wind is de SDE+ aangepast naar de te verwachten windsnelheden en -uren. De mate van geschiktheid van de ondergrond varieert voor geothermie nog veel meer dan voor wind. Het ligt dus voor de hand dat de SDE+ gedifferentieerd wordt naar ondergrondse geschiktheid. Dat kan bijvoorbeeld gebeuren aan de hand van informatie uit thermogis. Nadeel is dat er lang niet overal voldoende informatie is om een goede inschatting te maken van de mate van geschiktheid.

Bij de aanbevelingen in Hoofdstuk 7 zijn drie opties genoemd voor methoden waarmee exploratie in Nederland ondersteund zou kunnen worden.

7

Aanbevelingen

In dit hoofdstuk worden de denksporen beschreven waarlangs de markt geholpen kan worden om meer duurzame energie uit geothermie te produceren. Per regeling wordt aangegeven welke aanpassingen wenselijk zijn en wat de voor en nadelen van de toepassing zijn.

In basis is ons advies: handhaaf het huidige instrumentarium, want het werkt! Breng wel aanpassingen aan en vul aan met een aantal specifieke regelingen om de tegemoet te komen aan de benoemde knelpunten. Uit de inventarisatie blijkt tenslotte dat elk toepassingsgebied (glastuinbouw, industrie, gebouwde omgeving) zijn eigen knelpunten heeft.

In de volgende paragrafen staan de voorgestelde aanpassingen en aanvullingen systematisch weergegeven.

7.1 Aanpassingen SDE+

In Tabel 2 zijn aanpassingen aan de SDE+ subsidie benoemd die wenselijk zijn.

Tabel 2
gewenste
aanpassingen SDE+

Type aanpassing	Voordelen	Nadelen
SDE+ categorieën maken (basis en/of correctie) voor diverse situaties qua afname: retourtemperaturen en vraagprofiel	Gebouwde omgeving, warmtenetten en industrie worden beter bediend; voor relevante categorieën kunnen de correctiebedragen worden bijgesteld	Afnameprofiel kan in de tijd veranderen terwijl de SDE+ gelijk blijft over 15 jaar
SDE+ categorieën maken voor diverse ondergrondse capaciteit; maak een kaart met geschiktheid cf wind	Meer ondergronds potentieel financieel gezien geschikt	Geschiktheid van de ondergrond voorafgaand aan realisatie niet overal voldoende bekend
Pas de correctie bedragen aan naar de werkelijke marktwaarde van de warmte in diverse marktsegmenten	<i>Business case</i> sluit meer aan op realiteit; ook bestaande projecten die nu financieel slecht draaien profiteren hier van	
Aanpassen winstmarge in berekening basisbedrag	Geothermie krijgt gelijkwaardige kansen met andere duurzame technieken	

Type aanpassing	Voordelen	Nadelen
SDE+ banking mogelijkheden vergroten tot 100% van de jaarbeschikking en uitloop verlengen tot 5 jaar	Exploitatierisico wordt kleiner; tijdelijke stilstand kan financieel overbrugd worden; voltoop scenario kan worden ondervangen	
Loslaten 500 m diepte grens in SDE+ geothermie evalueren	Groter ondergronds potentieel. Lagere investeringen en kleinere risico's. Flexibeler en ook geschikt voor kleinere schaal; past bij maatwerk SDE+	Andere wet- en regelgeving (Waterwet ipv Mijnbouwwet).

7.2 Aanpassingen RNES

Voor de gewenste aanpassingen aan de RNES wordt verwezen naar het rapport betreffende de RNES [6].

De belangrijkste gewenste aanpassingen zijn:

- De maximale subsidiebedragen die nu gelden per project (7,225 miljoen. euro voor een regulier project) zijn laag in verhouding tot de werkelijke putkosten: het is wenselijk dat deze verhoogd worden.
- Voor investeerders is het wenselijk dat er meer duidelijkheid is over openstelling van de garantieregeling in de toekomst: stel het fonds continue open.
- De termijn tussen toekenning en start realisatie is in de praktijk te kort: verleng deze periode.
- Er zijn een aantal risico's die nu niet gedekt worden, maar wel tot een productierisico leiden (niet zijnde een exploitatierisico), hierbij gaat het met name om een drukdepletie risico en het risico van een onwerkbaar chemische samenstelling (verzadigd zout bijvoorbeeld): neem deze ook op in het garantiefonds.

Uit het huidige onderzoek blijkt daarnaast het volgende. Er zijn boorrisico's die niet gedekt worden door een commerciële verzekering. Hierbij gaat het bijvoorbeeld om problemen en vertragingen als gevolg van onverwachte geologische omstandigheden. Het is wenselijk dat deze ook onder de RNES vallen. Wij adviseren daarom een kwantitatieve analyse te maken van de omvang van deze risico's en de gevolgen van opname daarvan in de RNES.

7.3 Kennis en Innovatie

- De bestaande innovatieregelingen binnen de Topsector Energie (DEI en HE) zijn van groot belang voor de verdere ontwikkeling van geothermie in Nederland. Deze innovatiestimulering is cruciaal om geothermie goedkoper te maken en breder uitgerold te krijgen. Het is dan ook belangrijk dat deze innovatieregelingen blijven bestaan.
- De DEI en HE regeling richten zich vooral op demonstratieprojecten. Voor eerdere fases van technologie ontwikkeling ontbreekt echter een ondersteuningsmogelijkheid. Het zou wenselijk zijn te onderzoeken of het huidige instrumentarium kan worden uitgebreid om ook deze innovatiefases te dekken.
- Europese en internationale samenwerking, zoals bijvoorbeeld in het Geothermal EraNet blijft belangrijk aangezien het Nederland toegang geeft tot kennis uit het buitenland, en het mogelijk maakt rechtstreeks ervaringen te delen.

7.4 Aanvullend instrumentarium

In aanvulling op het reeds bestaande instrumentarium komt uit onderhavig onderzoek naar voren dat het wenselijk is meer instrumenten te bieden ten aanzien van exploratie, exploitatie en geothermische projectontwikkeling. Deze zijn hieronder beschreven.

7.4.1 Exploratie instrument

Het is gewenst dat er een apart/aanvullend instrument komt dat assisteert bij de financiering van dataverzameling (seismisch onderzoek¹² en exploratieput boren) die soms aanvullend nodig zijn voorafgaand aan een RNES aanvraag (zie tabel 3). Dit instrument kan op verschillende manieren uitgewerkt worden. De voor de hand liggende opties zijn:

- Breidt het bestaande RNES garantiefonds aardwarmte uit met de mogelijkheid om exploratie data te verzamelen. Dit conform het Zwitserse model (zie paragraaf 6.4). De aanvraag en de uitkomsten van de exploratie kunnen dan door TNO gekeurd worden. Vooraf worden grenswaardes vastgesteld wanneer wel en wanneer niet doorgedaan wordt met een boring. Nadeel van deze vorm is dat de kosten voor exploratie hoog kunnen zijn, met een relatief hoge faalkans in sommige gevallen. Dat kan betekenen dat de premie van het fonds misschien significant omhoog zou moeten (ter beoordeling later bij een kwantitatieve uitwerking). Dit lijkt niet wenselijk. Daarom wordt voorgesteld (ook) een subsidievorm uit te werken.
- Een optie zou kunnen zijn gebruik te maken van een subsidieregeling die de SDE+ gelden inzet conform de HE regeling voor een exploratieregeling. De HE regeling biedt ruimte om nu investering te doen die de totale uitkering van de SDE+ subsidies in de toekomst verlagen (zie paragraaf 3.1.4). Voor locaties waar

¹² Seismiek schieten = methode om de geologie in kaart te brengen.

geothermie wel kansrijk is qua vraag en geologie, en waar de data ontbreken voor een garantiefonds aanvraag, is het mogelijk dat geothermie de goedkoopste optie is voor verduurzaming. In die zin kan een subsidie op exploratie uiteindelijk geld uitsparen omdat anders andere (duurdere) methoden nodig zouden zijn. Jaarlijks zou een budget voor exploratie vastgesteld kunnen worden, en een tender uitgeschreven kunnen worden. De toewijzing zou dan plaats kunnen vinden op basis van de kans op succes, de kosteneffectiviteit (GJ duurzame energie per euro subsidie), en op basis van herhaalbaarheid op overige locaties en daarmee het nieuwe geothermie potentieel dat aangetoond zou kunnen worden.

- Nog een andere methode zou kunnen zijn het verstrekken van een achtergestelde lening, of een borgstelling voor een lening, aan de ontwikkelaar van het geothermieproject. Voordeel daarvan is dat de verstrekte gelden automatisch mee gaan in het project als de exploratie slaagt.
- De diverse instrumenten zijn recent ook door NREL en Wereldbank op de rij gezet, zie bijlage 2.

Tabel 3
gewenste extra
instrument

Instrument	Voordelen	Nadelen
Exploratie-instrument om data te verzamelen voorafgaand aan RNES/SDE+ aanvraag; werk opties uit: garantie, subsidie of lening	Gebieden die nu onbenut blijven vanwege gebrek aan data komen wel in aanmerking; Risico dataverzameling in de regel te hoog voor investeerders; Markt blijft wel aan zet	Uitkomst kan ook negatief zijn: ongeschikte (minder geschikte) ondergrond; Risico is voor het "instrument"
Boring eerste put in een onbekend gebied van doublet onder exploratievoorziening laten vallen indien aanvrager dat wil	Risico voor investeerder zeer laag geworden	Omvang van totaal van financiële middelen gemoeid met dit instrument kan aanzienlijk worden, afhankelijk van wijze van toetsing en toelating

7.4.2 Instrument om exploitatierisico's te verlagen

Uit de interviews en de werksessie is gebleken dat het gewenst is om de financieringslast voor investeerders te beperken. Voor veel vormen van duurzame energie zoals wind en zonnepanelen is een eigen vermogen inbreng van ca 20% normaal, voor geothermie ligt dat rond de 40%. Het is voor een versnelling van de groei belangrijk dat het percentage voor geothermie omlaag gaat naar circa 20%. Een onderdeel van het verlagen van de financieringslast is het verlagen van de exploitatierisico's bij operators. Zoals aangegeven in Hoofdstuk 4 bevelen we aan om een exploitatie garantievoorziening uit te werken als aanvulling op het bestaande garantiefonds dat de geologische risico's dekt (zie tabel 4). We stellen voor dat dit exploitatiefonds wordt gemodelleerd naar het Franse fonds zoals weergegeven in Bijlage 1. Belangrijke aanpassing zou kunnen zijn dat er voor geothermie-eigenaren ook een optie komt om geld te lenen van het fonds om snel problemen op te kunnen lossen. Het deel dat vergoed wordt door het garantiefonds kan dan later worden gebruikt om de lening (deels) af te lossen.

Tabel 4
exploitatie risico's
dekken

Instrument	Voordelen	Nadelen
Exploitatiegarantie of Franse methode, alleen voor niet commercieel verzekerbare onderdelen en voor niet voorzienbare zaken.	Voor iedereen toegankelijk die een RNES garantie verleend krijgt (aparte eenmalige regeling maken voor bestaande projecten); Versnelde kennisuitwisseling komt tot stand	Uitgebreide audit voor toelating en voor uitkering

7.4.3 Overige instrumenten om financieringslast te verlagen

Op basis van het onderhavige onderzoek zijn nog enkele uitdagingen ten aanzien van de financieringslast benoemd waarvoor aanvullend instrumentarium geschikt kan zijn. In tabel 5 zijn twee ideeën beschreven.

Tabel 5
Overige methoden
om de
financieringslast bij
investeerders te
beperken

Instrument	Voordelen	Nadelen
Deelname van een nationaal geothermie bedrijf (dat kan EBN zijn of een organisatie daaraan verbonden of een andere organisatie) als investeerder in het project	Financieringslast operator daalt; kennisoverdracht tussen operators beter geborgd	Bedrijf zal een marktconform rendement vragen waardoor eisen aan de <i>business case</i> mogelijk zwaarder worden

Gebruik de groeifaciliteit om garantie te geven op achtergestelde lening in geothermieprojecten	Financiering van projecten wordt eenvoudiger; relatief eenvoudige en goedkope methode om financiering te versoepelen	
Reduceer kosten ontwikkelfase; creëer subsidieregeling voor studies die nodig zijn voorafgaand aan <i>financial close</i>	Er zullen meer projecten ontwikkeld worden, en projecten zullen sneller ontwikkeld worden; kwaliteit voorafgaand aan <i>Financial close</i> zal minder sterk onder druk komen	Misschien vallen er meer projecten af na indiening SDE+

7.5 Andere aspecten

Uit de interviews en onze ervaringen blijken er nog een aantal andere knelpunten aanwezig te zijn, die buiten het bereik van het huidige EZ instrumentarium liggen. We willen ze niet onbenoemd laten.

- **Doorlopen procedures** Een aantal commerciële operators geeft aan dat het gewenst is dat de procedures vanuit vergunningverleners soepeler en sneller doorlopen kunnen worden. Het mag streng, als het maar helder en snel is.
- **Rol Overheid** We hebben van veel kanten gehoord dat “de overheid aan zet is”. Diverse keren is gesuggereerd dat er een Nationaal Aardwarmte Bedrijf (NAB) zou moeten komen dat de projecten ontwikkelt, realiseert en beheert. We zijn het er mee eens dat dat een aantrekkelijke route kan lijken. Toch hebben we dat niet als advies opgenomen, omdat we niet kunnen wijzen op een marktfalen op dat gebied. Er zijn bedrijven die zich actief inzetten om dat te doen wat een NAB zou gaan doen. Dan is er volgens ons geen zelfstandige rol voor een overheidsbedrijf. Wel kan zij ondersteunen als zoals beschreven in voorgaande paragraaf.
- **Informatievoorziening.** Voor veel belanghebbenden en stakeholders die betrokken zijn bij een beslissing om een geothermieproject op te starten is er sprake van onbekendheid met de geothermie-materie. De informatie die er is, is vooral gericht op technisch inhoudelijk betrokkenen (www.nlog.nl bijvoorbeeld). Er is behoefte aan goed toegankelijke informatie over geothermie die met name geschikt is voor mensen met een financiële en/of duurzame energie achtergrond, voor betrokken ambtenaren bij gemeenten en provincies, bij warmtevragers, etc. Misschien kan het Nationaal Expertise Centrum Warmte hier iets in betekenen, samen met het platform geothermie.

-
- **Ultradiepe geothermie** Er wordt veel nagedacht over ultra diepe projecten voor de industrie. We signaleren ook dat er een alternatieve route is voor verduurzaming van de warmtevoorziening van de industrie die nu weinig in beeld is: gebruik “conventionele” geothermie met warmtepompen in combinatie met optimalisatie van de warmtehuishouding in het proces; de *business case* daarvan is weliswaar minder goed dan die van ultra diepe geothermie, maar de risico’s zijn ook lager. Momenteel wordt hier binnen het STEPS project aan gewerkt (<http://steps.ecn.nl/>).
 - **Ontwikkeling Warmtenetten** Voor de ontwikkeling van geothermie in de gebouwde omgeving is het tot stand komen van warmtenetten cruciaal. We verwijzen daarvoor naar de recente evaluatie van de Warmtewet.
 - **Nederland op de kaart** Nederland heeft een goed geothermisch potentieel, een uitstekend instrumentarium om geothermie te stimuleren en er is een grote vraag naar geothermische warmte. De geothermie markt is internationaal. De boorbedrijven die in Nederland actief zijn komen uit het buitenland, en er zijn nu ook een aantal geothermie operators actief waarvan de moedermaatschappij buitenlands is. Het is aan te bevelen dat Nederland actiever wordt met het informeren van de internationale markt (via congressen bijvoorbeeld, of persberichten) om meer buitenlandse investeerders aan te trekken.
 - **Concessie model.** Bij wijze van een gedachte-experiment, want buiten de kaders van de huidige benadering van geothermieprojecten, is het wellicht interessant om te kijken naar de rijkscoördinatieregeling voor wind op land. Iets soortgelijks zou voor geothermie overwogen kunnen worden. In dat model zou de rijksoverheid, mede op basis van geologisch onderzoek en ruimtelijke ordening, gebieden in Nederland kunnen aanwijzen waar geothermie kan worden ingezet. Vervolgens zijn er verschillende richtingen denkbaar:
 - o Marktpartijen kunnen inschrijven op een openbare aanbesteding op basis van een bestek (inclusief de uitkomsten van het geologisch onderzoek)
 - o Er vind geen openbare aanbesteding plaats maar marktpartijen nemen zelf het initiatief om een project te ontwikkelen binnen een door de overheid aangewezen gebied.
 - o Voor beide varianten geldt dat verder nagedacht moet worden over het warmtenet. Vraag is of dat onderdeel zou moeten uitmaken van het geothermieproject of dat het daarvan zou moeten worden uitgezonderd. Dit zou ook per gebied kunnen verschillen. Het is niet onlogisch om te denken dat het warmtenet zou moeten worden aangelegd door een onafhankelijk nutsbedrijf maar dat hangt af van de omgevingsfactoren.

Leeslijst

- [1] Kamp, H.G.J.- Brief Warmtevisie - DGETM-ED / 15042827 – 2 april 2015
- [2] Dijkma, A.M. – Beleidsbrief Tuinbouw – 13171121 – 21 oktober 2013
- [3] Meerjarenafspraken Energietransitie Glastuinbouw 2014-2020 – getekend door LTO Nederland, LTO-Noord/Glaskracht en staatssecretaris Dijkma (EZ) – 3 juli 2014
- [4] Versnellingsplan Aardwarmte <https://www.kasalsenergiebron.nl/over-ons/kas-als-energiebron/#meerjarenafspraken> – mei 2014
- [5] Kamp, H.G.J. - Brief Financieringsproblematiek Geothermieprojecten - DGETM-E2020 / 15172157 – 27 januari 2016
- [6] Nationaal Expertisecentrum Warmte (AgentschapNL), Warmte en Koude in Nederland, Publicatie-nr: 2NECW1202 (januari 2013).
<http://www.rvo.nl/sites/default/files/Warmte%20en%20Koude%20NL%202NECW1202%20jan13.pdf>
- [7] Evaluatie garantie aardwarmte, Eindrapport, 24 maart 2016, Carnigie Consult
- [8] CE Delft, Op weg naar een klimaatneutrale gebouwde omgeving 2050 - 5.3A31.36 – mei 2015.
- [9] Ecorys - Evaluatie Warmtewet en toekomstig marktontwerp warmte - NL2020-30726 - 9 februari 2016
- [10] IF Technology – Kansen voor Ultra diepe geothermie bij industriële processen - 14 december 2014
- [11] Diepe geothermie 2050 Een visie voor 20% duurzame energie voor Nederland;

Bijlage 1

Beschrijving Frans Model



IF Technology

Velpergweg 37
PO BOX 605
6800 AP ARNHEIM
The Netherlands

Presentation of the geothermal exploitation risk insurance scheme in France: "SAF Environnement Long Terme"

Preliminary Report

Contract No. DTUC 16011
Report No. 16CFG22

March 07, 2015

QUALITY ASSURANCE

Contract No. DTUC 16011	Report N°: 16CFG22
-------------------------	--------------------

Written by	Checked by	Approved by
M.-H. BEDDELEM E. BOURDON	E. BOURDON	E. LASNE

VERSIONS

Revision	Date	Chapter	Edits
1	07/03/2016	-	Preliminary report
2	17/03/2016	-	Revised preliminary report

Release

IF Technology: Guus Willemsen, Sanne de Boer

CONTENT

1. PURPOSE AND SCOPE OF THE STUDY	4
2. GENERAL PRESENTATION OF THE FRENCH GEOLOGICAL RISK MITIGATION FUND.	4
2.1 A BRIEF HISTORY OF THE FRENCH GEOLOGICAL RISK MITIGATION FUND	4
2.2 ADMINISTRATION, MANAGEMENT AND OPERATION OF THE “FONDS GÉOTHERMIE”.	5
3. THE LONG TERM, OR EXPLOITATION INSURANCE OF THE “FONDS GÉOTHERMIE”	7
3.1 THE PROCESS IN ORDER TO APPLY TO THE LONG TERM INSURANCE.	8
3.2 THE AMOUNT AND PAYMENT OF COMPENSATION WITH THE LONG TERM INSURANCE	10
4 GENERAL PRESENTATION OF THE FRENCH CLUSTER FOR DEEP GEOTHEMAL ENERGY: GEODEEP	13

1. PURPOSE AND SCOPE OF THE STUDY

In the Netherlands, a short term geological mitigation fund is already in place to cover the risk associated to the exploration phase for new deep geothermal projects. The Dutch government is currently exploring the possibility to implement a long term insurance scheme in order to cover exploitation risks associated to geothermal activities. In this context, IF Technology of the Netherlands, on behalf of the Dutch government, has asked CFG Services to provide a feedback of the french experience in this area and, in particular, to describe the following points:

- The methods that are applied in the french exploitation risk mitigation fund;
- The extent of its success and the balance between incomes and expenses;
- How the french fund is dealing with the possibility that a lower quality realisation (low CAPEX) could results in higher exploitation costs and a greater risk to trigger the exploitation risk insurance scheme.

A short presentation of the French Cluster for deep geothermal energy, GEODEEP, is also included.

2. GENERAL PRESENTATION OF THE FRENCH GEOLOGICAL RISK MITIGATION FUND: “FONDS GEOTHERMIE”

2.1 A brief history of the French Geological Risk Mitigation Fund

Back in 1980, the French Government considered that the creation of a geological risk mitigation fund was being critical for the development of geothermal operations on deep aquifers in France. It was created in 1980 under the name “Fonds Géothermie”. Since 1980, the different legislations drafted for the development of renewable energies in France have constantly considered the existence of this fund as critical for the development and perenity of deep geothermal energy in France and it is commonly regarded by the different stakeholders as one of the main reason for the successful development of geothermal energy on the french territory. Public subsidies granted to most of the new renewable energy projects for heat production, through the “Fonds Chaleur” or “Heat Fund” have also been a main driver for the french geothermal reboot since 2007. For example, each new geothermal operation which also includes an extension of an existing district heating network (DHN) will receive a public subsidy equivalent to 30% of the total cost of the project. In addition, since 2012, for each DHN supplied in heat with a portion of renewable energies greater than 50%, the VAT applied to the final customer utility bill is reduced from 20% (normal rate) to 5,5% (reduced rate)

The “Fonds Géothermie” is a national scheme covering the entire french territory.

It encompasses two complementary mechanisms: one covering the “short term geological risk”, related to exploration, and the other one covering the “long term geological risk” related

to the exploitation of the resource. However, both mechanisms are closely related, as it will be mentioned below. The short term geological risk insurance (called “Court terme”) covers the risk associated to geological difficulties that could be encountered during drilling, but also the risk associated to the failure of discovering the proper expected geothermal resource when the drilling is completed (as compared with the hypothesis issued from the prefeasibility study). When the drilling is successful and the expected geothermal resource has been encountered, the long term exploitation insurance (called “Long terme”) covers the risk inherent to a deterioration of the geothermal loop for a geological reason and the modification of the geothermal resource itself during a 20-year period.

From the very start, the “Fonds Géothermie” was designed to have a 25-year period of existence. A first “Fonds Géothermie” was then set up between 1980 and 2004. It is worthy to note that in 2004, there were no geothermal facility benefiting from the Long term mitigation fund (most of them had been constructed in the 1980’s at the time when the insurance covered a 15-year period). This first “Fonds Géothermie” was administrating the short term and long term insurances separately and the balance sheet for the latter will indicate below (Paragraph 3.3). In 2007, a new “Fonds Géothermie” was created (still with an intended 25 years period of existence). The main difference here is that the 2 insurances are closely administrated, and despite our request to the President of SAF-ENVIRONNEMENT, it will not be possible to present the balance sheet of the current “Fonds Géothermie”.

2.2 Administration, management and operation of the “Fonds Géothermie”

The “Fonds Géothermie” is an equalisation fund for geological risks between all owners and/or developers of new deep geothermal projects (private or public) in France.

The “Fonds Géothermie” is funded with:

- the residual sum present in the fund when a new insurance is issued;
- the dotations from public entities;
- the premium paid by geothermal project owners willing to benefit from the risk management fund (either for the short term or the long term insurance).

Depending on the level of activity of the “Fonds Géothermie”, the later can be funded at anytime by various public entities like ADEME (the French Environment and Energy Management Agency) or Regional governments (“Conseil Régionaux”) for the projects which are directly concerning their territory. For example, the Regional Government of Ile-de-France (corresponding to the Paris basin where most of the geothermal projects have been developed in recent years), or the Regional Government of Alsace (Rhine Graben) provide subsidies to the “Fonds Géothermie” each time a new project is developed on their territory. ***However these subsidies from public entities are related only to the “short term insurance”.***

A public company was created ex-nihilo to host and administrate the “Fonds Géothermie”, and is called “Société Auxiliaire de Financement de l’Energie et de l’Environnement”, in short: “SAF-Environnement”. It is a 100% subsidiary of the “Caisse des Dépôts et Consignations” (CDC) which is a state-owned bank.

Inside SAF-Environnement, the “Fonds Géothermie” itself is administrated by a Technical Committee which is composed by:

- representatives of ADEME;
- representatives of Regional Governments concerned by the geothermal projects;
- representatives of public geothermal projects developpers or owners (regrouped in an association called “Association des Maîtres d’Ouvrages Publics en Géothermie” – AGEMO)
- representatives of private geothermal project developpers or owners (regrouped in an association called “Association Française des Professionnels de la Géothermie” – AFPG)
- qualified people summoned by the public representatives and geothermal experts summoned by the Committee. At the moment, the Committee includes representatives from exploitation companies (which have only a lease for the geothermal plant they operate), representatives from BRGM (the French geological Survey) and representatives from the French Government in the regions concerned by geothermal projects.

ADEME is the president of the Technical Committee.

The main roles of the Technical Committee are:

- To evaluate, from a technical point of view, in which conditions the insurance (“Short Term” or “Long Term”) could be applied to a given project, taking into considerations the quality of the informations provided by the geothermal project owner/developper. These conditions (general and/or specific) will be included in an insurance convention.
- To deliberate on the applications for accessing both the short term and long term insurance through the drafting of an *ad hoc* convention.
- To conduct investigations on claims related to geological/geothermal incidents for the short term and long term insurance, to decide if such claims will give right to compensation and assess the amount of compensation that may be affected to them.

Decisions from the Technical Committee are taken at the majority of its members. However, the President of the Technical Committee has a veto power.

As mentionned above, the “Fonds Géothermie” covers two different risks:

-The risk associated directly to the quality of the expected ressource during exploration (flow, temperature in relation with a given pumping power) and the potential incidents during drilling in direct relation with the geology (The short-term insurance).

-The risk associated with a potential evolution of the geothermal ressource during a 20 years period, that could also affect the integrity of the geothermal loop (The long-term, or exploitation insurance).

In the following section, we will focus on the long term, or exploitation, insurance.

3. THE LONG-TERM, OR EXPLORATION INSURANCE, OF THE “FONDS GEOTHERMIE”

The long term geological risk mitigation fund is generally offered to geothermal plant exploitation companies for a period of 20 years. It covers both the geothermal loop integrity but also the nominal heat power extracted from the geothermal resource. The latter is indicated in the mining exploitation license (PEX, see below) and has been defined following the production well testing.

The geothermal loop consists of the equipped drilling itself (casing and cementing, either being a doublet or a triplet), of the materials and equipments specific to the geothermal exploitation and which are directly in contact of the geothermal fluid (including pumps, anti-scaling and anti-corrosion devices, heat exchangers, etc.). There are no standardized specifications *per se*. The project must follow “good practices” generally admitted by the French geothermal community (and described in detail in the DOTEX document which is mandatory under the French mining code, see below).

The heat power is directly related to the flow rate and temperature from the extracted geothermal fluid (in relation with a given pumping power). This component of the “Long term” exploitation insurance covers the risk of alteration of the geothermal resource characteristics, being just a drop in the heat power or even a complete disappearance. It is called the “Guaranteed Heat Power”.

Therefore, the insurance will cover the two following components:

- repairable incidents on equipments;
- Guaranteed Heat Power loss, which can be partial or total (partial loss or total loss).

The Long term risk mitigation fund only covers the geothermal exploitant for the direct financial consequences associated with a geological or geothermal incident. The amount of compensation depends on the consequences of the incident and the remediation measures taken to address them. The remediation measures must be determined and validated by the Technical Committee of the Fonds Géothermie.

In 2015, the annual premium, or amount of the contribution to be paid annually by the geothermal plant owner to the long term risk mitigation Fund, is **15 k€ for each geothermal operations**. That premium is revised annually following the TP 04 index. The TP 04 index is an index of production price inflation for geotechnical civil engineering works in France.

In the Paris basin, a geothermal doublet development has an overall cost of 9 to 11 M€ (for the underground work only). The total cost of development (CAPEX), including civil works, piping, geothermal plant construction (but excluding the district heating network) can amount to 13 to 15 M€.

To benefit from the long term insurance during the 20 years period, the geothermal plant owner has two main obligations towards the Fonds Géothermie:

- Send an annual operating report of his geothermal plant to SAF Environnement;

-Install an approved device for the preventive treatment of the geothermal fluid (against corrosion, scaling and bacterial development) when the characteristics of the latter are particularly demanding. As an example, it's mandatory that all Dogger geothermal power plants in the Paris basin are fitted with an anti-corrosion and anti-scaling downhole treatment equipment.

3.1 The process in order to apply to the long term insurance

As mentioned above, the current “Fonds Géothermie” is closely administrating together the short term and long term insurances.

An important prerequisite to qualify for the long-term insurance is to have been previously qualified for the short term insurance.

This is the main tool for the “Fonds Géothermie” to overcome the problems of low CAPEX and poor drilling completions during exploration, that could cause an abnormal triggering of the long-term insurance during the 20 years exploitation.

Indeed, to qualify for the short term insurance, the geothermal developer must show that its project development will follow state-of-the-art procedures in geothermal exploration. These procedures must have been carefully and extensively described in two administrative documents which are mandatory under the French Mining Code, called PER and DOTEX (“Permis Exclusif de Recherche” and “Demande d’Ouverture des Travaux d’EXploration”). The first is the “Exclusive Exploration Licence” and the second “Request to Start Exploration Works”. The PER is granted by the Central French Government. The DOTEX documents is necessary to obtain an authorization to start exploration results. This authorization is called “Arrêté Préfectoral” and is issued by the representative of the French Government in the region where the geothermal project is developed. A DOTEX document is drafted for each new step of development of a geothermal field (but each DOTEX document can concern the drilling of 1 or several geothermal wells).

The DOTEX, in particular, is a detailed description of all the steps necessary to fully develop a geothermal project. It includes:

- the location of the project;
- any permitting necessary to develop the project;
- an environmental impact assessment;
- the well design: intended dip (in case of directional drilling), impact points at the reservoir level, detailed casing design, detailed cementation program, detailed drilling mud program;
- the production test program;
- the intended diagraphy program when the wells are completed;
- the expected temperature, flow and geochemical composition of the geothermal fluid;
- a modelization of the impact of geothermal exploitation on the geothermal aquifer and on the nearby pre-existing geothermal projects (if existing);

- a preliminary technic-economic assessment displaying the material that will be used from the geothermal loop (surface pipes, heat exchangers, pumps, etc...);
- the overall budget assigned to exploration;
- Etc...

On the basis of these documents, the Technical Committee assesses the full geothermal project development and deliberates on the demand to access the Short term insurance for a given project. If the access is granted, an *ad hoc* insurance convention is then drafted between the geothermal project developer and SAF-Environnement.

When the drilling operations are completed and proved successful, and when the geothermal project developer wants to pursue the project to complete the geothermal plant, a demand to access the long-term, or exploitation risk mitigation fund is addressed to SAF-Environnement. To qualify to the long-term insurance, the project developer must send several documents to the Technical Committee of SAF-Environnement, some of them being administrative documents which are mandatory under the French Mining Code. These documents are:

-The PEX (“Permis d’Exploitation”). This is the Mining Exploitation Licence granted by the central french government.

-The DOE (“Dossier des Ouvrages Exécutés”). This the « Final Implementation File”, a detailed description of all underground civil engineering and construction works completed for the implementation of the geothermal project (see below)

-The DGD (“Décompte Général et Définitif”). This is the « Final General Breakdown », a detailed presentation of the costs of implementation of the geothermal project.

The DOE, in particular, is a detailed description of all the steps necessary to fully develop a geothermal project. This is the reference document for the Technical Committee to ensure that the geothermal project has been effectively performed following state-of-the-art procedures. It includes:

-A well completion report displaying the exact location of the well head, the exact location of the impact points in the reservoir, a day-to-day report of drilling activities, the timetable of drilling activities, the well conditions at the end of the drilling work, the exact tilt and orientation of the well, a recap of qualities and quantities of mud used for drilling, a detailed report on the casing used and the cementation performed and finally the results of cementation control (diagraphy);

-A geological report displaying a lithostratigraphic description and the exact geological cross-section;

-A hydrogeological report displaying the description of the geothermal reservoir (productive levels, temperature), the results of the production tests and the interpretation of the hydrodynamic tests performed (reservoir model, transmissivity, permeability, Skin factor, etc...);

-A hydro-geochemistry report displaying the in-situ measurements done on the geothermal fluid and the results of geochemical analyses performed at the laboratory.

-Etc...

On the basis of these documents, the Technical Committee assesses the full geothermal project implementation and deliberates on the demand to access the long-term insurance for a given project. Since that technical assessment is made on the DOE and PEX documents (which are mandatory under the French Mining Code) and since these documents are drafted after the well completions, there is little room for recommendation from the Technical Committee. These documents are passed on technical experts (generally from the French Geological Survey, BRGM) who assess the quality of the geothermal project completion. In particular, if the data included in the DOE suggest that a part of the drilling was not done following state-of-the-art procedures, the Technical Committee can exclude some equipment from the long-term insurance. Typically, if the cementation control shows that a section of the well is not correctly cemented, the Technical Committee can exclude that particular well section from the insurance. If the access to the long-term insurance is granted, an *ad hoc* insurance convention is then drafted between the geothermal project developer and SAF-Environnement. That convention will indicate in details the list, characteristics and costs of equipments and materials covered by the long-term insurance. To our knowledge, since 2007, no project has been refused for the long term insurance, but partial exclusions have been formulated such as the one described above (poor cementation of a well section).

It is important to note that if the long-term insurance covers the geothermal resource for a 20 years period, the equipments and material are generally insured only for their “normal life expectancy” such as 15 years for the well heads, 4 years for the production pump, 10 years for the heat exchangers, etc...

3.2 The amount and payment of compensation with the Long Term insurance

As mentioned before, the long-term geological risk management fund covers the two following components:

- repairable incidents on equipments;
- Guaranteed Heat Power loss, which can be partial or total (partial loss or total loss)

For each claim, the long-term insurance of the “Fonds Géothermie” has a compensation ceiling cap of 1 400 k€ (less a deductible, or franchise, of 130 k€). These 2015 figures are revised annually according to the index TP 04. Any compensation paid shall not exceed the original costs (net of taxes) of the guaranteed facilities, equipment and materials. However, there is no limited number of claims per geothermal facility, each claim being capped at 1 400 k€.

3.2.1 Repairable incident

This is an incident that can be remedied by repair, including the drilling of a new well.

This incident must have a direct relation with natural phenomena (of geothermal or geological origin) such as deposits in pipes (either in the naked hole, the casing or surface pipes) that could cause fouling, scaling, clogging and pressure losses; piping or casing breakthroughs due to abnormal internal or external corrosion (despite the installation of a

device for the preventive treatment of the geothermal fluid); crashes and/or leaks in casing, landslides, washouts, craters formation and eruptions.

A depreciation coefficient is applied when calculating the amount of compensation for each guaranteed facility, equipment and materials, taking into account a straight-line depreciation method over the 20 years period of insurance (the material is valued at 100% of its initial cost in year 1, and 0% in year 20).

Compensation is then composed of two parts:

- 1) The cost of repairs agreed by the Technical Committee, less a deductible of about 130 k€ (revised annually according to the index TP 04).

When the drilling of new well is considered, compensation will also be capped at 1 400 k € (an amount revised annually according to the index TP 04). This measure will be implemented only after the delivery of a feasibility study, done at the initiative of the client. The feasibility study should demonstrate the technical and economic relevance of such a solution, and the results will be subject to the prior opinion of the Technical Committee.

The payment of compensation will be subject to the continued operation of the geothermal plant until the expiry of the insurance period of 20 years.

- 2) A capital allowance calculated according to the complete immobilization time of the geothermal plant, between the date of receipt of the declaration of the incident by the SAF-Environnement and the restart of the geothermal operation after repair. That capital allowance is calculated as follow:

-Less than 2 weeks of immobilization: $I=0$

-Between 2 and 26 weeks of immobilization: $I = I_m \times (N-2)/24$

-More than 26 weeks of immobilization: $I=I_m$

I = the capital allowance in case of repairable incident. N = the time of immobilization of the geothermal facility in weeks.

$I_m = 130$ k€ (value in 2015, revised annually according to the index TP 04)

The amount of the capital allowance is doubled during the heating season time (between October 15th and April 15th).

3.2.2 Partial loss and total loss

This concept relates exclusively to the loss of geothermal plant efficiency due to the alteration of the geothermal resource and the “Guaranteed Heat Power” (which is the nominal or reference heat power defined at the onset of the geothermal exploitation).

1) The installation is declared in **partial loss** if there is an irreversible change in geothermal fluid flow characteristics and/or in geothermal fluid temperature causing a non-recoverable decrease in the thermal power of the plant, and when this thermal power ranges **between 75% and 50 % of the “Guaranteed heat power”**.

The compensation is equal to a percentage of the “Fonds Géothermie” ceiling cap (1400 k€). This percentage ranges between 50% (when thermal power is 75% of the “Guaranteed Heat Power”) and 75% (when the thermal power is 50% of the “Guaranteed Heat Power”).

Compensation is paid by annual tranches. A deductible (franchise) of 130 k€ will be deducted from the last annual repayment of compensation.

2) The installation is declared in **total loss** if there is an irreversible change in geothermal fluid flow characteristics and/or in geothermal fluid temperature causing a non-recoverable decrease in the thermal power of the plant, and when this thermal power is **less than 50 % of the “Guaranteed heat power”**.

The compensation is global and equal to a percentage of the “Fonds Géothermie” ceiling cap (1400 k€) which depends on the number of years of the geothermal operation. This percentage ranges between 100% on the first year of the geothermal plant operation and 0% after 20 years of operation. The calculated compensation is reduced by the amount of a deductible of 130 k €.

If the drilling of a new well is necessary to address the total loss, and if the insured entity (geothermal plant owner) is committed to continue the exploitation of the geothermal energy until the end of the 20 years insurance period, compensation will be capped at 1 400 k€. This measure will be implemented only after the Technical Committee as agreed on the results of a detailed feasibility study demonstrating the technical and economic relevance of such a solution.

3.3 The balance sheet of the 1st exploitation risk mitigation fund (1980-2004).

As mentioned above, despite our request to the President of the SAF-Environnement, we could not obtain the balance sheet of the current “Fonds Géothermie”. However, we were given the balance sheet of the first version of the Exploitation risk mitigation fund that runned between 1980 and 2004. Note that overall operation of the first long-term risk management fund was very similar to the current one (including the condition of access, premium paid and conditions and amounts of repayments, which have followed the TP 04 index evolution).

At the end of 2004, the long-term geological risk management fund was perfectly balanced as followed:

Income:

-8 M€ of annual premium paid by the geothermal project owners;

-8 M€ of capitalization by FME at the start and during the 25 years period (FME, or Fonds de Maîtrise de l'Energie was later merged with ADEME);

-8 M€ of financial products (mainly, income from financial investments made with the premium and capitalization).

Expenses:

-20 M€ for claims by geothermal facility owners;

-4 M€ for operational costs of the Fund. This figure includes the day to day cost of running the Fonds Géothermie (including the salaries) but also the costs of expertise and due diligences for the external experts which are members of the Technical Committee.

In the course of the first version of the « Fonds Géothermie », claims concerning the long-term exploitation mitigation fund were mostly related to corrosion problems due to the high corrosivity of the geothermal fluid in the Dogger Aquifer. Indeed, in the early 80's, most geothermal facilities were plagued by corrosion issues until it became mandatory to install an anti-corrosion and anti-scaling downhole treatment in each production well. In the current "Fonds Géothermie", claims related to this issue are much fewer.

4 GENERAL PRESENTATION OF THE FRENCH CLUSTER FOR DEEP GEOTHERMAL ENERGY: GEODEEP

GEODEEP is the cluster of french companies involved in deep geothermal energy on the french market and abroad, both for heat and power production. It includes geothermal project developers, engineering companies, EPC companies, drilling companies, professional associations, public entities, ORC manufacturers, etc...

GEODEEP is currently hosted by the french professional association, AFPG (Association Française des Professionnels de la Géothermie which brings together professionals in very low to high enthalpy geothermal energy). GEODEEP currently regroups ca. 20, mostly small and intermediate, companies.

The rationale behind the creation of GEODEEP was twofold:

-Bring together french companies active in geothermal energy and willing to export their expertise on the international market by proposing integrated solutions, from geological studies to power plant construction and operation;

-Create a 100 M€ short-term geological risk management fund for EGS (Enhanced Geothermal Systems) projects on the metropolitan French territory, and "classical" geothermal projects in French overseas territories and foreign countries. This Fund will be run independently from the "Fonds Géothermie" which focuses on deep aquifers exploration and exploitation.

At the moment, the name GEODEEP represents both the French cluster for deep geothermal energy and the short-term geological risk management fund.

In March 30th, 2015, the French Ministry for Ecology announced a 50 millions euros grant for the creation of the geological risk management fund which needs to be backed by 50 M€ in private equity.

For legal and financial reasons, it was decided to create first the geological risk management fund for EGS projects on the French metropolitan territory. An adhoc private company has been created (GEODEEP SAS) owned by French private geothermal developpers (which are also members of the GEODEEP cluster). GEODEEP SAS will manage a 50 M€ short-term geological risk management fund composed by a 25 M€ grant from the French government and 25 M€ in private equity (including 10 M€ from the CDC bank). GEODEEP SAS is expected to start its operation in the second part of 2016. The originality aspect of the Fund will be that developers willing to access the short-term geological risk management fund will have to pay a moderate premium and and pay back royalties on the power produced (heat or electricity) during the lifetime of the geothermal facility. The fund will be managed by a Technical Committee, composed by the owners of the GEODEEP SAS and external geothermal experts. The Technical Committee will assess the full geothermal project implementation and deliberate on the demand to access the short term geological risk management fund for a given project. It is expected that, following the operation principle of the “Fonds Géothermie”, the Technical Committee will base its decisions on the data included in the PER and the DOTEX documents (see above).

The first insured geothermal project (for power and heat production) will be likely situated either in the Rhine Graben or South-western France.

Bijlage 2

Samenvattingen NREL en Wereldbank

Tekst uit samenvatting van

“Geothermal Exploration Policy Mechanisms: Lessons for the United States from International Applications”;

NREL Technical Report NREL/TP-6A20-61477 May 2014

Many federal and state policies provide incentives to renewable energy sources, including geothermal; however, these policies rarely differentiate between the technologies, with the common exception of the level of remuneration provided (e.g., the amount of a rebate or tax credit). These incentives, therefore, may not adequately address the more nuanced support required to advance geothermal technologies (Doris et al. 2009). For example, at present many geothermal policies support the operational phase of the project, but much of the risk is in the development phase. If policy-makers wish to incentivize development of geothermal power capacity, policies may need to address exploration risks specifically, thereby improving developers' access to financing through this vital stage in the development cycle. A number of governments (both in the United States and abroad) and international development organizations have supported exploration and confirmation of conventional hydrothermal geothermal resources with a variety of public policies. In order to define the scope of this analysis and provide conceptual clarity, this report focuses on the five general policy types listed below, as well as hybrid combinations that have been applied to geothermal and are understood to have the potential to support geothermal power in the United States, specifically (see Table ES-1):

1. Loan guarantees
2. Drilling failure insurance
3. Lending support mechanisms
4. Grants
5. Government-led exploration.

Table ES-1. Policy Descriptions, Examples, Summary of Characteristics, and Potential Applicability to the United States

Policy Description	Examples	Characteristics ^a	Potential Applicability to the U.S. Market
Loan Guarantee: As a third party to the transaction, a government agency or other public entity provides a guarantee of debt repayment to a lender in the event of borrower default. A fee is often required of the developer.	United States; Germany	Loan guarantees can provide high leverage of private investment in case of low payouts but have thus far demonstrated limited results in the U.S. geothermal market.	The Section 1705 Loan Program within the U.S. Department of Energy (DOE) provided \$545.5 million in guarantees to five geothermal projects, although similar programs for renewable energy projects may be unlikely due to the political environment following bankruptcies of a few loan guarantee recipients; however, these guarantees were provided to manufacturers and not generators. Designing loan guarantees to cover loans provided specifically for the exploration phase could spur more debt financing at a phase primarily funded with more expensive equity.
Drilling Failure Insurance: The developer pays a premium to access a government-provided partial-cost reimbursement. The reimbursement is paid in the event that the exploration phase does not result in a predetermined level of success for a given project.	France; Multilateral banks and development agencies	Drilling failure insurance can provide high leverage of private investment when the number of claims is limited. Premiums may be cost-prohibitive for developers, and there is the potential for large public funding expenditures depending on the total value of the claims paid.	Policymakers could offer drilling failure insurance as an alternative to loan guarantees or lending support mechanisms to reduce the cost of financing. An insurance program would require a significant up-front allocation of funds to capitalize the insurance pool.
Lending Support Mechanisms: A government entity reduces the cost of the loan by buying down the interest rate, providing for a longer loan term, paying a portion of the interest, or offering some other loan support.	Germany	In instances when the terms required by lenders may be prohibitive for the developer, government interest rate support could make loan terms more amenable (p. 37). Government-supported loans (e.g., direct loans or public-private partnerships) could successfully leverage private investment at subsequent stages of development but may crowd out private investment in the exploration phase.	An interest rate subsidy provided by the government to a private lender could be less costly to the government than outright direct loans, but such a program would still require significant public investment. Public investment would also be unrecoverable unless developers are required to pay back the interest subsidy once the resource is proven.
Grants and Cooperative Agreements (Grants): A government entity or other institution offers cost-sharing schemes or other forms of direct payments intended to reduce the investment cost during the exploration phase.	United States; France; Multilateral banks and development agencies; Australia; Iceland; Japan	Grants and cooperative agreements can be effective for individual project development, but depending on the amount of support provided, they may result in limited leverage of private investment during the exploration phase, leading to significant public funding commitments.	Grants and cooperative agreements successfully spurred initial growth of geothermal projects in the United States but may be limited in their ability to significantly impact overall market development today due to the low leverage of private investment and higher funding requirements.
Government-Led Exploration: A government entity undertakes exploration activities directly or contracts private firms to do so on their behalf. Proven resources are developed by government-owned enterprises or auctioned to private firms.	Iceland; Japan; New Zealand; Indonesia	Shown to be effective for project development in markets where little to no exploration activity is occurring. However, government-led exploration provides lowest leverage of private investment and highest level of public investment.	Despite historical federal support of geothermal exploration, this policy may not be well suited to the United States at present. This is because it is not market oriented and because of the perception that the geothermal market is more mature than it was when first spurred in part by the government in the 1970s and 1980s.

^a The organizing principle of this section is "leverage" or the level to which a policy can incentivize private investment with public funds. The assessments of leverage provided within the characteristics column are general comparisons across the five policy types. Actual leverage will depend on the specifics of a policy's design.

Tekst uit samenvatting van**“Comparative Analysis of Approaches to Geothermal Resource Risk Mitigation**

DRAFT EVENT VERSION April 2016 (Worldbank ESMAP GGDP report)

Despite over 100 years of development and an estimated global potential of 70 to 80 GW, only about 15 percent of the known reserves are presently exploited and producing electricity. While there are many reasons, in various countries, for the slow pace of geothermal development, one widely recognized and unique obstacle that is globally applicable is the high resource risk during the early stages of the multi-stage geothermal development process. The real or perceived uncertainty regarding the steam resource capacity during the early stages of geothermal field development makes it very difficult to mobilize the required risk capital, especially through the private sector, for the exploration drilling required to confirm the size, temperature, pressure, chemistry, and potential production rate of the resource. Addressing this challenge is even more relevant given that the majority of sites suitable for development around the world are green fields (i.e., new fields), where the resource risks are often perceived to be especially high. A common theme that is apparent when reviewing global experience is that successful scale-up of geothermal development has benefited from some form of government facilitated support. While such support can come in many forms that can improve the overall profitability of geothermal projects, there are some schemes that specifically incentivize mobilization of risk capital into geothermal exploration drilling. The approaches that have been implemented in various countries to scale-up geothermal development through public support include the following:

- Over 3.5 GW of global installed geothermal capacity has been developed through the public sector, by government or government-backed entities. In some of these cases, the public sector takes on the full resource and other project risks by acting as the total project developer, covering all of the multi-stage development process, and continuing on to operate the power plant.
- Arrangements for cost-shared drilling between the government and private sector can also leverage public resources to mobilize private funds. This could primarily be undertaken in two ways:
 - I. government-led exploration and resource confirmation is conducted before the development rights are transferred to the private sector to complete and operate the now reduced-risk project, and
 - II. the private sector is responsible for developing all stages of a geothermal project, but the government shares the cost of the high risk exploration stage

to shift some of the risks away from the developer. In each case, governments take on some or all of the exploration risks in order to catalyze private funding for the larger portion of the development.

- III. It is estimated that over 3 GW of geothermal capacity has been catalyzed through different types of cost-sharing risk mitigation schemes.
- Geothermal resource risk insurance seeks to pool exploration risks across a portfolio of development projects by insuring the productivity of a well prior to drilling, Comparative Analysis of Approaches to Geothermal Resource Risk Mitigation v where some or all of the losses would be covered if certain pre-specified goals are not achieved. To date, only a few tens of megawatts of installed capacity have been developed through this mechanism primarily due to the fact that geothermal, being a globally small sector, provides limited opportunities to widely pool risks. Also, the high degree of uncertainty during the exploration stage drilling makes the insurance premiums high and thus often unaffordable for developers.
 - Fiscal incentives are not specific risk mitigation mechanisms, but when they are available, they reduce the up-front cost of geothermal exploration. They have the effect of transferring some of the early-stage risks as they reduce the amount of risk capital that needs to be mobilized, thus lowering a developer's exposure to potential losses should a project not advance further.
 - Which is the best approach? To make this determination, it is important to carefully consider the specific circumstances in a given country and its national geothermal development goals. The evidence indicates that some of the risk mitigation schemes described above have made significant contributions to the scale-up of geothermal.

Bijlage 3

Tabel gerapporteerde boorproblemen

Nr	Boorgat code	Start-datum	Eind-datum	Boorgat -diepte AH	Boorgat-diepte TVD	Omschrijving	Bron
1	ARC-GT-01	01-03-1987	22-04-1987	887,58	887,58		
2	AST-GT-02	24-11-1986	22-02-1987	1673	1673		
3	AST-GT-02-S1	09-04-1988	17-05-1988	1530	1530		
4	OPL-GT-59	16-04-1986	30-04-1986	550	550		
5	SNM-GT-01	01-03-1994	20-07-1994	759	759		
6	HLH-GT-01	02-03-2006	31-05-2006	692,2	691,94	geen problemen gerapporteerd	NLOG_GS_PUB_6159_EOW_Report_Heerlerheide_1 - 20060731
7	HLH-GT-02	18-03-2006	02-06-2006	695,5	695,38	geen problemen gerapporteerd	NLOG_GS_PUB_9230_EOW_Report_Heerlerheide_2 - 20060731
8	VDB-GT-01	17-10-2006	21-03-2007	2200	1547,42	Onbekend	
9	VDB-GT-01-S1	21-03-2007	16-04-2007	2457	1697,41	Onbekend	
10	VDB-GT-02	04-05-2007	13-06-2007	1625	1233,45	mud losses packing off BHA, hole cleaning, bit balling	NLOG_GS_PUB_4428_EOWR_vdb-02_rev1
11	VDB-GT-02-S1	13-06-2007	16-07-2007	2330	1621,31		
12	VDB-GT-03	06-03-2009	20-06-2009	2140	1890,65	geen problemen gerapporteerd	NLOG_GS_PUB_7486_EOW_Report_VDB-03
13	VDB-GT-04	06-02-2009	07-08-2009	2006	1829,98	geen problemen gerapporteerd	NLOG_GS_PUB_4840_EOW_Report_VDB-04 - Final
14	PNA-GT-01	09-03-2010	14-05-2010	2869	2238,01	Meerdere boorkoppen versleten per sectie. Check trip en scrapper runs intermediate sectie	NLOG_GS_PUB_6780_Extract_of_End_of_Well_Report_PNA-GT-01_word_1
15	PNA-GT-02	26-05-2010	09-07-2010	2860	2290,64	geen problemen gerapporteerd	NLOG_GS_PUB_8069_End_of_Well_Report_PNA-GT-02
16	PNA-GT-03	28-08-2010	21-09-2010	879	861,47	mud losses , stuck pipe	NLOG_GS_PUB_0932_End_of_Well_Report_PNA-GT-03_final
17	HAG-GT-01	10-03-2010	25-09-2010	2702	2306,46	Cement losses. Bit baling. Lage ROP, meerdere boorkoppen per sectie	NLOG_GS_PUB_1905_110211_EWOR_HAG_GT_01
18	PNA-GT-03-S1	21-09-2010	29-09-2010	901	875,56	Door grote porositeit en verlies van boorvloeistof op circa 900 meter is de putwand tijdens het boren ingestort en moest vanaf circa 450 meter een side track (nieuw boorgat) gemaakt worden.	http://geothermie.nl/geothermie-aardwarmte/projecten/duijvestijn/
19	HAG-GT-02	01-03-2010	06-11-2010	2405	1942,4	Reamen boorgat kost veel tijd. Technisch falen liner hanger.	NLOG_GS_PUB_1947_110211_EWOR_HAG_GT_02
20	PNA-GT-03-S2	29-09-2010	13-11-2010	3005	2395,07	Mud losses , stuck pipe	NLOG_GS_PUB_0932_End_of_Well_Report_PNA-GT-03_final
21	PNA-GT-04	20-11-2010	22-01-2011	2957	2343,01	Mud losses, toren onderhoud	NLOG_GS_PUB_7696_End_of_Well_Report_PNA-GT-04_final
22	KKP-GT-01	28-05-2011	20-07-2011				
23	KKP-GT-02	27-07-2011	10-09-2011				
24	HON-GT-01	23-12-2011	22-02-2012			Na een zeer voorspoedige verloop van de eerste boring is in februari vertraging opgelopen bij het plaatsen van de screens als gevolg van een te vroeg vastzittende swell packer. Gekozen is voor een side track.	http://geothermie.nl/geothermie-aardwarmte/projecten/green-well-westland/
1	ARC-GT-01	01-03-1987	22-04-1987	887,58	887,58		
2	AST-GT-02	24-11-1986	22-02-1987	1673	1673		

Bijlage 4

Begeleidingscommissie

Botman, dr. M.J.P. (Marjan)
Coppoolse, drs. P.A. (Paul)
Eikelenstam, mr.drs. J. (Jon)
Have, J.O.R. ten (Jorn)
Hulst, ir. M.C. van der (Claire)
Kal, J.G. (Hanneke)
Mourits, J.A.M. (Jolanda)
Ramsak, ir. P.G. (Paul)

