

Studie investeringscondities geothermie

Achtergrondinformatie bij de infographic



Studie investeringscondities geothermie

Een onafhankelijk onderzoek uitgevoerd
door Rebel Energy B.V.

Auteurs

Floor Hooijman
Rutger te Grotenhuis
Wouter Willemsen
Auke Zijlstra
Fien Verheij
Richard de Bruin

juli 2024





Inhoudsopgave van deze studie

1. Introductie
2. Structurele barrières voor geothermie
3. Lessons learned vanuit alternatieven en het buitenland
4. Suggesties voor verbetering

Context

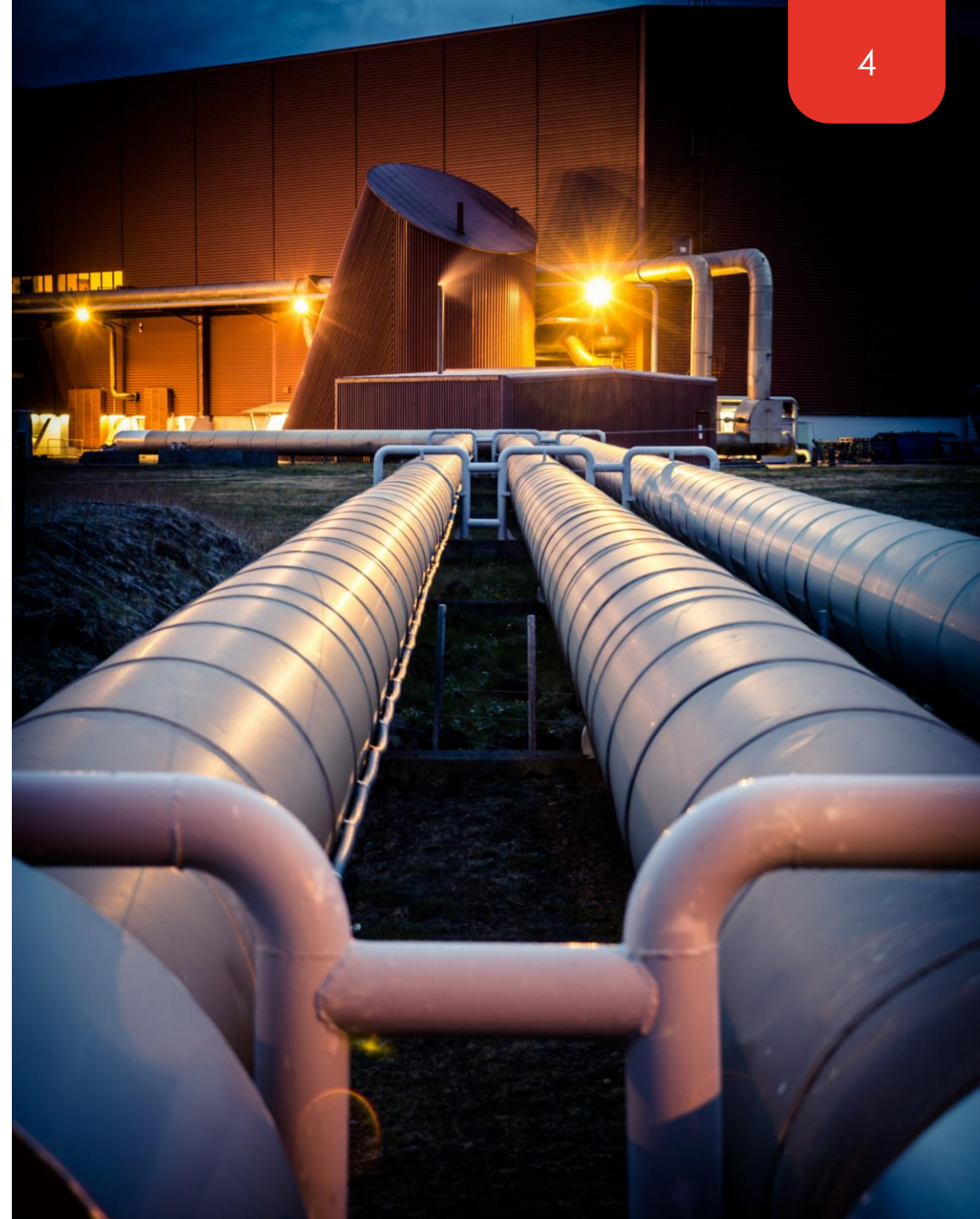
In 2018 is het Masterplan Aardwarmte in Nederland¹ opgeleverd. In datzelfde jaar is gerapporteerd over de Opschaling aardwarmte in warmtenetten². Uit deze studies bleek het enorme geologisch potentieel én de ambitie om dit potentieel om te zetten in concrete projecten. Hiermee zou een significante bijdrage geleverd kunnen worden aan de benodigde voortgang in de warmtetransitie en de te behalen klimaatdoelstellingen.

Inmiddels zijn we 6 jaar verder. Ondanks 'vereende krachten' loopt de realisatie van geothermieprojecten sterk achter op de ambities uit het Masterplan. Er zijn slechts een beperkt aantal nieuwe geothermiebronnen gerealiseerd, waarvan een belangrijk deel bestond uit uitbreidingen op al bestaande installaties.

Met de formalisatie van het wettelijk mandaat van EBN en het inwerking treden van de gewijzigde Mijnbouwwet wordt getracht de warmtetransitie te versnellen. Een versnelling mét geothermie als duurzame warmtebron. Dat laat onverlet dat veel van de geothermieprojecten in ontwikkeling ook andere uitdagingen kennen die een snelle uitrol in de weg staan. Om die reden is voorliggende studie uitgevoerd. Het primaire doel van deze studie is de belangrijkste barrières te identificeren die een structurele aanpak - met verdere professionalisering van en opschaling in de sector - in de weg staan.

1. Masterplan Aardwarmte in Nederland, Mei 2018, Stichting Platform Geothermie, DAGO, Stichting Warmtenetwerk, EBN

2. Opschaling aardwarmte in warmtenetten, December 2018, Berenschot, CE Delft, IF Technology



1. Introductie

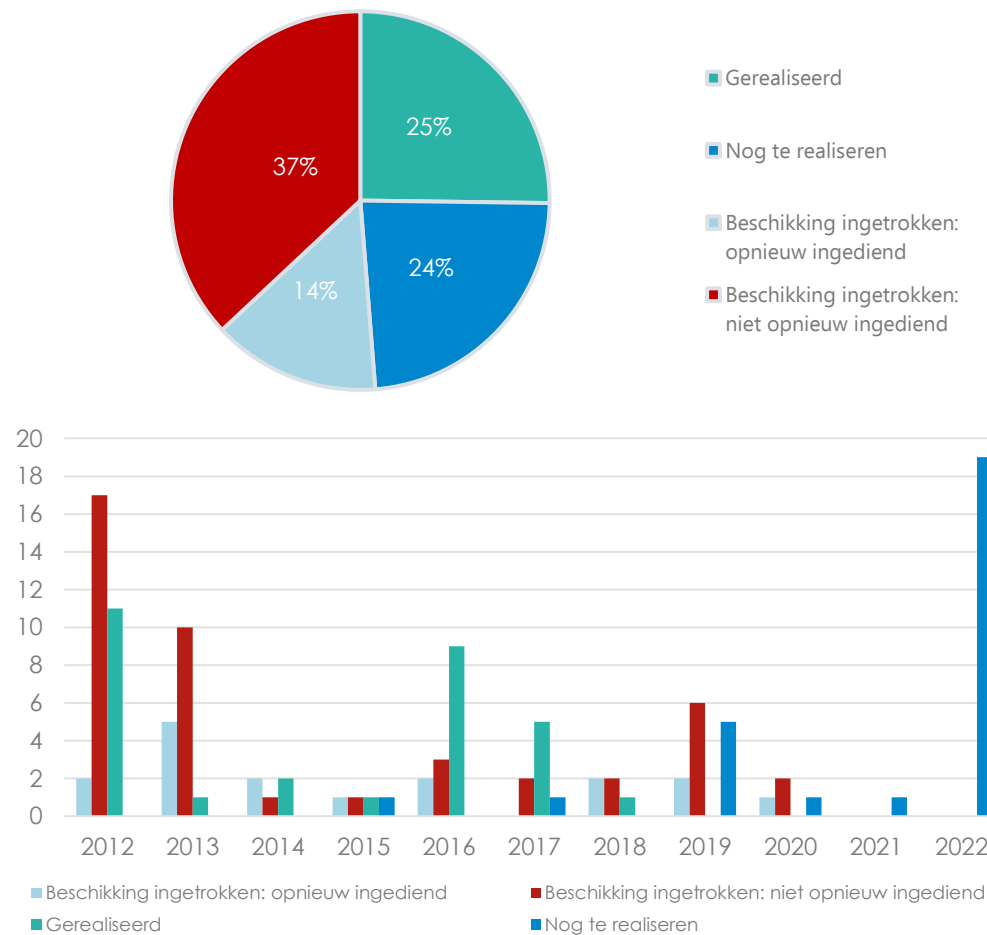
Context

Het aantal vastgestelde (en daarna ingetrokken) SDE(+)(+)-beschikkingen voor geothermie is typerend voor het beperkt aantal geothermieprojecten dat van de grond komt in Nederland. In 2012 zijn de eerste SDE-beschikkingen vastgesteld voor geothermieprojecten. Sindsdien zijn er (tot nu toe) in totaal 119 beschikkingen afgegeven. 61 daarvan zijn vervolgens na vaststelling ingetrokken als gevolg van vertraging of stopzetting van het project. Hiervan hebben 44 projecten (37% van het totaal) uiteindelijk geen doorgang gevonden; oftewel, er is niet opnieuw SDE(+)(+) aangevraagd. Het cirkeldiagram hiernaast geeft dit schematisch weer. Vanuit de op dit moment gerealiseerde projecten wordt grotendeels warmte geleverd aan de glastuinbouwsector. Dit terwijl ruim driekwart van het totale marktpotentieel van geothermie wordt voorzien binnen de gebouwde omgeving¹.

In het staafdiagram is het verloop van de beschikkingen in de tijd uitgezet. Hierbij is ook voor elk jaar het aantal beschikkingen gegeven dat uiteindelijk (dus ook in latere jaren) is ingetrokken. Bijvoorbeeld: van alle in 2012 afgegeven SDE-beschikkingen zijn er 11 gerealiseerd, 2 zijn ingetrokken maar opnieuw ingediend (in latere jaren) en 17 beschikkingen ingetrokken (in latere jaren) en niet opnieuw ingediend.

In het staafdiagram valt op dat het aantal vastgestelde beschikkingen jaarlijks sterk wisselt van 2012 tot 2022. Vooral van de in 2012 en 2013 vastgestelde beschikkingen was het aantal dat later werd ingetrokken zeer hoog. Dit schommelde in de jaren erna. Voor de projecten die in de meest recente jaren SDE toegezegd hebben gekregen, kunnen er logischerwijs nog intrekkingen volgen, maar ook realisatie.

SDE (+)(+)-beschikkingen geothermie 2012-2022



¹. Masterplan Aardwarmte in Nederland, Mei 2018, Stichting Platform Geothermie, DAGO, Stichting Warmtenetwerk, EBN

Vraagstelling en werkwijze

Met deze studie brengen we systematisch in kaart welke barrières worden ervaren tijdens de ontwikkeling en structurering van een geothermieprojecten (het geothermisch doublet met bijbehorende bovengrondse installaties). Daarnaast gaat de studie ook in op de eventuele samenhang tussen deze barrières en hoe dit het investeringsklimaat in de sector als geheel nadelig beïnvloedt. Centraal staat de vraag:

Op welke aspecten/onderwerpen ondervinden geothermieprojecten herhaaldelijk problemen, zodanig dat private investeerders proactief of noodgedwongen temporiseren in de uitrol van projecten?

Aanpak op hoofdlijnen

Inventarisatie via deskresearch en interviews - Voorliggend onderzoek is gestart met een 'quickscan' van onderzoeksobjecten op alle thema's die voor private investeerders relevant zijn in het kader van een (toekomstig) investeringsbesluit. Knelpunten zijn besproken in interviews met een aantal projectontwikkelaars van projecten die uiteindelijk (nog) niet zijn doorgegaan. Op basis hiervan zijn aspecten/onderwerpen geïdentificeerd die herhaaldelijk een probleem vormen bij geothermieprojecten.

De toepasselijkheid van de verschillende knelpunten is nader geduid voor drie toepassingsgebieden:

- Geothermie in de glastuinbouw (veel afnemers)
- Geothermie in de gebouwde omgeving (GO) – nieuw net
- Geothermie in de gebouwde omgeving (GO) – bestaand net

Deze toepassingsgebieden zijn gekozen om aan te sluiten bij de reeds gerealiseerde projecten in de glastuinbouwsector, maar ook om specifiek inzicht te bieden in de gebouwde omgeving. In de gebouwde omgeving wordt immers ruim driekwart van het totale marktpotentieel van geothermie voorzien.

Vergelijking met andere warmteprojecten en geothermie in het buitenland - De knelpunten zijn vergeleken met knelpunten in andere duurzame warmteprojecten. Enerzijds doen we dit

om te duiden of geïdentificeerde barrières specifiek zijn voor geothermie of deze in de gehele energiesector worden ervaren. Anderzijds om potentiële oplossingsrichtingen vanuit andere sectoren te identificeren. Daarnaast is gekeken naar lessen uit het buitenland. Loopt de ontwikkeling van geothermie daar beter? Zijn knelpunten daar succesvol weggenomen?

Toetsing bevindingen bij (markt)spelers - De knelpunten en suggesties zijn aangevuld met en getoetst bij een aantal belangrijke spelers in de geothermie sector en tijdens een werksessie met Geothermie Nederland.

Scope

Dit onderzoek richt zich op diepe geothermie. Ultradiepe en ondiepe geothermie vallen buiten de scope. Uitgangspunt voor de analyse is dat we kijken naar situaties waarin geothermie een realistische optie is. Situaties waarin geothermie aan de voorkant al onhaalbaar blijkt te zijn (bijv. om fysieke, technische of geografische redenen), vallen buiten beschouwing. Met andere woorden, we richten ons op hoe geothermie tot stand kan komen. Niet op vragen als 'is geothermie hier wel de oplossing' of 'is dit wel de beste plek voor geothermie?'. Dit is tevens de reden om specifiek te kijken naar geothermie in de gebouwde omgeving en de glastuinbouwsector.

Opbouw van de rapportage

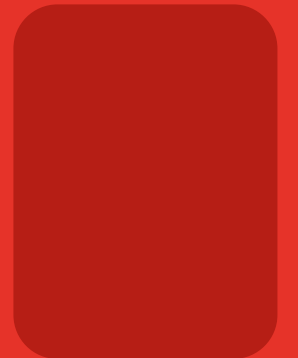
Hoofdstuk 2 start met een overzicht en samenvatting van de structurele barrières voor geothermie. De individuele knelpunten worden vervolgens nader uitgewerkt en toegelicht. Ook wordt hierbij de vergelijking gemaakt met zonne- en windenergieprojecten om de knelpunten in de context van een relatief goed lopende sector te plaatsen. Het hoofdstuk wordt afgesloten met een beschouwing van de knelpunten per type net. In hoofdstuk 3 wordt de vergelijking gemaakt met andere duurzame warmtebronnen en met geothermie in het buitenland. Hierbij worden zowel de verschillen met geothermie in Nederland geduid als eventuele geleerde lessen. Hoofdstuk 4 geeft tot slot een aantal integrale oplossingsrichtingen voor de knelpunten, mede op basis van de bevindingen in eerdere hoofdstukken. Bij deze rapportage hoort een 'infographic' die de knelpunten en oplossingsrichtingen overzichtelijk weergeven.

2. Structurele barrières voor geothermie

2.1 Samenvatting structurele
barrières

2.2 Nadere uitwerking barrières

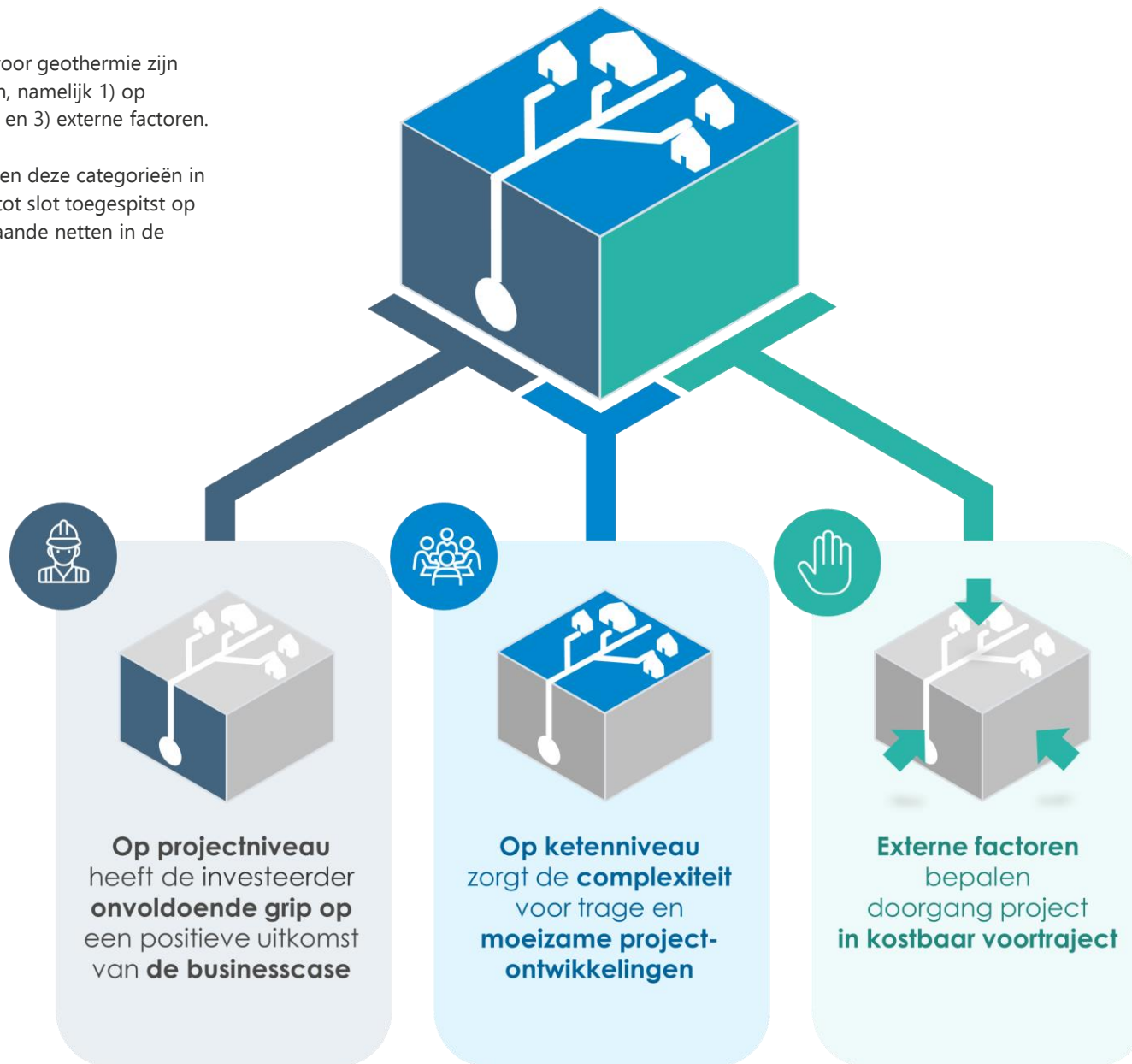
2.3 Barrières toegespitst op
glastuinbouw en gebouwde
omgeving



2.1 Samenvatting structurele barrières

De geïdentificeerde knelpunten voor geothermie zijn onderverdeeld in drie categorieën, namelijk 1) op projectniveau, 2) op ketenniveau, en 3) externe factoren.

In de hiernavolgende slides worden deze categorieën in steeds meer detail toegelicht en tot slot toegespitst op drie type netten (nieuwe en bestaande netten in de bestaande bouw, glastuinbouw).





Op projectniveau heeft de investeerder **onvoldoende grip op** een positieve uitkomst van **de businesscase**

De belangrijkste oorzaken zijn:

- **Onzekerheid bronpotentie.** De prestaties van – en dus de opbrengsten uit – een geothermiebron zijn erg onzeker en kunnen in de praktijk sterk tegenvallen.
- **Onzekerheid kosten aanleg bron.** De kosten voor het aanleggen van de bron zijn sterk afhankelijk van de geologische omstandigheden. Bovendien zijn weinig partijen bereid integrale verantwoordelijkheid te nemen om tijdig en binnen budget de bron te realiseren.
- **Onzekerheid kosten aanleg warmtenet.** Door onzekerheid in bronpotentie wordt het ontwerp van het warmtenet pas laat vastgelegd en bestaat er geruime tijd onzekerheid over de aanlegkosten.
- **Beperkte dekking subsidie,** subsidies sluiten onvoldoende aan op risico's en dynamiek van geothermie.
- **Mismatch vraag en aanbod drukken businesscase.** Volloopeffect duwt opbrengsten naar achteren. Continu aanbodprofiel versus sterk fluctuerend vraagprofiel over seizoenen.



Op ketenniveau zorgt **complexiteit** voor trage en **moeizame project-ontwikkelingen**

De belangrijkste oorzaken zijn:

- **Verantwoordelijkheid voor het realiseren van de keten wordt onvoldoende genomen.** De keten is zo georganiseerd dat de (ontwikkelaar van de) bron nu:
 1. vaak vertrekpunt en aanjager is van de ontwikkeling,
 2. daarmee als eerste de grootste investeringen doet en,
 3. afhankelijk is van anderen alvorens hij/zij opbrengsten kan 'inlocken' (zeker in de gebouwde omgeving).
- **De keten kent vollooprisico's.** De onzekerheid die daar uit voortkomt hangt lange tijd boven het hoofd van de keten en – in het bijzonder – de bronontwikkeling.



Externe factoren bepalen doorgang project in **kostbaar voortraject**

De belangrijkste oorzaken zijn:

- **Veiligheidseisen maken ruimtelijke inpassing uitdagend.** Een geschikte bronlocatie vinden in de gebouwde omgeving is uitdagend. De veiligheidsperceptie kan bovendien het draagvlak verminderen.
- **Vergunning onzeker en beperkt publieke daadkracht** Vaak mede ingegeven door (angst voor) gebrek aan politiek draagvlak kan dit belangrijke beslissingen uitstellen / dwarsbomen.
- **Veranderingen in en onzekerheden door wet- en regelgeving.** Dit introduceert onzekerheid en resulteert (soms) in een afwachtende houding van investeerders.
- **Onzeker duurzaamheidspad en perceptie duurzaamheid.** Rekenregels en afbouwpad onder Wet collectieve warmte (Wcw) introduceren onzekerheid over duurzaamheid(perceptie) geothermie.
- **Elektriciteitsnetcongestie maakt project onmogelijk.** Project kan geen aansluiting krijgen op elektriciteitsnet en kan daardoor niet tot stand komen.

Onvoldoende grip op een positieve uitkomst van de businesscase

Private investeerders/ontwikkelaars doen niet anders dan omgaan met onzekerheden. Dat is inherent aan het 'vak' van ontwikkelen van duurzame energieassets. Een van de belangrijkste uitgangspunten (en randvoorwaarden) voor het doen van investeringen (ook in termen van ontwikkelkosten) is dat men per saldo het gevoel moet houden 'in control' te zijn. Gestaaft door feiten moet een ontwikkelaar het gevoel hebben dat gestuurd kan worden op een positieve uitkomst van de businesscase. In het geval van geothermie is dit uitdagend, zoals hieronder en op de volgende pagina's nader wordt toegelicht. Dit zorgt in veel gevallen (voorlopig) voor te weinig perspectief om te investeren: risico en verwacht rendement staan niet in verhouding tot elkaar.

Onderstaande tabel toont de belangrijkste knelpunten in de businesscase van geothermieprojecten. Hierbij wordt tevens de vergelijking gemaakt met zonne- en windenergieprojecten. Deze vergelijking plaatst geothermieprojecten in een breder perspectief van alternatieve assetcategorieën. Categorieën waar private investeerders ook – en op dit moment meer – in investeren. De in de tabellen genoemde getallen zijn indicatieve bandbreedtes (vooral beeldvormend).

Betreft	Geothermie	Referentie (gemiddelden voor zonne- en windenergieprojecten)
Onzekerheid bronpotentie	<ul style="list-style-type: none"> De prestaties van een geothermiebron blijken in de praktijk regelmatig (veel) lager uit te vallen dan de vooraf verwachte P50-waarde. (Negatieve) afwijkingen van 30% tot 40% in opbrengstpotentieel komen voor. Soms is dit slechts tijdelijk van aard (als er oplossingen gevonden kunnen worden), soms structureel. De onzekerheid in bronpotentie neemt af in gebieden waar al geothermie aanwezig is. In het ergste geval is de bron überhaupt niet (economisch) levensvatbaar. Aangezien de prestaties van de bron 1-op-1 gecorreleerd zijn aan de financiële opbrengsten van het geothermieproject, resulteren onzekere prestaties direct in veel onzekerheid in de businesscase. De regeling 'Risico's dekken voor aardwarmte' (RNES) biedt slechts in enkele gevallen een uitkomst (i.v.m. dekking van enkel P90-verwachting) en kent bovendien hoge kosten aan de voorkant (in vorm van premies). Momenteel besluiten daarom zeer weinig projecten gebruik te maken van deze regeling. Er zijn voorbeelden van geothermie-installaties die - ondanks een goede opstart - na verloop van tijd significant minder produceren en navenant minder opbrengsten genereren (een afname van 30% is niet ondenkbaar). Het komt ook voor dat projecten onverwacht een jaar uit de running zijn, waarbij onvoorziene investeringen gedaan moeten worden om de installatie weer in gebruik te kunnen nemen. 	<ul style="list-style-type: none"> De afwijking ten opzichte van de vooraf verwachte productie is bij zonne- en windenergieprojecten (veel) kleiner dan bij geothermieprojecten. De onzekerheid is – anders dan bij geothermie - gerelateerd aan het aantal vollasturen en niet (of minder) aan het maximale vermogen van de installatie zelf. Wind (op land) kent een negatieve afwijking met bandbreedte van 10% tot 20%. Voor zonne-energie is dit gemiddeld tussen 5% en 10%. Een situatie waarbij er helemaal niet geproduceerd kan worden is – anders dan bij geothermie – hoogst onwaarschijnlijk. Voor (eenmaal gerealiseerde) zonne- en windenergieprojecten geldt dat de operationele opbrengst over het algemeen constant is over de levensduur van het project, uitgezonderd een beperkte degradatie (~0.4% per jaar) van PV-panelen.

Onvoldoende grip op een positieve uitkomst van de businesscase

Betreft	Geothermie	Referentie (gemiddelden voor zonne- en windenergieprojecten)
Onzekerheid kosten aanleg bron	<ul style="list-style-type: none"> Bouwen in de ondergrond gaat altijd gepaard met (veel) meer onzekerheden dan bovengronds bouwen. Ondanks alle mogelijke deskresearch en gebruik van data van nabijgelegen bronnen, blijft het vooraf onzeker welke kosten gemaakt moeten worden om een werkend geothermiedoublet op te leveren (onder andere door de inhomogeniteit van de ondergrond). Dit speelt sterker in gebieden waar reeds weinig kennis is van de ondergrond. De afwijking op de vooraf ingeschatte realisatiekosten op het ondergrondse deel van een geothermie-installatie is vaak groot gebleken. Afhankelijk van de kwaliteit en prudentie van de raming zijn in het verleden afwijkingen tot wel 100% voorgekomen. Omgeslagen naar het niveau van de totale raming (incl. bovengronds, civiel en warmtenet) is een afwijking van 10% tot 20% niet onrealistisch. Dit leidt tot het moeten aanhouden van grotere stelposten voor onvoorziene kosten. Daarbij komt ook dat de marktordering van partijen die een actieve rol spelen in het realiseren van bronnen niet dezelfde ontwikkeling heeft doorgemaakt als voor andere infrastructurele assets. Er zijn geen (of zeer beperkt) partijen die bereid zijn – en in staat zijn – als EPC-partij (Engineering, Procurement, Construction) integrale verantwoordelijkheid te nemen voor het tijdig en binnen budget realiseren van een werkende bron. 	<ul style="list-style-type: none"> Voor zonne- en windenergieprojecten zijn de kosten vooraf veel beter in te schatten. Los daarvan kan een ontwikkelaar/initiatiefnemer van dergelijke projecten de realisatie vaak integraal naar de markt brengen in een EPC-/turn-key contract ('fixed price, date certain'). Per saldo ligt de spreiding rondom de realisatiekosten hierdoor vaak binnen de marge van een paar procent.
Onzekerheid kosten aanleg warmtenet	<ul style="list-style-type: none"> In de basis zijn de kosten voor de aanleg van een warmtenet beter in te schatten dan die van de bron. Toch zien we in de praktijk ook materiële afwijkingen op de vooraf ingeschatte kosten van een warmtenet. Deze afwijking is vrijwel altijd in negatieve zin, waarbij een kostenoverschrijding tot wel 25% mogelijk is. Er is veel uitwerking en engineering nodig om tot nauwkeurige kostenramingen te komen. Deze inspanningen worden echter in de realisatie regelmatig pas geleverd nadat al een investeringsbesluit is genomen (bijv. in glastuinbouwprojecten). NB: dit gebeurt overigens om goede redenen: door de uitrol en uitwerking van het warmtenet in functie te stellen van de capaciteit die is aangetroffen na de 'well'-testen, kan het financieel risico van het integrale geothermieproject sterk worden gemitigeerd. Ook kunnen tegenvallende kosten in de aanleg van het warmtenet zelf nog (enigszins) worden gemitigeerd door keuzes in de lengte en dimensionering van het tracé. Hierdoor kan de initiële afwijking ten opzichte van de raming nog worden teruggebracht. Daar waar een warmtenet wordt aangelegd in de gebouwde omgeving spelen in de basis dezelfde onzekerheden. Dit is echter anders wanneer de warmte-infrastructure er al deels ligt en/of wordt aangelegd als onderdeel van een groter systeem met meerdere warmtebronnen. Op dat moment is het eenvoudiger om ervoor te kiezen in een vroeger stadium veel tijd en geld in de uitwerking van het warmtenet te stoppen. Daarmee kan eerder tot minder onzekere kostenramingen worden gekomen. 	<ul style="list-style-type: none"> Bij zonne- en windenergieprojecten gaat de realisatie van de netaansluiting gepaard met enigszins vergelijkbare uitdagingen. Echter, de kosten voor het realiseren van de infrastructuur (waarmee de geproduceerde energie kan worden geleverd) spelen over het algemeen een veel minder grote rol in de totale businesscase: de kosten voor de netaansluiting als onderdeel van de totale businesscase zijn veel kleiner dan voor een warmtenet bij een gemiddeld geothermieproject. Daarnaast betreft de netaansluiting bij zonne- en windenergieprojecten vrijwel altijd een verbinding tussen twee punten (productieasset naar substation). Een warmtenet levert de warmte vaak direct af bij de (eind)gebruiker(s) en kent daarmee meer randvoorwaarden/restricties in de uitwerking van het tracé. Dit compliceert en biedt minder vrijheden in het beheersen van de aanlegkosten.

Onvoldoende grip op een positieve uitkomst van de businesscase

Betreft	Geothermie	Referentie (gemiddelden voor zonne- en windenergieprojecten)
<p>Beperkte dekking subsidie</p>	<ul style="list-style-type: none"> Zonder de huidige subsidies waren de gerealiseerde geothermieprojecten er nooit gekomen. Daarmee hebben deze instrumenten zonder twijfel een cruciale bijdrage geleverd. Toch zien we in projecten ook dat de werking van de instrumenten lang niet altijd goed aansluit op de risico's en dynamiek in geothermieprojecten. Het precies duiden van deze 'mismatch' vergt meer aandacht dan de uiteenzetting in dit document. Indicatief kan wel het volgende gezegd worden: <ul style="list-style-type: none"> Het moment waarop de omvang van de SDE++-subsidie wordt vastgelegd ligt ver voor het moment waarop een aantal cruciale parameters in de businesscase zich materialiseren. Zoals hiervoor aangegeven kent geothermie een aantal specifieke onzekerheden die zich pas laat uitkristalliseren en materiële impact op de businesscase hebben (denk aan geologisch potentieel/opbrengsten en realisatiekosten van de bron en het warmtenet). De SDE++-subsidie is een exploitatiesubsidie, die pas uitkeert op het moment dat de exploitatiefase is aangevangen. Daarnaast ziet de SDE++-subsidie op eenheden geleverde warmte en is daarmee (indirect) een functie van de bronpotentie. Daarmee zijn tegenvallende prestaties van de geothermiebron niet alleen op zichzelf nadelig, maar werken ze ook door in een (veel) lagere subsidie. Dit resulteert dus in een subsidie die niet (genoeg) aansluit bij één van de belangrijkste risico's van geothermie: de onzekerheid rondom de prestaties van de bron. Daarnaast houdt de SDE++ subsidie geen rekening met een ingroeiprofiel van de afname van warmte. Dit resulteert in een subsidiesystematiek die niet aansluit bij een afzet die 1) een lange aanlooptijd kent tot contractering en 2) meestal een ingroeiprofiel over tijd kent. In de huidige SDE++-subsidie wordt de correctieprijs bepaald middels een koppeling met de gasprijs. Dat is/was logisch zolang een gasgestookte warmtevoorziening het alternatief is en afnemers de prijs van alternatieve fossiele warmte als referentie hanteren. Vooruitkijkend wordt dit fossiele alternatief steeds minder relevant en is een koppeling met de gasprijs niet meer vanzelfsprekend en passend. In de afgelopen periode met hoge gasprijzen kon daardoor de interesse voor geothermiewarmte lang niet altijd worden omgezet in langjarige afspraken m.b.t. afname. Dit effect wordt versterkt doordat het alternatief voor (potentiële) afnemers in de glastuinbouwsector nog steeds (te) aantrekkelijk is. Een WKK-installatie kent een goede businesscase en er is nog steeds een relatief beperkte belasting op het uitstoten van CO₂. De eerdergenoemd RNES dekt enkel onderprestatie die wordt vastgesteld tijdens de 'well'-testen direct na de realisatie. Goed dekkende exploitatieverzekeringen zijn nog niet voorhanden. 	<ul style="list-style-type: none"> De huidige subsidie voor zonne- en windenergieprojecten bestaat primair uit de SDE++-subsidieregeling. In vergelijking met de hiernaast genoemde punten - waar de SDE++-subsidie niet (genoeg) aansluit bij de businesscase van een geothermieproject - geldt voor zonne- en windenergieprojecten het volgende: <ul style="list-style-type: none"> De hoogte van de SDE++-subsidie wordt – net als bij geothermie – relatief vroeg in de tijd vastgesteld. Bij dit type projecten gold de afgelopen jaren echter dat de realisatie- en operationele kosten relatief constant of dalende waren. Hierdoor was eerder sprake van oversubsidiëring dan ondersubsidiëring. De SDE++-subsidie sluit goed aan bij de operationele businesscase van zonne- en windenergieprojecten. Het belangrijkste operationele risico voor deze hernieuwbare energieprojecten komt voort uit de elektriciteitsprijs. Juist dit risico wordt gemitigeerd met de SDE++-subsidie, omdat deze 1-op-1 meebeweegt met de elektriciteitsprijs. Gegeven het bovenstaande ontstaat per saldo op het moment van de definitieve investeringsbeslissing een goed voorspelbare businesscase, die aantrekkelijk is voor investeerders en financiers. De potentiële impact van resterende risico's staat daarnaast in verhouding met het verwachte projectrendement. Een belangrijke voorwaarde voor investeerders. Zoals eerder toegelicht is het risico op structurele onderprestatie bij zonne- en windenergieprojecten minder aanwezig. Bovendien is dit risico beter afgedekt door o.a. garanties vanuit paneel- of turbineleveranciers.

Onvoldoende grip op een positieve uitkomst van de businesscase

Betreft	Geothermie	Referentie (gemiddelden voor zonne- en windenergieprojecten)
<p>Mismatch vraag en aanbod drukken businesscase</p>	<ul style="list-style-type: none"> De warmtetransitie vereist het bouwen van, of 'aantakken' op warmtenetwerken die een beperkte geografische reikwijdte hebben. Deze netwerken zorgen feitelijk voor een directe koppeling tussen de opwek en het gebruik van warmte. Door de lokale aard van warmteproductie en -levering is er vaak geen alternatieve aanwendbaarheid voor geproduceerde warmte. Per saldo zet dit druk op de businesscase van geothermie, doordat de 'waarde' van de geproduceerde warmte sterk afhankelijk is van een enkele afzetmogelijkheid. Ook zorgt dit ervoor dat de snelheid waarmee de opgewekte warmte ten gelde gemaakt kan worden beperkter is. (Eind)gebruikers moeten overstappen van hun huidige warmtevoorziening naar een nieuwe duurzame warmtevoorziening in de vorm van geothermie. In glastuinbouwprojecten gaat dat relatief eenvoudig doordat bedrijven er vrijwel altijd voor kiezen de mix van bronnen uit te breiden in plaats van volledig over te stappen naar geothermie. In de gebouwde omgeving is dit lastiger: oude (individuele) warmte-infrastructuur moet worden vervangen, maar deze infrastructuur is vaak nog niet volledig afgeschreven. Als de eigenaren van de nog niet afgeschreven bestaande warmte-infrastructuur nog niet willen overstappen, kan een deel van de geïdentificeerde warmtevraag pas op termijn worden bediend door geothermie. Kortom, er is sprake van een gefaseerde ingroei/volloop waarmee in de eerste jaren van een project soms nog geen 50% van het opbrengstpotentieel kan worden gerealiseerd. Dit terwijl de investeringen in de bron/installatie op voorhand volledig moeten worden gedaan. Dit staat nog los van de onzekerheid rondom het realiseren van het verwachte ingroei-pad door vertragingen in bouwprogramma's. Het 'badkuiprofiel' van de warmtevraag (groot verschil in de winter en de zomer) verhoudt zich, vooral in de gebouwde omgeving, lastig tot geothermie als basislastbron. Aanvullende bronnen en opslag zullen nodig zijn om te voorkomen dat de geothermie weinig vollasturen draait. Dit drukt op de businesscase van de (aanvullende) bronnen die niet volledig benut worden. De temperatuur die de geothermiebron produceert komt niet altijd overeen met de benodigde aanvoertemperatuur van het (bestaande) stadsverwarmingsnet. Een warmtepomp kan zorgen voor de juiste temperatuur, maar vergt extra investeringen en kosten voor elektriciteit. Dit heeft ook impact op de duurzaamheid van het project (incl. warmtepomp) als de gebruikte elektriciteit voor de warmtepomp niet volledig groen is. 	<ul style="list-style-type: none"> Zodra de netaansluiting is voltooid kan feitelijk de knop worden omgezet en geproduceerde zonne- en windenergie voor 100% betaald worden afgezet. Met de toegenomen netcongestie in Nederland is dit niet meer zo vanzelfsprekend als voorheen. Dit risico blijft echter relatief overzichtelijk en vanuit een businesscase-perspectief goed te beheersen. In de praktijk worden bovendien grote investeringen in zonne- en windenergieprojecten uitgesteld totdat er zekerheid is over de netaansluiting.

Complexiteit van de keten zorgt voor trage en moeizame projectontwikkelingen

Met name in de gebouwde omgeving wordt door marktpartijen gewezen op de complexe en gefragmenteerde keten tussen de uiteindelijke warmtevraag (achter de voordeur bij consumenten) en het (nog te realiseren) warmteaanbod (het geothermieproject). Concreet betekent dit dat een groot aantal stakeholders op de juiste manier moet (komen tot) samenwerken om succesvolle projectontwikkeling mogelijk te maken. Mede door de hiervoor beschreven uitdagingen in de businesscase leidt dit in de praktijk tot het doorgeven van risico's die partijen individueel niet kunnen/willen dragen. Dit staat de totstandkoming van een goede samenwerking in de weg.

Betreft	Geothermie	Referentie (gemiddelden voor zonne- en windenergieprojecten)
<p>Verantwoordelijkheid voor het realiseren van de keten wordt onvoldoende genomen</p>	<ul style="list-style-type: none"> In de huidige marktsituatie loopt de vraagontwikkeling (in de vorm van warmtenetten) achter. De verantwoordelijkheid voor het ontwikkelen van de complexe keten wordt in veel gevallen onvoldoende genomen. Daardoor is in de huidige marktordening de warmtebron vaak de aanjager van warmteontwikkeling: de eerste investeringen worden door de broneigenaar gedaan. Tegelijkertijd geldt - met name in de gebouwde omgeving - dat de broneigenaar voor het 'inlocken' van zijn inkomsten afhankelijk is van het warmtebedrijf dat de netinfrastructuur realiseert en eindklanten contracteert. De broneigenaar kan daardoor niet sturen op de tijdlijn van zijn inkomsten, terwijl de inkomsten vanuit SDE++ gekoppeld zijn aan een vastgelegd tijdpad. Hoewel de realisatietermijn (waarbinnen productie moet starten) recent verlengd is tot 6 jaar, staat het tijdspad nog steeds onder druk. Het is mogelijk op deze realisatietermijn aan te vragen (tot in totaal 6 jaar), maar dit heeft financiële gevolgen (het zogeheten 'bankingjaar' komt te vervallen omdat dit uitstel niet tot verlenging leidt van de subsidietermijn). Gegeven het voorgaande vormt er zich een keten van afhankelijkheden: de broneigenaar moet zijn inkomsten contracteren met een warmtebedrijf, het warmtebedrijf moet zijn inkomsten contracteren met eindafnemers. Met name het contracteren van eindklanten bevindt zich buiten scope van de warmtebron. Door de lokale aard van warmteproductie en -levering is er vaak geen alternatieve aanwendbaarheid voor de warmtebron. Er is vaak maar één warmtebedrijf om warmte aan te leveren, wat bovenstaande barrière versterkt. 	<ul style="list-style-type: none"> De keten bij zonne- en windenergieprojecten is minder complex, met name doordat elektriciteitsproductie niet op één plek en door één afnemer moet worden afgenomen. Er bestaan meerdere alternatieven in mogelijke afname van de elektriciteit, wat middels Purchasing Power Agreements (PPA's) op voorhand wordt vastgelegd tussen de producerende en afnemende partijen. De benodigde infrastructuur voor het transport van de opgewekte elektriciteit is (in basis) reeds aanwezig in het bestaande hoogspanningsnet, waarin de overheid een belangrijke rol heeft gespeeld. Naast de aanleg van de netaansluiting hoeft het transportnetwerk niet te worden aangelegd voor een nieuw te realiseren zonne- of windenergieproject.
<p>De keten kent volloopriscico's</p>	<ul style="list-style-type: none"> Vaak kan een deel van de geïdentificeerde warmtevraag pas op termijn worden bediend (zie 'Mismatch vraag en aanbod drukken businesscase'). Zeker in de gebouwde omgeving komt daarbovenop het risico dat de ingroei van de afzet verder vertraagt; het zogeheten volloopriscico. De vraag kan om uiteenlopende redenen lager uitvallen dan verwacht: een bouwstop bij nieuwbouwontwikkelingen, corporaties die hun huurders niet mee krijgen of particulieren die het (nu nog) vrijblijvende aanbod om aan te sluiten afwijzen. Vanuit de bron kan hier niet op worden gestuurd, maar dienen wel investeringen gedaan te worden op basis van een verwacht ingroeipad van toekomstige afname. Dit zorgt niet zelden voor teveel onzekerheid in de businesscase van de bron, waardoor investeringsbeslissingen achterblijven. 	<ul style="list-style-type: none"> Zoals eerder beschreven kennen zonne- en windenergieprojecten in principe geen volloopriscico's in de afzet. Vanzelfsprekend kan vertraging van de bouw leiden tot een latere productiestart, maar dit risico kan door de ontwikkelaar in het contracteren van EPC-partijen zelf grotendeels gemitigeerd worden. De timing van de realisatie van de netaansluiting kan bij zonne- en windenergieprojecten een aandachtspunt zijn. De marktordening met (regionale) netbeheerders leidt echter niet tot ketenafhankelijkheden.

Doorgang project is afhankelijk van externe factoren in kostbaar voortraject

Naast uitdagingen in de businesscase en de warmteketen, zijn er nog diverse externe factoren die (afhankelijk van de situatie) tot een no-go in de projectontwikkeling kunnen leiden. Niet alle hierna beschreven onderwerpen zijn bij elk project van toepassing, maar dit zijn wel belangrijke aandachtspunten – en soms ‘breekpunten’ – in het merendeel van de nieuw te ontwikkelen geothermieprojecten.

Betreft	Geothermie	Referentie (gemiddelden voor zonne- en windenergieprojecten)
<p>Veiligheidseisen maken ruimtelijke inpassing uitdagend</p>	<ul style="list-style-type: none"> Bij boringen naar geothermie komt door/vanuit de in Nederland aanwezige ondergrond formatiegas vrij. Dit kan leiden tot explosiegevaar (kleine kans, maar groot gevolg). Dit gevaar resulteert in een veiligheidseis waarbij de locatie van de bron voldoende afstand moet hebben tot omliggende bebouwing/infrastructuur (indicatief ca. 100 meter). Technisch gezien is dit geen (onoverkomelijk) knelpunt, maar dit maakt een geschikte locatie in de gebouwde omgeving vinden uitdagend. Wanneer de bronlocatie zich ver van het distributienet bevindt (bijvoorbeeld buiten bebouwd gebied), verslechtert het additioneel benodigde leidingwerk de businesscase. De gepercipieerde veiligheid van geothermieprojecten wordt grotendeels beïnvloed door de al dan niet aanwezige kans op ondergrondse bevingen. Daarmee vormt veiligheid een belangrijk aandachtspunt in de publieke opinie over – en het draagvlak voor – nieuwe geothermieprojecten. 	<ul style="list-style-type: none"> Voor zonne- en windenergieprojecten geldt niet de noodzaak vanuit de businesscase dat de locatie van opwek zich dichtbij de locatie van afname bevindt. Dit leidt ertoe dat veiligheidseisen eenvoudiger in acht kunnen worden genomen, door een locatie met afstand tot bebouwing te kiezen.
<p>Vergunning onzeker en beperkt publieke daadkracht</p>	<ul style="list-style-type: none"> Met name in de gebouwde omgeving lopen geothermieprojecten soms aan tegen een gebrek aan publieke en/of politieke daadkracht (en/of kennis) bij het bevoegd gezag. Dit is onder meer ingegeven door een (angst voor) gebrek aan (politiek) draagvlak, bijvoorbeeld als gevolg van een vocale minderheid van lokale bewoners. Dit kan belangrijke beslissingen – zoals het vaststellen van de bronlocatie – uitstellen/dwarsbomen. 	<ul style="list-style-type: none"> Ook voor zonne- en windenergieprojecten geldt dat een vocale lokale bewonersgroep tot verminderde daadkracht kan leiden. Daarbij speelt bovendien dat de impact bovengronds groter is en dat de eisen voor ruimtelijke inpassing recent verder zijn aangescherpt. Desalniettemin lukt het bij zonne- en windenergieprojecten beter om geschikte locaties te vinden, onder meer doordat het eenvoudiger is om een locatie te vinden die verder is verwijderd van de bebouwde omgeving. Bij zonne- en windenergieprojecten is de afgelopen jaren door lokale overheden meer ingezet op lokaal (mede-)eigendom. In de praktijk is dit niet altijd succesvol gebleken, maar het kán een effectieve manier zijn voor breder lokaal draagvlak. Het risicoprofiel van een zonne- of windenergieproject verschilt echter dermate van het risicoprofiel van een geothermieproject, dat het zeer de vraag is in hoeverre lokaal eigendom realistisch is voor geothermie.

Doorgang project is afhankelijk van externe factoren in kostbaar voortraject

Betreft	Geothermie	Referentie (gemiddelden voor zonne- en windenergieprojecten)
<p>Veranderingen in & onzekerheid door wet- en regelgeving</p>	<ul style="list-style-type: none"> De Mijnbouwwet levert uitdagingen in zowel de tijdslijn als de opzet voor ontwikkelaars. De blijvende onzekerheid de hiermee gepaard gaat leidt tot lastig voorspelbare en beheersbare externe factoren. In het bijzonder: <ul style="list-style-type: none"> In de nieuwe opzet duurt de fase waarin de startvergunning wordt verkregen maximaal 3 jaar. Deze zogeheten 'fase 2' omvat de start van de booractiviteiten tot en met het 2 jaar operationeel zijn. In deze fase moet veel data worden verzameld om een vervolvergunning te verkrijgen. Deze informatieverzameling is uitdagend in de tijd, is kostbaar en de definitieve doorgang van het project is op dat moment nog steeds onzeker. De definitieve 'go' is immers pas in 'fase 3'. Na 2 jaar operationeel te zijn wordt in fase 3 de vergunning voor het project pas definitief (de 'vervolvergunning'). Tot dit moment kan het project in theorie nog worden stilgelegd/geblokkeerd. Dit betekent lange onzekerheid, terwijl in eerdere fases (met name in de hiervoor genoemde 'fase 2') veel kosten worden gemaakt. Daarnaast is het niet onrealistisch dat externe financiers (banken) pas in het project willen stappen als de vervolvergunning zeker is. Hierdoor is er lange tijd onzekerheid en veel ontwikkelkapitaal nodig voor nieuwe geothermieprojecten. De Omgevingswet regelt wat er in de fysieke omgeving gebeurt tot 500 meter diepte (daarna geldt de Mijnbouwwet). Het is nog onzeker wat de impact van de Omgevingswet (ingevoerd per 1/1/2024) op geothermieprojecten zal zijn. De Wcw heeft weinig direct raakvlak met bronontwikkelingen (buiten duurzaamheidseisen, zie hierna). Dit kan positief uitpakken (bijvoorbeeld door meer kavels aanwijzen, waardoor er meer afzet kan ontstaan), maar het ontbreken van helderheid kan ook op korte termijn negatief uitpakken (uitstappen partijen, vertraging op contractering en investeringen). 	<ul style="list-style-type: none"> Voor zonne- en windenergieprojecten spelen veranderingen in en onzekerheid door wet- en regelgeving minder. Een belangrijk verschil t.o.v. geothermie zit in de volgordelijkheid van projectontwikkeling in relatie tot de vergunning. Anders dan bij geothermie is de vergunningsverlening (grotendeels) afgerond alvorens grotere investeringen in verdere projectontwikkeling gedaan worden (en nodig zijn). Dit betekent dat - hoewel het onherroepelijk worden van een vergunning voor zonne- of windenergieprojecten veel tijd kan kosten - er gedurende deze periode relatief weinig ontwikkelkosten gemaakt worden. Daarmee wordt dit een behapbaar risico voor private investeerders en vormt het – mits men een voldoende lange horizon aanhoudt – geen reden om niet te investeren.

Doorgang project is afhankelijk van externe factoren in kostbaar voortraject

Betreft	Geothermie	Referentie (gemiddelden voor zonne- en windenergieprojecten)
<p>Onzeker duurzaamheidspad en perceptie duurzaamheid</p>	<ul style="list-style-type: none"> De aanwezigheid van formatiegas en een hoog elektriciteitsgebruik van de benodigde pompen kan de (rekenkundige) duurzaamheid van een geothermieproject onder druk zetten. Op basis van de huidige rekenregels kan dit ertoe leiden dat geothermie op het vlak van duurzaamheid dus slechter scoort dan andere bronnen. Dit wordt voornamelijk bepaald door het wel of niet aanwezig zijn van alternatieve bronmogelijkheden. De Wcw stelt namelijk een duurzaamheidsnorm vast en weegt daarin lokale omstandigheden (investeringsmomenten en lokale situatie) mee. Technisch gezien is het mogelijk om formatiegas te herinjecteren, waardoor het niet in de atmosfeer terecht komt en niet tot CO₂-uitstoot leidt. Het herinjecteren van formatiegas is echter kostbaar en heeft daarmee een negatieve impact op de businesscase van het geothermieproject. Bovenstaande factoren beïnvloeden de gepercipieerde duurzaamheid van geothermie negatief, ondanks dat op een heel aantal locaties geothermie door experts wel degelijk als de meest duurzame warmtebron wordt gezien. 	<ul style="list-style-type: none"> Duurzaamheid speelt wat directe CO₂-emissies betreft bij zonne- en windenergieprojecten geen rol. Aandachtspunten kunnen wel de emissies in de totale waardeketen zijn, (scope-3 emissies) en daarmee de energetische terugverdientijd. Ook zijn er zorgen omtrent het gebruik van (zeldzaam) materiaal en de impact op de biodiversiteit en ecosystemen. Over het algemeen geldt echter dat zonne- en windenergieprojecten als duurzaam worden gezien. Daarom is dit geen onderwerp dat leidt tot uitstel en/of afstel van projecten.
<p>Elektriciteitsnetcongestie maakt project onmogelijk</p>	<ul style="list-style-type: none"> Op locaties waar door congestie op het elektriciteitsnet geen netaansluiting te verkrijgen is voor de elektrische installaties (ESP, distributiepompen, etc.), kunnen voorlopig geen projecten gerealiseerd worden. Dit wordt op steeds meer locaties een probleem. Tegelijkertijd kan juist geothermie een bijdrage leveren aan het voorkomen van verdere netcongestie, doordat het een alternatief vormt individuele warmtepompen voor het verduurzamen van de warmtevraag (in de gebouwde omgeving). Op dit moment wordt deze – per saldo negatieve – impact op netcongestie nog niet meegenomen in het toewijzen van transportcapaciteit op basis van het <i>first come first served</i> principe. Dit verandert per 1 oktober 2024 door het codebesluit 'prioriteringsruimte bij transportverzoeken' van de ACM, waarmee een maatschappelijk prioriteringskader wordt opgesteld bij de toekenning van transportcapaciteit. 	<ul style="list-style-type: none"> Ook voor zonne- en windenergieprojecten speelt netcongestie een rol. Echter verschilt de situatie t.o.v. geothermie omdat het hierbij voornamelijk om invoeding gaat in plaats van afname bij geothermie. Zoals eerder beschreven, wordt de locatiekeuze voor zonne- en windenergieprojecten niet primair gedreven door de locatie van de afname. Hierdoor kan bij het bepalen van de locatie beter rekening gehouden worden met o.a. netcongestieproblematiek en ruimtelijke inpassing.

Barrières in glastuinbouw en gebouwde omgeving

De geïdentificeerde knelpunten zijn niet bij alle type netten even groot. In de glastuinbouw spelen een aantal knelpunten in mindere mate, terwijl voor nieuwe netten in de bestaande omgeving de meeste knelpunten van toepassing zijn. In de figuur hieronder is dit schematisch weergegeven.

Minder barrières in glastuinbouw

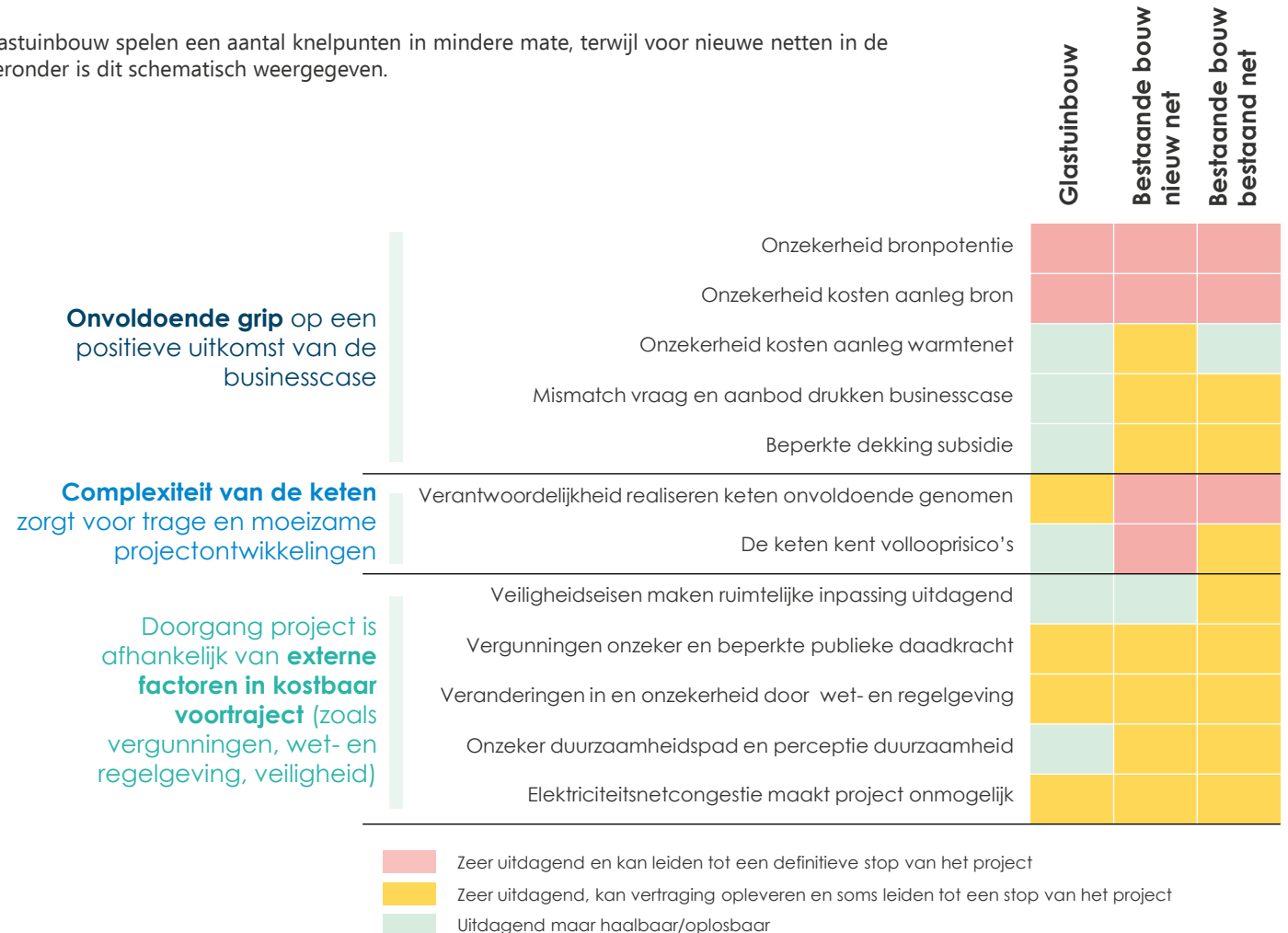
In de ontwikkeling van geothermie in de glastuinbouw spelen een aantal knelpunten niet, of zijn deze in mindere mate van toepassing in vergelijking met de gebouwde omgeving. De vraag per klant is bij de tuinders groter en de relatie tot de eindklant is directer. Daarnaast hebben de tuinders zelf back-up- en piekcapaciteit. Daardoor is de mismatch tussen vraag en aanbod én het risico op de volloop kleiner. Over het algemeen is er meer ruimte in gebieden met tuinders dan in de gebouwde omgeving. Hierdoor zijn de kosten van het aanleggen van het warmtenet minder onzeker en speelt veiligheid een minder grote rol. Tot slot gelden voor de glastuinbouw minder strenge eisen voor duurzaamheid dan voor stadswarmte. De risico's en onzekerheden rondom de potentie en kosten van de bron blijven evengoed bestaan.

Nieuwe netten in bestaande bouw uitdagender dan uitbreiding netten in bestaande bouw

Het organiseren van de afzet is in nieuwe netten (nog) lastiger dan bij (uitbreiding van) bestaande netten. De afzet moet groot genoeg zijn om het project als geheel van de grond te krijgen. Dit speelt ook bij de bestaande netten, maar daar is het 'fallback'-scenario beter. Bij bestaande netten kan namelijk veelal gebruik gemaakt worden van reeds aanwezige infrastructuur (zoals piek- en/of back-up-capaciteit) en is er sprake van een bestaande vraag. Aan de andere kant is er wel meer concurrentie met de bestaande productiecapaciteit. Wanneer één partij de keten in de hand heeft, is deze uitdaging minder groot.

Verskil datarijke en data-arme gebieden

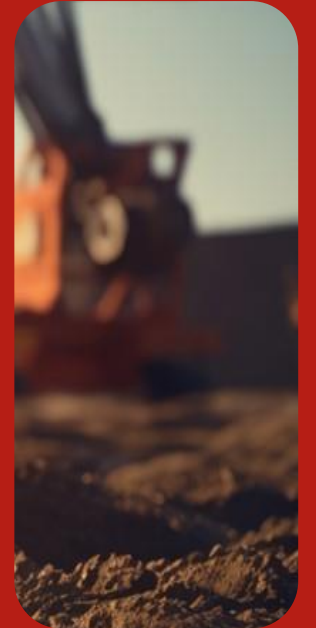
De onzekerheid van de bronpotentie is een van de belangrijkste barrières. Dit speelt voor elk type net. Echter, in gebieden waar veel kennis/data over de ondergrond beschikbaar is, is de onzekerheid over de bronpotentie aanzienlijk kleiner. Deze barrière is daarmee dus deels locatiespecifiek.



3. Lessons learned vanuit alternatieven en het buitenland

3.1 Lessons learned alternatieve
warmtebronnen

3.2 Lessons learned geothermie
buitenland

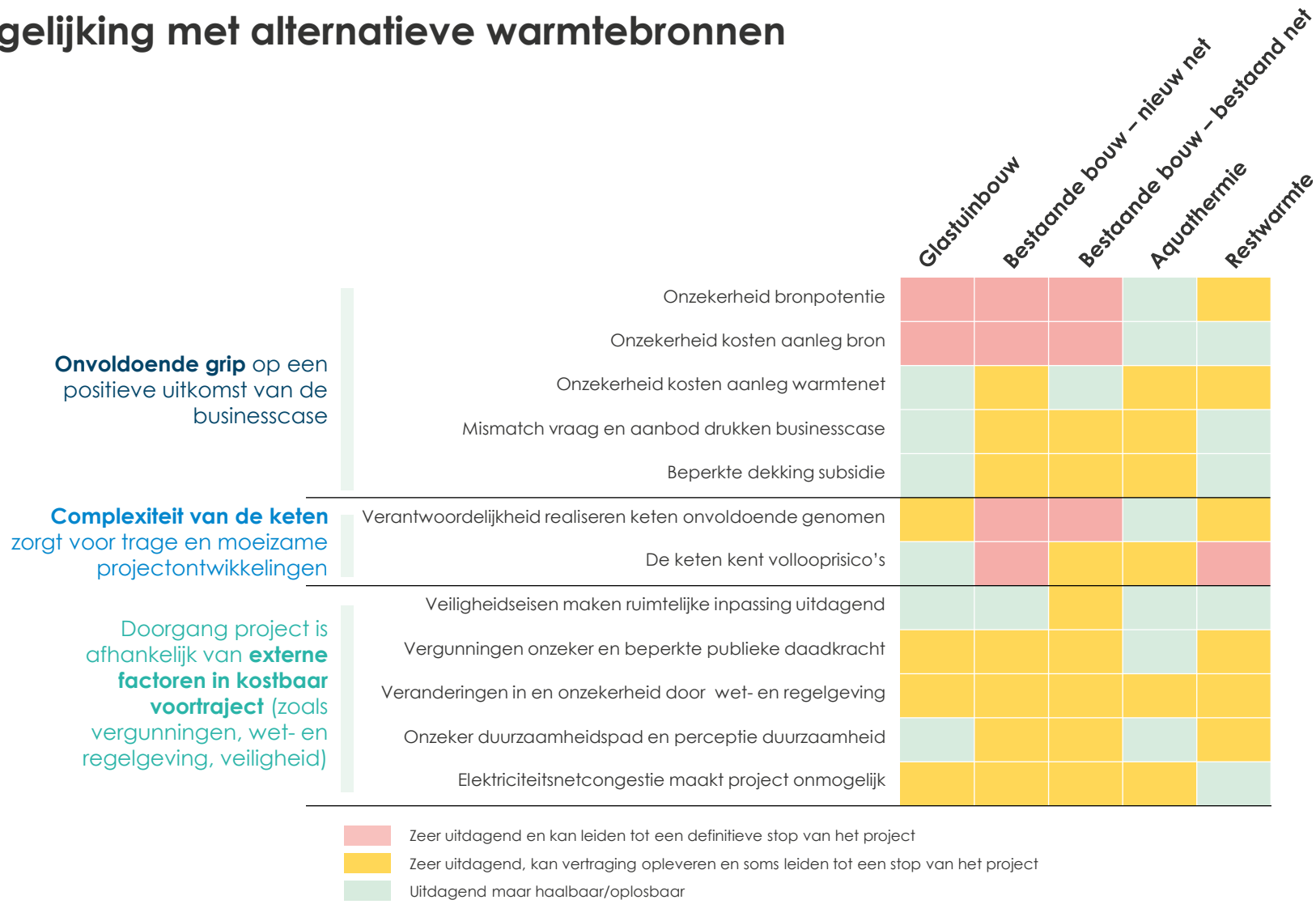


Knelpunten geothermie in vergelijking met alternatieve warmtebronnen

In de vergelijking tussen geothermie en alternatieve duurzame warmtebronnen staat voorop dat in de praktijk lang niet altijd een 'keuze' tussen warmtebronnen bestaat. Ook zal – om in 2050 een aardgasvrije warmtevoorziening te hebben – een breed scala aan warmtebronnen nodig zijn. Desondanks vergelijken we de grootste knelpunten van geothermie met twee alternatieven: restwarmte en warmte uit aquathermie. Dit geeft duiding aan of de geïdentificeerde barrières specifiek zijn voor geothermie of breder in de warmtesector worden ervaren. Daarnaast is het potentieel relevant voor mogelijke oplossingsrichtingen die vanuit deze andere sectoren eventueel ook van toepassing kunnen zijn op geothermie. Hierbij wordt echter opgemerkt dat uit de voorliggende studie is gebleken dat (toepasbare) oplossingsrichtingen en lessen (zeer) beperkt aanwezig zijn.

Het overzicht hiernaast laat zien dat geothermie relatief veel barrières kent t.o.v. andere duurzame warmtebronnen. Van deze uitdagingen is een aantal uniek voor de techniek. Dit is met name van toepassing op de onzekerheid van bronpotentie, beperkte aansluiting met SDE++ en gepercipieerde complexiteit met formatiegas. Andere knelpunten – zoals volloop- en volume-uitdagingen – zijn universeler.

Op de volgende pagina worden specifieke barrières voor deze alternatieve warmtebronnen uitgewerkt.



3.1 Lessons learned alternatieve warmtebronnen

Knelpunten alternatieve warmtebronnen en oplossingsrichting voor geothermie

Hoewel restwarmte en aquathermie relatief minder barrières kennen dan geothermie, hebben ook deze technieken inherente knelpunten.

Betreft	Aquathermie
Hoog elektriciteitsverbruik, zeker bij hoge temperatuur	<ul style="list-style-type: none"> • Operationele kosten zijn sterk gedreven door elektriciteitsverbruik (COP warmtepomp). Bij een hoge stooklijn ($> \sim 70^{\circ}\text{C}$) kan dit een bottleneck voor de businesscase vormen. Voor geothermie geldt dat de bron hogere temperaturen levert dan aquathermie, waardoor de COP van het systeem hoger en dus beter is.
Afneemers moeten zich dichtbij bevinden én een lage temperatuurvraag hebben	<ul style="list-style-type: none"> • De relatief beperkte schaal van aquathermieprojecten maakt dat afneemers zich dicht ($< \sim 1\text{km}$) bij de bron moeten bevinden. De investeringen in leidingwerk per aansluiting worden anders te groot. • Idealiter is sprake van een lage temperatuur warmtevraag (zie punt 1). Dit is echter uitdagend voor groot gedeelte van de woningvoorraad in bestaande bouw. • Geothermie kent een grotere schaal waardoor transportinfrastructuur eerder rendabel is. Bovendien is door een hogere brontemperatuur geothermie ook beter geschikt voor slechter geïsoleerd vastgoed.
Hoge subsidie-intensiteit, dus laat aan de beurt binnen SDE++	<ul style="list-style-type: none"> • Aquathermie kent binnen de SDE++ een hoge "subsidie-intensiteit". Dit betekent dat het een lage rangschikking heeft en daarmee - in vergelijking met andere technieken - laat in aanmerking komt voor subsidie. • Ter illustratie: de gemiddelde subsidie-intensiteit aquathermie bedraagt $\sim \text{€}436 / \text{tCO}_2$. Voor geothermie is dit $\sim \text{€}122 / \text{tCO}_2$.¹

1. SDE++ eindadvies basisbedragen 2024, gemiddelde van categorieën.

Betreft	Restwarmte
Traag vollooppad (volume-uitdaging, 'groot of niet')	<ul style="list-style-type: none"> • Er is een grote schaal nodig om warmtetransportnetten over grote afstand rendabel te maken. Daarmee ontstaat een lang vollooppad en is de barrière om überhaupt een restwarmteproject te initiëren groot. De uitdaging is om vroeg in het project genoeg volume te committeren. • Geothermie wordt dicht bij de bron ontwikkeld en heeft daarmee minder schaalgrootte van/voor de transportleiding nodig.
Perceptie monopolistisch karakter en behoud van fossiele industrie	<ul style="list-style-type: none"> • De publieke perceptie van restwarmte kan projectontwikkeling vertragen. Restwarmtebronnen zijn vaak grote industriële partijen (afvalverbranding, fossiele energiecentrales) waarbij het beeld kan bestaan dat deze 'in stand worden gehouden' omwille van restwarmtelevering. • De perceptie van geothermie is minder/niet gekoppeld aan de (fossiele) industrie.

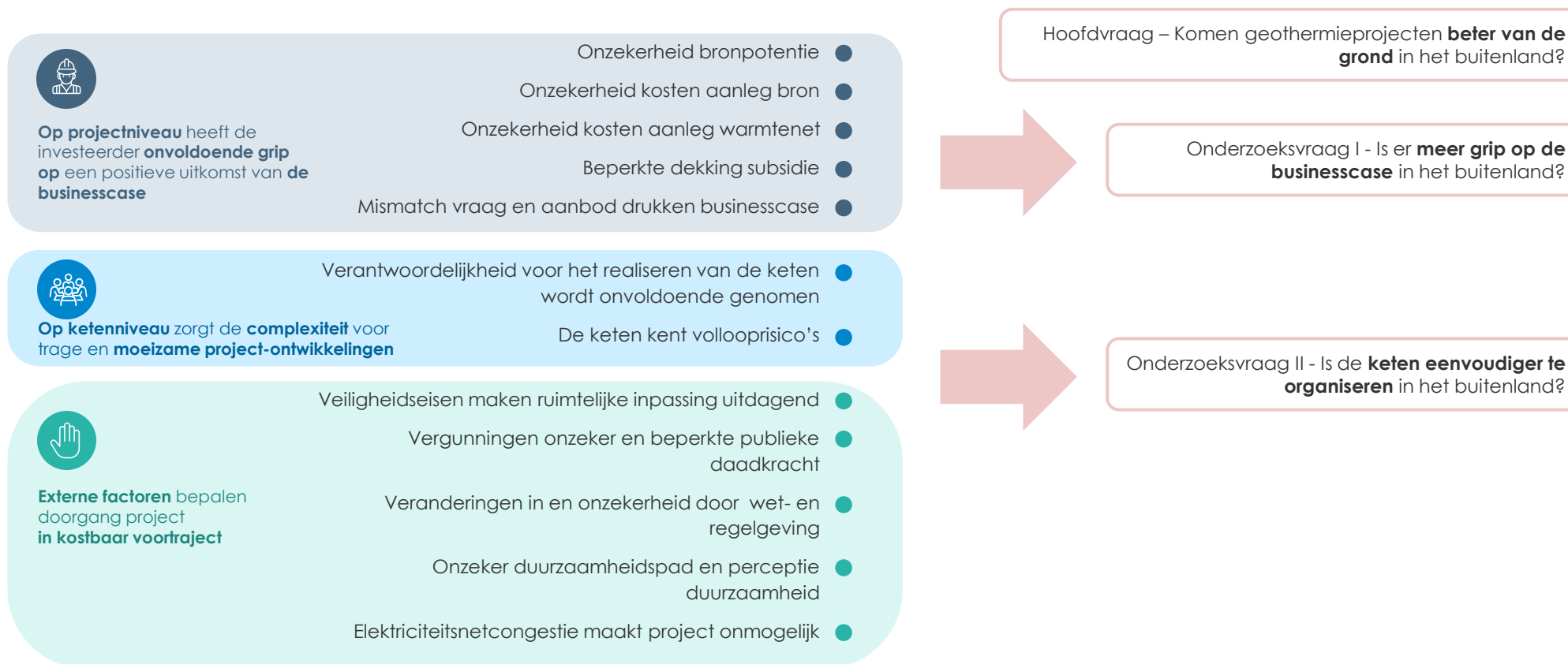
Zijn er oplossingsrichtingen die ook geothermie kunnen helpen?

Met name vanuit de barrière rondom het vollooppad voor restwarmte is een potentiële oplossingsrichting te identificeren. Door een deel van de keten risicodragend te laten ontwikkelen door een publieke partij, wordt de kansrijkheid van en het vertrouwen in het project aanzienlijk vergroot. De onrendabele top wordt afgedekt (transport inclusief bron). Dit kan nu voor geothermie (gedeeltelijk) via de Warmtenetten Investeringsubsidie (WIS) voor het primaire en secundaire net, maar grootschaligere (publieke) inzet kan een positieve uitwerking hebben.

3.2 Lessons learned geothermie buitenland

Onderzoeksvragen buitenlandanalyse

De ontwikkeling van geothermie staat ook op EU-niveau hoog op de agenda. Onlangs is in het Europees Parlement een resolutie¹ aangenomen om een Europese strategie voor de ontwikkeling van geothermie op te stellen. Vooruitlopend zijn in diverse EU-landen al geothermieprojecten ontwikkeld. Het is daarom waardevol om te analyseren of er, en zo ja, welke, lessen te leren zijn uit andere EU-landen om de ontwikkeling van Nederlandse geothermieprojecten te stimuleren. Beredeneerd vanuit de belangrijkste knelpunten, is een aantal onderzoeksvragen gedefinieerd voor deze analyse. Zie onderstaand.



1. Resolution 2023/2111: https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/TA-9-2024-0049_EN.html

3.2 Lessons learned geothermie buitenland

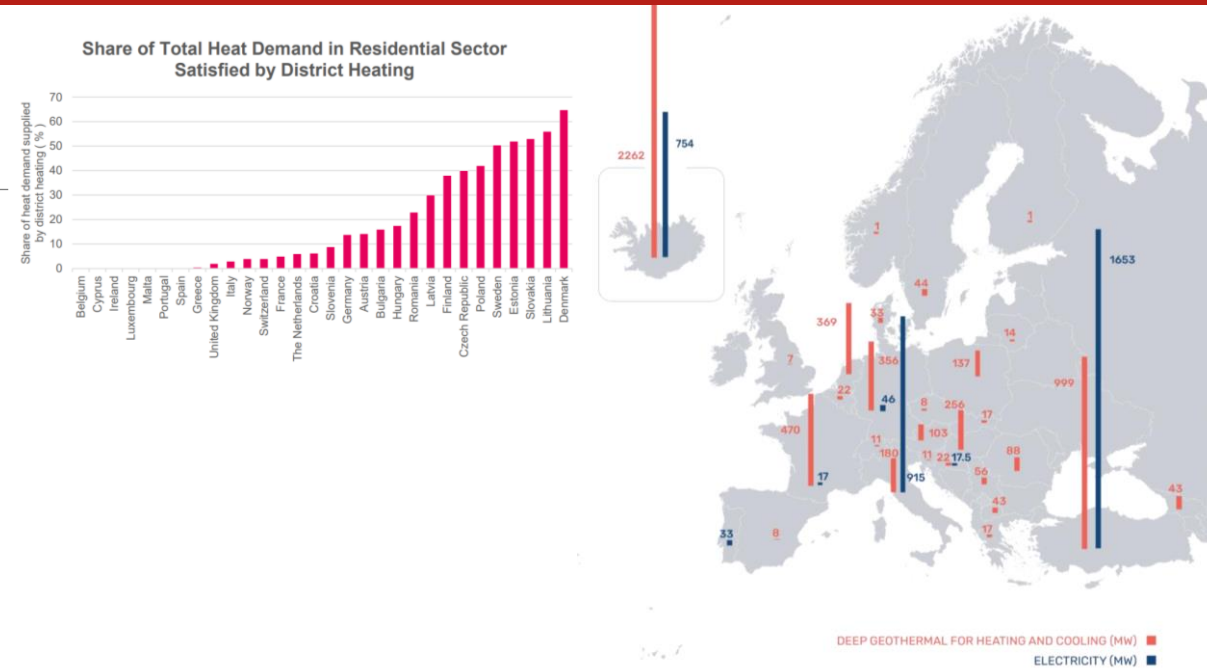
Komen geothermieprojecten beter van de grond in het buitenland?

Hoofdvraag – Komen geothermieprojecten beter van de grond in het buitenland?

Antwoord vraag: geothermieprojecten komen in het buitenland niet duidelijk makkelijker van de grond. Relatief aan de totale (collectieve) warmtevraag is het opgestelde vermogen uit geothermie veelal vergelijkbaar of lager dan in Nederland.

Uitwerking antwoord

- Het geïnstalleerde vermogen van geothermieprojecten voor warmteproductie is in veel (Europese) landen beperkt.
- Daarbij vallen twee landen in positieve zin op: Turkije en IJsland, waar respectievelijk ~1.000 en 2.260 MW_{th} aan opgesteld vermogen bestaat. Daarnaast wordt in Turkije, IJsland en Italië relatief veel elektriciteit geproduceerd middels geothermie.
- Ter vergelijking: in Nederland was het totaal opgesteld vermogen in 2022 369 MW_{th}.¹
- Er lijkt verder niet een duidelijk verband te bestaan tussen geïnstalleerd geothermievermogen en het aandeel stadswarmte in de warmtevoorziening van huishoudens. Geothermie speelt daarmee ook in veel andere landen (nog) een bescheiden rol in het invullen van de warmtevraag, belangrijke uitzonderingen daargelaten.
- Frankrijk, Italië, Hongarije en Kroatië vallen op met een relatief hoog aandeel geothermie.



	Italië	Frankrijk	Kroatië	Slowakije	Roemenië	Verenigd Koninkrijk	Duitsland	Hongarije
Geothermie vermogen warmteproductie (MW, 2022)¹	180.0	470.0	22.0	17.0	88.0	7.0	365.0	256.0
Aangenomen vollasturen	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000
Geothermie productie stadswarmte (MWh)	900,000	2,350,000	110,000	85,000	440,000	35,000	1,825,000	1,280,000
Warmtevraag huishoudens (TWh, 2015)²	315.0	360.0	22.0	20.0	55.0	345.0	545.0	65.0
Aandeel stadswarmte huishoudens (% , 2020)³	3.00 %	5.00 %	6.30 %	53.00 %	23.00 %	2.00 %	13.80 %	17.50 %
Warmtevraag uit stadswarmte (MWh)	9,450,000	18,000,000	1,386,000	10,600,000	12,650,000	6,900,000	75,210,000	11,375,000
Geothermieproductie / warmtevraag SW (%)	9.52 %	13.06 %	7.94 %	0.80 %	3.48 %	0.51 %	2.43 %	11.25 %

1. <http://www.geothermica.eu/media/about-geothermal/Presentation-Slovenia-Prospects-of-Geothermal-Energy-in-Europe-PD.pdf>
 2. <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/8/1894>
 3. https://www.wedistrict.eu/wp-content/uploads/2020/11/WEDISTRICT_WP2_D2.3-District-Heating-and-Cooling-stock-at-EU-level.pdf

NB: bovenstaande toont enkel de verhouding tussen de vraag naar stadswarmte en geïnstalleerd vermogen geothermie. Dit betekent niet noodzakelijkerwijs dat geothermie daadwerkelijk voor stadswarmte wordt ingezet (maar bijv. in glastuinbouw).

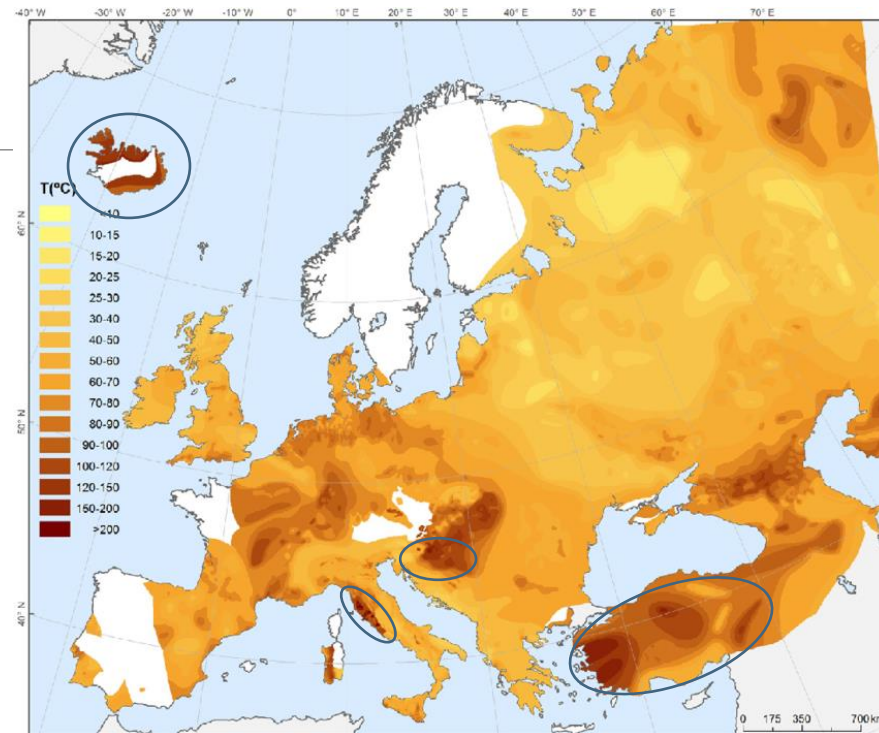
Is er meer grip op de businesscase in het buitenland?

Onderzoeksvraag I - Is er meer grip op de businesscase in het buitenland?

Antwoord vraag: er zijn factoren in andere EU-landen die leiden tot meer grip op de businesscase. Geologie is een belangrijke driver achter de bronpotentie. Daarnaast bestaan in het buitenland subsidies die zich richten op de ontwikkel- en investeringsfase en daarmee beter aansluiten bij de risico's die inherent zijn aan geothermie.

Uitwerking

- Uit de vorige slide blijken drie landen een significant hoger opgesteld vermogen aan geothermieprojecten te hebben: IJsland, Turkije en Italië. Deze landen kennen (gebieden met) een relatief hoge te verwachten temperatuur op 2.000 meter diepte, en daarmee **meer zekerheid qua bronpotentie**. Daaruit blijkt in ieder geval een correlatie tussen de geologische omstandigheden en het opgestelde vermogen. Dit geldt ook voor het noordoosten van Kroatië, waar weliswaar sprake is van beperkt opgesteld vermogen, maar geothermie wel een relatief hoog aandeel binnen de bronnenmix van stadswarmte heeft.
- Er zijn landen met **subsidiereregelingen** die **betere dekking** geven voor de risico's van geothermieprojecten, die zich voor een groot deel in de ontwikkelfase bevinden. Zo kennen zowel Frankrijk als Duitsland een subsidie op investeringskosten. Daarnaast bestaat in Duitsland een exploratiesubsidie.



3.2 Lessons learned geothermie buitenland

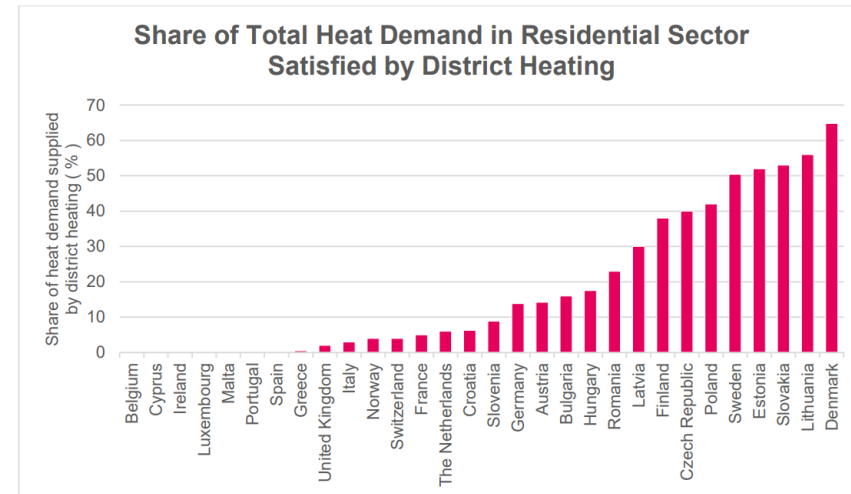
Is de keten eenvoudiger te organiseren in het buitenland?

Onderzoeksvraag II - is de keten eenvoudiger te organiseren in het buitenland?

Antwoord vraag: in landen waar de adoptiegraad van collectieve warmte (en daarmee de kansen voor geothermie, vanuit ketenopzicht) hoog is, bestaat vaak publieke daadkracht om de keten te organiseren. Dit uit zich in een aansluitplicht voor afnemers in aangewezen warmtegebieden, waarbij tegelijkertijd de warmteprijs wordt gereguleerd op basis van daadwerkelijke kosten.

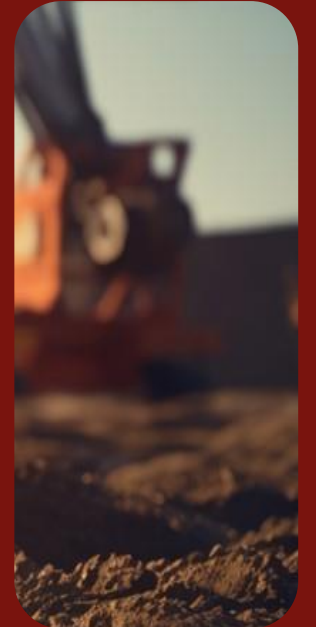
Uitwerking

- De adoptiegraad van stadsverwarming is in veel Europese landen hoger dan in Nederland. Daardoor zijn er meer bestaande warmtesystemen waarop een geothermiebron kan invoeden, met een lager volloopprijs dan bij nieuwe netten.
- Er kunnen vele redenen bestaan waardoor de adoptiegraad hoger is in andere landen, echter lijkt wel een correlatie te bestaan tussen wetgeving omtrent aansluiten en de adoptiegraad¹. Kijkend naar de top 5-landen qua adoptiegraad:
 - Denemarken: tot 2019 konden gemeenten aansluiting op een collectief warmtesysteem verplichten. Inmiddels is dit niet meer mogelijk, maar bestaande verplichtingen blijven in stand. Tegelijkertijd bestaat er wetgeving die bepaalt welke kosten mogen worden doorberekend in de warmtetarieven, en inzicht geeft in de hoogte van deze kosten.
 - Litouwen: verplichte aansluiting voor alle afnemers in de gebieden die onder de Litouwse warmtewet zijn/worden aangewezen als warmtegebied.
 - Slowakije: enkel grootverbruikers (verbruik > 3 MWh/jaar) kennen een aansluitplicht. Warmteprijsen komen tot stand door in aanmerking komende kosten en een redelijk rendement, die door de overheid worden vastgesteld.
 - Estland: in aangewezen gebieden is al het nieuw te bouwen vastgoed verplicht aan te sluiten op een collectief warmtesysteem. Tegelijkertijd geldt er een plicht voor het aangewezen warmtebedrijf om de aansluiting te verzorgen.
 - Zweden: in Zweden bestaat geen (vorm van) aansluitplicht. Tevens is de warmteprijs niet direct gereguleerd (geen cost+, geen plafondprijs). Er kan wel een onderzoek worden gestart wanneer wordt vermoed dat warmtebedrijven hun marktmacht misbruiken.



1. https://energy.ec.europa.eu/publications/district-heating-and-cooling-european-union_en

4. Suggesties voor verbetering



Oplossingsrichtingen op hoofdlijnen



Op **projectniveau** heeft de investeerder **onvoldoende grip op** een positieve uitkomst van **de businesscase**



Op **ketenniveau** zorgt **complexiteit** voor trage en **moeizame project-ontwikkelingen**



Externe factoren bepalen doorgang project in **kostbaar voortraject**

Overheidssteun gericht op risicovermindering potentieel van de boorput en bouwkosten

De steun moet zich primair richten op vermindering van de risico's voortkomend uit onzekerheden. In het bijzonder de onzekerheden in het potentieel van de boorput én de onzekerheden (en kostenplaatje) kenmerkend voor het realiseren van een nieuwe geothermiebron. Denk daarbij aan:

- proefboringen onder regie van de overheid te laten plaatsvinden (op verzoek, eventueel met veiling);
- subsidies gericht op kapitaalinvestering naast exploitatiesubsidies;
- waarborgfonds om geologische en boorrisico's te dekken;
- instrumenten aanpassen aan specifieke projectlocaties.

Uiteindelijk doel: een verbeterde verhouding tussen het risicoprofiel en het (potentiële) rendement van een geothermieproject.

Duidelijke en krachtige (en risicoreducerende) regie van de keten

Projectontwikkeling is gebaat bij duidelijke en voorspelbare ketenregie, waarin (publieke) warmtebedrijven duidelijke keuzes durven te maken en risico's oppakken. Dit vraagt ook ondersteuning van gemeenten in aangewezen gebieden die worden afgesloten van het gasnetwerk. Specifiek vraagt dit:

- meer focus op het integraal ontwikkelen van warmtenetwerken;
- zorgdragen dat de ontwikkeling van warmtebronnen niet voorafgaat aan de ontwikkeling van het netwerk;
- instrumenten die risico's van onderbenutting beperken.

De Wet collectieve warmte (Wcw) biedt op den duur mogelijk uitkomsten.

Daadkracht van publieke partijen

Diverse externe factoren kunnen op verschillende momenten de doorgang van projecten dwarsbomen. Minder hoge kosten in het voortraject (bijvoorbeeld door bekostiging van seismologisch onderzoek) kunnen deze factoren niet oplossen maar de risico-rendementsverhouding wel verbeteren. Hiervoor is meer daadkracht nodig bij publieke partijen. Bijvoorbeeld:

- de overheid houdt zich aan de wettelijke termijn voor vergunningsverlening;
- gemeenten beschikken over voldoende instrumenten;
- de tijdslijnen voor vergunningstermijnen zijn beter afgestemd op de duur van geothermieontwikkelingen;
- andere vormen van ondersteuning in de ontwikkelfase, zoals vergoeding van ontwikkelkosten, waarmee wordt bijgedragen aan een betere risico-rendementsverhouding.

Dankwoord

Dit onderzoek is mogelijk gemaakt door de betrokkenen die gedurende het traject waardevolle expertise en inzichten hebben gedeeld. In het bijzonder veel dank voor het begeleidende team:

Arnout Potze	EBN
Floris Post	Geothermie Nederland

Daarnaast gaat onze dank uit naar een aantal organisaties, voor hun inhoudelijke bijdrage aan en constructieve feedback tijdens de interviews:

Koen Hand	HVC Groep
Michiel Kok	HVC Groep
Lei Thewessem	Eneco Groep
Boudewijn Janse de Jonge	Eneco Groep
Jan Willem Rösingh	Perpetuum Energy Partners
Maarten Middelburg	EBN
Joris Peijster	Aardyn
Thomas Oswald	RWE

Ook willen wij de leden van **Geothermie Nederland** danken voor de inhoudelijke scherppte en constructieve feedback tijdens de klankbordsessies. In het bijzonder **Aardyn, Vattenfall, Shell, Ennatuurlijk, Perpetuum Energy Partners, Gaia Energy, Aardwarmte Vogelaer, HVC groep**.

Floor Hooijman

+31 6 16 64 30 71

Floor.Hooijman@Rebelgroup.com

Auke Zijlstra

+31 6 23 31 29 02

Auke.Zijlstra@Rebelgroup.com

Rutger te Grotenhuis

+31 6 22 61 49 22

Rutger.teGrotenhuis@Rebelgroup.com

Fien Verheij

+31 6 45 99 50 47

Fien.Verheij@Rebelgroup.com

Wouter Willemsen

+31 6 30 27 63 28

Wouter.Willemsen@Rebelgroup.com

Richard de Bruin

+31 6 13 79 65 94

Richard.deBruin@Rebelgroup.com



Wijnhaven 23
3011 WH Rotterdam
Nederland
+31 10 275 59 90

info@rebelgroup.com
www.rebelgroup.com