

Aardwarmte

Stand der techniek en bodempotentie

RES Rotterdam Den Haag &
RES Holland-Rijnland

Juni 2023





Datum 1 juni 2023
Referentie PR09455/RK/20230601
Betreft Aardwarmte potentie voor de RES Rotterdam-Den Haag & Holland-Rijnland
Behandeld door M. Leewis, E. Boter, P. Bruijnen, L. Hanemaaijer, C. Schutte, E. Schrijver, M. Zijp, R. Kleinlugtenbelt
Gecontroleerd door E. Boter, R. Kleinlugtenbelt, J. Kwee
Versienummer 1.1

OPDRACHTGEVER

EBN
Daalsesingel 1
3511 SV Utrecht

Samenvatting

Context en aanleiding

De RES Rotterdam Den Haag, Invest-NL, Gasunie en EBN hebben gezamenlijk een werkprogramma opgezet waarin wordt toegewerkt naar een richtinggevend toekomstbeeld van de Regionale Structuur Warmte (RSW) en de Regionale Energie Strategie (RES 1.0). Doel van dit programma is om de optimale inzet en verdeling van warmte in het gebied met alle betrokken partijen samen vorm te geven in de RES 2.0. De werkzaamheden concentreren zich rond het opzetten en ontwikkelen van een publiek toegankelijk platform waarin alle data is opgenomen over (potentiële) warmtebronnen en warmtevragers in de regio. Middels dit platform wordt het mogelijk om collectieve warmtesystemen te modelleren en analyseren in verschillende configuraties. Daarmee worden stakeholders in de warmtetransitie in staat gesteld om warmtevraag en -aanbod af te stemmen in optimale samenhang.

Voor de analyses van warmtesystemen wordt gebruik gemaakt van de Design Toolkit¹. Om de analyses uit te kunnen voeren is informatie omtrent vraag en aanbod van warmte nodig. EBN heeft in samenwerking met IF Technology voor de RES Rotterdam-Den Haag en de RES Holland-Rijnland een aardwarmte potentie studie uitgevoerd en de kosten en duurzaamheid inzichtelijk gemaakt.

Aardwarmtepotentieel in de RES Rotterdam - Den Haag en Holland-Rijnland

De potentie is bepaald op basis van een 'play-based' benadering. Dat wil zeggen dat de potentie van alle mogelijke plays in het gebied bekeken is. Een play bestaat uit bepaalde stratigrafische, soms lateraal of verticaal begrensde, laagpakketten, waar mogelijk aardwarmte uit gewonnen kan worden.

Uit de potentiëstudie volgt dat er bijzonder veel potentie is voor aardwarmte in de regio's. Het gaat dan voornamelijk om het Delft Zandsteen Laagpakket, maar ook de Hoofd-Bontzandsteen Subgroep en eventueel het Alblasterdam Laagpakket kunnen veel warmte leveren. Wel is het zaak een optimale veld-ontwikkeling uit te voeren. Dat wil zeggen dat de bronnen optimaal moeten worden ingepast in de ondergrond en dat er veel projecten na elkaar moeten worden geboord, om zo optimaal te kunnen profiteren van ervaring en om gezamenlijke kostenreducties tot stand te brengen.

In het oosten van de regio Holland-Rijnland zou, in tegenstelling tot eerdere onderzoeken, potentie aanwezig kunnen zijn, onder andere in de vorm van lage temperatuur aardwarmte. Het potentieel in deze regio kan door een exploratie-campagne bewezen en ontwikkeld worden.

Duurzaamheid

De duurzaamheid van aardwarmte is bepaald door de hoeveelheid CO₂-uitstoot per geleverde gigajoule (GJ) aan aardwarmte te bepalen. Deze is uitgerekend aan de hand van een aantal cases. De duurzaamheid verschilt per play en hangt ook af van de diepte binnen de play. Voor de onderzochte cases ligt de CO₂-uitstoot tussen de 2,3 en 7,3 kg CO₂ per geleverde GJ aardwarmte. Vergeleken met warmte geleverd door een gasketel (63 kg CO₂/GJ) is dat een reductie tussen de 88

¹ <https://www.warmingup.info/designtoolkit>

en 96%. Ook ligt dit ver onder de streefwaarde voor warmtenetten in 2030 (Klimaatakkoord: 18,9 kg CO₂/GJ & Warmtewet: 25 kg CO₂/GJ).

Kosten aardwarmtesysteem

De kosten van een aardwarmtesysteem, bestaande uit één doublet, zijn ingeschat aan de hand van verschillende cases, waarbij de kosten afhankelijk zijn van de diepte en de play waarin het doublet wordt gerealiseerd.

De investeringskosten van een aardwarmte doublet variëren tussen de 17,6 en de 34,6 M€. De kosten worden voornamelijk bepaald door de uitgaven voor de putten en de technische ruimte.

De exploitatiekosten van een aardwarmtesysteem variëren tussen de 1,1 en 2,2 M€ per jaar. Onderhoud en beheer en herinvesteringen vormen een groot deel van de totale kosten en zijn constant verondersteld. Verschillen worden veroorzaakt door elektriciteitsverbruik. Die hangen direct af van de 'coefficient of performance' (COP) van het aardwarmtesysteem. Een hoge COP geeft lage elektriciteitskosten en vice versa.

Aanbevelingen

- Een optimale ondergrondse-ontwikkeling is gebaat bij grote licenties en daar bijbehorende warmtekavels en een goede regionale warmtestrategie. Alleen zo kan kennis optimaal gebruikt worden, kan de ondergrond optimaal benut worden en kunnen kosten optimaal gereduceerd worden.
- Er liggen veel kansen voor lage temperatuur aardwarmte in het studiegebied. Met behulp van warmtepompen of in combinatie met lage temperatuur warmtevragers geeft dit mogelijkheden voor het toepassen hiervan.
- Zet in op verdere kennisontwikkeling door exploratie. De Alblasserdam Formatie is een play met goed potentieel, maar het is niet altijd duidelijk waar de dikke zandpakketten zich bevinden.
- Zet in op verdere verbetering van de te behalen vermogens. Kansrijke opties hierin zijn horizontaal boren en het verhogen van de injectiedruk.

Let op: de kaarten zijn opgesteld door middel van interpolatie van de beschikbare datapunten en door interpretatie. De weergegeven vermogens, debieten, temperaturen en dieptes zijn dus slechts een indicatie, lokaal kunnen de eigenschappen en daarmee ook de potentie afwijken. Schakel altijd een kundige partij in, om de ondergrond in detail te onderzoeken en om een geschikt concept-select te kunnen maken. Indien er een aardwarmtevergunning is afgegeven, ga in gesprek met de desbetreffende operator.

INHOUDSOPGAVE

1 Inleiding	7
1.1 Context en aanleiding	7
2 Wat is aardwarmte?	9
2.1 Wat is aardwarmte?	9
2.1.1 Warmte uit de ondergrond	9
2.1.2 Wanneer is de ondergrond geschikt voor aardwarmte?	10
2.1.3 Welke vormen van aardwarmte zijn er?	10
2.2 Waarom aardwarmte?	11
2.3 De stand der techniek van aardwarmte in Nederland	11
2.4 Wat bedoelen we met een play?	13
2.5 Uitdagingen van aardwarmte	16
3 Aardwarmte potentie in studiegebied Rotterdam-Den Haag & Holland-Rijnland	19
3.1 Wat bedoelen we met potentie?	19
3.2 Criteria voor ondergrondse aardwarmte- potentie	19
3.3 Opgeleverde kaarten	21
3.3.1 Aannames potentiekaarten	22
3.3.2 Aardwarmte potentiekaarten	23
3.3.3 Betrouwbaarheidskaarten	27
3.3.4 Begeleidende kaarten	30
3.3.5 Interpretatie van de kaarten per play	30
3.3.6 Ontwikkel- en exploratie suggesties per gebied	32
4 Duurzaamheid en kosten	35
4.1 Duurzaamheid aardwarmte	35
4.2 Kosten aardwarmte	37
4.3 Kostenreductie	40
5 Juridisch kader aardwarmte	42
5.1 Wet- en regelgeving omtrent aardwarmte	42
5.2 Overige vergunningen	43
5.3 Subsidies	44
5.4 Vooruitblik: De wet collectieve warmte	44
5.5 Mogelijke restricties voor toepassing van aardwarmte in Zuid-Holland	44
6 Toekomstkansen & aanbevelingen	45
6.1 Algemeen	45
6.2 Ontwikkeling	45
6.3 Exploratie	48
6.4 Verdere aanbevelingen	49
7 Bijlagen	50
Bijlage 1 Toelichting op potentiekaarten aardwarmte	51

Bijlage 2 Potentiekaarten	80
Bijlage 3 Duurzaamheid & kosten	93
Bijlage 4 Koppeling Design-Toolkit	107
Bijlage 5 Referenties	109

1 Inleiding

1.1 CONTEXT EN AANLEIDING

De RES Rotterdam Den Haag, Invest-NL, Gasunie en EBN (het consortium) hebben gezamenlijk een werkprogramma opgezet waarin wordt toegewerkt naar een richtinggevend toekomstbeeld van de Regionale Structuur Warmte (RSW) en de Regionale Energie Strategie (RES 1.0). Het doel van dit programma is om de optimale inzet en verdeling van warmte met alle betrokken partijen samen vorm te geven in de RES 2.0. Het is een complexe opgave, waarin veel partijen betrokken zijn zoals provincies, gemeentes, waterschappen, publieke, maatschappelijk en private partijen.

De doelstelling is vormgegeven door het opzetten en ontwikkelen van een open en toegankelijk platform, waarin alle data samenkomen van warmtebronnen en warmtevraag. Het platform moet het mogelijk maken om collectieve warmtesystemen te modelleren en analyseren. Door verschillende concepten te onderzoeken zijn betrokken stakeholders in staat om in optimale samenhang vraag en aanbod op elkaar af te stemmen.

Aardwarmte is een grootschalige, lokale en duurzame warmtebron en kan een grote rol spelen in het voeden van (collectieve) warmtenetten. EBN, in samenwerking met IF Technology, is gevraagd door het consortium om het potentieel, de kosten en de duurzaamheid van aardwarmte inzichtelijk te maken in de RES regio Rotterdam Den Haag en Holland-Rijnland. EBN heeft de analyse van de ondergrond uitgevoerd, kostenkengetallen voor aardwarmte aangeleverd en gekeken naar het juridisch kader en toekomstige (technologische) ontwikkelingen in de sector. IF Technology heeft de kostenkengetallen en de duurzaamheid geanalyseerd en de overall projectmanagement uitgevoerd.

Doel

Dit rapport heeft als doel om ervoor te zorgen dat de potentie op een juiste wijze wordt meegenomen in de bronnenstrategie van een collectieve warmteaanpak in de RES-regio Rotterdam-Den Haag en Holland-Rijnland. Dit alles op basis van de laatste stand van de ondergrondse, operationele als ook kostentechnische kennis van aardwarmte.

Daarnaast is het doel om voor de RES regio Rotterdam-Den Haag en Holland-Rijnland inzichtelijk te maken wat de ondergrondse potentie voor aardwarmte is. Daarmee wordt voor initiatiefnemers en overheden duidelijk in hoeverre zij rekening zouden moeten houden met de toepassing van aardwarmte in hun omgeving, om daarmee meer positieve impact op het klimaat te faciliteren.

Aardwarmte potentie op basis van een play-based benadering

De potentie van aardwarmte in de studiegebieden zijn al in verscheidene rapporten beschreven (IF, 2016; IF, 2020; TNO, 2022). Deze studie tracht de beschikbare data in een dataset om te zetten die gebruikt kan worden in een tool bedoeld voor het ontwerpen van collectieve warmtenetten (Design-Toolkit).

De scope van deze studie gaat over de gehele potentie van de ondergrond van de RES-regio's Rotterdam-Den Haag en Holland-Rijnland vanaf een diepte van 500 m onder het maaiveld tot aan de basis van het Formatie van Slochteren (waarvan de diepte kan variëren tussen de 2.200 en

4.500 m diepte onder het maaiveld). De studie is voornamelijk als regionaal afwegingskader bedoeld, wat betekent dat deze kaarten niet direct voor een ontwikkeling op lokaal, gedetailleerd, niveau gebruikt kunnen worden. De resulterende kaarten (dieptekaarten & potentiekaarten) moeten dus ook gezien worden als een regionale inschatting.

De data die gebruikt is komt van publieke bronnen, gecombineerd door EBN-interne, niet-vertrouwelijke, kennis en interpretaties. In het studiegebied zijn alle potentiële aquifers waaruit mogelijk warm water gewonnen kan worden geanalyseerd. Dit rapport probeert ook mogelijke toekomstige ontwikkelingen aan te geven en uit te stippelen over hoe aanwezige warmte in de ondergrond beter benut kan worden. Denk daarbij aan lage(re) temperatuur aardwarmte, maar ook aan andere exploitatie-technieken zoals horizontaal boren of verdere uitkoeling van het injectiewater.

Leeswijzer

- In hoofdstuk 2 wordt besproken wat aardwarmte is en waarom deze warmtebron belangrijk is voor de energietransitie in Nederland. Wat is de stand van de techniek en welke uitdagingen zijn er voor aardwarmte in Nederland?
- In hoofdstuk 3 wordt de potentie van aardwarmte besproken in de RES regio's Rotterdam - Den Haag en Holland-Rijnland.
- In hoofdstuk 4 wordt aardwarmte gevat in een aantal kengetallen. Er wordt een beeld gegeven van de investerings- en operationele kosten en de duurzaamheid.
- In hoofdstuk 5 wordt een overzicht gegeven van de wet- en regelgeving en vergunningverlening rondom aardwarmte.
- In hoofdstuk 6 worden toekomstkansen besproken die de potentie van aardwarmte kunnen verhogen.

2 Wat is aardwarmte?

2.1 WAT IS AARDWARMTE?

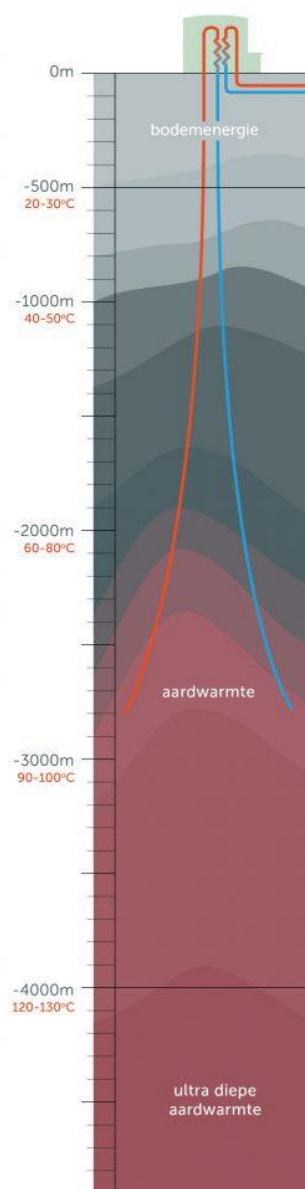
2.1.1 Warmte uit de ondergrond

Aardwarmte, ook wel geothermie genoemd, is duurzame warmte uit de ondergrond. Het van nature aanwezige warme water in de ondergrond wordt omhoog gepompt en gebruikt voor het verwarmen van huizen, gebouwen en kassen. Het is een essentiële bouwsteen in de versnelling van de warmtetransitie in ons land. Het warme water wordt gewonnen op een diepte van minimaal 500 m. Tot 500 meter spreken we van bodemenergie.

Diep in de ondergrond is warm water aanwezig dat is opgeslagen in (doorlatende) zand- en gesteentelagen. In deze lagen zijn warmereservoirs gevormd, die ook wel aquifers worden genoemd. Door de hitte van het omringende gesteente warmt het water op. Het binnenste van de aarde is sinds het ontstaan van de aarde warmte aan het verliezen. Ondanks deze continuerende afkoeling is de aarde nog steeds vrij warm, ook omdat de hitte die in het gesteente ontstaat door het vervallen van radioactieve elementen waarbij straling en warmte vrijkomt, de afkoeling afremt.

Het warme water wordt door twee putten gewonnen uit de zand- en gesteentelagen in de ondergrond. De eerste put, de productieput of producer genaamd, wordt gebruikt om het warme water omhoog te pompen. De warmte wordt dan overgedragen via een warmtewisselaar naar een warmtenet. Wanneer de warmte uit het water is overgedragen via een warmtewisselaar, wordt het direct teruggevoerd naar de ondergrond via de tweede put, de injectieput of injector genaamd.

Aardwarmte wordt nu nog voornamelijk toegepast in de glastuinbouw, maar is ook een kansrijke en veelbelovende techniek voor de gebouwde omgeving. Allereerst is er een juiste koppeling tussen onder- en bovengrond nodig om tot een succesvolle en verantwoorde ontwikkeling van aardwarmte te komen. Om een goede inschatting te kunnen maken van de potentie van aardwarmte zijn voldoende gegevens nodig van de ondergrond. Daarnaast zijn het realiseren van warmtenetten en afstemming over de hele warmteketen van belang.



Figuur 2.1: Schematische weergave van de ondergrond in combinatie met typische temperaturen en dieptes (Bron: allesoveraardwarmte.nl)

2.1.2 Wanneer is de ondergrond geschikt voor aardwarmte?

De ondergrond is niet overal geschikt om aardwarmte te kunnen winnen; er zijn een aantal voorwaarden waar aan voldaan moet worden:

- Het laagpakket moet doorlatend (ook wel 'permeabel' genoemd) zijn.
- Er moet zich water in de poriën van het gesteente van het laagpakket bevinden (en dus geen andere vloeistof zoals bijvoorbeeld olie).
- Het laagpakket moet lateraal homogeen genoeg zijn zodat een injector en een producer die op een afstand (ca. 1 tot 1,5km) van elkaar worden geboord, dynamisch met elkaar, ondergronds, verbonden kunnen zijn.
- Het laagpakket moet zowel eronder als erboven een afdichtende laag hebben.

Een algemene regel is hoe dieper het aquifer ligt, hoe slechter de eigenschappen, en dus hoe minder debiet je kan winnen met conventionele aardwarmte technieken. De temperatuur zal daarentegen wel hoger zijn, wat een positief effect heeft op het te behalen vermogen.

2.1.3 Welke vormen van aardwarmte zijn er?

Conventionele aardwarmte

Deze vorm van aardwarmte wordt gewonnen uit doorlatende zandige aquifers op ongeveer een diepte van 2 tot 3 kilometer voor gebruik in huizen, gebouwen en de tuinbouw. Het is op dit moment de meest voorkomende vorm van aardwarmte in Nederland. Deze vorm van aardwarmte is vooral geschikt als basislast van midden-temperatuur warmtenetten. Deze studie zal zich voornamelijk op deze vorm van aardwarmtewinning richten.

Lage temperatuur aardwarmte

We spreken van lage temperatuur, of ondiepe, aardwarmte wanneer we aardwarmte winnen op een diepte van 500 meter tot 1500 meter. Er wordt dus uit ondiepere aardlagen aardwarmte gewonnen dan bij conventionele aardwarmte. We spreken hier niet van bodemenergie omdat het dieper dan 500 meter is. De temperatuur van het water is relatief laag, ongeveer 40 °C. Afhankelijk van de warmtevraag kan de temperatuur met behulp van warmtepompen worden verhoogd. Maar soms kan de eindgebruiker al uit de voeten met de temperatuur van ondiepe aardwarmte. Lage temperatuur aardwarmte zal ook in deze studie aan bod komen.

Ultradiepe aardwarmte

We spreken van ultradiepe aardwarmte of ultradiepe geothermie (UDG) wanneer we het warme water winnen vanaf 4 kilometer diepte. Dieper dan 4 kilometer kan het water in Nederland een temperatuur hebben van meer dan 120 °C. Deze hoge temperaturen kunnen mogelijk worden ingezet voor het verduurzamen van lichte industriële processen. Deze vorm van aardwarmtewinning komt niet aan bod in deze studie.

Gesloten systemen

De hierboven genoemde vormen van aardwarmtewinning worden ook wel 'open' systemen genoemd, aangezien warm water uit de diepte wordt opgepompt via de productieput en weer naar diepte wordt gebracht via de injectieput (1.000-1.500 m verderop). Ondergronds is dit systeem dus open. Echter, er bestaan ook aardwarmtewinning waarbij er geen warm water uit de ondergrond wordt gewonnen, maar waarbij water of een andere vloeistof rond wordt gepompt in een gesloten systeem. Dit water wordt dan wel door de warmte van het gesteente opgewarmd. Dit kan door

middel van een één-puts systeem, maar ook door het boren van lange gesloten lussen in de ondergrond. Deze studie gaat niet in op deze vorm van aardwarmte.

Voor meer informatie kijk ook op ebn.nl/aardwarmte & allesoveraardwamte.nl

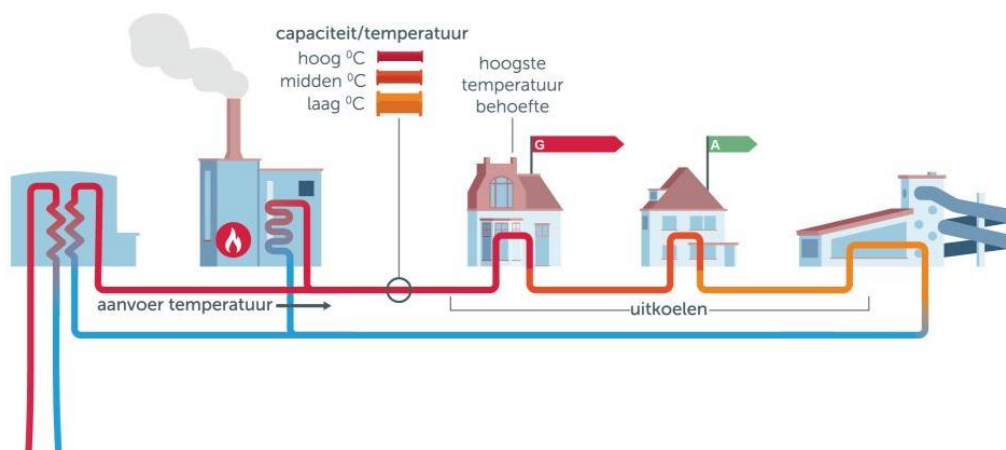
2.2 WAAROM AARDWARMTE?

Grootschalig, duurzaam en lokaal

Ongeveer 40% van de energie die we in Nederland gebruiken, gebruiken we voor warmte toepassingen zoals het verwarmen van onze huizen en gebouwen. Duurzame warmte speelt daarom een belangrijke rol in de energietransitie en aardwarmte is een bron van duurzame warmte én is tegelijkertijd een grootschalige warmtebron.

Een warmtenet (Figuur 2.2) dat gevoed wordt door aardwarmte kan vele duizenden woningen duurzaam verwarmen. Aardwarmte vormt de zogenoemde basislast voor een collectief warmtenet. Het biedt constante, doch ook regelbare, en betrouwbare warmte.

Een ander groot voordeel is dat bij het gebruik van aardwarmte relatief weinig CO₂ vrijkomt. Om klimaatverandering tegen te gaan en te voldoen aan de doelstellingen van het Klimaatakkoord, moet Nederland verduurzamen, maar de verduurzaming van de Nederlandse warmtevraag is een lastig vraagstuk. Er is maar een beperkt aantal duurzame warmtebronnen beschikbaar. Aardwarmte is een potentiële duurzame warmtebron die op veel plaatsen in Nederland een bijdrage kan leveren aan de (lokale) verduurzaming en dus de warmtetransitie in Nederland.



Figuur 2.2: Schematische weergave van een warmtenet met een aardwarmtebron (Bron: Aardwarmte in warmtenetten, Warmtenetwerk.nl)

2.3 DE STAND DER TECHNIEK VAN AARDWARMTE IN NEDERLAND

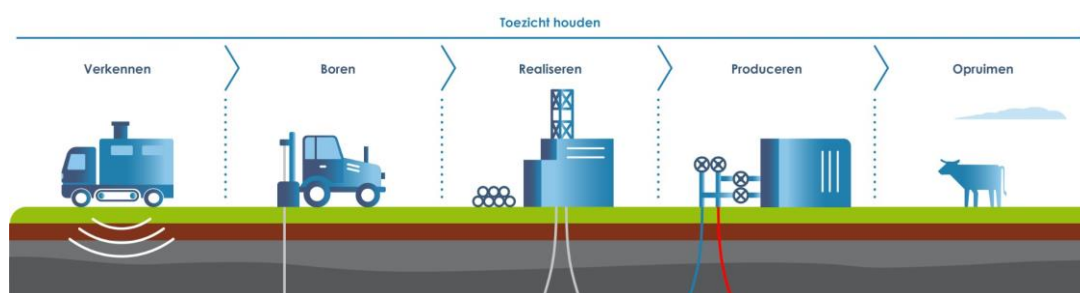
Kennis van de techniek

De stand van de technische kennis van aardwarmte is hoog; aardwarmte wordt namelijk al meer dan 15 jaar toegepast in Nederland, en dan voornamelijk als toepassing in de glastuinbouw. Het

boren van putten wordt al veel langer gedaan in Nederland: de olie- en gassector is al meer dan 50 jaar op grote schaal bezig zowel op land als op zee en er zijn duizenden putten geboord.

De sector doet veel aan kennisuitwisseling en elk project wordt beter dan het vorige, maar, er zijn nog enkele aandachtspunten op het gebied van techniek waar geoptimaliseerd zou kunnen worden:

- Putontwerp & putintegriteit: doordat een gemiddelde aardwarmteput heel veel én heel zout water produceert of injecteert moeten de putontwerpen robuust zijn. De 'Industriestandaard Duurzaam Putontwerp' voor aardwarmte-putten² geeft hier meer aandacht aan. De eerste putten met vernieuwd design zijn al in gebruik.
- Production-engineering: het intensief monitoren (van bijvoorbeeld drukken, debieten temperaturen, maar ook van de ESP), behandelen (tegen scaling bijvoorbeeld) en actief opereren van de putten staat nog in de kinderschoenen. Veel kennis kan uit de olie- en gasindustrie overgenomen worden.
- Systeemintegratie & concept-select: projecten in de gebouwde omgeving zullen veel optimaler ontworpen en ingepast dienen te worden in het warmteconcept, waarbij niet alleen geologie, technologie en economie goed in elkaar moet passen (waarbij optimaal de stappen van een project kunnen worden doorlopen, zie Figuur 2.3), maar waar ook de warmte goed in het warmtenet gekoppeld dient te worden. Dat vergt kundige en geïntegreerde teams van verschillende experts.
- Veel vooruitgang en kostenreductie (zie ook Innovatie Aardwarmte; EBN, 2021B) kan geboekt worden door olie- en gas kennis en praktijken te gaan toepassen, bijvoorbeeld horizontaal boren, geomechanische onderzoek te doen om de injectiedruk te kunnen verhogen, het juiste ESP design toe te passen, of puttesten met adequate data-acquisitie te doen.



Figuur 2.3: Stappen van een typisch aardwarmteproject (Bron: ebn.nl/aardwarmte)

Kennis van de ondergrond

Er is veel kennis van de Nederlandse ondergrond. De ondergrond wordt bestudeerd door onder andere de Geologische Dienst Nederland (onderdeel van TNO)³. Veel van deze kennis komt uit de data die door de olie- en gas industrie is geacquireerd en op het Nederlandse Olie- en Gasportaal (NLOG)⁴ wordt aangeboden. Deze data bestaan uit bijvoorbeeld 2D en 3D seismiek,

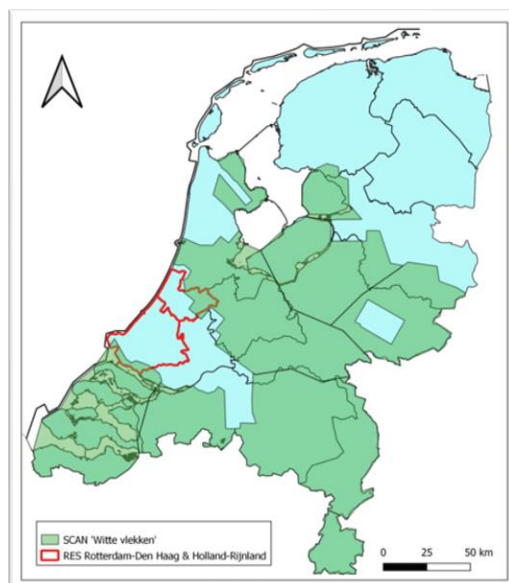
² <https://geothermie.nl/themas/documenten/industriestandaard-duurzaam-putontwerp-voor-aardwarmteputten-januari-2021/>

³ <https://www.geologischendienst.nl/>

⁴ <https://www.nlog.nl>

boorputgegevens (die als proxy kunnen dienen voor aquifer-eigenschappen), kernen, kernanalyses, en productie- en testgegevens. Met deze data is er veel kennis aanwezig over de aanwezigheid, diepte en porositeit van aardlagen. De uitdaging is om de juiste extrapolatie en interpretatie van deze data te vertalen naar een project.

Er is echter niet overal in Nederland olie of gas aangetroffen in de bodem en daar waar deze grondstoffen niet aanwezig waren, is er dan ook maar weinig ondergrondse data vergaard. Binnen het SCAN-programma⁵ van TNO en EBN zijn de gebieden die geen 3D seismiek data hadden, zogenaamde ‘witte vlekken’ genoemd, onderzocht (Figuur 2.4). Het programma bevat een seismische campagne die ondertussen is afgerond. Met deze campagne heeft het SCAN-programma de aan- of afwezigheid van belangrijke aquifers kunnen identificeren. Als vervolg hierop gaat er een wetenschappelijke boorcampagne van start die verdere data over in het bijzonder doorlatendheid, maar ook geomechanische eigenschappen van deze aquifers, gaat onderzoeken.



Figuur 2.4: SCAN 'Witte Vlekken'.

Voor de RES regio's Rotterdam-Den Haag en Holland-Rijnland geldt dat ze voor een groot deel buiten de witte vlekken vallen en dus al een goede dataset tot hun beschikking hebben. Alleen in het oosten van Holland-Rijnland, en in het uiterste zuiden van Rotterdam-Den Haag zijn er delen die geen 3D seismiek hebben. Verder zijn er in het noorden van de RES Holland-Rijnland geen significante olie- en gas volumes gevonden en zijn de datapunten daardoor schaars. Hoewel er dus een hoop data is, is nog niet alles duidelijk en zal er in de toekomst nog moeten worden ingezet op data-acquisitie.

2.4 WAT BEDOELLEN WE MET EEN PLAY?

Wat is een aardwarmte play?

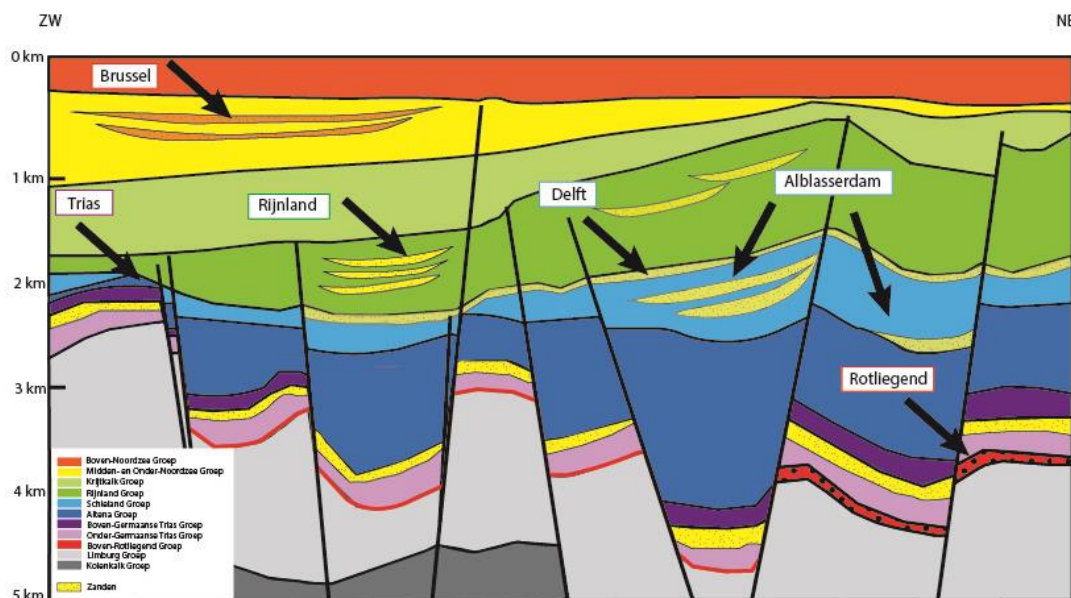
In deze studie gaan we in op de potentie van aardwarmte in de ondergrond. We doen dit aan de hand van een zogenaamde play-based benadering.

Met een play doelen we hier op een bepaalde stratigrafische, soms lateraal of verticaal begrensde, laag, waar mogelijk warmte uit te winnen valt.

We noemen dit ook wel eens een “formatie”, wat dus een geologische aardlaag uit hetzelfde tijdperk is die op eenzelfde manier is afgezet, bijvoorbeeld als rivierafzetting (Delft Zandsteen uit het Krijt/Jura tijdperk) of als duinafzetting (bijvoorbeeld delen van de Hoofd-Bontzandsteen uit het Trias tijdperk). De aardlaag hoeft niet op dezelfde diepte te liggen; er kunnen daarom wél verschillen in zogenaamde ‘aquifer eigenschappen’ (denk bijvoorbeeld aan doorlatendheid) voorkomen in één play. Die verschillen in eigenschappen per play maar ook per diepte hebben dus

⁵ <https://scanaardwarmte.nl>

een effect op de hoeveelheid warmte die gewonnen kan worden, maar ook op de kosten die daar mee gepaard gaan.



Figuur 2.5: Schematisch overzicht van de verschillende plays in het studiegebied.

Op welke plays leggen we de nadruk in deze studie?

De volgende plays (Figuur 2.5) zijn in deze studie onder de aandacht gebracht (hier op stratigrafische volgorde gesorteerd, zie ook Figuur 2.6):

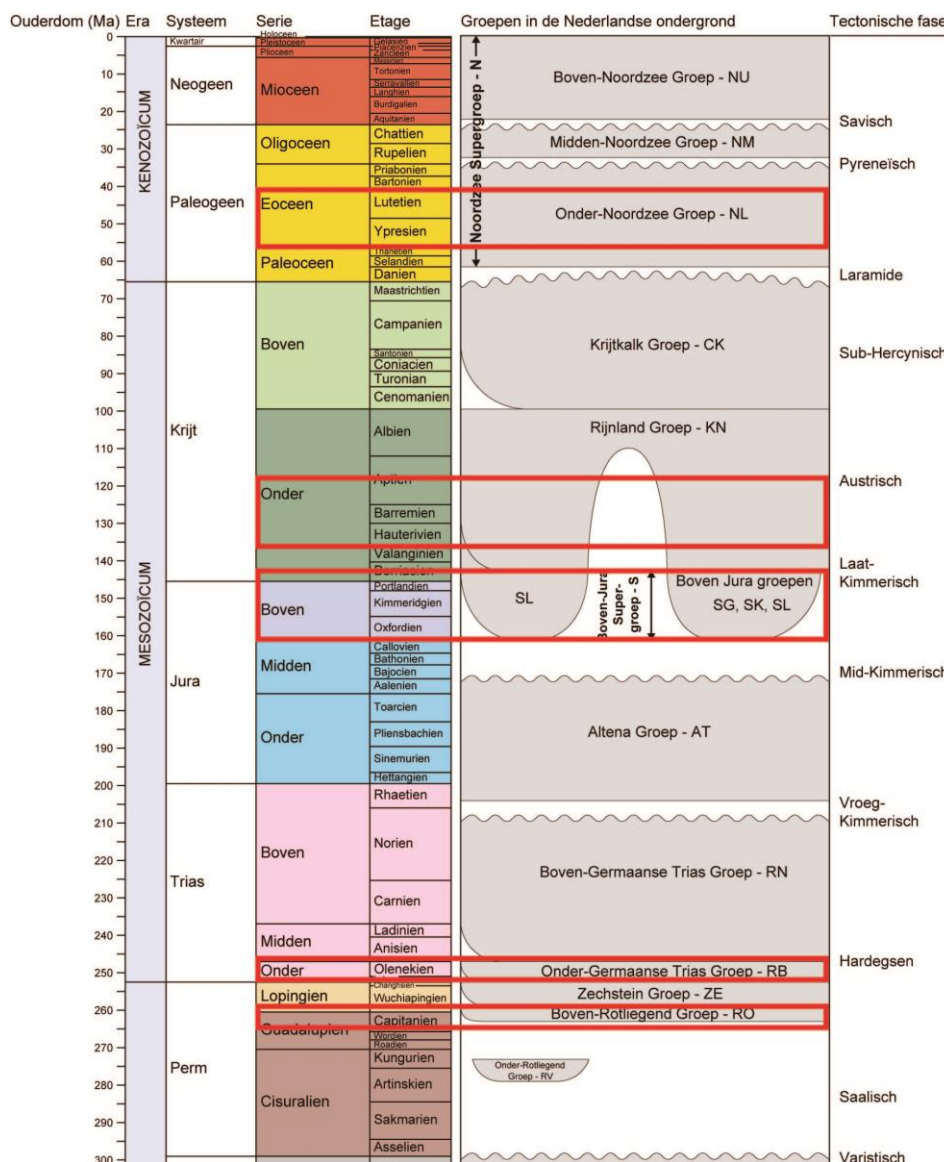
- Onder-Noordzee Groep
 - Zand van Brussel Laagpakket (in deze studie soms 'Brussel' genoemd)
- Rijnland Groep / Zanden van de Vlieland Zandsteen Formatie ('Rijnland')
 - Laagpakket van De Lier ('De Lier')
 - IJsselmonde Zandsteen Laagpakket ('IJsselmonde')
 - Berkel Zandsteen Laagpakket ('Berkel')
 - Laagpakket van Rijswijk ('Rijswijk')
- Schieland Groep
 - Delft Zandsteen Laagpakket ('Delft')
 - Alblasterdam Laagpakket ('Alblasterdam')
- Trias Groep
 - Hoofd-Bontzandsteen Subgroep ('Trias')
- Rotliegend Groep
 - Formatie van Slochteren ('Rotliegend')

In Bijlage 1 zal dieper worden ingegaan op de geologische kenmerken van deze plays. Een diepgaande sedimentologische, structurele of stratigrafische behandeling valt buiten de scope van deze studie.

Het Delft Zandsteen Laagpakket en de Hoofd-Bontzandsteen Subgroep zijn op dit moment de meest belangrijke plays in het onderzoeksgebied met goed-werkende aardwarmteprojecten als bewijs.

Aardwarmte wordt ook gewonnen uit het Alblasterdam Laagpakket en sommige Rijnland zanden (het potentieel van de Rijnland zanden vatten we in deze studie samen). Het Brussel Laagpakket is buiten het studiegebied aangeboord bij een aardwarmteproject met veelbelovende aquifer eigenschappen. De Formatie van Slochteren is in dit gebied van ondergeschikt belang omdat het laagpakket dun is en diep ligt. Echter, het is een bewezen play in Nederland en naar het noordoosten van het studiegebied toe zijn er indicaties dat het pakket betere aquifer eigenschappen heeft.

Overige mogelijke plays zoals ondiepe zanden in de Boven- en Midden-Noordzee groep worden hier niet behandeld omdat ze veelal ondieper dan 500 m liggen. Het Dinantien, oftewel de Kolenkalk, wordt hier ook niet behandeld. In het studiegebied zit deze mogelijke play vrij diep (6-10km) en is de kennis hiervan dusdanig weinig dat er geen goed beeld van te vormen is (zie <https://www.nlog.nl/scan> voor verdere informatie).



Figuur 2.6: Stratigrafisch overzicht plays (aangeduid met rode lijnen) (Bron: Dinoloket.nl)

2.5 UITDAGINGEN VAN AARDWARMTE

Er zijn een aantal uitdagingen die spelen bij de ontwikkeling van een aardwarmteproject, die grofweg onder de volgende drie categorieën vallen:

- Geologische risico's, inclusief vermogensonzekerheden
- Technische risico's, inclusief het kiezen van het beste productieconcept
- Economische risico's, inclusief volloopriscio en vergunbaarheid van aardwarmte

De mix hiervan maakt het vooral voor de gebouwde omgeving moeilijk om tot snelle realisatie van technisch en economisch optimale aardwarmteprojecten te komen.

Geologische risico's en onzekerheden

Het inschatten van de diepte en aanwezigheid van een laag kan redelijk goed gedaan worden mits er goede seismiek⁶ voorhanden is (bij voorkeur 3D seismiek) en er genoeg putten zijn geboord die deze seismiek van een referentiekader (diepte en aard van de laag) voor de zandlagen kunnen voorzien.

Helaas is deze data niet altijd voorhanden. Veel data, zowel seismiek als putdata, komen voort uit de olie- en gasindustrie. Deze activiteiten waren destijds niet altijd gericht op dezelfde lagen waaruit nu bij voorkeur aardwarmte gewonnen wordt en dus ontbreekt het soms aan data. Daarbij ontbreekt vooral data over de doorlatendheid, ook wel permeabiliteit genoemd. Deze geologische eigenschap is één van de moeilijkste om af te leiden van boorputgegevens. Uit zogenaamde puttesten is permeabiliteit ook af te leiden, maar hier is veel precieze kennis over het reservoir voor nodig.

Vanwege geologische onzekerheden wordt er bij een vermogensberekening vaak een range aan vermogens gegeven, waarbinnen met enige zekerheid de uiteindelijk te produceren vermogens vallen. Deze range kan echter vrij breed zijn, waardoor het moeilijk wordt om er, voordat de putten zijn geboord, een goede business case van rond te rekenen.

In paragraaf 3.3.3 worden de geologische risico's versimpeld in kaart gebracht in samenhang met de datadichtheid om zo tot een "betrouwbaarheids"-kaart te komen, waarin in één oogopslag wordt getracht een idee te geven of de beschikbare data en kennis genoeg is voor een betrouwbare inschatting van de potentie in dit gebied.

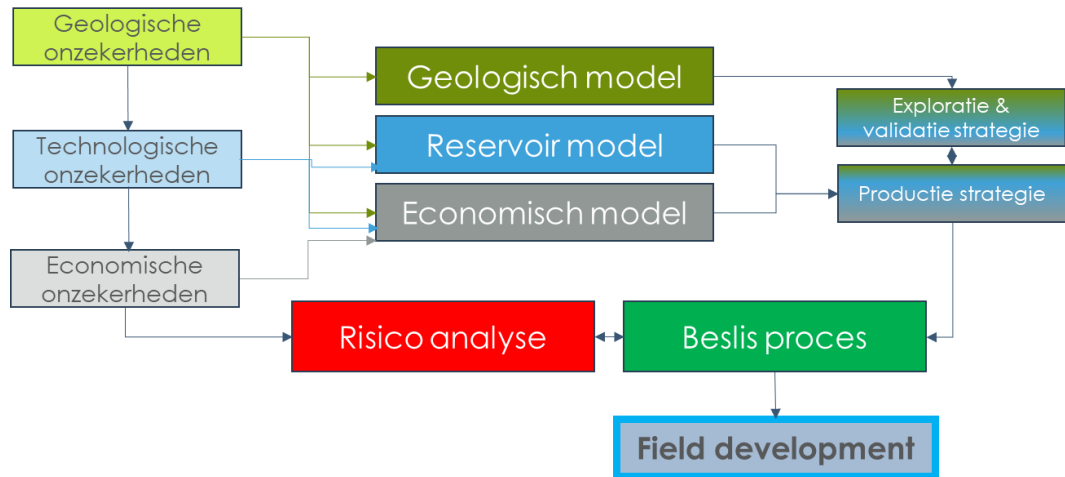
In Bijlage 1 zijn de achterliggende geologische risico's verder uitgediept.

Technische risico's voor de prestatie van aardwarmte

Het daadwerkelijke vermogen van een aardwarmteput kan worden verlaagd door technische complicaties door bijvoorbeeld het boren, maar ook door zaken in de putten zoals zandproductie, verontreiniging, scaling en corrosie. Het is dan ook vaak het geval dat de putten niet het maximale produceren van wat ze theoretisch zouden moeten kunnen.

Vaak worden projecten niet optimaal ontwikkeld doordat het concept select (zie ook Figuur 2.7) niet geïntegreerd wordt gedaan; een bepaalde ondergrond vergt een bepaald optimaal putontwerp en productiestrategie, die ook weer wordt bepaald door de economische omstandigheden en keuzes.

⁶ Seismische acquisitie is een techniek die een beeld van de ondergrond kan geven door middel van het verzenden en opvangen van geluidsgolven; seismiek is het opgeleverde beeld.



Figuur 2.7: Overzicht van de factoren die belangrijk zijn om tot concept select, een exploratie- of productiestrategie of een veld-ontwikkeling te komen.

Economische risico's

Er zijn vaste economische risico's die voor elke onderneming belangrijk zijn zoals inflatie en rendement. Voor aardwarmteprojecten komen daar nog enkele risico's bij: het is op voorhand niet altijd in te schatten of de te boren putten succesvol zijn, wat externe financiering en een goede business case bemoeilijken. Er zijn wel verzekeringen die mis-boringen kunnen dekken (RNES)⁷ of verzekeringen die het boren van de putten kunnen verzekeren (CAR, Construction All Risk), maar deze zijn vaak prijzig of dekken niet alles.

Exploratie-uitgaven, zoals extra seismiek, exploratie-putten of laboratoriumanalyses kunnen veelal niet gedekt worden door de opbrengsten van een op zichzelf staand aardwarmteproject. Dit kan alleen door een play-based benadering toe te passen, waar veel projecten kunnen profiteren van eerder gemaakte kosten, of door onderzoek-subsidies aan te vragen. Het is zelfs zo dat subsidies zoals SDE++ niet uitgaan van aanloopkosten (ontwikkelkosten, ofwel development kosten, DEVEX) waardoor het gewone werk wat noodzakelijk is aan de voorkant van een project (geologische studies, milieu-studies, engineeringstudies maar ook stakeholdermanagement) moeilijk in een business case onder te brengen is.

Daarnaast is het zogenaamde vollooperisico ook een belangrijk aspect: warmtenetten zijn of nog niet aangelegd of de warmte is nog niet gecontracteerd, wat een gat op de begroting geeft en er nog geen garanties zijn dat dit gat te zijner tijd gedicht wordt. Met de nieuwe Warmtewet op komst zal het investeringsklimaat hopelijk verbeteren voor het aanleggen van warmtenetten, zodat het kip-ei probleem (de aardwarmtebron wordt niet geslagen tenzij er warmte-afname is gegarandeerd, maar het warmtenet wordt niet aangelegd, tenzij de aardwarmtebron is gegarandeerd) kan worden opgelost.

⁷ Risico's dekken voor aardwarmte: <https://www.rvo.nl/subsidies-financiering/rnes>

3 Aardwarmte potentie in studiegebied Rotterdam-Den Haag & Holland-Rijnland

3.1 WAT BEDOELEN WE MET POTENTIE?

In essentie hebben we potentie gedefinieerd als een geografische plek op een bepaalde diepte waar er een goede kans is op het realiseren van een geothermieproject met een bepaald debiet van een bepaalde temperatuur. Een goede potentie geeft dus aan waar je als geothermieproject-ontwikkelaar als eerste je pijlen op zou kunnen richten en verdiepend onderzoek zou moeten doen. Waar minder of weinig potentie zit, wil niet automatisch zeggen dat er geen kans van slagen is op deze plek. Verdiepend onderzoek kan helderheid scheppen die deze regionale studie niet kan bieden.

Potentie is een multi-interpretabel begrip dat we in deze studie afleiden van een begrip dat we 'in situ warmte' noemen. Om deze warmte er uit te halen moet een mijnbouwwerk geplaatst worden, de aardwarmteputten. Dit kan in allerlei constellaties zijn, van doublet tot triplet, tot horizontale putten en tot gesloten bodemlus. Wat er daadwerkelijk gewonnen kan worden hangt af van de toegepaste technieken (engineering design) maar ook van de operationele omstandigheden; dit geven we aan als vermogen in megawatt (MW).

Omdat dit vermogen uit een geothermieproject dus niet alleen afhangt van de geologie, maar minimaal net zoveel van het engineering design, de operationele keuzes die we daarbij maken, het beschikbare budget en ook financiering en de daarbij behorende geldende wettelijke veiligheidsregels, kunnen we daar eigenlijk geen aannames over doen. Echter, het hoofddoel van deze studie is om een indicatie te geven van de vermogens die gewonnen zouden kunnen worden uit de ondergrond om zodoende de Design-Toolkit te vullen en zo te kunnen ondersteunen in de ontwikkeling en modellering van een integraal warmtenetwerk in de regio Rotterdam-Den Haag. De fysische en engineering aannames die we dan toch aannemen om het maximum vermogen te berekenen worden dan ook beschreven in Bijlage 1. De lezer van dit document dient goed te beseffen dat de gerapporteerde vermogens flink afhangen van deze niet-geologische aannames, welke niet (eenvoudig) gegeneraliseerd kunnen worden.

3.2 CRITERIA VOOR ONDERGRONDSE AARDWARMTE-POTENTIE

Er is voor gekozen om de potentiekaarten in de vorm van vermogen, temperatuur, en COP (en diepte) op te leveren omdat deze als beste passen in de Design-Toolkit omgeving. Het is belangrijk te begrijpen dat vermogen niet hetzelfde is als de warmte die in de bodem te vinden is, dit is namelijk de in-situ warmte die soms in GJ/m² wordt ingeschat. Deze **in-situ warmte** wordt bepaald door ondergrondse geologische en fysische eigenschappen zoals:

- Diepte van het aquifer
- Dikte van het aquifer
- Netto zandgehalte van het aquifer

- Temperatuur van het aquifer
- Porositeit van het aquifer
- Volumetrische warmtecapaciteit van het gesteente en van de vloeistof in de poriën van het gesteente (het formatiewater), waarbij de warmtecapaciteit van de vloeistof voor conventionele aardwarmte het allerbelangrijkste is

We noemen dit ook wel geologische potentie (zie Figuur 3.1); dat wat het reservoir op een bepaalde plaats en diepte in theorie zou kunnen leveren aan warmte.

Via conventionele aardwarmte wordt de warmte gewonnen door het warme water in de poriën van het gesteente te onttrekken aan de ondergrond. Daarbij zijn ook de volgende geologische en fysische eigenschappen van belang:

- Doorlatendheid, ook wel permeabiliteit genoemd
- Zoutgehalte van het formatie-water
- Connectiviteit van de laag (waarbij homogeniteit, schaliegehalte en verbreuking van invloed zijn)
- Geomechanische eigenschappen die thermische krimp van het aquifer kunnen bevorderen

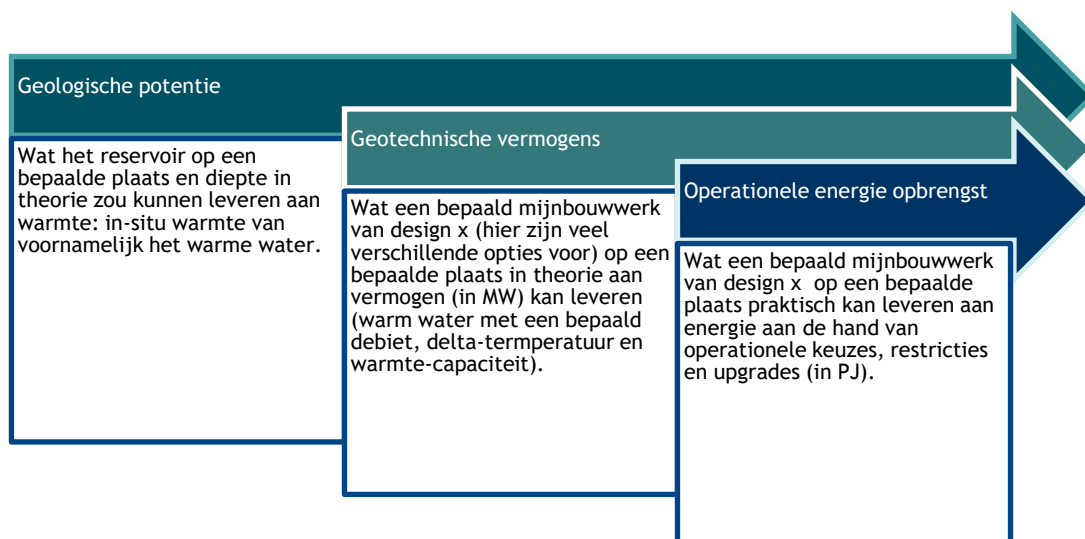
Daarnaast zijn de volgende zaken die betrekking hebben op de geothermieputten van groot belang voor het uiteindelijke **vermogen** dat uit de grond wordt gehaald:

- Pompvermogen van zowel de productie- als de injectiepomp
- Aard van de boringen: verticaal, gedevieerd, horizontaal en het put-traject
- Mate van zogenaamde 'skin'; een maat die aangeeft hoe goed de connectie is tussen put en aquifer
- Diameter en materiaal van de putten
- Mate van uitkoeling (verschil tussen brontemperatuur en retourtemperatuur, ΔT) en de efficiëntie van eventuele warmtepompen

Daarnaast zijn er nog operationele keuzes die de uiteindelijke energieopbrengst zullen bepalen. Deze keuzes kunnen ook (uit bijv. veiligheidsoverwegingen) opgelegd worden.

- Niet-technische injectie-druk limiet
- Niet-technische limiet op de mate van uitkoeling
- Niet-technische limiet op het debiet
- Draaiuren van de geothermieput

We zullen in deze studie niet ingaan op closed-loop systemen, maar we zullen wel kort ingaan op mogelijke toepassing van horizontale boringen en de mogelijke vermogenswinsten die daarbij te behalen zijn.



Figuur 3.1: Van geologische potentie tot energie-opbrengst.

Samenvattend wordt de ondergrondse potentie voor aardwarmte hoofdzakelijk door de volgende zaken bepaald:

- De geschiktheid van de ondergrond, waarbij voornamelijk doorlatendheid van het zandpakket van belang is
- De diepte en dus temperatuur van het geschikte zandpakket
- De geothermieputten en de daarbij horende engineering, operationele en juridische restricties

3.3 OPGELEVERDE KAARTEN

De volgende kaarten worden opgeleverd voor de Design-Toolkit en zullen publiek beschikbaar worden gemaakt:

- **Geschat maximum vermogen** bij een uitkoeling tot 10 °C, 25 °C en 50 °C
- **Geschatte temperatuurkaart** van de aquifer (midden van het aquifer) om het bijschakelen van eventuele warmtepompen te kunnen inschatten
- **Geschatte dieptekaart** van de aquifer (midden van het aquifer) die aan een kosteninschatting verbonden kunnen worden
- **Geschatte maximale 'coefficient of performance' (COP)** kaarten bij een uitkoeling tot 10 °C, 25 °C en 50 °C om het elektriciteitsgebruik van de aardwarmtebronnen (zónder warmtepompen) te kunnen benaderen

In paragraaf 3.3.2 worden de kaarten 'maximum vermogen bij een uitkoeling tot 25 °C' en 'geschatte temperatuur' gepresenteerd. De overige kaarten worden in de bijlage gegeven en/of bij de dataset geleverd. De Rijnland zanden zijn gestapeld weergegeven, ze worden ook afzonderlijk in de dataset geleverd.

In Bijlage 1 is beschreven hoe deze kaarten precies zijn opgesteld.

3.3.1 Aannames potentiekaarten

De potentiekaarten die in paragraaf 3.3.2 getoond worden zijn vermogenskaarten per play. Voor de vermogensberekening rekenen we standaard met een uitkoeling tot 25°C. Er worden ook vermogenskaarten berekend voor een uitkoeling tot 10°C en 50°C. Voor de 'Brussel' play wordt alleen met een uitkoelingstemperatuur van 10°C gewerkt vanwege de relatief lage brontemperatuur.

Er zijn een aantal technische en operationele aannames gedaan bij het berekenen van de vermogenskaarten bij dit rapport, de belangrijkste zijn hier opgesomd:

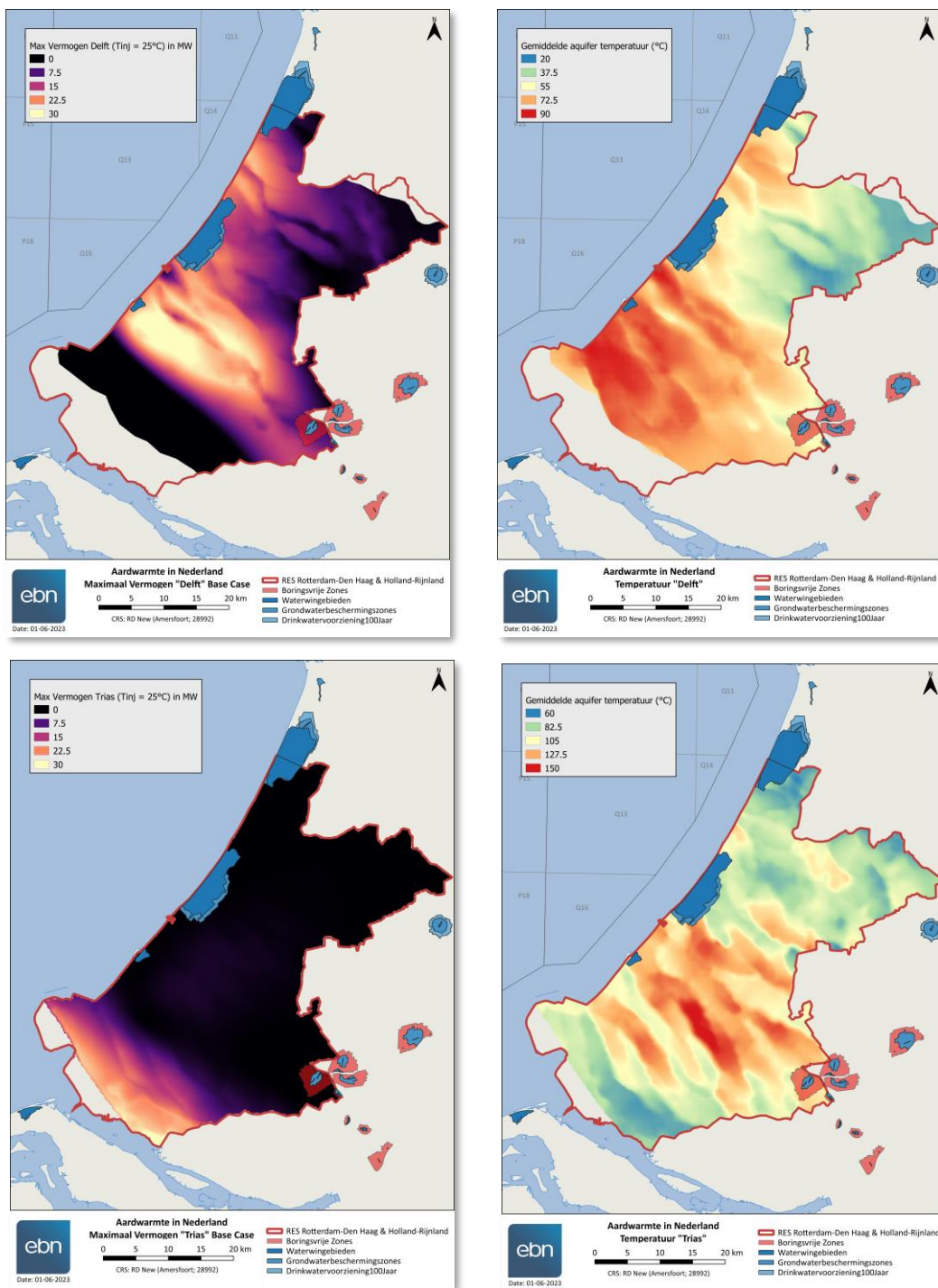
- Debiet limiet van 500 m³/u. Op dit moment wordt dit niet gehaald door de huidige aardwarmteprojecten, maar het zou technisch wel mogelijk zijn door het installeren van de juiste ESP (electrical submersible pump, ook wel eens pompelpomp genoemd).
- Boven een verschil van 40°C tussen de gemiddelde aquifer temperatuur en de injectie temperatuur (de ΔT) wordt per extra graad uitkoeling een bar van injectiedruk afgetrokken (dit is gelijk aan een 'rule-of-thumb' veiligheidssuggestie / protocol van de toezichthouder, waarbij wordt uitgegaan dat bij een te grote uitkoeling van de afdichtende laag, deze sneller kan breken).⁸
- Maximale injectie-gradiënt van 0.135 bar/m
- Er wordt gewerkt met een variabel pompdrukverschil die voortkomt uit de formules, zo wordt voor elke diepte, geologie en zoutgehalte het maximaal haalbare vermogen berekend
- Andere aannames worden beschreven in Bijlage 1

De coefficient of performance (COP) geeft niets anders aan dan de ratio tussen het elektriciteitsgebruik van de productie- en injectiepompen en het opgewekt vermogen. We gaan hier uit van een pomp-efficiëntie van 0.7. Er wordt dus geen elektriciteitsvermogen van mogelijke warmtepompen meegerekend. In Bijlage 2 worden de kaarten gegeven, in paragraaf 4.1 worden gemiddelde COP's per play gepresenteerd.

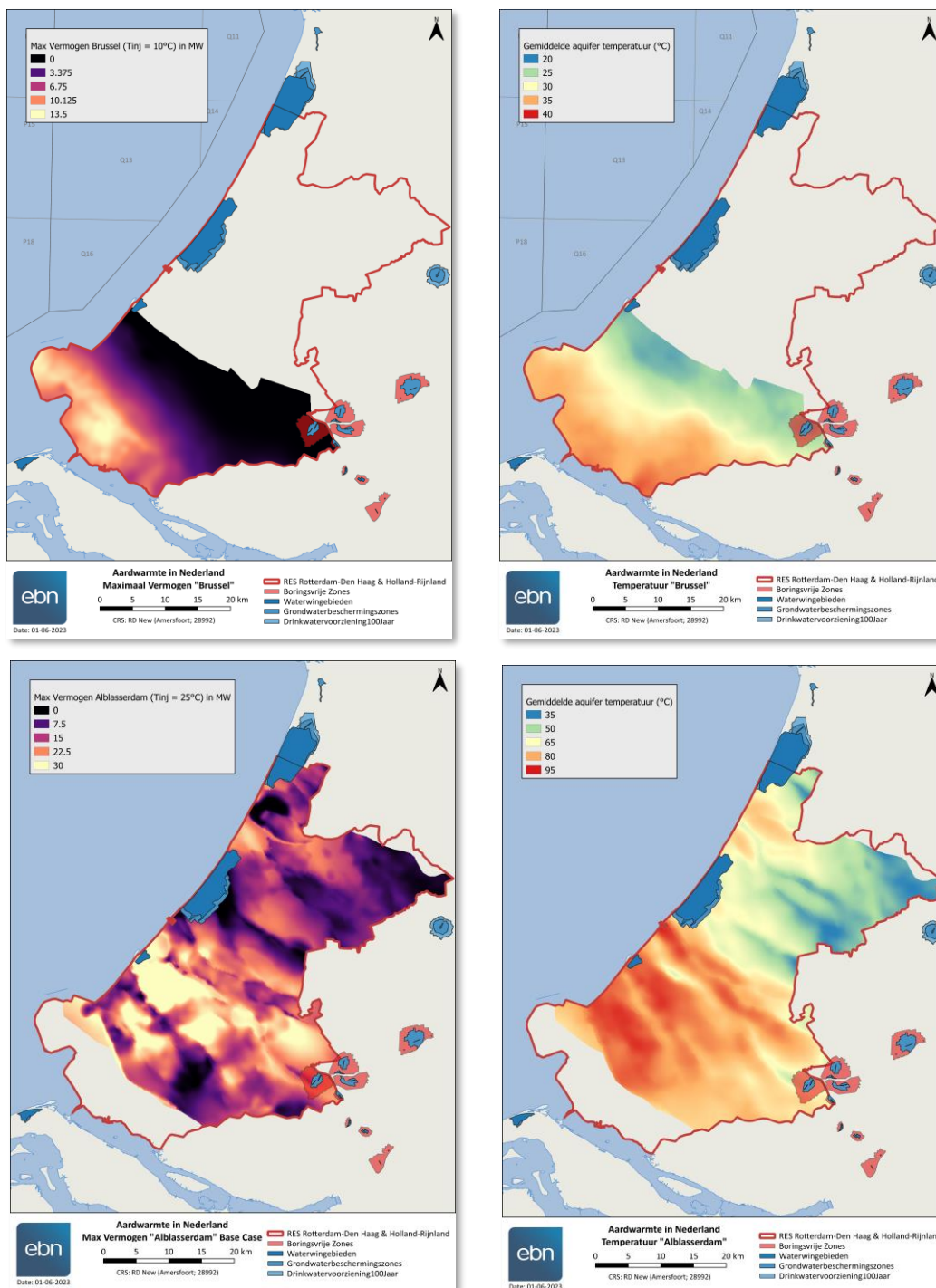
Wat een aantrekkelijke potentie is hangt volledig af wat de eindgebruiker wil, er zal hier daarom geen economische drempel aangegeven worden. In paragraaf 6.2 zal er verder ingegaan worden op mogelijke ontwikkel scenario's waarbij meer vermogen gegenereerd zou kunnen worden.

⁸ Door een goede onderbouwing gebaseerd op geomechanische data kan het overigens mogelijk zijn in de toekomst, indien veilig, dit protocol op te rekken voor een bepaald project.

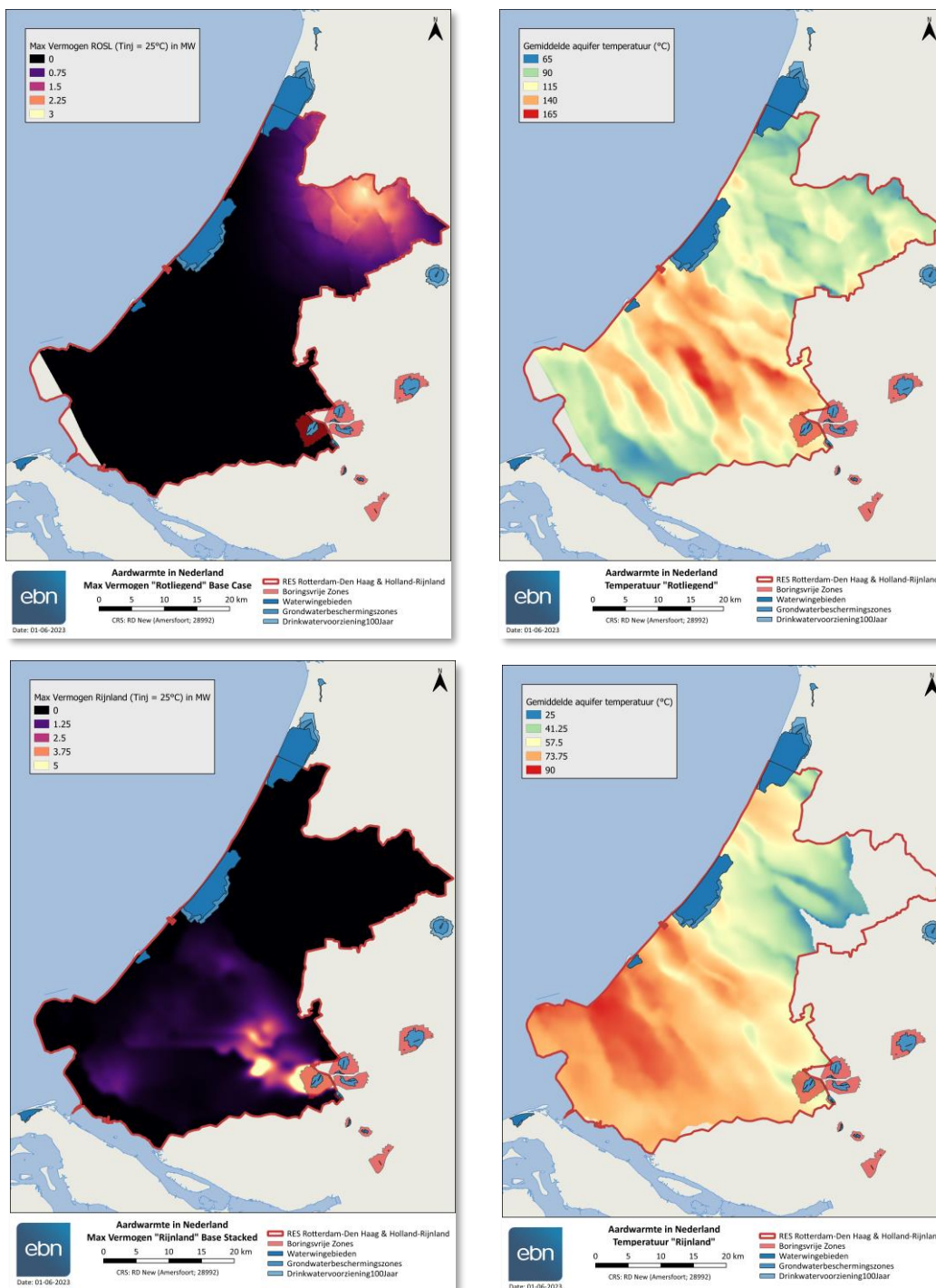
3.3.2 Aardwarmte potentiekaarten



Figuur 3.2: Maximaal vermogen (linksboven) en temperatuur (rechtsboven) van de 'Delft' play. Maximaal vermogen (linksonder) en temperatuur (rechtsonder) van de 'Trias' play).

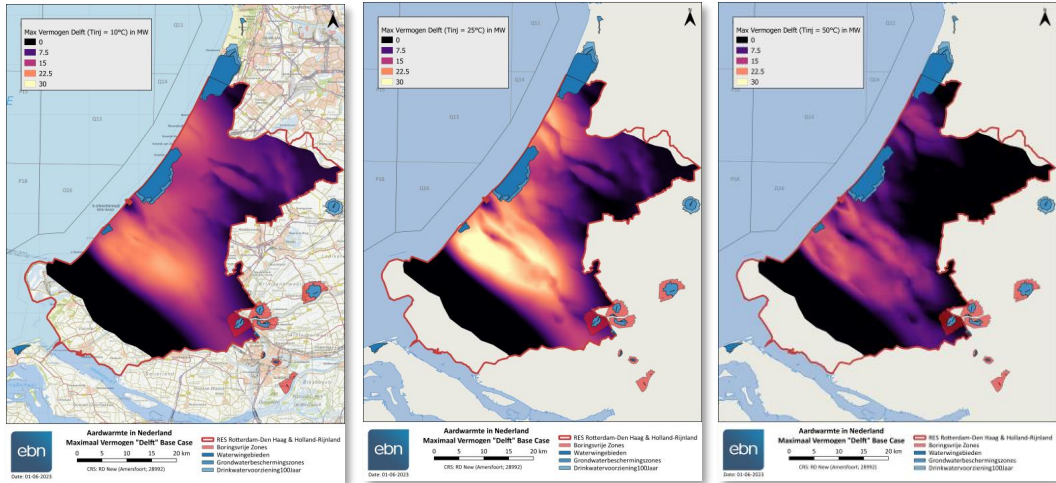


Figuur 3.3: Maximaal vermogen (linksboven) en temperatuur (rechtsboven) van de 'Brussel' play. Maximaal vermogen (linksonder) en temperatuur (rechtsonder) van de 'Alblasserdam' play.).

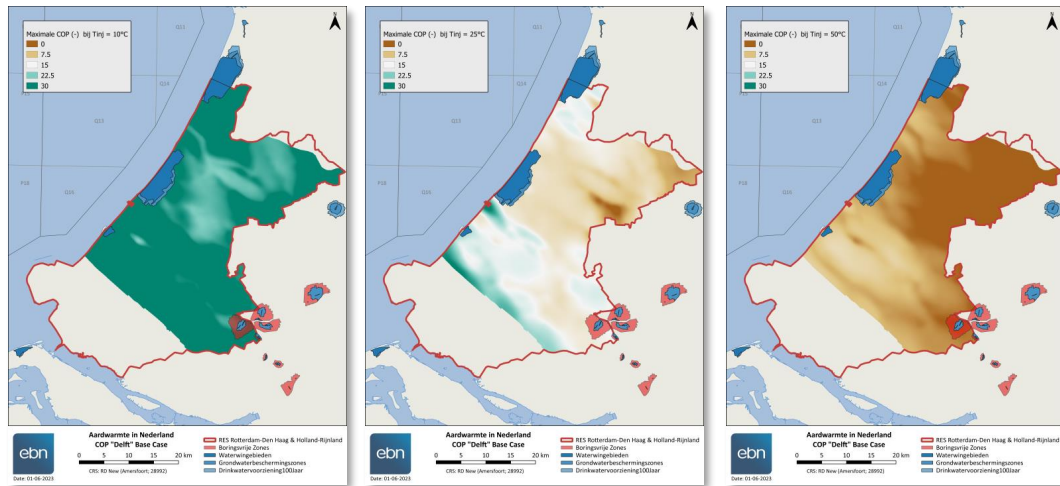


Figuur 3.4: Maximaal vermogen (linksboven) en temperatuur (rechtsboven) van de 'Rotliegend' play. Maximaal vermogen van de gezamenlijke zanden (linksonder) en temperatuur (rechtsonder) van de 'Rijnland' play (ter illustratie is de temperatuur aan de basis van de Rijnland Groep gegeven).

Zoals aangegeven, maakt het voor het uiteindelijke berekende vermogen veel uit met welke uitkoelingstemperatuur wordt gewerkt. In Figuur 3.5 wordt een visueel vergelijk gegeven van het geschatte maximum vermogen van de 'Delft' play bij een uitkoeling tot 10°C, 25°C en 50°C. Er is duidelijk een groot vermogensvoordeel te halen indien er uitgeoeld kan worden naar 25°C in plaats van naar 50°C. Op sommige plekken (voornamelijk bij lagere aquifer temperaturen) kan er ook voordeel gehaald wanneer er tot 10°C uitgeoeld kan worden. Maar, zoals eerder vermeld, wordt er in deze studie rekening gehouden (dit in overleg met enkele operators) met een veiligheidsprotocol: daar waar de ΔT tussen aquifer temperatuur en injectietemperatuur hoger is dan 40°C gaan we ervan uit dat er met een bar per graad minder moet worden geïnjecteerd. Je ziet dat er nu minder hoge vermogens bereikt kunnen worden in de hoge potentiegebieden. Wél zal de COP er gunstiger uitzien bij hogere uitkoeling (zie Figuur 3.6). Het is dus zaak een goede concept select te maken voor het meest optimale techno-economische project, iets wat kan afhangen van bijvoorbeeld de geldende stroomprijs, de wijze van subsidie, of bijvoorbeeld van de terugvoertemperatuur van het warmtenet.



Figuur 3.5: Vergelijk van geschat maximum vermogen bij injectietemperaturen van 10, 25 en 50 °C ('Delft' play).



Figuur 3.6: Vergelijk van geschatte maximale COP bij injectietemperaturen van 10, 25 en 50 °C ('Delft' play).

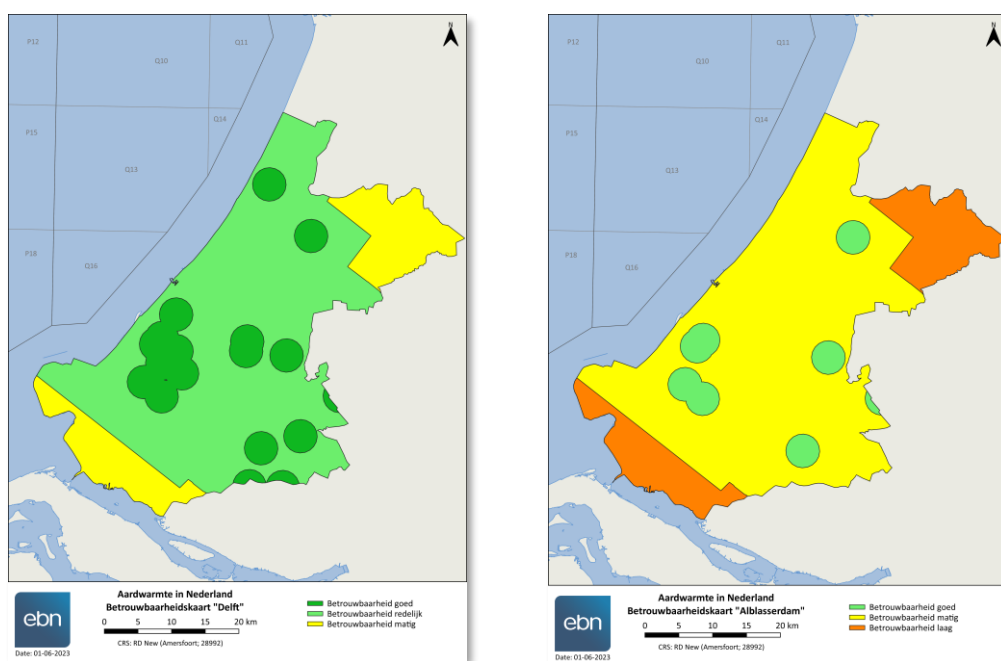
3.3.3 Betrouwbaarheidskaarten

Er wordt geen economisch label aan de kaarten gehangen. Wel wordt in enkele kwalitatieve kaarten aangegeven wat de betrouwbaarheid is van de vermogens-inschatting. Dit hangt af van de hoeveelheid en kwaliteit van de data, maar ook van het geologische begrip van de play. We geven vier categorieën van betrouwbaarheid c.q. onzekerheid aan.

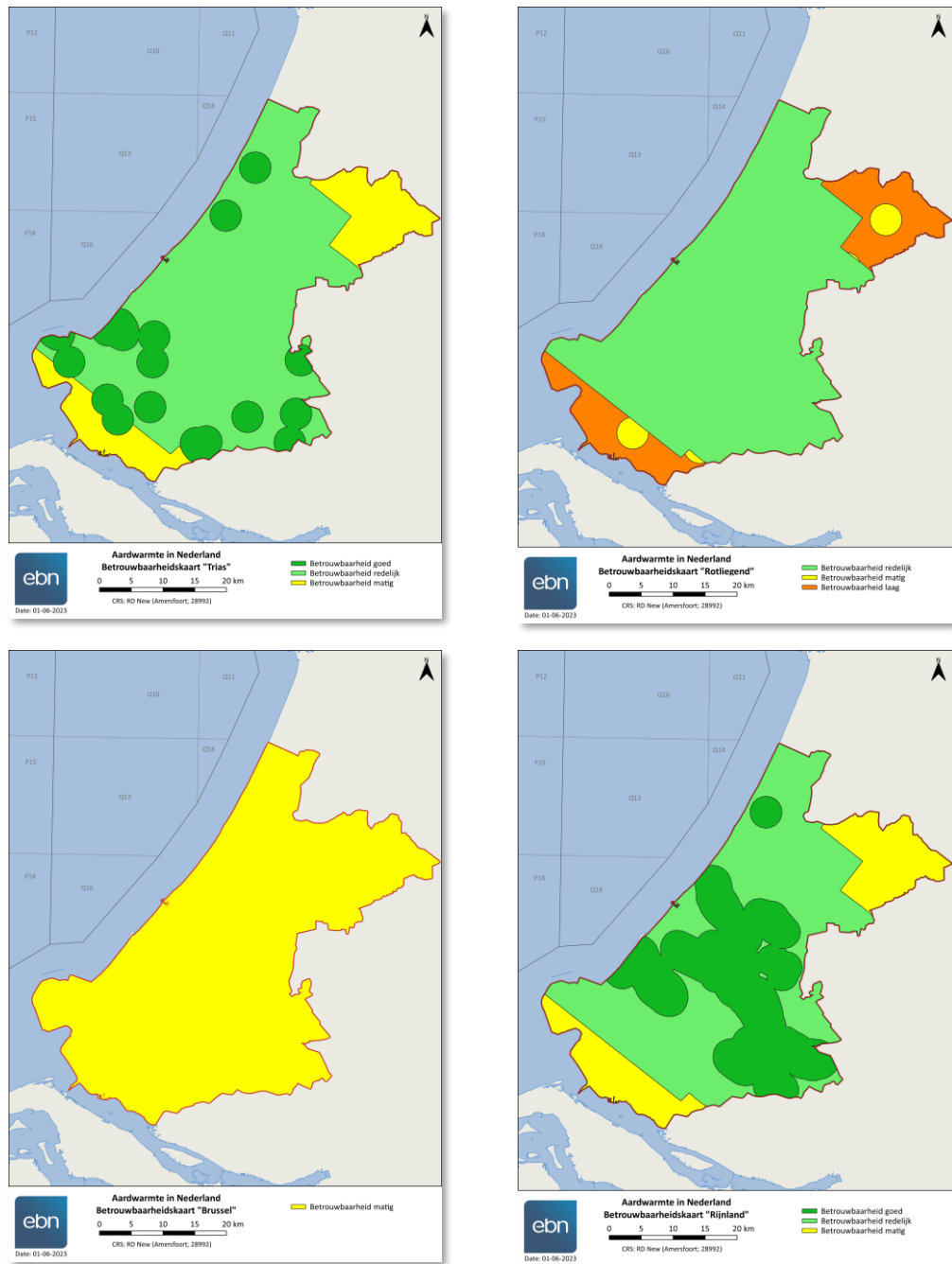
- **Betrouwbaarheid goed:** er is (voor het merendeel) 3D seismiek aanwezig, én er zijn één of meerdere van de volgende zaken aanwezig: er zijn hier geothermische projecten die produceren uit de desbetreffende play, óf; er is kerndata aanwezig zodat een petrofysische permeabiliteits- evaluatie gekalibreerd kan worden, óf; er zijn uit het reservoir koolwaterstoffen geproduceerd.

- **Betrouwbaarheid redelijk:** er is 3D seismiek aanwezig en er is genoeg data van het desbetreffende play aanwezig om betrouwbare inschattingen te maken over de aquifer karakteristieken.
- **Betrouwbaarheid matig:** er is enige onzekerheid over de play, dit kan door gebrek aan 3D seismiek zijn, maar ook door te weinig data en/of de geologische interpretatie is vrij complex.
- **Betrouwbaarheid laag:** er is geen 3D seismiek aanwezig en er is weinig data beschikbaar en de geologische interpretatie is complex.

Kort samengevat is de betrouwbaarheid van het Delft play goed, zowel voorkomen als vermogen; de Alblasserdam play is echter weinig betrouwbaar. Het Brussel play is wel betrouwbaar wat betreft voorkomen, maar qua doorlatendheid en connectiviteit niet zo zeer. De vermogensinschatting en voorkomen van het Trias heeft een goede betrouwbaarheid. Het voorkomen van het Rotliegend is betrouwbaar, maar de vermogensinschatting alleszins. De Rijnland zanden zijn erg heterogeen, maar de overall inschatting is vrij betrouwbaar.



Figuur 3.7: Betrouwbaarheidskaart Delft play (links) en van Alblasserdam play (rechts).



Figuur 3.8: Betrouwbaarheidskaart Trias play (linksboven), Rotliegend play (rechtsboven), Brussels play (linksonder) en Rijnland play (rechtsonder).

3.3.4 Begeleidende kaarten

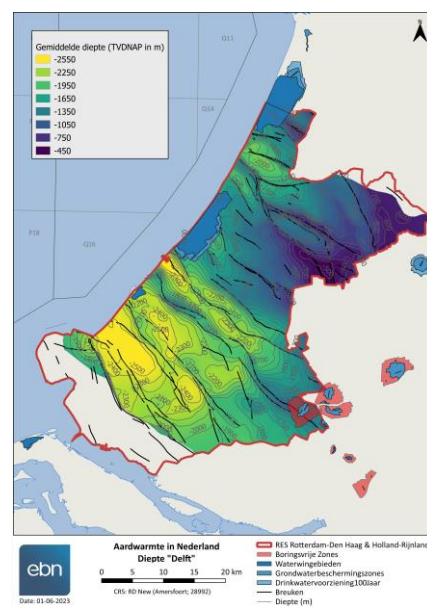
Verder zijn er enkele gebieden in het studiegebied waar op dit moment het ontwikkelen van aardwarmte niet goed mogelijk is, de zogenaamde belemmeringsgebieden⁹. Op de vermogenskaarten zijn de volgende gebieden aangeduid:

- Boringsvrije zones
- Waterwingebieden
- Grondwaterbeschermingszones
- Drinkwatervoorziening 100 Jaar

Er wordt verder geen aandacht besteed aan andere bovengrondse restricties.

Op de dieptekaarten (zie Bijlage 2 en Figuur 3.9) worden wel de regionale breuken aangegeven. Het is zaak om met een aardwarmteproject ondergronds niet té dichtbij een breuk te zitten. Bovengronds hoeft dit niet per sé een probleem te zijn. Waarom? Dit is drieledig:

- Hoewel de kans zeer klein is kunnen er seismische trillingen voorkomen wanneer een gespannen breuk met een bepaalde oriëntering te veel wordt afgekoeld.
- Het debiet en dus het vermogen wordt negatief beïnvloedt door de nabijheid van een breuk; ook kan het de communicatie tussen injectie- en productieput verslechteren, wat ook onder andere een negatief effect kan hebben op het debiet en vermogen.
- Het is niet altijd mogelijk een breuk op de juiste plek te interpreteren, wat natuurlijk de eerstgenoemde zaken onzeker maakt, maar het kan ook problemen veroorzaken bij het boren van het project.



Figuur 3.9: Voorbeeld diepte- en breukenkaart Delft play.

Let op: er kunnen veel meer breuken aanwezig zijn, die het exploiteren van een aardwarmteproject kunnen bemoeilijken.

Verder is er nog rekening te houden met koolwaterstofvoorkomens in het studiegebied. Zie Bijlage 1 en Figuur 7.19 voor meer details.

3.3.5 Interpretatie van de kaarten per play

In deze paragraaf wordt inzicht gegeven in het aardwarmtepotentieel per play op basis van de kaarten die als input gebruikt worden in de Design-Toolkit.

Samenvatting

Het aardwarmtepotentieel in de RES Rotterdam-Den Haag is erg goed: de hoogste vermogens en hoogste debieten kunnen gehaald worden uit het Delft play (ruim boven de 20MW) en het Trias play (tegen/rond de 20MW), met temperaturen tot 90°C. De vermogensinschatting is ook goed voor het westen van de RES Holland-Rijnland (15-20MW). De potentie neemt af naar het noordoosten, waar

⁹ Publiek beschikbare data: <https://www.pdok.nl/>

vermogen inschattingen beneden de 10MW komen, voornamelijk vanwege de geringe diepte van de aquifers.

Zand van Brussel Laagpakket

De potentie van deze play is regionaal gezien gering, lokaal kunnen echter naar verwachting hoge debieten gerealiseerd kunnen worden, de vermogens zullen hoogstwaarschijnlijk realistische gezien onder de 10MW blijven. Hoewel de inschatting is dat de aquifer eigenschappen zeer goed zijn, ligt deze laag vrij ondiep en de temperatuur komt dan ook niet wezenlijk boven de 35 °C uit. Lage temperatuur aardwarmte is uiteraard een optie, maar aangezien de Hoofd-Bontzandsteen Subgroep in hetzelfde gebied ligt, heeft deze diepere play de voorkeur. In het uiterste zuiden, bij Rockanje, zouden er eventueel naar lokale oplossingen voor de Brussel play gezocht kunnen worden. Nieuwe putdesigns voor ondiepe targets zouden hiervoor ontwikkeld moeten worden teneinde de kosten te kunnen reduceren.

Rijnland Groep

De zanden van de Rijnland Groep zijn niet over het gehele gebied verspreid. Ze kunnen lokaal van hele goede kwaliteit zijn, maar op een ander punt, vrij slecht. Dit maakt het voorspellen van de eigenschappen op een bepaalde locatie moeilijk. De potentie voor dit play, gestapeld weergegeven in deze studie, ligt dan ook veel lager dan de Delft & Alblaserdam plays die eronder liggen, niet alleen vanwege de aquifer eigenschappen maar ook vanwege de temperatuur. Verder zijn de Rijnlandzanden lucratieve koolwaterstofplays (zie Figuur 7.19) waar rekening mee gehouden moet worden. Het gemixt produceren van een Rijnland aquifer met bijvoorbeeld een aquifer in de Delft Play is mogelijk, maar aangezien de Delft play een zeer goed aquifer is, dat hoge debieten kan behalen én dat ook warmer is (aangezien het dieper ligt) lijken er weinig voordelen te behalen zijn, ook aangezien de toezichthouder niet positief staat tegenover cross-flow tussen verscheidene lagen. Dit alles samen geeft er de voorkeur aan om op de diepere Schieland plays te concentreren.

Delft Zandsteen Formatie

De 'Delft' play is de belangrijkste play in het studiegebied. Dit wordt al jaren bewezen door vele succesvolle tuindersprojecten. Het is ook de play met de meeste potentie voor de gebouwde omgeving en kan vermogens boven de 20MW leveren. De play is wel verdeeld door vele breuken, maar die zijn op de seismiek meestal goed te zien. Het verdient wel de aanbeveling een goede re-processing van deze seismische data te laten doen. De play is uitermate geschikt voor veldontwikkeling; het groots maar wel optimaal ontwikkelen van deze play gebaseerd op een goed reservoirmodel (zowel structureel als sedimentologisch). Over de gehele Provincie Zuid-Holland zou dan idealiter in een passende openvolging (treintjes boren) de aardwarmteprojecten kunnen worden gerealiseerd, waarbij ook nagedacht wordt over de duurzaamheid op de lange termijn (>30 jaar). Hoewel in het Westland gerekend kan worden op temperaturen van ruim boven de 70 °C, vallen de temperaturen in het noorden en het oosten van het studiegebied al snel terug naar 50 °C. De aquifer eigenschappen lijken nog steeds goed te zijn, dus een ideale kandidaat voor lage temperatuur aardwarmte. In het noordwesten bij Leiden kunnen waarschijnlijk vermogens tot 20MW worden gehaald, in het oosten zakken de vermogens terug onder de 10MW. Naar het zuidoosten (Capelle a/d IJssel) toe lijken de aquifer-eigenschappen ook wat af te nemen (de Delft Zandsteen Formatie lijkt hier te verdwijnen), maar de data zijn voornamelijk gekalibreerd op de horsten (de hogere gebieden), wat betekent dat er in de grabens (de diepere gebieden) er nog meer zand aanwezig kan zijn. De Alblaserdam Formatie zou hier een alternatief kunnen zijn.

Alblasserdam Formatie

Deze play heeft mogelijkveel veel potentie, met haalbare vermogens tot waarschijnlijk 20MW, wat bijvoorbeeld in het zuidwesten van het studiegebied wordt bewezen (Westland, Maassluis, het westelijke deel van Rotterdam), waar de Delft play afwezig lijkt te zijn. In andere delen van het studiegebied is de databetrouwbaarheid laag. Het is moeilijk te anticiperen waar er dikke zandpakketten zitten (goede aquifer eigenschappen, gunstig voor aardwarmteproductie) en waar de Alblasserdam voornamelijk bestaat uit lange secties van kleisteen afgewisseld met dunne zanden (slechte aquifer eigenschappen, slecht voor aardwarmteproductie): de zogenaamde 'laterale variabiliteit' is hoog. Data-acquisitie in nieuw te boren putten en nieuwe studies gericht op het identificeren van het potentieel kunnen hier uitkomst bieden zodat ook deze play ten dienste komt te liggen van de aardwarmteontwikkeling in het studiegebied. Het voordeel boven de Delft play is voornamelijk dat het dieper ligt en dus hogere temperaturen heeft, het nadeel is de variabiliteit en het risico op slechte communicatie tussen injectie- en productieput.

Hoofd-Bontzandsteen Subgroep ('Trias')

De 'Trias' play is alleen in het uiterste zuidwesten van belang (Maasvlakte, Westvoorne, Hellevoetsluis, Nissewaard). Hier ligt het laagpakket een stuk ondieper dan ten noorden van de Maas. De aquifer eigenschappen zijn erg goed, wat wordt bewezen door twee aardwarmteprojecten. Vermogens tegen de 20MW zouden gerealiseerd kunnen worden. Ook hier zou een optimale ondergrondse gebiedsontwikkeling met inpassing op maat helpen het aardwarmtepotentieel te kunnen realiseren. Ten noorden van de Maas heeft het Trias té slechte eigenschappen, bewezen door onder andere boorput NLW-GT-01, om hier op dit moment conventionele aardwarmte uit te winnen. Door middel van horizontale putten of door verhoogde injectiedrukken) zou hier in theorie nog met moeite 10 MW gewonnen kunnen worden. In het uiterste noorden en noordoosten van het studiegebied komt het Trias ook ondieper voor, alleen hier zijn de aquifer eigenschappen te slecht (een dun pakket met lage permeabiliteit) om er aardwarmte uit te winnen.

Rotliegend

Het Rotliegend is voor het grootste deel van het studiegebied een oninteressante play. Het ligt diep, het is dun en de aquifer eigenschappen zijn slecht. Hoewel de betrouwbaarheid gering is, zijn er echter wellicht mogelijkheden in het noordoosten (eventueel Alphen a/d Rijn, maar voornamelijk Kaag en Brasem en Nieuwkoop). Dit gebied valt voor een groot deel in het 'witte-vlekken' gebied waar geen 3D seismiek beschikbaar is. Exploratie (seismische campagne en een exploratieput) zal de betrouwbaarheid hier moeten verbeteren. De inschatting is dat er verbeterde ontwikkelingstechnieken aan te pas moeten komen om het potentieel aan te kunnen tappen (bijvoorbeeld horizontaal boren of met verhoogde injectiedrukken te werken - mits veilig en verantwoord, zie hoofdstuk 6), met conventionele technieken komt de vermogensinschatting niet boven de 4MW uit.

3.3.6 Ontwikkel- en exploratie suggesties per gebied

Voor enkele gebieden is hier beneden een vrijblijvende interpretatie van de potentie gegeven.

Rotterdam

De hoogste potentie van Delft ligt in het Westland, waar projecten naar het Delft en het Alblasserdam play van boven de 20MW gerealiseerd kunnen worden, maar ook in het noorden van Rotterdam lijkt er nog genoeg potentie te zitten. (bedenk ook dat aardwarmtebronnen uiteraard niet binnen de gemeentegrenzen hoeft te liggen). Door middel van transportnetwerken kunnen

grote afstanden overbrugd worden zonder veel warmteverlies. Verdere kennisontwikkeling van de Alblasserdam Formatie, door studies en data-vergaring, zal kunnen helpen in het succesvol in het eventueel exploiteren van deze onderontwikkelde play.

Het Trias play, dat succesvol geëxploiteerd wordt door de Voorne en Brielle projecten zou verder ten zuiden van Rotterdam bij Spijkenisse ontwikkeld kunnen worden en binnen de gemeentegrenzen op de Maasvlakte, waar projecten van boven de 15MW gerealiseerd zouden kunnen worden.

Den Haag

De potentie voor aardwarmte is zeer hoog voor Den Haag. Voornamelijk de Delft play is hier van belang, waar projecten tegen de 20MW gerealiseerd zouden kunnen worden, maar ook hier kan een beter begrip van de Alblasserdam wellicht potentie aan het gebied toevoegen. Het gebied binnen en rondom Den Haag wordt echter wel gekenmerkt door verscheidene sub-bekkens die door breuken van elkaar zijn gescheiden. Dit zal voornamelijk de positie van de te boren doubletten bepalen.

Holland-Rijnland west / Leidse regio

De meeste potentie is ook hier te vinden in de Delft play. De temperaturen zijn wat lager (tot ongeveer 55-60°C) en ook deze regio is redelijk verbreekt wat grootschalige veldontwikkeling wellicht iets kan bemoeilijken, maar de aquifer eigenschappen van de Delft play lijken zeer gunstig te zijn en hier zouden projecten van tegen de 15MW gerealiseerd kunnen worden. Ten noorden (Rijnland) ligt de potentie zelfs hoger. De kennis van de Alblasserdam play is hier heel mager, dus ook hier zal moeten worden ingezet op verbetering van de kennis door bijvoorbeeld extra data-vergaring in de eerste aardwarmteprojecten die hier geboord gaan worden, maar de verwachting is dat de potentie van de Alblasserdam gering is.

Holland-Rijnland Oost / Alphen a/d Rijn

De potentie van de Delft play lijkt gering ten opzichte van andere delen van het studiegebied. Dit is voornamelijk te wijten aan de geringe diepte van deze play hier. Het kennisniveau van deze play hier is echter ook gering, dus de onzekerheid wat betreft de aquifer eigenschappen is groot hier. Desalniettemin lijken de aquifer eigenschappen goed genoeg om aardwarmte te kunnen ontwikkelen. De vermogens liggen wel aan de lage kant (onder de 7.5MW), maar wellicht met door verbeterde exploitatietechnieken zou dit kunnen oplopen naar 10MW). Verder is in dit gebied weinig 3D seismiek aanwezig, wat een goede veldontwikkeling eventueel kan bemoeilijken. Een goed exploratie- en ontwikkelingsprogramma gericht op deze regio is aan te bevelen. Hierbij kan dan ook gekeken worden naar de potentie van het Rotliegend. De meeste potentie ligt ten noorden van Alphen a/d Rijn, richting Kaag en Brasem. Er is weinig data van deze regio bekend en het is de vraag of de doorlatendheid goed genoeg is hier. Het Rotliegend staat er om bekend dat het verbreekt is; wat betekent dat er waarschijnlijk ook 3D seismiek geschoten moet worden om tot een veld-ontwikkeling te komen. Exploitatie-innovaties zoals het boren van horizontale putten of het verhogen van de injectiedruk, mits dit veilig en verantwoord kan plaatsvinden, kunnen de potentie van deze play hier behoorlijk verhogen, tot wel boven de 10MW.

Oostland

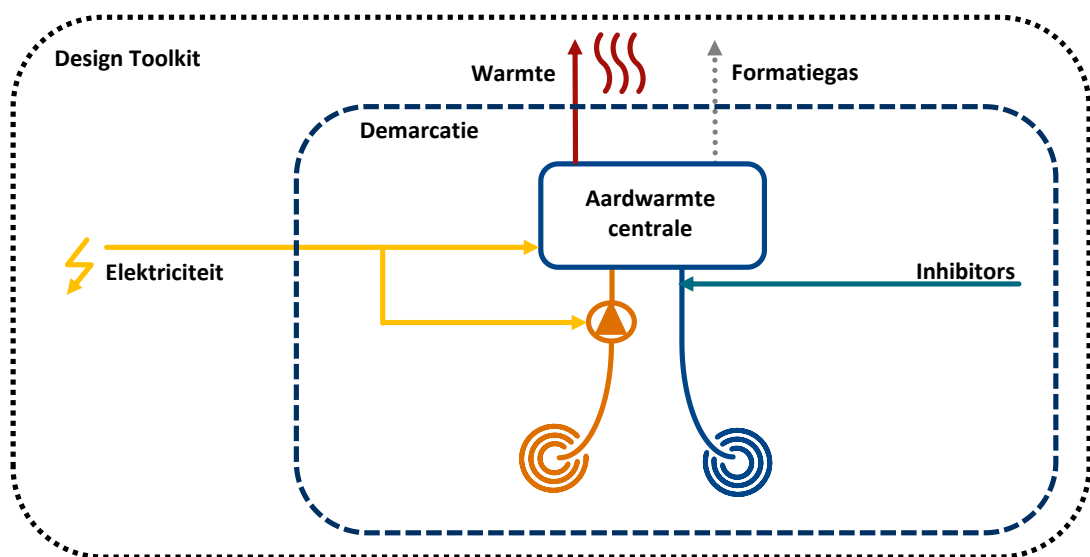
Het potentieel van de Delft play is voornamelijk geconcentreerd in het zuiden en westen van Oostland waar de vermogens ruim boven de 20MW uitkomen, waarbij Pijnacker-Nootdorp er uitspringt qua potentieel en het zuiden van Lansingerland er ook goed uitziet op wat verbreeking na. Ook in deze regio is de kennis van de Alblasserdam te gering om een goede potentie inschatting

te maken. Goede data-vergaring is ook hier weer key. In Zoetermeer en verder oostelijk neemt de potentie geleidelijk af, vanwege de gering diepte en het afnemen van de dikte van de pakketten.

4 Duurzaamheid en kosten

Dit hoofdstuk behandelt de duurzaamheid en de kosten van aardwarmte. In Bijlage 3 staat een meer uitgebreide omschrijving.

In Figuur 4.1 is het aardwarmtesysteem en de gehanteerde demarcatie bij het bepalen van de kosten en duurzaamheid weergegeven. Alles buiten de demarcatie wordt in de Design-Toolkit bepaald.



Figuur 4.1 | Demarcatie aardwarmtesysteem

4.1 DUURZAAMHEID AARDWARMTE

Duurzaamheid wordt berekend aan de hand van de CO₂-uitstoot van aardwarmte. Dit verschilt per play en hangt ook af van de diepte binnen de play. Voor de onderzochte cases ligt de CO₂-uitstoot tussen de 2,3 en 7,3 kg CO₂ per geleverde GJ aardwarmte. Vergeleken met warmte geleverd door een gasketel (63 kg CO₂/GJ) is dat een reductie tussen de 88 en 96%. Ook ligt dit ver onder de streefwaarde voor warmtenetten in 2030 (klimaatakkoord: 18,9 kg CO₂/GJ & warmtewet: 25 kg CO₂/GJ).

Formatiegas

In formatiewater kan opgelost gas aanwezig zijn, zogenaamd formatiegas. Hoeveel formatiegas verwacht wordt, verschilt per play (zie Tabel 4.1). In de Design-Toolkit kan bij het systeemconcept bepaald worden wat er met het formatiegas gebeurt. De CO₂-uitstoot wordt toegekend aan de component die het formatiegas verbruikt en dus niet rechtstreeks aan het aardwarmtesysteem.

Play	Gas water ratio [m ³ /m ³]
Brussel (Noordzee)	Onbekend (aanname = 0)
Rijnland	1
Schieland	1
Trias	1
Rotliegend	0,35

Tabel 4.1: Gas water ratio per play in m³/m³

Analyse

Voor het bepalen van de duurzaamheid van aardwarmte is gekeken naar de hoeveelheid CO₂-uitstoot per geleverde GJ aan warmte (specifieke CO₂-uitstoot aardwarmte, in kg CO₂/GJ). Deze is gedefinieerd als:

$$\text{Specifieke CO}_2 \text{ uitstoot aardwarmte} = \frac{\text{CO}_2 \text{ uitstoot elektriciteit}}{\text{Geleverde aardwarmte}}$$

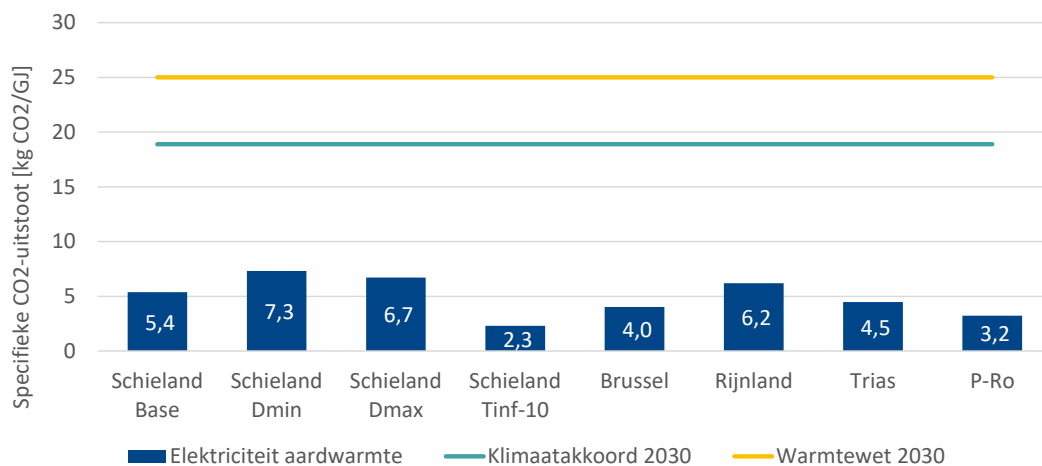
De CO₂-uitstoot van de elektriciteit volgt uit het elektriciteitsverbruik van het aardwarmtesysteem en de duurzaamheid van de gebruikte elektriciteit. In deze studie is gerekend met een waarde van 0,29 kg CO₂/kWh¹⁰. Afhankelijk van het project kan de waarde anders zijn. In de Design-Toolkit wordt de duurzaamheid van het gehele systeemconcept integraal doorgerekend. Ter illustratie is de duurzaamheid berekend voor een aantal cases. De volgende cases zijn doorgerekend:

Case	Diepte [m]	Tinj [°C]	Vermogen [MWt]	COP [-]
Schieland - Base	2.250	25	25,0	15
Schieland - Dmin	1.200	25	7,0	11
Schieland - Dmax	2.500	25	22,0	12
Schieland - Tinf-10	2.250	10	15,0	35
Brussel	700	10	12,5	20
Rijnland	1.750	25	7,0	13
Trias	2.250	25	16,0	18
Rotliegend	2.750	25	2,0	25

Tabel 4.2: Aardwarmte cases duurzaamheid

Figuur 4.2 geeft de resultaten weer. De gehanteerde uitgangspunten staan in Bijlage 3.

¹⁰ CBS (2022), Rendementen, CO₂-emissie elektriciteitsproductie, 2020, <https://www.cbs.nl/nl-nl/maatwerk/2022/05/rendementen-co2-emissieelektriciteitsproductie-2020>



Figuur 4.2 Specifieke CO₂-uitstoot per case

4.2 KOSTEN AARDWARMTE

De kosten van een aardwarmtesysteem zijn afhankelijk van de diepte en de play waarin het doublet wordt gerealiseerd. De investeringskosten van de doorgerekende cases liggen tussen de 17,6 en 34,6 M€. De investeringskosten worden grotendeels bepaald door de kosten voor de putten. De exploitatiekosten liggen tussen de 1,1 en 2,2 M€ per jaar.

Analyse

Om de investeringskosten te kunnen bepalen is de ontwikkeling en realisatie van het aardwarmtesysteem onderverdeeld in een aantal kostenposten, namelijk:

- DEVEX: dit zijn de kosten voor ontwikkeling van het aardwarmtesysteem.
- Putten: kosten voor het voorbereiden, boren en afwerken van de putten.
- Technische ruimte: kosten voor de bovengrondse installatie.
- Overig: dit omvat alle kosten die niet rechtstreeks zijn toegekend aan de andere onderdelen, zoals bijvoorbeeld overall projectmanagement, communicatie met stakeholders en verzekeringen.
- Onvoorzien: een opslag van 10% voor onvoorziene kosten

Voor deze studie zijn de kostenkengetallen voor aardwarmteprojecten geüpdatet ten opzichte van de kengetallen die in IKPA (EBN, 2021A) zijn gepresenteerd. Er is een detailanalyse per play doorgevoerd die voornamelijk terug te voeren is naar hoe snel een bepaalde play wordt aangeboord. Dit ligt voornamelijk aan de complexiteit van de overburden (de lagen die boven het aquifer liggen). De diepte is ook van belang en kan aan de hand van de dieptekaarten worden berekend. Meer detail over de methodes die gehanteerd zijn worden in Bijlage 3 gepresenteerd.

De kosteninschattingen zijn een grove inschatting die per project zal verschillen. De onzekerheid van dit type kosteninschatting (type 1) bedraagt +40/-25%.

De investeringskosten (CAPEX) van een aardwarmte kan worden ingeschat door de volgende formule:

$$CAPEX = (\text{€ } 3.100.000 + \text{€ } 2.800.000 + \text{€ } 6.900.000) +$$

$$110\% * 2 * \left(burnrate * bouwsnelheid * \left(\frac{diepte * omrekenfactor}{1000} \right) \right)$$

Waarin:

- Burnrate: de gemiddelde kosten per dag tijdens realisatie van de putten zijn, in €/dag. In deze studie is gerekend met 135.000 €/dag.
- Bouwsnelheid: de verhouding tussen de totale tijd die nodig is voor het realiseren en afwerken van de putten en de diepte in MD (measured depth, boormeters). Deze verschillen per play (zie Bijlage 3).
- Diepte: de diepte van de play in TVD (true vertical depth, verticale diepte onder maaiveld)
- Omrekenfactor: omrekenfactor van TVD naar MD. In deze studie is gerekend met 1,18.

Op soortgelijke wijze als de investeringskosten zijn de exploitatiekosten ingeschat. De verschillende kostenposten zijn:

- Onderhoud en beheer
- Reservering voor herinvesteringen: voor o.a. de ESP (Electrical Submersible Pump)
- Reservering voor abandonneren: over een periode van 30 jaar
- Onvoorzien: opslag van 10%

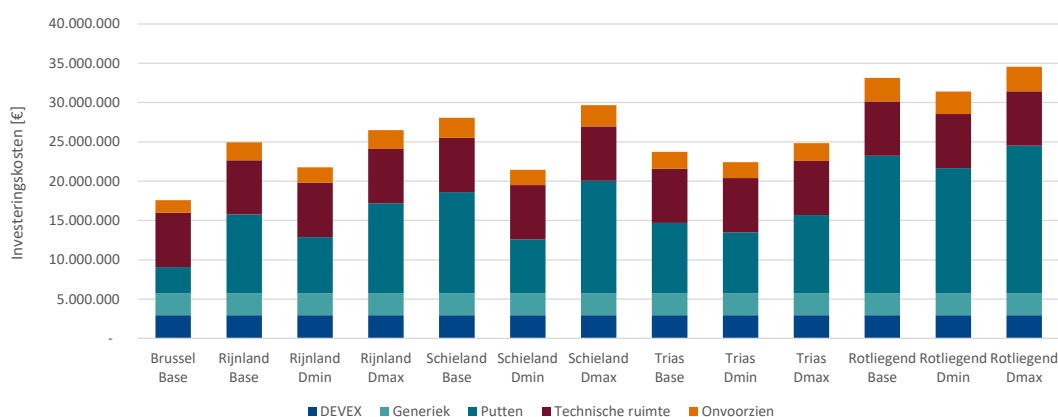
De exploitatiekosten (OPEX) kunnen ingeschat worden met de volgende formule:

$$OPEX = € 990.000 + elektriciteitstarief * elektriciteitsverbruik$$

De uiteindelijke kosten kunnen pas berekend worden na het uitvoeren van een analyse in de Design-Toolkit. Vanuit de analyse volgt namelijk, in interactie met de rest van het systeem, het elektriciteitsverbruik. Ter illustratie zijn voor een aantal cases (zie Tabel 4.3) de investeringskosten en exploitatiekosten geraamd. De resultaten zijn gegeven in Figuur 4.3 en Figuur 4.4.

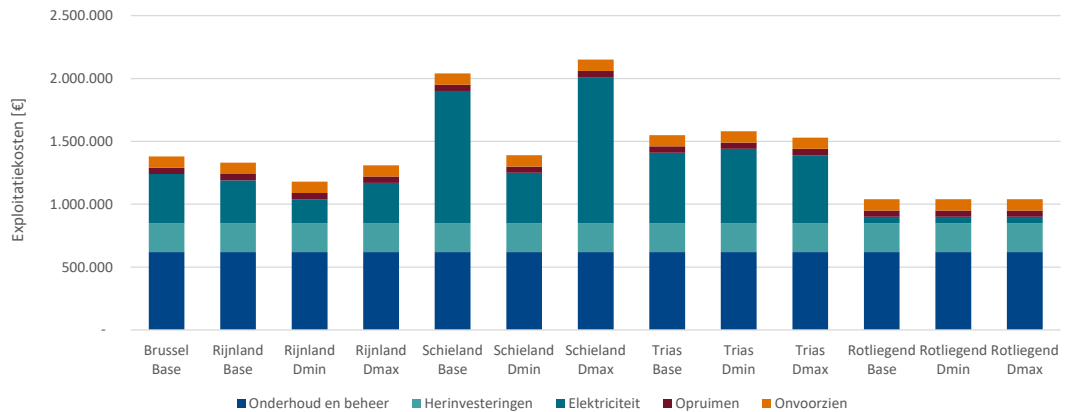
Case	Diepte [m]	Tinf [°C]	Vermogen [MWt]	COP [-]
Brussel - Base	700	10	12,5	20
Rijnland - Base	1.750	25	7,0	13
Rijnland - Dmin	1.250	25	3,0	10
Rijnland - Dmax	2.000	25	8,0	16
Schieland - Base	2.250	25	25,0	15
Schieland - Dmin	1.200	25	7,0	11
Schieland - Dmax	2.500	25	22,0	12
Trias - Base	2.250	25	16,0	18
Trias - Dmin	1.950	25	14,0	15
Trias - Dmax	2.500	25	18,0	21
Rotliegend - Base	2.750	25	2,0	25
Rotliegend - Dmin	2.500	25	2,0	27
Rotliegend - Dmax	2.950	25	2,5	35

Tabel 4.3: Aardwarmte cases die doorgerekend zijn voor de kosten



Figuur 4.3: Investeringskosten per case.

De investeringskosten van een aardwarmte-douplet variëren tussen de 17,6 en de 34,6 M€. De kosten worden voornamelijk bepaald door de kosten voor de putten en de technische ruimte. Bij ondiepe aardwarmte (Brussel) vormt de technische ruimte circa 40% van de totale investering en de putten circa 20%. Bij conventionele aardwarmte ligt het aandeel van de putten circa tussen de 35 en 55% van de totale kosten. Voor de technische ruimte ligt het aandeel circa tussen de 20 en 30%.



Figuur 4.4: Exploitatiekosten per case.

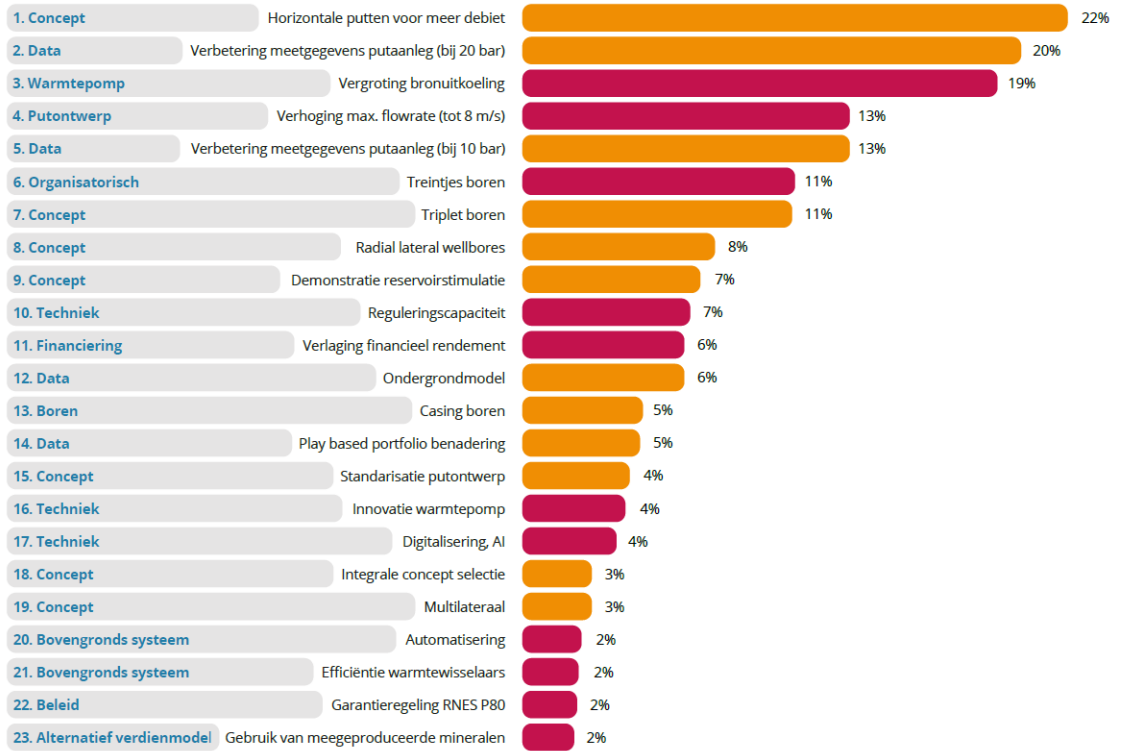
De exploitatiekosten van een aardwarmtesysteem variëren tussen de 1,1 en 2,2 M€ per jaar. Onderhoud en beheer en herinvesteringen vormen een groot deel van de totale kosten en zijn contant verondersteld. Verschillen in exploitatiekosten worden veroorzaakt door elektriciteitsverbruik.

Kosten aardwarmte in de SDE++

De berekende kosten voor een aardwarmtesysteem zijn niet één-op-één te vergelijken met de kosten zoals geraamd in de SDE++. In de SDE++ worden de kosten die nodig zijn voorafgaand aan de realisatie van een aardwarmtesysteem (zoals bijvoorbeeld geologisch vooronderzoek en aanvragen vergunningen) niet meegenomen in de investeringskosten. In deze studie is wel getracht alle kosten mee te nemen. Dit wil overigens niet zeggen dat de kosten in deze studie altijd hoger liggen dan in de SDE++. Een ander belangrijk verschil is namelijk dat in deze studie de kosten voor de putten zijn gedifferentieerd naar play en diepte. Aangezien de totale kosten van de putten een belangrijk deel zijn van de totale investeringskosten, kan dit ervoor zorgen dat de totale investeringskosten zowel hoger als lager uitvallen dan in de SDE++.

4.3 KOSTENREDUCTIE

In de IKPA (EBN, 2021A) is onderzoek gedaan naar de mogelijkheden om de kosten van aardwarmte te reduceren. Dit heeft geresulteerd in een lijst met 23 opties die een kostenreductie kunnen opleveren van 2% of meer (zie Figuur 4.5). De kostenreducties zijn indicatief, en kunnen niet zomaar gestapeld worden. De uiteindelijke kostenreductie is lastig te voorspellen. Wel is de verwachting dat de kosten van aardwarmte in de toekomst zullen gaan dalen. Een aantal van de genoemd opties zijn nader toegelicht in hoofdstuk 6.



Figuur 4.5 Opties om de kostprijs te verlagen, in procenten. Opties waarin de ondergrond een rol speelt en de onzekerheden groter, zijn oranje van kleur. Bron: Whitepaper IKPA 2021 (EBN, 2021A).

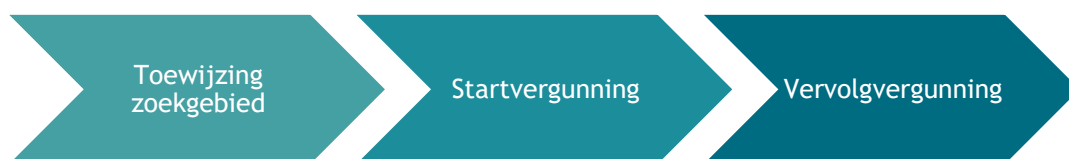
5 Juridisch kader aardwarmte

5.1 WET- EN REGELGEVING OMTRENT AARDWARMTE

Met in gang van 1 juli 2023 treedt de nieuwe Mijnbouwwet¹¹ in werking, waarin er een aanpassing van het vergunningstelsel voor het opsporen en winnen van aardwarmte wordt doorgevoerd. Tegelijkertijd zal ook een wijziging van het Mijnbouwbesluit¹² in werking treden die dit verder uitwerkt. De derde trap, de Mijnbouwregeling¹³ is nog niet gewijzigd.

In het oude vergunningstelsel wordt eerst een opsporingsvergunning aangevraagd, gevolgd door een winningsvergunning. Het nieuwe vergunningstelsel bestaat uit 3 onderdelen:

- 1 Toewijzing zoekgebied
- 2 Startvergunning
- 3 Vervolgvergunning



Figuur 5.1: Opeenvolgende vergunningen binnen de Mijnbouwwet (medio 2023 in werking).

Toewijzing zoekgebied

Een belangrijke verandering is het vergunningstelsel waarbij nu eerst een toewijzing zoekgebied aardwarmte wordt verleend door het ministerie van Economische Zaken en Klimaat. Dit betreft het exclusieve recht om in een bepaald gebied een startvergunning aardwarmte aan vragen. Om deze vergunning te krijgen zal er een goed beeld nodig zijn van uit welke aardlaag (welke play) de warmte gewonnen gaat worden en hoe dit gewonnen gaat worden. Ook moet al duidelijk zijn hoe de warmte afgezet kan worden, hoe het project gefinancierd wordt en of de operator gekwalificeerd genoeg is. Er moet ook goed worden nagedacht of de winning van aardwarmte niet interfereert met andere ondergrondse activiteiten, waarbij kan worden gedacht aan waterwinning, ondergrondse opslagmogelijkheden, maar ook aan concurrerende aardwarmtewinning. De toewijzing zoekgebied is vier jaar geldig, met een mogelijkheid om eenmalig te verlengen met één jaar. Er mag tijdens deze periode wel onderzoek verricht worden (bijvoorbeeld seismiek acquireren) maar er mag niet worden geboord. De looptijd van een toewijzing zoekgebied wordt automatisch verlengd wanneer er een aanvraag voor een startvergunning aardwarmte wordt ingediend.

¹¹ Mijnbouwwet: <https://wetten.overheid.nl/BWBR0014168/2023-04-04>

¹² Mijnbouwbesluit: <https://wetten.overheid.nl/BWBR0014394/2022-01-01>

¹³ Mijnbouwregeling: <https://wetten.overheid.nl/BWBR0014468/2022-01-01>

Startvergunning

Deze startvergunning aardwarmte kan dan gebruikt worden om aardwarmte op te sporen en gedurende de looptijd van de vergunning te winnen. Tijdens de looptijd van deze vergunning moeten de putten geboord te worden en kunnen de putten getest worden.

In deze startvergunning moet additioneel aan de eisen van de toewijzing zoekgebied, waarvan er nu waarschijnlijk meer in detail bekend is, ook aangeven worden hoe de aardwarmte gewonnen gaat worden en hoe de integriteit van de putten die daarvoor geboord dienen te worden wordt geborgd. Ook moet er aandacht worden geschonken aan eventuele verwachte bodemdaling en andere eventuele risico's zoals bijvoorbeeld het risico op bodemtrillingen. Verder moeten er overeenkomsten zijn met betrekking tot de afzet van de warmte. Wanneer de startvergunning wordt verleend, heeft deze vergunning een looptijd van twee jaar, met de mogelijkheid om een keer te verlengen met een jaar. De looptijd van een startvergunning wordt automatisch verlengd wanneer er een aanvraag voor een vervolgvorgunning aardwarmte wordt ingediend.

Vervolgvorgunning

Hierna kan dan een vervolgvorgunning aardwarmte worden aangevraagd waarmee gedurende de looptijd van de vergunning aardwarmte mag worden gewonnen. Additioneel zal hier aangegeven moeten worden hoe lang de exploitatie-duur zal zijn, hoe de afkoeling van het geïnjecteerde water de omgeving zal beïnvloeden, hoe de putten zijn ingericht (de startvergunning is namelijk aangevraagd voordat er geboord werd, het uiteindelijke design en completering kan veranderd zijn), wat de gemeten bodemdaling was en wat er verwacht kan worden met inachtneming van de resultaten van de putten en hoe de putten zullen worden opgeruimd nadat het project zijn levenseinde heeft bereikt en hoe dit gefinancierd gaat worden.

Kijk op <https://mijnbouwvergunningen.nl> voor meer details en raadpleeg de wet- en regelgeving op <https://wetten.overheid.nl>

5.2 OVERIGE VERGUNNINGEN

Verder moet er ook een omgevingsvergunning worden aangevraagd. Deze valt onder de Wet algemene bepalingen omgevingsrecht (WABO). Deze Omgevingswet heeft betrekking op onder andere bouwvereisten, milieueffecten en de ruimtelijke inpassing. De minister beoordeelt of een milieueffectrapport (MER) noodzakelijk is (op grond van de Wet milieubeheer). Zo kan ervoor gezorgd worden dat het milieubelang volwaardig meeweegt in de voorbereiding en het besluit over aardwarmte activiteiten. Deze kunnen wellicht invloed hebben op het milieu. Andere vergunningen die wellicht van belang zijn, is een lozingsvergunning voor afvalwater, maar ook bijvoorbeeld vergunningen voor het werken met - en de opslag en transport van natuurlijk radioactief materiaal (NORM) en de productie van en handel in chemische stoffen (REACH). Verder zijn er belangrijke wetten waar aan voldaan moet worden: bijvoorbeeld aan de speciale milieubeschermdende voorschriften die opgenomen zijn in het Besluit algemene regels milieu mijnbouw (Barmm), de flora- en faunawet, de natuurbeschermingswet, de wet bodembescherming, op de wet op de ruimtelijk ordening en het bestemmingsplan.

Kijk op <https://allesoveraardwarmte.nl/wetgeving/> en <https://geothermie.nl/themas/wetgeving-en-vergunningen/> voor meer achtergrondinformatie

5.3 SUBSIDIES

Er zijn vele subsidieregelingen in Nederland die bijvoorbeeld innovatie kunnen ondersteunen¹⁴ zoals de TKI en MMIP programma's als ook de DEI, maar vooral de SDE++ (Stimulering Duurzame Energieproductie en Klimaattransitie¹⁵) subsidie is van belang voor de aardwarmtesector. Een groot deel van de inkomsten van een aardwarmte-project komt hier vandaan om het mogelijk te maken te concurreren met fossiele energie. Er zijn verscheidene regels waaraan voldaan moet worden, waarbij de technische en economische haalbaarheid voorop staat.

5.4 VOORUITBLIK: DE WET COLLECTIEVE WARMTE

Om de verduurzaming van de gebouwde omgeving te ondersteunen is het kabinet voornemens de Wet collectieve warmtevoorziening (Wcw) in werking te laten treden. Met deze wet moeten de publieke belangen bij collectieve warmtelevering worden geborgd. Het is de bedoeling dat enkele zaken in ieder geval aan bod komen onder deze wet: de taak en bevoegdheid van gemeenten om te bepalen door wie, waar en wanneer er een collectieve warmtevoorziening wordt aangelegd; meer transparantie rondom de tarieven en tariefregulering op basis van de werkelijke kosten; betere borging van de duurzaamheid en leveringszekerheid. Deze wet heeft grote gevolgen voor bijvoorbeeld ontwikkelaars en exploitanten van collectieve warmtesystemen en is als zodanig ook een belangrijke wet voor de toekomst van aardwarmte. De bedoeling is dat deze 1 januari 2025 in werking treedt.

5.5 MOGELIJKE RESTRICTIES VOOR TOEPASSING VAN AARDWARMTE IN ZUID-HOLLAND

Er zijn enkele gebieden waar aardwarmte niet of zeer moeilijk ontwikkeld kan worden (zie ook paragraaf 3.3.3), bijvoorbeeld in de boringsvrije zones, de waterwingebieden, de grondwaterbeschermingszones en de 100-jaar drinkwatervoorziening zones.

Het kan zijn dat er in de toekomst meer gebied nodig is voor drinkwaterwinning. Hoewel een toewijzing zoekgebied geen vergunning is om te boren, kan het wel zijn dat zo'n vergunning over of dichtbij een waterwingebied ligt. Formeel hoeven de drinkwaterbedrijven niet worden geraadpleegd voor het afgeven van zo'n vergunning, maar het is wel zaak om samen met alle partijen in de regio tot een gebalanceerd gebruik van de ondergrond te komen.

Het boren en aanleggen van een mijnbouwwerk in de gebouwde omgeving kan ook bemoeilijkt worden door bijvoorbeeld geluidsnormen. Aangezien er ook met gas wordt gewerkt (bijvangst) zullen de veiligheidsnormen in de gebouwde omgeving van een hoge standaard moeten zijn. Dat geldt natuurlijk ook voor het ongewild veroorzaken van bodemtrillingen- of dalingen.

Verder zijn er vele koolwaterstofvoorkomens in het studiegebied die al dan niet nog geproduceerd worden. In principe kan hier naast gewoon aardwarmte ontwikkeld worden, maar er zal wel rekening moeten worden gehouden met veldontwikkeling en er hangen ook risico's hier aan vast (zie Bijlage 1).

¹⁴ <https://www.rvo.nl/subsidies-financiering>

¹⁵ <https://www.rvo.nl/subsidies-financiering/sde>

6 Toekomstkansen & aanbevelingen

6.1 ALGEMEEN

In dit hoofdstuk wordt eerst ingegaan op de toekomstkansen van aardwarmte in de RES Regio's Rotterdam-Den Haag en Holland-Rijnland door kort aan te stippen waar de directe kansen liggen voor de toepassing in een (collectief) warmtenet. Verder zullen we hier ingaan op mogelijke kansen om de opbrengst van aardwarmteprojecten te verhogen, voornamelijk waar de potentie wat minder lijkt. Ten slotte wordt er een mogelijke exploratie-strategie aangegeven, waarmee de onzekerheid in de potentiekaarten kan worden verkleind.

6.2 ONTWIKKELING

Play-based benadering & veldontwikkeling

Er liggen veel kansen in de RES regio's Rotterdam-Den Haag en Holland-Rijnland voor grootschalige ontwikkeling van aardwarmte zoals aangestipt in paragraaf 3.3.5 en 3.3.6. Voornamelijk de Delft Zandsteen kan over vrijwel het hele studiegebied ontwikkeld worden, behalve in het uiterste zuiden, waar de play niet meer voorkomt en in het oosten van de regio's, waar het voorkomen van de zanden minder wordt én de zanden ondieper liggen. Hier liggen er wel kansen voor de play als lage temperatuur aardwarmte bron.

Het is zaak de ondergrond grootschalig te ontwikkelen door een regio-brede veldontwikkeling. Dit zal ondersteuning van gemeenten en provincie nodig hebben om de warmtevraag te borgen, maar zal ook interactie vergen van de operators die de vergunningen in handen hebben.

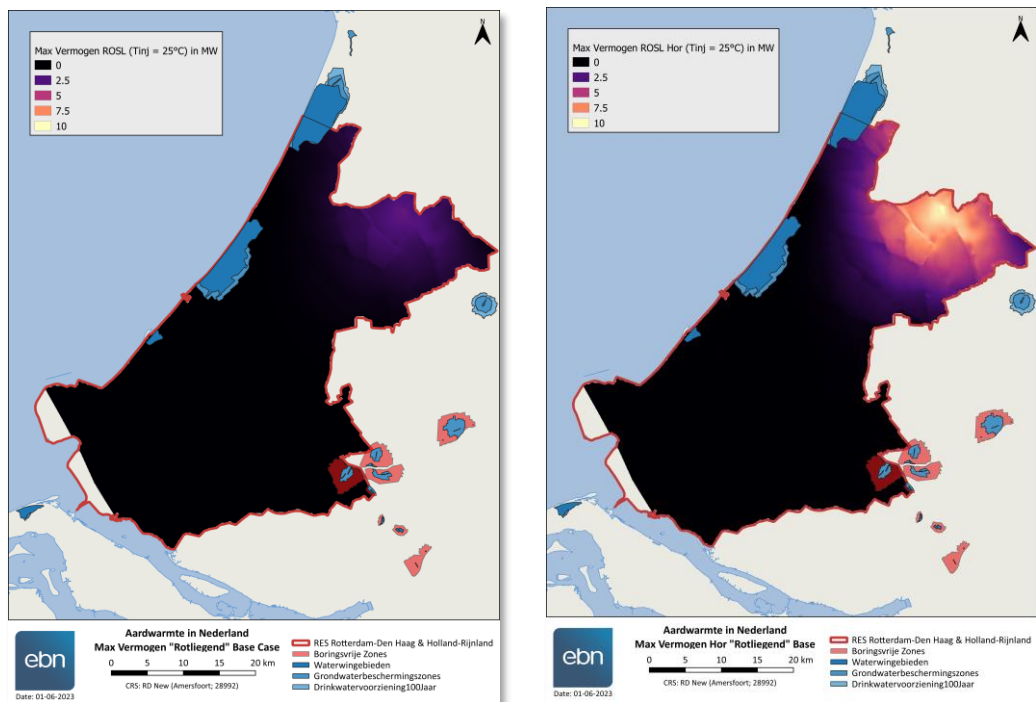
Verder kan potentie vergroot worden door:

- Vele aardwarmteprojecten achter elkaar te boren
- Grootschalige reservoir modellering toe te passen (veldontwikkeling met meerdere doubletten)
- Breuken opnieuw te interpreteren
- Seismiek te herbewerken
- Goede data-acquisitie te doen bij geothermieputten

Horizontaal boren

Voorals voor reservoirs met een lage transmissiviteit (de dikte van het aquifer x de doorlatendheid x het kleigehalte) zou het boren van horizontale putten een oplossing kunnen zijn om tot hogere vermogens te komen. Met een horizontale put kan er meer debiet worden gegenereerd uit een aquifer dan met een verticale/gedevieerde put, wat tot een verbetering van 2-4x kan leiden (zie ook Bijlage 1 en Figuur 7.18). In het studiegebied lijkt vooral verbetering te kunnen brengen voor het Rotliend (Figuur 6.1) play (en in mindere mate het Trias play).

Er zijn al bijzonder veel horizontale putten door de olie- en gas industrie geboord, dus het is een beproefde techniek. Echter dit is nog niet succesvol binnen de aardwarmtesector in Nederland toegepast. Uiteraard zullen de putten wat duurder zijn dan een normaal doublet maar uit het IKPA rapport (EBN, 2021A) blijkt dat de extra kosten opwegen tegen de extra warmtewinning.

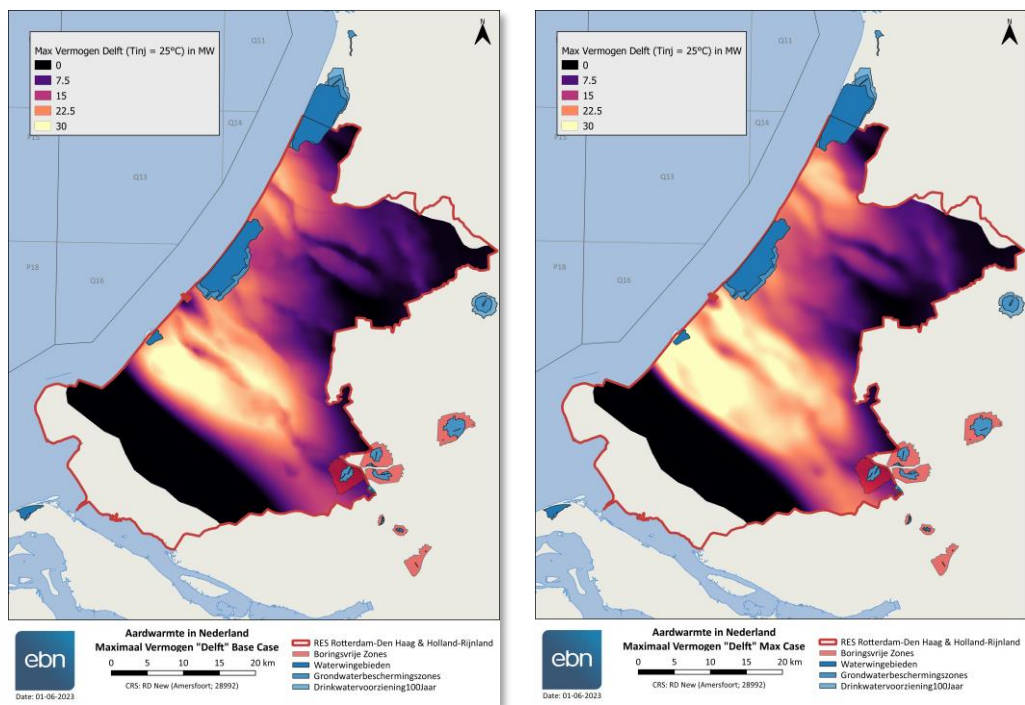


Figuur 6.1: Vergelijk vermogen tussen verticaal/gedevieerde putten (links) en horizontale putten (rechts) voor het Rotliend play.

Verhoging injectiedruk

Op dit moment is de generieke richtlijn dat de hoeveelheid druk die op de injectieput geplaatst mag worden ongeveer samenhangt met een drukgradiënt van 0,135 bar/m. Deze limiet is ter voorkoming van het onvrijwillig breken van de afdichtende laag en is relatief conservatief ingeschat. In het IKPA rapport (EBN, 2021A) is al verwezen naar de mogelijke kostenverlaging die met een eventuele verhoogde injectiedruk gepaard kan gaan. Om de mogelijke debiet- en vermogenswinsten te benaderen is voor elke play gerekend met een mogelijke hogere gradiënt, ook zonder aftrekking van druk als het temperatuurverschil tussen de onttrekkings- en injectieput boven de 40 °C uitkomt. Er zijn bij elke play winsten te behalen (zie Figuur 6.2 voor de Delft play).

Wat daadwerkelijk een veilige gradiënt is, moet door geomechanisch werk onderbouwd worden. Wees er wel van bewust dat met het verhogen van de injectiedruk er ook een hogere elektriciteitsconsumptie is gemoeid.



Figuur 6.2: Vergelijk geschat maximum vermogen met standaard injectie gradiënt en uitkoelingsrestrictie en met geschatte mogelijke injectiedruk ('Delft' play).

Lage temperatuur aardwarmte

In het studiegebied liggen er ook veel kansen voor lage temperatuur aardwarmte; het winnen van aardwarmte tussen de ongeveer 500 en 1500m diepte. Vooral in het noorden en oosten ligt de 'Delft' play vrij ondiep (~50C). Warmtepompen kunnen de temperatuur verhogen om te kunnen invoeren in een warmtenet, maar goed geïsoleerde bebouwing kan wellicht ook uit de voeten met een lage temperatuur warmtenet.

Kijk ook op <https://www.ebn.nl/nieuws/hoe-vergroten-we-de-potentie-van-aardwarmte/> voor meer informatie

Andere ontwikkelkansen

Closed-loop systemen kunnen wellicht daar waar conventionele aardwarmte geen oplossing kan zijn (vanwege bijvoorbeeld een te laag debiet) een alternatief bieden. Deze systemen pompen geen warm water op uit de ondergrond maar maken gebruik van de warmte in de aarde die via geleiding naar boven wordt gehaald. Deze systemen staan nog in de kinderschoenen, maar er worden flinke stappen gezet om deze technieken haalbaar te maken, ook voor op de Nederlandse markt. De Trias en Rotliegend plays komen hiervoor in aanmerken naar gelang de dikte van het laagpakket (hoe dikker en homogener, hoe beter).

6.3 EXPLORATIE

Delft & Alblasserdam in het ‘witte vlekken gebied’

In het noordoosten van Holland-Rijnland zijn er indicaties dat ook hier de Delft & Alblasserdam Formaties aanwezig zijn en dat, hoewel ondiep en dus een kandidaat voor lage temperatuur aardwarmte, er mogelijkheden liggen voor aardwarmte-ontwikkeling. Het bereik van 3D seismiek is hier beperkt (het ‘witte vlekken gebied’), dus een investering in een 3D seismische campagne (of additionele 2D data) is een goede stap om dichterbij te komen tot een aardwarmteproject. Hiervoor zal eerst nog gewerkt moeten worden aan een goede business case waarin ook de onzekerheden van de vermogensranges, temperaturen en dieptes meegenomen dienen te worden. Hierna kan de seismische campagne geschoten worden ten einde een proefboring te zetten als voorloper voor project- en veldontwikkeling (zie Figuur 6.3)



Figuur 6.3: Exploratie suggestie ‘witte vlek’ gebied noordoost Holland-Rijnland voor de Delft & Alblasserdam play.

Alblasserdam

De Alblasserdam Formatie is een play met een goed potentieel, maar het is niet altijd duidelijk waar de dikke zandpakketten zich in de formatie vinden, de laterale variabiliteit is hoog. De potentieelkaarten van de Alblasserdam zijn dan ook erg conceptueel en hebben een betere controle nodig. Er zijn verscheidene onderzoeken bezig binnen Nederland over het voorkomen en de eigenschappen van het Alblasserdam. Zowel sedimentologische, stratigrafische als ook structureel geologische studies zijn hier van belang. Extra analyses op seismische data, zoals seismische attributen en inversie studies, kunnen hier eventueel ook uitkomst bieden (Gonzalez, 2022). Goede data-vergaring inclusief het nemen van kernen en extra boorput metingen (formation imaging logs en shear-sonic), is hierbij onontbeerlijk. Wanneer deze formatie beter begrepen worden, kan er ook worden ingezet op een play-based benadering en veldontwikkeling (zie Figuur 6.4).



Figuur 6.4: Exploratie suggestie voor het Alblasserdam play.

Rotliegend

Het Rotliegend is een play met op het eerste gezicht weinig potentie in het studiegebied. Echter, in het noorden van het studiegebied ligt het Rotliegend wat ondieper (tussen de 2.200 en 3.000 m) waar het wellicht nog mogelijk is een aardwarmteproject te ontwikkelen. Echter, de onzekerheid

over de aquifer eigenschappen is erg groot. Het verdient de aanbeveling de resultaten van het SCAN-programma af te wachten. Echter, ook deze wetenschappelijke boringen zullen het Rotliegend in het studiegebied niet geheel kunnen de-risken. In het noordoosten van Holland-Rijnland zal daarbij ook nog extra seismiek moeten worden geschoten om een beter beeld te kunnen vormen en teneinde een eventuele proefboring te kunnen boren. Het Rotliegend wordt door vele breuken versnipperd, en het zal waarschijnlijk noodzakelijk zijn om 3D-seismiek te schieten in plaats van 2D (zie Figuur 6.5).



Figuur 6.5: Exploratie suggestie voor de het Rotliegend play.

6.4 VERDERE AANBEVELINGEN

Naast bovengenoemde aanbevelingen over ontwikkel- en exploratiekansen in de regio zijn er nog andere aanbevelingen die tot een betere ontsluiting van het aardwarmtepotentieel in het studiegebied kunnen leiden.

- Detailwerk & data: goede geologische interpretatie en breukinterpretatie, geholpen door herbewerking van de seismiek, tezamen met statische en dynamische reservoirmodellen zijn nodig om tot detailplanning en veldontwikkeling te komen. Dit uiteraard tezamen met intensievere data-vergaring.
- Een optimale ondergrondse-ontwikkeling is gebaat bij grote licenties en daar bijbehorende warmtekavels en een goede regionale warmtestrategie. Alleen zo kan kennis optimaal gebruikt worden, kan de ondergrond optimaal benut worden en kunnen kosten optimaal gereduceerd worden.

7 Bijlagen

Bijlage 1 Toelichting op potentiekaarten aardwarmte

INTRODUCTIE

Deze bijlage geeft de technische achtergrond van de in het hoofdrapport getoonde potentiekaarten en bijbehorende geologische interpretaties en onderliggende aannames. Zoals in het hoofdrapport aangestipt hangt het vermogen dat we via een mijnbouwwerk uit de grond kunnen halen af van het engineering design, de operationele keuzes die we daarbij maken en de bijbehorende geldende wettelijke veiligheidsregels. De aannames die we hierbij doen worden in deze bijlage beschreven.

Het hoofdbestanddeel van dit werk is vooral het samenvoegen geweest van bestaand werk dat is uitgevoerd door verschillende instanties, met als hoofddoel de kaarten gebruiksklaar te maken voor de Design-Toolkit. Deze kaarten zijn gemaakt op basis van publieke gegevens, gecomplementeerd met EBN-interne interpretaties en workflows. De voornaamste stappen die hier zijn gezet op het gebied van potentieberekening, is de methode van vermogens berekenen. Er is gekozen voor een zogenaamde ‘maximale’ benadering, waarbij de technische limieten zijn opgezocht en waarbij ook extra aandacht aan de uitkoeling is gegeven. Voor berekeningen aan de ondergrond zijn de nieuwste inzichten en interpretaties gebruikt, waaronder temperatuur- en snelheidsmodellen en data over saliniteit en drukken.

De werkwijze voor de totstandkoming van de potentiekaarten wordt in de volgende paragrafen beschreven en bestaat uit de volgende stappen:

- Data inventarisatie
- Interpretatie en vaststellen aquifer parameters
- Potentiekaarten opstellen

Naast deze kaarten worden er ook ‘in-situ warmte’ kaarten geleverd, die wellicht kunnen helpen bij de ontwikkeling van closed-loop technieken.

HET GEBRUIK VAN PUBLIEK BESCHIKBARE DATA VOOR INSCHATTING VAN AARDWARMTE-POTENTIE

De succesvolle toepassing van aardwarmte is sterk afhankelijk van de eigenschappen van de ondergrond. Hoewel publieke databases zoals NLOG een groot aantal boringen en seismische data bevatten zijn de regionale publiek beschikbare modellen (zoals DGM5 & ThermoGIS) noodzakelijkerwijs grove modellen die niet alle details kunnen meenemen. In deze studie is wel uitgegaan van deze hoofdmodellen, maar zijn er ook interpretaties aan toegevoegd, inclusief de nieuwste, publiek beschikbare, data vanuit de aardwarmteprojecten.

Deze studie is voornamelijk gebaseerd op data die vanuit de koolwaterstofindustrie opgehaald is: petrofysische logs en kernen van exploratie-, beoordelings- en productieputten, eventueel productiedata en seismische data (voornamelijk 3D). De data die beschikbaar is geworden vanuit de geothermiesector is uiteraard ook meegenomen. De nieuwste data en seismiek is voor deze studie gebruikt, wat ook de nieuwste SCAN data in het uiterste noordoosten omvat. Er zijn enkele nieuwe petrofysische interpretaties gedaan op geselecteerde putten.

BESCHIKBARE DATA EN SELECTIE PER PLAY & STRATIGRAFISCHE GROEP

In dit hoofdstuk zal een opsomming gemaakt worden van de gebruikte data per play.

Samenvattend zijn de volgende hoofd-datasets gebruikt die op elke play van toepassing zijn:

- Digitale Geologische Model-diep DGM 5 (TNO¹⁶)
- Snelheidsmodel Velmod 4b (TNO¹⁷)
- Pressure SNS database (EBN/TNO¹⁸)
- Saliniteitsdatabase: gebaseerd op data uit de Pressure SNS database gecombineerd met geochemische datasets van TNO (*nog niet publiek beschikbaar*)
- Temperatuur model (TNO¹⁹)
- GEODE (EBN-TNO, 2021²⁰)
- NLOG (data boringen en seismiek²¹)

Als software is gebruik gemaakt van Petrel (Schlumberger), Spotfire, QGIS, Adobe Illustrator en natuurlijk Excel en Word.

Onder-Noordzee Groep

Algemeen karakter

In de onderzochte regio is het enige interessante laagpakket voor aardwarmte binnen de Noordzeegroepen het Zand van Brussel Laagpakket (onderdeel van de Onder-Noordzee Groep). Deze aquifer is niet in de gehele regio aanwezig, maar wel ten zuiden van Den Haag en voor een klein deel in Rotterdam (ongeveer op de lijn Naaldwijk - Dordrecht). De top van het Zand van Brussel bevindt zich op een diepte van 300 - 700 m diep en is 40 - 220 m dik.

De Onder-Noordzee Groep bestaat uit zanden en kleien, afgezet in een marine omgeving aan de rand van het Noordzeebekken. Het Zand van Brussel is onder estuariene omstandigheden afgezet toen het Noordzeebekken nog in verbinding stond met het Bekken van Parijs. Het bestaat uit zeer fijnkorrelig zand met een aantal kalkhoudende zandsteenlagen (in het bovenste gedeelte). Richting de basis van de eenheid neemt het kleigehalte toe (TNO-GDN, 2023).

¹⁶ <https://www.nlog.nl/dgm-diep-v5-en-offshore>

¹⁷ <https://www.nlog.nl/en/velmod-4>

¹⁸ <https://www.ebn.nl/en/news/the-pressure-sns-database-is-online/>

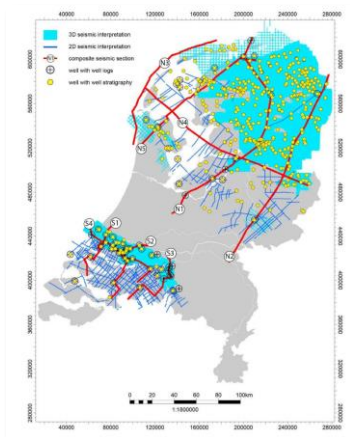
¹⁹ <https://www.thermogis.nl/temperatuurmodel>

²⁰ <https://www.geodeatlas.nl/>

²¹ <https://www.nlog.nl/datacenter/>

Data & bronnen

Er zijn veel putten geboord door de Noordzee Groepen heen, maar omdat deze niet van belang waren voor de olie- en gasindustrie en veelal ook te diep zitten voor de bodem- en grondwatersector, zijn er weinig boorputgegevens beschikbaar. Voor deze studie is dan ook hoofdzakelijk gebruik gemaakt van het recente rapport over het Zand van Brussel dat binnen het WarmingUp consortium is gepubliceerd (WarmingUp, 2020 en WarmingUp, 2021). Deze rapporten bevat diepte- en diktekaarten, net-to-gross, porositeits-, permeabiliteits- en transmissiviteitskaarten, die gebaseerd zijn op recente seismische data en put-interpretatie. Er zijn geen kernen bekend waardoor de dataset niet is gekalibreerd met permeabiliteitsmetingen.



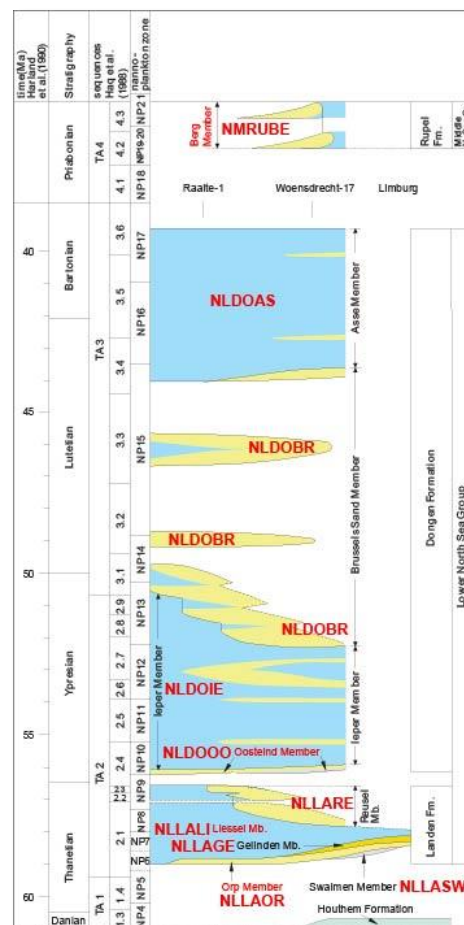
Figuur 7.2: Interpretatie en data coverage van het Brussels Zand in Mapping of the Brussels Sand Member (WarmingUP, 2020).

Aan de volgende putten (Tabel 7.1) is extra aandacht besteed door de well tops, logs en aquifer eigenschappen te checken.

Key wells Zand van Brussel Laagpakket

AHO-E-55	RDK-01
BHG-01	RSB-01
BRT-01	RTD-01
DON-01	RZB-01
HVB-01	STH-01
HVS-01	STR-01
KTG-01	WAP-01

Tabel 7.1: Overzicht key wells Zand van Brussel Laagpakket.



Figuur 7.1: Stratigrafisch overzicht van de Onder-Noordzee Groep. (Bron: Dinoloket; aangepast aan Van Adrichem, Boogaert & Kouwe (1997).

Bestaande aardwarmte doubletten

Het ZEVENBERGEN project in de provincie Noord-Brabant (ZVB-GT-01 en ZVB-GT-02) heeft als hoofd-target het Zand van Brussel Laagpakket.

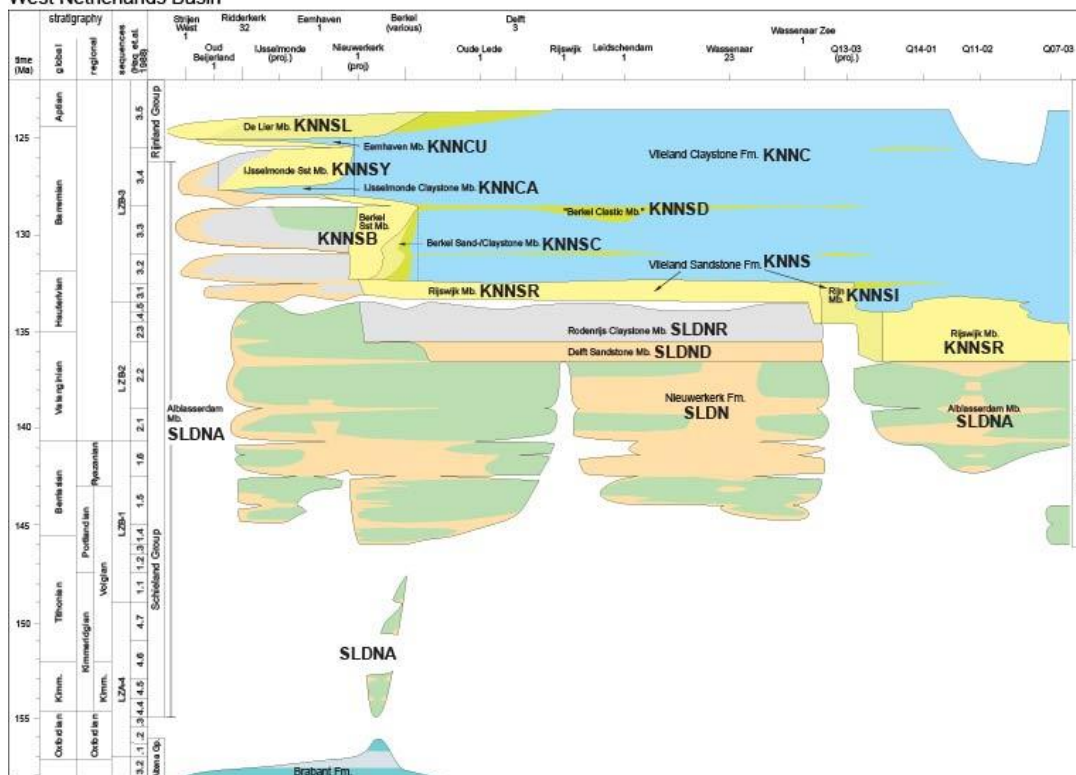
Rijnland Groep

Algemeen karakter

De Rijnland Groep bestaat uit de Formatie van Holland en de Vlieland subgroep. Deze laatste bestaat weer uit de Vlieland Kleisteen Formatie en de Vlieland Zandsteen Formatie. In het West Netherlands Basin bevindt de Rijnland Groep zich op een diepte van 500 - 2500 m (aan de basis) en is 0 - 1000 m dik. De Rijnland zanden zijn post-rift mariene afzettingen, en bestaan vooral uit ondiep mariene zanden en hebben individuele diktes van gemiddeld 50-90m.

Geschikte aardwarmte reservoirs in de regio's Leiden en Rotterdam-Den Haag zijn de Lier, Berkel, IJsselmonde en Rijswijk laagpakketten, allen onderdeel van de Vlieland Zandsteen Formatie.

West Netherlands Basin



Figuur 7.3: Stratigrafisch overzicht van de Rijnland en Schieland Groepen. (Bron: Dinoloket; aangepast aan Van Adrichem, Boogaert & Kouwe (1997).

Data en bronnen

Er zijn bijzonder veel putten geboord door en naar het Rijnland pakket, met als doel koolwaterstoffen-exploratie- en productie. Hierdoor zijn er veel kernplugmetingen, saliniteitsdata, drukdata en logs gemeten. Niet alle logs zijn digitaal beschikbaar.

De putten in Tabel 7.2 geven de key wells weer waar quick-look petrofysische evaluaties van beschikbaar zijn.

Key wells Rijnland (quick-look petrofysische evaluatie)				
BRK-06	CAP-01	GAG-05	MKP-11	RDK-01
BRK-13	DEL-08	IJS-64	MON-02	RTD-01
BRT-01	DRT-01	LIR-40	MON-03	RZB-01
BRT-02-S1	GAG-01	LIR-45	NWK-03	VAL-01
BRT-02-S2	GAG-02-S1	MKP-10	OBL-01	WAS-45

Tabel 7.2: Overzicht key wells Rijnland Groep.

De Rijnland zanden worden gestapeld weergegeven in deze studie.

Bestaande aardwarmte doubletten

Het project LANSINGERLAND (LSL-01-GT en LSL-02-GT) produceert onder andere uit de Berkel Zandsteen. BLEISWIJK GEOTHERMIE (VDB-GT-01 & VDB-GT-002) heeft geproduceerd uit het De Lier Laagpakket.

Schieland Groep

Algemeen karakter

De Schieland Groep in het West Netherlands Basin wordt hoofdzakelijk door de Nieuwerkerk Formatie bepaald die met een discordantie op de Altena Groep ligt. Het is een opeenvolging van continentale, fluviatiele tot wellicht marine afzettingen. Op dit moment is de formatie onderverdeeld in de Alblasserdam Formatie, de Delft Zandsteen Formatie en de Rodenrijs Kleisteen Formatie, hoewel de precieze grenzen wat onduidelijk zijn. De Delft Zandsteen Formatie lijkt uit dikke, massieve zandpakketten te zijn opgebouwd met wat lignitisch materiaal erin en heeft uitstekende reservoir eigenschappen. De gemiddelde dikte varieert tussen de 45 en 90 m. De Alblasserdam Formatie daarentegen is variabel van aard en kan zich uiten in dikke kleipakketten met dunne zand intercalaties, maar ook in dikkere zandpakketten die op Delft zanden lijken. Het voorkomen van deze goede zandpakketten is moeilijk te voorspellen. De gemiddelde dikte zit tussen de 200 en 600m in, maar de dikte kan wel van 0 tot wel meer dan 1200m variëren.

Data en bronnen

Er zijn enkele putten petrofysisch geëvalueerd (voornamelijk in de RES Holland-Rijnland, zie Tabel 7.3). Er is verder voornamelijk op de TNO petrofysische database (TNO, 2017) teruggegrepen, aangevuld door quick-look petrofysische evaluaties (Tabel 7.4).

Voor deze play zijn extra seismische interpretaties uitgevoerd, waarbij verscheidene seismische cubes gebruikt zijn (zie Tabel 7.5). Verder zijn SCAN-lijnen 25 & 26 ook geraadpleegd.

Key wells Schieland (nieuwe petrofysische evaluatie)	
NWK-02	VAL-01
Q13-04-S1	WAS-23-S2
Q14-02	WOB-01-S1

Tabel 7.3: Overzicht key wells (nieuwe petrofysische evaluatie) Schieland Groep.

Key wells Schieland (quick-look evaluatie EBN & TNO)				
ARV-01	GAG-05	MKP-14	Q13-01	Q13-09
BRK-07	HON-GT-01	MON-02	Q13-02	Q16-01
BRT-01	KDZ-02	MON-03	Q13-04	Q16-02
CAP-01	LIR-45	PNA-13	Q13-07-S2	WOB-02
EEM-01	MKP-10	Q11-02	Q13-08	

Tabel 7.4: Overzicht key wells (quick-look evaluatie EBN intern en TNO database, NLOG).

Seismic cubes	
L3NAM1985R	Q13_PSDM_GDF_2011
L3NAM1989A	Q13_PSTM_NAM_2000
L3NAM1989B_Gouda-NO	R2823_11PrDMke_Full_T_Rzn_vG
L3NAM1989J	R3256_90R15PrDMke_Full_T_Rzn_RMO
L3NAM1989K	Terracube_Onshore_PSTM_CGG_2018
L3NAM1991A	

Tabel 7.5: Gebruikte seismische cubes voor Schieland interpretatie.

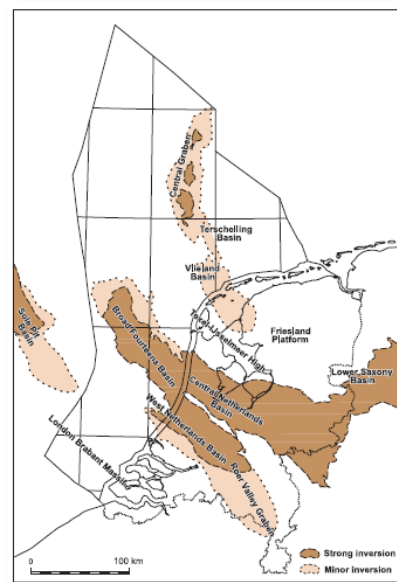
Bestaande aardwarmte doubletten

Vele aardwarmte doubletten produceren of produceerden uit de Delft en/of Alblasserdam formaties waaronder de projecten DE LIER (LIR-GT-01 & LIR-GT-02), HAAGSE AARDWARMTE LEYWEG (HAG-GT-01 & HAG-GT-02), HONSELERSDIJK (HON-GT-01 & HON-GT-02), KWINTSHEUL (KHL-GT-01 & KHL-GT-02), LANSINGERLAND I (LSL-GT-01 & LSL-GT-02), MAASLAND (MSL-GT-01 & MSL-GT-02), NAALDWIJK I en II (NLW-GT-01, NLW-GT-02, NLW-GT-03 & NLW-GT-04), PIJNACKER-NOOTDORP IV en V (PNA-GT-01, PNA-GT-02, PNA-GT-05 & PNA-GT-06, PNA-GT-03 & PNA-GT-04) en POELDIJK (PLD-GT-01 & PLD-GT-02).

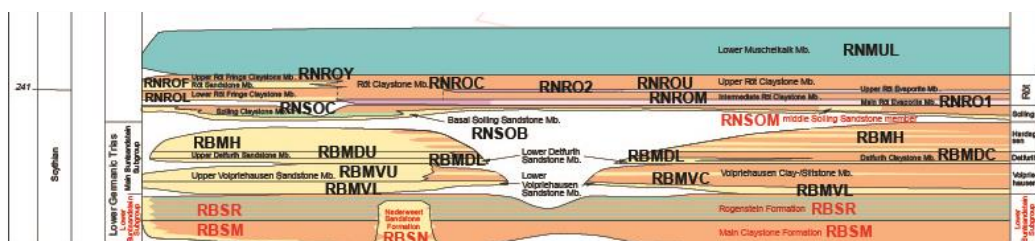
Trias Groep

Algemeen karakter

Het Trias kan verdeeld worden in de Lower en de Upper Germanic Triassic Group, waarvan een groot deel van de Lower wordt ingenomen door de Hoofd-Bontzandsteen Subgroep (Figuur 7.5). Dit pakket bestaat uit voornamelijk fluviale en eolische zandsteenpakketten afgewisseld met meer lacustrine pakketten. Het gehele pakket is uit een aantal formaties opgebouwd, de Volprieausen, Detfurth en Hardegens. Elke pakket heeft z'n eigen karakteristieken en reservoir kwaliteiten die lateraal over Nederland variëren. De Subgroep wordt afgedekt door de Solling Unconformity waardoor voornamelijk de Hardegens formatie nogal verschilt in dikte. De Trias groep heeft een lange begravingsgeschiedenis ondergaan, waardoor voornamelijk in het diepe West Netherlands Basin de porositeit en daarmee ook de permeabiliteit erg laag is. Aan de randen, waar minder sediment is afgezet en waar de begraving van het pakket niet zo diep is geweest en de inversie ook minder (Figuur 7.4) zijn de aquifer eigenschappen van de Hoofd-Bontzandsteen Subgroep dan ook veel beter.



Figuur 7.4: Inversie van de Nederlandse ondergrond. Naar De Jager (2007).



Figuur 7.5: Stratigrafisch overzicht van de Hoofd-Bontzandsteen Groep (RBMH+RBMD+BMV)Figuur 7.5. (Bron: Dinoloket; aangepast aan Van Adrichem, Boogaert & Kouwe (1994).

Data en bronnen

Er is voornamelijk gebruik gemaakt van de DGM 5 & Geode database voor de tijd- en diepte kaarten, met wat aanpassingen op basis van de seismische cubes. Voor de aquifer parameters is gebruik gemaakt van petrofysische quick-look evaluaties en data uit de winningsplannen van Vierpolders en Voorne.

Key wells Trias (quick-look evaluatie EBN)			
ARV-01	LIR-45	NWK-02	WLK-02
BRT-01	MKP-14	PKP-01	
BRTZ-01	MON-02-S1	RTD-01	
GAG-5	MON-03	VAL-01	

Tabel 7.6: Overzicht key wells (quick-look evaluatie EBN).

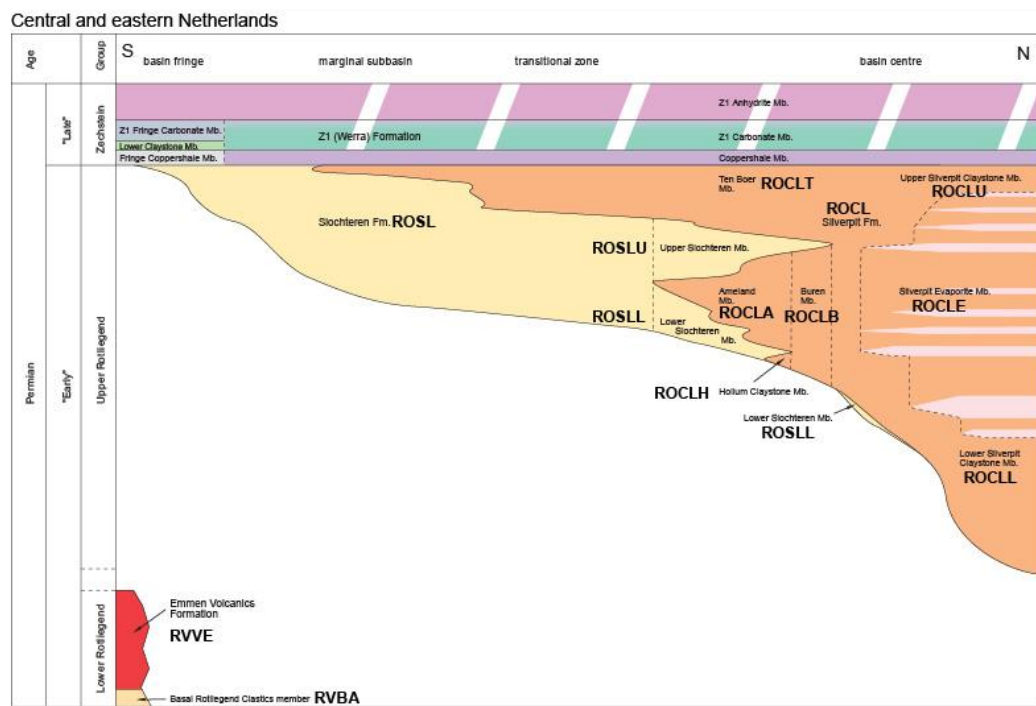
Bestaande aardwarmte doubletten

Er zijn twee projecten die produceren vanuit de Hoofd-Bontzandsteen Subgroep: VOORNE (TNT-GT) en VIERPOLDERS (BRI-GT). De put NLW-GT-01 (TRIAS WESTLAND) is ook naar het Trias geboord, maar kon geen commercieel haalbare debieten aantonen, het project produceert nu uit de Delft Zandsteen.

Rotliegend Groep

Algemeen karakter

De Rotliegend Groep kan worden opgedeeld in de Boven- en Onder-Rotliegend Groep (Figuur 7.6), waarbij de Boven-Rotliegend Groep onder andere bestaat uit de Silverpit Formatie en de Formatie van Slochteren, die onderdeel uitmaakt van Groninger gasveld. Het Rotliegend is een voornamelijk terrestrische afzetting, gekarakteriseerd door eolische afzettingen zoals duinpakketten, maar ook playa afzettingen (dry and damp mud- and sandflats). Fluviatiele afzettingen komen ook voor. Het Rotliegend is niet veel onderzocht in het studiegebied omdat deze vrij diep ligt (tot 5000m diep), vrij dun is en geen koolwaterstoffen bevat. Een Rotliegend aquifer kan zeer goede eigenschappen hebben (bewezen door koolwaterstofexploratie, maar ook door verscheidene aardwarmteprojecten elders in het land), maar kan ook erg ontvankelijk zijn voor diagenetische processen die de permeabiliteit kunnen aantasten, zelfs terwijl de porositeit nog bewaard blijft. In het noorden van het studiegebied ligt het Rotliegend wat ondieper, tussen de 2200 en 3000m diep, wat wellicht mogelijkheden biedt voor aardwarmte-ontwikkeling. Een exploratiecampagne zal dit moeten uitwijzen.



Figuur 7.6: Stratigrafisch overzicht van het Rotliegend in Centraal en Oost Nederland. (Bron: Dinoloket; aangepast aan Van Adrichem, Boogaert & Kouwe (1994).

Data en bronnen

In het noorden van de licentie is redelijk wat put-data van het Rotliegend te vinden op NLOG, waarvan van sommige putten een petrofysische evaluatie (Tabel 7.7) of quick-look evaluatie is gedaan (Tabel 7.8). De diepte-interpretatie heeft wat onzekerheden vanwege de diepte van de play.

Key wells ROSL (nieuwe petrofysische evaluatie)

NWK-02

VAL-01

WOB-01-S1

Tabel 7.7: Overzicht key -wells (nieuwe petrofysische evaluatie) Rotliegend Groep.

Key wells Rotliegend (quick-look evaluatie EBN)

ARV-01

GAG-01

PKP-01

BRT-01

LIR-45

VAL-01

BRTZ-01

NWK-02

WLK-01

CAP-01

SPL-01-S1

Tabel 7.8: Overzicht key wells (quick-look evaluatie EBN intern)

Bestaande aardwarmte doubletten

Binnen het studiegebied zijn er geen Rotliegend aardwarmte doubletten geboord. In Nederland zijn er echter wel projecten bekend die succesvol uit het Rotliegend produceren: MIDDENMEER, ANDIJK, HEEMSKERK, KOEKOEKSPOLDER en LUTTELGEEST.

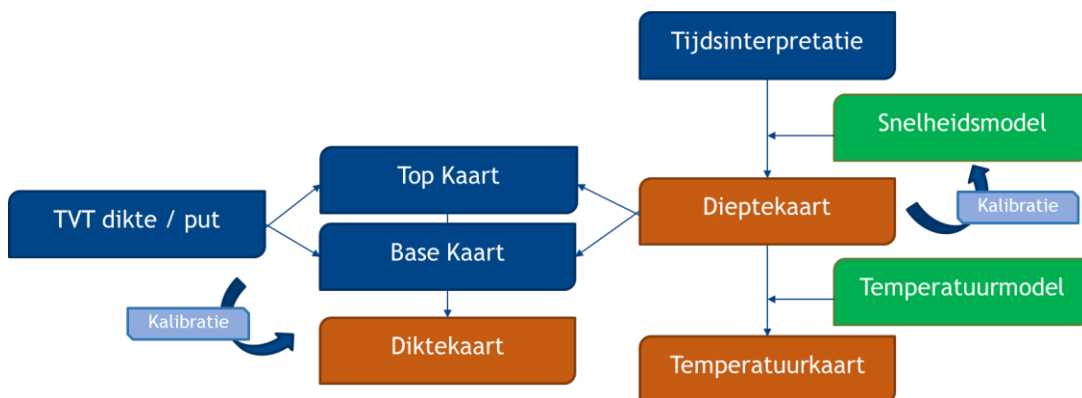
DATAVERWERKING

Om de potentie voor aardwarmte te bepalen zijn verschillende ondergrondse eigenschappen bepaald:

- Diepte van het aquifer (in meters onder maaiveld)
- Temperatuur (in graden Celsius)
- Dikte (in meters, bij voorkeur True Vertical Depth)
- Net to gross (hoeveelheid zand in het aquifer, in fracties)
- Porositeit (in fracties)
- Doorlatendheid, ook permeabiliteit genaamd (in mD)
- Zoutgehalte formatiewater (in parts per million, ppm)

Er zijn over het algemeen checks op deze eigenschappen gedaan bij zogenaamde 'key wells'. Deze key wells zijn petrofysisch geëvalueerd, ook de welltops zijn gecheckt. Verder zijn er ook bij veel putten petrofysische 'quick-looks' gedaan. Dit betekent dat er niet met een gedetailleerde workflow wordt gewerkt, maar met een versimpelde workflow, die over het algemeen wel betrouwbare resultaten geeft. Over het algemeen komen de petrofysische evaluaties overeen met NLOG/TNO gegevens maar her en der zijn er aanpassingen doorgevoerd.

In Figuur 7.7 wordt schematisch weergegeven hoe de diepte, dikte- en temperatuurkaarten worden gemaakt. Deze worden uitgebreider besproken in de volgende paragrafen.



Figuur 7.7: Schematische workflow voor diepte, dikte en temperatuurkaarten.

Diepte

- Voor de basis van het Delft Zandsteen en de basis van de Alblasserdam Formatie (is gelijk aan basis Schieland Groep) zijn verscheidene interne als ook externe tijds-interpretaties samengevoegd.
- Voor de top van de Hoofd-Bontzandsteen Subgroep (Trias) en de top van het Rotliegend is gebruik gemaakt van de tijdskaarten van DGM 5 op enkele plaatsen aangevuld met eigen interpretaties.
- Voor het Zand van Brussel Laagpakket is gebruik gemaakt van de beschikbare dieptekaarten (WarmingUP, 2020) en waar nodig aangepast aan de well-tops.
- Voor de zanden uit de Rijnland-Groep is gebruikt gemaakt van de beschikbare dieptekaarten uit ThermoGIS 2.0 en waar nodig aangepast aan de stratigrafische markers.

Diepteconverting is gedaan met hulp van het regionale snelheidsmodel Velmod 4b (Doornenbal et al., 2020). Er zijn geen initiële correcties aan de snelheden gedaan. Als kalibratie is gebruik gemaakt van stratigrafische markers. De residuals die daaruit voortkwamen zijn geïnspecteerd en waar nodig, getracht de verblijvende trends er uit te halen.

Breuken zijn getransformeerd vanuit de HIKE database (GeoERA, 2023) naar een pillar-grid en waar nodig aangepast aan de interpretaties om tot een gestructureerde surface te komen.

Voor de vermogensberekeningen gebruiken we het midden van het reservoir:

$$Z_{midz} = Z_{top} - \left(\frac{Z_{basis} - Z_{top}}{2} \right)$$

Z_{top} = top van het aquifer onder het maaiveld (m)

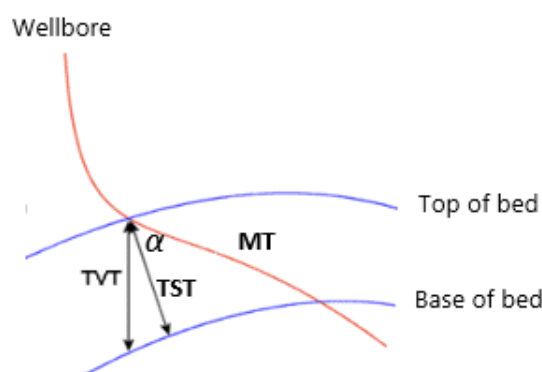
Z_{basis} = basis van het aquifer onder het maaiveld (m)

Dikte

Dikte is voornamelijk bepaald door het interpoleren van de diktes bij de putten (in TVT, zie Figuur 7.8) naar hun omgeving.

- Voor het Delft Zandsteen Laagpakket is hiervan gebruik gemaakt om de top van het aquifer te bepalen. Voor de Alblasterdam is voornamelijk de dikte tussen de interpretaties van de basis Delft en de basis van de Schieland Groep (gelijk aan de basis van de Alblasterdam) gebruik gemaakt.
- De geïnterpoleerde diktes van de Hoofd-Bontzandsteen (Trias) en de Rotliegend groep zijn gebruikt voor het construeren van de basis surfaces van deze aquifer.
- Voor het Zand van Brussel is de dikte tussen de top en base dieptekaarten genomen
- Voor de Rijnland zanden is gewerkt met de ThermoGIS 2.2 (TNO, 2022) dataset.

$$TVT = \frac{TST}{\cos \varphi}$$



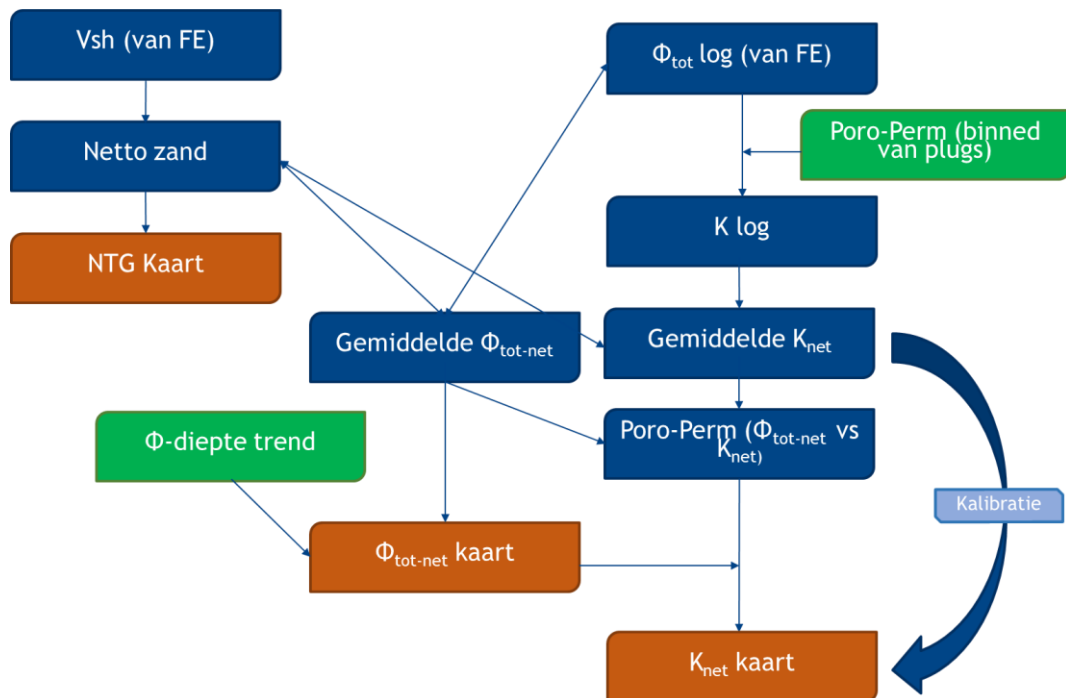
Figuur 7.8: Schematisch overzicht tussen geboorde meters (MT), verticale dikte van het pakket (TVT) en echte stratigrafische dikte (TST) van het pakket (Schlumberger, 2022)

Temperatuur

Voor de inschatting van de temperatuur van het aquifer is gebruik gemaakt van de temperatuurdataset van TNO uit 2020²² met een resolutie van 1km x 1km x 200m (verticaal). Binnen Petrel is hier een temperatuurscube van gemaakt. Een extractie aan de desbetreffende dieptekaart (hiervoor is het midden van het aquifer genomen) is daarna nog glad gestreken (factor 2x2).

In Figuur 7.9 wordt schematisch weergegeven hoe de NTG, porositeit- en permeabiliteitkaarten worden gemaakt. Deze worden uitgebreider besproken in de volgende paragrafen.

²² <https://www.thermogis.nl/temperatuurmodel>



Figuur 7.9: Schematische workflow voor NTG, porositeit en permeabiliteitskaarten. FE = petrofysische formatie evaluatie.

Net to gross

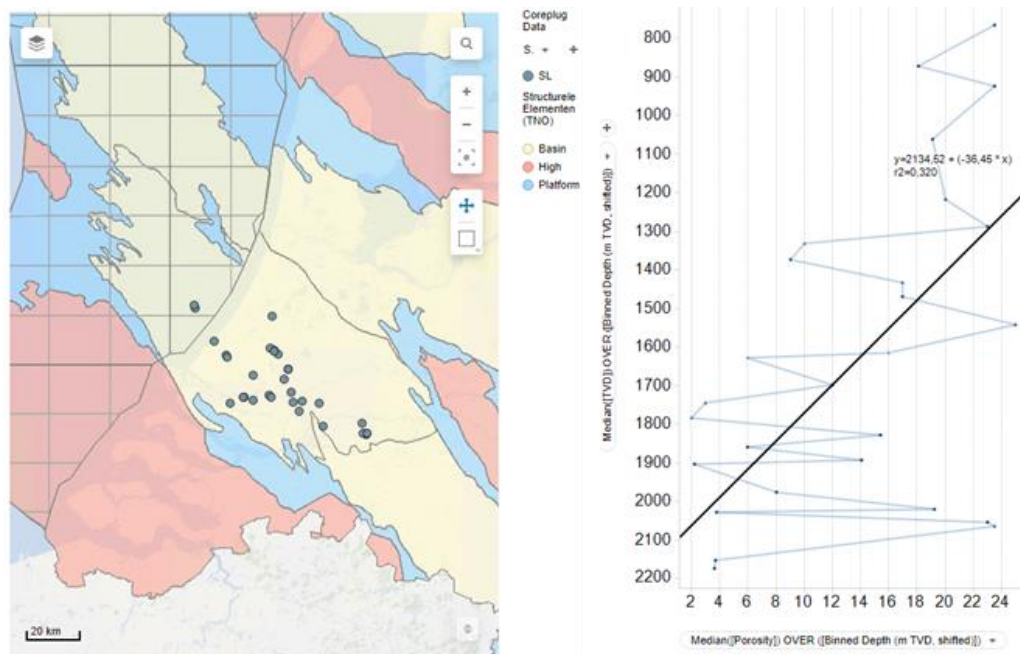
Net to gross (zie Figuur 7.10) wordt bepaald door de hoeveelheid netto reservoir dat aanwezig is in het gehele aquifer. Hoe het netto reservoir bepaald wordt is vrij arbitrair, aangezien het nog niet goed is onderzocht wat de minimale permeabiliteit is voor een effectieve aquifer. Daar komt bovenop dat permeabiliteit meestal van porositeit wordt afgeleid en elke facies (een type sedimentair gesteente binnen het aquifer, bijvoorbeeld ‘dry sandflats’ binnen het Rotliegend, of ‘channel deposits’ binnen de Delft Zandsteen) een andere poro-perm relatie heeft. Ook kan de permeabiliteit lokaal afwijken vanwege klei-mineralen of diagenetische processen. Voor deze studie is het netto reservoir interval bepaald op basis van een Vclay (of Vshale, indien Vclay niet bepaald is) cut-off van 40%.



Figuur 7.10: Net to gross. In deze studie hanteren we een NTG cut-off gebaseerd op het onderscheiden van kleien en zanden (middelste blok).

Porositeit

Porositeit is de hoeveelheid ruimte voor vloeistoffen in een gesteente en is van belang als proxy voor doorlatendheid, maar is ook van belang voor het inschatten van de in-situ warmte. Porositeit is bepaald door petrofysische analyses van well logs in key wells, aangevuld met quick-look petrofysische analyses uit olie- en gas data. Een gemiddelde porositeit, bij voorkeur totale porositeit (PHIT), is bepaald door de porositeitslog te middelen (aritmetisch) over het netto zand interval. Voor Delft en Alblasterdam is gebruik gemaakt van een dieptetrend die uit de plug-data komt. Deze trend is niet heel duidelijk (Figuur 7.11) en er is er voor gekozen om deze niet kwantitatief, maar wel kwalitatief mee te laten wegen, zodat er bij weinig datapunten toch een waardering wordt meegegeven aan het dieper of ondieper liggen van de desbetreffende aquifer (over het algemeen heeft compactie, en dus diepte, een negatieve impact op porositeit). De gemiddelde porositeitswaarden van de net-zanden uit de putten zijn altijd leidend.



Figuur 7.11: Dieptetrend van Schieland plugdata (mediaan TVD (gebinned) vs. mediaan porositeit

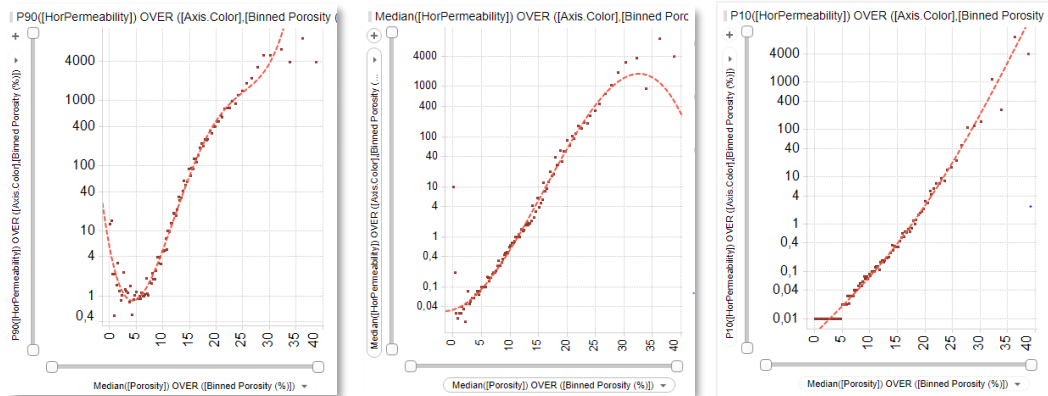
Permeabiliteit

Permeabiliteit is een van de belangrijkste eigenschappen in de aardwarmte, maar ook een van de moeilijkste om te bepalen. Er zijn weinig goede logs die een kwantitatieve benadering van de permeabiliteit kunnen geven, hoewel NMR en resistiviteit/conductiviteit in mindere mate wel een kwalitatieve indicatie kunnen geven.

Een kwantitatieve inschatting kan gemaakt worden door kernen uit de aquifers te nemen en de permeabiliteit te bepalen op plugs van deze kernen. Deze worden dan omgerekend naar de in-situ permeabiliteit om compactie-effecten goed mee te kunnen nemen. Er zijn nog weinig plugmetingen van aardwarmteputten beschikbaar en ook hier moet dus vaak teruggerepen worden naar data van olie- en gasputten.

Voor het bepalen van de permeabiliteit in deze studie is gebruik gemaakt van plug-data (NLOG). Per play is de porositeit tegen de permeabiliteit uitgezet en gebinned waarna de medianen hiervan weer tegen elkaar zijn uitgezet. Als onzekerheidsanalyse is gekozen om ook de p90 en p10 permeabiliteiten tegen de mediaan van de porositeit uit te zetten zodat er 'low', 'base' en 'high' cases worden berekend (Figuur 7.12). De poroperm relaties die hieruit volgen zijn daarna gebruikt op de PHIT logs (en bij gebrek aan PHIT logs de PHIE logs, effectieve porositeit) te transformeren naar permeabiliteitslogs. Wees er op bedacht dat de low en de high cases eigenlijk alleen van waarde zijn in gebieden waar weinig put-controle is.

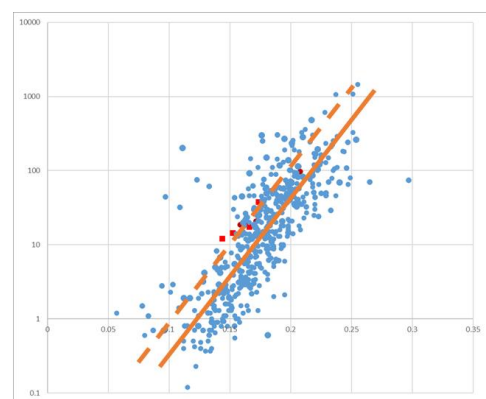
De poroperm relaties van de Rijnland zanden zijn variabel; de high case resulteert in een redelijk goede potentie.



Figuur 7.12: Binned plots van de mediaan porositeit tegenover de p10 permeabiliteit (links), de mediaan permeabiliteit (midden) en de p10 permeabiliteit (rechts) van kernplugs uit het Rotliegend.

Hier kan dan net als bij de porositeit, de net-permeabiliteit per put uit bepaald worden. Voor de Schieland en Rijnland plays zijn er nog porositeitspuntendata van NLOG aan toegevoegd (om een evenwichtige data-dichtheid te verkrijgen). Echter, deze porositeitspunten zijn getransformeerd met een aangepaste formule die wordt berekend door de net-porositeit tegenover de net-permeabiliteit van de berekende key-wells te zetten. Deze relatie ligt iets hoger dan de oorspronkelijke formule vanwege het logaritmische karakter van de permeabiliteit en het normale karakter van de porositeit (Figuur 7.13). Deze relatie zal in de praktijk weer anders liggen (zie Kristensen et al, 2016), aangezien de laterale en variabiliteit van de geologie hier invloed op heeft: bij een zeer homogene en lateraal doorgaande laagsamenstelling zal de gemiddelde permeabiliteit inderdaad gelijk zijn aan het aritmetische gemiddelde; bij stroming haaks op deze lagen zal de gemiddelde permeabiliteit meer lijken op het harmonische gemiddelde (denk hierbij ook aan de verticale permeabiliteit van een aquifer); en bij een willekeurige laterale distributie zal het gemiddelde meer op een geometrisch gemiddelde lijken. In de praktijk zal bij de beschreven plays het gemiddelde waarschijnlijk ergens tussen aritmetisch en geometrisch liggen. Dit is enkel door gedetailleerde geologische modellen, gekalibreerd door put- en interferentiemodellen kunnen worden achterhaald.

De permeabiliteitskaarten zijn ook via deze wijze gemaakt. De porositeitskaarten zijn met de herijkte formule omgezet naar een permeabiliteitskaart die wel weer gekalibreerd zijn aan de net-permeabiliteitspunten. Hoewel veel aardwarmteprojecten de transmissiviteit hebben bepaald aan de hand van puttesten, zijn deze niet bruikbaar als input voor een permeabiliteitskaart aangezien er vaak geen goede logset is geacquireerd die een indicatie kan geven over de netto zandpakketten (of dat er een



Figuur 7.13: Voorbeeld van plugdata (blauwe punten), de gemiddelde por-perm relatie van de plugdata (doorgetrokken lijn) en de por-perm relatie van gemiddelde net-porositeit en gemiddelde net-permeabiliteit (rode punten en gestippelde lijn).

PLT is gerund om te achterhalen wat de daadwerkelijke flowzones zijn). Eén uitzondering is daarop gemaakt, de putttest-resultaten van het Voorne aardwarmteproject zijn wel meegenomen in de kalibratie van de Trias-kaarten (zie Hydreco Geomec B.V., 2020).

Transmissiviteit

Transmissiviteit (kh in Darcymeter, Dm) is niets anders dan dikte \times NTG \times permeabiliteit. Het is een makkelijke manier om te communiceren over hoe goed een aquifer is.

Saliniteit

Saliniteit of zoutgehalte van het formatiewater is een belangrijke stukje informatie voor een aardwarmteproject. Het zoutgehalte bepaalt in grote mate (naast temperatuur) de dichtheid en de viscositeit van het water, en heeft een groot effect op de productiviteit en injectiviteit. Daarnaast kan zeer zout water corrosie van de pijpen bevorderen indien corrosie-bevorderende gassen aanwezig zijn en de pijpen bijvoorbeeld van laag-kwaliteit staal zijn.

De saliniteit van de formatiewaters is recentelijk bekeken en een vernieuwde database is opgezet, die binnenkort openbaar zal worden gemaakt. Deze database bestaat uit water sample analyses, saliniteit berekend uit waterweerstandswaarden uit weerstandslogs of water samples en saliniteit berekend uit drukgradiënten (Brons, 2023). In Tabel 7.9 zijn de gemiddelde waarden van de Total Dissolved Solids (TDS) per stratigrafische groep weergegeven die zijn gebruikt voor het berekenen van de vermogenskaarten.

Play	Gemiddelde saliniteit gebruikt (ppm)
Brussel	53000
Rijnland	80000
Schieland	125000
Trias	130000
Rotliegend	200000

Tabel 7.9: Gemiddelde saliniteitswaarden per stratigrafische groep.

Warmtecapaciteit & dichtheid (in situ-warmte)

Voor het berekenen van de in-situ warmte is gebruikt gemaakt van de dichtheid van gesteente. Dit is berekend door de aanwezige dichtheidslogs (RHOB) van alle putten te middelen en een dichtheidskaart hiervan te maken. Deze dichtheden zullen per definitie niet correct zijn aangezien de vloeistoffen binnen de poriën hier ook mee worden gerekend.

Voor de warmtecapaciteit van het gesteente (zandsteen) is een algemene waarde aangenomen (775 J/kg $^{\circ}$ K (Waples & Waples, 2004). In de praktijk zal deze hoger liggen vanwege de poriënhoud. Hier zal dus rekening mee gehouden dienen te worden bij gedetailleerdere berekeningen.

Verhoogde injectiedruk

Op dit moment is de generieke richtlijn dat de hoeveelheid druk die op de injectieput geplaatst mag worden ongeveer samenhangt met een drukgradiënt van 0.135 bar/m. Deze gradiënt is gebruikt voor de vermogenskaarten. Deze limiet is ingesteld ter voorkoming van het onvrijwillig fractureren van de afdichtende laag en is relatief conservatief ingeschat. Ook is er gewerkt met een penalty op de druk gelinkt aan het temperatuursverschil (Δt), wat een huidige richtlijn is van de toezichthouder, maar die wellicht aangepast kan worden. In het IKPA rapport (EBN, 2021) is al verwezen naar de mogelijke kostenverlaging die met een eventuele verhoogde injectiedruk

gepaard kan gaan. Om deze mogelijke debiet- en vermogenswinsten te benaderen is voor elke play gerekend met een mogelijke hogere gradiënt. Voor deze studie hebben we gebruik gemaakt van de zogenaamde leak-off trends in de Nederlandse ondergrond en hebben daarvoor gekozen voor een generieke trend gebaseerd op Gaarenstroom et al., 1993. Voor de Brussel zal niet gekeken worden naar een verhoogde injectie-druk. Voor Rijnland & Schieland is er gerekend met het base model en voor het Trias en Rotliegend is gerekend met een high model aangezien de afdichtende lagen vaker competentier zijn.

In formulevorm:

Verhoogde injectie gradiënt (base)

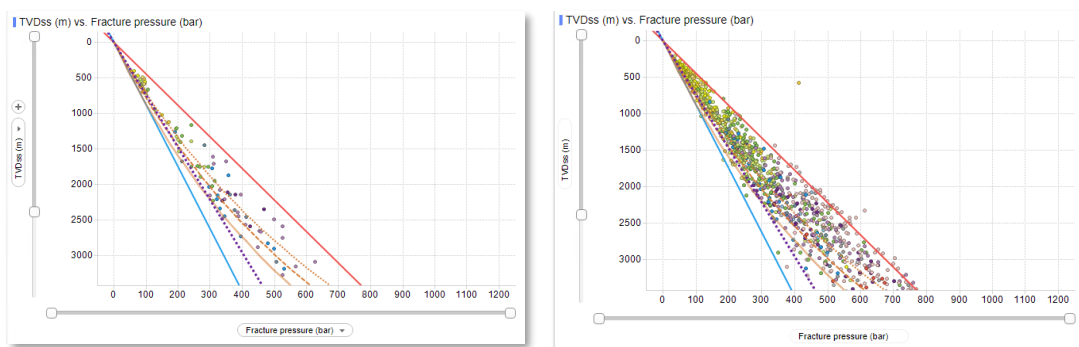
$$= ((0.000000004 * Pow(Z, 3)) + (0.000004 * Pow(Z, 2)) + (0.1395 * Z) - 2.4676) / Z$$

Verhoogde injectie gradiënt (high)

$$= ((0.000000004 * Pow(Z, 3)) + (0.000002 * Pow(Z, 2)) + (0.1161 * Z) - 2.3686) / Z$$

Met Z = diepte op mid-reservoir (in m)

Deze workflow is een vrij grove benadering en zal door gedetailleerd geomechanisch werk onderzocht dienen te worden.



Figuur 7.14: Leak-off pressures in het studiegebied (links) en in heel Nederland (rechts). (SNS Pressure Database, TNO/EBN)

VAN GEOLOGISCHE KAARTEN TOT POTENTIEKAARTEN

Vermogen

Het is belangrijk te begrijpen dat de onderstaande workflow een benadering is van het theoretisch maximaal te behalen vermogen. Een goede vermogensberekening vergt gedetailleerde berekeningen waar geologie, reservoir engineering, production engineering, well engineering, process engineering en warmtevraag (oftewel: mate van uitkoeling) samenkomen.

Voor het berekenen van de geologische potentie hebben we de volgende geologische / geofysische kaarten nodig:

- Diepte
- Temperatuur
- Bruto dikte

- Net to gross
- Permeabiliteit
- Saliniteit

Daarnaast hebben we ook nog een aantal kaarten nodig die hier van afgeleid kunnen worden:

- Druk op reservoir niveau
- Maximale bottom hole pressure
- Viscositeit water
- Soortelijke warmte water

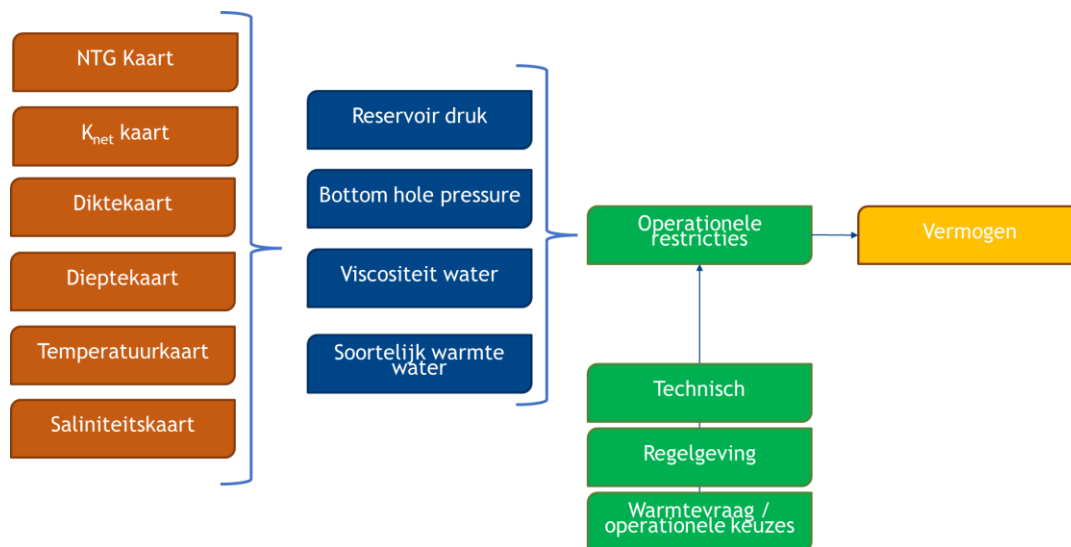
Voor het bepalen van het geotechnische vermogen zijn nog additionele aannames gemaakt:

- Er wordt gerekend met verschillende injectie-temperaturen: 10°C, 25°C en 50°C. De 'Brussels' play is alleen doorgerekend met 10°C aangezien de gemiddelde aquifer temperatuur vrij laag is.
- Er wordt rekening gehouden met een maximale injectie-gradient van 0.135 bar/m.
- Daarnaast wordt er binnen deze studie een bar injectiedruk afgetrokken voor elke graad boven een ΔT van 40 (met ΔT = gemiddelde reservoir temperatuur - injectie temperatuur).
- De putten hebben een binnendiameter van 7" over de gehele lengte.
- Het mijnbouwwerk bestaat uit een injectieput en een productieput, waarbij de putten 1500m uit elkaar staan (ondergronds) en de putten een inclinatie van 45 graden hebben in het aquifer.
- Er wordt gerekend met twee verschillende soorten ESP²³ pompen die naar gelang de aquifer performance worden ingezet:
 - een floater-pomp (bij lage debieten van < 125 m³/u) die een maximale ΔP van 185 bar kan genereren
 - een compressie-pomp (bij hogere debieten van > 125 m³/u) die een maximale ΔP van 100 bar kan genereren
 - de pomp die het hoogste debiet levert in een bepaalde situatie wordt als de geldende productiepomp beschouwd
 - dit productie-debiet wordt dan vergeleken met het hoogst mogelijke injectiedebiet, waarbij dat debiet overblijft met de laagste waarde (dat is de zogenaamde bottleneck, zie ook Figuur 7.18)

In paragraaf 6.2 wordt kort ingegaan op mogelijke versoepeling van de maximale injectie gradiënt en de drukvermindering bij een hoge ΔT en de mogelijke vermogenswinst die hier mee te behalen is.

In Figuur 7.15 wordt bovenstaande kort schematisch aangegeven.

²³ ESPs (Electrical Submersible Pumps) zijn er in vele vormen en maten en kunnen op verschillende dieptes in de productieput gehangen worden. Een juist design en keuze kan veel voordelen bieden. Laat dit dus altijd door een ervaren engineer berekenen die dit samen met de ESP producenten kan afstemmen.



Figuur 7.15: Schematisch overzicht, van geologie naar vermogen.

Vermogensberekeningen

Bovenstaande kaarten en technische aannames staan aan de basis van de vermogensberekeningen. Aan de hand van de geologisch kaarten wordt met behulp van de Wet van Darcy het debiet van zowel een producer als een injector bepaald. Voor het injectiedebiet Q_i wordt dit:

$$Q_i = \left[\frac{2\pi \cdot k \cdot 9.86923E^{-16} \cdot h \cdot NTG \cdot (BHP_{max} - P_{res}) \cdot 100000}{\mu_p \cdot 0.001 \cdot LN \left[\frac{R_e}{R_w} \right] + S} \right] 60 \cdot 60$$

Waarbij:

- Q_i = debiet injector [m^3/u]
- k = permeabiliteit [mD]
- h = bruto dikte [m]
- NTG = netto / bruto verhouding [-]
- P_{res} = reservoir druk [bar] afhankelijk van diepte (hier als mid-reservoir genomen)
- BHP = maximale toegestane bottomhole druk [bar]
- μ_i = viscositeit water bij injector [cp]
- LN = natuurlijke logaritme
- R_e = reservoir radius / afstand tussen de twee putten [m] (hier als 1500m genomen)
- R_w = wellbore radius [m] (hier als 7" genomen)
- S = Skin [-] (hier wordt alleen een deviatieskin meegenomen van -0.311)

Voor het productiedebiet Q_p geldt:

$$Q_p = \left[\frac{2\pi \cdot k \cdot 9.86923E^{-16} \cdot h \cdot NTG \cdot \Delta P_{ESP_max} \cdot 100000}{\mu_p \cdot 0.001 \cdot \text{LN} \left[\frac{R_e}{R_w} \right] + S} \right] 60 \cdot 60$$

Waarbij:

- Q_p = debiet producer [m³/u]
- k = permeabiliteit [mD]
- h = bruto dikte [m]
- NTG = netto / bruto verhouding [-]
- ΔP_{ESP_max} = maximaal druk verschil dat de ESP kan genereren [bar]
- μ_p = viscositeit productie water [cp]
- LN = natuurlijk logaritme
- R_e = reservoir radius / afstand tussen de twee putten [m] (hier als 1500m genomen)
- R_w = wellbore radius [m] (hier als 7" genomen)
- S = Skin [-] (hier wordt alleen een deviatieskin meegenomen van -0.311)

De viscositeit wordt berekend met de volgende formule (Batzle & Wang, 1992):

$$\mu = 0.1 + \left(\frac{1}{3} \right) * (S/1000000) + (1.65 + 91.9 * (S/1000000)^3) * \text{EXP}(-0.42 * ((S/1000000)^{0.8} - 0.17)^2 + 0.045) * (T)^{0.8}$$

waarbij:

- μ = centipoise (cP) ofwel 1 miliPascal-seconde (mPa.s)
- S = zoutgehalte (ppm) waarbij we uitgaan van de 'Total Dissolved Solids' waarde
- T = temperatuur (°C)

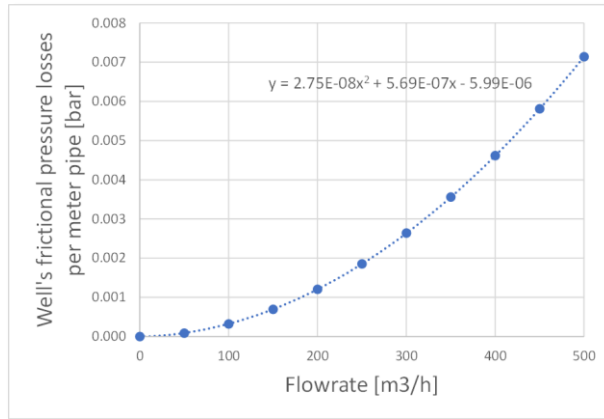
Alle geologische parameters uit de Wet van Darcy (permeabiliteit, bruto dikte, NTG, reservoir druk, reservoir radius, saliniteit) worden uit de geologische kaarten gehaald. De overige parameters zijn "menselijke" (technische of juridische) keuzes.

De drukverliezen in de put kunnen bepaald worden met behulp van de Fanning equation en het Reynolds getal (zie o.a. Beggs en Brill, 1978). Op basis van de hierboven vermelde uitgangspunten, kan deze methode "vertaald" worden naar de volgende praktische empirische correlatie (zie Figuur 7.16)

$$y = 2.75E - 08 * x^2 + 5.69E - 07 * x - 5.99E - 06$$

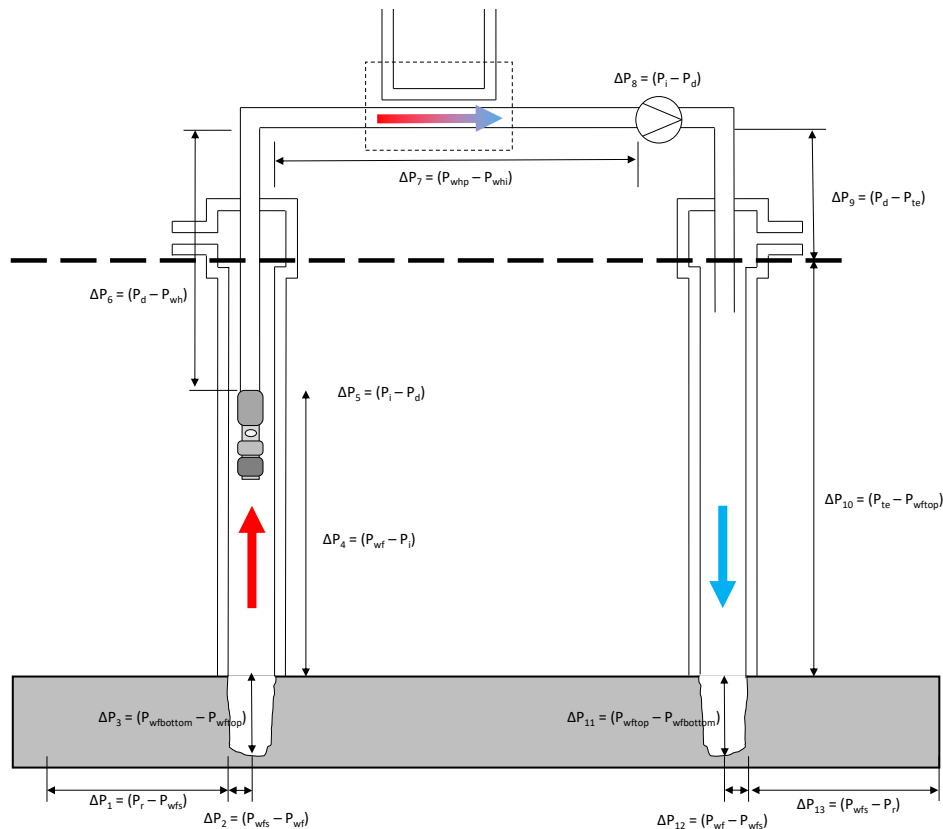
Waarbij:

- y = drukverliezen in de put per meter pijp (bar)
- x = debiet (m³/u)



Figuur 7.16: Benadering frictieverlies (in bar) per meter pijp afgezet tegen het debiet (m³/u).

Uit bovenstaande formules blijkt dat er een correlatie is tussen het debiet en de drukverliezen a.g.v. frictie, zowel in het reservoir als in de putten. Deze frictieverliezen moeten gecompenseerd worden door de ESP en injectiepomp. Hierbij geldt, voor elk debiet, dat de som van de frictieverliezen gelijk is aan de som van de gegenereerde drukverschillen door de pompen. Dit is schematisch weergegeven in Figuur 7.17 hieronder:



Figuur 7.17: Gegenereerde drukverschillen door de pompen.

waarbij :

- ΔP_1 = Drukverlies (frictie) in het reservoir
- ΔP_2 = Drukverlies (frictie) over de sandface, skin en completion
- ΔP_3 = Drukverlies (frictie + zwaartekracht) in de put in het reservoir
- ΔP_4 = Drukverlies (frictie + zwaartekracht) in de put tussen het reservoir en de ESP
- ΔP_5 = Druktoename in de ESP
- ΔP_6 = Drukverlies (frictie + zwaartekracht) in de put tussen de ESP en de wellhead
- ΔP_7 = Drukverlies (frictie) in de surface facilities
- ΔP_8 = Druktoename in de injectiepomp
- ΔP_9 = Drukverlies (frictie) tussen de injectiepomp en de wellhead
- ΔP_{10} = Drukverlies (frictie) en druktoename (zwaartekracht) in de put
- ΔP_{11} = Drukverlies (frictie) en druktoename (zwaartekracht) in de put in het reservoir
- ΔP_{12} = Drukverlies (frictie) over de sandface, skin en completion
- ΔP_{13} = Drukverlies (frictie) in het reservoir

Daarnaast zijn er een aantal technische en niet-technische randvoorwaarden die - mathematisch gezien - een limiet opleggen aan bovenstaande formules. Zo kan de berekende druktoename in een ESP oneindig groot zijn, maar dat is technisch niet mogelijk. De technische beperkingen van pompen en andere hardware in de put zorgt ervoor dat er een maximale ΔP van de pompen is. Aangezien ΔP afhangt van het debiet is er dus ook een maximaal debiet mogelijk. Hetzelfde geldt voor de niet-technische randvoorwaarden, zoals maximale drukken die opgelegd worden door bevoegd gezag; ook deze randvoorwaarden zorgen ervoor voor dat bovenstaande formules opgelost kunnen worden.

Door het combineren van alle geologische en geotechnische informatie en het opleggen van de juiste randvoorwaarden, kan het uiteindelijke debiet bepaald worden. Vervolgens kan met behulp van onderstaande formule het geothermisch vermogen berekend worden:

$$P_{th} = Qm * Cp * ((T + 273.15) - (T_{inj} + 273.15))/1000000$$

Waarbij het thermisch vermogen in MW en:

- Qm = debiet in kg/s
- C_p = warmte capaciteit in J/(kgK)
- T = brontemperatuur in °C
- T_{inj} = retourtemperatuur in °C

Het elektrisch vermogen dat de pompen gebruiken kan bepaald worden met het debiet en het drukverschil over de pompen, welke inmiddels bekend zijn:

$$P_e = (Qm/(\rho_w * 1000)) * (\Delta P_5 * 100000)/1000000/ESP_{eff} + ((Qm/(\rho_w * 1000)) * ((\Delta P_7 + \Delta P_8) * 100000)/1000000)/ESP_{eff}$$

Waarbij het elektrisch vermogen in MW en:

- Qm = debiet in kg/s
- ρ_w = dichtheid van het productiewater in g/cm³
- ESP_{eff} = efficiëntie van de ESP (& injectiepomp)

De Coefficient of Performance wordt berekend door

$$COP = \frac{P_{th}}{P_e}$$

Waarbij:

P_{th} = geothermisch vermogen (MW)

P_e = elektrisch vermogen dat wordt gebruikt door de pompen (MW)

Deze COP ligt voornamelijk aan de kwaliteit van het reservoir (hoe gemakkelijk kan het water het aquifer uitstromen, maar ook aan de temperatuur: hoe hoger de temperatuur van het water, hoe meer geothermisch vermogen wordt geproduceerd, en dus, stel dat dit bij eenzelfde diepte wordt gedaan, uitgaande van bijvoorbeeld een zogenaamd hogere temperatuurgradiënt, hoe relatief minder elektrisch vermogen wordt verbruikt. Het kan dus voorkomen dat bij een erg laag geothermisch vermogen er toch een hoge tot zeer hoge COP is, let dus op met concepten kiezen op basis van de COP.

Horizontale putten

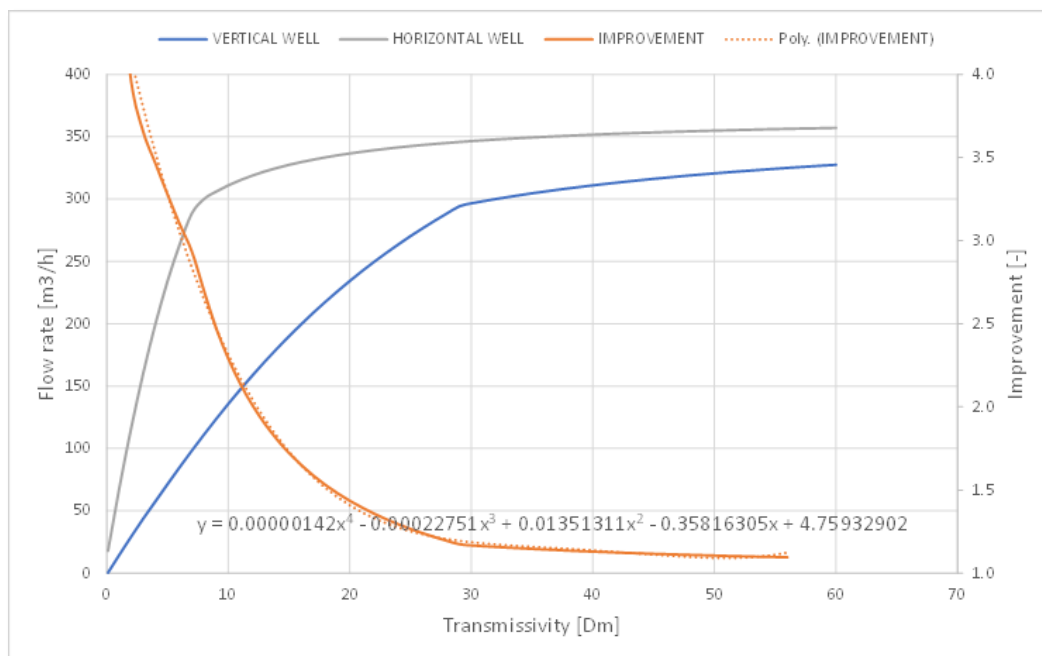
De vermogenskaarten voor de Design-Toolkit zijn gebaseerd op een standaard aardwarmte-doulet met twee gedeveerde putten. Als mogelijke upside is ook gekeken naar een ander soort putconfiguratie: twee horizontale putten, waarvan het horizontale gedeelte 1000 meter lang is. De verbetering van de aquifer performance t.o.v. de gedeveerde putten is als volgt benaderd (zie Figuur 7.18):

$$y = 0.00000142x^4 - 0.00022751x^3 + 0.01351311x^2 - 0.35816305x + 4.75932902$$

Waarbij

y = verbetering van de aquifer performance (-)

x = debiet (m^3/u)



Figuur 7.18: Debiet tegenover transmissiviteit (in Dm). Blauw geeft de performance van een verticaal/gedevieerde put weer en de grijze lijn de performance van een horizontale put (met een horizontale lengte van 1000m MD). De oranje lijn geeft aan wat de verbetering van de horizontale put is tegenover de verticale put. Een polynoom is hier doorheen getekend als benadering van deze verbeteringsfactor. Boven ongeveer 52 Dm wordt de verbeteringsfactor vastgezet op 1.067. De 'knikken' in de plots geven aan waar de bottleneck verandert van de injector naar de producer.

Dit is een empirische formule die uit gedetailleerde debiets-berekeningen is gedestilleerd. Hiervoor zijn de volgende aannames gedaan:

- Horizontale sectie = 1000 meter lang
- Inclinatie horizontale sectie = 85 graden
- Zowel de injector als de producer zijn beide horizontaal, of beide verticaal.
- De verbetering van de reservoir performance (dus niet de reservoir + put performance zoals Figuur aangeeft) is ongeveer 4x
- Water dichtheid = 1163 kg/m³ (wat overeenkomt met een saliniteit van ~ 250.000 ppm)
- Maximaal ESP vermogen = 600 kW
- Maximale injectiedruk = 0.135 bar/m
- Viscositeit producer = 0.61 cP (en dus onafhankelijk van de temperatuur, wat in werkelijkheid niet zo is)
- Viscositeit injector = 1.1 cP (en is dus onafhankelijk van de injectietemperatuur, wat in werkelijkheid niet zo is).
- Skin = 0
- Diameter van alle casings = 7"

Het mag duidelijk zijn dat hier veel aannames en versimpelingen in zijn meegenomen. De getoonde vermogensverbeteringen moeten dus met veel onzekerheid worden betracht. Verder zal het boren

en het completeren van horizontale putten extra aandacht vergen. Laat dit dus altijd eerst goed narekenen en ontwerpen door een ervaren engineering-team.

Let wel, het boren en horizontale injectoren en producers is al ontzettend vaak gedaan in de olie- en gas industrie en er is veel kennis op dit gebied aanwezig, ook in Nederland.

In-situ warmte

In-situ warmte, ofwel heat in place, is wellicht niet het meest bekend in de aardwarmte industrie in Nederland. Het kan een indicatie geven waar theoretisch de meeste warmte in een bepaalde laag zit. Het mijnbouwwerk en de aard van exploitatie vormt dan een soort 'recovery factor'. Deze parameter kan verder interessant zijn voor closed-loop systemen. Gedetailleerde thermische conductiviteitskaarten worden hier echter niet geleverd, hiervoor zal o.a. beter naar de mineralogie moeten worden gekeken.

De in-situ warmte wordt als volgt berekend:

$$H = V ((1 - \varphi)\rho_m C_{p,m,T_r} + \varphi\rho_f C_{p,f}) \cdot (T_r - T_{ref})$$

Waarbij:

- H = in-situ warmte (voor de kaarten wordt dit weer gegeven in GJ/m²)
- V = een gegeven volume (m³)
- Φ = porositeit in fracties
- ρ_m = dichtheid van de matrix (kg/m³)
- ρ_f = dichtheid van de fluid (kg/m³)
- C_{pm} = de warmtecapaciteit van de matrix (J/(kgK)); hier aangenomen als (zie ref)
- C_{pf} = de warmtecapaciteit van de fluid (J/(kgK))
- T_r = de in-situ reservoir temperatuur (°K)
- T_{ref} = een referentie surface temperatuur (°K); hier als 283,15 aangenomen (=10 °C)

De warmtecapaciteit van het water wordt bepaald als volgt bepaald:

$$C_{pf} = ((5.328 - 0.0976 * S + 0.000404 * S^2) + ((-0.006913 + 0.0007351 * S - 0.00000315 * S^2) * (T + 273.15)) + ((0.0000096 - 0.000001927 * S + 0.0000000823 * S^2) * (T + 273.15)^2) + ((0.0000000025 + 0.000000001666 * S - 0.00000000007125 * S^2) * (T + 273.15)^3)) * 1000$$

Waarbij

- S = saliniteit (kppm)
- T = temperatuur van het water aan de well-head (°C)

De dichtheid van de matrix wordt berekend uit door de gemiddelde dichtheid te bepalen van de dichtheidslog. De eigenlijke dichtheid van de matrix zal hoger liggen aangezien de dichtheidslog ook de formatievloeistoffen meerekent.

Het mag duidelijk zijn dat deze in-situ warmtekaarten een grote onzekerheid hebben, maar als relatieve referentie kan het wellicht dienen als screeningtool voor closed-loop systemen.

ONZEKERHEDEN & RISICO'S

Belemmeringsgebieden

Bovengronds

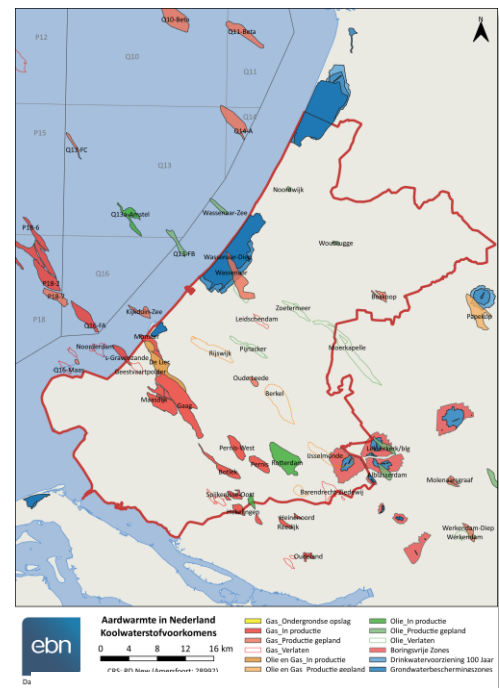
In deze studie is niet specifiek naar bovengrondse belemmeringen gekeken. Dat wil zeggen, er is niet gekeken naar mogelijke bovengrondse locaties. Wel worden op de vermogenskaarten mogelijke belemmeringen aangegeven waar rekening mee gehouden dient te worden:

Grondwaterbeschermingszones, boringsvrije zones en waterwingebieden (zie ook Figuur 7.19). Het is zaak om altijd met de omgevingspartners in gesprek te gaan en duidelijk over mogelijke risico's te communiceren.

Ondergronds

Ondergrondse belemmeringen die van belang zijn:

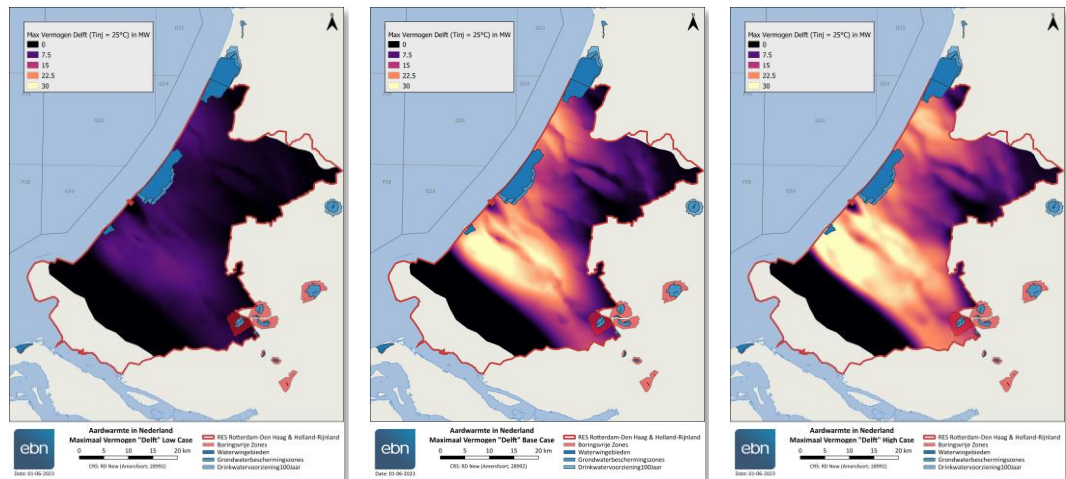
- Olie- en gasvelden waarvan sommige nog steeds in productie zijn (zie Figuur 7.19). Deze velden komen vooral voor op de horsten in het Westland en ten zuidwesten van Rotterdam. Aardwarmte wordt voornamelijk gewonnen in de bekkens, dus dit zou geen groot probleem moeten zijn. Wel dient hier rekening mee gehouden worden tijdens het boren.
- Breuken, niet alleen tijdens het boren dient rekening gehouden te worden met breuken, maar ook bij het plannen van en winnen van aardwarmte. Breuken kunnen de connectiviteit tussen injector en producer bemoeilijken, kunnen een negatief effect op het debiet hebben en kunnen in extreme gevallen voor bodemtrillingen zorgen. Een praktische workflow om dit laatste risico te analyseren wordt door Hettema (2022) behandeld. In de nabije toekomst zal er een vernieuwde standaard verschijnen voor de Seismische Dreiging en Risico Analyse (SDRA, ofwel Seismic Hazard and Risk Analysis, SHRA) die de aanpak hiervan behandelt.



Figuur 7.19: Koolwaterstofvoorkomens in het studiegebied.

Onzekerheden

Van de aquifer eigenschappen is voornamelijk de permeabiliteit het moeilijkst in te schatten en ook te meten, wat ook meteen een grote onzekerheid in vermogensrange met zich meebrengt aangezien het een van de belangrijkste eigenschappen is die het debiet bepaalt. In deze studie wordt onzekerheid in vermogensinschatting alleen aan deze eigenschap opgehangen. Andere eigenschappen hebben ook onzekerheden, maar omdat permeabiliteit zo overheersend is, is er aan die eigenschappen verder geen aandacht besteed. Kijkend naar de range van low, base en high cases (Figuur 7.20) valt vooral de lage waarden van de low case op. Van verscheidene aardwarmteprojecten weten we dat deze veel beter zijn en dat deze low case niet realistisch is. Voor een beter beeld van de low case zal er beter naar de onzekerheden van de andere eigenschappen dienen gekeken te worden.



Figuur 7.20: Verschil tussen low, base en high cases 'Delft' play.

Vermogen is een technisch concept. Het heeft wel met de geschiktheid van de ondergrond te maken, maar de wijze waarom de warmte uit de grond wordt gehaald heeft ook heel veel invloed op de te behalen vermogens. Er kunnen vele zaken anders zijn waardoor het technische vermogen niet wordt gehaald.

Alle berekeningen zijn gedaan door middel van interpretaties en extrapolaties met een zeer beperkt aantal aan data-punten. Voor de Brussel zijn er zelfs geen kernen beschikbaar wat het inschatten van de permeabiliteit bijzonder moeilijk maakt. Er is hier dan ook geen low & high case voor berekend.

Het geologische afzettingsmodel van de Alblasterdam is nog niet geheel begrepen en daardoor zijn de inschattingen over de het voorkomen en de vermogensberekening ook erg onzeker.

Risico's

Er zijn naast onzekerheden over het in te schatten vermogen ook ondergrond risico's waar rekening mee gehouden dient te worden. We brengen deze risico's onder in een term dat 'geological probability of success' (gPOS) wordt genoemd (Van Lochem, 2021). Het gaat hierbij om 5 risico's die met aardwarmte te maken hebben.

- Het eerste risico, P_{aq} gaat over of het aquifer wél aanwezig is of niet. Er is niet overal seismiek aanwezig en we kunnen niet altijd goed op seismiek zien of een bepaald aquifer aanwezig is of niet.
- Het tweede risico, P_{perm} is het risico op de aanwezigheid van een permeabiliteitssysteem. Voor zandige aquifers kan het risico op niet of moeilijk te voorspellen diagenetische problemen die de eigenlijke permeabiliteit vernietigen door het vormen van mineralen binnen de zandsteen hier onder worden geschaard.
- Een derde risico, P_{fluid} is, het risico op het aantreffen van iets anders dan water in de poriën van de zandsteen. Dit is vooral belangrijk in de buurt van olie- en gas-velden.

- Een vierde risico, P_{temp} , is het risico op een abnormale temperatuurgradiënt. Dit heeft voornamelijk nut bij hoge enthalpie aardwarmteprojecten (denk aan IJsland & Indonesië), maar die komen niet voor in Nederland, dus dit risico kan geschrapt worden.
- Een vijfde risico, P_{con} is het risico op het uitblijven van een drukverbinding tussen de injectieput en de productieput. Dit kan doordat de zandlichamen gescheiden worden door kleien of bijvoorbeeld door een breuk.

Deze risico's kunnen ook wel gezien worden als binaire risico's: er is een aquifer aanwezig (die een bepaalde vermogensinschatting heeft met een onzekerheidsrange) of er is geen aquifer aanwezig (we nemen deze 0 waarde nooit mee in de vermogensinschatting want anders zal de onzekerheidsrange zeer negatief uitvallen).

In formule vorm:

$$gPOS = P_{aq} \cdot P_{perm} \cdot P_{fluid} \cdot P_{temp} \cdot P_{con}$$

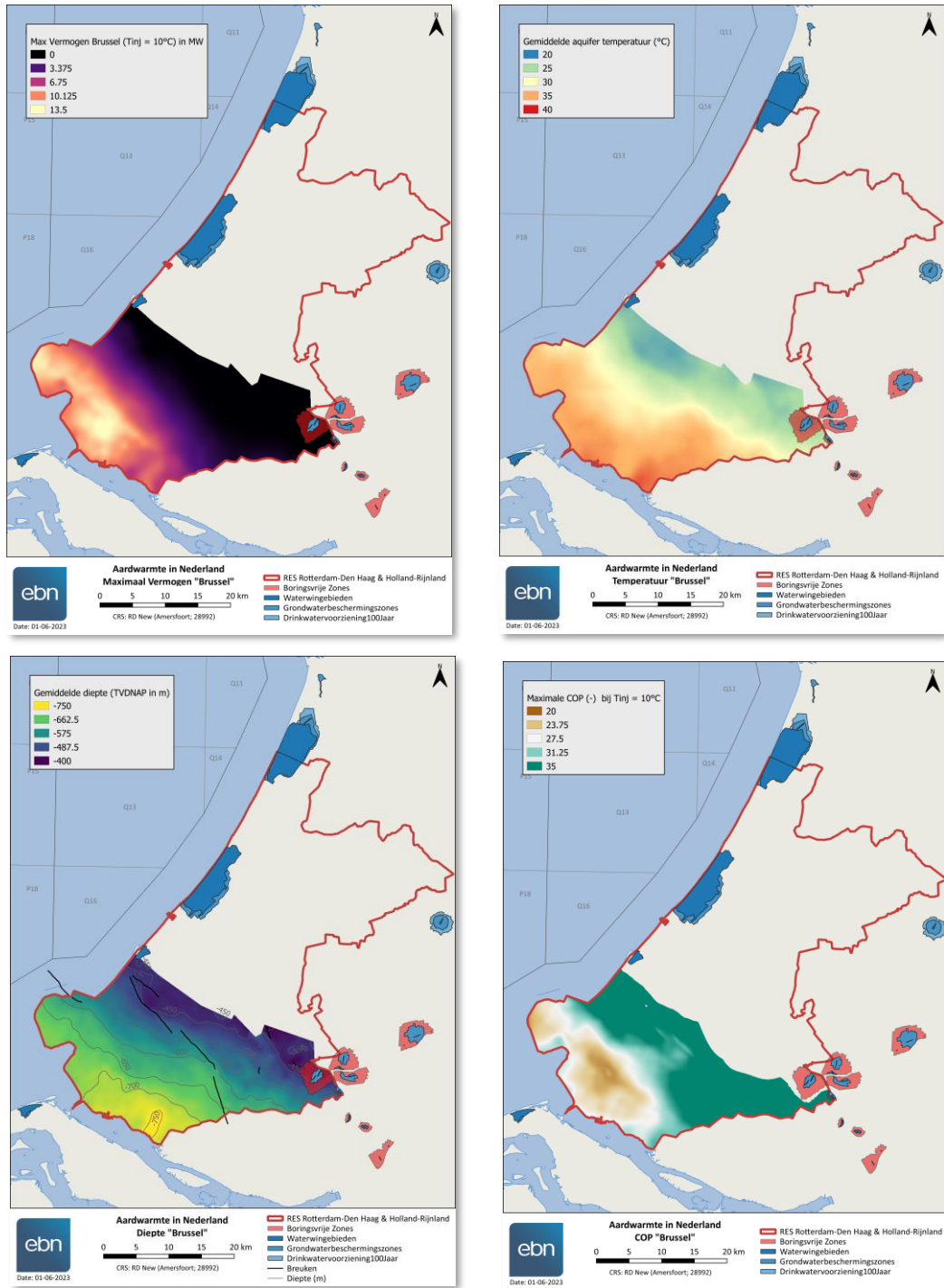
In het studiegebied is gelukkig al veel bekend en hoeft hier minder rekening mee gehouden worden dan bijvoorbeeld het geval is in delen van Noord-Holland. De belangrijkste risico's voor de verschillende plays worden hieronder weergegeven:

Play	Belangrijkste risico's	Hoe hoog is het risico?	Toelichting
Brussel	Connectiviteit	Gemiddeld	De aanwezigheid van moeilijk te voorspellen cementlagen kan de verticale maar ook de horizontale connectiviteit negatief beïnvloeden.
Rijnland	Aquifer	Gemiddeld	De Rijnlandzanden zijn lateraal beperkt en niet altijd makkelijk op seismiek te lokaliseren.
	Fluid	Laag	De aanwezigheid van olie- en gasvelden kan een risico zijn, Het risico is laag, mits er alleen in de bekkens wordt geboord.
Delft	Fluid	Laag	De aanwezigheid van olie- en gasvelden kan een risico zijn, Het risico is laag, mits er alleen in de bekkens wordt geboord.
Alblasserdam	Aquifer	Gemiddeld tot hoog	Het risico is eerder gelieerd aan de aanwezigheid van dikke pakketten zand dan aan de aanwezigheid van de gehele Alblasserdam Formatie.
	Connectiviteit	Gemiddeld tot hoog	De zandlichamen kunnen zeer heterogeen verdeeld zijn waardoor een dynamische verbinding tussen productieput en injectieput niet altijd gegarandeerd is.
Rotliegend	Permeabiliteit	Gemiddeld	Door diagenese kan de doorlatendheid zijn verminderd.
	Connectiviteit	Gemiddeld	Dit risico is gemiddeld en kan zelfs hoog zijn daar waar er geen 3D seismiek aanwezig is; de aanwezigheid van breuken kan dan moeilijk bepaald worden.

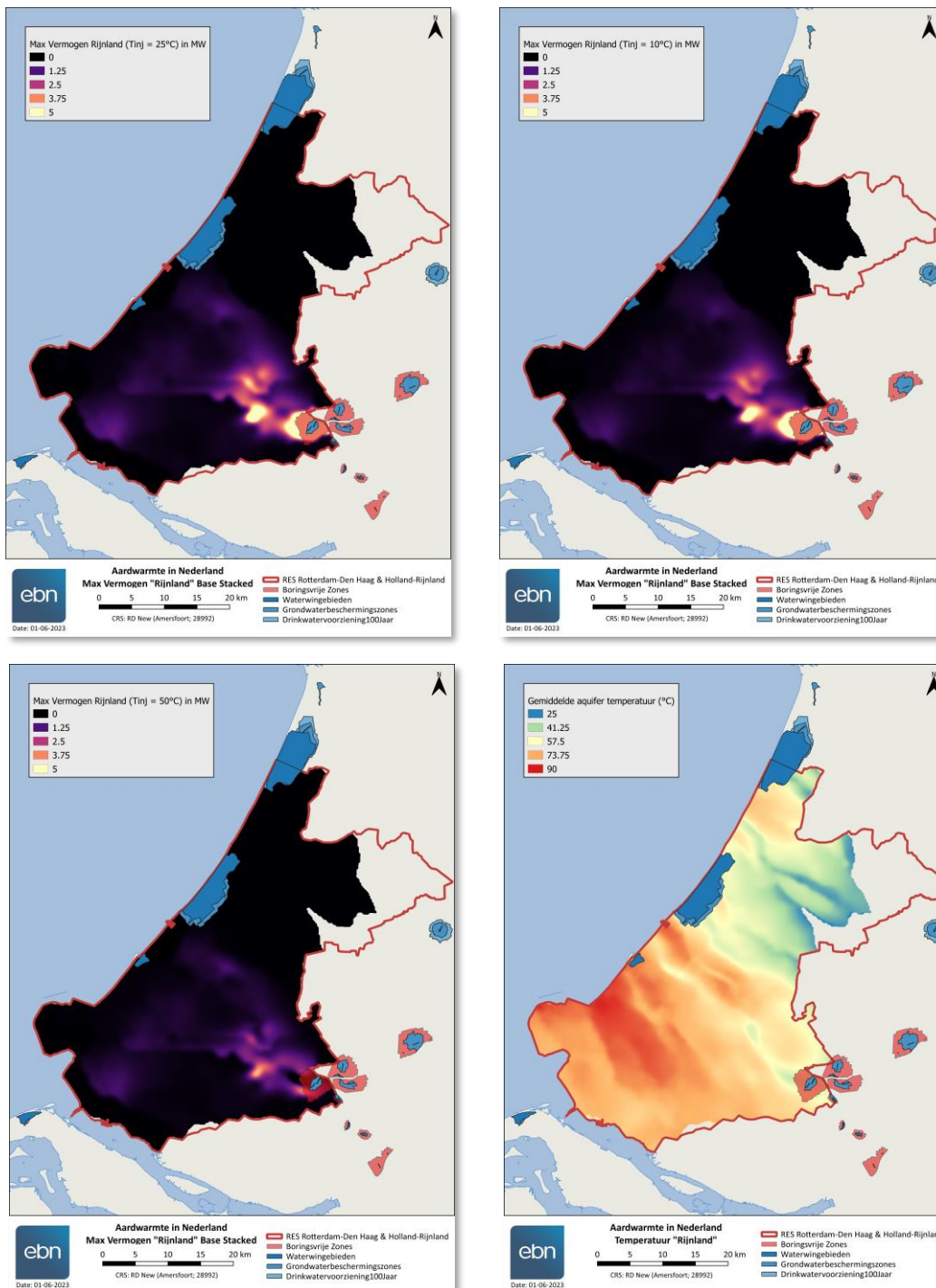
Tabel 7.10: Overzicht van belangrijke geologische risico's per play.

Voor alle plays komt daar ook nog het risico op zandproductie bij en het risico van breuken in de ondergrond.

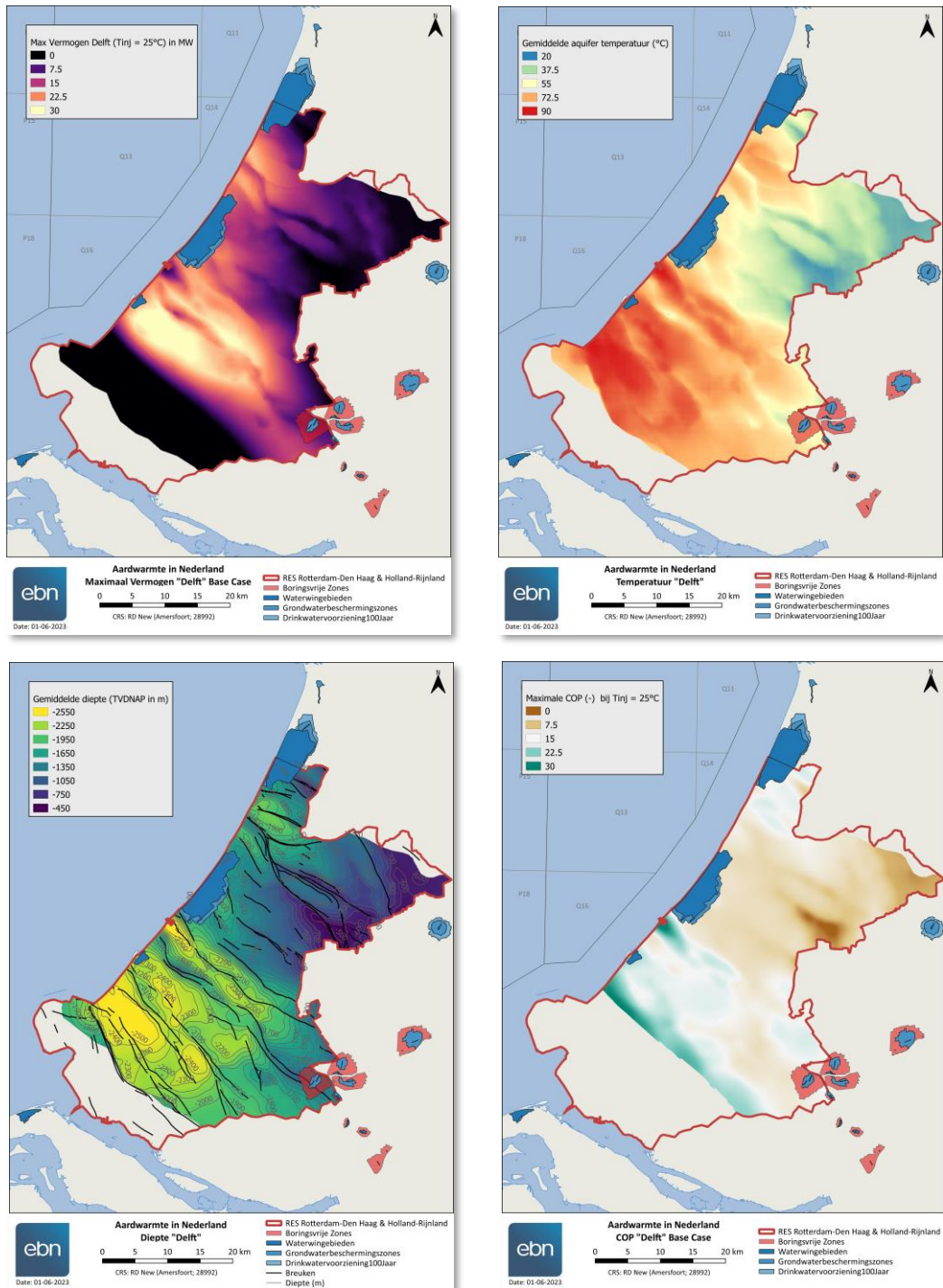
Bijlage 2 Potentiekaarten



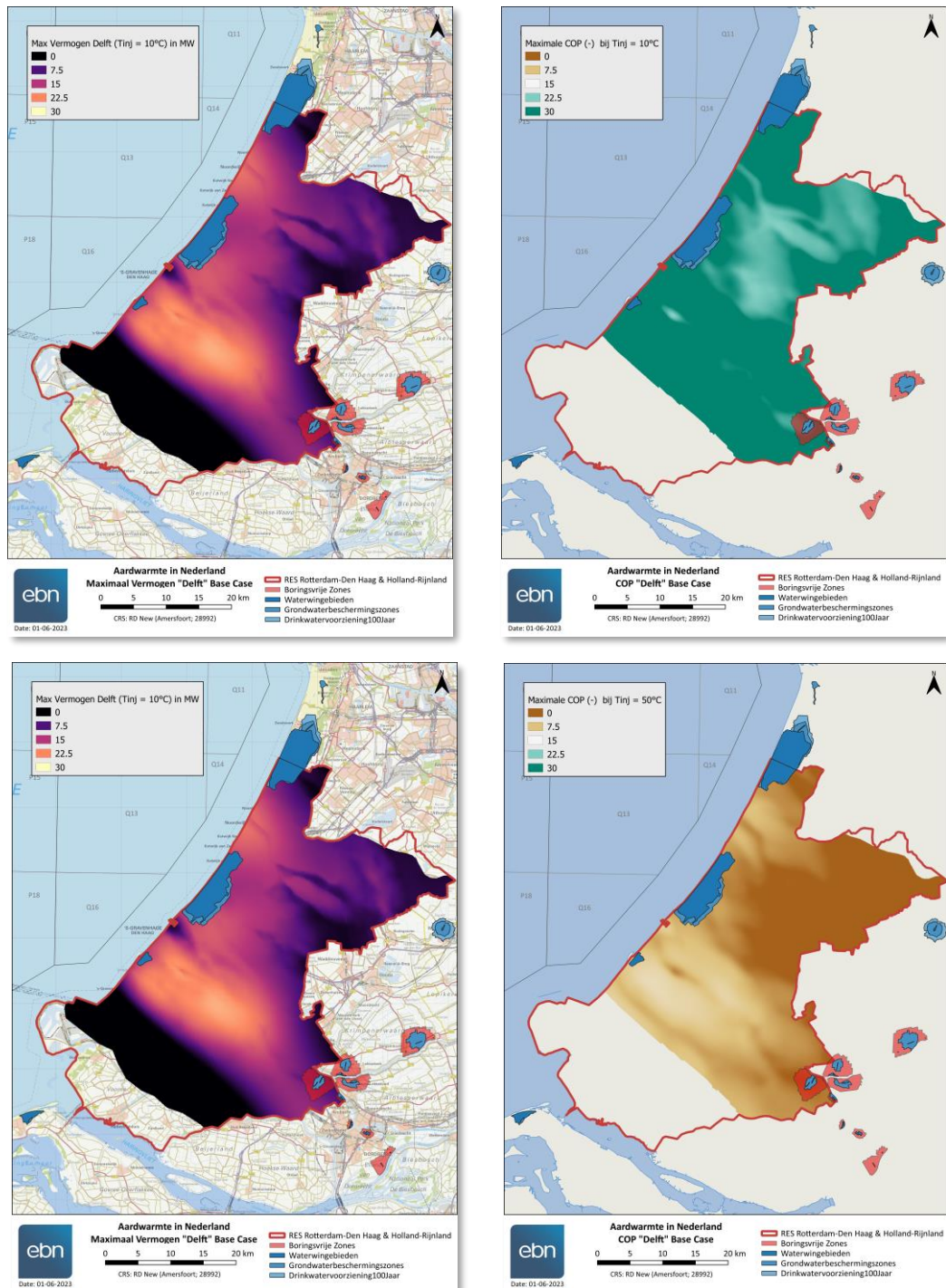
Figuur 7.21: Maximaal vermogen (linksboven), temperatuur (rechtsboven), diepte-kaart (linksonder) en COP (rechtsonder) van de 'Brussel' play bij een injectietemperatuur van 10°C.



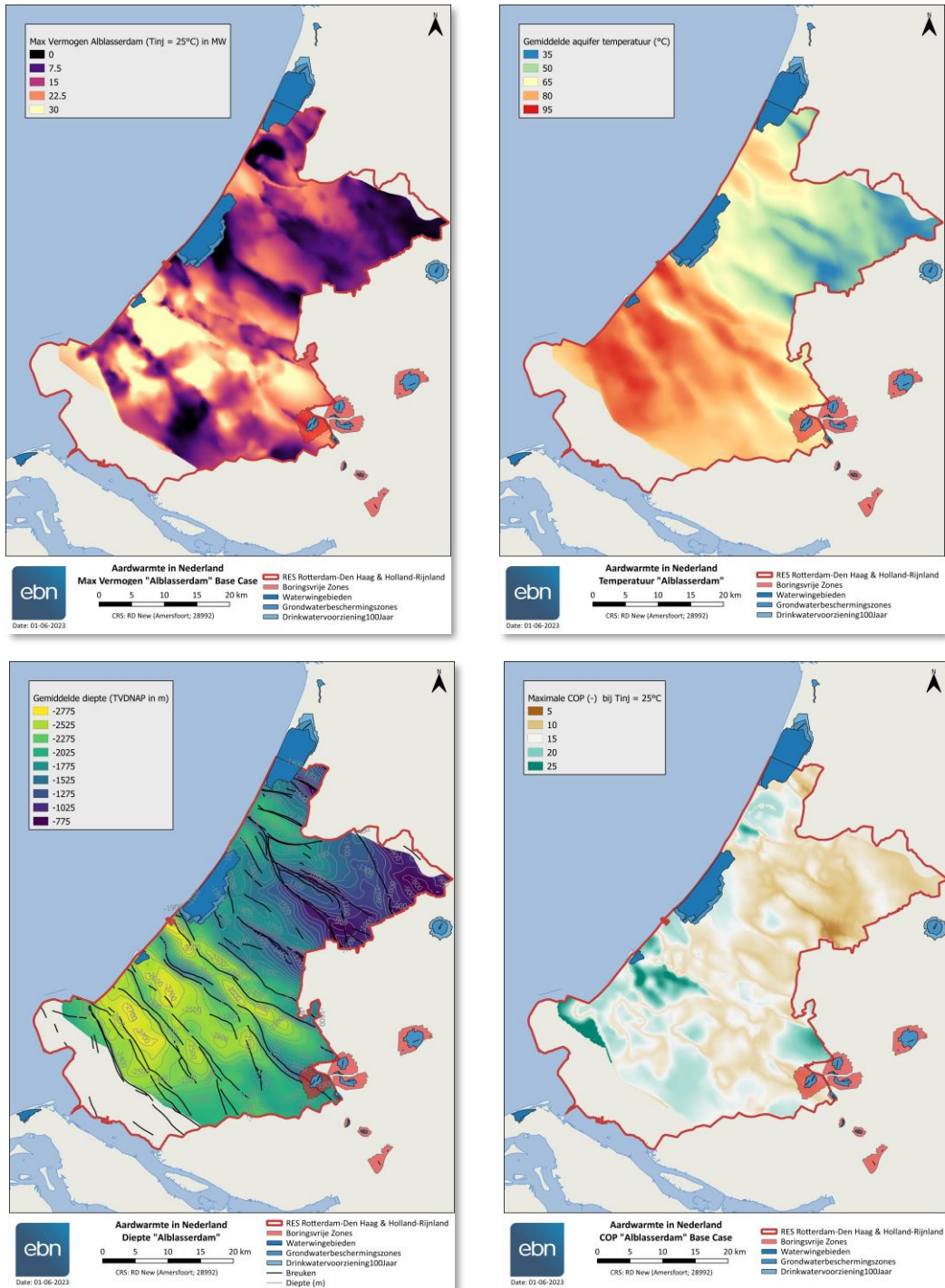
Figuur 7.22: Maximaal vermogen bij 25°C (linksboven), bij 10°C (rechtsboven) en 50°C injectietemperatuur (linksonder), en de temperatuur aan de basis (rechtsonder) van de 'Rijnland' play. De vier Rijnland zanden zijn hier gestapeld weergegeven.



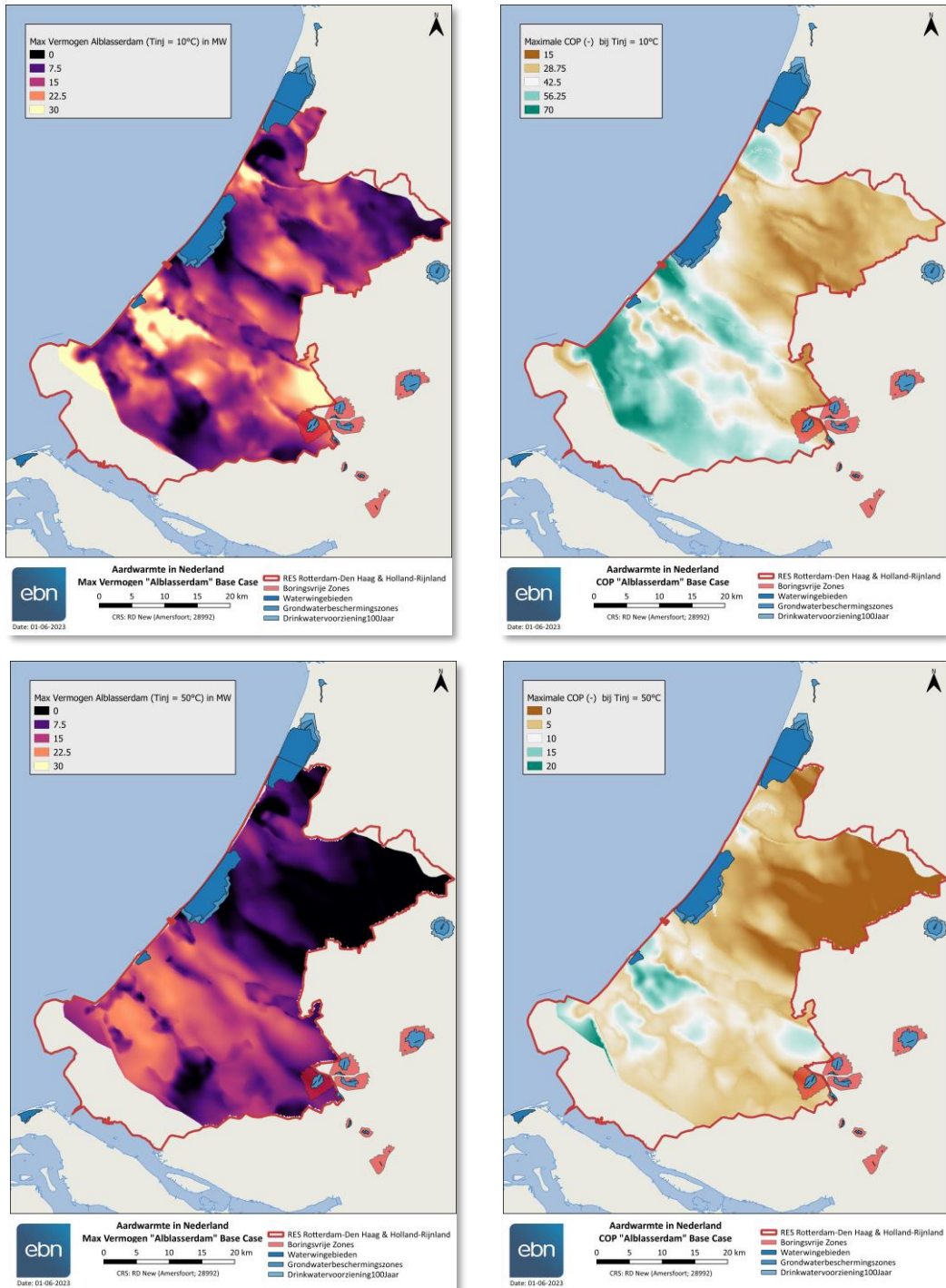
Figuur 7.23: Maximaal vermogen (linksboven), temperatuur (rechtsboven), diepte-kaart (linksonder) en COP (rechtsonder) van de 'Delft' play bij een injectietemperatuur van 25°C (base case).



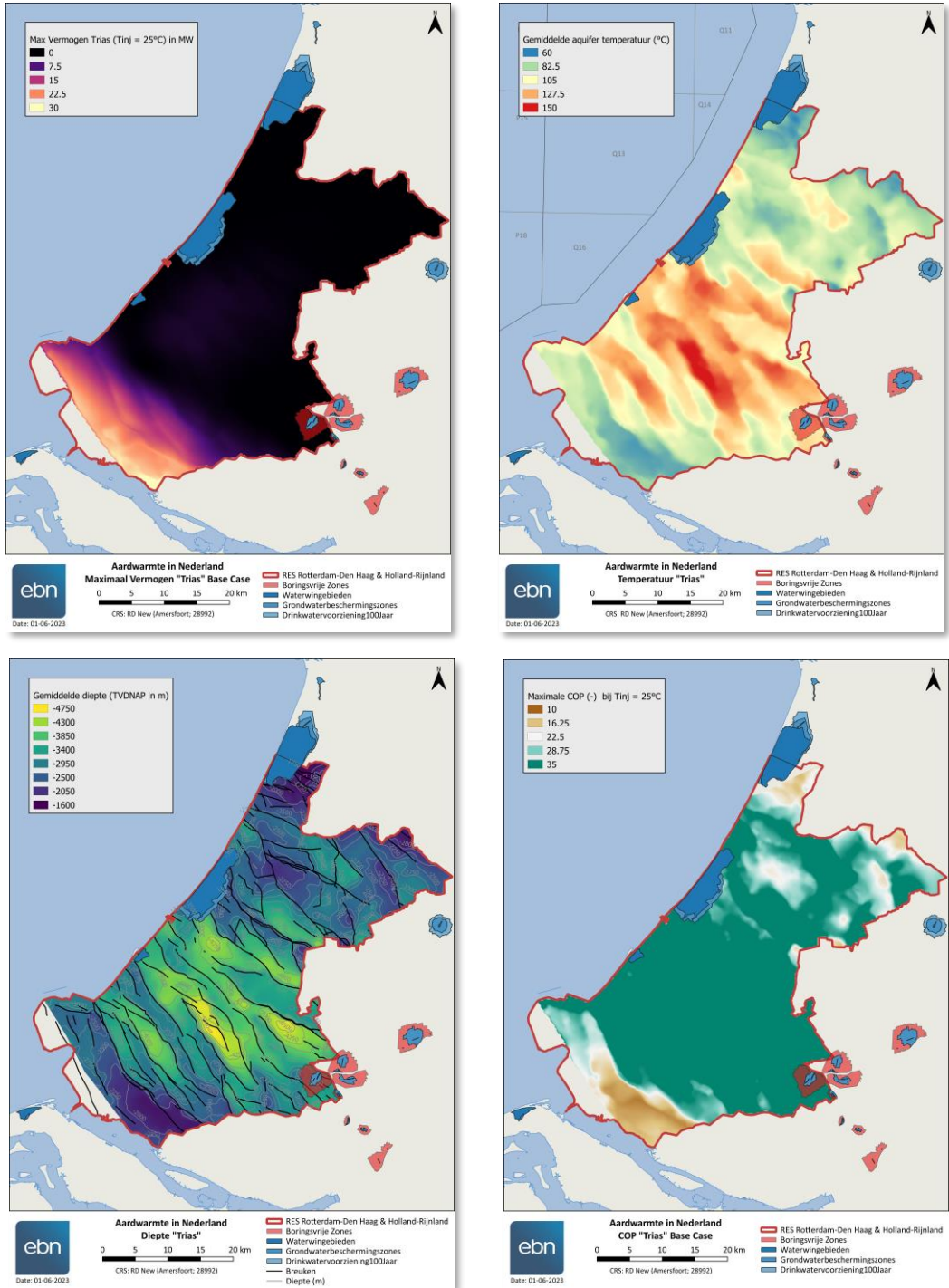
Figuur 7.24: Maximaal vermogen bij 10°C (linksboven) en bijbehorende COP (rechtsboven), maximaal vermogen bij 50°C (linksonder) en bijbehorende COP (rechtsonder), van de 'Delft' play



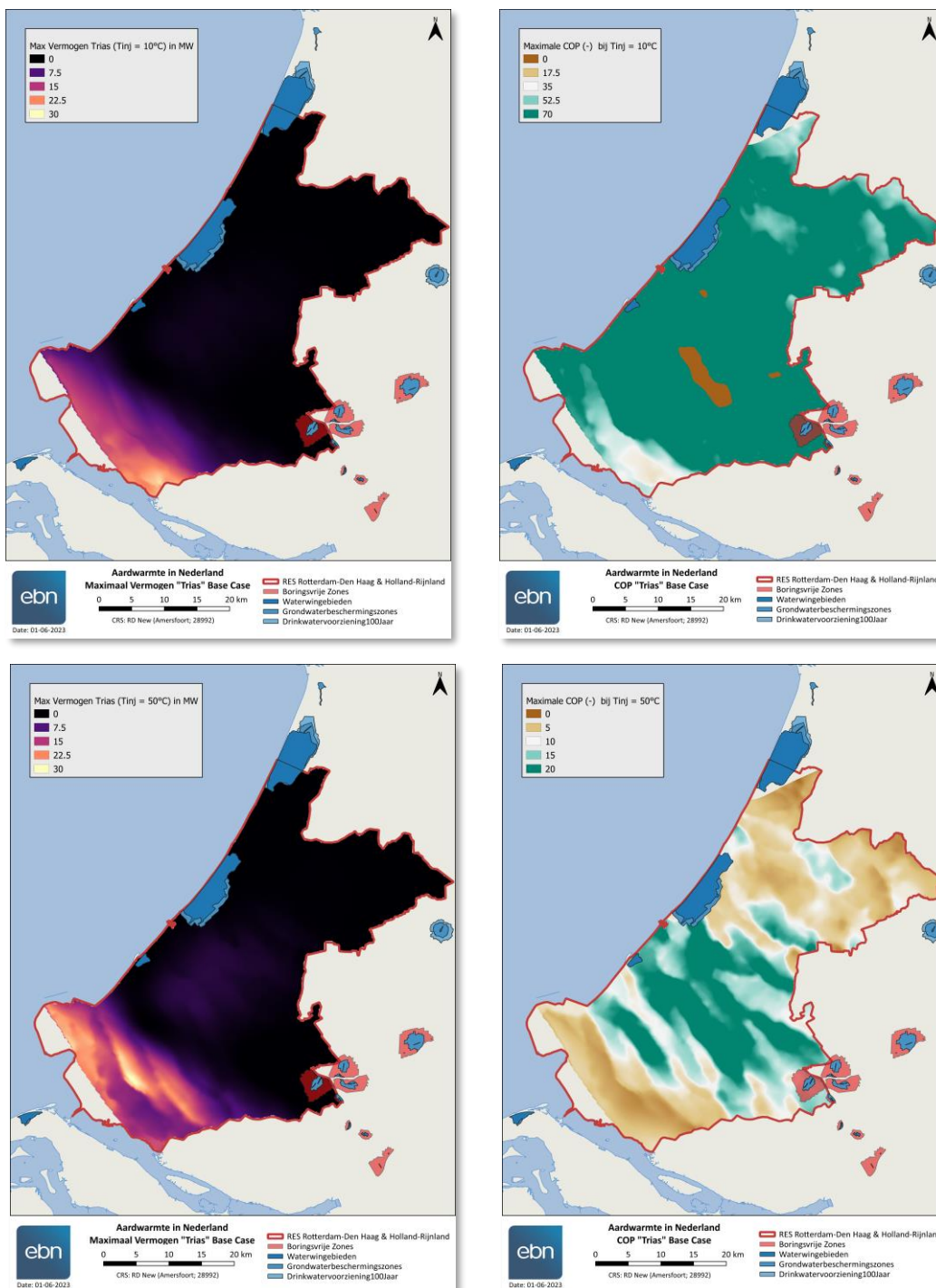
Figuur 7.25: Maximaal vermogen (linksboven), temperatuur (rechtsboven), diepte-kaart (linksonder) en COP (rechtsonder) van de 'Alblasserdam' play bij een injectietemperatuur van 25°C (base case). Let op dat de betrouwbaarheid van deze play gering is.



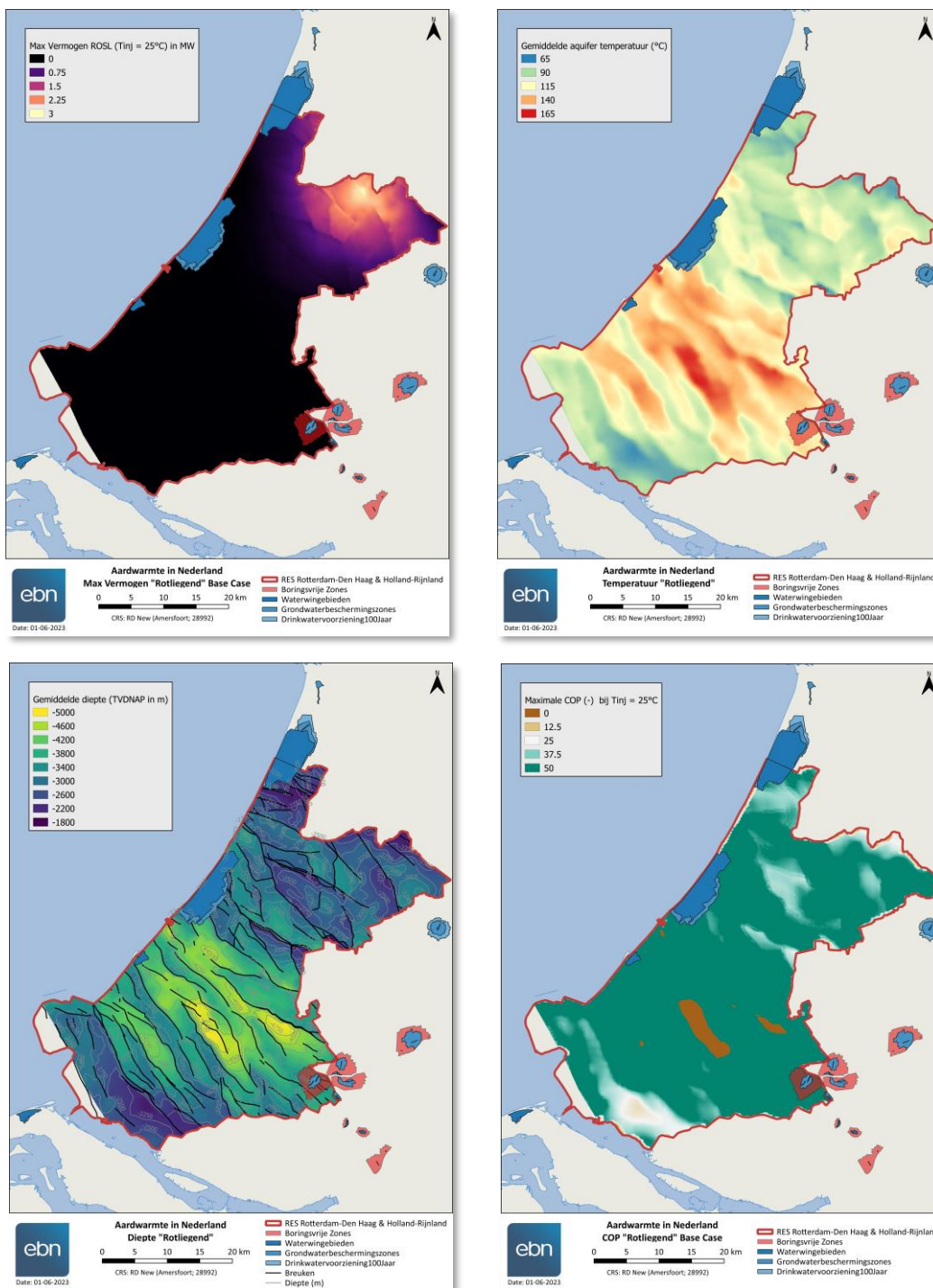
Figuur 7.26: Maximaal vermogen bij 10°C (linksboven) en bijbehorende COP (rechtsboven), maximaal vermogen bij 50°C (linksonder) en bijbehorende COP (rechtsonder), van de 'Ablasserdam' play. Let op dat de betrouwbaarheid van deze play gering is. Let op: de COP-kaarten hebben verschillende schalen.



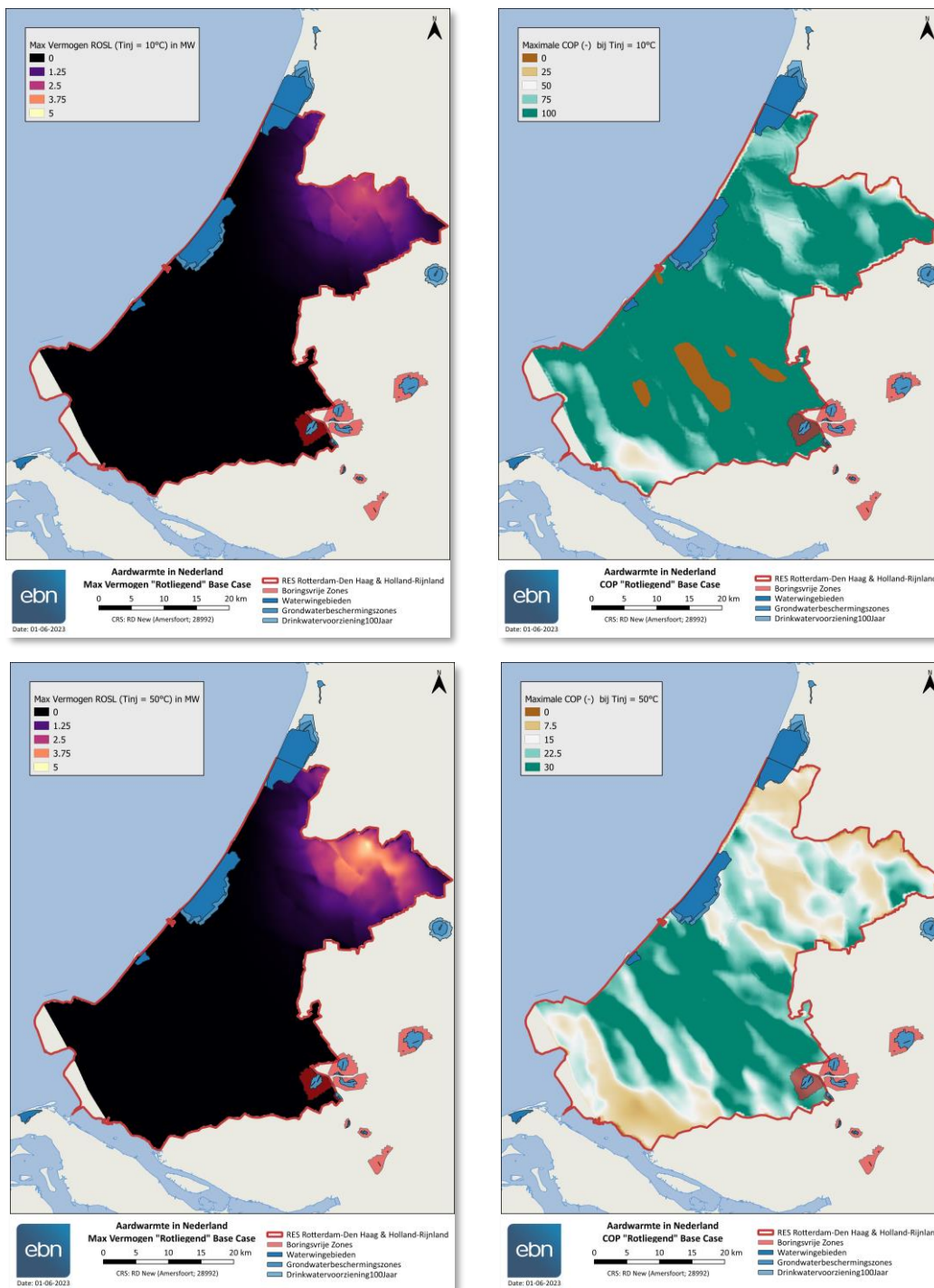
Figuur 7.27: Maximaal vermogen (linksboven), temperatuur (rechtsboven), diepte-kaart (linksonder) en COP (rechtsonder) van de 'Trias' play bij een injectietemperatuur van 25°C (base case).



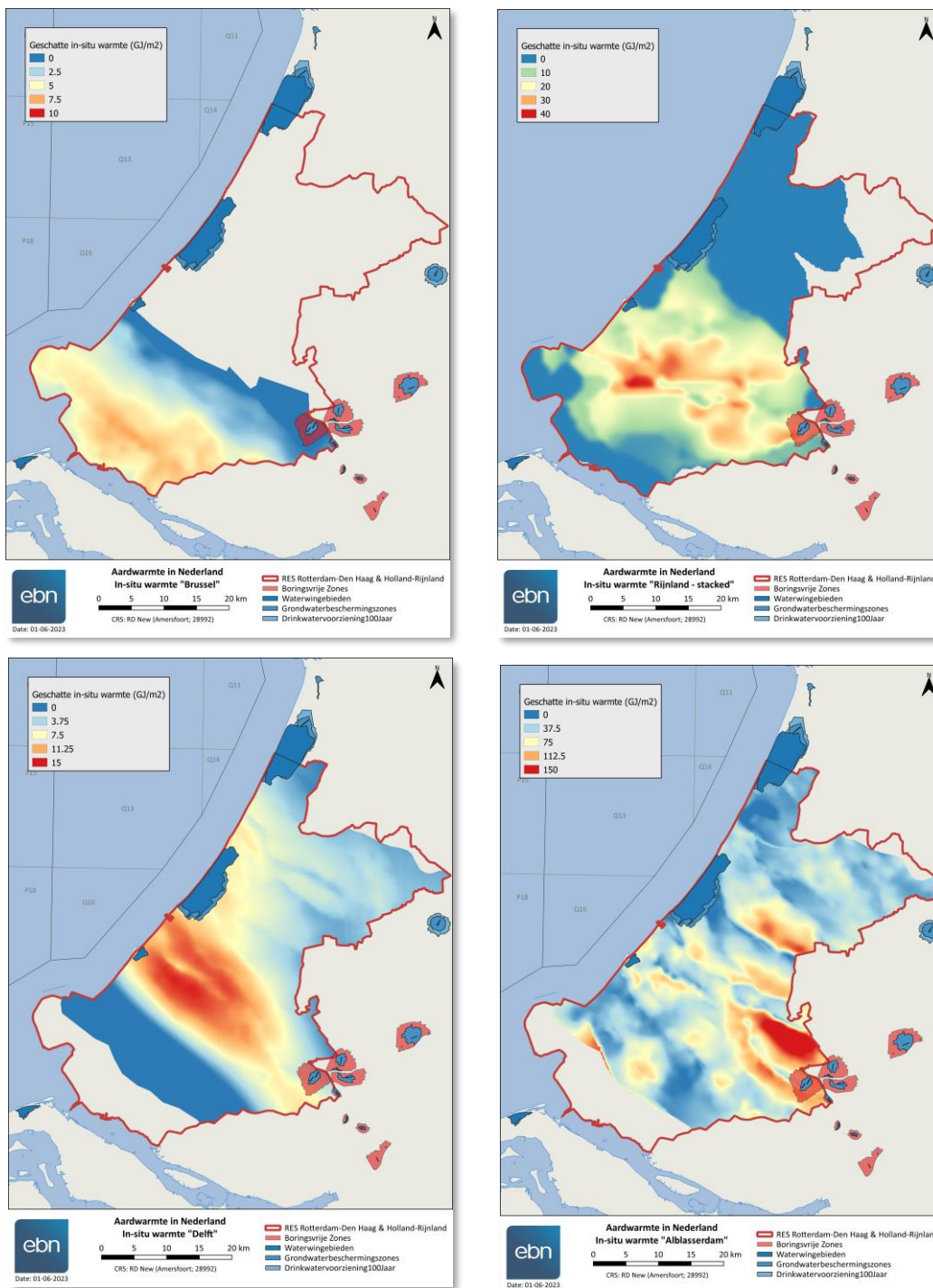
Figuur 7.28: Maximaal vermogen bij 10°C (linksboven) en bijbehorende COP (rechtsboven), maximaal vermogen bij 50°C (linksonder) en bijbehorende COP (rechtsonder), van de 'Trias' play. Let er op dat in gebieden met weinig geothermisch potentieel de COP geen nuttige parameter is. Let op dat dieper uitkoelen soms niet bijdraagt aan een hoger vermogen. Wel aan een betere COP (ten gevolge van de uitkoelings-injectierichtlijn die in deze studie nog gehandhaafd is).



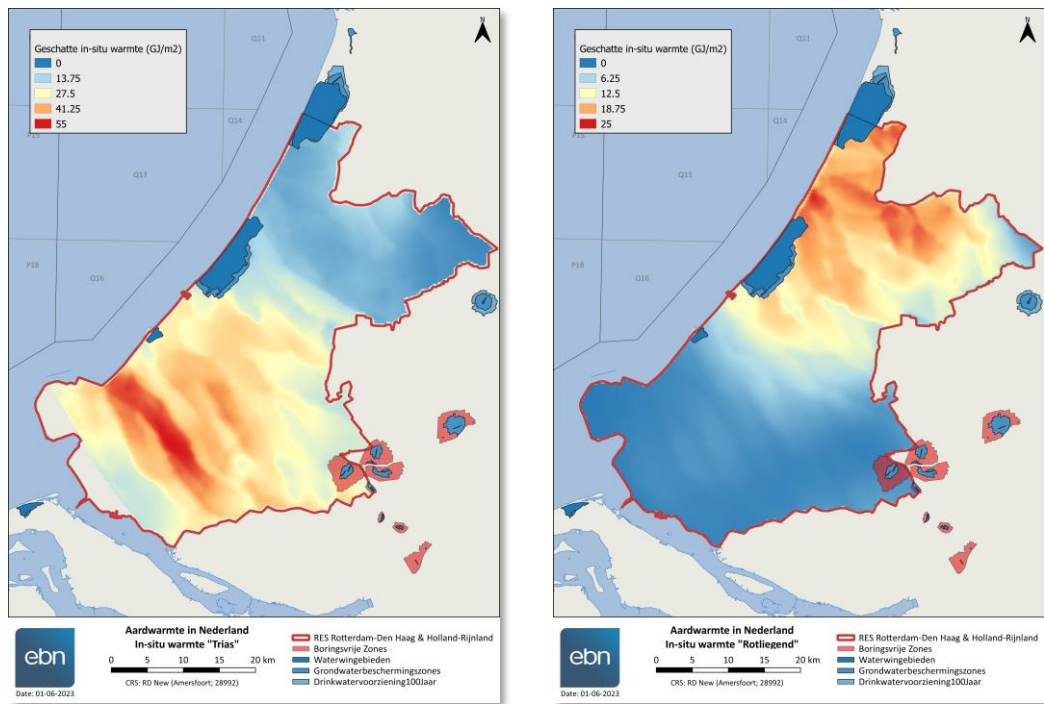
Figuur 7.29: Maximaal vermogen (linksboven), temperatuur (rechtsboven), diepte-kaart (linksonder) en COP (rechtsonder) van de 'Rotliegend' play bij een injectietemperatuur van 25°C (base case). Let op dat omdat de vermogens zo laag zijn de COP geen nuttige parameter is.



Figuur 7.30: Maximaal vermogen bij 10°C (linksboven) en bijbehorende COP (rechtsboven), maximaal vermogen bij 50°C (linksonder) en bijbehorende COP (rechtsonder), van de 'Rotliegend' play. Let er op dat in gebieden met weinig geothermisch potentieel én hoge temperaturen de COP geen nuttige parameter is. Let er op dat diepere uitkoelen soms niet bijdraagt aan een hoger vermogen. Wel aan een betere COP (ten gevolge van de uitkoelings-injectierichtlijn die in deze studie nog gehandhaafd is).



Figuur 7.31: Ingeschatte in-situ warmte in GJ/m² voor de 'Brussel' play (linksboven), de 'Rijnland' play gestapeld (rechtsboven), de 'Delft' play (linksonder), de 'Alblasserdam' play (rechtsonder).



Figuur 7.32: Ingeschatte in-situ warmte in GJ/m² voor de 'Trias' play (linksboven) en de 'Rotliegend' play (rechtsboven).

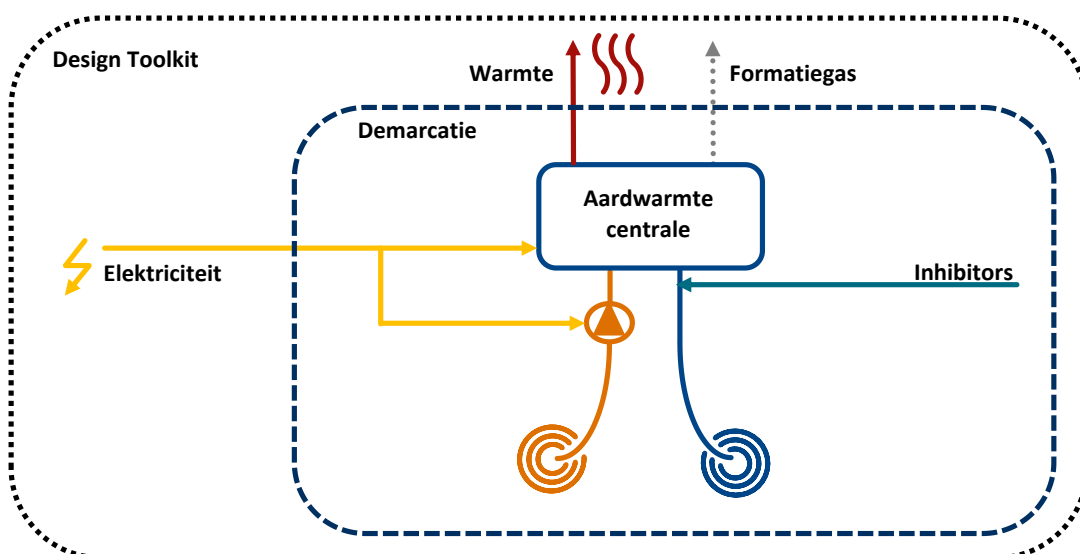
Bijlage 3 Duurzaamheid & kosten

INLEIDING

In deze bijlage komen de duurzaamheid en kosten van een aardwarmteproject aan bod. Deze zullen per project verschillen. De methode voor het bepalen van de duurzaamheid en kosten zijn toegelicht. Aan de hand hiervan zijn kengetallen bepaald waarmee de Design-Toolkit de duurzaamheid en de kosten kan berekenen (zie Bijlage 4).

DEMARCATIE

In Figuur 7.33 is de demarcatie aangegeven van het aardwarmtesysteem. Bij het vastleggen van de demarcatie is uitgegaan van de wijze waarop het aardwarmtesysteem geïntegreerd wordt in de Design-Toolkit (zie Bijlage 4 voor meer details).



Figuur 7.33: Demarcatie aardwarmtesysteem

Het Aardwarmtesysteem bestaat grofweg uit de volgende onderdelen:

- Putten: een aardwarmtesysteem bestaat uit tenminste één onttrekkingsput en één infiltratieput.
- Aardwarmte-centrale: in de aardwarmtecentrale (ook wel technische ruimte) staan alle componenten opgesteld die nodig zijn ten behoeve van het aardwarmtesysteem, zoals onder andere warmtewisselaars, circulatiepompen, kleppen, appendages, waterbehandeling, gas/vloeistofscheider, regeling etc. Merk op dat een eventuele warmtepomp niet tot het aardwarmtesysteem behoort. In de Design-Toolkit is dit een apart component.

- Inhibitors: worden gebruikt om corrosie van de injectieput te voorkomen door deze toe te voegen aan het formatiewater. De kosten voor de inhibitors zijn meegenomen in het aardwarmtesysteem.

Input komt vanuit de Design-Toolkit en bestaat uit het volgende:

- Elektriciteit: diverse componenten verbruiken elektriciteit, zoals onder andere diverse pompen en de regeling. De kosten en duurzaamheid van de elektriciteit komen vanuit de Design-Toolkit.

De output wordt doorgegeven aan de Design-Toolkit en bestaat uit het volgende:

- Warmte: warmte geleverd door het aardwarmtesysteem.
- Formatiegas: afhankelijk van de play kan formatiegas zijn opgelost in het formatiewater. Het formatiegas kan gewonnen worden door het toepassen van een gas/vloeistofscheider. Hierna kan het of rechtstreeks gebruikt worden, of worden opgewaardeerd en ingevoed worden in het gasnet. Een andere optie is om het formatiegas te injecteren in de injectieput. Hiervoor dient het systeem wel op voldoende hoge druk gehouden te worden. In deze studie is aangenomen dat het formatiegas gewonnen wordt.

FORMATIEGAS

Een belangrijk aspect voor het bepalen van de duurzaamheid van aardwarmte is formatiegas. Wanneer deze verbrand wordt, komt daar CO₂ bij vrij. In deze studie is gekeken hoeveel formatiegas (mogelijk) vrij komt bij het winnen van aardwarmte. In deze studie is het uitgangspunt dat formatiegas, indien aanwezig, gewonnen wordt. Of en hoeveel CO₂-uitstoot dit tot gevolg heeft zal afhangen van de keuzes die gemaakt worden in het systeemconcept in de Design-Toolkit. De belangrijkste mogelijkheden zijn:

- Direct gebruiken in een gasketel en de gebruikte warmte invoeden op het warmtenet
- Direct gebruiken in een warmte-kracht-koppeling (WKK). De warmte kan ingevoed worden op het warmtenet. De elektriciteit kan gebruikt worden door het aardwarmtesysteem.
- Opwaarderen en invoeden in het aardgasnet.

Het structureel affakkelen van gas is niet toegestaan. In de eerste twee opties zal er sprake zijn van CO₂-uitstoot die toegekend kan worden aan het systeemconcept als geheel. Binnen de Design-Toolkit wordt CO₂-uitstoot op componentniveau toegekend. Bij de eerste twee opties zijn dat dus een gasketel of de WKK. Om dubbelingen te voorkomen wordt de CO₂-uitstoot van formatiegas in deze studie niet direct toegekend aan het aardwarmtesysteem. In de derde optie wordt het gas buiten de grenzen van het systeemconcept getransporteerd. In dat geval wordt de CO₂-uitstoot in zijn geheel niet meegenomen om de duurzaamheid van het systeemconcept te bepalen.

Het berekenen van de bijvangst van formatiegas dat in oplossing zit in het formatiewater is gedaan aan de hand van de productiegegevens beschikbaar op nlog.nl. De cijfers komen goed overeen met de verhoudingen zoals geschetst in de duurzaamheidsfactsheet van TNO (TNO, 2021). Voor het Brussels Play is weinig data bekend. Vooralsnog is aangenomen dat er geen bijvangst is van formatiegas. Voor het Trias play is één datapunt bekend (BRI-GT) die 0,95 m³/m³ aangeeft. Er zijn indicaties²⁴ dat het getal voor het Trias play wellicht iets hoger ligt dan dat. In deze studie is een

²⁴ Winningsplan Aardwarmte Vierpolders, Hydreco GeoMEC B.V., 4 april 2019

waarde van 1 m³/m³ aangenomen. Dit kan aangepast worden zodra er meer productiedata van andere Trias projecten beschikbaar worden (TNT-GT) of meer projecten worden geboord.

De bijvangst wordt voor de Design-Toolkit als gas water ratio per play aangeleverd, zodat deze gekoppeld kan worden aan het gekozen debiet van de aardwarmtebron en meegenomen kan worden in de integratie en analyses van het systeemconcept. De eventueel bijgeleverde energie is in de vermogenskaarten in deze studie niet meegenomen.

Play	Gas water ratio [m ³ /m ³]
Brussel (Noordzee)	Onbekend (aanname = 0)
Rijnland	1
Schieland	1
Trias	1
Rotliegend	0,35

Tabel 7.11: Gas water ratio per play in m³/m³

DUURZAAMHEID

De CO₂-uitstoot van aardwarmte verschilt per play en hangt ook af van de diepte binnen de play. Voor de onderzochte cases ligt de CO₂-uitstoot tussen de 2,3 en 7,3 kg CO₂ per geleverde GJ aardwarmte. Vergeleken met warmte geleverd door een gasketel (63 kg CO₂/GJ) is dat een reductie tussen de 88 en 96%. Ook ligt dit ver onder de streefwaarde voor warmtenetten in 2030 (klimaatakkoord: 18,9 kg CO₂/GJ & warmtewet: 25 kg CO₂/GJ).

Methodiek

Voor het bepalen van de duurzaamheid van aardwarmte is gekeken naar de hoeveelheid CO₂-uitstoot per geleverde GJ aan aardwarmte (specifieke CO₂-uitstoot aardwarmte, in kg CO₂/GJ). Deze is gedefinieerd als:

$$\text{Specifieke CO}_2 \text{ uitstoot aardwarmte} = \frac{\text{CO}_2 \text{ uitstoot elektriciteit}}{\text{Geleverde aardwarmte}}$$

De CO₂-uitstoot van elektriciteit wordt berekend door het elektriciteitsverbruik te vermenigvuldigen met de specifieke CO₂-uitstoot van elektriciteit. In deze studie is gerekend met een waarde van 0,29 kg CO₂/kWh²⁵. Afhankelijk van het project kan de waarde anders zijn.

Elektriciteit

Het elektriciteitsverbruik van een aardwarmte-doublet bestaat uit de volgende onderdelen:

- Pompen: Bij aardwarmte wordt gebruik gemaakt van een ESP (Electrical Submersible Pump). Deze hangt in de producer en wordt gebruikt om het formatiewater op te pompen. Tevens wordt voor de injectie gebruik gemaakt van een injectiepomp.

²⁵ CBS (2022), Rendementen, CO₂-emissie elektriciteitsproductie, 2020, <https://www.cbs.nl/nl-nl/maatwerk/2022/05/rendementen-co2-emissieelektriciteitsproductie-2020>

- Technische ruimte: dit betreft diverse componenten, zoals circulatiepompen, regeling, waterbehandeling etc.

Geleverde warmte

Het aardwarmtesysteem zal (doorgaans) de basislast invullen. Dit betekent dat het aardwarmtesysteem zoveel mogelijk op vollast draait. In periodes met lagere warmtevraag zal het aardwarmtesysteem in deellast draaien of mogelijk uitschakelen. Bij warmtenetten kan het bijvoorbeeld voorkomen dat de warmtevraag in de zomer dusdanig laag is, dat er voor gekozen kan worden om het aardwarmtesysteem tijdelijk uit te zetten. Hoeveel warmte wordt geleverd wordt berekend met behulp van de Design-Toolkit.

Resultaten

De duurzaamheid van het aardwarmtesysteem kan projectspecifiek worden berekend met behulp van de Design-Toolkit. In deze bijlage is illustratief de specifieke duurzaamheid berekend aan de hand van voorbeeldcases (zie Tabel 7.12).

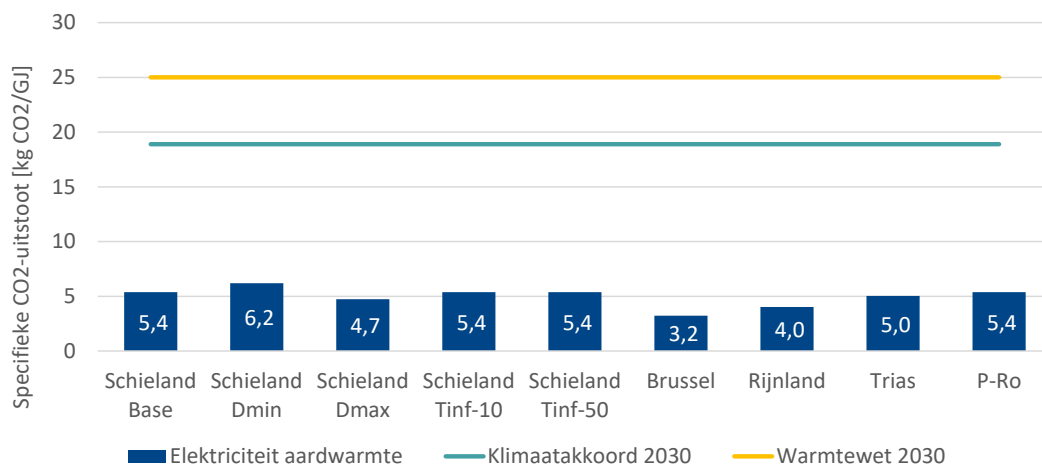
Case	Diepte [m]	Tinf [°C]	Vermogen [MWt]	COP [-]
Schieland - Base	2.250	25	25,0	15
Schieland - Dmin	1.200	25	7,0	11
Schieland - Dmax	2.500	25	22,0	12
Schieland - Tinf-10	2.250	10	15,0	35
Brussel	700	10	12,5	20
Rijnland	1.750	25	7,0	13
Trias	2.250	25	16,0	18
Rotliegend	2.750	25	2,0	25

Tabel 7.12: Aardwarmte cases duurzaamheid

Voor de Base case is een aardwarmtesysteem in de Schieland gegeven. Ten opzichte van de base case is gevarieerd met de diepte, infiltratietemperatuur en play. De diepte is gevarieerd tussen de minimale en maximale diepte van de Schieland. Voor de infiltratietemperatuur is een minimale temperatuur van 10°C aangehouden.

Aanvullend is in de tabel het bijbehorende vermogen en de COP gegeven. Deze waarden zijn gebaseerd op basis van de uitgevoerde potentiëstudie.

De resulterende specifieke CO₂-uitsoot per case is weergegeven in Figuur 7.34.



Figuur 7.34: Specifieke CO₂-uitstoot per case

De CO₂-uitstoot van aardwarmte verschilt per play en hangt ook af van de diepte binnen de play. Voor de onderzochte cases ligt de CO₂-uitstoot tussen de 2,3 en 7,3 kg CO₂ per geleverde GJ aardwarmte. Vergeleken met warmte geleverd door een gasketel (63 kg CO₂/GJ) is dat een reductie tussen de 88 en 96%. Ook ligt dit ver onder de streefwaarde voor warmtenetten in 2030 (klimaatakkoord: 18,9 kg CO₂/GJ & warmtewet: 25 kg CO₂/GJ).

De CO₂-uitstoot is een gevolg van het totale elektriciteitsverbruik van het aardwarmtesysteem en de duurzaamheid van de gebruikte elektriciteit. Zoals eerder toegelicht wordt eventuele CO₂-uitstoot van de bijvangst niet meegenomen. Deze wordt in de Design-Toolkit toegekend aan de component die het formatiegas daadwerkelijk gebruikt, of kan worden genegeerd wanneer formatiegas wordt opgewaardeerd en ingevoerd in het gasnet.

KOSTEN

De kosten van een aardwarmtesysteem zijn afhankelijk van de diepte en de play waarin het doublet wordt gerealiseerd. De investeringskosten van de doorgerekende cases liggen tussen de 17,6 en 34,6 M€. De investeringskosten worden grotendeels bepaald door de kosten voor de putten. De exploitatiekosten liggen tussen de 1,1 en 2,2 M€ per jaar.

Kostenstructuur

In deze studie is gekeken naar de investeringskosten, exploitatiekosten en opruimkosten. De investeringskosten en exploitatiekosten zijn onderverdeeld in diverse kostenposten. Deze zijn hieronder benoemd en kort toegelicht.

Investeringskosten (CAPEX)

- DEVEEX: deze post bestaat uit de voorstudie, verkenning, ontwikkeling, financieringskosten en due diligence, realisatievoorbereidingen en een deel onvoorzien. Deze onderdelen zijn nodig als voorbereiding op de realisatie van een project.
- Putten: hieronder vallen de kosten voor het boren en afwerken van de putten, inclusief het gereed maken van de boorplaats.

- Bovengrondse installatie: hierin staan alle componenten opgesteld die nodig zijn voor het aardwarmtesysteem, zoals kleppen en appendages, waterbehandeling, regeling, warmtewisselaars etc.
- Overig: dit zijn algemene kosten die worden gemaakt bij de realisatie van een aardwarmteproject en niet direct onder de andere posten vallen. Deze omvat o.a. overall project management, communicatie met stakeholders en verzekeringen.
- Onvoorzien: een extra kostenpost voor onvoorziene kosten.

Exploitatiekosten (OPEX)

- Elektriciteit: dit zijn de kosten voor elektriciteitsverbruik.
- Herinvesteringen omgerekend naar kosten per jaar: onder andere de ESP moeten eens in de 5-7 jaar vervangen worden. Hiervoor wordt per jaar een bedrag gereserveerd.
- Onderhoud en beheer: dit betreft regulier onderhoud en beheer van de installatie.
- Onvoorzien: een extra kostenpost voor onvoorziene kosten.

Opruimkosten (ABEX)

Aan het einde van de levensduur dienen de bronnen deels verwijderd te worden (bovenste deel) en gedicht te worden.

Methodiek

Investeringskosten (CAPEX)

De investeringskosten van een aardwarmtesysteem hangen af van de diepte van het systeem, de play waarin het systeem gerealiseerd wordt en het aantal putten. Voor het aantal putten is in deze studie uitgegaan van een ontwerp met één onttrekkingsput en één injectieput. Van de investeringskosten is per kostenpost gekeken wat de afhankelijkheid is (zie Tabel 7.13).

Kostenpost	Afhankelijkheid
DEVEX	Vast
Overig	Vast
Putten	Diepte & play
Technische ruimte	Diepte (ondiep/'standaard')
Onvoorzien	Percentage van investering

Tabel 7.13: Afhankelijkheid kostenpost investeringen

De kosten zijn grotendeels gebaseerd op IKPA (EBN, 2021A). De onderliggende data zijn verder aangevuld met kostendata (jaar 2022 en 2023) van recente referentieprojecten (zogenaamd type 4 cost estimates) en een analyse van de data met 'bouwsnelheid' van uitgevoerde boringen. Voor een deel van de kostenposten is hieronder aangegeven hoe de kosten zijn bepaald:

- Putten: de kosten voor de putten hangen af van de play waarnaar geboord wordt en de boordiepte. Als de boordiepte in TVD (true vertical depth) bekend is, worden de kosten bepaald op basis van de volgende informatie:
 - Omrekenfactor van TVD naar MD (measured depth): deze is gebaseerd op een inventarisatie van geboorde aardwarmteputten in Nederland. Deze omrekenfactor is verderop in deze bijlage toegelicht.
 - Bouwsnelheid: het gemiddeld aantal meter (MD) dat per dag geboord kan worden afhankelijk van de play waarnaar geboord wordt, inclusief voorbereiding en afwerken van de

putten. Deze waarde ligt dus lager dan de boorsnelheid, welke alleen de tijd van het daadwerkelijk boren omvat.

- Burnrate: de kosten per dag dat er aan de realisatie van de putten wordt gewerkt.
- Onvoorzien: voor deze post wordt een vast percentage van de posten DEVEX, overig, bovengrondse installatie en bronnen gehanteerd (10%).

De overige kostenposten hebben een vaste waarde en zijn bepaald op basis van de geraadpleegde bronnen.

Exploitatiekosten (OPEX)

Van de exploitatiekosten is per kostenpost gekeken waar deze van afhangt (zie Tabel 7.14). Een korte toelichting is gegeven onder de tabel. Net als bij de CAPEX is ook de OPEX gebaseerd op IKPA.

Kostenpost	Afhankelijkheid
Elektriciteit	Variabel
Herinvesteringen	Vast
Onderhoud en beheer	Vast
Onvoorzien	Percentage van exploitatiekosten
Opruimkosten (ABEX)	Vast

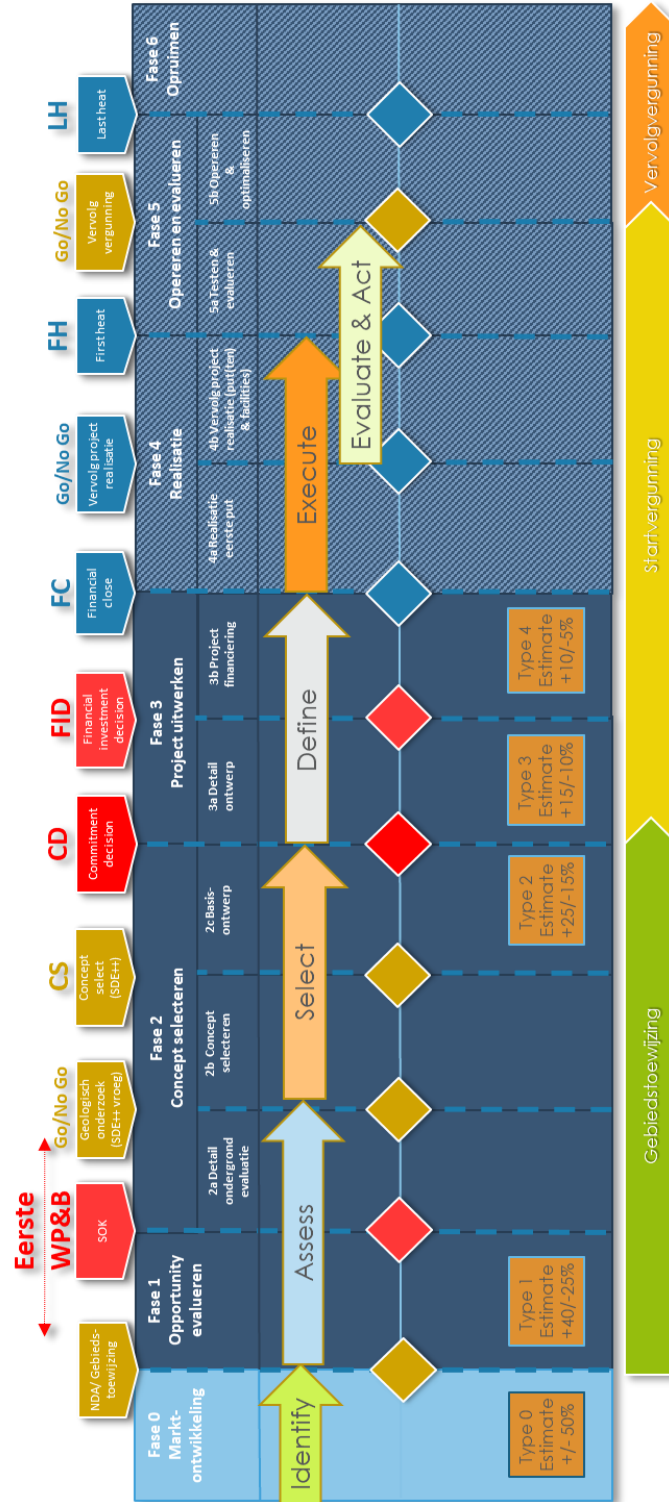
Tabel 7.14: Afhankelijkheid kostenposten exploitatie

- Elektriciteit: de elektriciteitskosten hangen af van het elektriciteitsverbruik en van de elektriciteitsprijs. Het elektriciteitsverbruik kan per project berekend worden op basis van het vermogen van een aardwarmtesysteem, de bijbehorende COP en het aantal vollasturen. In de Design-Toolkit wordt het aantal vollasturen bepaald en welke elektriciteitsprijs gehanteerd wordt.
- Herinvesteringen omgerekend naar kosten per jaar: dit is een vast bedrag per jaar voor vervanging van onder ander de ESP.
- Onderhoud en beheer: dit is een vast bedrag per jaar
- Onvoorzien: voor deze post wordt een vast percentage van de exploitatiekosten gehanteerd (10%).
- Opruimkosten (ABEX): dit is vast bedrag als reservering per jaar.

Onzekerheid kostenraming

EBN heeft een kennisdocument opgesteld over de fases van projectontwikkeling van aardwarmte. Hierin is ook een inschatting gemaakt van de onzekerheid van de kostenraming in de verschillende fases (zie Figuur 7.35). De kostenramingen in deze studie zijn zogenaamde “type 1 cost estimates”. Dit gaat gepaard met een onzekerheidsmarge van -25% tot +40%. Voor dit cost type estimate moet enigszins bekend zijn wat de diepte van het te boren aquifer is en wat de play is.

In de vervolgfases van het project wordt er steeds gedetailleerder gekeken, waarbij specifiek ontwerp, de precieze locatie, en concept select zullen leiden tot een basic en detailed design, die top +10/-5% nauwkeurig moeten zijn.



Figuur 7.35: Project-ontwikkelingsfase met type cost-estimate.

Resultaten kengetallen

De kosten van een aardwarmte-doulet kan projectspecifiek worden berekend met behulp van de Design-Toolkit. De kosten van het aardwarmte-doulet zijn deels afhankelijk van zaken die buiten de demarcatie vallen (zoals de elektriciteitsprijs). Hieronder worden eerst de formules voor de berekening van de kosten gegeven. Daarna zijn illustratief de kosten berekend aan de hand van voorbeeldcases.

Investeringskosten

Zoals beschreven in de methodiek bestaan de kosten uit een vast deel en een deel afhankelijk van de diepte en de play waarin het aardwarmte-doulet gerealiseerd wordt. De totale investeringskosten worden met de volgende formule berekend:

$$CAPEX = (\text{€ } 3.100.000 + \text{€ } 2.800.000 + \text{€ } 6.900.000) + (\text{burnrate} * \text{bouwsnelheid} * (\frac{\text{diepte} * \text{omrekenfactor}}{1000})) * 2 * 110\%$$

Waarin:

- Burnrate: de gemiddelde kosten per dag tijdens realisatie van de putten, in €/dag. In deze studie is gerekend met 135.000 €/dag.
- Bouwsnelheid: de verhouding tussen de totale tijd die nodig is voor het realiseren en afwerken van de putten en de diepte in MD (measured Depth). Deze verschillen per play (zie Tabel 7.15).
- Diepte: de diepte van de play in TVD (true vertical depth)
- Omrekenfactor: omrekenfactor van TVD naar MD. In deze studie is gerekend met 1,18 (zie Figuur 7.36).

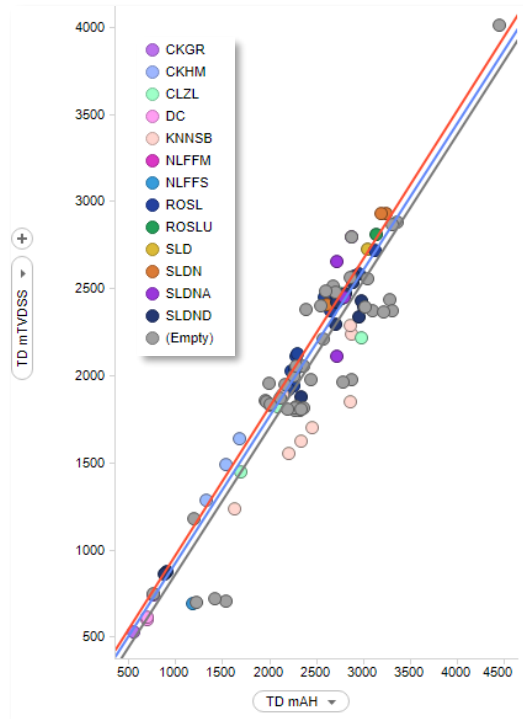
De vaste kosten bestaan uit de kostenposten zoals gegeven in Tabel 7.15.

Kostenpost	Waarde [€]
Devex	3.100.000
Technische installatie	6.900.000
Overig	2.800.000
Totaal	12.800.000

Tabel 7.15: Vaste kostenposten investeringen

Omrekenfactor

De omrekenfactor van TVD naar MD heeft een waarde van 1,18 en is bepaald door te kijken naar de ratio van alle aardwarmteputten in Nederland (zie Figuur 7.36). Voor de lengteberekening van een horizontale put wordt naast de MD/TVD ratio een extra lengte van 1.000m MD opgeteld (500m voor Brussel).



Figuur 7.36: Boormeters tegen dieptemeters afgezet van alle aardwarmteputten in Nederland.

Bouwsnelheid

De bouwsnelheid in m (MD) per dag is afhankelijk van de play waarnaar geboord wordt. In Tabel 7.16 staan de bouwsnelheden van de put voor de verschillende plays in de onderzochte RES-regio's

Play	Bouwsnelheid (dagen/1000m)
Noordzee	15
Rijnland/Schieland	18
Trias	12,5
Rotliegend	20

Tabel 7.16: Bouwsnelheid per play

De burnrate is ingeschat van € 135.000 per dag. Deze term wordt gebruikt voor de totale cash-flow gedurende het boren en realiseren van de put omgerekend naar de gemiddelde kosten per dag. Alle investeringskosten voor een put zijn hierbij inbegrepen, inclusief de boortoren, mobilisatie, well-site en conductors, services, consumables en materialen. Op basis van een projectspecifieke diepte kan met de formule en bovengenoemde getallen de totale investeringskosten berekend worden.

De Rotliegend putten die aan deze analyse ten grondslag liggen hebben een andere overburden dan die in het studiegebied. Dit zou kunnen leiden tot andere boorsnelheden. Het Rotliegend is een exploratie-play in het studiegebied.

Exploitatiekosten

Zoals beschreven in de methodiek worden de kosten voor de elektriciteit berekend in de Design-Toolkit. De hoogte van de overige posten is gegeven in Tabel 7.17. De totale exploitatiekosten, exclusief elektriciteit, bedragen 990 k€ per jaar.

Kostenpost	Waarde [€/jaar]
Onderhoud en beheer	620.000
Reservering herinvesteringen	230.000
Opruimen	50.000
Onvoorzien	90.000
Totaal	990.000

Tabel 7.17: Kostenposten exploitatie, exclusief elektriciteit

Voorbeeldcases

De uiteindelijke kosten kunnen pas berekend worden na het uitvoeren van een analyse in de Design-Toolkit. Vanuit de analyse volgt namelijk, in interactie met de rest van het systeem, de hoeveelheid geleverd aardwarmte en het elektriciteitsverbruik.

Ter illustratie zijn in deze bijlage de specifieke kosten berekend van voorbeeldcases. In de cases is gevarieerd met play en diepte (zie Tabel 7.18). De bijbehorende vermogens en COP van het aardwarmtesysteem zijn ook weergegeven in de tabel.

Case	Diepte [m]	Tinf [°C]	Vermogen [MWt]	COP [-]
Brussel - Base	700	10	12,5	20
Rijnland - Base	1.750	25	7,0	13
Rijnland - Dmin	1.250	25	3,0	10
Rijnland - Dmax	2.000	25	8,0	16
Schieland - Base	2.250	25	25,0	15
Schieland - Dmin	1.200	25	7,0	11
Schieland - Dmax	2.500	25	22,0	12
Trias - Base	2.250	25	16,0	18
Trias - Dmin	1.950	25	14,0	15
Trias - Dmax	2.500	25	18,0	21
Rotliegend - Base	2.750	25	2,0	25
Rotliegend - Dmin	2.500	25	2,0	27
Rotliegend - Dmax	2.950	25	2,5	35

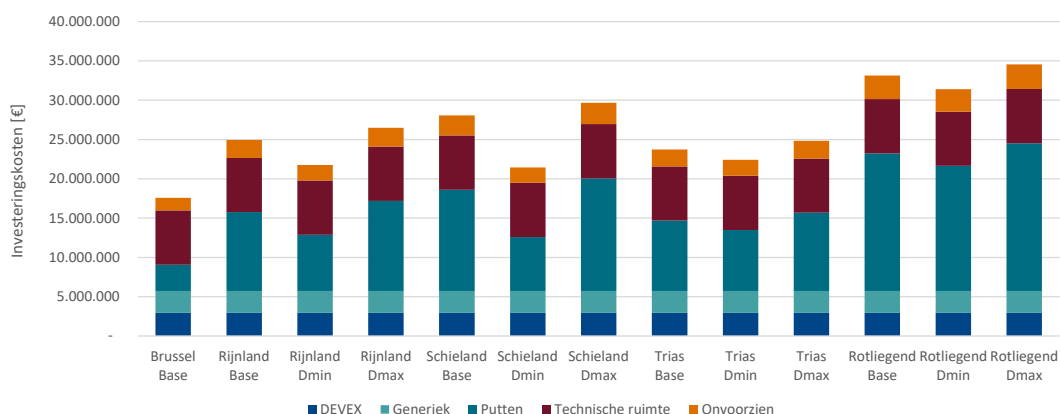
Tabel 7.18: Aardwarmte cases kosten

In Tabel 7.19 zijn de gekozen waarden voor andere gebruikte variabelen weergegeven. De gekozen waarden zijn ter illustratie en worden per project bepaald in de Design-Toolkit.

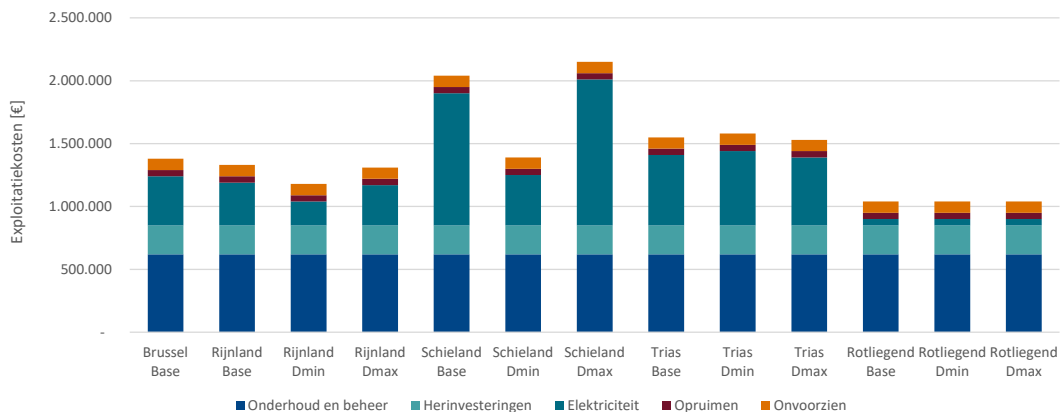
Variabele	Eenheid	Waarde
Vollasturen	[h]	6.000
Elektriciteitsprijs ²⁶	[€/MWh]	104,82

Tabel 7.19: Gebruikte waarden variabelen

De resulterende investeringskosten en exploitatiekosten per case zijn weergegeven in Figuur 7.37 en Figuur 7.38. Tevens zijn ze in tabelvorm opgenomen in Tabel 7.20 en Tabel 7.21.



Figuur 7.37: Investeringskosten per case



Figuur 7.38: Exploitatiekosten per case.

²⁶ De elektriciteitsprijs bestaat uit de groothandelsprijs en belasting. Voor de groothandelsprijs is de waarde uit de Klimaat en Energieverkenning 2022 voor het jaar 2025 genomen. De bijbehorende grootverbruikers belasting voor het jaar 2025 komt uit het Belastingplan 2023.

Case	DEVEX [€]	Putten [€]	TR* [€]	Overig [€]	Onvoorzien [€]	Totaal [€]
Brussel - Base	2.940.000	3.350.000	6.900.000	2.780.000	1.600.000	17.600.000
Rijnland - Base	2.940.000	10.040.000	6.900.000	2.780.000	2.270.000	24.900.000
Rijnland - Dmin	2.940.000	7.170.000	6.900.000	2.780.000	1.980.000	21.800.000
Rijnland - Dmax	2.940.000	11.470.000	6.900.000	2.780.000	2.410.000	26.500.000
Schieland - Base	2.940.000	12.900.000	6.900.000	2.780.000	2.550.000	28.100.000
Schieland - Dmin	2.940.000	6.880.000	6.900.000	2.780.000	1.950.000	21.500.000
Schieland - Dmax	2.940.000	14.340.000	6.900.000	2.780.000	2.700.000	29.700.000
Trias - Base	2.940.000	8.960.000	6.900.000	2.780.000	2.160.000	23.700.000
Trias - Dmin	2.940.000	7.770.000	6.900.000	2.780.000	2.040.000	22.400.000
Trias Dmax	2.940.000	9.960.000	6.900.000	2.780.000	2.260.000	24.800.000
Rotliegend - Base	2.940.000	17.520.000	6.900.000	2.780.000	3.010.000	33.200.000
Rotliegend - Dmin	2.940.000	15.930.000	6.900.000	2.780.000	2.860.000	31.400.000
Rotliegend - Dmax	2.940.000	18.800.000	6.900.000	2.780.000	3.140.000	34.600.000

Tabel 7.20: Investeringskosten per case

* TR: Technische ruimte

Case	Elektriciteit [€/jaar]	M&O [€/jaar]	Reserveringen [€/jaar]	Abandonneren* [€/jaar]	Onvoorzien [€/jaar]	Totaal [€/jaar]
Brussel - Base	390.000	620.000	230.000	50.000	90.000	1.380.000
Rijnland - Base	340.000	620.000	230.000	50.000	90.000	1.330.000
Rijnland - Dmin	190.000	620.000	230.000	50.000	90.000	1.180.000
Rijnland - Dmax	320.000	620.000	230.000	50.000	90.000	1.310.000
Schieland - Base	1.050.000	620.000	230.000	50.000	90.000	2.040.000
Schieland - Dmin	400.000	620.000	230.000	50.000	90.000	1.390.000
Schieland - Dmax	1.160.000	620.000	230.000	50.000	90.000	2.150.000
Trias - Base	560.000	620.000	230.000	50.000	90.000	1.550.000
Trias - Dmin	590.000	620.000	230.000	50.000	90.000	1.580.000
Trias Dmax	540.000	620.000	230.000	50.000	90.000	1.530.000
Rotliegend - Base	50.000	620.000	230.000	50.000	90.000	1.040.000
Rotliegend - Dmin	50.000	620.000	230.000	50.000	90.000	1.040.000
Rotliegend - Dmax	50.000	620.000	230.000	50.000	90.000	1.040.000

Tabel 7.21: Exploitatiekosten per case

* In vorm van reservering per jaar

De investeringskosten van een aardwarmte-douplet variëren tussen de 17,6 en de 34,6 M€. De kosten worden voornamelijk bepaald door de uitgaven voor de putten en de technische ruimte. Bij ondiepe aardwarmte (Brussel) vormt de technische ruimte circa 40% van de totale investering en de putten circa 20%. Bij conventionele aardwarmte ligt het aandeel van de putten circa tussen de 35 en 55% van de totale kosten. Voor de technische ruimte ligt het aandeel circa tussen de 20 en 30%.

De exploitatiekosten van een aardwarmtesysteem variëren tussen de 1,1 en 2,2 M€ per jaar. Onderhoud en beheer en herinvesteringen vormen een groot deel van de totale kosten en zijn constant verondersteld. Verschillen worden veroorzaakt door elektriciteitsverbruik. Die hangen direct af van de COP van het aardwarmtesysteem. Een hoge COP geeft lage elektriciteitskosten en vice versa.

Kosten aardwarmte in de SDE++

De berekende kosten voor een aardwarmtesysteem zijn niet één-op-één te vergelijken met de kosten zoals geraamd in de SDE++. In de SDE++ worden de kosten die nodig zijn voorafgaand aan de realisatie van een aardwarmtesysteem (zoals bijvoorbeeld potentieelstudies en aanvragen vergunningen) niet meegenomen in de investeringskosten. In deze studie is wel getracht alle kosten mee te nemen. Dit wil overigens niet zeggen dat de kosten in deze studie altijd hoger liggen dan in de SDE++. Een ander belangrijk verschil is namelijk dat in deze studie de kosten voor de putten zijn gedifferentieerd naar play en diepte. Aangezien de totale kosten van de putten een belangrijk deel zijn van de totale investeringskosten, kan dit ervoor zorgen dat de totale investeringskosten zowel hoger als lager uitvallen dan in de SDE++.

Bijlage 4 Koppeling Design-Toolkit

INPUT DESIGN-TOOLKIT

Kaarten - per play

- A. Temperatuur
- B. Dieptekaart: bottom play
- C. Vermogen: bij verschillende injectietemperaturen (10, 25 en 50 °C)
- D. COP: bij verschillende injectietemperaturen (10, 25 en 50 °C)

Kosten Kentallen

- I. Investeringskosten:
 - formule om investeringskosten te berekenen
$$CAPEX = 110\% * (12.8000.000 + (2 * burn\ rate * bouwsnelheid * \frac{diepte * omrekenfactor}{1000}))$$
 - waarde voor burn rate: € 135.000 per dag
 - bouwsnelheid per play: voor het berekenen hoe lang het duurt om een put te realiseren
 - Brussel: 66,7 m (MD)/dag
 - Rijnland: 55,6 m (MD)/dag
 - Schieland: 55,6 m (MD)/dag
 - Trias: 80 m (MD)/dag
 - Rotliegend: 50 m (MD)/dag
- II. Exploitatiekosten: waarde voor vaste deel van exploitatiekosten (dus exclusief elektriciteit)
 - € 990.000,-
- III. Bijvangst Gas: hoeveelheid formatiegas dat vrij komt, per play
 - Brussel: geen bijvangst
 - Rijnland: 1 m³/m³
 - Schieland: 1 m³/m³
 - Trias: 1 m³/m³
 - Rotliegend: 0,35 m³/m³
- IV. Omrekenfactor diepte: omrekenen van TVD (True Vertical Depth) naar MD (Measured depth)
 - MD = 1,18 * TVD
- V. Saliniteit formatiewater: op basis van gemiddelde saliniteit per play
 - Brussel: 53.000 ppm
 - Rijnland: 80.000 ppm
 - Schieland: 125.000 ppm
 - Trias: 130.000 ppm
 - Rotliegend: 200.000 ppm

Globale parameters binnen Design-Toolkit

- a. Kostprijs elektriciteit
- b. CO₂-uitstoot van elektriciteit

Stappenplan Design-Toolkit

- 1 Locatie en play bepalen
 - 1 Locatie kiezen op kaart
 - 2 Informatie ophalen per play uit kaarten op gekozen locatie
 - 3 Gebruiker kiest te gebruiken play
 - 4 Keuze resulteert in vastleggen van:
 - 1 Temperatuur
 - 2 Diepte bottom play
 - 3 Vermogen: bij verschillende injectietemperaturen (10, 25 en 50°C)
 - 4 COP: bij verschillende injectietemperaturen (10, 25 en 50°C)
- 2 Vermogen en COP bepalen
 - 1 Op basis van bovengronds energieconcept bepaalt de Design Toolkit wat de infiltratietemperatuur wordt.
 - 2 Op basis van interpolatie wordt het vermogen van het aardwarmtesysteem bepaald aan de hand van opgehaalde data in stap 1.4.3.
 - 3 Op basis van interpolatie wordt de COP van het aardwarmtesysteem bepaald aan de hand van opgehaalde data in stap 1.4.4.
- 3 Simulatie Design-Toolkit
Analyse van systeemconcept door de Design-Toolkit. Dit geeft onder anderen de volgende informatie (per tijdstap):
 - 1 Geleverde aardwarmte: Op basis hiervan kan ook de totale geleverde hoeveelheid aardwarmte worden bepaald.
 - 2 Elektriciteitsverbruik: Wordt bepaald aan de hand van geleverde aardwarmte (stap 5.1) en de COP (stap 1.4.4).
 - 3 Volumestroom formatiewater: Wordt berekend aan hand van thermisch geleverde vermogen, onttrekkingstemperatuur, infiltratietemperatuur en dichtheid en warmtecapaciteit van formatiewater (Kentallen V).
 - 4 Formatiegas: wordt berekend aan de hand van volumestroom (stap 5.3) en waarde voor bijvangst (Kentallen III).
- 4 Investeringskosten bepalen: Op basis van formule voor investeringskosten (Kentallen I) en diepte (stap 1.4.2) investeringskosten berekenen.
- 5 Exploitatiekosten bepalen
 - 1 Vaste kosten: op basis van waarde vaste exploitatiekosten (kentallen II)
 - 2 Elektriciteit: op basis van elektriciteitsverbruik (stap 3.2) en kostprijs elektriciteit (globale parameter a).
 - 3 Duurzaamheid bepalen: Op basis van elektriciteitsverbruik (stap 3.2) en CO₂-uitstoot gebruikte elektriciteit (globale parameter b).

Bijlage 5 Referenties

Batzle, M. & Wang, Z. (1992) *Seismic properties of pore fluids*. Geophysics 57(11), p.1396-1408.

Brill, J.P. & Beggs, H.D. (1978) *Two-phase flow in pipes*

Berenschot, Panterra & EBN (2020) *WARM: Warmte van Aardwarmte en Regionale Mogelijkheden*
<https://www.ebn.nl/feiten-en-cijfers/kennisbank/aardwarmte/eindrapport-warm/>

Brons, B. (2023) *Salinity of formation water in the Dutch on- and offshore*, EBN, Utrecht, The Netherlands

De Jager, J. (2007) *Geological Development*. In: Wong, Th.E., Bathes, D.A.J. & De Jager J. (eds). *Geology of the Netherlands*, p.5-26

Doornenbal, J.C., Middelburg, H., De Haan, H. en Botz, M. (2020) *VELMOD-4* TNO, Utrecht, The Netherlands.

EBN (2021A) *Integraal Kostprijnsreductie Programma Aardwarmte: Whitepaper status december 2021*, Utrecht, Nederland.

EBN (2021B) *Innovatie Aardwarmte 2021 - Inventarisatie van innovatiebehoeften en huidige stand van zaken*, Utrecht, The Netherlands

EBN-TNO (2021) *GEODE Atlas to explore hydrocarbon opportunities in the Dutch Offshore*.
<https://www.geodeatlas.nl>

Gaarenstroom, L., Tromp, R.A.J., de Jong, M.C. & Brandenburg A.M. (1993) *Overpressures in the Central North Sea: implications for trap integrity and drilling safety*. In: Parker J. R. (ed.) *Petroleum Geology of NW Europe: Proc. Of the 4th Conference*. Geol. Soc. Lon. 1305-1313.

GeoERA (2023) *Hike European Fault Database* <https://geoera.eu/projects/hike10/faultdatabase/>

Gonzalez, H., P. Benitez, L. Hanemaaijer, A. Droujinina, M. Leewis, P. Doulgeris (2022) *Resolving Lateral Reservoir Properties Distribution by Seismic Inversion for Geothermal exploration*, EAGE GET 2022.

Hettema, M. (2022) *Practical workflow for assessment of seismic hazard in low enthalpy geothermal systems*, Geomechanics and Geophysics for Geo-Energy and Geo-Resources 8(203)

Hydreco GeoMEC B.V. (2020) *Winningsplan Aardwamte-Oostvoorne*

IF Technology (2016) *Potentieel geothermie in Zuid-Holland*

IF Technology (2020) *Potentiestudie geothermie Midden Holland*

IF Technology (2023) *HTO in RES Rotterdam/Den Haag en Leidse Regio: Studie naar potentieel, kosten en duurzaamheid.*

Kristensem K., Hjuler, M.L., Frykman, P., Olivarius, M., Weibel, R., Nielsen, L.H. & Mathiesen, A. (2016) *Pre-drilling assessments of average porosity and permeability in the geothermal reservoirs of the Danish area*, Geothermal Energy 4-6.

Schlumberger (2022) *Petrel User Assistance Manual*

TNO (2017) *Reservoireigenschappen* <https://www.nlog.nl/reservoireigenschappen>

TNO (2022) *ThermoGIS v.2.2.*, november 2022 <https://www.thermogis.nl/>

TNO-GDN (2023) In: *Stratigrafische Nomenclator van Nederland*, TNO - Geologische Dienst Nederland.

Van Adrichem Boogaert, A.H. & Kouwe, W.F.P. (eds), 1993-1997. *Stratigraphic nomenclature of the Netherlands, revision and update by RGD and NOGEPa*. Mededelingen Rijks Geologische Dienst 50, section I: 39 pp

Van Lochem, H. (2021) *GPOS Evaluation For Geothermal Projects in the Netherlands* 82nd EAGE Annual Conference & Exhibition, Vol 2021, p.1-5

Waples, D.W. & Waples, J.S. (2004) *A Review and Evaluation of Specific Heat Capacities of Rocks, Minerals, and Subsurface Fluids* Natural Resources Research 13(2)

WarmingUP (2020) *Mapping of the Brussels Sand Member in the Netherlands*. https://www.warmingup.info/documenten/report-mapping-brussels-sand_final_v3_18122020.pdf

WarmingUP (2021) *Formation Evaluation of the Brussels Sand Member in the Netherlands*. <https://www.warmingup.info/documenten/final-report-formation-evaluation-brussels-sand-2021-12-01.pdf>

IF Technology **Creating energy**



Velperweg 37
6824 BE Arnhem
Postbus 605
6800 AP Arnhem

T 026 35 35 555
E info@iftechnology.nl
I www.iftechnology.nl

NL60 RABO 0383 9420 47
KvK Arnhem 09065422
BTW nr. NL801045599B01

IF Technology **Creating energy**