

Diepe geothermie 2050

Een visie voor 20% duurzame energie voor Nederland

Opdrachtgever

Agentschap NL
Swentiboldstraat 21
Postbus 17
6130 AA Sittard
T 046 - 420 2277
F 046 - 451 0389
E l.dijkshoorn@agentschapnl.nl
Contactpersoon: mevr. L. Dijkshoorn

Adviseur

IF WEP
Velperweg 37
Postbus 605
6800 AP ARNHEM
T 026 - 35 35 555
F 026 - 35 35 599
E info@iftechnology.nl
Contactpersoon: dhr. A. Willemsen

Ondersteunend adviseur

Ecofys
Kanaalweg 16 G
Postbus 8408
3503 RK UTRECHT
T 030 - 66 23 300
F 030 – 66 23 301
E info@ecofys.com
Contactpersoon: mevr. R. Heller

Ondersteunend adviseur

TNO
Princetonlaan 6
Postbus 80015
3508 TA UTRECHT
T 030 - 25 64 256
F 030 - 25 64 475
E Jan_Diederik.vanWees@tno.nl
Contactpersoon: dhr. J.D. van Wees

Inhoudsopgave

Samenvatting	5
1 Inleiding	11
2 Potentieel inschatting	13
2.1 Mogelijke reservoirs	13
2.2 Breuksystemen.....	21
2.3 Potentie gesloten systemen.....	23
2.4 Potentie open systemen.....	24
2.5 Bovengronds potentieel	27
2.6 Vergelijking potentiëlen	33
3 Ondergrondse stimulatietechnieken.....	34
3.1 Thermische stimulatie	34
3.2 Chemische stimulatie	34
3.3 Hydraulische stimulatie	36
3.4 Overige.....	37
4 Bovengrondse technieken	38
4.1 Elektriciteitsproductie	38
4.2 Koeling	44
5 Financiële analyse.....	47
5.1 Case scenario's en onrendabele top	47
5.2 Warmtelevering	49
5.3 Elektriciteitsproductie	50
5.4 Stoomproductie voor industrie	52
5.5 Absorptiekoeling.....	53
5.6 Optimalisaties	53
5.7 Samenvatting en conclusies	55
6 Energetische analyse	57
6.1 CO ₂ besparing.....	57
6.2 Hoe duurzaam is diepe geothermie?	59
6.3 Inpassing met andere technieken	61
7 Diepe geothermie in de energietransitie.....	63
7.1 Noodzaak van energietransitie.....	63
7.3 Evaluatie diepe geothermie.....	66
7.4 Positie van Nederland in de geothermische markt	71
7.5 Internationale ontwikkelingen.....	71
8 Conclusies en aanbevelingen	72

8.1	Conclusies.....	72
8.2	Beleidsaanbevelingen	73
8.3	Vervolgonderzoek	75
8.4	Technische roadmap diepe geothermie.....	76
Referenties		78
Bijlagen:		
1	Geologische tijdsschaal	
2	Potentieberekening en kaarten ondergrond	

Samenvatting

Energietransitie

De huidige energievoorziening van Nederland moet schoner en zuiniger. Het uiteindelijke doel van de energietransitie is een geheel duurzame energievoorziening in Nederland in 2050. Hernieuwbare energiebronnen moeten dan het merendeel van de energie leveren.

Deze studie beschrijft het duurzame potentieel van diepe geothermie (> 4 km) voor de Nederlandse warmte en elektriciteitsvoorziening. Een groot deel van de warmtevraag en elektriciteitsbehoefte kan met diepe geothermie worden ingevuld. De combinatie van een groot potentieel en een redelijk gunstige kostprijs maken diepe geothermie een aantrekkelijke kandidaat als onderdeel van een grootschalige transitie naar duurzame energie.

Technologie

De aarde bevat grote hoeveelheden warmte die bij verschillende processen wordt gegenereerd. Deze warmte wordt naar het oppervlak getransporteerd, waardoor de temperatuur met de diepte toeneemt. Sommige gesteentes zijn doorlatend en bevatten water. Door putten te maken in de doorlaatbare delen kan dit water onttrokken worden. De warmte kan voor verschillende toepassingen worden gebruikt waarna het water weer geïnjecteerd wordt in het gesteente waaraan het onttrokken is.

Gesteentes op grote diepte hebben van nature een lage doorlatendheid veroorzaakt door de druk van de bovenliggende lagen. De doorlaatbaarheid kan verhoogd worden door stimulatie technieken. Bij thermische stimulatie wordt koud water in het gesteente gepompt. Door het afkoelen en weer opwarmen ontstaan krimp en trek scheuren. Bij chemische stimulatie worden, in het algemeen door een zuur, mineralen in het gesteente opgelost. Bij hydraulische stimulatie wordt onder hoge druk water in het gesteente gepompt waarbij het gesteente breekt. In de praktijk wordt meestal een combinatie van methoden toegepast afhankelijk van het soort gesteente en de geologische situatie.

De warmte kan bovengronds op verschillende manieren worden ingezet, waaronder warmtelevering, koudelevering, en elektriciteitsproductie. Voor elk van deze toepassingen zijn verschillende technieken beschikbaar en is ruime ervaring aanwezig. Voor bijvoorbeeld elektriciteitsopwekking worden voor relatief lage temperaturen (100 tot 190 °C) meestal een binair systeem –Organic Rankine Cycle (ORC) of Kalina cycle- toegepast. Bij hogere temperaturen kan een Flash Steam systeem gebruikt worden. Over het algemeen geldt dat bij een hogere temperatuur de omzettingsefficiëntie van warmte naar elektriciteit stijgt.

Ondergrond

In de Nederlandse ondergrond kunnen vier type systemen worden ontwikkeld;

- (i) in poreus gesteente;
- (ii) in gestimuleerd poreus gesteente;
- (iii) een gecreëerd scheurnetwerk in ondoorlatend gesteente en;
- (iv) in breuksystemen indien nodig met reservoirstimulatie

Geschiedte poreuze gesteenten bevinden zich in de Onder Germaanse Trias Groep en de Slochteren Formatie. Indien nodig kunnen deze worden gestimuleerd. Deze gesteenten komen relatief weinig voor in Nederland op dieptes > 4 km. Andere mogelijk geschikte gesteenten bevinden zich in de Farnse Groep, de Kolenkalk Groep, Devonische gesteenten en het Basement. In deze gesteenten kunnen scheursystemen middels stimulatie gecreëerd worden. De geschiktheid van deze laatste groep gesteenten kan moeilijk definitief vastgesteld worden vanwege de grote diepte en beperkte informatie. Hierdoor is de kans op een succesvol project lager. Tevens komen in Nederland natuurlijke actieve breuksystemen voor. Door putten hier via stimulatie op aan te sluiten kunnen grote hoeveelheden warmte onttrokken worden. De exploratiemethoden moeten echter nog worden aangepast naar de Nederlandse situatie.

Werkgelegenheid

Vanuit de olie- en gasindustrie bezit Nederland veel kennis en ervaring op het gebied van de diepe ondergrond, boormethodes, reservoirstimulatie, seismische, etc. Deze kennis kan ook gebruikt worden in de geothermische industrie waardoor Nederland als kennisland kan optreden. Echter, andere landen hebben al projecten ontwikkeld of zijn daar nu hard mee bezig. Nederland loopt (nog) achter in deze ontwikkelingen, maar heeft een goede solide achtergrond van waaruit het diepe geothermie verder kan ontwikkelen.

Kostprijs diepe geothermie

Voor stadsverwarming, elektriciteitsopwekking, koudelevering en stoom productie in de industrie zijn kostprijsberekeningen voor verschillende diepten gemaakt. Voor de kostprijs berekeningen is aangenomen dat technologische drempels zijn overwonnen en een deel van de leercurve is doorlopen.

Voor alle situaties geldt dan dat de diepste toepassing de laagste kostprijs oplevert. Warmte- en koudelevering hebben beide al lagere kostprijzen dan de referentiesituaties waarbij de aanleg van distributienetten niet is meegenomen. Elektriciteitsopwekking alleen heeft een relatief hoge onrendabele top. Als elektriciteitsproductie gecombineerd wordt met restwarmtelevering, dan hebben alle toepassingen een kleine onrendabele top of zijn zelfs gunstiger ten opzichte van fossiele referenties. Elektriciteitsproductie van de restwarmte na stoomlevering heeft een lagere onrendabele top dan stoomlevering alleen.

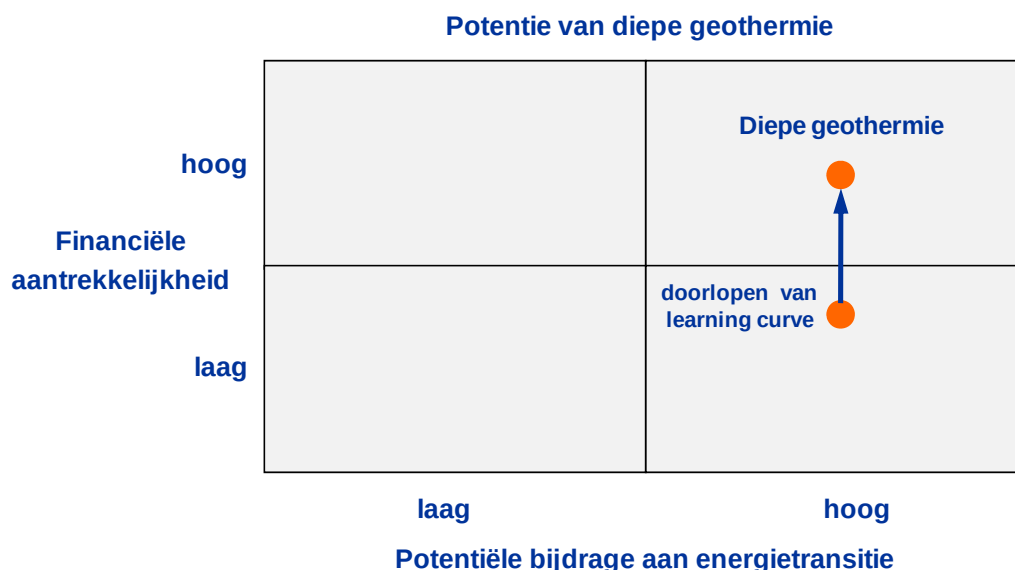
Als alle optimalisatiemogelijkheden worden toegepast, zal de kostprijs van de verschillende opties verder dalen. In het geval van elektriciteitsproductie – dus zonder warmteafzet- waarbij een hoger debiet onttrokken wordt met een grotere putmaat en het gebruik van koelwater voor de koeling van de elektriciteitscentrale, neemt de kostprijs af tot onder het referentieniveau (0,08 €/kWh, prijspeil 2010).

CO₂-besparing

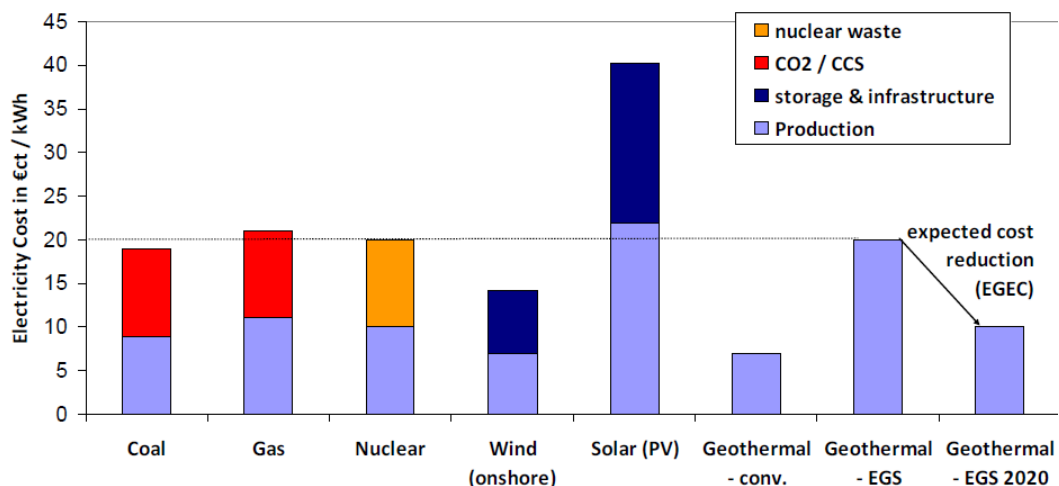
Uit de energetische analyse blijkt dat voor alle toepassingen substantiële CO₂-reducties gerealiseerd kunnen worden. De CO₂-reductie varieert per bovengrondse toepassing. Voor de toepassing van warmte, stoom en koude varieert de CO₂-reductie per systeem tussen de 88 en 95%. De hoeveelheid CO₂-reductie voor elektriciteitsproductie is sterk afhankelijk of een ORC of een flash-steam elektriciteitscentrale geïnstalleerd wordt. Hierbij wordt respectievelijk 46 of 78% CO₂ per systeem bespaard als grijze stroom voor de interne pompen wordt gebruikt. Indien ook de warmte afgezet wordt bedraagt de CO₂-reductie respectievelijk 46 en 80 %. Indien voor de interne pompen eigen opgewekte stroom gebruikt wordt, bedraagt de CO₂-reductie 100%.

Visie

Zowel voor warmte als voor elektriciteit kan diepe geothermie een grote bijdrage leveren aan de duurzame energietransitie. In vergelijking met andere energiebronnen is diepe geothermie in financieel opzicht redelijk aantrekkelijk tot zeer aantrekkelijk. Op korte termijn kunnen de kosten voor diepe geothermie sterk variëren als gevolg van de exploratie en ontwikkelrisico's. Diepe geothermie is bijvoorbeeld een zeer goede optie voor de levering van grote hoeveelheden warmte en elektriciteit in de basislast.



Het beeld van de gunstige kostprijs wordt internationaal bevestigd door een onderzoek van A.T. Kearney, recentelijk gepubliceerd door de European Geothermal Energy Council (EGEC). In het onderzoek zijn tevens de externe kosten voor afval-, CO₂- en energie opslag en infrastructuur meegenomen. In het totaal beeld komen conventionele geothermie en Enhanced Geothermal Systems (EGS) positief naar voren, zeker na een te verwachten kostprijs reductie voor EGS.



Bron: EGEC, december 2010 op basis van een onderzoek van A.T. Kearney, juni 2010

In de studie is een conservatieve schatting gemaakt van de potentiële bijdrage van geothermie aan de energie transitie. Op basis van het huidige energie verbruik van Nederland kan met geothermie 20% duurzaam opgewekt worden. Uit een vergelijking met internationale wetenschappelijke studies blijkt dat de gebruikte aannamen een factor 7 conservatiever zijn.

Tabel 1 Vergelijking van aannamen van deze studie met internationale wetenschappelijke studies

	PRH*	Uitnutting	PRH/100 jaar
Visie studie	5%	1.065 jaar	0,47%
Internationale wetenschappelijk norm	1%	30 jaar	3,33%

* PRH: Potential Recoverable Heat

Percentage duurzame energie - Europese rekenmethode

Een andere benadering is gebruikt om het aandeel duurzame energie als percentage van het nationale eindverbruik vast te stellen volgens de Europese rekenmethode. Om het aandeel duurzame energie te kunnen berekenen moeten een aantal aannamen gemaakt worden zoals beschreven in tabel 2.

Tabel 2 Aannamen voor de berekening van het percentage duurzame energie

Aannamen	
Potential Recoverable Heat	5%
Gebruik van geothermisch potentieel	1.000 jaar
Aandeel gebruik voor warmte	50%
Aandeel gebruik voor elektriciteit	50%
Omzettingsefficiëntie bij 5.500 meter	15%
Omzettingsefficiëntie bij 7.500 meter	20%

Als basis voor de berekening zijn de eerder vastgestelde Heat in Place hoeveelheden voor 5,5 en 7,5 km genomen. Vervolgens is de verdeling over warmte (50%) en elektriciteit (50%) en het winbare percentage (5%) toegepast. Vervolgens is de omzettingsefficiëntie gebruikt voor elektriciteitsopwekking, respectievelijk 15 en 20%. De totale hoeveelheid winbare warmte is verdeeld over 1.000 jaar en afgezet tegen het verwachte totale eindverbruik in 2020 zoals vastgelegd in het National Renewable Action Plan (NREAP) voor Nederland.

Tabel 3 Berekening percentage duurzame energie / totale eindverbruik 2020

Toepassing	Diepte	Winbaar per jaar	Nationaal eindverbruik 2020	Aandeel geothermie
Warmte	5,5 km	228 PJ	1.048 PJ	22%
Warmte	7,5 km	325 PJ	1.048 PJ	31%
Elektriciteit	5,5 km	34 PJ	490 PJ	7%
Elektriciteit	7,5 km	65 PJ	490 PJ	13%

De conclusie is dat 7 tot 13% van het totale elektriciteit verbruik *en* 22 tot 31% van het totale warmte verbruik (cijfers NREAP voor 2020) ingevuld kan worden met diepe geothermie.

Samenvatting

Gezien de gunstige kostprijs op termijn en het potentieel voor een grootschalige energie transitie is krachtig stimuleringsbeleid gerechtvaardigd. Een juiste combinatie van marktwerking en overheidsbeleid kan zorg dragen voor een succesvolle en relatief snelle duurzame energie transitie. In de beginfase is het risicoprofiel ongunstig. Overheidssteun is een noodzakelijke voorwaarde om door middel van onderzoek en ontwikkeling de risico's te reduceren en de leercurve te doorlopen. Hierdoor kan de 'valley-of-death' worden verkleind waardoor implementatie door de markt eerder kan plaatsvinden.

De bevindingen in deze studie zijn in overeenkomst met de internationale markt (Huenges, 2010). Tevens worden de verschillende factoren die invloed hebben op de ontwikkeling van diepe geothermie bevestigd.

Beleidsaanbevelingen

De volgende gebieden voor krachtig stimuleringsbeleid worden onderscheiden:

- (1) *Het creëren van een technologisch fundament*
voor een succesvolle transitie en het gunstig positioneren van het Nederlandse bedrijfsleven
- (2) *Zorg dragen voor het soepel doorlopen van de leercurve*
waardoor het gat tussen de technologie en de uitvoering door de markt verkleind wordt en geothermie sneller in de markt komt
- (3) *Ondersteunen van maatregelen om risico's te reduceren*
Waardoor risicoafdekking door verzekeraars of een aangepast garantiefonds mogelijk is zolang er geen database is van geslaagde projecten
- (4) *Het instellen van duurzame verplichtingen*
waardoor niet alleen geothermie, maar alle duurzame opties gestimuleerd worden. Hierbij dient ook duurzame warmte meegenomen te worden

(5) Het instellen van budgetneutrale financiële prikkels

Voor het afdekken van de onrendabele top.

Hierbij worden initiatieven gecreëerd bij een feed-in tarief en het opnemen van geothermie in de SDE regeling voor zowel warmte als elektriciteit.

In een vervolgfase moet worden onderzocht wat de kosten en baten van de verschillende beleidsstimulatiegebieden zijn.

1 Inleiding

In Nederland lopen veel initiatieven voor geothermie waarbij enkele projecten gericht zijn op diepe geothermie (> 4.000 m). Diepe geothermie heeft als voordeel dat hogere temperaturen onttrokken kunnen worden waardoor grotere vermogens kunnen worden geleverd. Diepe geothermie kan voor verschillende toepassingen worden ingezet, waaronder hoge temperatuur warmtelevering voor industriële toepassingen. De hoge temperatuur van diepe geothermie kan ook worden gebruikt voor warmtelevering aan stadswarmtenetten. Andere toepassingen van diepe geothermie zijn absorptiekoeling en elektriciteitsproductie.

De vraag is: hoe past diepe geothermie binnen de energietransitie? Vanuit Agentschap NL is gevraagd deze rol in beeld te brengen. Het doel van dit onderzoek is diepe geothermie te positioneren in de energietransitie strategie. Deze studie is uitgevoerd in samenwerking met Ecofys en TNO. ECN heeft meegedacht en input geleverd voor de toepassingsmogelijkheden van diepe geothermie in de industrie.

Eerst is de potentie van de ondergrond bepaald. Gesteentes op grote diepte hebben veelal eigenschappen die onvoldoende zijn -waaronder de doorlatendheid- om het water direct via een open systeem te kunnen onttrekken. Voor het ontwikkelen van een diep geothermisch reservoir is het daarom meestal nodig reservoirstimulatie toe te passen waarbij de doorlatendheid lokaal verbeterd wordt. Deze systemen worden ook wel Enhanced Geothermal Systems (EGS) genoemd. Hiervoor zijn verschillende technieken beschikbaar en deze worden in dit rapport besproken.

Voor het omzetten van warmte naar elektriciteit zijn verschillende technieken beschikbaar. In dit rapport wordt de stand van zaken van deze technieken besproken. Tevens wordt daarbij gekeken naar eventuele verdere ontwikkeling van deze en de ondergrondse technieken die nodig zijn om grootschalige toepassing binnen Nederland voor geothermie mogelijk te maken.

In derde deel van deze studie wordt aan de hand van verschillende scenario's een financiële analyse besproken. Voor de scenario's en bovengrondse toepassingen is de kostprijs en de hoogte van de onrendabele top berekend. Tevens is een energetische analyse uitgevoerd waarbij gekeken is naar de CO₂ besparing die optreedt bij het toepassen van de technieken ten opzichte van verschillende referentiesituaties. Hierbij wordt ook gekeken naar de inpassing van andere ondergrondse technieken met geothermie.

De resultaten van deze studie laten zien dat de ondergrond grote potentie biedt voor diepe geothermie. In het laatste hoofdstuk zal worden ingegaan op de rol die geothermie kan spelen binnen de energietransitie. Tevens worden adviezen uitgebracht om uiteindelijk de geothermische bedrijfstak een volwaardige rol te kunnen laten spelen binnen de duurzame energie gemeenschap en een substantiële bijdrage te kunnen leveren aan de transitie naar duurzame energie.

2 Potentieel inschatting

In de Nederlandse ondergrond zijn inmiddels meer dan 3.000 putten geboord door met name de olie- en gas industrie. Deze boringen hebben veel informatie gegeven over de voorkomende lagen, hun eigenschappen, diktes, etc. Echter, het overgrote merendeel van de boringen gaan slechts tot aan de top van de afzettingen in het Carboon, de Limburg Groep. Dit gesteente is het belangrijkste moedergesteente van de gasvoorraden in Nederland en het gas wordt dus veelal in of boven deze afzettingen aangetroffen. Van de lagen boven de Limburg Groep is via de boringen veel informatie bekend. Echter, de gegevens van dieper in de Limburg Groep en van gesteentes eronder zijn beperkt.

Ook seismiek, waarmee de ondergrond in beeld gebracht kan worden, heeft onschatbare informatie opgeleverd voor het begrip van de ondergrond. Om met zekerheid te zeggen welke reflector in de seismiek welke laag representeert, zijn boringen nodig. Boringen dieper dan 4 km zijn echter beperkt aanwezig. Daarnaast is de kwaliteit van de seismische data over het algemeen onvoldoende om sedimentaire afzettingen onder de zoutlagen uit het Zechstein van elkaar te kunnen onderscheiden. Al met al is de informatie over de diepe ondergrond dus beperkt.

Boorgegevens uit Nederland, regionale studies en gegevens uit België en Duitsland zijn gebruikt om een beeld te krijgen van de diepe ondergrond van Nederland.

2.1 Mogelijke reservoirs

De gesteentes moeten bepaalde eigenschappen bezitten om in aanmerking te komen als geothermisch reservoir. Uit eerdere studies is gebleken dat vier mogelijke systemen in de Nederlandse ondergrond aanwezig zijn:

1. Poreus gesteente, waarbij geen reservoirstimulatie nodig om voldoende water te kunnen onttrekken. De kans dat deze gesteentes niet gestimuleerd hoeven te worden is gezien hun historie niet groot;
2. Indien de verwachte doorlatendheid van het gesteente in optie 1 uiteindelijk niet voldoende blijkt te zijn, zal reservoirstimulatie worden toegepast;
3. Breuksystemen die extra doorlatendheid creëren, waarbij reservoirstimulatie nodig om de putten met het netwerk te verbinden om zo het water te onttrekken;
4. Een nieuw te genereren scheurnetwerk om het water door het ondoorlaatbare gesteente zonder natuurlijke breuken te circuleren.

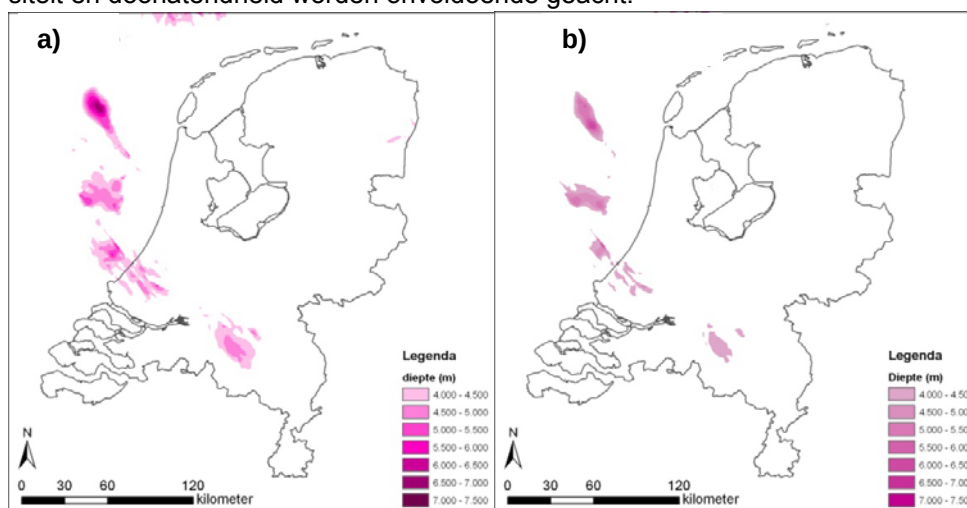
Hierdoor kunnen bepaalde gesteentes bij voorbaat al worden uitgesloten. Een zeer goed voorbeeld hiervan zijn evaporieten.

Deze bevatten geen porositeit of permeabiliteit en worden onder hoge druk en temperatuur veelal plastisch waardoor stimulatietechnieken geen nut hebben. Het gesteente moet in ieder geval bros gedrag vertonen, anders zal reservoirstimulatie geen enkel nut hebben. Hier zullen kort de mogelijk geschikte gesteentes, breukzones en hun locatie besproken worden.

De gesteentes die zich dieper dan 4 km bevinden en in aanmerking komen voor elektriciteitsopwekking bevinden zich in de Onder- en Boven-Germaanse Trias Groep en dieper. Van deze lagen is hier alleen een korte beschrijving gegeven. In bijlage 1 is een geologische tijdschaal weergegeven.

Boven- en Onder-Germaanse Trias Groep

De Boven-Germaanse Trias Groep bestaat uit kleistenen, kalkstenen en evaporieten van de Solling, Röt, Muschelkalk en Keuper formaties. De Solling Formatie bestaat in de noordelijke helft van Nederland uit een maximaal 10 m dik zandsteenlaagpakket aan de basis met daarop een afwisseling van klei- en siltstenen. In de zuidelijke helft van Nederland ontbreekt de zandsteen. De Röt Formatie bevat een evaporitisch deel aan de onderkant van de formatie met daarop een afwisseling van eerst klei- en siltstenen met evaporieten wat later overgaat in een afwisseling van klei- en siltstenen met een enkele kalksteenlaag. De Muschelkalk Formatie bestaat onder- en bovenin uit een cyclische afwisseling van kalksteen en mergel. In het midden bestaat de formatie uit steenzout of anhydriet¹. De kalksteen uit de Muschelkalk Formatie is mogelijk geschikt als reservoir. Voor de ontwikkeling van een Muschelkalk reservoir zal zeer waarschijnlijk reservoirstimulatie moeten worden toegepast om voldoende water te kunnen onttrekken. De originele porositeit en doorlatendheid worden onvoldoende geacht.



Figuur 2.1 Voorkomen van de a) Boven- en b) de Onder-Germaanse Trias Groep op dieptes > 4.000 m (Duin et al., 2006).

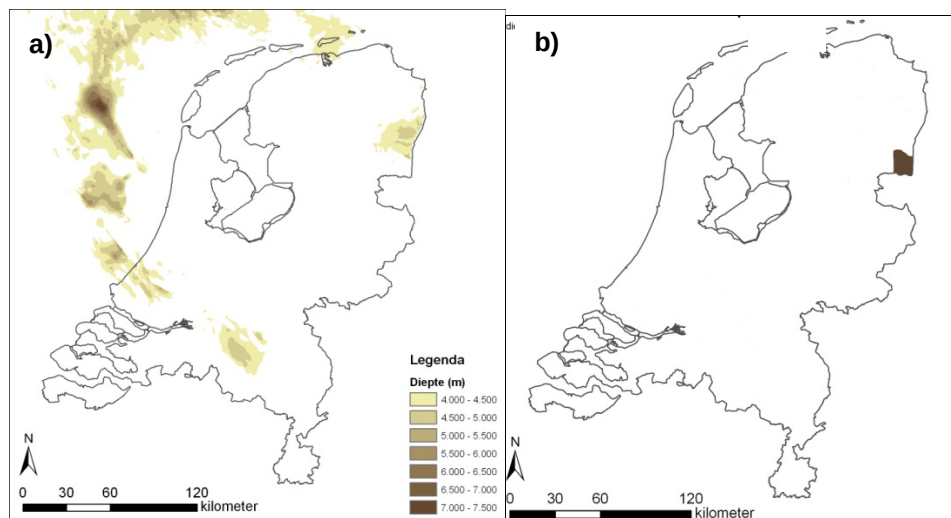
¹ Anhydriet is gips zonder het water in de kristalstructuur.

De Onder-Germaanse Trias Groep bestaat uit de Onder-Bontzandsteen Formatie en de Hoofd-Bontzandsteen Subgroep. De subgroep kan weer onderverdeeld worden in, van jong naar oud, de Hardegens, Detfurth en Volpriehausen formaties. Deze drie formaties bestaan allen uit een kleisteenpakket en een zandsteenpakket. In het zuiden van Nederland zijn de kleistenen afwezig en wordt de Hoofd-Bontzandsteen ook wel Bunter genoemd. De zandstenen zijn alleen een van nature poreus gesteente waardoor een systeem in de Bontzandsteen van het eerste type is. Door de diepteligging echter, is de kans groot dat de verwachte doorlatendheid laag is en reservoirstimulatie nodig is voor de ontwikkeling van het reservoir. Aangezien de locaties waar de Bontzandsteen op voldoende diepte aanwezig is zich in een deel van Nederland bevinden waar veel breuken voorkomen, is een derde type systeem ook mogelijk.

De Onder-Bontzandsteen Formatie bestaat uit een cyclische afwisseling van kleistenen, siltstenen en dunne zandstenen. In het zuiden van Nederland bestaat deze formatie voornamelijk uit zandsteen en is daar mogelijk geschikt.

Onder- en Boven-Rotliegend groepen

De Boven-Rotliegend Groep bestaat uit de Silverpit en Slochteren formaties. De eerst genoemde bestaat voornamelijk uit kleistenen met enkele dunne zandlaagjes en is hierdoor minder geschikt voor geothermie. De Slochteren Formatie bestaat echter uit eolische en/of fluviatiele² zandstenen, afhankelijk van de locatie. De formatie kan op sommige locaties enkele honderden meters dikte bereiken. De zandsteen is vooral bekend vanwege de grote hoeveelheden gas die op verschillende locaties in deze formatie aangetroffen is. In figuur 2.2a zijn de voorkomens van de Boven-Rotliegend Groep dieper dan 4 km weergegeven.



Figuur 2.2 Voorkomen van de Boven-Rotliegend Groep op dieptes > 4.000 m met, en b) voorkomen van de Onder-Rotliegend Groep (Duin et al., 2006).

² Eolisch: door de wind afgezet; fluviatiel: door rivieren afgezet.

Het is mogelijk dat het gesteente nog voldoende doorlatendheid bevat om water aan te kunnen onttrekken zonder reservoirstimulatie toe te passen. Echter, er dient rekening gehouden te worden met de mogelijkheid van reservoirstimulatie om de productie te verhogen. Deze formatie kan ook gebruikt worden in combinatie met een bestaand breuksysteem.

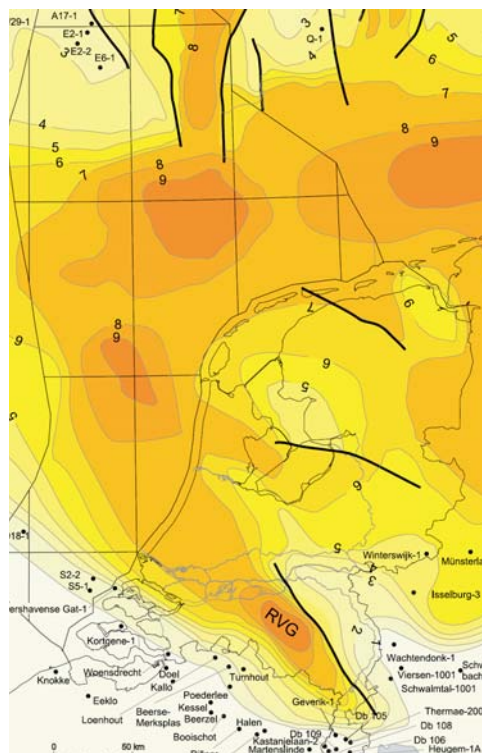
De Onder-Rotliegend Groep bestaat uit een sequentie van siliciclastica³ en basaltische vulkanieten. Hierdoor is de primaire doorlatendheid zeer laag. Deze groep kan alleen ontwikkeld worden als geothermisch reservoir indien reservoirstimulatie wordt toegepast. Dit kan gecombineerd worden met de aanwezigheid van een breuksysteem.

Limburg Groep

Deze groep bestaat uit 9 verschillende formaties die zijn verdeeld over vier subgroepen. Het overgrote deel van deze formaties wordt gekenmerkt door kleistenen, dunne discontinu zandstenen en, in verschillende mate, koollagen. Alleen de Dinkel Subgroep bevat enkele formaties met zandstenen dikker dan een paar meter. Door het afzettingsmilieu zijn de locaties van de zandstenen moeilijk te voorspellen. Hierdoor is deze groep minder geschikt. Verwacht wordt dat de originele doorlatendheid te laag is voor voldoende productie. Reservoirstimulatie, al dan niet in combinatie met een breuksysteem, wordt nodig geacht. Het veel voorkomen van kleien binnen de Limburg Groep bemoeilijkt de reservoirstimulatie en de doorstroom van water in breuksystemen.

De Limburg Groep komt in vrijwel de gehele Nederlandse ondergrond voor, zie figuur 2.3. De top van de Limburg Groep is vele malen aangeboord. De bodem echter niet. De dikte van deze afzettingen kan uiteenlopen van enkele meters in Zuid Limburg tot enkele kilometers in de rest van het land.

³ Siliciclastica: sedimenten die kwartskorrels bevatten

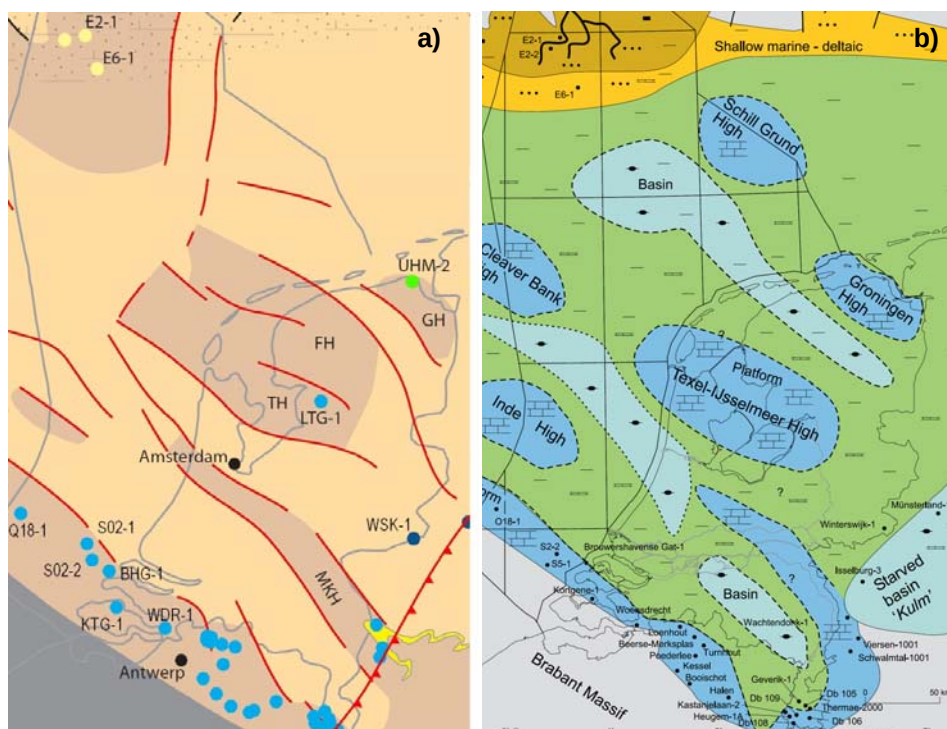


Figuur 2.3 Diepte van de basis van de Limburg Groep in kilometers (Geluk et al., 2007).

Farne Groep

Deze groep is relatief nog weinig aangeboord in Nederland, zie figuur 2.4. Eerder werd aangenomen dat deze groep alleen offshore voorkomt (van Adrichem Boogaert and Kouwe, 1993-1997), maar de hoeveelheid data is dusdanig dat deze groep onder een groot deel van Nederland voor kan komen. Inmiddels worden afzettingen in enkele boringen door de één als Farne Groep en door een ander als Kolenkalk Groep aangeduid. De Farne groep bestaat volgens de Stratigrafische Nomenclator van Nederland uit kleistenen en zandstenen met dunne steenkoollagen en een variabel aantal kalksteen- en dolomietbanken (van Adrichem Boogaert and Kouwe, 1993-1997).

De originele porositeit en doorlatendheid zijn onvoldoende voor productie. Mogelijk zijn karststructuren aanwezig in de kalkstenen waaruit wel voldoende geproduceerd kan worden, maar anders is reservoirstimulatie om een nieuw scheurnetwerk te creëren of een bestaand netwerk te stimuleren benodigd.



Figuur 2.4 a) Voorkomen van de Kolenkalk en Farne groepen volgens Kombrink (2008) Donkerbruin: Kolenkalk Groep; lichtbruin: Farne Groep; grijs: Londen Brabant Massief; lichtblauw en geel: openbare boring; groen: confidentiële boring; weergegeven putten hebben de genoemde lagen aangeboord. b) Voorkomen van de Kolenkalk en Farne groepen volgens Geluk et al (2007) en referenties daarin.

Kolenkalk Groep

Deze groep is in het zuiden van Nederland het beste bekend, evenals in België waar de groep aan het oppervlak komt. Verder is deze groep in het noorden van het land nog twee maal aangeboord, waarbij de boring in het noordoosten van de provincie Groningen nog tot 2012 confidentieel is. In Nederland bestaat deze groep momenteel maar uit één formatie, de Zeeland Formatie. In de toekomst zal wellicht verder onderscheid gemaakt worden zodra meer gegevens van deze groep beschikbaar komen.

De Kolenkalk Groep wordt gekenmerkt door kalkstenen en dolomieten met organische resten. Tevens bevat de groep enkele dunne kleisteenlagen en lokaal kan vuursteen voorkomen. De dolomieten zijn over het algemeen secundair. In het zuiden van Nederland, in het offshore S-blok, is vuggy porosity in de kalksteen aanwezig. In de put LTG-01 zijn verschillende scheuren aangetroffen die later zijn opgevuld. Mud losses tijdens het boren van LTG-01 en UHM-02 geven aan dat de kalksteen ook op diepte enige vorm van (secundaire) permeabiliteit bevat. De kernmetingen van LTG-01 geven echter een porositeit van 0.01 %. Fractures (scheuren) worden echter niet meegenomen in deze metingen omdat de plugs waarop de porositeitsmetingen worden uitgevoerd geen duidelijke fractures bevatten.

Uit de kernbeschrijvingen blijkt dat de kernen niet in zijn geheel naar boven zijn gekomen, maar in kleinere delen. Dit kan ook duiden op de aanwezigheid van fractures in de formatie.

De dikte van de groep varieert in het zuiden van Nederland tussen de 900 en 1.400 m (van Adrichem Boogaert and Kouwe, 1993-1997). In de boring LTG-01 in de Noordoostpolder, is de Kolenkalk Groep aangetroffen met een dikte van ruim 750 m. De boring UHM-01 ten noorden van Groningen heeft een dikte van 660 mAH⁴ aangetroffen. Verwacht wordt dan ook dat als de Kolenkalk Groep aanwezig is, deze enkele honderden meters dik zal zijn.

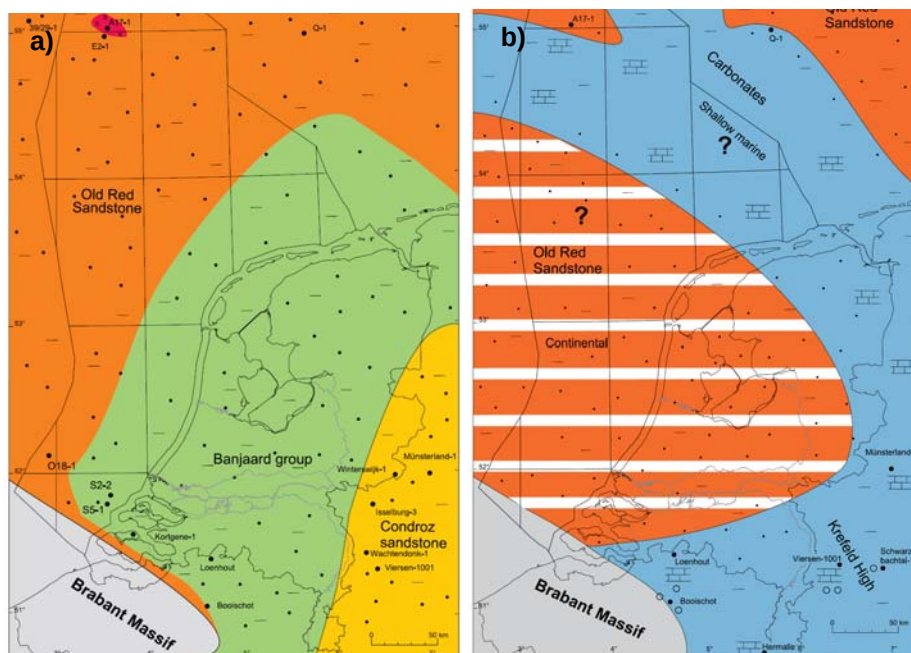
De boring Winterswijk-01 heeft onder de Limburg Groep een kalkpakket aangetroffen. De meningen verschillen echter of dit kalkpakket nu tot de Farne Groep (Bless et al., 1976; Geluk et al., 2007; Lokhorst (ed), 1998), of tot de Kolenkalk Groep behoort (interpretatie NAM). De boring bevat een meer dan 100 m dik pakket van kalksteen en dolomiet met enkele dunne kleilagen ertussen.

De originele porositeit en doorlatendheid zijn onvoldoende voor productie. Mogelijk zijn karststructuren aanwezig waaruit wel voldoende geproduceerd kan worden, maar anders is reservoirstimulatie om een nieuw scheurnetwerk te creëren of een bestaand netwerk te stimuleren benodigd. Door o.a. de dikte van de kalkstenen en de hogere homogeniteit binnen een kalksteenplateau is dit gesteente geschikt voor stimulatie.

Devonische gesteentes

Slechts acht boringen in Nederland hebben het Devoon bereikt waardoor de kennis zeer beperkt is. Een aantal boringen in België en Duitsland geven wat meer informatie. Het Devoon bestaat in (onshore) Nederland uit twee (onofficiële) onderdelen; Banjaard Groep en ongedefinieerde Middel Devonische carbonaten en siliciclastica. De informatie is te beperkt om hun onderlinge relatie te kunnen bepalen. De samenstelling van de ongedefinieerde Middel Devonische carbonaten en siliciclastica varieert sterk tussen de boringen waarin deze is aangetroffen. Aangetroffen zijn kalkstenen, dolomiet, kleistenen en zandstenen. De Banjaard Groep bestaat uit kleistenen, dunne zandstenen siltstenen en enkele kalkstenen. In het zuidoosten en oosten gaat deze groep over in de Condroz Zandsteen die een dikte van 800 m kan bereiken (Geluk et al., 2007).

⁴ mAH: meters Along Hole. Het is niet bekend of de put verticaal is geboord waardoor de verticale dikte kleiner kan zijn. De data komen in 2012 vrij.



Figuur 2.5 a) Paleogeografische schets van het Laat Devoon; b) paleogeografische schets van het Midden- vroeg Laat Devoon.

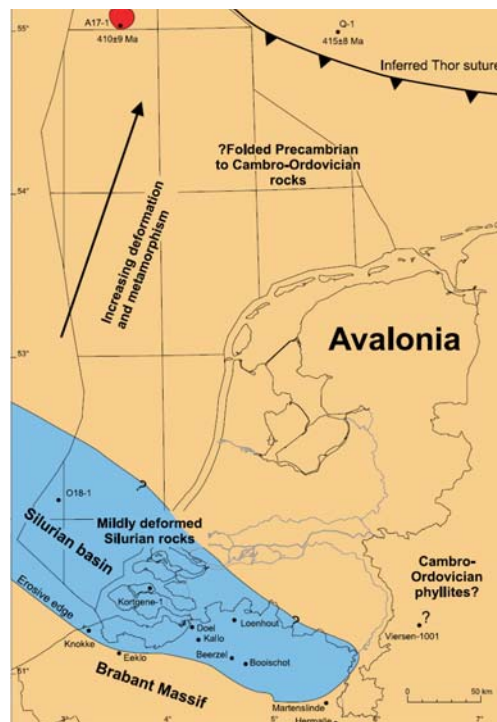
Verwacht wordt dat van deze sedimentaire gesteentes onvoldoende tot geen porositeit en doorlatendheid bewaard is gebleven voor de productie van water. Dit betekent dat reservoir stimulatie nodig is voor of het creëren van een nieuw scheurensysteem of het stimuleren van een bestaand systeem.

Gezien de dikte van de bovenliggende formaties, wordt verwacht dat deze twee laatste gesteentes zich in een groot gedeelte van Nederland op een te grote diepte bevinden om te bereiken met de huidige boortechnologieën. De geologische structuren spelen hierbij een grote rol.

Basement

Het geologische basement, sterk gedeformeerde en gemetamorfoseerde gesteentes, is in Nederland slechts op enkele plekken aangeboord. De gesteentes uit het Siluur bestaan voornamelijk uit kleien en turbidiet afzettingen. Onbekend is hoe ver naar het noorden deze gesteentes zijn afgezet. Putten in Duitsland hebben conglomeraat en op andere plekken gneiss aangeboord. Deze gesteentes betekenen dat reservoir stimulatie nodig is voor of het creëren van een nieuw scheurensysteem of het stimuleren van een bestaand systeem. Bij gemetamorfoseerde gesteentes is de primaire porositeit nihil als deze al aanwezig is.

De diepte waarop het basement zich in het midden en noorden van Nederland bevindt is niet bekend. Verwacht wordt dat deze zich op vele locaties op een te grote diepte bevindt om te kunnen bereiken met de huidige boortechnologieën.



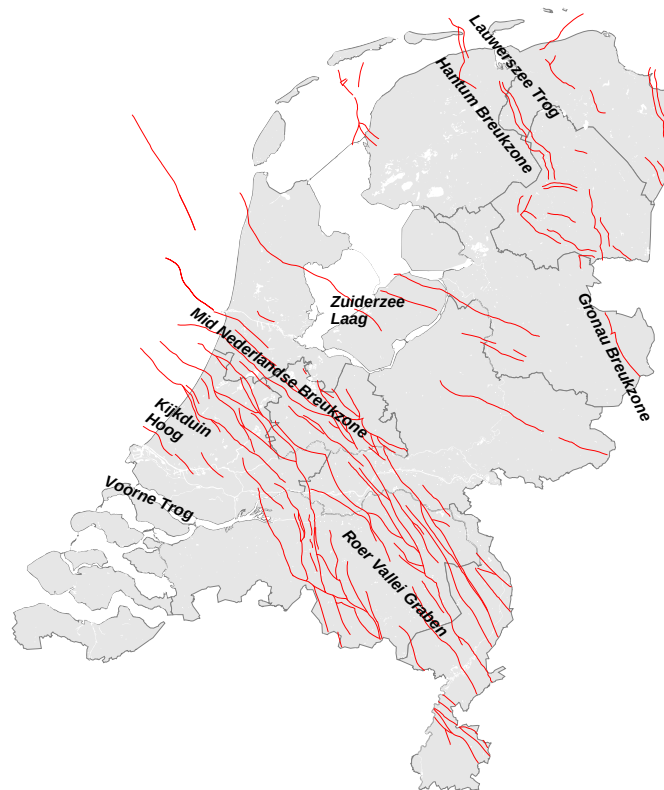
Figuur 2.6 Overzicht van het geologische basement van Nederland en putten die pre-Devonisch gesteente aangeboord hebben.

2.2 Breuksystemen

Bij de start van het Europese pilot-project in Soultz-sous-Forêts, Frankrijk, was het doel van het project om een geothermisch reservoir te ontwikkelen in een graniet door een nieuw scheurnetwerk te genereren. De eerste fase van het project werd op 3.500 m diepte uitgevoerd. Destijds dacht men dat een temperatuur van 200 °C nodig was om elektriciteit op te kunnen wekken waardoor in een volgende fase de boringen werden uitgediept tot 200 °C. De temperatuur bleek echter niet in dezelfde lijn toe te nemen als verwacht waardoor de boringen naar 5.000 m werden geboord. In een latere fase in het project bleek dat de hogere temperatuurgradiënt deels veroorzaakt werd door het omhoog stromen van dieper, en dus warmer, water via de grootschalige breuken. De gradiënt vlakke daardoor af tussen bepaalde dieptes. Door de boringen via een scheurnetwerk aan te sluiten op de reeds aanwezige breuken, is het mogelijk om geothermisch water met een temperatuur hoger dan verwacht te onttrekken. Men bleek met het pilot project dus niet het oorspronkelijke concept bewezen te hebben, maar men had een nieuw concept ontdekt.

Nederland heeft een lange geologische geschiedenis achter de rug met verschillende tektonische bewegingen. Hierdoor zijn in Nederland verschillende breukzones ontstaan die mogelijk ook warmer water van grotere dieptes naar boven transporteren. In figuur 2.7 is een kaart met de structurele elementen van het Cenozoïcum weergegeven.

Hierin zijn de grootschalige breuken weergegeven die in de laatste 23 miljoen jaar actief zijn geweest. Een groot deel van deze breuken waren in eerdere tijden ook al actief en lopen door tot diep in de aardkorst. Afhankelijk van de stressrichting op de breuken, is het mogelijk dat hierdoor water naar boven kan worden getransporteerd. De stressrichting in Nederland ligt ongeveer parallel aan de breukrichting. Hierdoor is de kans groot dat deze open staan voor stromingen van water. In de put SPL-01-S1 bij Schiphol is een temperatuur 20°C hoger aangetroffen dan op basis van de geothermische gradiënt van die omgeving op die diepte verwacht werd. Dit soort gegevens laat zien dat breuksystemen open kunnen zijn voor stromingen. Ook in Nederland is het dus mogelijk putten aan te sluiten op dergelijke breuksystemen en zo een geothermisch project te ontwikkelen gebaseerd op het concept van Soultz-sous-Forêts. Echter, de exploratiemethoden moeten worden aangepast naar de Nederlandse situatie



Figuur 2.7 Actieve breuken van Nederland met de structurele elementen van het Cenozoïcum (Duin et al., 2006; van Adrichem Boogaert and Kouwe, 1993-1997)

Conclusie

Uit deze beschrijvingen blijkt dat in de Nederlandse ondergrond verschillende type systemen ontwikkeld kunnen worden. In de ondergrond zijn gesteentes aanwezig die mogelijk geschikt zijn voor het stimuleren, of creëren, van een scheurnetwerk of het onttrekken van water uit de formatie zelf. Een overzicht hiervan en welk type systeem hierin ontwikkeld kunnen worden is gegeven in tabel 2.1.

Daarnaast zijn in de Nederlandse ondergrond ook actieve breuken aanwezig waardoor water met een hogere temperatuur op geringere diepte onttrokken kan worden. Tevens geven deze breuksystemen (indien juist aangesloten op de putten) veelal een hogere doorlatendheid binnen het gebied waardoor meer water onttrokken kan worden.

De verschillende gesteentes komen op diverse locaties in Nederland voor. De dieptes van deze lagen, met name de oudere afzettingen, is moeilijk te voorspellen. Uit deze inventarisatie blijkt dat de kennis van de zeer diepe ondergrond beperkt is. De kans op een succesvol project wordt door de toenemende diepte negatief beïnvloed. Verder onderzoek is nodig om uit te wijzen waar en op welke dieptes welk gesteente exact voorkomt. Aan de hand hiervan kan het potentieel beter bepaald worden. Tevens moet in meer detail gekeken worden welke breuksystemen geschikt zijn voor de ontwikkeling van geothermische systemen.

Tabel 2.1 Overzicht gesteentes en het type systeem wat ontwikkeld kan worden.

Gesteentes	geschikt	type systeem			
		1	2	3	4
Boven Germaanse Trias Groep	+/-	+	++	+	0
Onder Germaanse Trias Groep	++	++	++	++	0
Slochteren Formatie	++	++	++	++	0
Limburg Groep ^(2,3)	0/-	0/-	0	0/-	-
Farne Groep ⁽¹⁾	++	-	0	++	+
Kolenkalk Groep ⁽¹⁾	++	-	-	++	++
Devonische gesteentes ^(1,3)	++	-	-	++	++
Basement ⁽¹⁾	++	--	-	++	++
Breuksystemen	++	-	-	++	0

⁽¹⁾ De kennis van deze afzettingen is zeer beperkt en mogelijk zijn delen van de formatie wel geschikt terwijl andere delen minder geschikt zijn.

⁽²⁾ Door de soort afzetting zijn de mogelijk geschikte locaties moeilijk te voorspellen.

⁽³⁾ De kleilagen worden hierbij uitgesloten, deze zijn moeilijker te stimuleren.

2.3 Potentie gesloten systemen

Gesloten systemen, bodewarmtewisselaars, worden in de ondiepe ondergrond reeds toegepast. Het is mogelijk deze ook op grotere dieptes toe te passen waarbij een warmtedragend medium, net als in een ondiep systeem, via een gesloten systeem circuleert. De capaciteit van een diepe bodewarmtewisselaar is lager dan een open systeem doordat het oppervlak waarop warmte uitgewisseld wordt vele malen kleiner is. Daarnaast is een gesloten systeem volledig afhankelijk van de warmtestroom en minder van de temperatuur op diepte voor het leveren van de warmte.

Een gesloten systeem kan hierdoor slechts enkele honderden kW tot enkele MW aan warmte leveren. Voor grotere vermogens zijn lange ondergrondse horizontale stukken nodig van enkele tot tientallen kilometers.

Een voordeel van een gesloten systeem is dat de reservoir eigenschappen er veel minder toe doen. Deze zijn alleen nog belangrijk voor het ontwerp van het systeem.

Hierdoor is het mogelijk dat een gesloten systeem op een locatie gerealiseerd kan worden terwijl de onzekerheden voor een open systeem te groot zijn om een project te realiseren. Echter, door de lagere potentie van een gesloten systeem ten opzichte van een open systeem, zijn gesloten systemen in deze studie verder buiten beschouwing gelaten.

2.4 Potentie open systemen

Doordat niet voldoende bekend is welke gesteentes precies waar voorkomen en op welke diepte, is de potentie in kaart gebracht aan de hand van de heat in place, oftewel energie-inhoud, op verschillende dieptes. Deze methode is tevens gebruikt in het MIT-rapport waarbij de potentie van de Verenigde Staten in beeld is gebracht (M.I.T., 2006). Gekozen is voor de potentie op de dieptes 5,5 en 7,5 km.

De resultaten zijn hieronder gepresenteerd. De gevolgde methode en aannames zijn beschreven in bijlage 2. Aangenomen is een winbare factor van 5% van de heat in place. Ter vergelijking, bij geothermie systemen gebaseerd op watervoerende lagen is deze factor 25-33%.

Tabel 2.2 Resultaten voor 5,5 km diepte

	Heat in place [PJ]	Potentieel winbare warmte (5%) [PJ]
Warmte	9.100.000	450.000
Elektriciteit en warmte	9.100.000	430.000
Elektriciteit	9.100.000	280.000

Tabel 2.3 Resultaten voor 7,5 km diepte

	Heat in place [PJ]	Potentieel winbare warmte (5%) [PJ]
Warmte	13.000.000	635.000
Elektriciteit en warmte	13.000.000	608.000
Elektriciteit	13.000.000	459.000

Aan de hand van het Nederlandse elektriciteitsverbruik in 2008, in totaal 123 TWh, is gekeken naar hoelang geothermische elektriciteit opgewekt kan worden voor de reservoirs op zijn. Hierbij is geen rekening gehouden met de warmte flux waardoor het reservoir van onderaf opwarmt.

Bij een rendementaannee van 15% op een diepte van 5.500 m, kan het potentieel 490 jaar lang 20% van het jaarlijkse Nederlandse elektriciteitsverbruik voorzien. Bij een diepte van 7.500 m met een rendement van 20% is dit zelfs 1.074 jaar.

Deze periodes worden langer en korter indien geothermie een resp. lager of hoger percentage van het elektriciteitsverbruik gaat voorzien.

Percentage duurzame energie - Europese rekenmethode

Een andere benadering is gebruikt om het aandeel duurzame energie als percentage van het nationale eindverbruik vast te stellen volgens de Europese rekenmethode. Om het aandeel duurzame energie te kunnen berekenen moeten een aantal aannamen gemaakt worden zoals beschreven in tabel 2.4.

Tabel 2.4 Aannamen voor de berekening van het percentage duurzame energie / totale eindverbruik

Aannamen	
Potential Recoverable Heat	5%
Gebruik van geothermisch potentieel	1.000 jaar
Aandeel gebruik voor warmte	50,0%
Aandeel gebruik voor elektriciteit	50,0%
Omzettingsefficiëntie bij 5.500 meter	15,0%
Omzettingsefficiëntie bij 7.500 meter	20,0%

Aangenomen wordt dat 5% van de Heat in Place winbaar is (Potential Recoverable Heat) en de geothermische energie over een periode van 1.000 jaar wordt gebruikt. Uit een vergelijking met internationale wetenschappelijke studies blijkt dat de gebruikte aannamen een factor 7 conservatiever zijn. Verder is aangenomen dat de helft van de geothermische energie wordt ingezet voor warmte toepassingen en de andere helft van de beschikbare energie wordt ingezet voor het opwekken van elektriciteit.

Tabel 2.5 Berekening percentage duurzame energie / totale eindverbruik 2020

Toepassing	Diepte	Verdeling winbare energie	Winbaar per jaar	Nationaal eindverbruik 2020	Aandeel geothermie
Warmte	5,5 km	227.500 PJ	228 PJ	1.048 PJ	22%
Warmte	7,5 km	325.000 PJ	325 PJ	1.048 PJ	31%
Elektriciteit	5,5 km	34.125 PJ	34 PJ	490 PJ	7%
Elektriciteit	7,5 km	65.000 PJ	65 PJ	490 PJ	13%

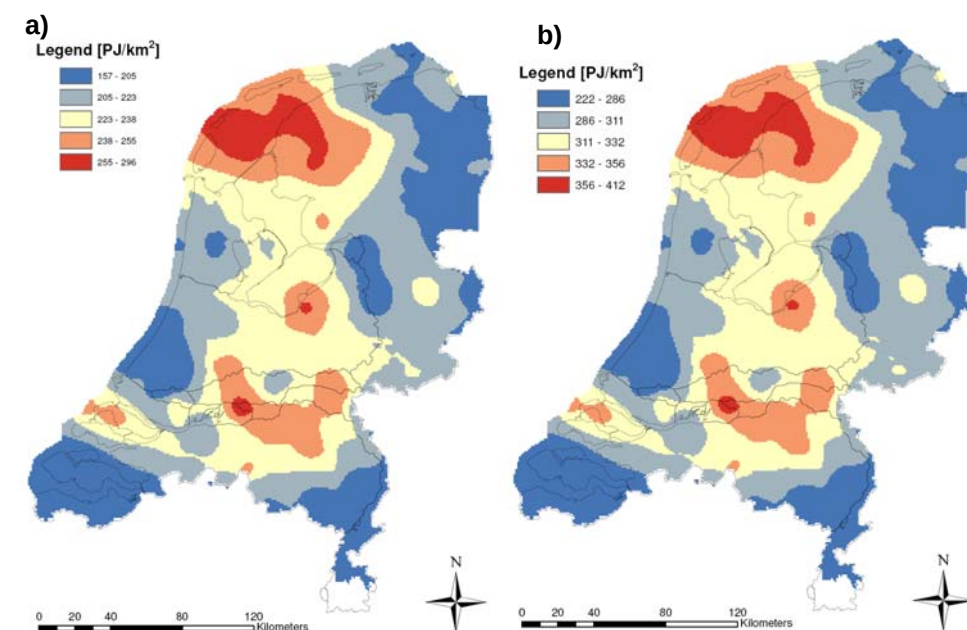
Als basis voor de berekening zijn de eerder vastgestelde Heat in Place hoeveelheden voor 5,5 en 7,5 km genomen. Vervolgens is de verdeling over warmte (50%) en elektriciteit (50%) en het winbare percentage (5%) toegepast. Daarna is de omzettingsefficiëntie voor elektriciteitsopwekking gebruikt van respectievelijk 15 en 20%. De totale hoeveelheid winbare warmte is verdeeld over 1.000 jaar en afgezet tegen het verwachte totale eindverbruik in 2020 zoals vastgelegd in het National Renewable Action Plan (NREAP) voor Nederland.

De conclusie is dat 7 tot 13% van het totale elektriciteit verbruik en 22 tot 31% van het totale warmte verbruik (cijfers NREAP voor 2020) ingevuld kan worden met diepe geothermie.

Potentie verdeling in Nederland

De potentie is niet in heel Nederland gelijk. De temperatuur op diepte is bijvoorbeeld in noordwest Friesland hoger dan in Zeeland. Hierdoor is ook de potentie anders. In figuur 2.8 is de potentie uitgedrukt in heat in place weergegeven op 5.500 en 7.500 km diepte. Deze kaarten zijn op A3 formaat opgenomen in bijlage 2.

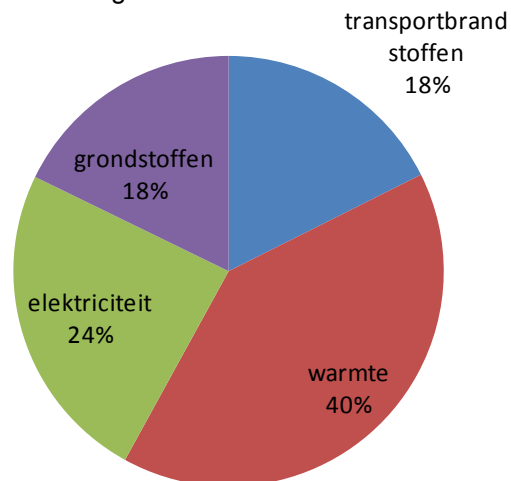
In de bijlage zijn tevens de potentiekaarten van elektriciteitsproductie en elektriciteitsproductie in combinatie met warmteafzet opgenomen.



Figuur 2.8 Heat in place op a) 5.500 m diepte; b) 7.500 m diepte.

2.5 Bovengronds potentieel

In Nederland wordt ruim 3.200 PJ aan primaire energie gebruikt per jaar (expertisecentrum warmte). Deze energie komt van olie, kolen, gas en duurzame bronnen. Ongeveer 1300PJ, oftewel ongeveer 40% wordt gebruikt voor verwarmingsdoeleinden, de rest wordt gebruikt als grondstof, voor de productie van elektriciteit en brandstof voor de transport. Dit is geïllustreerd in figuur 2.9.



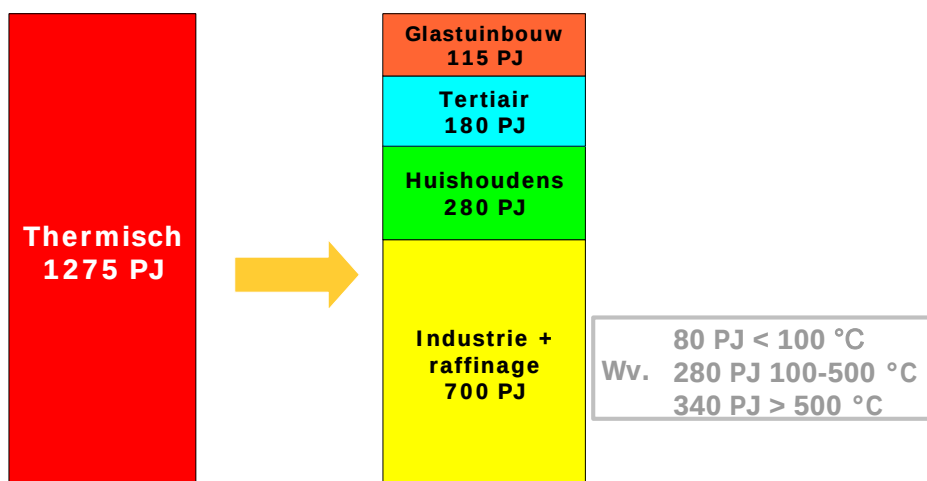
Figuur 2.9 a) Energieverbruik Nederland 2006⁵.

⁵ Bron: Nationaal expertisecentrum warmte

Warmtevraag

Op dit moment komt ongeveer 48% van de warmtevraag toe aan de industrie, 42% aan de gebouwde omgeving (waarvan 327 PJ voor huishoudens en 215 voor utiliteit) en 10% aan de landbouw (volgens expertisecentrum warmte). De totale finale warmtevraag van de industrie (incl. raffinage) bedroeg in 2006 ongeveer 560 PJ (ECN, 2008). Dit is iets minder dan door het expertisecentrum warmte gerapporteerd.

Volgens ECN zal het totale primaire energiegebruik in 2020 in Nederland zijn toegenomen naar 3.800 PJ. Ter vergelijking, in figuur 2.10 wordt weergegeven welk deel van het finale thermische energiegebruik naar verwachting plaatsvindt in de verschillende sectoren in 2020.



Figuur 2.10 Finale thermische energievraag in het GE scenario zoals gebruikt in de ECN referentieraming (Ecofys, 2007).

Voor geothermie is het van belang van welk temperatuurniveau de warmtebehoefte is. In de gebouwde omgeving en de tuinbouw is de vraag naar warmte onder de 100 °C. In deze studie wordt gericht op putten dieper dan 4 km en dus met een substantieel hogere temperatuur, die, naast stadsverwarming en koeling, ook geschikt is voor sommige industriële processen en voor elektriciteitsopwekking.

Industriële warmtelevering

Door ECN is op basis van cijfers van het Centraal Bureau voor de Statistiek van 2006 een analyse gemaakt van het energiegebruik in de industrie met name voor het aandeel warmte. De Nederlandse industrie nam in dat jaar ongeveer 42 % van het Nederlandse energiegebruik voor hun rekening. Het finale industriële energieverbruik, na omzettingsverliezen, bestaat voor 128 PJ uit elektriciteit, 552 PJ aan grondstoffen en 559 PJ aan warmte (bron: ECN). Binnen de industrie kunnen dus grote slagen gemaakt worden als het gaat over het verduurzamen van de Nederlandse energiehuishouding.

De industrie kan onderverdeeld worden in verschillende sectoren die elk hun warmtebehoefte op een eigen temperatuurniveau hebben. De sectoren met het grootste warmteverbruik zijn weergegeven in tabel 2.6.

Tabel 2.6 Warmtegebruik binnen verschillende sectoren $\pm 20\%$ (schatting ECN).

Sector	Warmtegebruik [PJ/a]	geschikt voor geothermie
Voeding & genotmiddelen	63	ja
Textiel	3	?
Papier & karton	25	ja
Chemie (anorganisch, organische, kunstmest)	261	deels
Raffinage	115	deels
Bouwmaterialen	27	-
Basismetale ferro	33	-
Basismetale non-ferro	5	-
Metaalproducten	19	-
Kunststoffen	8	-

Niet elke sector heeft warmte van hetzelfde temperatuurniveau nodig. Verschillende sectoren, zoals bouwmaterialen, metaal en delen van de raffinage, organische en anorganische basischemie, komen niet in aanmerking voor warmtelevering uit geothermie vanwege de hoge temperaturen. Geothermie kan in de andere industrietakken zeker ingezet worden voor warmtelevering. Hierbij dient te worden opgemerkt dat de industriële processen zeer waarschijnlijk aangepast moeten worden om geothermie zo optimaal mogelijk in te passen.

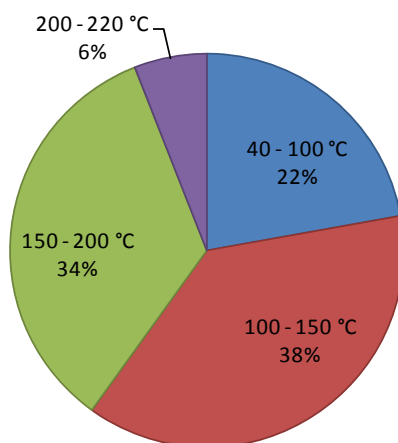
De voedingsmiddelen en papier industrie heeft warmte met een temperatuurniveau van 120-250 °C nodig. De hoogste temperaturen zijn nodig voor bakprocessen. Opwarmen van grondstoffen, indampen en drogen zijn de overige warmte-intensieve processen in deze sectoren. Over het algemeen worden de indamp- en droogprocessen aangedreven met stoom van 3 bar tot 15 bar uit een stoomketel of warmtekrachtcentrale en worden processtromen opgewarmd door middel van procesintegratie.

Hoe lager de retourtemperatuur, hoe meer vermogen er uit het geothermisch doublet gehaald kan worden. Processen waarbij opwarming vanaf omgevingstemperatuur en processen met lage stoomdrukken hebben hierdoor het meeste potentieel. Een typisch voorbeeld van processen waarbij vanaf omgevingstemperatuur wordt opgewarmd zijn convectieve droogprocessen zoals spreedrogen. De verse drooglucht wordt verwarmd tot 200°C en soms nog hoger terwijl de drooglucht na het proces vaak te vervuילend is om de warmte terug te winnen. Bij verwerking van waterige voedingsmiddelen, zoals zuivel, suiker, fruit, etc., zijn uit oogpunt van productkwaliteit lage aandrijftemperaturen (3 bar tot 5 bar) vanwege de productkwaliteit noodzakelijk.

Voor de sector voedingsmiddelen wordt het warmte potentieel, uitgaande van de warmtevraag in de zuivel en de suikerindustrie op 15 PJ geschat. Een inventarisatie van de sector kan mogelijk aanvullend potentieel opleveren.

In de papierindustrie wordt vrijwel uitsluitend stoom van 4 bar tot 15 bar gebruikt waarbij het merendeel hogere drukken. Het warmte potentieel wordt daarom op enkele PJ geschat.

In de (petro)chemie en raffinage worden destillatiekolommen gebruikt voor het scheiden van mengsels naar de afzonderlijke producten. Niet alle kolommen hebben hetzelfde temperatuurniveau waardoor een aantal kolommen voor de warmtelevering met elkaar geïntegreerd kunnen worden. Echter, niet alle kolommen kunnen worden geïntegreerd. Geothermie kan dus op verschillende temperatuurniveaus ingezet worden voor warmtelevering. Het totale vermogen van de destillatiekolommen waarvan de warmtetoevoer niet kan worden geïntegreerd met andere kolommen bedraagt naar schatting 1.510 MW. Deze gegevens zijn niet compleet, maar ze dekt waarschijnlijk 80% van de totale hoeveelheid. In figuur 11 is de verdeling hiervan over de verschillende temperatuurniveaus weergegeven.



Figuur 2.11 Verdeling van het vermogen (1.510 MW) van de destillatiekolommen (schatting ECN).

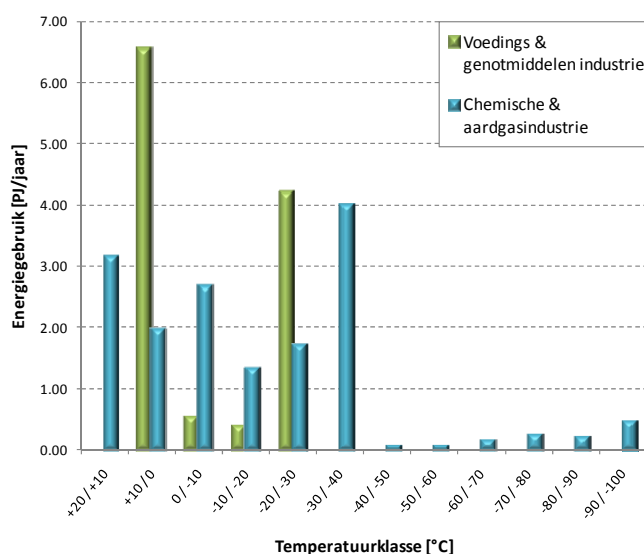
De retour temperatuur uit de (petro)chemische en raffinage industrie is nog voldoende hoog voor restwarmte levering en/of elektriciteitsproductie. Met name de kolommen die een temperatuur van 200-220 °C nodig hebben, hebben nog een voldoende hoge temperatuur voor elektriciteitsproductie via bijvoorbeeld een ORC.

Industriële koudevraag

Geothermie kan naast warmtelevering ook gebruikt worden voor absorptiekoeling. In de procesindustrie nemen de processen koelen en vriezen een belangrijke plaats in. De koeling wordt momenteel vooral geleverd door compressiekoelmachines. Met name in de voedings- en genotmiddelenindustrie en de chemische industrie wordt relatief veel energie gebruikt voor het verlagen van de temperatuur van productstromen. In de voedings- en genotmiddelenindustrie is de koude behoefte voornamelijk afkomstig uit het koelen en vriezen van bederfelijke waar om zo de houdbaarheid te verhogen. Bij de bierbrouwerijen en de subsector *margarine, vetten en oliën* vinden ook productieprocessen plaats bij lage temperaturen.

De gewenste producttemperaturen variëren tussen de -20 °C en de +15 °C (bron ECN). De totale koude behoefte in de voedings- en genotmiddelenindustrie bedraagt 12 PJ binnen de sectoren die worden genoemd in de MeerJarenAfspraken (MJA-1) Energie-Efficiency. De totale koudebehoefte in chemie en aardgasindustrie is jaarlijks 16 PJ. De koudevraag is vooral geconcentreerd rond de ammoniakproductie (temperatuur van -33°C) en de etheenproductie (temperaturen van -100°C, -35°C, -25°C). Ook op het vlak van koudelevering kan geothermie dus een rol spelen.

In figuur 2.12 is een overzicht weergegeven van de koudevraag per temperatuurklasse in de voedings- en genotmiddelenindustrie en de chemie- en aardgasindustrie. Hierin is duidelijk te zien dat 96% van de koudevraag binnen beide sectoren een minimum temperatuur van -40 °C of hoger heeft.



Figuur 2.12 Energieverbruik voor koude in de voedings- en genotmiddelenindustrie (MJA deelnemer) en de chemische- en aardgasindustrie (ECN and KWA Bedrijfsadviseurs, 2004).

Warmtevraag woningbouw

De sector woningbouw wordt onderverdeeld in nieuwbouw en bestaande bouw. Voor de woningbouwsector is de voornaamste warmtevraag in de bestaande bouw. Bij bestaande bouw is inpassing van duurzame warmte minder eenvoudig te realiseren dan bij nieuwbouw. Het aantal huizen is groot en heeft een divers karakter. Daarnaast worden investeringsbeslissingen vaak alleen op natuurlijke momenten genomen (bijvoorbeeld vervanging van de ketel) en is het zicht op en de interesse in duurzame technologie beperkt. Bij nieuwbouw is inpassing van duurzame warmte en koude technisch relatief eenvoudig te realiseren, maar vereist wel een verandering in de over het algemeen zeer conservatieve bouwkolom. Daarentegen is de warmtevraag bij bestaande bouw veelal hoger dan bij nieuwbouw en valt daar meer te verduurzamen.

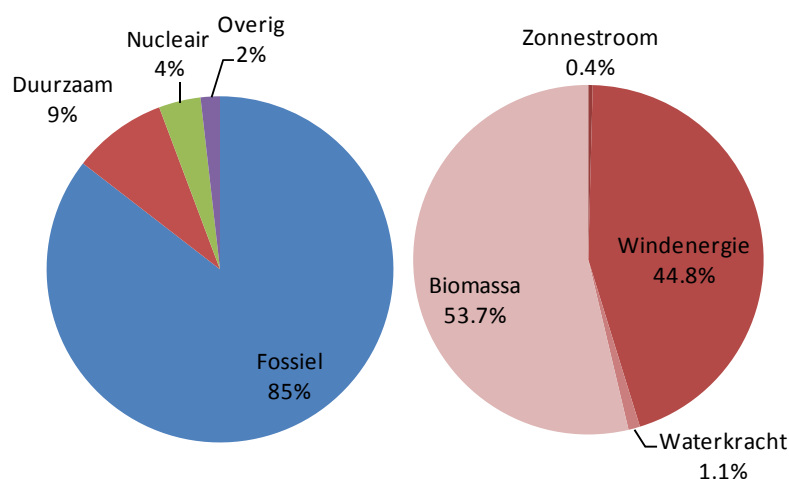
Op dit moment verbruikt een woning volgens Agentschap NL gemiddeld 1.650 m³ gas per jaar voor verwarming en warm tapwater. Dat komt overeen met een CO₂ uitstoot van gemiddeld 2,9 tonCO₂/jaar voor verwarming en warm tapwater.

Door energiebesparing bij renovatie van bestaande woningen en door het bouwen van zuinige nieuwbouwwoningen neemt de gemiddelde energievraag per woning naar verwachting af in de toekomst. Bij de huidige snelheid van energierenovatie en nieuwbouwprojecten zal de energievraag in 2020 en 2030 nog steeds voor het grootste deel plaatsvinden in de bestaande bouw.

In 2005 werd 8 PJ aan warmte geleverd via stadsverwarming (ECN, 2009).

Elektriciteitsverbruik

In 2008 is volgens het CBS 108 TWh aan elektriciteit verbruikt. Hiervan is slechts 9,5 TWh duurzaam opgewekt. Een overzicht van de verschillende vormen van elektriciteit opgewekt in 2008 is weergegeven in figuur 2.13.



Figuur 2.13 a) Bronnen van elektriciteit in Nederland in 2008; b) duurzame bronnen van elektriciteit in Nederland in 2008.⁶

Uit figuur 2.13a blijkt dat het aandeel van duurzame elektriciteit slechts 9% van het totale elektriciteitsverbruik bedraagt. Hierin spelen biomassa en windenergie de grootste rol in. Echter, geothermie kan ook ingezet worden voor elektriciteitslevering en kan dus ook een aandeel leveren in de elektriciteitsvoorziening in Nederland.

Het voordeel van geothermische elektriciteit is dat de bovengrondse potentie afhankelijk is van lokale vraag of de locatie van de hoogspanningsleidingen. De locaties van de hoogspanningsleidingen zijn weergegeven in figuur 2.14. Hieruit blijkt dat in vrijwel heel Nederland aansluiting op het hoogspanningsnet geen probleem op levert. Indien naast elektriciteit ook de warmte afgezet wordt, dient er warmtevraag op de bovengrondse locatie aanwezig te zijn.

⁶ © Centraal Bureau voor de Statistiek, Den Haag/Heerlen 2010



Figuur 2.14 Locatie hoogspanningsleidingen (rood).

2.6 Vergelijking potentiëlen

Uit de ondergrondse inventarisatie blijkt dat de ondergrond potentieel biedt voor geothermie dieper van 4 km. De potentie is voornamelijk afhankelijk van de mogelijkheid om een goed reservoir te ontwikkelen. De heat in place laat namelijk zien dat de warmte overal wel aanwezig is, al is de potentie op sommige locaties hoger dan andere. Het is echter nog niet duidelijk hoeveel van die warmte winbaar is. Dit hangt o.a. af van het gesteente. De kennis van de diepe ondergrond nog te beperkt om bijvoorbeeld te kunnen zeggen waar in Nederland op 7 km diepte een bepaald gesteente voorkomt.

Bovengronds is voldoende energievraag aanwezig binnen de verschillende toepassingsgebieden waarvoor geothermie ingezet kan worden. De potentie voor warmte en koude levering is gebonden aan de locatie van de vraag, de potentie voor elektriciteitslevering alleen als naast elektriciteitsproductie ook de restwarmte afgezet wordt.

Uit de beschikbare gegevens wordt geschat dat 70 % van de bovengrondse potentie overeenkomt met de ondergrondse potentie. Op de locaties waarbij geen warmtevraag is, is elektriciteitsproductie zonder warmtelevering verondersteld waardoor het ondergrondse potentieel alsnog benut wordt.

Om de overeenkomst tussen de boven- en ondergrondse potentie met meer zekerheid te kunnen bepalen zijn meer gegevens van de onder- en bovengrond nodig. In het kader van deze studie was onvoldoende informatie beschikbaar over de exacte locatie van de bovengrondse vraag. Bovengronds dienen de locaties van de warmte- en elektriciteitsvraag in meer detail in beeld gebracht te worden. Geadviseerd wordt het gebruik van bovengrondse potentiekaarten voor warmte, koude en elektriciteit in combinatie met de ondergrondse kaarten om een goede inschatting te kunnen maken. Echter de locaties van de breuksystemen in Nederland, evenals die van de Kolenkalk Groep komt reeds overeen met locaties van de papier-, zuivel-, en een deel van de chemische industrie.

3 Ondergrondse stimulatietechnieken

Gesteentes op grote dieptes worden door de druk van het bovenliggend gesteente samengedrukt. Hierdoor nemen de reservoir eigenschappen zoals de porositeit en de doorlatendheid af met de diepte. Met name de doorlatendheid is bepalend voor de hoeveelheid water, en dus het thermisch vermogen, wat uit het gesteente onttrokken kan worden. De doorlatendheid kan op verschillende manier worden vergroot. Deze manieren en hun methodes en voor- en nadelen worden in dit hoofdstuk besproken. Tevens wordt aangegeven hoever de ontwikkeling van deze technieken is voor de toepassing in de Nederlandse ondergrond.

3.1 Thermische stimulatie

Gesteentes kunnen worden gestimuleerd door in het hete gesteente koud water te injecteren. Deze methode is gebaseerd op krimpen of uitzetten van gesteente door plotselinge toe- of afname van de temperatuur. Door de plotselinge afkoeling zal het gesteente gaan krimpen waardoor een netwerk van scheuren ontstaat. Dit scheurnetwerk zorgt ervoor dat de stromingsweerstand in de formatie verlaagd wordt en de doorlatendheid dus wordt vergroot. Het water zal hierdoor makkelijker naar de onttrekkingsput stromen waardoor minder pompenergie nodig is om het water te onttrekken en injecteren.

Thermische stimulatie begint doorgaans met watercirculatie door de put wat gevolgd wordt door het injecteren van het koude water in het reservoir. Dit wordt gewoonlijk gedaan onder iets hogere druk dan de druk van het reservoir. Het injecteren van het koude water wordt veelal onderbroken door periodes van rust. In deze periodes kan het water opwarmen naar de temperatuur van zijn omgeving.

Thermische stimulatie kan alleen succesvol worden toegepast indien het temperatuursverschil tussen het gesteente en het te injecteren water voldoende is. Dit betekent dat de temperatuur op diepte zeer hoog moet zijn. Thermische stimulatie heeft als voordeel dat er geen andere vloeistof nodig is dan water. Ook zijn er veelal geen proppants⁷ nodig om na de stimulatie de scheuren open te houden.

Thermische stimulatie is reeds toegepast in verschillende geothermische projecten in de wereld. Echter, deze projecten zijn veelal hoge enthalpie systemen waarbij een voldoende hoog temperatuursverschil bereikt kan worden.

3.2 Chemische stimulatie

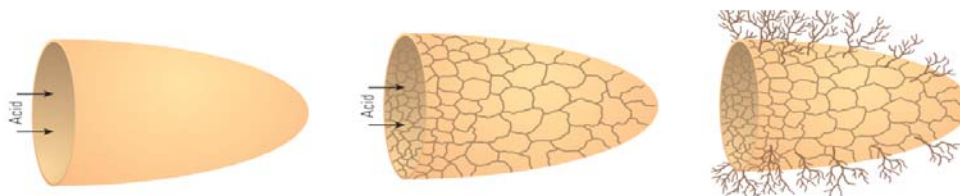
Gesteentes bestaan uit verschillende soorten mineralen. Door het toevoegen van bepaalde vloeistoffen aan het reservoir, bijvoorbeeld zuur, lossen verschillende mineralen in het gesteente op. Hierdoor wordt de doorlatendheid vergroot.

⁷ Proppants: materiaal wat de scheuren ingepompt wordt zodat deze open blijven voor vloeistofstromingen

Chemische stimulatie kan op verschillende schalen worden toegepast. In kalkstenen, bijvoorbeeld, kunnen grote matrix stimulaties worden toegepast waarbij het doel is de productiviteit van het gehele reservoir te verbeteren. Deze techniek kan ook gebruikt worden als het gesteente geen kalksteen is, maar toch een grote hoeveelheid calcium in de matrix bevat. Chemische stimulatie kan tevens worden toegepast op andere reservoirs om secundaire mineralen in reeds aanwezige breuken en/of scheuren te verwijderen. Chemische stimulatie kan ook worden gebruikt om neergeslagen mineralen in de put of de putmond te verwijderen.

Tijdens chemische stimulatie wordt eerst een vloeistof onder iets hogere druk dan die in het reservoir heerst, in het reservoir gepompt om scheuren rond de put te creëren. In de scheuren wordt dan het zuur geïnjecteerd. Door de ongelijke verdeling van het zuur lossen sommige delen meer op dan andere. Wanneer het zuur dan naar boven gepompt wordt, blijven de opgeloste delen openstaan doordat de minder opgeloste delen op elkaar rusten (Al-Anzi et al., 2003).

Het succes van chemische stimulatie hangt voornamelijk af van de afstand die het zuur vanaf het boorgat kan bereiken. Het zuur moet daarbij gelijk verdeeld worden over de formatie, anders heeft het zuur al vlakbij de put gereageerd en worden zogenaamde wormholes gevormd, zie figuur 3.1. Deze wormholes dragen niet significant bij aan het verhogen van de doorlatendheid. Hoe verder het zuur in de formatie door dringt, hoe meer gesteente er gestimuleerd wordt. Hierdoor hangt het sterk af van de reservoir eigenschappen en de temperatuur welk zuur en toevoegingen gekozen worden. Zoutzuur en waterstoffluoride zijn veel gebruikte zuren voor het oplossen van kalk en silicaten, respectievelijk.



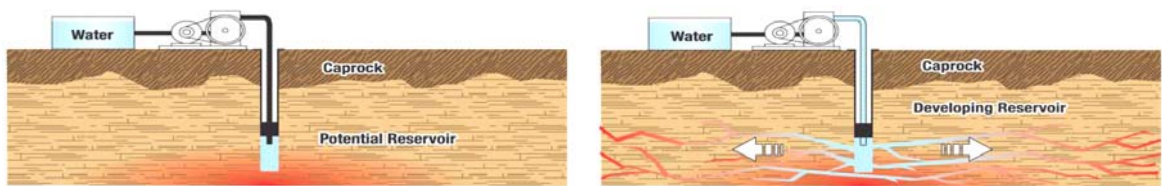
Figuur 3.1 Overzicht van chemische stimulatie met zuur. Van links naar rechts; zuur wordt in de scheur gepompt, de scheuren worden geëet en het zuur creëert wormholes (Al-Anzi et al., 2003).

Het voordeel van chemische stimulatie is dat het een 'zachte' manier van stimuleren is. Bij chemische stimulatie wordt geen seismiciteit waargenomen. Een mogelijk nadeel van de chemische stimulatie is de problemen die op kunnen treden bij het vervoer en het verwerken van het zuur tijdens de stimulatie. Hiervoor dienden extra maatregelen te worden getroffen.

Chemische stimulatie is in de olie en gas industrie een veel gebruikte manier om de doorlatendheid rondom de put te verhogen. De techniek wordt reeds vele jaren toegepast. De toepasbaarheid van deze stimulatietechnieken in de Nederlandse ondergrond hangt met name af van de gesteentesamenstelling op een bepaalde locatie en diepte.

3.3 Hydraulische stimulatie

Hydraulische stimulatie, ook wel fraccen genoemd, werd het eerst toegepast in de olie industrie in 1948 (Fokker, 2006). Bij hydraulische stimulatie wordt onder hoge druk een vloeistof het reservoir ingepompt. Door de hogere druk breekt het gesteente en ontstaan scheuren in het gesteente. Een voorbeeld is weergegeven in figuur 3.2. Deze scheuren kunnen de doorlatendheid van het reservoir aanzienlijk verbeteren, afhankelijk van de eigenschappen van het gesteente.



Figuur 3.2 Voorbeeld van hydraulic fracturing met water als vloeistof (Department of Energy, 2004).

Tijdens het uitvoeren van een stimulatie, wordt een interval in het boorgat afgesloten. Vervolgens wordt een deel van het gesteente geperforeerd om ervoor te zorgen dat de scheuren zich op de juiste plekken ontwikkelen. Vervolgens wordt de vloeistof het gesteente ingepompt met een druk en snelheid die de sterkte van het gesteente overkomen. Hierdoor breekt het gesteente en ontwikkelt zich een scheur.

Er zijn twee verschillende soorten van hydraulische stimulatie te onderscheiden;

1. Conventioneel
2. Waterfraccen

Bij de conventionele manier van hydraulische stimulatie wordt dikwijls een polymeer gel of een andere viskeuzere vloeistof gebruikt. Bij waterfraccen wordt water gebruikt als vloeistof. Waterfraccen is goedkoper dan conventioneel fraccen en het hangt af van de gesteente eigenschappen welke methode het effectiefste is. Conventioneel fraccen wordt voornamelijk toegepast in gesteentes met van origine een redelijke doorlatendheid, in de orde van 10-50 milliDarcy. De viscositeit van de vloeistof zorgt ervoor dat voldoende druk kan worden opgebouwd om scheuren te maken. Waterfracs worden toegepast in gesteentes met lagere doorlatendheid waarbij het gesteente dusdanige eigenschappen heeft dat het water in slechts beperkte mate het gesteente infiltreert.

Na het ontwikkelen van de scheuren wordt bij conventioneel fraccen proppant het gesteente ingepompt. Dit zijn korrels van bijvoorbeeld zand of keramiek die ervoor zorgen dat de gecreëerde scheuren open blijven voor stroming van gas, olie of water. Indien het gesteente naast het openen ook deels verschuift, passen de twee kanten van de scheur niet meer precies op elkaar. Hierdoor blijven openingen aanwezig waardoor het water makkelijker kan stromen. Het gesteente moet wel voldoende hard zijn, zoals bijvoorbeeld kristallijn gesteente, om te voorkomen dat de scheuren alsnog dichtgedrukt worden.

De mate van succes van hydraulisch stimuleren is afhankelijk van de gesteente eigenschappen en de stress/spanning in de ondergrond. De spanning in de ondergrond bepaald namelijk in welke richting de scheuren zich zullen ontwikkelen. De scheuren zullen zich altijd openen in de richting van de minimale spanning. Dit betekent dat voor aanvang van een project en gecontroleerd voor aanvang van de stimulatie, de stressrichtingen en groottes ter hoogte van het reservoir in beeld moeten worden gebracht.

Het voordeel van hydraulische stimulatie is het bereik van de gestimuleerde formatie rondom de put. Deze is vele malen groter dan als een formatie chemisch gestimuleerd wordt en kan oplopen tot enkele honderden meters tot kilometers. Tijdens het fraccen worden kleine bevingen, geïnduceerde microseismiciteit, waargenomen. Deze kleine bevingen worden veroorzaakt door het openen van de scheuren en zijn aan het oppervlak veelal niet voelbaar. Door deze bevingen te monitoren, kan de afmeting van het gestimuleerde reservoir bepaald worden. Het is echter mogelijk dat grotere bevingen veroorzaakt worden, die wel aan het oppervlak voelbaar zijn. Dit kan onrust onder de bevolking en mogelijk ook lichte schade aan gebouwen opleveren. Als een reservoir hydraulisch gestimuleerd wordt wat vlakbij een natuurlijk breuksysteem ligt, is daarnaast de kans aanwezig dat door de verandering in spanning in de ondergrond een natuurlijke beving in dit natuurlijk breuksysteem veroorzaakt wordt. Dit is gebeurd in het geothermisch project in Basel in 2006 waar een beving van 3,4 op de schaal van Richter werd veroorzaakt. Hierbij dient te worden opgemerkt dat andere diepe geothermische systemen in het buitenland, zoals Landau en Unterhaching in Duitsland, wel voelbare, maar geen schadelijke aardbevingen hebben veroorzaakt.

Geïnduceerde en veroorzaakte seismiciteit kan een probleem vormen voor het ontwikkelen van diepe geothermie in Nederland. Het is daarom belangrijk dat een studie uitgevoerd wordt naar de grootte van het risico van seismiciteit om het probleem in perspectief te kunnen plaatsen. Hierbij dient dan ook een methode ontwikkeld te worden om dit risico voor toekomstige projecten in te kunnen schatten. Tevens dient gekeken te worden naar methodes waarmee de seismiciteit onder controle te houden is. Met dergelijke onderzoeken is in het buitenland, bijvoorbeeld Zwitserland, reeds ervaring opgedaan.

3.4 Overige

De verschillende methodes kunnen tevens worden gecombineerd om het reservoir optimaal te stimuleren. Hierbij kan gedacht worden aan waterfraccen waarbij een zuur is toegevoegd aan het water. Een ander voorbeeld is eerst waterfraccen en vervolgens het toepassen van chemische stimulatie. Tenslotte kan waterfraccen goed gecombineerd worden met thermische stimulatie. Proppants kunnen, indien nodig, toegevoegd worden.

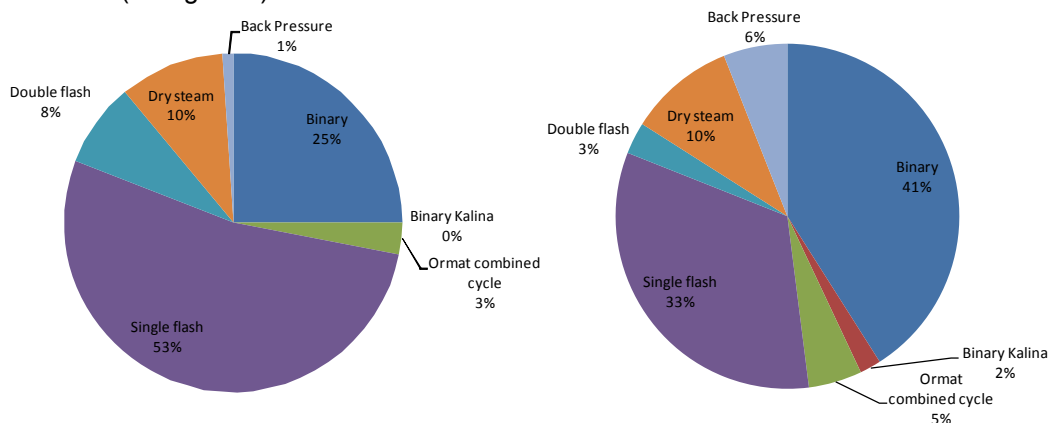
4 Bovengrondse technieken

4.1 Elektriciteitsproductie

Wereldwijd staat meer dan 10 GW aan geothermisch elektrisch vermogen opgesteld (Bertani, 2007). Het grootste deel van dit opgesteld vermogen is te vinden op plekken waar de geothermische gradiënt veel hoger is dan het gemiddelde. Bekende locaties zijn IJsland, Nieuw Zeeland, Indonesië, Filippijnen en Italië. In totaal wordt wereldwijd meer dan 56 TWh per jaar aan elektriciteit uit geothermie geproduceerd. Geothermische elektriciteitsproductie is dus niet nieuw. Sinds een aantal jaar gaat veel aandacht uit naar elektriciteitsproductie uit geothermie door middel van een binair systeem, waarbij gebruik wordt gemaakt van lage temperatuurniveaus, zoals in Duitsland, Griekenland en Oostenrijk.

Voor elektriciteitsopwekking met geothermie in Nederland moet de temperatuur op maaiveldniveau ongeveer 100 °C bedragen. Bij een gemiddelde geothermische gradiënt in Nederland van 30 °C/km moet daarom water onttrokken worden uit een laag op meer dan 3.000 meter diepte.

Er zijn verschillende technieken om elektriciteit op te wekken van een geothermische bron. Het merendeel van het opgesteld vermogen van geothermische centrales maakt gebruik van de conventionele stoomcyclus met single flash. Maar als men het aantal gerealiseerde eenheden beschouwd, dan is de meest gebruikte techniek de binaire cyclus (zie figuur 1).



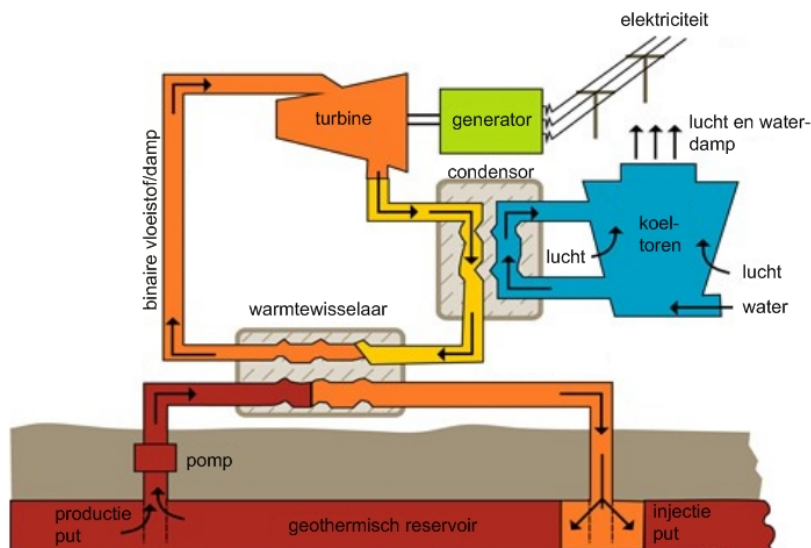
Figuur 4.1 Gebruikte technieken om elektriciteit op te wekken met behulp van een geothermische bron. Links op basis van opgesteld vermogen en rechts op basis van aantal units (Bertani, 2008).

Het hangt mede van de temperatuur van een geothermisch reservoir af welke techniek het meest geschikt is. Bij een temperatuurrange tot 190 °C wordt elektriciteit doorgaans opgewekt met een binair systeem. Daarboven kan een conventionele stoomcyclus (flash steam) worden ingezet. In de hiernavolgende paragrafen wordt dieper ingegaan op de verschillende technieken voor elektriciteitsproductie.

Binair systeem

Als de temperatuur relatief laag is, in de orde van 100-190°C (of als het geothermische water te schadelijk is om in direct contact te komen met het materiaal van de installatie), dan kan een binair systeem (Organic Rankine Cycle (ORC) of een Kalina cycle) gebruikt worden voor elektriciteitsproductie uit geothermie. Een binair systeem heeft twee gesloten cycli, één voor het geothermische water en één voor de werkvloeistof. In figuur 4.2 wordt een schematische weergave getoond van een binair systeem.

Tussen de twee cycli wordt de warmte uitgewisseld middels een warmtewisselaar. De werkvloeistof heeft een lagere kooktemperatuur dan water, waardoor er bij een lagere temperatuur een faseovergang plaatsvindt van de vloeibare fase naar de gasfase. Naast de geothermische cyclus en de ORC is ook een cyclus nodig voor koeling (in het plaatje weergegeven als een koeltoren). Hiermee wordt het rendement van elektriciteitsopwekking uit warmte vergroot.



Figuur 4.2 Schematische voorstelling van een binair systeem

Bij een ORC bestaat de werkvloeistof vaak uit een koolwaterstof verbinding. Een andere vorm van een ORC is de Kalina cyclus. Bij de Kalina wordt een mix van water en ammonia gebruikt als werkvloeistof. De samenstelling van de mix verandert in de cyclus, waardoor er een hoger elektrisch rendement gehaald kan worden.

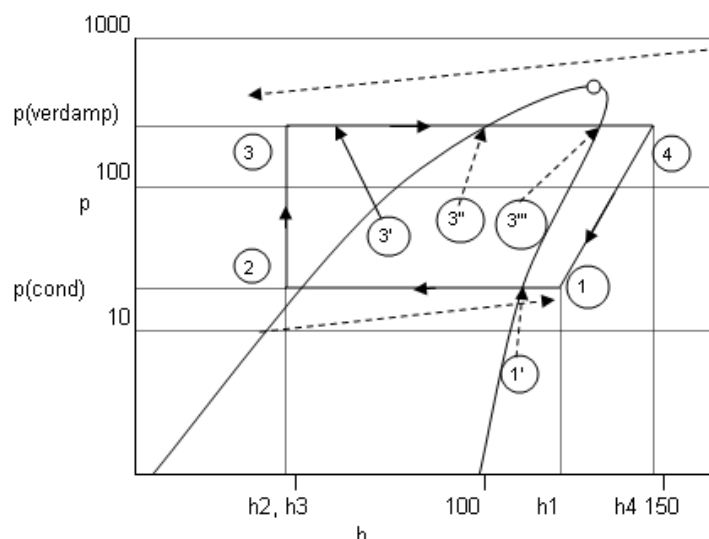
Tot op heden zijn er maar enkele Kalina centrales gebouwd op de wereld (tegenover vele ORC installaties), waardoor het verwachte hogere rendement van Kalina zich nog niet in grote mate heeft kunnen bewijzen.

Met de thermodynamische tabellen van de werkvloeistoffen kan worden berekend hoeveel elektriciteit wordt gegenereerd bij een bepaalde temperatuur. Naast de thermodynamische eigenschappen van de vloeistoffen moet bij de toepassing rekening worden gehouden met andere aspecten zoals de beschikbaarheid van de werkvloeistof en de giftigheid van een werkvloeistof. In sommige gevallen zullen extra veiligheidsmaatregelen moeten worden getroffen (bijvoorbeeld bij ammoniak).

Het is mogelijk om van het afgekoelde geothermische water of/ en met het opgewarmde koelwater nabijgelegen woningen of andere warmtegebruikers van duurzame restwarmte uit de centrale te voorzien. Om warmteafnemers van de juiste temperatuur te voorzien is het wel nodig dat de centrale hier rekening mee houdt. Als een temperatuur van meer dan 65°C nodig is (wat voor stadsverwarming vaak het geval is), dan neemt de elektriciteitsproductie iets af ten behoeve van deze restwarmtelevering.

Thermodynamica van elektriciteitsopwekking

De werkvloeistof wordt door het warme geothermische water opgewarmd in de warmtewisselaar. Hierdoor neemt de energie-inhoud van de vloeistof toe bij gelijkblijvende druk en verandert de werkvloeistof in damp. De damp gaat naar de turbine en produceert elektriciteit, waarna het wordt afgekoeld in de condensor en weer overgaat in vloeistof. De werkvloeistof wordt hierna opnieuw door de warmtewisselaar geleid en de cyclus start van voren af aan. In figuur 4.3 wordt de cyclus weergegeven van een werkvloeistof in een ORC. In het log p–h diagram (hierin staat de druk op logaritmische schaal tegen de enthalpie weergegeven) wordt de werking per stap in de ORC toegelicht.



Figuur 4.3 Cyclus van het werkmedium in een Organic Rankine Cycle weergegeven in een log p–H diagram.

1. Warmtelevering geothermie aan ORC: De werkvloeistof wordt in de warmtewisselaar door het warme geothermisch water opgewarmd van de vloeistof- naar de dampfase (nr. 3' tot en met 4).
Eerst vindt verwarming van de vloeistof plaats tot het de verdampingstemperatuur (behorende bij de specifieke druk) bereikt (nr. 3''). Vervolgens vindt de verdamping plaats (van nr. 3'' tot 3'''). Tenslotte wordt de damp oververhit (nr. 3''' tot 4).

2. Expansie in de turbine: De oververhitte damp wordt geleid naar de turbine waar het expandeert. Bij de expansie worden de schoepen van de turbine aangedreven, die vervolgens een generator aandrijft. Hier vindt de productie van elektriciteit plaats. Nadat de damp de turbine heeft doorlopen is het in druk en enthalpie verlaagd. De mechanische arbeid die de turbine heeft geleverd is gelijk aan het verschil in enthalpie tussen de intredende en uitredende damp ($h_4 - h_1$)
3. Condensorwarmte afvoer: De damp (nu op lagere druk) heeft nog een hoeveelheid latente warmte die nuttig gebruikt kan worden ($h_1 - h_1'$). Door deze warmte aan te bieden aan de werkvloeistof die op hogere druk naar de warmtewisselaar wordt geleid (van 3 naar 3') wordt het rendement van de ORC geoptimaliseerd. Nadat de latente warmte is overgedragen, bevindt de damp zich op een lage temperatuur en druk en zal er condensatie van de damp plaatsvinden naar de vloeistoffase (nr. 1' naar 2). Hierbij komt veel warmte vrij, maar door het druk- en temperatuurniveau kan deze warmte doorgaans niet meer nuttig worden gebruikt. Deze warmte zal aan de buitenlucht of oppervlakte water worden afgevoerd. In de studie is uitgegaan van de mogelijke afvoer door middel van droge koelers, zeewater en natte koeltorens.
4. Drukverhoging: Na afvoer van de condensorwarmte wordt de vloeistof door middel van een pomp in de druk verhoogd (nr. 2 naar 3) en voorverwarmd (nr.3 naar 3') en komt de vloeistof weer voor de warmtewisselaar, waarmee de cyclus doorlopen is en het proces weer op nieuw begint.

Rendement

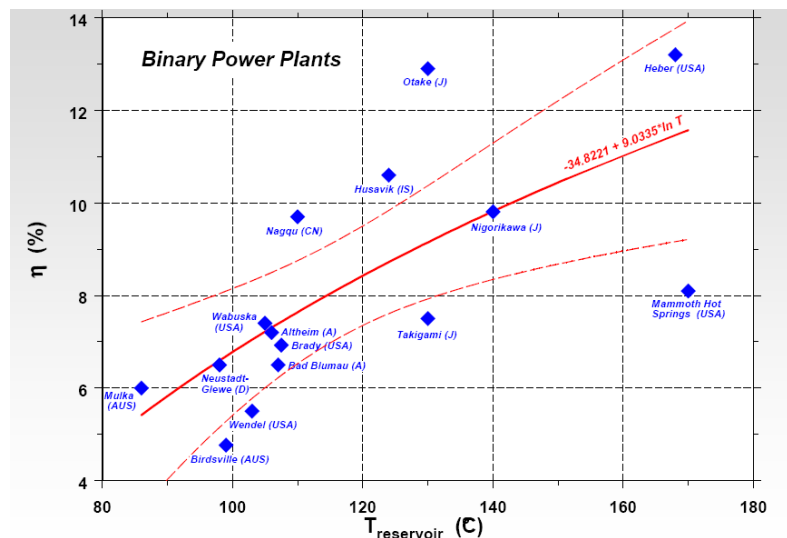
Het rendement van de ORC wordt bepaald door de elektriciteit die door de turbine wordt opgewekt en het geothermisch vermogen dat in de warmtewisselaar aan de ORC wordt aangeboden.

Het maximaal vermogen wordt bereikt wanneer de warmte op een zo hoog mogelijk temperatuurniveau (verschuiving omhoog van lijn 3-4 in figuur 4.3) wordt aangeboden en een zo laag mogelijk temperatuurniveau (verschuiving omlaag van lijn 1-2) wordt afgevoerd. Het is de kunst om die werkvloeistof te vinden voor de ORC die bij een bepaalde aangeboden warmte maximale elektriciteit genereert.

Er zijn werkvloeistoffen die beter presteren bij hogere temperatuurintervallen en andere die beter presteren bij lage temperatuurintervallen. Het is van belang voor iedere specifieke situatie de meest optimale werkvloeistof te vinden die bij een bepaalde aangeboden warmte maximale hoeveelheid elektriciteit genereert.

Voor een groot temperatuurtraject (bijvoorbeeld een traject van 180 °C naar 65 °C) kan dat betekenen dat het plaatsen van meerdere ORC units met verschillende werkvloeistoffen de meeste elektriciteit genereert.

Het rendement van een ORC of Kalina centrale is in de orde van 5-20% en is sterk afhankelijk van de temperatuur. In figuur 4.4 staan de rendementen weergegeven van verschillende ORC centrales in de wereld.



Figuur 4.4 Het elektrisch rendement van een ORC of Kalina is afhankelijk van de temperatuur vanuit geothermie (Clauser, 2008).

Nadat de werkvloeistof (of het geothermische water in het geval van een flash steam centrale, zie onder) door de turbine is geleid, treedt stoom op bij een lage druk en temperatuur. Om het medium weer terug te brengen naar de vloeistoffase, zodat de cyclus weer opnieuw kan plaats vinden, dient condensorwarmte afgevoerd te worden (zie punt 4 bij de figuur 4.3). Voor een zo hoog mogelijk elektrisch rendement is het van belang om de condensorwarmte op een zo laag mogelijk temperatuurniveau af te voeren. Het temperatuurniveau van deze warmte ligt dichtbij de omgevingstemperatuur, waardoor warmte niet nuttig kan worden aangewend. De warmte moet worden afgevoerd en dit kan op drie verschillende manieren:

1. Condensorwarmte afvoer via water. Bij waterkoeling is het mogelijk een natuurlijke waterbron te gebruiken, zoals een rivier, de zee of een meer, of om drinkwater te gebruiken in een koeltoren.
2. Condensorwarmte afvoer via natte koeltorens, met behulp van drinkwater.
3. Condensor warmteafvoer via droge koelers. Voor deze manier van koelen is geen water nodig.

In landen met een koude omgevingstemperatuur is het rendement van elektriciteitsopwekking dus hoog.

Bruto en netto

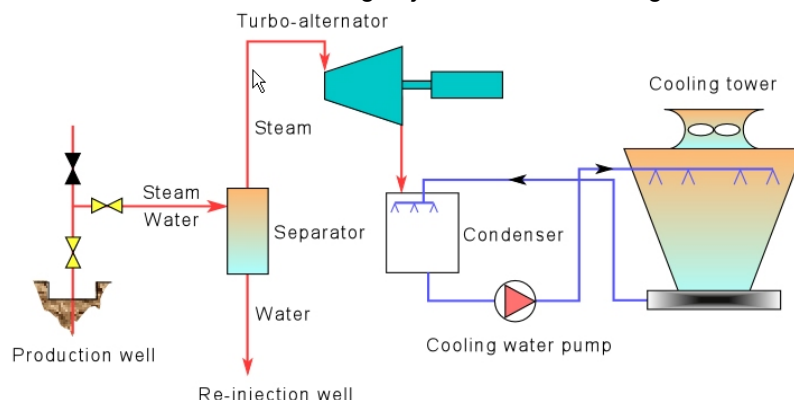
Voor binaire systemen geldt dat een aanzienlijk deel van de geproduceerde elektriciteit gebruikt wordt voor interne pompen. De grootste hiervan is de pomp om voldoende geothermisch water naar het oppervlak te brengen. Daarnaast is een pomp nodig voor de werkvloeistof en voor koeling.

Het totaal geïnstalleerd vermogen, oftewel het bruto vermogen, kan dus deels ingezet worden om deze interne pompen van stroom te voorzien. De hoeveelheid elektriciteit die daarna over is, oftewel de netto productie, kan aan het net worden geleverd. Hier is voor gekozen om kostprijs over de bruto elektriciteitsproductie te beschouwen en elektra voor pompen van het net in te kopen.

Flash steam

Wereldwijd de meest gebruikte techniek om elektriciteit op te wekken uit geothermie is de flash steam techniek. In figuur 4.5 staat een schematische weergave van een flash steam centrale. De warmte vanuit geothermische bronnen komt op maaiveldniveau beschikbaar in de vorm van water onder hoge druk en temperatuur. Door dit water in een drukscheider te verlagen ontstaat er een mix van water en stoom (het zogenaamde 'flashen'). Dit kan in één (single flash) of meerdere (double flash) stadia.

De stoom wordt vervolgens naar een stoomturbine geleid die een generator aandrijft en daarmee elektriciteit produceert. Daarna wordt de stoom afgekoeld in een condensor met lucht of water. Het condensaat wordt teruggevoerd naar de injectiebron, waar het samen met de afgescheiden vloeibare fase wordt geïnjecteerd in de ondergrond.



Figuur 4.5 Schematisch voorstelling van een flash steam centrale (EGEC, 2007).

Een voordeel van dit systeem is, dat er bij hoge temperaturen boven 200°C relatief hoge rendementen te behalen zijn. Echter bij temperaturen rond de 180-200°C is er relatief veel debiet nodig om eenzelfde rendement als een ORC te behalen.

Een nadeel van de flash steam is dat niet-ververhitte stoom direct door de turbine wordt geleid. Bij het expanderen hiervan zal een deel van de stoom al in de turbine condenseren.

Hierdoor kan door de ontstane waterdruppeltjes cavitatie bij de laatste loop en schoeperij van de turbine ontstaan. Dit is schadelijk voor het materiaal en verhoogt de kosten voor onderhoud en vervanging aanzienlijk.

Een ander nadeel van een dergelijk systeem is de neerslag van mineralen uit het geothermisch water. Het water is in de ondergrond in evenwicht met het gesteente waardoor verschillende mineralen in het water opgelost zijn.

Als het water dan geflashed wordt, in de centrale of in de put kan een groot deel van de mineralen neerslaan waardoor de put of een deel van de centrale verstopt raakt. De samenstelling van het water hangt sterk af van de locatie en kan pas met zekerheid vastgesteld worden als er een watersample is. Het voordeel van het laten flashen in de put Onderzoek is nodig naar de chemische samenstelling van de geothermische bron, alvorens voor deze techniek te kiezen.

Ontwikkelingen elektriciteitsproductie uit geothermie

ORC is een volwassen techniek. Wel zijn er nog steeds ontwikkelingen gaande op het vlak van lage temperatuur elektriciteitsproductie met binaire systemen om het rendement te verbeteren en de geschikte temperatuurrange naar beneden te brengen.

LowBin⁸ is een Europees project, gesponsord door FP6, waar de afgelopen jaren geëxperimenteerd is met elektriciteitsproductie uit zeer lage temperatuur tot 65°C. Binnen het project is geprobeerd het energetisch rendement en de markt voor lage temperatuur elektriciteitsproductie te verbeteren, door onderzoek, experimenten met binaire systemen, demonstratie in 2 pilot centrales en evaluaties.

Daarnaast is er recentelijk een Geothermal Technology Panel⁹ opgericht binnen het European Technology Platform. Het panel is opgesplitst in een panel voor geothermische warmte en koude en een voor geothermische elektriciteitsproductie. Binnen de laatste is lage temperatuur elektriciteitsproductie een aandachtsgebied.

Ruimtebeslag

Het bovengrondse ruimtebeslag van een geothermische elektriciteitscentrale is zeer gering. Voor een geothermische elektriciteitscentrale is een ruimte nodig van 400 m² per GWh (Lund, 2007). Gedurende 30 jaar, de tijdsperiode die vaak gebruikt wordt voor het vergelijken van de life cycle gevolgen van andere elektriciteitsbronnen, is deze oppervlakte minder dan fossiele en duurzame elektriciteitsproductie.

4.2 Koeling

Voor koeling zijn verschillende technieken mogelijk, zoals compressiekoeling, vrije koeling, WKO, absorptiekoeling en adsorptiekoeling. Voor koeling met geothermie is absorptiekoeling de meest logische techniek door het beschikbare temperatuurregime en het feit dat absorptiekoeling een volwassen techniek is.

In woningen vindt meestal geen koeling plaats, met uitzondering van woningen met airconditioning (compressiekoelmachine) of WKO systemen (open of gesloten). In de utiliteit wordt veelal gekoeld met compressiekoelmachines, maar er vindt wel een verschuiving plaats naar WKO. In de industrie wordt het meeste gekoeld met compressiekoeling, ook als temperaturen van beneden het vriespunt nodig zijn.

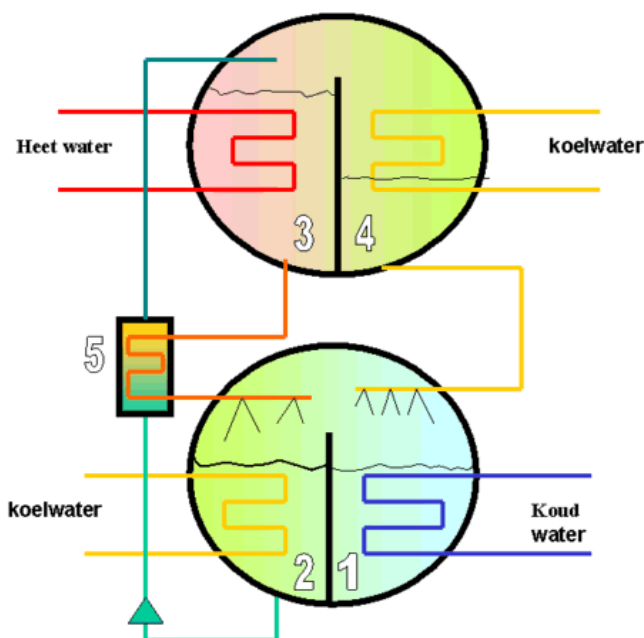
⁸ <http://www.lowbin.eu/overview.php>

⁹ <http://www.rhc-platform.org/cms/index.php?id=47>

In het laatste geval wordt een andere koelvloeistof (vaak ammoniak) gebruikt. Door de brede toepassing van compressiekoeling in verschillende sectoren is deze techniek als referentie gekozen.

Absorptiekoeling en adsorptiekoeling

Bij absorptiekoelmachines wordt gebruik gemaakt van het feit dat een vloeistof bij verdamping warmte opneemt en bij condenseren op een hogere temperatuur deze warmte weer afgeeft. Er wordt gewerkt met hygroscopisch effect van een absorbent en met warmte als energiebron. Er is dus geen compressor nodig. De meeste absorptiekoelmachines werken met water en het zout lithiumbromide. In figuur 4.6 is een absorptiekoelmachine schematisch weergegeven.



Figuur 4.6 Schema absorptiekoelmachine

Het water is het koudemiddel en verdampt onder vacuüm in de verdamper (1) van de koelmachine (zie figuur 4.6) bij lage temperatuur. Het verdampen wordt bereikt door de aantrekkingskracht van een sterke wateroplossing met lithiumbromide in de absorber (2), die in openverbinding staat met de verdamper. De oplossing in de absorber trekt waterdamp aan net zoals keukenzout vochtig wordt als het zoutvaatje open blijft. Om het proces gaande te houden, moet de concentratie zout in de absorber op peil blijven en moet er steeds vers water naar de verdamper gaan. Vanuit de absorber wordt daarom vloeistof naar de generator (3) gepompt, waar water uitgedampt wordt door toevoer van warmte. De geconcentreerde vloeistof stroomt terug naar de absorber en wisselt warmte uit met de oplossing uit de absorber in een warmtewisselaar (5). De waterdamp uit de generator wordt weer neergeslagen tot water in de condensor(4) met behulp van koelwater. Dit water kan weer terug naar de verdamper.

De absorptiekoelmachine met lithiumbromide, die in Azië al een groot aandeel heeft in de totale koelmachinemarkt, is beperkt in het toepassingsgebied. De laagst bereikbare temperatuur van het koude water is 4,5 °C.

Dat is prima voor airconditioning en koud water systemen in de industrie, maar niet voor invriezen, koelcellen en ijswatersystemen. Hiervoor zijn absorptiekoelmachines op ammoniak wel geschikt. Deze hebben een temperatuurrange van -40°C tot + 20°C en worden toegepast op schaalgroottes van enkele tientallen kW tot tientallen MW. Absorptiekoelmachines op ammoniak worden slechts door enkele fabrikanten gebouwd. In Nederland is hiervoor sinds kort een fabrikant actief, die deze machines ook als warmtepomp levert.

Absorptiekoelmachines worden geleverd voor diverse vormen van warmtetoevoer: c.v.-water, heet water van 120 tot 140 °C, stoom, hete uitlaatgassen van een gasturbine of oven of direct gestookt met een gas- of oliebrander. De verhouding tussen warmteverbruik en koudeproductie is veel lager dan bij een compressorkoelmachine. Een direct gestookte absorptiekoelmachine of een tweetraps unit op stoom haalt een COP van ca. 1,2; bij toevoer van c.v.-water op 90 °C is dit gewoonlijk slechts 0,7 (SenterNovem, 2007).

Adsorptiekoeling is een vergelijkbare techniek als absorptiekoeling, alleen dan wordt een vaste stof gebruikt voor het opnemen van water dat net als in een absorptiekoelinstallatie als koudemiddel functioneert. Wereldwijd zijn hier ongeveer 200 units van geplaatst van kantoren en ziekenhuizen.

5 Financiële analyse

5.1 Case scenario's en onrendabele top

In deze studie wordt de kostprijs voor een eenheid geothermische warmte, koude of elektriciteit vergeleken met de kostprijs voor het leveren van dezelfde eenheid vanuit een representatieve referentiesituatie. Het verschil tussen beide geeft de onrendabele top. Er wordt dus alleen gekeken naar de productie van warmte, koude of elektriciteit en niet naar de distributie ervan naar de eindgebruiker. In deze kostprijsberekeningen is aangenomen dat technologische drempels zijn overwonnen en een deel van de leercurve is doorlopen. In deze berekeningen is geen rekening gehouden met de energiebelasting. Van de cases in tabel 5.1 is de kostprijs berekend.

Tabel 5.1 Overzicht berekende cases.

Case	Diepte reservoir [km]	levering van	Temperatuur traject [°C]		
			warmte	elektra	koude
1	4,0	warmte	135 - 50	-	
2	5,5	warmte	175 - 50	-	
3	7,5	warmte	230 - 50	-	
4	5,5	elektra ORC		175 - 65	
5	5,5	elektra ORC + warmte	110 - 50	175 - 110	
6	7,5	elektra flash + ORC		230 - 65 ⁽¹⁾	
7	7,5	elektra flash + warmte	110 - 50	230 - 110	
8	7,5	stoom	230-150		
9	7,5	stoom + elektra	230 - 150	150 - 65	
10	5,5	koude			175

⁽¹⁾ waarbij bij het traject 230-110 °C een flash steam plant en het traject 110-65 °C een ORC toegepast wordt

Voor warmtelevering wordt alleen gekeken naar de optie om de warmte in een bestaand warmtenet in te voeden. Daarom wordt een minimale leveringstemperatuur van 110°C aangehouden. Als een nieuw net zou worden aangelegd op basis van geothermie zou er met een veel lagere temperatuur kunnen worden gewerkt.

De volgende referenties zijn gekozen voor de berekening van de onrendabele top:

Warmte	Centrale gasketel met een rendement van 90% op onderwaarde en een gasprijs van 0,22 €/m ³
Elektriciteit	Elektriciteitsprijs op de groothandelsmarkt van 0,05 - 0,08 €/kWh; base case is 0,065 €/kWh (ECN referentieraming)

Koude	Compressiekoeling met een COP ¹⁰ van 3,5 en een elektriciteitsprijs voor een eindgebruiker (industrie) van 0,065 €/kWh
Stoom	Gasketel met een gasprijs van 0,22 €/m ³

Een concurrent van geothermische warmte (voor stadsverwarming of de industrie) op een bepaalde locatie kan ook restwarmte van een elektriciteitscentrale waarbij elektriciteitsderving een rol speelt, of warmte van een afvalverbrandingsinstallatie (AVI) of een warmtekrachtkoppeling (WKK) zijn. Om de resultaten vergelijkbaar te houden met andere studies is, in overleg met Agentschap NL, ervoor gekozen om te vergelijken met warmtelevering door een gasketel.

De kostprijs wordt berekend op basis van een annuïteitberekening en een WACC (weighted average cost of capital). Om het vergelijk transparant te houden is voor alle cases uitgegaan van een WACC van 8%. De WACC is in werkelijkheid verschillend voor verschillende geothermische situaties en (combinatie van) investeerders, doordat de verhouding eigen vermogen en geleend geld anders kan zijn en de rente en rendement op eigen vermogen anders kunnen zijn. Dit hangt in grote mate af van het risicoprofiel van de investering. De uitgangspunten zijn weergegeven in tabel 5.2 en tabel 5.3. Hierbij zijn nog verschillende locatiespecifieke optimalisaties mogelijk, deze worden in sectie 5.6 beschreven.

Tabel 5.2 Algemene uitgangspunten

<i>Investeringsen</i>		
- Verzekering boren ⁽¹⁾	[%]	7,0
- ORC	€/kW _e	1.800
- Flash steamplant	€/kW _e	1.300
- Absorptiekoelmachine	€/kW	400
<i>Onderhoud en beheer⁽²⁾</i>		
- Ondergronds systeem	[%]	1,5
- Elektriciteitscentrale	[%]	2,0
- Absorptiekoelmachine	[%]	2,0
Debiet	[m ³ /h]	200
pompvermogen ORC + koeling ⁽³⁾	[kW]	1.070 – 1.185
Vollast uren warmtelevering	[h]	6.000
Vollast uren elektra productie	[h]	8.500
Vollast uren koeling	[h]	8.500
warmtevraag huizen	[GJ/woning]	40
warmteverlies warmtedistributienet	[%]	25
COP absorptiekoelmachine bij 175°C	[-]	1,2
Electriciteitsprijs	€/kWh	0,065

⁽¹⁾ eenmalig op de investeringen van het ondergronds systeem, dit zal hoger zijn bij de realisatie van een project in de nabije toekomst.

⁽²⁾ van toepassing op de investeringen van het desbetreffende deel van het systeem. Dit is inclusief herinvesteringen (vervangen pomp, warmtewisselaar, etc.)

⁽³⁾ bij het gebruik van koeltorens

¹⁰ COP: Coefficient of Performance, verhouding tussen de hoeveelheid thermische energie en de daarvoor benodigde elektrische energie.

Tabel 5.3 Diepte specifieke uitgangspunten

		4 km	5,5 km	7,5 km
Investerings ondergronds systeem	[M€]	20,4	29,1	40,3
Temperatuur	[°C]	135	175	230
Pompvermogen geothermie	[kW]	820	600	800

De pompvermogens voor de 4 en 5,5 km case zijn gebaseerd op de situatie van het project in Soultz-sous-Forêts op 5 km diepte. Voor de 7,5 km case is uitgegaan dat het reservoir de helft van de performance haalt dan die behaalt is in Soultz op ruim 5 km.

5.2 Warmtelevering

In tabel 5.4 is aangegeven hoeveel energie in verschillende cases voor warmtelevering wordt opgewekt, het aantal woningequivalenten en hoeveel CO₂ hiermee wordt bespaard. Hierbij is geen rekening gehouden met het gebruik van een piekketel. Het aantal woningen dat verwarmd kan worden met een zelfde bron neemt sterk toe met grotere diepte van 14.200 huizen bij 4 km, naar 30.100 huizen bij 7,5 km.

Tabel 5.4 Resultaten energiehoeveelheden warmtelevering

Diepte reservoir		4 km	5,5 km	7,5 km
Temperatuur	[°C]	135	175	230
Warmtelevering	[TJ/jaar]	426	626	902
Woningequivalenten		14.200	20.900	30.100

In onderstaande tabel, tabel 5.4, wordt aangegeven wat de kostprijs is voor de verschillende stadsverwarmingcases.

Tabel 5.5 Resultaten kostprijsberekening warmtelevering zonder piekketel

Diepte reservoir [km]	Temperatuur [°C]	Kostprijs [€/GJ]		Onrendabele top [€/GJ]
		geothermie	referentie	
4	135	6,0	7,9	-1,9
5,5	175	5,5	7,9	-2,4
7,5	230	5,3	7,9	-2,6

De kostprijs voor de geothermische warmte is 6,0 €/GJ voor 4,0 km diepte en respectievelijk 5,5 en 5,3 €/GJ voor 5,5 en 7,5 km diepte. Voor het leveren van dezelfde hoeveelheid warmte door een gasketel is de kostprijs 7,9 €/GJ. In vergelijking met de referentiesituatie is geothermie voor stadsverwarming een goedkopere optie (1,9 – 2,6 €/GJ).

Het blijkt dat, ondanks de hogere kosten per doublet, de kostprijs voor geothermische warmte afneemt naarmate de putten dieper zijn. Ook zijn het aantal vollaasturen van invloed op de kostprijs. Een vermeerdering van het aantal vollaasturen van 6.000 naar 7.000 uur betekent een kostprijsverlaging van 1 €/GJ. Om meer warmte te kunnen verwerken is onderzoek naar WKO en hoge temperatuuropslag systemen aan te bevelen.

Tevens dient hierbij de opmerking geplaatst te worden dat het hier alleen om de warmtelevering gaat. Indien ook de aanleg van het warmtedistributienet wordt meegenomen, zal de onrendabele top niet langer negatief zijn.

5.3 Elektriciteitsproductie

Voor een temperatuur van 175 °C is een ORC installatie voor de elektriciteitsproductie uit de geothermische warmte optimaal, in case 4 en 5 wordt daarvan uitgegaan. In het geval van alleen elektriciteitsproductie (case 4) betreft dit een dubbele ORC omdat er dan meer uitkoeling mogelijk is en daardoor een groter vermogen bereikt wordt (van 175 naar 65°C). In het geval dat er ook warmte wordt geleverd betreft het een enkele ORC die tot 110°C uitkoelt waarna de warmte voor warmtelevering gebruikt kan worden.

Voor 7.5 km case is gerekend met een Single Flash Steam installatie en een ORC. Zoals eerder is aangegeven is een Single Flash bij een aanlevertemperatuur van 230°C een logische techniek. Voordeel van het benutten van deze diepte en deze techniek is dat er alleen een kleine bovengrondse pomp in het geothermische circuit nodig is. Na de Single Flash Steam plant wordt nog een ORC ingezet om meer elektriciteit op te wekken en het geothermische water verder terug te koelen voor het weer geïnjecteerd wordt.

In onderstaande tabel, tabel 5.5 is voor alle cases de hoeveelheid geproduceerde elektriciteit en warmte aangegeven.

Tabel 5.6 Resultaten energiehoeveelheden voor elektriciteitopwekking

Case		Elektra	Elektra	Elektra+warmte	Elektra+warmte
Diepte putten	[km]	5,5	7,5	5,5	7,5
Temperatuur	[°C]	175	230	175	230
opgewekte elektriciteit	[GWh/jaar]	27,9	52,9	22,1	47,3
warmtelevering	[TJ/jaar]			461	461

Het produceren van elektriciteit met een ORC van een diepte van 5,5 km levert 27,9 GWh/jaar op. Bij elektriciteitsproductie met Single Flash Steam en een ORC van 7,5 km wordt 52,9 GWh/jaar opgewekt. Als er ook warmteproductie plaatsvindt (5,5 km case), wordt er iets minder elektriciteit geproduceerd bij het gebruik van de ORC (22,1 GWh/jaar) omdat de uitkoeling minder is. Daarnaast wordt dan nog 461 TJ/jaar aan warmte geleverd van 110°C.

Bij vergelijking van de cases van elektriciteitslevering van 5,5 km diepte en 7,5 km diepte is duidelijk dat van grotere diepte meer elektriciteit geleverd kan worden. In dit geval is dat met name dat door de hogere temperatuur de efficiëntie van de omzetting hoger is.

Het is belangrijk voor elke locatie de juiste techniek (en diepte) te kiezen. Single flash komt hier erg goed naar voren omdat het geothermisch pompvermogen maar 40% is ten opzichte van bronnen van 5,5 km diepte. Nader onderzoek is vereist naar de exacte toepasbaarheid in verband met de waterkwaliteit en mogelijke neerslag van mineralen in de bronnen of de bovengrondse installatie.

Tabel 5.7 Resultaten kostprijsberekeningen elektriciteitsopwekking

Diepte reservoir	Case	Kostprijs [€/kWh]		Onrendabele top [€/kWh]
		geothermie	referentie	
5,5 km	E-levering met ORC	0,179	0,065	0,114
7,5 km	E-levering met Single Flash + ORC	0,122	0,065	0,057
5,5 km	E+W levering	0,052	0,065	-0,013
7,5 km	E+W levering	0,063	0,065	-0,002

Als wordt uitgeoeld naar 65 °C kan 28 GWh/jaar stroom worden geproduceerd tegen een kostprijs van 0,179 €/kWh op een diepte van 5,5 km. Bij elektriciteitsproductie op 7,5 km diepte kan 52,9 GWh/jaar stroom worden geproduceerd tegen een kostprijs van 0,122 €/kWh. Als wordt uitgeoeld naar 110°C waarna er warmte wordt geleverd aan een warmtenet, kan vanaf 5,5 km diepte 22 GWh/jaar stroom worden geproduceerd tegen een kostprijs van 0,052 €/kWh. Voor 7,5 km is dit 47,3 GWh/jaar bij een prijs van 0,063 €/kWh. In het geval van warmtelevering worden de inkomsten van de warmtelevering meegerekend en wordt aangenomen dat hier 7,9 €/GJ voor kan worden verkregen. De inkomsten van warmtelevering worden rechtstreeks in mindering gebracht op de kosten voor elektriciteitsopwekking, er worden dus geen kosten voor de warmtelevering gerekend.

De kostprijs voor elektriciteitsproductie op de groothandelsmarkt is 0,065 €/kWh (ECN referentieraming). De berekening van de kostprijs voor elektriciteit kan op verschillende manieren worden gedaan.

De bovenstaande resultaten laten zien wat de kostprijs is van de bruto geproduceerde elektriciteit waarbij de elektriciteit voor interne pompen als grijze stroom wordt ingekocht en alle geothermische elektriciteit wordt verkocht. Hiervoor is gekozen naar Duits voorbeeld en om de verschillende varianten onderling zoveel mogelijk gelijk te houden. De onrendabele top wordt daarmee 0,114 €/kWh voor 5,5 km diepte case en 0,057 €/kWh voor de 7,5 km case voor alleen elektriciteitsproductie. Indien ook de restwarmte geleverd wordt, verdwijnt deze bij beide cases. Warmtelevering geeft dus een duidelijke verlaging van de onrendabele top. Aanbevolen wordt de cases door te rekenen met het gebruik van eigen groene stroom voor de interne pompen.

De lagere onrendabele top bij grotere diepte wordt veroorzaakt door lagere investeringen in de omzettingstechniek, het hogere rendement hiervan en de lagere investering in de bron per geothermisch vermogen.

In deze cases is uitgegaan van koeltorens daar koelwater niet overal in Nederland aanwezig is. Als koelwater gebruikt kan worden in plaats van koeltorens, neemt de kostprijs 3 – 17% af. Deze resultaten zijn weergegeven in tabel 5.8.

Tabel 5.8 Vergelijking kostprijsberekeningen elektriciteitsopwekking bij het gebruik van koelwater en koeltorens

Diepte reservoir	Case	Kostprijs geothermie [€/kWh]		afname [%]
		koeltorens	koelwater	
5,5 km	E-levering met ORC	0,179	0,162	9
7,5 km	E-levering met Single Flash +ORC	0,122	0,118	3
5,5 km	E+W levering	0,052	0,043	17
7,5 km	E+W levering	0,063	0,055	13

5.4 Stoomproductie voor industrie

De industrie heeft een hoge temperatuur warmtevraag en relatief hoge retourtemperaturen. In deze twee cases wordt de kostprijs voor warmte uitgerekend waarbij de retourtemperatuur uit de warmtelevering 150 °C is. Van de overgebleven warmte kan nog elektriciteit gemaakt worden. Hierbij is dus niet elektriciteit het hoofddoel, maar een bijproduct naast de warmtelevering in de vorm van stoom. In onderstaande tabel staan de hoeveelheden stoom en elektriciteit die geleverd worden in de beide cases.

Tabel 5.9 Resultaten stoomlevering

Case		Stoom	Stoom + elektra
Diepte putten	[km]	7,5	7,5
Temperatuur	[°C]	230	230
stoom levering	[TJ/jaar]	568	568
E-levering	[GWh/jaar]		10,7

In onderstaande tabel staan kostprijs van geothermische stoomproductie en de referentie en voor de case met en zonder elektriciteitsproductie.

Tabel 5.10 Kostprijs per case

Diepte reservoir	Case	Kostprijs [€/GJ]		Onrendabele top [€/GJ]
		geothermie	referentie	
7,5 km	stoom	8,6	8,5	0,1
7,5 km	stoom + elektra	8,0	8,5	- 0,5

Stoom van 230°C kan geproduceerd worden met geothermie tegen een kostprijs van 8,6 €/GJ als de uitkoeling tot 150°C mogelijk is. Stoomproductie met de referentie gasketel is ~8,5 €/GJ (door duurdere ketel en waterbehandeling duurder dan warmteproductie). In vergelijking met de referentie gasketel levert dit een onrendabele top op van 0,1 €/GJ. In vergelijking met de andere warmtelevering cases is de uitkoeling in de industrie kleiner waardoor de kosten hoger zijn. De kostprijs is erg gevoelig voor de uitkoeling en dit hangt in de industrie erg af van het type proces.

Als ook elektriciteit wordt geproduceerd met de retourstroom en de inkomsten van elektriciteit in mindering worden gebracht op de kostprijs van de stoomproductie met geothermie, dan komt de kostprijs op 7,96 €/GJ en de onrendabele top op -0,54 €/GJ.

Het loont dus om een ORC in te zetten voor elektriciteitsopwekking met de retourstroom na stoomproductie van 110°C. Op deze wijze kan nog 10,7 GWh/jaar aan elektriciteit worden opgewekt.

5.5 Absorptiekoeling

In onderstaande tabel is aangegeven hoeveel koude er wordt opgewekt en hoeveel CO₂ hiermee wordt bespaard. Er kan 937 TJ/jaar aan koude worden geproduceerd op basis van de beschreven uitgangspunten.

Tabel 5.11 Resultaten energielevering koude

Diepte reservoir	[km]	5,5
Temperatuur	[°C]	175
Koude levering	TJ/jaar	937

In onderstaande tabel staat de kostprijs voor de koeling met geothermie en de referentie. De kostprijs voor deze hoeveelheid koude geproduceerd met een absorptiekoelmachine op geothermie is 5,6 €/GJ. Voor het leveren van dezelfde hoeveelheid koude door een compressiekoelmachine is de kostprijs 6,5 €/GJ. Vergeleken met de referentiesituatie is dit goedkoper (0,9 €/GJ).

Tabel 5.12 Resultaten kostprijs koudelevering

Diepte putten	Temperatuur [°C]	Kostprijs [€/GJ]		Onrendabele top [€/GJ]
		geothermie	referentie	
5,5 km	175	5,6	6,5	-0,9

5.6 Optimalisaties

Een verdere optimalisatie van de (elektriciteit) kostprijs is hoogstwaarschijnlijk mogelijk door meerdere aspecten die terug te voeren zijn op vijf factoren:

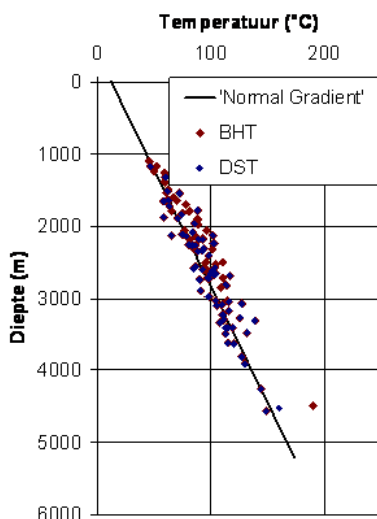
1. temperatuur;
2. debiet;
3. kosten;
4. COP;
5. koelinstallatie.

De kostprijs kan dus verder gereduceerd worden als voor iedere situatie de juiste systeemconfiguratie gekozen wordt. Hierbij dienen de verschillende optimalisaties meegenomen te worden.

Temperatuur

De cases zijn gebaseerd op een gemiddelde temperatuur gradiënt in Nederland van 30 °C/km. De gradiënt is naar verwachting in een aantal gebieden hoger, zie figuur 5.1. Een temperatuur gradiënt van bijvoorbeeld 32,5 °C/km resulteert in een kostprijs verlaging van circa 0,02 €/kWh bij elektriciteitsproductie.

Door op de lange termijn zelfs nog dieper te boren ('ultra diepe geothermie') wordt een hogere temperatuur verkregen en een hogere omzettingsefficiëntie. Door 1 km dieper te boren wordt de kostprijs van elektriciteit met circa 0,03 €/kWh verlaagd.



Figuur 5.1 Temperatuurmetingen in boringen in Nederland met daarbij de gemiddelde temperatuurgradiënt voor Nederland (Van Wees et al., 2009). DST: Drill Stem tests; BHT: Bottom Hole Temperature.

Debiet

Het debiet is afhankelijk van meerdere factoren die moeilijk zijn in te schatten. Voor de getoonde cases is een debiet van 200 m³/h aangenomen. Het debiet kan verhoogd worden door:

- gebruik van een grotere putdiameter waardoor de putweerstand verlaagd wordt;
- het toepassen van een triplet (3 putten) in plaats van een doublet (2 putten);
- horizontale boringen ter hoogte van het reservoir;
- het toepassen van zogenaamde sidetracks¹¹;
- op termijn betere inschattingen vooraf;
- verminderen van natuurlijke risico's door bijvoorbeeld gebruik van nieuwe seismische data;
- verbetering van stimulatie technieken.

Een verhogen van het debiet met 50 % naar 300 m³/h levert een verbetering van de elektriciteit kostprijs op van 0,03 €/kWh.

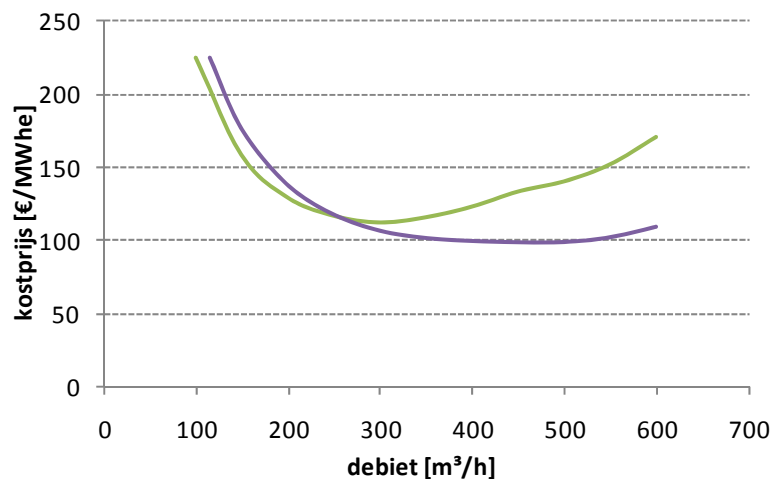
¹¹ Sidetrack: vanuit 1 put worden meerdere putmonden geboord. Deze extra putmonden heten sidetracks.

Kosten

De verwachting is dat op termijn nieuwe boorttechnologieën zich zullen bewijzen die een kostenverlagend effect hebben. Tevens is de verwachting dat de kosten van een geothermische elektriciteitscentrale door schaalvergroting zullen dalen en dat de omzettings-efficiëntie van elektriciteitscentrales licht zal stijgen. De kosten zullen tevens dalen door het doorlopen van de leercurve waardoor met name de investeringen lager worden.

COP

Tussen het te onttrekken debiet en de kostprijs bestaat een optimum. Dit wordt veroorzaakt door de keuze in COP. Bij een hoger debiet, zal het pompvermogen toenemen en neemt de COP dus af. In figuur 5.2 is een grafiek weergegeven waarbij het debiet gevarieerd wordt. Hierin is te zien dat elke putmaat, een eigen optimum heeft voor de kostprijs. Het is dus belangrijk om van te voren te bepalen waar het optimum zich bevindt.



Figuur 5.2 Resultaten van een kostprijsberekening bij een verschillend debiet afhankelijk van de putdiameter. Met groen: 7 5/8"; paars: 9 5/8".

Koelinstallatie

De manier waarop de koeling in de elektriciteitsproductie plaatsvindt, is tevens bepalend voor de kostprijs. Bij het gebruik van droge koelers zijn bovengronds grotere pompvermogens nodig om dezelfde hoeveelheid koeling te leveren als door koeling met oppervlaktewater. Het is daarom van belang voor iedere situatie opnieuw te bekijken welke manier van koeling de beste optie is. In het geval dat koelwater gebruikt wordt voor de koeling van de elektriciteitscentrale, neemt de kostprijs sterk af.

5.7 Samenvatting en conclusies

In de samenvattende tabel 5.13 is voor alle cases de kostprijs van de case en referentie weergegeven. In deze cases is geen rekening gehouden met de energiebelasting. Indien deze wel wordt toegepast, stijgt de referentie kostprijs voor warmtelevering. Hierdoor wordt de onrendabele top kleiner.

Tabel 5.13 Samenvatting van de kostprijs resultaten excl. optimalisaties

Case	Diepte [km]		Kostprijs		Onrendabele top
			geothermie	referentie	
Warmte	4	[€/GJ]	6,0	7,9	-1,9
Warmte	5,5	[€/GJ]	5,5	7,9	-2,4
Warmte	7,5	[€/GJ]	5,3	7,9	-2,6
Elektriciteitsproductie met ORC	5,5	[€/kWh]	0,179	0,065	0,114
Elektriciteitsproductie met Single Flash Steam + ORC	7,5	[€/kWh]	0,122	0,065	0,057
Elektriciteit- (ORC) - en warmteproductie	5,5	[€/kWh]	0,052	0,065	-0,013
Elektriciteit- (Flash) - en warmteproductie	7,5	[€/kWh]	0,063	0,065	-0,002
Industrie: stoomproductie	7,5	[€/GJ]	8,6	8,5	0,1
Industrie: stoom- en elektriciteitsproductie	7,5	[€/GJ]	8,0	8,5	-0,5
Industrie: koudeproductie	5,5	[€/GJ]	5,6	6,5	-0,9

De volgende gevoeligheden in de kostprijs zijn uit voorgaand onderzoek gebleken:

- Hogere uitkoeling geeft lagere kosten
- Hogere temperatuur geeft meer vermogen
- Grotere diepte geeft lagere investering per energiehoeveelheid
- Hoger aantal vollasturen geeft lagere kosten
- Bij grotere diepte is het mogelijk met minder pompvermogen (geen productiepomp) toe te kunnen en dit verlaagt de kostprijs voor elektriciteitsproductie

Deze gevoeligheden verklaren de lage kostprijs voor stadsverwarming en koeling, de wat hogere voor industriële stoomproductie en de elektriciteitsproductie. Stadsverwarming en koeling zijn zelfs goedkoper dan de referentie.

Bij elektriciteitsproductie is duidelijk gebleken dat de keuze voor diepte en techniek veel uitmaakt. De Single Flash Steam techniek in combinatie met een ORC is in dit geval het goedkoopst, waarbij de exacte toepasbaarheid nader onderzocht moet worden. Daarnaast is de omzettingsefficiëntie naar elektriciteit afhankelijk van de koeltemperatuur en dus de keuze voor de koelinstallatie. Om deze redenen dient voor ieder project opnieuw bekeken te worden welke bovengrondse installatie het meest optimaal is.

Bij het toepassen van de verschillende optimalisatieslagen dalen de verschillende kostprijzen waardoor de onrendabele toppen afnemen en zelfs verdwijnen. In het geval van elektriciteitsproductie bij 7,5 km diepte waarbij een hoger debiet onttrokken wordt bij een grotere putmaat (-0,03 €/kWh), met een 2,5 °C/km hogere gradiënt (-0,02 €/kWh) en het gebruik van koelwater (-0,004 €/kWh), neemt de kostprijs af tot onder het referentieniveau (0,08 €/kWh, prijspeil 2010). Een geoptimaliseerd geothermisch project wat alleen elektriciteit produceert heeft dus op den duur geen subsidie meer nodig.

6 Energetische analyse

6.1 CO₂ besparing

Voor de verschillende cases die doorgerekend zijn in de financiële analyse is ook een energetische analyse gemaakt. Gekozen is om dit in de hoeveelheid CO₂ besparing uit te drukken. Dit is gedaan voor de cases in tabel 6.1.

Tabel 6.1 Cases voor de energetische analyse

Case	Diepte reservoir [km]	levering van	Temperatuur traject [°C]		
			warmte	elektra	koude
1	4,0	warmte	135 - 50	-	
2	5,5	warmte	175 - 50	-	
3	7,5	warmte	230 - 50	-	
4	5,5	elektra ORC		175 - 65	
5	5,5	elektra ORC + warmte	110 - 50	175 - 110	
6	7,5	elektra flash + ORC		230 - 65 ⁽¹⁾	
7		elektra flash + warmte	110 - 50	230 - 110	
8	7,5	stoom	230 - 150		
9	7,5	stoom + elektra	230 - 150	150 - 65	
10	5,5	koude			175

⁽¹⁾ waarbij bij het traject 230-110 °C een flash steamplant en het traject 110-65 °C een ORC toegepast wordt

De volgende referenties zijn gekozen voor de berekening van de CO₂ besparing:

Warmte Gasketel, de piekketel is hierin niet meegenomen;
 Elektriciteit Elektriciteit NL brandstof mix 2007
 Elektriciteit NL brandstof mix 2020
 Elektriciteit eindverbruiker;
 Koude Compressiekoelmachine.

In tabel 6.2 zijn de emissiefactoren weergegeven voor ieder van de referentiesituaties.

	eenheid	emissiefactor
Gasketel ¹²	[kg CO ₂ /GJ _{primair}]	56,1
NL brandstofmix 2007 ¹³	[kg CO ₂ /GJ _{primair}]	63,7
NL brandstofmix 2020 ¹³	[kg CO ₂ /GJ _{primair}]	59,4
Elektriciteit eindverbruiker 2007 ¹³	[kg CO ₂ /kWh]	0,545
Compressiekoelmachine	[kg CO ₂ /GJ _{koude}]	43,0

Voor de berekeningen zijn de volgende aannames gedaan:

- De geproduceerde geothermische warmte, koude of elektriciteit is 100% duurzaam;
- Alleen de netto opbrengst is gebruikt voor het berekenen van de besparing;
- Er wordt alleen gekeken naar levering van een basislast (voor warmte);
- De elektriciteit die benodigd is voor de pompen wordt grijs ingekocht.

In tabel 6.3 wordt de vermeden CO₂ uitstoot voor de verschillende cases ten opzichte van hun referentie weergegeven. Zoals in de rest van het rapport betreffen het cases voor levering vanuit een doublet van 200 m³/h, dus voor een project, niet een besparingspotentieel voor Nederland.

Tabel 6.3 Vermeden CO₂ uitstoot per jaar

case	levering van	Diepte re-servoir [km]	Vermeden CO ₂ uitstoot [kton/jaar]			reductie [%]
1	warmte	4,0	21,1			88
2	warmte	5,5	33,1			94
3	warmte	7,5	47,8			95
4	elektra ORC	5,5	6,7 ⁽¹⁾	6,0 ⁽²⁾	7,0 ⁽³⁾	46/100 ⁽⁴⁾
5	elektra ORC + warmte	5,5	30,0 ⁽¹⁾	29,6 ⁽²⁾	30,2 ⁽³⁾	80/100 ⁽⁴⁾
6	elektra flash + ORC	7,5	16,7 ⁽¹⁾	15,0 ⁽²⁾	21,6 ⁽³⁾	72/100 ⁽⁴⁾
7	elektra flash + warmte	7,5	36,7 ⁽¹⁾	35,0 ⁽²⁾	40,2 ⁽³⁾	88/100 ⁽⁴⁾
8	stoom	7,5	28,1			88
9	stoom + elektra	7,5	31,1			83/100
10	koude	5,5	37,5			93

⁽¹⁾ NL brandstofmix 2007;

⁽²⁾ NL brandstofmix 2020;

⁽³⁾ Elektriciteit eindverbruiker 2007;

⁽⁴⁾ Reductie bij gebruik grijze/eigen stroom voor de pompen.

De CO₂-reductie die gehaald kan worden door het toepassen van diepe geothermie voor warmte- en koudeproductie is hoog, ~90%.

¹² SenterNovem, 2006, Protocol Monitoring duurzame energie: Utrecht.

¹³ Harmelink consulting, 2009, Uniforme maatlat voor de warmtevoorziening in de woning- en utiliteitsbouw: Utrecht, SenterNovem.

Bij elektriciteitsproductie is de CO₂-reductie lager door de hoeveelheid elektra die nodig is voor de pompen in het onder- en bovengrondse systeem.

Hierdoor is de netto output van het systeem veel lager dan als ook de warmte afgezet wordt. Daarnaast is de besparing per warmte eenheid groter dan per kWh. Als grijze stroom gebruikt wordt voor de pompen, dan is de CO₂-besparing 46% voor alleen elektriciteitsproductie met een ORC terwijl deze 100% is als de eigen opgewekte stroom gebruikt wordt. Indien een flash steam plant en een ORC gebruikt kunnen worden is de CO₂ reductie groter. De CO₂ besparing voor elektriciteit is dus sterk afhankelijk van de keuze van de elektriciteitsplant en het wel of niet gebruik van grijze stroom voor de pompen. De keuze van de plant is afhankelijk van de geologische situatie. Het pompvermogen is daarnaast ook sterk afhankelijk van de gekozen putdiameter, zie sectie 5.6. De vermeden CO₂ uitstoot voor elektriciteitsproductie is in absolute termen het hoogst voor de elektriciteit eindverbruiker 2007.

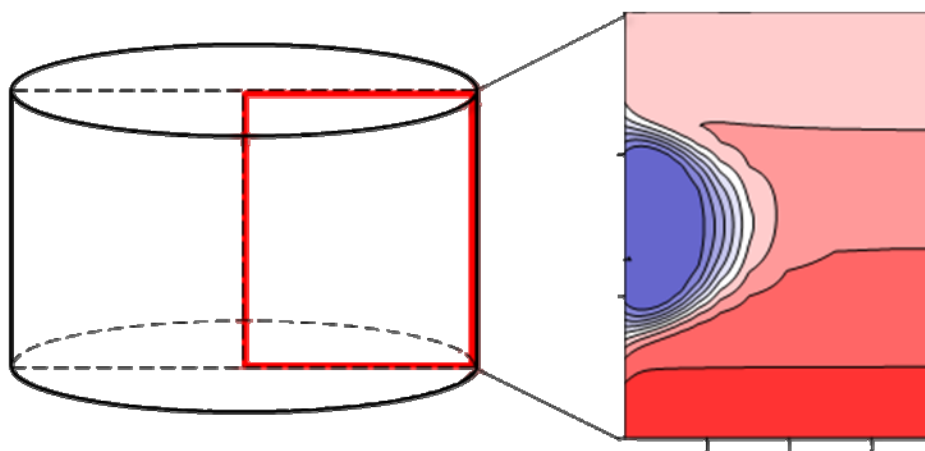
Op basis van de energetische analyse kan worden geconcludeerd dat de toepassing van diepe geothermie voor warmte, stoom en koudelevering hoog is. Hierbij geldt, hoe hoger de temperatuur van het geothermische water, hoe hoger de besparing bij een gelijke uitkoelingstemperatuur.

Vervolgens treedt de grote besparing op bij elektriciteitsproductie met warmtelevering en tot slot de laagste CO₂-reductie, van 46%, wordt gehaald bij alleen elektriciteitsproductie met een ORC en het gebruik van grijze stroom. De hoeveelheid CO₂-besparing bij elektriciteitsopwekking hangt af van het gekozen omzettingssysteem en al dan niet de warmteafzet.

6.2 Hoe duurzaam is diepe geothermie?

Een vraag die opkomt is, in welke mate (diepe) geothermie duurzaam of hernieuwbaar is. Met een relatief eenvoudig model is berekend hoe snel de aarde bij de injectie put in temperatuur herstelt na een productie (afkoel) periode van 30 jaar.

Het temperatuurverschil van de injectie put met de omgeving van het reservoir is zeer bepalend voor de hersteltijd. Het model wat hiervoor gebruikt is, is het radiaal symmetrisch model.



Figuur 6.1 Radiaal symmetrisch model.

Tabel 6.4 Herstel perioden bij een begin temperatuur van 230°C en een injectie temperatuur van 40°C

Herstel	Temperatuur	Herstelperiode
70%	173 °C	63 jaar
80%	192 °C	130 jaar
90%	211 °C	490 jaar

Uit tabel 6.4 kan worden afgelezen dat 80% van de temperatuur bij de injectieput hersteld is na 130 jaar. De uitkomsten van het model moeten met de nodige voorzichtigheid worden geïnterpreteerd en definitieve uitspraken kunnen niet worden gedaan. Het model geeft wel een indicatie dat na een bepaalde overzichtelijke periode –hoe lang dat dan ook precies moge zijn– het reservoir voldoende hersteld is voor hergebruik.

De aarde kent een continue stroom van warmte uit het binnenste die gegenereerd door o.a. radioactief verval in het binnenste van de aarde. Deze warmtestroom kan worden gemeten aan de hand van de temperatuurmetingen in putten. Voor Nederland is de warmtestroom ca 70 mW/m² (Cloetingh et al., 2010). Voor heel Nederland komt dit neer op een landelijke regeneratie van ca 2 GW.

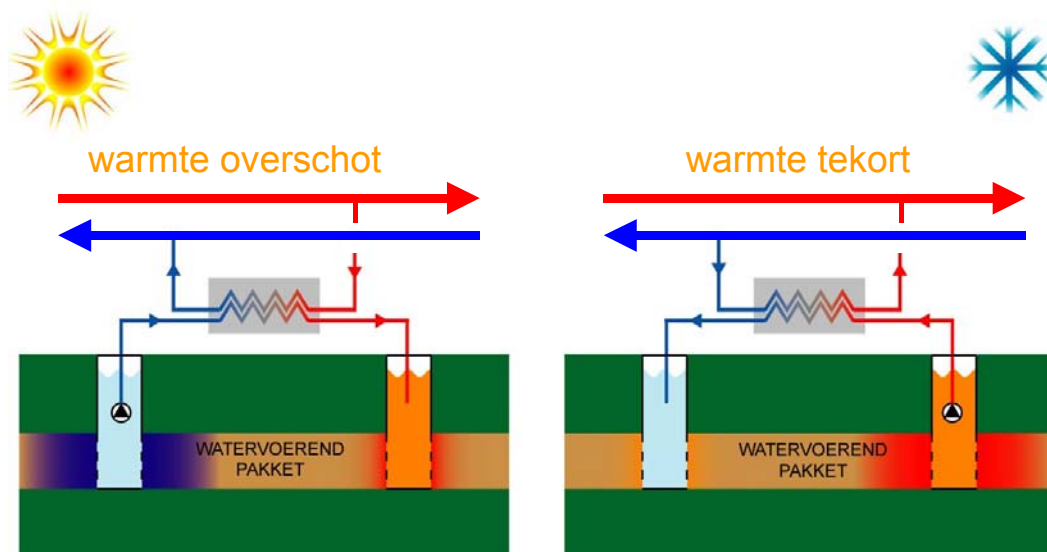
Bij afkoeling van het reservoir door het gebruik van geothermie is dit vermogen hoger. Door de afkoeling zal een sterkere warmtestroom op gang komen. Dit effect is zichtbaar in de numerieke modellen.

Om een betere uitspraak te kunnen doen zou het herstel van de totale hoeveelheid onttrokken warmte in het gehele reservoir berekend moeten worden. Dit is een onderwerp voor verdere studie.

Een andere interessante vraag die opkomt is, bij welk debiet het reservoir in een steady-state komt waarbij warmte afvoer en aanvoer in balans zijn.

6.3 Inpassing met andere technieken

Een interessante combinatie met geothermie is de toepassing van hoge temperatuur warmteopslag in de bodem. Bij warmteopslag in de bodem wordt gebruik gemaakt van de thermische opslagcapaciteit van een watervoerend pakket (aquifer). Een warmteopslag-systeem bestaat ondergronds uit twee of meerdere bronnen tot een diepte van circa 100 tot 800 m-mv, zie onderstaand figuur.



Figuur 6.3 Principeschema warmteopslag systeem

Indien bijvoorbeeld in de zomer het aanbod van warmte uit de geothermische bron groter is dan de warmtevraag, wordt de overtollige warmte opgeslagen in de bodem.

Door de stromingsrichting van het opslagsysteem om te draaien kan de opgeslagen warmte bij een netto warmtevraag in de winter weer worden teruggeleverd. De energie-uitwisseling vindt plaats met behulp van warmtewisselaars. Hierdoor zijn beide systemen hydraulisch van elkaar gescheiden.

Voordelen zijn deze combinatie zijn:

- De geothermie kan het gehele jaar warmte leveren.
- Afgezien van warmteverliezen wordt alle onttrokken aardwarmte nuttig ingezet.
- Het efficiënter inzetten van de geothermie (maximaal aantal draaiuren) leidt tot een lagere kostprijs van de geleverde warmte.

Een andere interessante combinatie is de toepassing van geothermie in combinatie met koudeopslag. Deze combinatie bestaat uit twee gescheiden systemen, waarbij met behulp van geothermie op duurzame wijze warmte wordt geleverd. Door middel van koudeopslag wordt in de winter koude aan de buitenlucht onttrokken en opgeslagen in de bodem.

In de zomer wordt de koude via een separaat distributienet geleverd aan de afnemers. Door het toepassen van deze combinatie wordt een maximaal milieuvoordeel behaald voor de levering van zowel warmte als koude.

Deze combinatie is vooral interessant in het marktsegment utiliteit en industrie, waarbij naast een warmtevraag veelal ook een grote koudevraag aanwezig is voor het klimatiseren van gebouwen en/of het koelen van processen.

7 Diepe geothermie in de energietransitie

Om diepe geothermie in een kader te kunnen plaatsen worden in dit hoofdstuk eerst de noodzaak en urgentie van de energietransitie beschreven. In de tweede paragraaf komen de beschikbare opties voor duurzame energie aan de orde en worden de voor en nadelen van alternatieve duurzame bronnen met (diepe) geothermie vergeleken. Vervolgens wordt een beeld gegeven van diverse aspecten van diepe geothermie.

7.1 Noodzaak van energietransitie

Het begrip energietransitie kan als een ingeburgerd begrip beschouwd worden en de noodzaak daartoe wordt min of meer algemeen geaccepteerd. Desalniettemin hebben we de feiten op een rijtje gezet om de noodzaak en urgentie van de energietransitie nogmaals te benadrukken.

Klimaatveranderingen en CO₂ concentraties

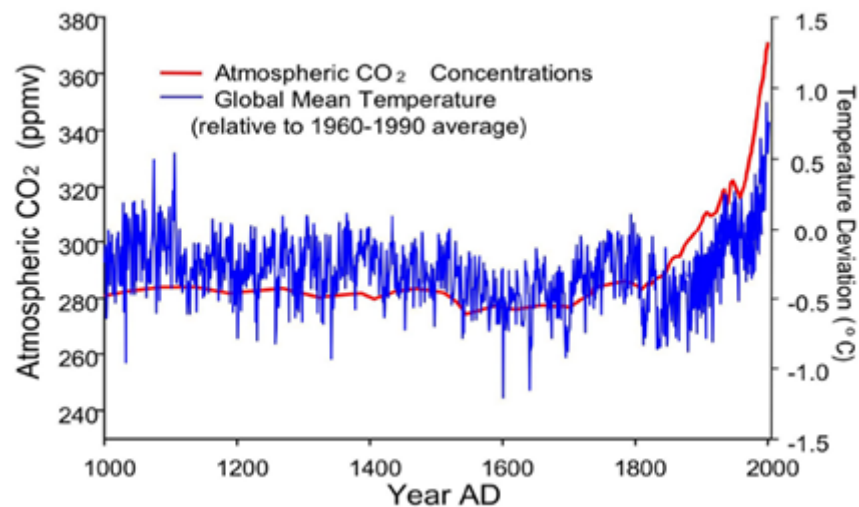
Het laatste rapport van het PCCC¹⁴ (bestaande uit Nederlandse onderzoeksinstituten en universiteiten) beschrijft het volgende:

- Het eerste decennium van de 21e eeuw is het warmste tijdvak van tien jaar sinds het begin van de temperatuurmetingen.
- De gemiddelde temperatuur tussen 2000 en 2010 was bijna 0,2 graden hoger dan het gemiddelde van de jaren negentig.
- Sinds 1980 bedraagt de afname van de ijsbedekking (in het Noordpoolgebied red.) zo'n 10% per tien jaar.

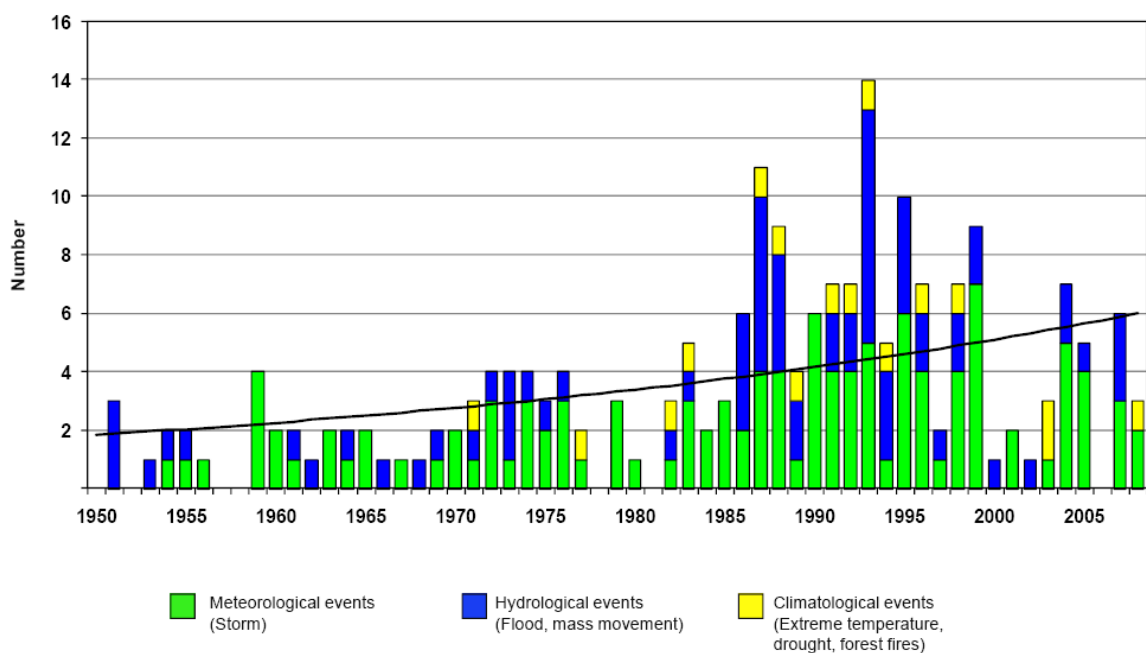
Er zijn diverse bronnen die een verband tussen de CO₂ concentratie en de mondiale klimaatopwarming. In figuur 7.1 wordt een dergelijk verband gevisualiseerd. Dergelijk figuren zijn zowel voor de relatief korte termijn als lange termijn beschikbaar, en gebaseerd op verschillende meetmethoden en bronnen. Voor zover bekend, laten alle bronnen zien dat de CO₂ concentratie sinds het begin van de industriële revolutie sterk gestegen is.

De Münchener Rückversicherungs Gesellschaft beschikt over een uitgebreide database met onder andere klimaat gerelateerde catastrofes. Figuur 7.2 geeft een indicatie van de toename van grote catastrofes over de afgelopen 50 jaar.

¹⁴PCCC, 2010, De staat van het klimaat 2009, www.klimaatportaal.nl, p. 71. Het PCCC bestaat uit o.a. het KNMI, ECN, NWO, Vrij Universiteit Amsterdam, Universiteit Utrecht en de Universiteit Wageningen.



Figuur 7.1 CO₂ concentratie in de atmosfeer en gemiddelde temperatuur van de afgelopen 1000 jaar.¹⁵



Figuur 7.2 Grote weer gerelateerde catastrofes 1950 – 2008, aantal en trend.¹⁶

¹⁵ Bron: Quest for Growth. Originele databronnen : www.globalwarmingart.com.

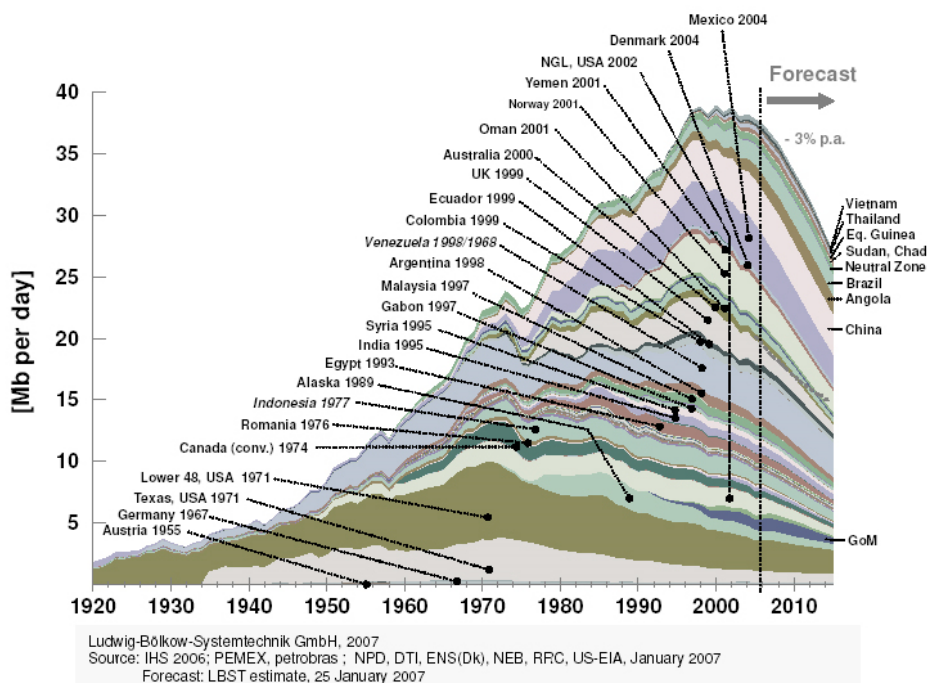
¹⁶ Bron: Münchener Rückversicherungs Gesellschaft, Geo Risk Research, NatCatSERVICE.

Uitputting fossiele brandstoffen

Olie en gas concern Shell spreken van Drie Harde Waarheden:

1. De mondiale energie vraag zal sterk toenemen en verdubbelen tussen nu en 2050
2. Het aanbod van conventionele olie en gas zal niet in staat zijn om aan deze vraag te voldoen
3. Een verhoogde consumptie van energie zal in een verdere verhoging van de CO₂ uitstoot resulteren met onacceptabele gevolgen.

Voor de oliewinning wordt aangenomen dat deze volgens een normale verdeling loopt met een piek productie ('peak-oil'). Dit principe geldt voor een bron, een veld, een land en voor de gehele wereld. Veel landen zijn reeds over deze piek productie heen, zie figuur 7.3.



Figuur 7.3 Hubbert Peak diagram voor olie productie voor niet OPEC en niet voormalige Sovjet landen.

Beleidsmaatregelen en voornemens¹⁷

De Europese Commissie verwacht van alle 27 EU-lidstaten een Nationaal Actieplan Duurzame Energie 2010-2020. In deze NAP's moeten lidstaten uitleggen hoe zij hun doelstelling gaan halen die voortkomt uit de Richtlijn Duurzame Energie, die in 2008 werd aangenomen. Omdat zij er grotendeels ook door Brussel aan worden gehouden, is deze NAP bepalend voor de richting van het duurzame energiebeleid van elk land.

¹⁷ Bron: 'Duurzame Energie routekaart. De groei van duurzame energie in Nederland 2010-2020'. DE Koepel REPAP, 17 mei 2010.

Ook Nederland levert zijn Nationale Actieplan binnenkort in Brussel in. Volgens de in de Richtlijn afgesproken taakverdeling moet Nederland in 2020 ervoor zorgen dat 14% van alle energie eindgebruik uit duurzame, hernieuwbare bronnen komt. Het kabinet Balkenende IV stelde de Nederlandse eigen doelstelling vast op 20%.

Duurzame energie

Op den duur zal het produceren van olie en gas steeds minder rendabel worden. Hierdoor zullen energieprijzen stijgen en zal uiteindelijk een energietekort ontstaan als er geen of te weinig alternatieven zijn. Om in de toekomst dit energietekort duurzaam in te kunnen vullen, zullen alle duurzame opties ingezet moeten worden. Het gebruik van één enkele duurzame bron kan op termijn niet voldoen aan de energievraag in Nederland. Het is dus belangrijk om geothermie als duurzame optie in te zetten naast de andere opties. Hierbij moet dan worden gekeken welke optie voor welke locatie en toepassing het meest geschikt is.

7.3 Evaluatie diepe geothermie

Potentieel vanuit de ondergrond

In theorie is er voldoende geothermisch potentieel in de diepe ondergrond (> 4 km) om geheel Nederland honderden jaren van energie te voorzien. De vraag is hoeveel van het ondergrondse potentieel werkelijk gewonnen kan worden. De kwaliteit van de huidige beschikbare informatie over winbare lagen dieper dan 4 km wordt als zeer matig beschouwd en schattingen over de aanwezigheid en dikten van lagen kunnen niet worden gegeven. Het risicoprofiel is hierdoor momenteel ongunstig.

Om een indruk te krijgen van het ondergrondse potentieel zijn scenario's uitgewerkt voor verschillen percentages winbare land oppervlakte. Voor de berekening zijn de volgende gegevens gebruikt:

- Totale primaire energie gebruik is 3.200 PJ per jaar.
- Primaire energie gebruik voor warmte is 1.280 PJ (40%).
- Primaire energie gebruik voor elektriciteit is 768 PJ (24%).
- Diepte is 7,5 km.
- Voor de berekening wordt een correctie toegepast voor het verschil in omzettingsefficiëntie (warmte naar elektriciteit) van conventioneel ten opzichte van geothermie.

Tabel 7.3 Scenario's van winbaar oppervlakte voor diepe geothermie (> 4 km). Het aantal jaren energie voorziening is gebaseerd op een 20% afdekking van de energievraag door diepe geothermie.

Scenario winbaar oppervlakte	warmte voorziening	Elektriciteitsvoorziening
20%	475 jaar	217 jaar
40%	950 jaar	435 jaar
60%	1.425 jaar	652 jaar

Indicatieve berekeningen voor het herstel van de temperatuur in het reservoir geven aanwijzingen dat het reservoir –met een dergelijke diepte en temperatuur– na 100 tot 150 jaar voor een belangrijk deel (80%) zijn hersteld. Om een definitieve uitspraak te kunnen doen dienen de berekeningen verfijnt te worden.

De conclusie is dat het ondergrondse potentieel van diepe geothermie –afhankelijk van het winbare oppervlakte– voldoende is om honderden jaren aan de huidige totale warmte en elektriciteitsbehoefte in Nederland te kunnen voorzien.

Potentieel bovengrond

Het primair energieverbruik in Nederland bestaat voor 40% uit warmte en 24% uit elektriciteit. Van de warmtevraag komt op dit moment ongeveer 48% toe aan de industrie, 42% aan de gebouwde omgeving en 10% aan de glastuinbouw.

De gevraagde temperatuur niveaus in de gebouwde omgeving en glastuinbouw sluiten goed aan bij de temperatuur niveaus die door geothermie geleverd kunnen worden. In stedelijke omgevingen met een warmtenet kan geothermie in principe aan 100% van de warmtevraag voldoen. Vanwege beperkingen uit de ondergrond wordt van 20% uitgegaan. Uit de kostprijsberekeningen blijkt dat het voor geothermische stadsverwarming loont om dieper te boren.

Tabel 7.4 Ondergrondse en bovengrondse potentieel van diepe geothermie

Primaire energie gebruiker	Ondergronds potentieel	Bovengronds potentieel
Elektriciteitsopwekking	20%	100%
Warmte – Gebouwde omgeving	20%	100%
Warmte – Industrie	20%	20 - 30%
Warmte – Glastuinbouw	20%	100%

Voor de industrie is de inschatting dat 20 tot 30% van de processen met diepe geothermie verwarmd kunnen worden. Door het gebruik van een hybride systeem (geothermie met bijverhitting) of door toepassing van ultra diepe geothermie kan dat percentage oplopen. Voor industriële toepassingen is de kostprijs van geothermie iets hoger ten opzichte van een referentie gasketel bij de huidige gasprijs.

Aangenomen wordt dat diepe geothermie in Nederland aan 20% van de elektriciteitsbehoefte kan voorzien, gebaseerd op Heat-in-Place (HIP), Potential-Recoverable-Heat (PRH) en winbare oppervlakte berekeningen. Voor de berekeningen van het potentieel van geothermische elektriciteit is rekening gehouden met de verschillen in omzettingsefficiëntie van geothermie ten opzichte van fossiele bronnen. In combinatie met restwarmte levering is de onrendabele top iets hoger dan de referentie kostprijs, bij toenemende diepte neemt de kostprijs sterk af.

Tabel 7.5 Potentieel van diepe geothermie voor de transitie naar duurzame energie.

Primaire energie gebruiker	Verbruik	Transitie potentieel	Duurzaam potentieel
Elektriciteitsopwekking	24% - 768 PJ	20%	154 PJ
Warmte – Gebouwde omgeving	17% - 538 PJ	20%	108 PJ
Warmte – Industrie	19% - 614 PJ	20%	123 PJ
Warmte – Glastuinbouw	4% - 128 PJ	20%	26 PJ
totaal			411 PJ

Capaciteitsfactor

De continue beschikbaarheid van geothermische warmte en elektriciteit is van positieve invloed op de milieuprestatie. Voor met name de industrie en voor elektriciteitsopwekking valt de hoge capaciteitsfactor gunstig uit. Voor warmte en koude in de bebouwde omgeving geldt dat er een seizoensafhankelijkheid is. Het kan zich lonen om de warmtebenutting vanuit een geothermisch doublet te optimaliseren door de toepassing van warmte- (en eventueel koude) buffering.

Lange termijn tariefafspraken

Een voordeel van geothermie is de continue beschikbaarheid, lange levensduur van de putten en leidingen en lage en stabiele operationele kosten. Vergeleken met gas en biomassa heeft geothermie veel lagere en stabielere operationele kosten, omdat de energiekosten voor de pompen een gering deel uitmaken van de jaarlijkse kosten. Hierdoor kunnen lange termijn prijsafspraken gemaakt worden, wat zekerheid geeft aan ontwikkelaars en investeerders over de terugverdientijd van investeringen.

Daarnaast geeft diepe geothermie zekerheid aan afnemers van de warmte. Er zal rekening gehouden moeten worden met de Niet-Meer-Dan-Anders tarieven zoals die naar verwachting dit jaar in de Warmtewet van kracht zullen worden. Met geothermie zijn investeerders en afnemers in beperkte mate afhankelijk van fluctuaties en prijsstijgingen voor fossiele brandstoffen.

Leercurve

Door onder andere de grote onzekerheid in de hoeveelheid water wat kan worden onttrokken is het risicoprofiel voor diepe geothermie momenteel ongunstig. Hierdoor zijn investeerders zeer terughoudend. De hoeveelheid kennis neemt, zeker in de beginfase, sterk toe door de uitvoering van (pilot-) projecten. Door de toename in kennis en ervaring wordt het risicoprofiel in de toekomst gunstiger. Doorzetting ook de onzekerheden af zullen nemen, kunnen in de toekomst makkelijker investeerders gevonden worden. In de kostprijsberekeningen is aangenomen dat een groot deel van de leercurve is doorlopen.

Kostprijs geothermie en CO₂-reductie

Hieronder is in de tabellen 7.6 en 7.7 het overzicht van de resultaten van de kostprijsberekening en de CO₂ reductieresultaten (ten opzicht van 2007 eindverbruiker) weergegeven. Bij het maken van deze berekeningen is aangenomen dat technologische drempels zijn overwonnen en door ervaring het risico is verminderd. Voor stadsverwarming en koeling is diepe geothermie (> 4 km) goedkoper dan de referentie.

Tabel 7.6 Overzicht van de kostprijsberekeningen en onrendabele toppen

Case	Diepte [km]		Kostprijs		Onrendabele top
			geothermie	referentie	
Warmte	4	[€/GJ]	6,0	7,9	-1,9
Warmte	5,5	[€/GJ]	5,5	7,9	-2,4
Warmte	7,5	[€/GJ]	5,3	7,9	-2,6
Elektriciteitsproductie ORC	5,5	[€/kWh]	0,179	0,065	0,114
Elektriciteitsproductie Single Flash Steam + ORC	7,5	[€/kWh]	0,122	0,065	0,057
Elektriciteit- (ORC) - en warmteproductie	5,5	[€/kWh]	0,052	0,065	-0,013
Elektriciteit- (Flash) - en warmteproductie	7,5	[€/kWh]	0,063	0,065	-0,002
Industrie: stoomproductie	7,5	[€/GJ]	8,6	8,5	0,1
Industrie: stoom- en elektriciteitsproductie	7,5	[€/GJ]	8,0	8,5	-0,5
Industrie: koudeproductie	5,5	[€/GJ]	5,6	6,5	-0,9

Bij elektriciteitsproductie en warmtebenutting in de industrie is er een onrendabele top. Door restwarmtelevering bij elektriciteitsproductie wordt de kostprijs van elektriciteit meer dan gehalveerd. Het loont ook om elektriciteit te produceren met de restwarmte na stoomlevering aan de industrie. Een grotere uitkoeling en een hoog aantal vollasturen verlagen de kostprijs voor verschillende toepassingen

Tabel 7.7 Overzicht van de CO₂ besparingen

	Vermeden CO ₂ uitstoot [kton/jaar]	CO ₂ -reductie [%]
warmte/stoom levering	21-48	88-95
elektra ORC	6-7	46/100 ⁽¹⁾
elektra ORC + warmte	30	81/100 ⁽¹⁾
elektra flash + ORC	15-21	72/100 ⁽¹⁾
elektra flash + warmte	35-40	88/100 ⁽¹⁾
stoom + elektra	31	83/100 ⁽¹⁾
koude	38	93

⁽¹⁾ Reductie bij gebruik grijze/eigen stroom voor pompen

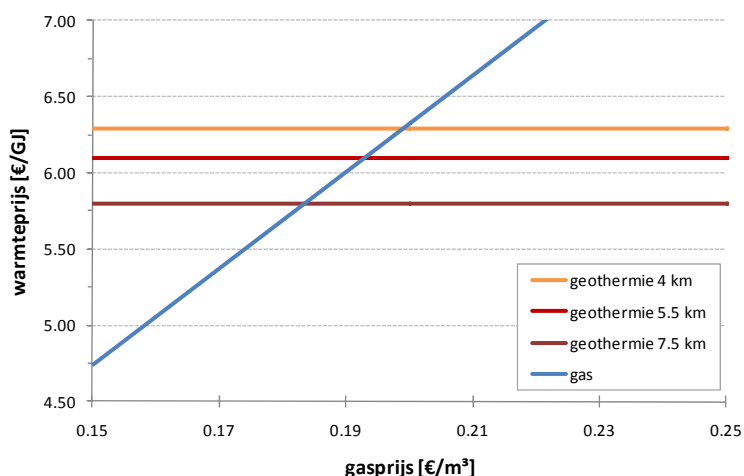
De CO₂-reductie is voor warmte- en koudeproductie hoog. Bij elektriciteitsproductie is deze lager door de grote hoeveelheid elektra nodig voor ondergrondse en bovengrondse pompen. De CO₂-reductie voor elektriciteitsproductie is afhankelijk van de keuze van het omzettingssysteem, wat weer afhankelijk is van de diepte.

Vanuit energetisch oogpunt is het onverstandig om aardgas te verbranden voor de verwarming van gebouwen en het maken van warm tapwater. Deze hoogwaardige brandstof kan beter worden ingezet voor processen die op een veel hoger temperatuurniveau plaatsvinden. Het gebruik van geothermie als warmtebron sluit veel beter aan bij het gevraagde temperatuurniveau. Belangrijk voordeel is dat er geen warmtepomp hoeft te worden gebruikt voor de genoemde warmtevraag. Hierdoor is de COP en daardoor de milieuprestatie van diepe geothermie veel beter dan WKO.

Fossiele energiekosten ontwikkelingen

In deze studie is gerekend met energiekosten voor gas van 0,22 €/m³ en elektriciteit van 0,065 €/kWh (leveren en terugleveren). Deze prijzen zijn echter aan fluctuaties onderhevig die de referentiekostprijs sterk beïnvloeden. De afgelopen jaren zijn de prijzen flink hoger geweest (gas tot meer dan 0,35 €/m³ in zomer 2008). Onder invloed van de huidige economische crisis zijn de prijzen weer gedaald.

De onrendabele top voor geothermische toepassingen hangt sterk af van de referentiesituatie en gehanteerde energiekosten. De figuur hieronder laat zien bij welke gasprijs het omslagpunt ligt voor geothermische warmte. Bij een diepte van 4 km ligt het omslagpunt rond een gasprijs van 0,20 €/m³. Voor elektriciteit geldt uiteraard een vergelijkbaar verband.



Figuur 7.4 Overzicht van de warmteprijs van geothermie t.o.v. de gasprijs

CO₂ prijs ontwikkeling

In deze studie zijn geen kosten meegenomen voor compensatie van CO₂ uitstoot. Op dit moment is de CO₂ prijs laag (~15 €/ton in april 2010). De verwachting is dat de CO₂ prijs zal stijgen in de komende jaren en dat meerdere sectoren voor deze kosten zullen moeten gaan betalen.

Kosteneffectiviteit in de bestaande bouw

In de bestaande bouw zijn veel energiebesparingsmaatregelen technisch beperkt toepasbaar en kostbaar. Een besparing van 20-40% is met isolatie goed te realiseren.

Voor een besparing van 60-70% met isolatie is al gauw een investering nodig van 20.000 tot 30.000 euro per woning. Ter vergelijking, geothermie kost 8.000 tot 15.000 per woning (inclusief bronnen, leidingen, aansluitingen en piekkel). De jaarlijkse kosten voor onderhoud zijn laag en stabiel.

Daar waar geothermie vanuit de ondergrond mogelijk is, kan duurzame warmte tegen zeer lage kosten per ton vermeden CO₂ (kosteneffectiviteit) worden geleverd. Ondanks dat geothermie het imago heeft duur te zijn, is deze optie veel kosteneffectiever dan vele andere duurzame maatregelen.

7.4 Positie van Nederland in de geothermische markt

Nederland bezit vanuit de olie- en gasindustrie veel kennis op het gebied van de diepe ondergrond, boormethodes, reservoirstimulatie, etc. Nederland heeft dus een solide hoeveelheid kennis beschikbaar die ook in de geothermische industrie ingezet kan worden. Mensen vanuit de olie- en gasindustrie kunnen relatief gemakkelijk overstappen naar de geothermische industrie. Tevens heeft Nederland ervaring met aardbevingen veroorzaakt door menselijk ingrijpen in de ondergrond (gaswinning). Deze ervaring en de kennis die Nederland bezit, is voor de geothermische industrie in binnen- en buitenland van groot belang.

In de landen met diepe geothermie in hun verduurzamingprogramma wordt diepe geothermie voornamelijk ingezet voor de productie van duurzame elektriciteit en restwarmtelevering (indien mogelijk). De ervaring die Nederland heeft opgedaan met bijvoorbeeld het optreden van seismiteit en hoe daar mee omgegaan wordt, ontbreekt in deze landen. Nederland kan als kennisland optreden. Echter, andere landen hebben al projecten ontwikkeld of zijn daar nu hard mee bezig. Nederland loopt (nog) achter in deze ontwikkelingen, maar heeft een goede solide achtergrond van waaruit het diepe geothermie verder kan ontwikkelen.

7.5 Internationale ontwikkelingen

Door verschillende partijen in het buitenland wordt gekeken naar de mogelijkheden van diepe geothermie in het desbetreffende land (M.I.T., 2006; Paschen et al., 2003). Diverse landen hebben diepe geothermie in hun programma voor verduurzaming van de energievoorziening opgenomen. Landen die hieronder vallen zijn Australië, Duitsland, Frankrijk, Engeland, Verenigde Staten en sinds kort ook België en Canada.

Ook binnen de internationale markt is gekeken naar de positie van diepe geothermie en de benodigde ontwikkelingen om het tot een volwaardige duurzame technologie te brengen. De bevindingen in deze studie zijn in overeenkomst met de internationale markt (Huenges, 2010). Tevens worden de verschillende factoren die invloed hebben op de ontwikkeling van diepe geothermie bevestigd.

8 Conclusies en aanbevelingen

8.1 Conclusies

Deze studie laat zien dat de potentie van diepe geothermie (> 4 km) groot is en dat geothermie op veel plekken in Nederland kan worden toegepast. Ten minste 20 % (411 PJ per jaar) van het primaire energie gebruik kan in 2050 met diepe geothermie worden ingevuld.

De kostprijs van energie uit diepe geothermie is in het algemeen gelijk aan, of zelfs lager dan de referentie kostprijs van energie uit fossiele bronnen bij het huidige prijsniveau. Bij toekomstige gas (en kolen) prijsstijgingen zal diepe geothermie nog gunstiger uitvallen ten opzichte van de referentie. De inzet van diepe geothermie voor elektriciteitsopwekking is vooral gunstig als elektriciteitsopwekking gecombineerd wordt met restwarmte levering. Door het toepassen van optimalisaties zakken de kostprijzen. Voor bijvoorbeeld elektriciteit opwekking alleen –dus zonder warmte afzet– zakt de kostprijs naar onder het niveau van de referentiesituatie (0,08 €/kWh, prijspeil 2010). Een diep geothermische project wat alleen elektriciteit produceert heeft dus op den duur geen subsidie meer nodig. Dit geldt ook voor andere toepassingen.

De kostprijs van diepe geothermie en de grote van het transitiepotentieel maken diepe geothermie in vergelijking met andere duurzame energiebronnen buitengewoon aantrekkelijk. Het blijkt dat de kosten per geleverde hoeveelheid energie afnemen als er dieper geboord wordt.

Geothermische elektriciteitsopwekking heeft naast de kostprijs andere voordelen, met name de mogelijkheid om als basislast te dienen en onafhankelijk te zijn van externe factoren zoals wind en licht omstandigheden. Verder neemt een centrale relatief weinig ruimte in beslag en veroorzaakt geen (horizon)vervuiling. Geothermische elektriciteitsopwekking leent zich uitstekend voor decentrale energie opwekking.

Om tot een 100% duurzame energiehuishouding in 2050 te komen zullen alle duurzame energie bronnen –in Nederland met name windenergie, biomassa en geothermie– ingezet moeten worden. De energiebronnen hebben verschillende karakteristieken, waarbij geothermie een belangrijke bijdrage kan leveren aan de basislast.

8.2 Beleidsaanbevelingen

Gezien de gunstige kostprijs en het potentieel voor een grootschalige energie transitie is krachtig stimuleringsbeleid gerechtvaardigd. Een juiste combinatie van marktwerking en overheidsbeleid kan zorg dragen voor een succesvolle en relatief snelle duurzame energietransitie.

De volgende gebieden voor krachtig stimuleringsbeleid kunnen worden onderscheiden:

1. Het creëren van een technologisch fundament
2. Zorg dragen voor het soepel doorlopen van de leercurve ('valley-of-death')
3. Ondersteunen van maatregelen om risico's te reduceren
4. Het instellen van duurzame verplichtingen
5. Het instellen van budgetneutrale financiële prikkels

De voorgestelde beleidsgebieden worden hieronder in detail beschreven.

Het creëren van een technologisch fundament

Voor een succesvolle transitie en het gunstig positioneren van het Nederlandse bedrijfsleven dienen een aantal technologische ondersteunende activiteiten plaats te vinden:

- Geothermische karakterisatie van de zeer diepe (4 tot 10 km) geologische ondergrond van Nederland en de ontwikkeling van grootschalige proceskennis van voor geothermie geschikte systemen.
- Onderzoek en ontwikkeling van vernieuwende boortehnologieën om de boorkosten en boorrisico's te reduceren.
- Verder onderzoek en ontwikkeling naar elektriciteitsproductie in de midden temperatuur range (200 – 300°C).
- Onderzoek en ontwikkeling van modellen en methoden voor geïnduceerde seismische activiteit in combinatie met onderzoek naar methoden voor het verbeteren van de doorlaatbaarheid van ondergrondse lagen.

In paragraaf 8.4 wordt een aanzet gedaan voor een technische roadmap voor diepe geothermie.

Zorg dragen voor het soepel doorlopen van de leercurve ('valley-of-death')

Diepe geothermie wordt op dit moment in Nederland niet toegepast. Door onzekerheden en het risicoprofiel zijn investeerders zeer terughoudend. Om de realisatie van diepe geothermie te initiëren en de industrie bij het doorlopen van de leercurve te ondersteunen dienen een aantal proef of demonstratie projecten door de overheid gefinancierd te worden.

De mate van investeringen en de periode waarin deze gedaan worden bepalen de snelheid waarmee de leercurve kan worden doorlopen. Bij publieke ondersteuning op korte termijn van meerdere (proef-) projecten kan de leercurve in circa tien jaar doorlopen worden.

Ondersteunen van maatregelen om risico's te reduceren

Voor de succesvolle realisatie van diepe geothermie projecten is risico afdekking een noodzakelijke voorwaarde. De internationale verzekeringssector is redelijk goed in staat om de risico's van geothermie in te schatten. Desalniettemin kan gesteld worden dat de verzekeringssector een grote terughoudendheid heeft ten opzichte van (diepe) geothermie zolang er geen database is van geslaagde projecten.

De risico's hebben tevens grote invloed op de publieke acceptatie van diepe geothermie. Deze, voornamelijk technische, risico's dienen daarom zoveel mogelijk ondervangen te worden.

De volgende maatregelen worden voorgesteld:

- Een garantieregeling voor verzekeringsmaatschappijen. De uitvoering van verzekeringen kan verzorgd worden door de maatschappijen en de overheid kan zorgen voor een 'vangnet' om moeilijke of anders-niet-te-verzekeren risicoafdekking mogelijk te maken.
- Het aanpassen van de huidige garantieregeling voor aardwarmte. In dit geval zorgt de overheid voor de verzekering van de projecten.
- Het mogelijk maken van en bijdragen aan (proef-) projecten. Door het uitvoeren van (proef-) projecten wordt de leercurve doorlopen en nemen de risico's af. Het afnemen van de risico's zorgt voor een goede publieke acceptatie van diepe geothermie.

Het instellen van duurzame verplichtingen

Het instellen van duurzame verplichtingen is een generieke aanpak; het stimuleert alle opties voor duurzame energie en niet alleen geothermie. Geadviseerd wordt energieleveranciers te verplichten een bepaald aandeel duurzame energie te leveren. Voordat dit plaats kan vinden dient een aantal aanpassingen te worden gemaakt:

- De opname van duurzame warmte voor de bepaling van het aandeel duurzame energie. Momenteel wordt voornamelijk gefocust op duurzame elektriciteit. Duurzaam geleverde warmte dient mee geteld te worden voor het percentage geleverde duurzame energie.
- Aanpassing van de huidige regelgeving die nadelig uitpakt voor de levering van duurzame warmte, zoals bijvoorbeeld de Warmtewet, energielabels, etc.

Het instellen van budgetneutrale financiële prikkels

Voor het instellen van financiële prikkels kunnen twee opties worden onderscheiden:

- Optie A. Het opnemen van (diepe) geothermie in de Subsidie Duurzame Energie (SDE), zowel voor elektriciteit als voor warmte
- Optie B. Het invoeren van een feed-in tarief naar Duits voorbeeld, zowel voor warmte als voor elektriciteit.

De voorkeur gaat uit naar optie B. Voor investeerders is het van groot belang verzekerd te zijn van een gegarandeerde vergoeding over de afschrijvingsperiode (meestal 20 jaar). De kosten van het systeem kunnen gecompenseerd worden met accijnzen of belastingen op fossiele brandstoffen en CO₂.

Optie B kan een zeer krachtige stimulatie te weeg brengen. Andere landen zoals Frankrijk (0,20 €/kWh) en Duitsland (0,16 tot 0,27 €/kWh) hebben reeds voor deze weg gekozen voor geothermische elektriciteit. Als na een periode van 10 of 20 jaar de diepe geothermie markt en industrie volwassen zijn kan de regeling aangepast of afgeschaft worden. Het invoeren van een feed-in tarief heeft laten zien dat het vele initiatieven creëert.

Bij optie A, het opnemen van geothermie in de SDE regeling, dient de subsidie minimaal gelijk te zijn aan het minimum bedrag wat andere duurzame bronnen voor hun elektriciteit krijgen. Het wordt aanbevolen tevens duurzame warmte op te nemen in de SDE regeling.

8.3 Vervolgonderzoek

Om het potentieel van diepe geothermie beter in beeld te kunnen brengen zijn een aantal vervolgstappen aan te bevelen. Hierdoor kan diepe geothermie vervolgens beter in het beleid gepast worden. Tevens worden hierin aanbevelingen gedaan om de technische ontwikkeling te stimuleren

Ten tijde van uitvoering van deze studie is parallel een dialoog gaande over de beleidsbijstelling voor minder diepe geothermie. De onderwerpen van deze dialoog worden niet in deze studie behandeld.

Match boven & ondergrond

Het is van belang de potentie van de ondergrond met de bovengrondse potentie te vergelijken. In het kader van deze studie was onvoldoende informatie beschikbaar om deze analyse uit te kunnen voeren. Geadviseerd wordt het gebruik van bovengrondse potentiekaarten voor warmte, koude én elektriciteit in combinatie met de ondergrondse kaarten om een goede inschatting te kunnen maken.

Financiële cases

In deze studie zijn voor de verschillende toepassingsmogelijkheden globale business cases opgesteld. Aanbevolen wordt deze in een toekomstige fase in meer detail uit te werken voor de verschillende toepassingsgebieden.

Tevens dienen in de volgende fase de kosten van elektriciteitsproductie, waarbij de eigen opgewekte stroom voor de interne pompen gebruikt wordt, in kaart gebracht te worden.

Visie

In deze studie zijn verschillende beleidsopties genoemd om diepe geothermie en de verschillende toepassingen te stimuleren. Een analyse van de kosten en baten van de verschillende beleidsstimulatiegebieden viel buiten het kader van deze studie. Aanbevolen wordt dit in een vervolgfase in kaart te brengen. Hierbij dienen de verschillende stimuleringsopties vergeleken te worden met het stimuleringsbeleid van andere duurzame opties. Aanbevolen wordt ook om te kijken naar het aandeel dat de markt kan leveren in de visie.

8.4 Technische roadmap diepe geothermie

Aanbevolen wordt een roadmap voor diepe geothermie op te stellen waarbij in ieder geval onderstaande punten in zijn opgenomen.

Algemeen potentieel onderzoek

In deze studie is een inschatting gemaakt van het globale potentieel. Uit de resultaten blijkt dat het potentieel groot is. Er staan nog een aantal meer technisch gedetailleerde vragen open om het debiet en de productie van een geothermisch systeem beter te kunnen vaststellen. Deze stappen zijn belangrijke voorbereidingen voordat tot de daadwerkelijke uitvoering van commerciële projecten kan worden overgegaan.

Geothermische karakterisatie en grootschalige proceskennis

Voor het vinden van geschikte ondergrondse condities, moeten de voor geothermie geschikte lagen en breuksystemen meer in detail in beeld gebracht worden door de analyse van beschikbare seismiek en putgegevens. De inschatting is dat voor zeer grote diepten (> 4 km) de seismische informatie niet passend is en dat nieuwe seismische data moeten worden vergaard. Voor de exploratie van diepe geothermie in de Nederlandse ondergrond moeten de methodes nog in meer detail worden ontwikkeld. Modelleren van diverse processen is nodig om locaties met preferente natuurlijke condities goed te kunnen voorspellen. Voor een betrouwbare voorspelling is het nodig dat modellen gekalibreerd zijn aan eigenschappen die in het laboratorium worden onderzocht.

Laboratorium proeven. Om een goede inschatting te kunnen maken hoe gesteenten reageren op reservoirstimulatie in samenhang met natuurlijke krachten en temperatuur in de ondergrond, worden in het laboratorium monsters onderzocht. Hierbij zal het gedrag van het gesteente onder vergelijkbare druk en temperatuur als in de ondergrond worden onderzocht. De focus zal liggen op het bepalen van de nodige parameters voor de grootschalige proceskennis en de reservoirstimulatie modellen.

Reservoirstimulatie modellering. Modellen kunnen het gesteentegedrag simuleren tijdens stimulatie. De volgende stimulaties dienen te worden gemodelleerd:

- Hydraulische stimulatie. Onder hoge druk worden grote hoeveelheden water in het gesteente gepompt waardoor het gesteente 'gekraakt' wordt.

- Thermische stimulatie. Door het afwisselen van het injecteren van koud water en opwarm perioden ontstaan trek en krimp scheuren.
- Chemische stimulatie. Met chemicaliën worden mineralen in het gesteente opgelost.
- Hiervoor zal een stroommodel gebruikt worden dat rekening houdt met het scheur-netwerk en spanningsveranderingen. Hieruit zal bepaald worden welk mechanisme of combinatie van mechanismes realistisch is.

Reservoir exploitatie modellering. Deze modellen beschrijven het gedrag van het water in het reservoir/breuksysteem en de putten tijdens de exploitatie en voorspellen het te onttrekken debiet en daarmee het thermische vermogen.

Algemeen risico onderzoek

Seismiciteit. Bij het stimuleren van diepe gesteentes ontstaan vele kleine aardschokken. De meeste aardschokken (>99%) worden niet door mensen waargenomen. In enkele gevallen is het mogelijk dat aardschokken een grotere amplitude hebben die wel door mensen kunnen worden waargenomen.

De grootte van het risico van seismiciteit dient onderzocht te worden om het probleem in perspectief te kunnen plaatsen. Om ervoor te zorgen dat toekomstige projecten hier eenduidig mee omgaan, is het van belang om een methode te ontwikkelen om dit risico in te kunnen schatten. Om sterke seismiciteit te voorkomen wordt de seismische activiteit gemodelleerd en passende wijzigingen in de stimulatie strategie doorgevoerd.

Neerslag van mineralen. Het water dat gebruikt wordt voor geothermie is afkomstig van grote diepte waar hoge drukken en temperaturen heersen. Door deze hoge drukken en temperaturen kunnen in het water veel mineralen oplossen. Het water op deze diepte kan veel zouten, silicaten en sulfiden bevatten. Onderzocht wordt wat de specifieke invloeden zijn op de neerslag in de installaties en corrosie, en welke maatregelen genomen moeten worden om deze effecten tegen te gaan.

Reservoir volume en herstel. De grootte van het reservoir –het deel van de ondergrond dat water bevat– heeft een grote invloed op de hoeveelheid warmte die over de operationele periode van de installaties onttrokken kan worden. Met modellen wordt de maximale hoeveel te onttrekken warmte vastgesteld.

Pilot projecten

De volgende stap is het op korte termijn daadwerkelijk uitvoeren van meerdere projecten om onzekerheden te verkleinen. De uitkomsten van de modellen kunnen dan vergeleken worden met de werkelijkheid. Door het uitvoeren van meerdere pilot projecten zal de kennis van de diepe geologie van Nederland toenemen. Tevens neemt de kennis en ervaring met diep boren en gesteente stimulatie toe die bij volgende projecten ingezet kunnen worden.

Referenties

- Al-Anzi, E., M.A.-M., N. Al-Habib, A. Al-Mumen, H. Nasr-El-Din, O. Alvarado, M. Brady, S. Davies, C. Fredd, D. Fu, D. Lungwitz, F. Chang, E. Huidobro, M. Jemmali, M. Samuel, and Sandhu, D., 2003, Positive reactions in Carbonate Reservoir Stimulation: Oilfield Review, v. 15, p. 28-45.
- Bertani, R., 2007, Technological status of geothermal power, European Geothermal Congress.
- Bertani, R., 2008, Power plant technology: state of the art and road ahead, ICS Meeting: Trieste, Italy, 10-12 December 2008.
- Bless, M.J.M., Bouckaert, J., Bouzet, P., Conil, R., Cornet, P., Fairon-Demaret, M., E.Groessens, Longerstaey, P.J., Meessen, J.P.M.T., Paproth, E., Pirlet, H., Streel, M., Amerom, H.W.J.v., and Wolf, M., 1976, Dinantian rocks in the subsurface north of the Brabant and Ardenno-Rhenish massifs in Belgium, the Netherlands and the Federal Republic of Germany: Mededelingen Rijks Geologische Dienst, v. 27 (3), p. 81-195.
- Clauser, C., 2008, Geothermal energy in Germany - potential for significant supply of electric energy, heating and cooling?, DAP Geothermie Symposium: Delft, 10 November 2008.
- Cloetingh, S., J.D. Van Wees, Ziegler, P., Lenkey, L., Beekman, F., Tesauero, M., Forster, A., Norden, B., Kaban, M., Hardebol, N., Bonte, D., Genter, A., Guillou-Forttier, L., Voorde, M.T., Sokoutis, D., Willingshofer, W., Cornu, T., and Worum, G., 2010, Lithosphere tectonics and thermo-mechanical properties: an integrated modelling approach for Enhanced Geothermal Systems exploration in Europe: Earth-Science Reviews, doi:10.1016/j.earscirev.2010.05.003.
- Department of Energy, U.S., 2004, Geothermal technologies program - Enhanced Geothermal Systems: Washington, DOE National laboratory.
- Duin, E.J.T., Doornenbal, J.C., Rijkers, R.H.B., Verbeek, J.W., and Wong, T.E., 2006, Subsurface structure of the Netherlands - results of recent onshore and offshore mapping: Netherlands Journal of Geosciences, v. 85, p. 245-276.
- ECN, 2008, De Nederlandse en industriële energiehuishouding van 2000 tot en met 2006.
- ECN, 2009, Actualisatie referentieramingen, Energie en emissies 2008-2020.

- ECN, and KWA Bedrijfsadviseurs, 2004, Marktpotentieel van innovatieve warmtepompen voor koude in de Nederlandse procesindustrie, ECN-RX-04-103, p. 13.
- Ecofys, 2007, Duurzame warmte en koude 2008-2020: potentiëlen, barrières en beleid, PBIONL071816.
- EGEC, 2007, Geothermal electricity and combined heat & power, <http://www.egec.org/target/EGEC-Brochure%20Geothermal%20E&CHP.pdf>.
- Fokker, P.A., 2006, Hydraulic fracturing in the hydrocarbon industry, ENGINE Workshop 3 "Stimulation of reservoir and microseismicity": Kartause Ittingen, Zurich, June 29 - July 1, 2006, p. 6.
- Geluk, M.C., Duser, M., and Vos, W.d., 2007, Pre-Silesian, in Wong, T.E., Batjes, D.A.J., and de Jager, J., eds., Geology of the Netherlands: Amsterdam, Royal Netherlands Academy of Arts and Sciences, p. 27-42.
- Harmelink consulting, 2009, Uniforme maatlat voor de warmtevoorziening in de woning- en utiliteitsbouw: Utrecht, SenterNovem.
- Huenges, E., 2010, Geothermal Energy Systems -Exploration, development, and utilization: Weinheim, Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, 463 p.
- Lokhorst (ed), A., 1998, The Northwest European Gasatlas, Netherlands Institute of Applied Geoscience TNO: Haarlem, ISBN 90-72869-60-5 (CD-ROM).
- Lund, J.W., 2007, Characteristics, development and utilization of geothermal resources: GHC Bulletin, v. June 2007, p. 9.
- M.I.T., 2006, The future of geothermal energy - Impact of enhanced geothermal systems (EGS) on the United States in the 21st century, Assessment by a Massachusetts Institute of Technology-Led Interdisciplinary Panel (J.F. Tester, Chairman). 372 pp. [www.1.eere.energy.gov/geothermal/future_geothermal.html](http://www1.eere.energy.gov/geothermal/future_geothermal.html). Boston.
- Paschen, H., Oertel, D., and Grünwald, R., 2003, Möglichkeiten geothermischer Stromerzeugung in Deutschland: Karlsruhe, Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag, p. 128.
- PCCC, 2010, De staat van het klimaat 2009, www.klimaatportaal.nl, p. 71.
- SenterNovem, 2006, Protocol Monitoring duurzame energie: Utrecht.
- SenterNovem, 2007, Meerjarenaafspraken Energie-efficiency - Absorptiekoeling, publicatienr: 2 MJAP0735.
- van Adrichem Boogaert, H.A., and Kouwe, W.F.P., 1993-1997, Stratigraphic nomenclature of the Netherlands: Mededelingen Rijks Geologische Dienst, v. 50.
- Van Wees, J.D., Bonte, D.D.P., Verweij, H., Souto-Carneiro, M., Juez-Larré, J., Gessel, S.V., Kramers, L., and Simmelink, E., 2009, High resolution temperature models

for geothermal exploration - Methods and application to the Netherlands, 71st
EAGE conference and exhibition: Amsterdam, P225.

Bijlage 1

Geologische tijdsschaal

Geological timescale							
with a stratigraphic column of the Netherlands							
Age [MY]	Era	Epoch	Stage	Group or Formation	Productive measures		
2.4	Cenozoic	Quaternary					
		Tertiary	Neogene	Upper Northsea Gp			
			Paleogene		Middle Northsea Gp		
					Lower Northsea Gp		
65	Mesozoic	Cretaceous	Late	Ommelanden (Chalk) Fm			
					Texel Fm		
			Early		Holland Gp		
					Rijnland Gp		
143				Schieland Gp			
		Jurassic	Late	Altena Gp			
			Middle				
			Early				
208		Triassic	Late	Upper Germanic Triassic Gp			
			Middle				
245				Early	Lower Germanic Triassic Gp	Main Buntsandstein	
251	Paleozoic	Permian		Zechstein Gp			
271					Upper Rotliegend Gp	Slochteren Fm	
			Early	Lower Rotliegend Gp			
290		Carboniferous	Silesian		Limburg Gp	several sandstones Mb	
			Dinantian	Carboniferous Limestone Gp	Kolenkalk Gp		
354			Devonian				
409							
439				Silurian			
		Ordovician					
510		Cambrian					
570							
	Precambrian						

Bijlage 2

Potentie berekening

Temperature- and Heat Capacity Maps of the Netherlands

The temperature maps for the two selected depth intervals are based on an extrapolation of the existing 5000m temperature-depth map <ref: Bosatlas>. The gradient is extrapolated from the surface temperature (assumed 10°C) to the temperature at 5km depth. The temperature projected on the map is to a reference depth halfway the top and bottom of the interval:

Interval 1: 5250 m – 5750 m → reference depth = 5500 meters

Interval 2: 7250 m – 7750 m → reference depth = 7500 meters

$$T_{GRADIENT} = \frac{T_{5000m} - T_0}{5000}$$

$$T_{reference.depth} = depth_{REFERENCE} \cdot T_{GRADIENT}$$

As a function of the temperature, the 'heat in place' map is constructed. *The heat in place (short: HIP)*, is the maximum theoretically extractable heat in the aquifer. It is the product of weighted volumetric heat capacity of rock and pore-fluid times the volume of the rock times the temperature difference of reservoir and average surface temperature:

$$HIP = \gamma_t \cdot h \cdot (T_{RES} - T_0) \cdot 10^{-9}$$

Where

γ_t	=	Total aquifer heat capacity ([J/m ³ °C ⁻¹])
T_{RES}	=	Aquifer temperature (°C)
T_0	=	Surface temperature (°C)
h	=	Aquifer thickness (m)

The total aquifer heat capacity (γ_t) is defined as:

$$\gamma = (\phi \cdot C_{\text{WATER}} \cdot \rho_{\text{WATER}}) + ((1 - \phi) \cdot C_{\text{ROCK}} \cdot \rho_{\text{ROCK}})$$

Where

Φ	=	Porosity	=	1%
C_{WATER}	=	Heat capacity of formation water (J/kg °C ⁻¹)	=	3772
C_{ROCK}	=	Heat capacity of rock (J/kg °C ⁻¹)	=	1000
ρ_{WATER}	=	Density of formation water (kg/m ³)	=	
		1042 kg/m ³		
ρ_{ROCK}	=	Density of rock (kg/m ³)	=	2600
		kg/m ³		

Not all theoretically extractable heat in the aquifer can be recovered. Due to physical, geological and economical reasons, the *potential recoverable heat* (short: *PRH*) is a fraction of the heat in place. In addition, the PRH is calculated using the injection temperature of the formation water, instead of the surface temperature (T_0). In comparison to the 'heat in place' of a reservoir, less heat can be recovered and particular areas will not be available for heat production.

For EGS power and coheat production the following assumptions have been made. In all applications the production temperature has been assumed to be equal to the average temperature of the depth intervals. For the reinjection temperature different values have been adopted depending on (the type of) coheat generation.

1. EGS power only, no coheat → 80°C
2. EGS power + greenhouse heating → 25°C

The assumed recovery percentage in the process of making these maps is set to 5%. Generally this value is in the range of 1% to 10%.

Results and prospect

To get an insight in the obtained values, a prospective estimation is made based on the Dutch electricity consumption in 2008. The total consumption in 2008 was 123 TWh/y. Adopting an efficiency for heat to power conversion of 15% at a depth of 5500 meters, with a load factor of 0.9, it requires 568 PJ/yr geothermal heat to produce 3 GWe. To produce 3 GWe from a depth of 7500 meters, with an assumed efficiency for heat to power conversion of 20% and a load factor of 0.9, 427 PJ/yr of geothermal energy is required. A production of 3 GWe corresponds to an electricity production of 24 TWh per year.

EGS Deep [5500 m Depth]		
	HIP [in PJ]	PRH (5%) [in PJ]
Heating	9.0959E+06	4.5479E+05
Power and heating	9.0959E+06	4.2767E+05
Power	9.0959E+06	2.7851E+05

Table 1: output values (cumulative~) from thermoGIS for the onshore Netherlands subsurface at a depth of 5500 meters

EGS Deep [7500 m Depth]		
	HIP [in PJ]	PRH (5%) [in PJ]
Heating	1.2699E+07	6.3495E+05
Power and heating	1.2699E+07	6.0785E+05
Power	1.2699E+07	4.5868E+05

Table 2: output values (cumulative~) from thermoGIS for the onshore Netherlands subsurface at a depth of 7500 meters

With an efficiency for heat to power conversion of 15% at a depth of 5500 meter, the PRH of the Dutch subsurface is cumulative $2.7851\text{e}+5$ PJ. This implies that EGS can sustain 20% of Dutch electricity demand for a period of 490 years. At a depth of 7500 meter and an efficiency of 20%, the PRH of the Dutch subsurface is $4.5868\text{e}+5$ PJ, which corresponds to a period of 1074 years.

depth	installed power	produced power (F0.9)	thermal energy	usability	remarks
[m]	[GWe]	[TWh]	[PJ/yr]	[years]	
5500	3	24	568	490	efficiency = 15%
7500	3	24	427	1074	efficiency = 20%

Table 3: The installed power is based on a delivery of 20% of the Dutch electricity demand per year. The produced power is based on a load factor of 90%. The efficiency is set to 15%. The resulting projected usability is 2845 years.