

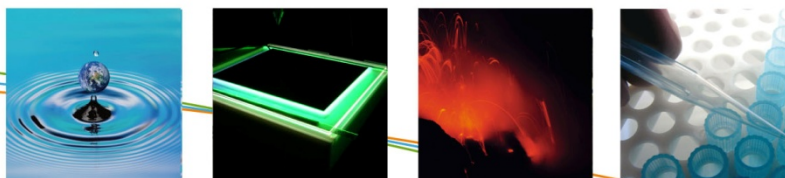
EINDRAPPORT

Technology watch: geothermie en het potentieel in Vlaanderen

R.Dreesen, B.Laenen

Studie uitgevoerd in opdracht van ALBON
2010/SCT/R/001

Januari 2010



VITO NV

Boeretang 200 – 2400 MOL – BELGIE
Tel. + 32 14 33 55 11 – Fax + 32 14 33 55 99
vito@vito.be – www.vito.be

BTW BE-0244.195.916 RPR (Turnhout)
Bank 435-4508191-02 KBC (Brussel)
BE32 4354 5081 9102 (IBAN) KREDBEBB (BIC)

VERSPREIDINGSLIJST

Albon : 5 exemplaren
BGD : 2 exemplaren
VITO : 3 exemplaren

SAMENVATTING

Na een korte beschrijving van de verschillende exploitatievormen van geothermie, wordt een overzicht gegeven van de inzet van geothermie en enkele relevante ontwikkelingen in Wallonië en onze buurlanden. Hieruit blijkt dat een verhoogde inzet van geothermie een belangrijke stap is naar olie/gasonafhankelijkheid. Wallonië bezit een belangrijk maar grotendeels ongebruikt geothermisch potentieel. Verschillende recente projectvoorstellen in de regio Mons geraakten echter niet van start door een gebrek aan financiering. Behalve de verhoogde recente inzet van geothermische warmte in de glastuinbouw, worden in Nederland ook al geothermisch gevoede stadsverwarming-projecten opgestart. De garantieregeling voor boren naar aardwarmte blijkt hierbij een duidelijke stimulator. Frankrijk heeft een lange traditie in geothermische stadsverwarming. Door de goedkopere oliepijzen op het eind van vorige eeuw was er een terugval maar nu is geothermie duidelijk terug van weggeweest. Zo worden verschillende nieuwe doubletten voor stadverwarming opgestart, terwijl de regering er alles aan doet om geothermie binnen haar territorium te promoten en waar mogelijk ook financieel te ondersteunen. Frankrijk beschikt al sinds 1974 over een garantiesysteem voor het dekken van geologische risico's bij geothermische projecten, dat in 1982 werd vernieuwd.

Duitsland beschikt over meer dan 200 locaties waar geothermische energie daadwerkelijk wordt ingezet, hoofdzakelijk voor stadsverwarming maar ook voor elektriciteitsopwekking. De Duitse regering wil tegen 2020 een 280 MW aan vermogen realiseren via geothermische elektriciteitsopwekking. Wat de warmtevoorziening betreft wordt verwacht dat tegen 2020 een totaal van 8,2 miljard kWh aan warmte uit diepe geothermische projecten zal worden gerealiseerd. Ook in Duitsland wordt een risicoverzekering voor (diepe) geothermieprojecten gehanteerd i.h.k.v. aanmoedigingsprogramma's voor duurzame energie.

Belangrijke info- en promotiekanalen voor geothermie zijn, naast enkele regionale initiatieven zoals de Nederlandse Stichting Platform Geothermie, vooral de EGEC (European Geothermal Energy Council), de IGA (International Geothermal Association), en GEOFAR (Geothermal Finance and Awareness in European Regions). Deze laatste heeft recent belangrijke studies uitgevoerd en gepubliceerd over niet-technische barrières en beschikbare financiële middelen en stimulansen in Europa. Het gebruik van geothermische energie varieert zeer sterk tussen de verschillende landen en Europese lidstaten. Het Europese GTR-H project (GeoThermal Regulation – Heat) heeft dit recent in kaart gebracht en een vergelijkend rapport over regelgeving en steunmaatregelen is nu vrij beschikbaar.

In het laatste hoofdstuk wordt een overzicht gegeven van het potentieel van geothermische energie in Vlaanderen. Door regionale variaties in warmteflux en thermische geleidbaarheid van de ondergrond, is het areaal in Vlaanderen waarbinnen directe aanwending van aardwarmte met traditionele systemen mogelijk is, beperkt. Het areaal is geconcentreerd in het zuiden van West-Vlaanderen en in de Kempen. Toepassingen die een temperatuur van 35°C of meer vergen, zijn beperkt tot de Kempen. De economische haalbaarheid dient echter geval per geval bekeken te worden. Niet-traditionele systemen zoals EGS zijn in principe over gans Vlaanderen mogelijk. De investeringen die hiermee gepaard gaan zijn echter wel substantieel hoger dan die voor gelijkaardige traditionele toepassingen.

Een case study van het geothermisch potentieel voor de glastuinbouwsector in de Noorderkempen toont duidelijk aan dat geothermische doubletten een volwaardig alternatief kunnen zijn voor WKK of andere vormen van warmteopwekking, op voorwaarde dat gelijkwaardige financiële steunmaatregelen als voor WKK worden gehanteerd. De technische en economische haalbaarheid van geothermische doubletten in Vlaanderen is al lang bewezen. Stimuli naar analogie met Nederland, Frankrijk en Duitsland, kunnen helpen om de ontwikkeling van het geothermische potentieel van Vlaanderen te versnellen.

INHOUD

Verspreidingslijst	I
Samenvatting	II
Inhoud	III
Lijst van tabellen	V
Lijst van figuren	VI
Hoofdstuk 1 Inleiding	1
1.1 <i>Geopolitieke situatie</i>	1
1.2 <i>Alternatieven voor fossiele brandstoffen</i>	2
1.3 <i>Geothermie</i>	2
Hoofdstuk 2 Exploitatievormen van geothermie	5
2.1 <i>Ondiepe geothermie</i>	5
2.1.1 <i>Koude-warmteopslag (open systeem)</i>	5
2.1.2 <i>Ondiepe aardwarmtesondes (gesloten systeem)</i>	6
2.2 <i>Diepe geothermie</i>	7
2.2.1 <i>Hydrothermale systemen (open systeem)</i>	7
2.2.2 <i>HDR of EGS (open systemen)</i>	9
2.2.3 <i>Diepe aardwarmtesondes (gesloten systeem)</i>	11
Hoofdstuk 3 Inzet van geothermische energie	13
3.1 <i>Wereldwijd</i>	13
3.2 <i>Geothermie in Wallonië</i>	16
3.3 <i>Geothermie in de buurlanden</i>	20
3.3.1 <i>Nederland</i>	20
3.3.2 <i>Frankrijk</i>	28
3.3.3 <i>Duitsland</i>	34
3.3.4 <i>Promotiekkanalen en-organismen</i>	42
3.3.5 <i>Regelgeving rond geothermie</i>	45
3.3.6 <i>Risicodekking, risicofondsen, investeringen</i>	46
Hoofdstuk 4 Geothermie in Vlaanderen - een stand van zaken	49
4.1 <i>De theoretische reserve</i>	49
4.2 <i>Ontwikkeling van het geothermisch potentieel in Vlaanderen</i>	56
4.2.1 <i>Traditionele geothermische systemen</i>	56
4.2.2 <i>Potentieel geothermie voor tuinbouw in Hoogstraten – een gevallenstudie</i>	58
4.2.3 <i>Duurzame verwarming & koeling</i>	59
4.2.4 <i>Elektriciteitsproductie</i>	61
Hoofdstuk 5 Het potentieel in Vlaanderen	65

Hoofdstuk 6	Ontwikkelingsstrategie	67
Hoofdstuk 7	Besluit	69
Literatuurlijst		71

LIJST VAN TABELLEN

Tabel 1: Overzicht van de karakteristieken van de geothermische putten in het gebied van Mons	17
Tabel 2: Parameters van de aardwarmtebron A+G van den Bosch	22
Tabel 3: Energieverbruik A + G Van den Bosch	23
Tabel 4: Overzicht van de voornaamste locaties waar geothermische stadsverwarming wordt aangewend (2007)	35
Tabel 5: Overzicht van de projecten in Duistland waar elektriciteit geothermisch wordt opgewekt (2007)	36
Tabel 6: Minimale temperatuur nodig voor verschillende toepassingen van geothermische energie (zie ook figuur 32) volgens het nog steeds in voege zijnde Lindal-diagram, 1973.	51
Tabel 7: Theoretische energie-inhoud van de voornaamste geothermische reservoirs in Vlaanderen.	54
Tabel 8: Investeringskosten voor geothermische doublet in de Kolenkalk in de omgeving van Merksplas (reservoir op een diepte van 1.700 m).	57
Tabel 9: Investeringskosten en onderzoekskosten voor de ontwikkeling van het Mijwater KWO - geothermische systeem in Heerlen.	61
Tabel 10: Investeringskosten voor een 5 MW _e double flash geothermische elektriciteitscentrale die water aantapt uit een breukgebonden reservoir op 5000 m diepte in de slenkregio.	62

LIJST VAN FIGUREN

Figuur 1: Schema van een waterpompsysteem met horizontale aardwarmtelussen (links) en verticale aardwarmtesondes (grondgekoppelde warmtepompen) (rechts)	6
Figuur 2: Principe van een geothermische centrale met z.g. doubletsysteem	8
Figuur 3: Principe van een geothermisch doubletsysteem	9
Figuur 4: Principe van een z.g. "HDR heat mining system": water circuleert in een gesloten leiding met de bedoeling van thermische energie te onttrekken aan een z.g. "engineered" geothermisch reservoir en af te leveren aan een krachtcentrale aan de oppervlakte. Een hoge-druk injectiepomp levert de enige aandrijfkraft (links: naar Duchane & Brown, 1997; rechts: AGEA)	10
Figuur 5: Geïnstalleerde capaciteit (links) en energieproductie (rechts) voor geothermische elektriciteitsopwekking (blauw) en direct gebruik (rood) in de wereld (uit: Friedleifson et al, 2008)	13
Figuur 6: Geïnstalleerde capaciteit voor geothermische elektriciteitsproductie in diverse landen, naar Bertani (2007).	14
Figuur 7: Geothermisch potentieel van de ondergrond van West-Europa. (bron: EGEC). Beige: ondiepe geothermie, alleen EGS; Bruin: medium-temperatuur bekkens (stadverwarming); Oranje: hoge- temperatuur bekkens (elektriciteit, stadsverwarming); Rood: hoge enthalpie zones (geschikt voor elektriciteitsopwekking). Rechts: tabel met de berekende geothermische warmtecapaciteit voor Europe in 2007	15
Figuur 8. Locatie van de 3 bestaande geothermische putten nabij Mons	16
Figuur 9. Het z.g. cascadesysteem van de geothermische put van Saint-Ghislain (naar A.Rorive & L. Licour, 2009)	18
Figuur 10: Overzicht van de nieuwe geothermische prospects in de Mons regio (A. Rorive & L. Licour, 2009)	19
Figuur 12: Verbreiding van de temperaturen op 2000m diepte, bekomen uit diepe boringen. In Zuid-Limburg is slechts één boring die 2000 m diepte heeft gehaald (Nederweert-1-boring; NITG, 2004 in Lokhorst & Wong, 2007)	21
Figuur 13: Locatie van de aardwarmtebron aan de Leyweg in de wijk Zuidwest Den Haag	24
Figuur 14: Verwarmingsschema van het glastuinbedrijf Paprika Wijnen, Californië, Venlo.	25
Figuur 15: Vibroseismische campagne (DMT) rond Horst	25
Figuur 17: Types van doubletsystemen (injectie & reinjectieputten) aangewend in Frankrijk. Gedeveierde boringen worden toegepast in stedelijke agglomeraties om de milieuimpact en hinder aan het oppervlak te minimaliseren	29
Figuur 18: Kaartje met ligging van diepe geothermische projecten in Frankrijk. Dit zijn doubletten in het Bekken van Parijs en single wells zonder reinjectie, in het Bekken van Aquitaine (bron: BRGM).	30
Figuur 19: Schema van het oudste (Melun l'Almont, 1969) nog operationele geothermisch doubletsysteem gekoppeld aan een stadsverwarmingnetwerk in het Ile de France.	30
Figuur 21: Locatie en configuratie van de 4 diepboringen op de site van Soultz-sousForêts	32
Figuur 22: Geothermische productie-objectieven vooropgesteld door de Franse "Grenelle de l'environnement"	34
Figuur 23: Temperatuurkaart van de Duitse ondergrond op 5000m (links) en ligging van de 3 grote gebieden met geothermisch potentieel (het Noordduitse Bekken, de Boven Rijn graben en het Zuidduitse Molassebekken (rechts) (bron: BGR, Hannover)	35
Figuur 24: Locaties van de geothermische projecten voor warmte (links) en elektriciteit (rechts) (Kaltschmitt & Bohnenschäfer, 2007).	37

Figuur 26: Het diepe geothermie-project (doublet) voor warmte -en elektriciteitsproductie in Landau	38
Figuur 27: Boortoren en krachtcentrale van Unterhaching (warmte sinds 2007, elektriciteitsproductie sinds 2009)	39
Figuur 28: Vereenvoudigd schema van het geothermische stadsverwarmingnetwerk van Unterhaching.	41
Figuur 29: Aanwending van diepe geothermische energie in de GEOFAR target landen	44
Figuur 30: Belgische temperatuurkaart op een diepte van 1000 m (naar Berckmans & Vandenberghe, 1991).	50
Figuur 31: Relatie tussen temperatuur en diepte gemeten in afzettingen van het Tertiair en Krijt in Vlaanderen (Laenen, 2009)	52
Figuur 32: Toepassingen van lage-temperatuur geothermische bronnen. Overgenomen van: //www.gns.cri.nz/research/geothermal/low_temperature.html	53
Figuur 33: Ligging van reservoirs in België die mogelijk in aanmerking komen voor directe geothermische toepassingen (Laenen, 2009)	54
Figuur 35: Temperatuurverloop in de boring Opoeteren (63E223) en geschatte gemiddelde en maximale porositeit van het gesteente (Laenen, 2009)	62

HOOFDSTUK 1 INLEIDING

1.1 Geopolitieke situatie

Uit onderzoek blijkt dat in 2020 het energiegebruik van de derdewereldlanden het huidige energiegebruik van de geïndustrialiseerde landen zal overtreffen. Vooral de grote economische groei van China en India zorgt voor een steeds grotere vraag naar energie. Naar verwachting zal de mondiale vraag naar energie in 2020 verdubbelen. Energie wordt voornamelijk gewonnen uit de verbranding van fossiele brandstoffen zoals aardolie, aardgas en steenkool. Verwacht wordt dat de winning van fossiele brandstoffen in de komende jaren een piek zal bereiken en daarna zal dalen. De stijging van de vraag en de daling van het aanbod zorgt ervoor dat de prijzen van fossiele brandstoffen stijgend zullen blijven. Er zijn een beperkt aantal locaties waar commercieel winbare fossiele brandstofreserves aanwezig zijn. Door de grote afhankelijkheid van de wereldeconomie van fossiele brandstoffen zullen de landen met dergelijke fossiele brandstofreserves steeds meer onderwerp zijn voor mondiale machtspolitiek.

Olie-importerende landen worden gedwongen om politiek beleid te voeren om hun energievoorziening veilig te stellen. Dergelijk beleid kan echter ten kosten gaan van de belangen van andere landen of werelddelen. Dit zorgt ervoor dat de geopolitieke allianties zich met een grote graad verschuiven. De hoofdspelers zijn olie-exporterende landen zoals Rusland, Venezuela en het Midden Oosten en de olie-importerende gebieden zoals de VS, EU en opkomend Azië. Voor olie-importerende landen is het zowel een politiek als economisch voordeel om zo veel mogelijk onafhankelijkheid te creëren van olie-exporterende landen. Dit kan alleen door de vraag naar olie te vervangen met plaatselijk te winnen alternatieve vormen van energie.

Bij de verbranding van fossiele brandstoffen komt CO₂ vrij. De meeste wetenschappers vermoeden dat dit bijdraagt aan het broeikaseffect. Omdat alternatieve vormen van energie vrijwel geen CO₂ uitstoot met zich mee brengen, kunnen ze bij de steeds bewuster wordende bevolking worden promoot door ze te classificeren als duurzaam. Om de vraag naar duurzame energie te vergroten zijn er verschillende afspraken gemaakt. De bekendste afspraak is het Kyoto Protocol. Het doel van dit protocol is het verminderen van de wereldwijde uitstoot van broeikasgassen in 2008 - 2012 met 5.2% ten opzichte van 1990. Volgens het Kyoto protocol moet Europa 8% verminderen.

Aangezien het mondiale energieverbruik blijft groeien, kan een vermindering van CO₂ alleen worden bereikt als fossiele brandstoffen vervangen kunnen worden door duurzame alternatieven. Protocollen zoals het Kyoto Protocol geven de duurzame energiesector een duw en vergroten hiermee olie onafhankelijkheid voor olie-importerende landen. Dergelijk beleid biedt lucratieve investeringsmogelijkheden in de sterk opkomende duurzame energiesector.

1.2 Alternatieven voor fossiele brandstoffen

Er bestaan een aantal alternatieve vormen van energie die het potentieel hebben, of zouden kunnen hebben, om fossiele brandstoffen voor een groot deel (of in de toekomst in zijn geheel) te kunnen vervangen, zoals:

- Nieuwe nucleaire energie;
- Kernfusie;
- Energie uit biomassa;
- Waterkracht;
- Zonne-energie;
- Windenergie;
- Getijde- en golfslagenergie;
- Geothermische energie.

De term "duurzaam" beschrijft iets dat wordt gedaan op een manier die rekening houdt met toekomstige generaties. Energie kan als duurzaam worden bestempeld als het geen of verwaarloosbaar kleine negatieve gevolgen heeft op mens en milieu en waarover de mensheid voor onbepaalde tijd kan beschikken. Als men aan duurzame energie denkt, wordt meestal gedacht aan de bekendste vormen: zonne-energie, windenergie, bio-energie en waterkracht. Elke vorm heeft zijn eigen voor- en nadelen. Globaal gezien is het een voordeel dat ze geen of een geringe hoeveelheid aan broeikasgassen uitstoten. Het nadeel is dat in veel gevallen het energieaanbod afhankelijk is van de weersomstandigheden, het seizoen, het tijdstip of een specifieke locatie. Vaak is ook de energiedichtheid relatief laag waardoor een grote gebruikoppervlakte nodig is.

Op commercieel vlak zijn de duurzame technologieën onvoldoende ontwikkeld om een volledig alternatief voor fossiele brandstoffen te bieden. Wel kunnen deze vormen van energie op geschikte locaties (waar het economisch rendement relatief hoog ligt) worden toegepast om het fossiele brandstofgebruik gedeeltelijk te verminderen.

Nucleaire energie is per definitie niet hernieuwbaar- er worden immers grondstoffen verbruikt. De duurzaamheid van geothermie wordt echter vaak in twijfel gebracht. Men heeft de neiging om geothermie te associëren met het exploiteren van niet-hernieuwbare ondergrondse bronnen van fossiele brandstoffen. In tegenstelling tot deze bronnen, warmen aardwarmte reservoirs zich vanzelf weer op nadat de exploitatie ervan stop wordt gezet. Na een herstel (zeg: opwarm) periode kunnen ze vervolgens weer worden geëxploiteerd.

1.3 Geothermie

Het woord geothermie stamt uit het Grieks. Het is een samentrekking van 'geo', wat 'aarde' betekent, en 'thermos', vertaald als 'warmte'. Geothermie verwijst dan ook naar warmte die uit de aarde komt. Een deel van deze warmte komt uit de kern van de aarde, die naar schatting nog steeds tussen 5000 en 7000°K (2000°C - 12.000°C) warm is. Deze warmte stroomt geleidelijk weg naar de oppervlakte. Convectionbewegingen zorgen voor het grootste deel van de warmteafgifte vanuit de kern. De diepe warmteflux is dan ook niet homogeen verdeeld over de Aarde. De 'warme' zones vallen vrijwel allemaal samen met belangrijke riftsystemen. Het zijn doorgaans smalle, langgerekte gebieden waar de warmteflux lokaal kan oplopen tot boven 250 mW/m². Het grootste deel van het aardoppervlak is echter relatief koud, met een gemiddelde warmteflux tussen 40 en 80 mW/m². Naast de diepe flux genereert ook radioactief verval in de korst belangrijke hoeveelheden warmte. Ook deze warmte verplaatst zich naar de oppervlakte.

De grootte van de ondiepe warmteflux hangt sterk af van de dikte, de samenstelling en de ouderdom van de korst. In gebieden met een geringe toevoer van warmte uit de kern, is radioactief verval vaak goed voor 30% of meer van de warmteflux gemeten

aan de oppervlakte. Lokale veranderingen in de grootte van de ondiepe warmteflux zijn verantwoordelijk voor het grootste deel van de spreiding gemeten in 'koude' gebieden. De afkoeling van de kern en het radioactief verval zijn twee processen die traag verlopen. Naar menselijke maatstaven zijn beide warmtefluxen dan ook min of meer constant. Kortom, ze zorgen voor een quasi constante toevoer van warmte naar het bovenste deel van de aardkorst. In die zin is geothermische energie dan ook hernieuwbaar.

HOOFDSTUK 2 EXPLOITATIEVORMEN VAN GEOTHERMIE

Het exploiteren van aardwarmte heeft verschillende vormen en meerdere toepassingen. De toegepaste methode is afhankelijk van de lokale situatie en benodigde temperatuur. De twee vormen die onderscheiden kunnen worden zijn direct gebruik en indirect gebruik. *Direct gebruik* van Geothermie is het gebruik van aardwarmte als warmtebron voor industrie en woonomgeving zoals het verwarmen en koelen van gebouwen, verwarmen van water zoals zwembaden en kweekvijvers, verwarmen van serres in de tuinbouw, ijsvrij houden van bruggen en straten, industrie en landbouw. *Indirect gebruik* van Geothermie is het omzetten van aardwarmte naar elektriciteit. Meestal vindt direct gebruik plaats op lagere dieptes (2 – 3 km) en indirect gebruik op diepere dieptes (3 – 5 km). Dit hoeft echter niet altijd zo te zijn. In België en Nederland zijn boringen van ongeveer 2 km diepte nodig voor stadsverwarming, terwijl in IJsland een boring op deze diepte meerdere tientallen MW's aan stroom levert.

2.1 Ondiepe geothermie

De definitie over welke dieptes onder diepe en ondiepe Geothermie vallen verschilt per land. Volgens de Nederlandse wetgeving valt aardwarmtewinning dieper dan 500 meter onder de mijnbouwwet. Koude-warmteopslag bereikt nooit 500 m en verschilt van andere vormen van Geothermie die dieptes van enkele kilometers bereiken. Om Koude-warmteopslag te onderscheiden wordt het als *ondiepe Geothermie* bestempeld.

2.1.1 Koude-warmteopslag (open systeem)

Koude-warmteopslag (KWO) valt onder Geothermie, omdat er warmte uit de aarde wordt onttrokken. KWO verschilt echter van diepe Geothermie, omdat de warmte die onttrokken wordt niet in de aarde is ontstaan. De warmte is warmte uit de atmosfeer opgeslagen in de grond. KWO kan worden toegepast op plaatsen waar een watervoerende zandlaag (aquifer) aanwezig is. Standaard worden er twee putten geboord met een diepte van 50 tot 150 m en een onderlinge afstand van 100 tot 150 m. Omdat KWO gebruik maakt van grondwater van een conventionele waterput als warmtebron is KWO een 'open systeem'.

Koude-warmteopslag wordt toegepast voor kantoorgebouwen, ziekenhuizen, winkelcentra, industriële werkruimten waar klimatisatie of comfortregeling nodig is en in de agrarische sector. De temperatuur van de aarde is al op enkele meters diepte constant. Hierdoor kan in de zomer overtollige warmte in het grondwater worden opgeslagen die in de winter weer kan worden onttrokken voor verwarming doeleinden. In de zomer wordt koud grondwater uit één van de putten opgepompt. Met een warmtewisselaar wordt de koude afgegeven aan de gebouwen. Het opgewarmde grondwater wordt teruggepompt in een tweede put (warmtebron). In de winter wordt het opgeslagen warme grondwater opgepompt. Via dezelfde warmtewisselaar wordt de warmte afgegeven aan de gebouwen. Het gekoelde grondwater wordt vervolgens weer in de tweede put (koude bron) teruggepompt. De koude blijft hier opgeslagen tot de zomer wanneer er weer behoefte is aan koeling. Zo ontstaat een cyclus van energie opslag door de seizoenen heen.

2.1.2 Ondiepe aardwarmtesondes (gesloten systeem)

Ondiepe aardwarmtesondes (ook wel gesloten bodemwisselaars genoemd) kunnen worden toegepast voor het opwarmen van individuele gebouwen. Aardwarmtesondes zijn gesloten bronsystemen van doorlopende buizen, waarin het warmtetransportmiddel (water of het antivries glycol) steeds wordt hergebruikt. Aardwarmtesondes zijn er in twee vormen: horizontaal en verticaal (figuur 1). Horizontale sondes worden typisch enkele meters diep aangelegd. Dit beperkt hun rendement. Verticale aardwarmtesondes hebben een beter rendement. Ze kunnen worden toegepast als er niet genoeg horizontale ruimte beschikbaar is. Ze kunnen tot 300 m diepte worden aangelegd. Verticale aardwarmtesondes bestaan uit coaxiale buizen met twee aparte lagen. In de binnenste laag stroomt koude vloeistof omlaag. Via de buitenste laag stroomt de vloeistof weer omhoog terwijl het wordt opgewarmd door de omliggende grond.

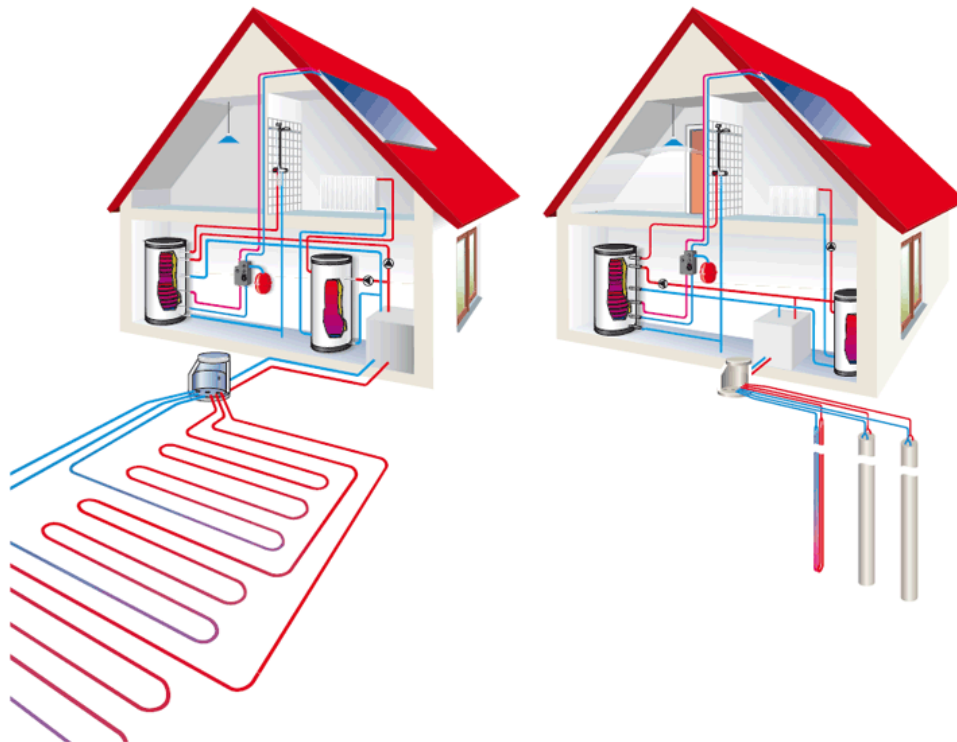
Verticale sondes

Een geologische analyse (bodemonderzoek) moet worden opgesteld. Belangrijke punten voor het boren van aardwarmtesondes zijn de verwachte watervoerende pakketten. De aardwarmtesondes moeten in pakketten met een goede warmtegeleiding worden aangelegd. De ondergrondse waterverplaatsing bepaalt de warmtetoevoer. Hieruit kan de lengte van de aardwarmtesondes worden bepaald.

Horizontale sondes

De sleuven moeten minimaal 1,2 m diep zijn en tot 120 m lang, afhankelijk van hoeveel buizen men wenst te leggen in een sleuf. Een vuistregel is 150 tot 180 m pijpleiding per 3.500 W afgegeven vermogen. Een warmtepomp van 10,5 kW afgegeven vermogen heeft dus minimaal 3 aardwarmtelussen nodig.

Het nadeel van aardwarmtesondes in vergelijking met een open systeem is dat er minder warmteoverdracht plaats vindt door het geringe raakvlak met de warmtebron.



Figuur 1: Schema van een waterpompsysteem met horizontale aardwarmtelussen (links) en verticale aardwarmtesondes (grondgekoppelde warmtepompen) (rechts)

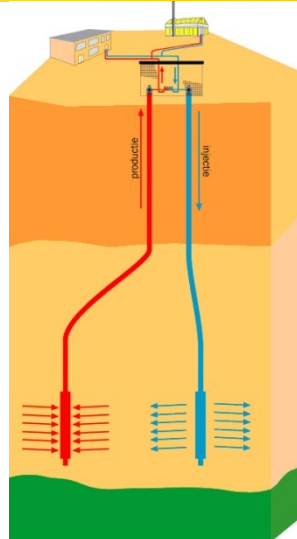
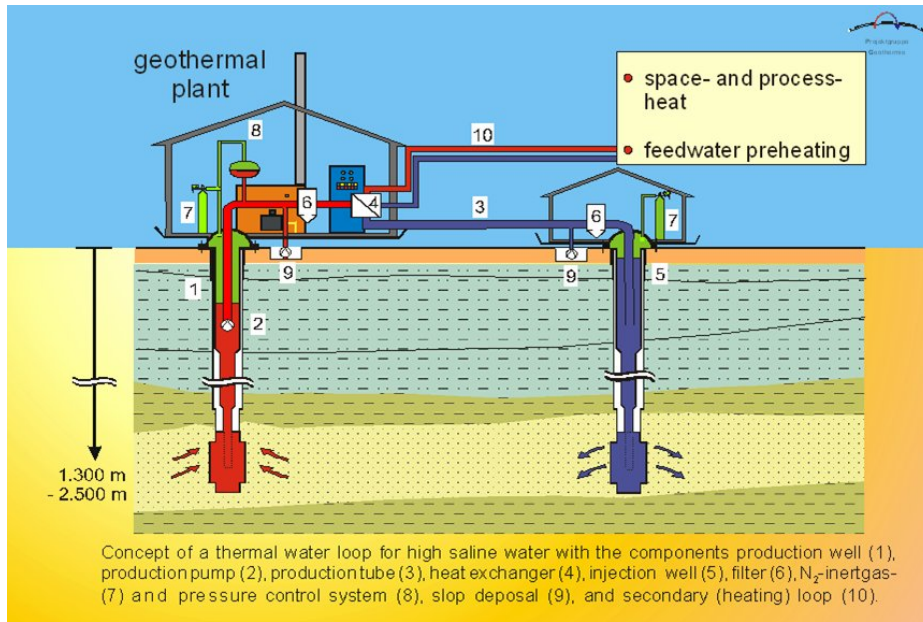
2.2 Diepe geothermie

Diepe geothermie is het gebruik van aardwarmte uit diepe bronnen om bijvoorbeeld woonwijken, bedrijventerreinen of serres te verwarmen. Hoe dieper de bron, hoe hoger de temperatuur. Aardwarmte uit bronnen die heet genoeg zijn, kan worden omgezet in elektriciteit. Bij diepe geothermie onderscheiden we verschillende systemen.

2.2.1 Hydrothermale systemen (open systeem)

In een hydrothermaal systeem circuleert warm water in een aquifer tussen twee bronnen. Er bestaan verschillende soorten aquifers. Een gesloten of begrensde aquifer heeft een waterhoudende grondlaag die ingesloten zit tussen ondoordringbare lagen (aquitards), zoals bv. graniet of klei. Hierdoor wordt het grondwater geïmmobiliseerd. Een open of onbegrensde aquifer is aan de bovenzijde niet afgesloten door een ondoordringbaar materiaal en bepaalt de grondwatertafel. Gesloten aquifers bezitten soms een hoge hydrostatische druk door natuurlijke aanvulling vanuit hoger gelegen gebieden.

De watertemperatuur van aquifers rond 2000 m diepte is gemiddeld 60 tot 80 °C. Dergelijke aquifers kunnen geëxploiteerd worden voor hun warmte. In tegenstelling tot het exploiteren van olievelden, herstelt de uitgeputte warmte in een aquifer zich, gezien in geologische termijnen, zeer snel. Nadat de productie is stilgelegd, warmt het hete gesteente het afgekoelde water op tot de omgevende temperatuur van het gesteente is bereikt en loopt de druk weer op tot het oorspronkelijk niveau is bereikt. Omdat het herstelproces quasi asymptotisch verloopt, duurt het zeer lang om een 100% herstel te bereiken. Een praktisch herstel van 95% treedt echter veel eerder op. De exacte duur van de herstelperiode varieert per locatie en per toepassing van de aardwarmte (zie Rybach et al, 2000). Grosso modo kan worden gesteld dat een uitgeputte aquifer ongeveer een even lange herstelperiode nodig heeft als de duur van de productieperiode: bijvoorbeeld een herstelperiode van 30 jaar voor 30 jaar gebruik. Door een 3e put te boren kan het afgekoelde gedeelte van de aquifer weer opwarmen. Net zoals bij een ondiepe KWO-systeem, wordt ook in de meeste hydrothermale systemen warm water uit één bron gepompt en het verkoelde water in een andere bron teruggepompt (doubletsysteem); figuur 2 en 3). Het verschil tussen beide systemen is echter dat bij KWO geen temperatuuroverdracht plaats mag vinden tussen de twee bronnen. Bij een hydrothermaal systeem is het juist de temperatuuroverdracht dat er voor zorgt, dat warmte kan worden geëxploiteerd en het ingepompte verkoelde water weer opgewarmd de bron kan verlaten. Hydrothermale systemen kunnen worden toegepast om woonwijken, bedrijventerreinen of serres (kassen) te verwarmen.



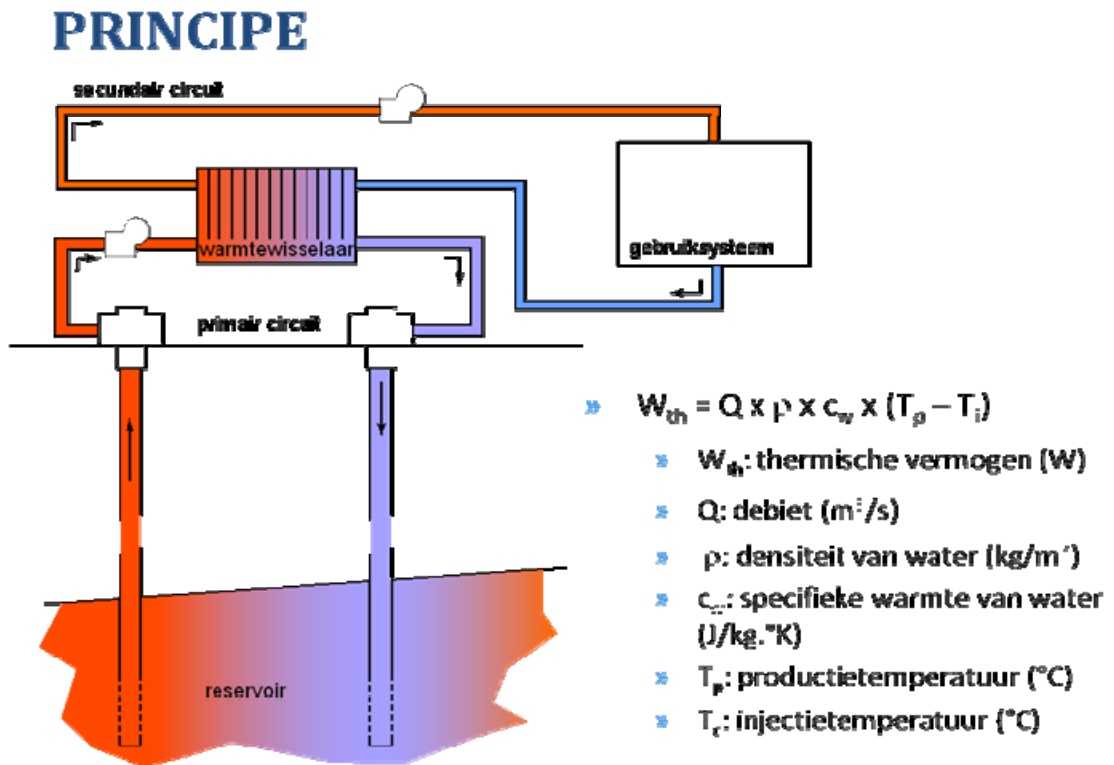
Figuur 2: Principe van een geothermische centrale met z.g. doubletsysteem

De warmteproductie (thermisch vermogen: W_{th}) van een doublet is afhankelijk van:

- De hoeveelheid water per uur (in m^3 per uur)
- De hoeveelheid warmte die het formatiewater kan bevatten (afhankelijk van soortelijk gewicht en samenstelling) (in kg water per $m^3 \times$ capaciteit Joule per kilo en graad afkoeling; J/m^3K)
- De afkoeling van het water in de warmtewisselaar (ΔT in $^{\circ}K$)
- In formulevorm: **$W_{th} = q \times p \times cv \times \Delta T$**

W_{th} = thermisch vermogen
 q = waterdebiet in m^3 per uur
 p = dichtheid formatiewater
 cv = warmtecapaciteit formatiewater
 ΔT = afkoeling water in Kelvin

Het warmtevermogen van een doublet is niet alleen afhankelijk van de opgeslagen hoeveelheid warmte in de aquifer en het debiet van het geproduceerde water, maar vooral ook van het verschil tussen aanvoer- en retourtemperatuur van het water. Hoe groter het verschil tussen productie- en injectietemperatuur, des te hoger de opbrengst aan warmte.



Figuur 3. Principe van een geothermisch doubletsysteem

2.2.2 HDR of EGS (open systemen)

HDR (Hot-Dry-Rock), is een systeem waarbij met hydraulische stimatiemaatregelen spleten en kloven worden gemaakt in een gesteente dat hoge temperaturen bevat, maar dat te weinig poreus is om water uit te halen. Er wordt een kunstmatig spletenstelsel gecreëerd waarin het water kan circuleren tussen twee bronnen (figuur 4). Initieel wordt water met hoge druk in het gesteente gepompt (hydraulische stimulatie). Hierdoor worden stroompaden opengeboren of al bestaande verbreed en wordt de doorlaatbaarheid van het gesteente vergroot. Deze handeling is noodzakelijk omdat anders het warmteuitwisselingsoppervlak en de doorstroombaarheid te gering zouden zijn. Het zo geïnduceerde stelsel van natuurlijke en kunstmatige spleten vormt een onderaardse geothermische warmtewisselaar. Door de injectieboring wordt water in het klovenstelsel geperst, waar dit circuleert en zich opwarmt. Het opgewarmde water wordt door de tweede boring, de productieboring, weer naar de oppervlakte gepompt (zie figuur 4).

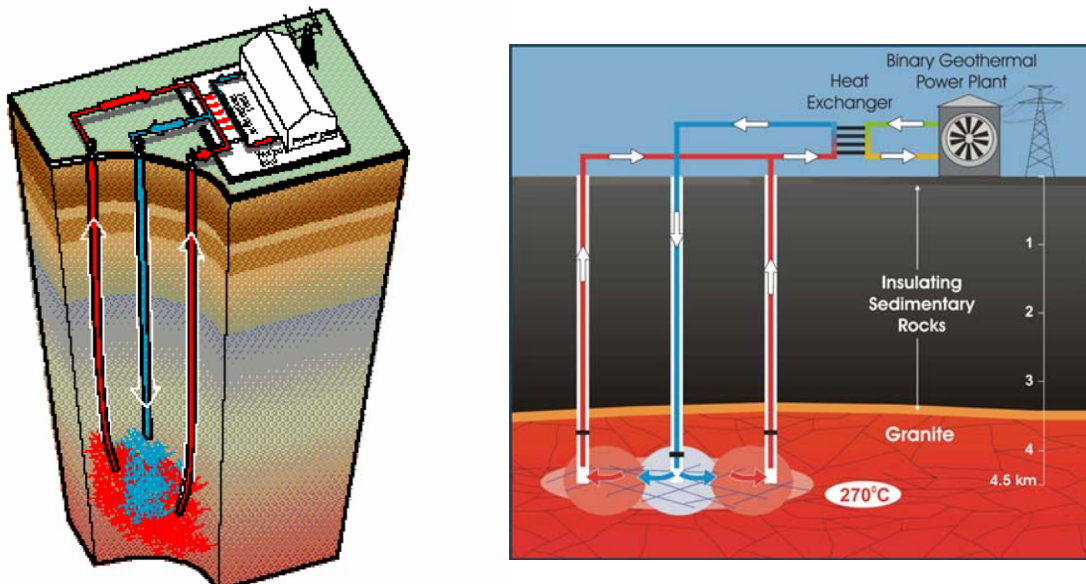
De hoge temperatuur van de diepe gesteenten kan worden gebruikt voor zowel warmte als stoomopwekking. Om de warmte in deze gesteenten te kunnen gebruiken moeten

er een warmtedrager (water) door worden gestroomd. Deze brengt de warmte-energie aan de oppervlakte. Het hete water kan dienen voor industriestoom, voor de voorziening van lokale en stadsverwarmingnetwerken en voor het opwekken van elektriciteit. De benaming.

Hot-Dry-Rock schept eigenlijk een verkeerd beeld van de realiteit. In werkelijkheid zijn bij deze temperaturen en dieptes geen kurkdroge gesteenteformaties aan te treffen. Om deze reden worden andere aanduidingen gebruikt zoals: Hot-Wet-Rock (HWR), Hot-Fractured-Rock (HFR) en het algemeen gebruikte Enhanced Geothermal System (EGS). Al deze termen staan in principe voor hetzelfde.

Volgens het Massachusetts Institute of Technology (MIT) heeft Enhanced Geothermal System (EGS) de potentie om 2.500 maal de huidige Amerikaanse elektriciteitsbehoefte te leveren. Op verschillende plekken in de wereld wordt EGS ontwikkeld en getest. Het door DOE gesponsorde Stanford Geothermal Program zet nanotechnologie in voor het bepalen van de doorlatendheid van de diepe ondergrond bij EGS-projecten. Dit team heeft in augustus 2009 bekend gemaakt dat ze succesvolle testen hebben uitgevoerd met SiO_2 nanodeeltjes die als tracer dienen in geïnjecteerd water in zandsteen. Met het gebruik van deze nanodeeltjes kan de doorlatendheid en daarmee de potentiële opbrengst van een EGS-reservoir in de diepe ondergrond bepaald worden waardoor het reservoir efficiënt gebruikt kan worden.

Een nanotechnologische ontdekking door DOE's Pacific Northwest National Laboratory kan geothermische elektriciteitsopwekking uit relatief koel warm water (kouder dan 150°C) een stuk efficiënter maken. Bij elektriciteitsopwekking uit dit relatief koele water, wordt meestal gebruik gemaakt van een warmtewisselaar met alkanen (of een andere vloeistof met een lage kooktemperatuur). Deze vloeistoffen geven echter relatief weinig energie af bij condensatie waardoor het proces inefficiënt is. Door middel van z.g. nano-technologische "metal-organic heat carriers" (MOHCs) kan de warmtecapaciteit van alkanen flink verhoogd worden waardoor de warmtewisselaar veel efficiënter kan functioneren.



Figuur 4: Principe van een z.g. "HDR heat mining system": water circuleert in een gesloten leiding met de bedoeling van thermische energie te onttrekken aan een z.g. "engineered" geothermisch reservoir en af te leveren aan een krachtcentrale aan de oppervlakte. Een hoge-druk injectiepomp levert de enige aandrijfkracht (links: naar Duchane & Brown, 1997; rechts: AGEA)

2.2.3 Diepe aardwarmtesondes (gesloten systeem)

Een diepe aardwarmtesonde (gesloten bodemwisselaar) is net als de ondiepe aardwarmtesonde, een gesloten systeem waarin een warmtedragend medium circuleert, alleen dan in een boring van 2 tot 3 km diep. Doordat het warmteuitwisselingsoppervlak met het omliggende gesteente zeer klein is, zijn de capaciteit en de rentabiliteit van een ontwikkeld gesloten systeem vele malen kleiner dan die van een open systeem. De capaciteit van het bestaande gesloten systeem is beperkt door de ondergrondse warmtestroom. Ze leveren typisch slechts enkele honderden kilowatt aan warmte. De voordelen zijn dat er geen filtersystemen en geen ondergronds reservoir nodig zijn en dat weinig pompenergie wordt gebruikt.

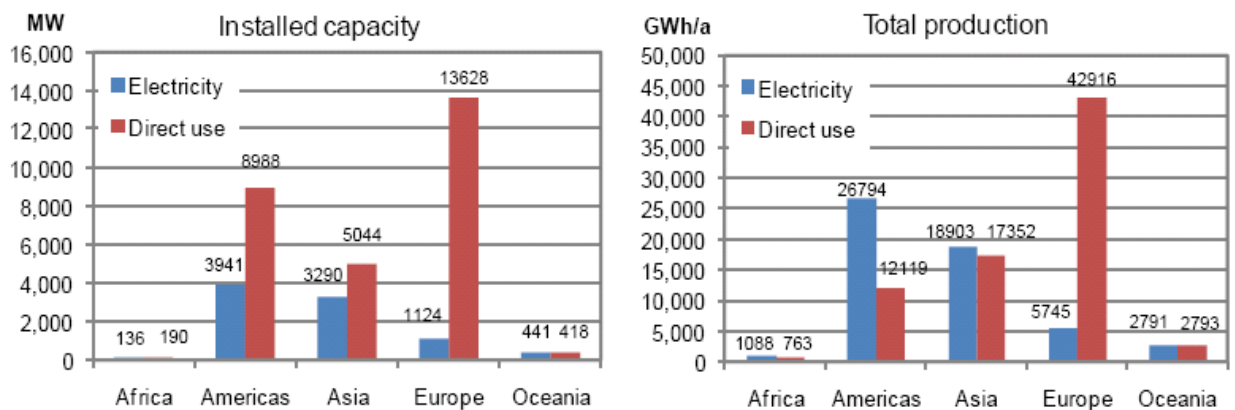
Gesloten systemen hebben ten opzichte van open systemen vooral het voordeel dat ze op vrijwel iedere locatie toepasbaar zijn. Randvoorwaarden zoals reservoir eigenschappen, porositeit en permeabiliteit, dikte en structuur van de geologische lagen en mogelijke aanwezigheid van olie/gas komen bij een gesloten systeem niet aan de orde. Gesloten bodemwisselaars worden dus toegepast op locaties waar te weinig kennis is over de samenstelling van de ondergrond, of waar de randvoorwaarden niet voldoen. Het toepassen van een open systeem zou hier een te groot risico op falen met zich mee brengen, of simpelweg onmogelijk zijn.

De Technische Universiteit van Berlijn werkt samen met het Duitse bedrijf EKT aan een gecombineerd systeem van gesloten bodemwisselaars en zonne-energie. Aardwarmte wordt in de winter door middel van een gesloten systeem met circulerend water onttrokken. Tijdens de zomermaanden wordt het circulerende water door zonnepanelen opgewarmd. De tijdens de winter afgekoelde ondergrond krijgt zo de kans om extra snel temperatuurherstel te verkrijgen, waardoor de rentabiliteit van het systeem aanzienlijk wordt vergroot. Ook kunnen oude oliepijpen vervangen worden door aardwarmtesondes, om boorkosten te besparen.

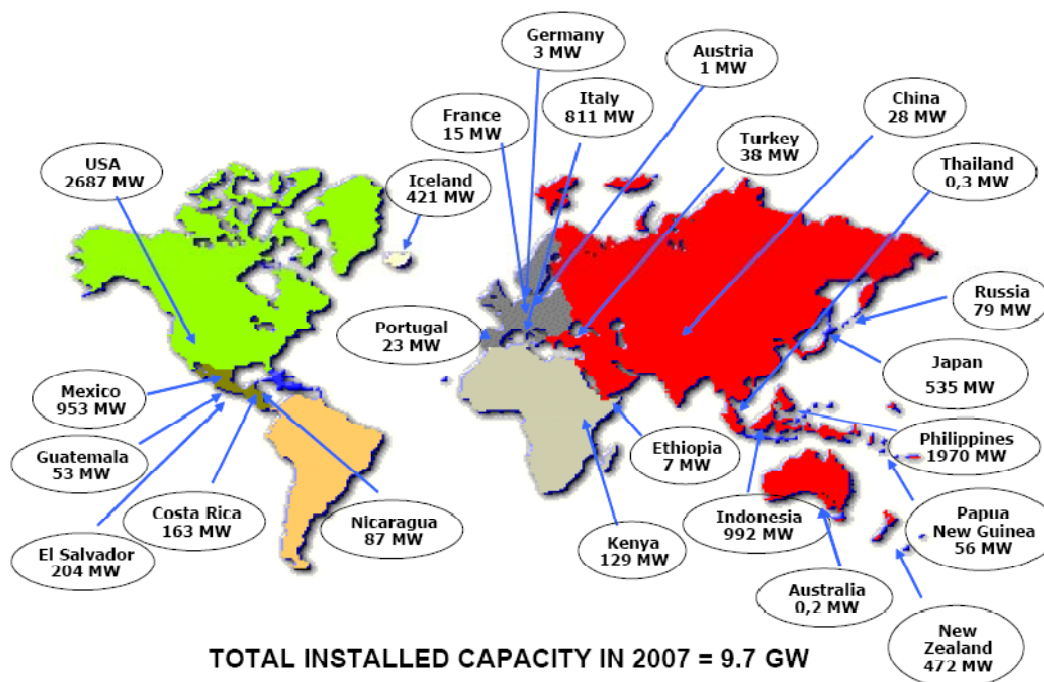
HOOFDSTUK 3 INZET VAN GEOTHERMISCHE ENERGIE

3.1 Wereldwijd

Wereldwijd wordt door 24 landen elektriciteit geothermisch geproduceerd. Voor 5 landen hiervan maakt dit 17-22% uit van de nationale elektriciteitsproductie. 72 landen rapporteerden het gebruik van aardwarmte voor direct gebruik. De gezamenlijke geïnstalleerde thermische capaciteit bedroeg toen 28.268 MW_t. Deze leverde 273.372 TJ aan thermische energie (figuren 5) en 6. Een kleine 60% van deze energie werd gebruikt voor de verwarming van gebouwen en infrastructuur. Geothermische warmtepompen waren in 2005 goed voor ca. 1/3 van de geleverde energie.



Figuur 5: Geïnstalleerde capaciteit (links) en energieproductie (rechts) voor geothermische elektriciteitsopwekking (blauw) en direct gebruik (rood) in de wereld (uit: Friedliefson et al, 2008)

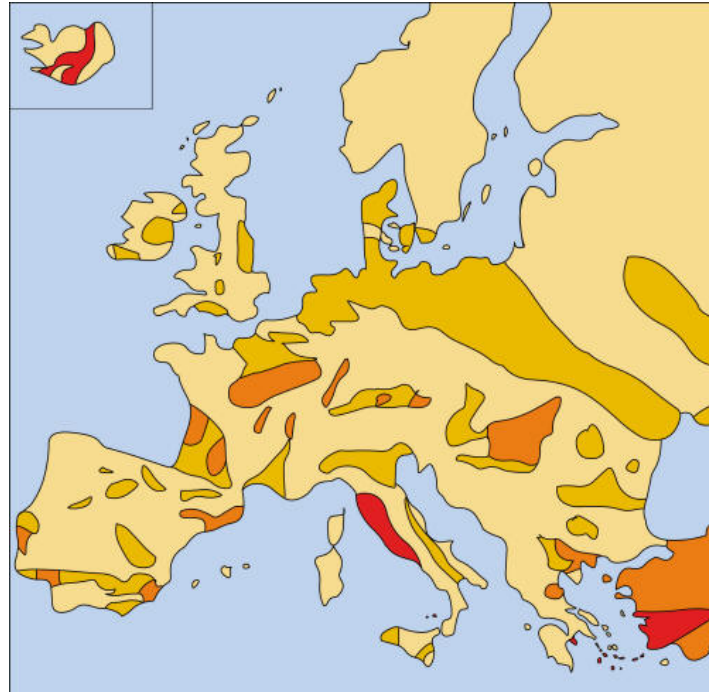


Figuur 6: Geïnstalleerde capaciteit voor geothermische elektriciteitsproductie in diverse landen, naar Bertani (2007).

Tussen 2000 en 2005 nam het rechtstreekse gebruik jaarlijks met ca. 7,5% toe. In de laatste jaren lijkt de toename te versnellen. Deze versnelling is grotendeels te wijten aan de toenemende populariteit van geothermische warmtepompen.

Naast het rechtstreekse gebruik rapporteerde het Internationale Agentschap voor Geothermie in 2005 een geïnstalleerde capaciteit van 8.932 MW_e voor de opwekking van stroom uit aardwarmte (figuur 5). In totaal produceerde geothermische centrales in 2005 56.951 GWh groene stroom. In vergelijking met 5 jaar eerder ging het om een marginale stijging van 3%. De laatste jaren worden echter overal ter wereld nieuwe projecten opgestart. Indien alle projecten worden uitgevoerd zoals gepland, zou de capaciteit tegen 2010 kunnen oplopen tot 13.500 MW_e. Het aantal landen waar geothermie gebruikt wordt voor de productie van groene stroom zou daarmee stijgen tot 46. Tien ontwikkelingslanden behoren tot de top 15 producenten van geothermische energie. Zes hiervan behoren tot de top 15 van direct gebruik. China staat hierbij aan de top. De wereldwijd geïnstalleerde geothermische elektriciteitscapaciteit zou opgetrokken kunnen worden van de huidige 10 GW naar 70 GW met de nu beschikbare technologie, en tot 140 GQW met nieuwe technologie.

Voor de Europese Unie wordt de geothermische energiec capaciteit door de EGENC (European Geothermal Energy Council) geschat op 9.820 MW_{th}. (figuur 7)



Type van geothermie	2007
Ondiep	7320 MW _{th}
Diep	2500 MW _{th}
Totaal	9820 MW _{th}

*Figuur 7: Geothermisch potentieel van de ondergrond van West-Europa. (bron: EGECE).
 Beige: ondiepe geothermie, alleen EGS; Bruin: medium-temperatuur bekkens (stadverwarming); Oranje: hoge-temperatuur bekkens (elektriciteit, stadsverwarming); Rood: hoge enthalpie zones (geschikt voor elektriciteitsopwekking).
 Rechts: tabel met de berekende geothermische warmtecapaciteit voor Europa in 2007*

Zowel op het vlak van direct gebruik als voor de productie van groene stroom zien we de laatste jaren overal ter wereld nieuwe projecten opstarten. De toename in productiecapaciteit versnelt dan ook. Hiermee zitten we terug in de lijn van de ontwikkeling die er geweest is op het einde van de jaren '70 en in de jaren '80. De schommelingen in de aandacht voor en de investeringen in geothermie vertonen duidelijke parallellen met de evolutie van de prijzen van de fossiele brandstoffen. Het valt dan ook te verwachten dat geothermie de komende jaren een belangrijke groeimarkt zal blijven. Groeicijfers tussen 7,5 en 10% over de komende 5 jaren lijken realistisch. Hierbij mogen we de realiteit niet uit het oog verliezen. Op veel plaatsen in de wereld is de ontwikkeling van geothermische energie een dure aangelegenheid. Dit geldt zeker voor regio's met een relatief koude ondergrond. Op deze plaatsen zal het succes van geothermie in sterke mate bepaald worden door de keuzes van het beleid. Een aangepast fiscaal regime en doelgerichte steunmaatregelen zijn hier zeker zo belangrijk voor het opstarten van geothermische projecten als het vinden van geschikte geologische locaties.

3.2 Geothermie in Wallonië

Diepe geothermie en stadsverwarming in Henegouwen

Sinds 1986, het jaar waarop de eerste geothermische put in Saint-Ghislain in dienst werd genomen, werden reeds meer dan 735.000 GJ aan warmte uit de Henegouwse ondergrond opgepompt en gebruikt voor stadsverwarming (verwarming van publieke gebouwen en private woningen). De eerste natuurlijke warmwaterbronnen in de streek van Mons werden ontdekt aan het begin van de laatste eeuw (1899) tijdens het graven van twee dalende galerijen in Baudour. Met behulp van deze dalende galerijen wilde men de steenkoolhoudende formaties bereiken via hun dagzoom ten N van het steenkoolbekken. Deze galerijen doorsneden een breukzone waarlangs belangrijke debieten van warm water ontsnapten met een temperatuur van 53°C.

In 1972 doorboorde de geologische exploratieboring in Saint-Ghislain op 2.500m diepte een zeer permeabele zone in de Kolenkalk, waardoor plots warm water van 73°C aan de oppervlakte opspoot. De diepboring werd voortgezet (einddiepte 5400 m in 1976) en werd later uitgerust met filters en pompen om zo de eerste geothermische put van de regio te worden.

De boring van Saint-Ghislain voorziet in de verwarming van schoolgebouwen, een sporthal en een hospitaal van de gemeenten Saint-Ghislain en Hornu, evenals van 355 woningen (cités) in de onmiddellijke buurt. Sinds eind 2009 is ook het station van Saint-Ghislain aangesloten op het verwarmingsnet. De put van Saint-Ghislain is een typisch voorbeeld van een cascadesysteem met verschillende gebruikers (zie figuur 9). Na afgave van zijn warmte aan de verwarmingscentrale (73°C) wordt het afgekoelde water (40°C) vervolgens verder gebruikt voor de verwarming van serres (4000 m² – inmiddels gestopt) om tenslotte, na een transport van 1.500m, bij 34°C de droging en aldus de fermentatie (anaerobe gisting) tot methaangas te bevorderen van slibs van de nabijgelegen waterzuiveringcentrale van Wasmuel. Het afgekoelde water (30°C) wordt geloosd in de nabijgelegen Haine rivier (figuur 8). Het niet gebruikte potentieel wordt nog geschat op 1 MW_{th}. De uitbater van de geothermische putten, de intercommunale IDEA, zou de serres nu van de hand willen doen, één van de kandidaat-kopers is het Park Paradisio.



Figuur 8. Locatie van de 3 bestaande geothermische putten nabij Mons

De geothermische put van Saint-Ghislain heeft een vermogen van 15 MW_{th} en produceert jaarlijks 16.700 MWh. Aldus worden jaarlijks 2 miljoen liter stookolie bespaard, hetgeen overeenkomt met het jaarlijks verbruik van 2.000 gezinnen en een jaarlijkse vermindering van de uitstoot van 5.500 ton CO₂.

De geothermische put van Douvrain werd in 1979 ingeplant met het specifieke doel om geothermische warmte aan te leveren. Deze put bevoorraadt nu de sanitaire warmwatervoorziening en het koelsysteem van de Louis Caty kliniek van Dour. Het niet-gebruikte potentieel wordt geschat op 3,5 MW_{th} of voldoende om 150 woningen mee te verwarmen. De geothermische put van Ghlin tenslotte, gerealiseerd in 1981, bevestigt de ondergrondse verbreiding van het geothermisch reservoir naar het oosten toe. Deze put werd echter nooit gebruikt. Zijn ongebruikte potentieel bedraagt zo'n 6 MW_{th} (figuur 8). De karakteristieken van de 3 bestaande putten in de regio Mons zijn opgelijst in tabel 1.

Het diepe geothermische potentieel van de regio van Mons vindt zijn oorsprong in de natuurlijke infiltratie van water in de permeabele kalksteenlagen van het Onder Carboon die dagzomen ten N van Mons, waar het water trouwens ook wordt gecapteerd als leidingwater. Deze kalksteenlagen duiken sterk naar het Z in de richting van Mons om uiteindelijk hier het geothermisch reservoir te gaan vormen. Het water dat dit reservoir bereikt, blijft hier zitten door de impermeabele afdekkingen (schievers van het Westfaliaan). Een overzicht van de diverse putkarakteristieken is hieronder weergegeven.

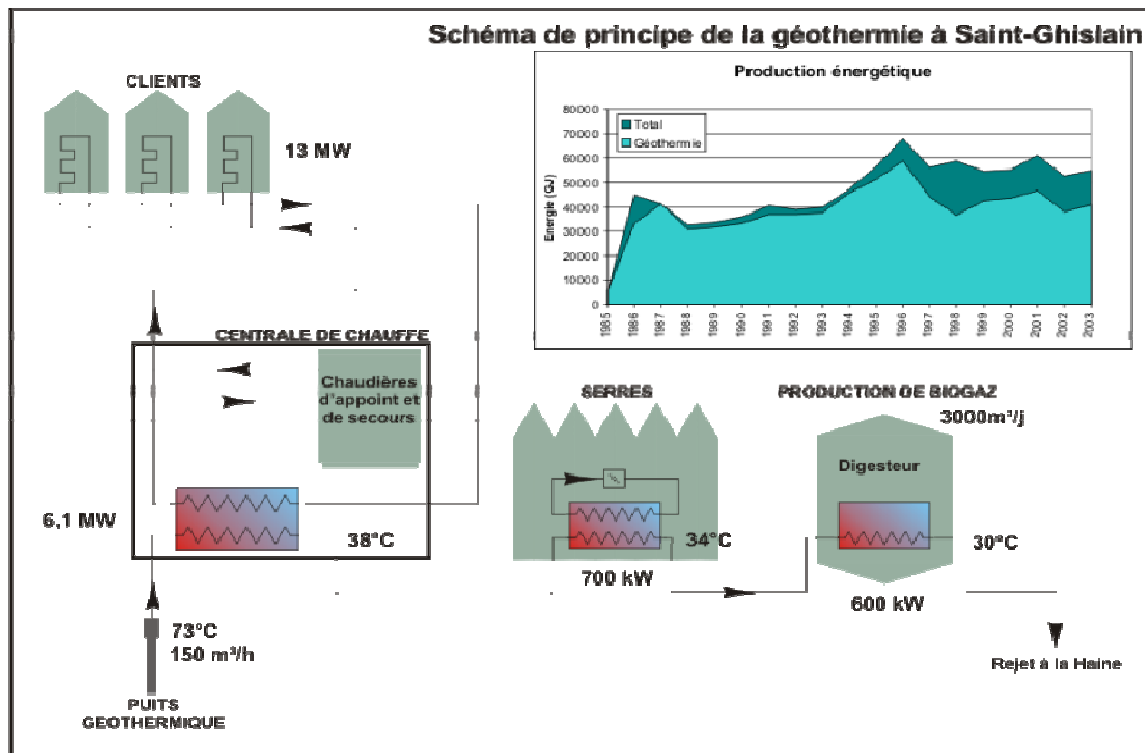
Tabel 1. Overzicht van de karakteristieken van de geothermische putten in het gebied van Mons

Put	Temperatuur	Artesisch waterdebiet	Reservoirdiepte
Saint-Ghislain	73°C	95 m ³ /h	2400-2650m
Douvrain	66°C	86 m ³ /h	1335 m
Ghlin	71°C	100 m ³ /h	1575 m

Het water van het geothermisch reservoir in de omgeving van Mons is in hydraulisch evenwicht met het water van het dagzomend reservoir, vandaar dat het water artesisch is. In Saint-Ghislain dekt de geothermische warmte van de put 75-80% van de productie van de verwarmingsinstallatie. De rest wordt aangeleverd en verzekerd door bijkomende energiebronnen (aardgas en/of elektriciteit) tijdens piekvraagmomenten in de winter en in het geval van stilvallen van de pompen.

Omdat de uitbreiding van het verwarmingsnet van de hospitaalinfrastructuur hogere temperaturen vereist, is de bijdrage van geothermie in de energieproductie van meer dan 90% (voor 1996) naar 75% gedaald. Een rendement van meer dan 90% wordt in feite als normaal beschouwd, zolang het verwarmingsnet van de gebruikers geen te hoge temperaturen verlangt (Licour & Baele, 2007).

Op 9 oktober 2009 werd in Mons de studiedag "Geothermics day" georganiseerd, met als voornaamste objectief de rol en het belang van de geothermie in België in het daglicht te brengen en bespreekbaar te maken. De historiek van de uitbating van geothermische energie in de regio van Mons en een overzicht van de nieuwe geothermische prospects werden door L.Licour toegelicht. In haar betoog werd gewezen op het belangrijk geothermisch potentieel van de regio en op de technische haalbaarheid van nieuwe projecten (zie figuur 10). Licour stelde ook dat een verzekering tegen boorisico's absoluut noodzakelijk wordt en dat de economische haalbaarheid van geothermische projecten afhankelijk is van incentives.



Figuur 9. Het z.g. cascadesysteem van de geothermische put van Saint-Ghislain (naar A.Rorive & L. Licour, 2009)

Met de kop « Géothermie, l'énergie gratuite dont la Wallonie ne veut pas », hekelde de Vif-Express op 9/12/09 het feit dat de Intercommunale IDEA in 2008 en 2009 tevergeefs gepoogd heeft om het geothermisch potentieel van Henegouwen verder te valoriseren. In een eerste projectvoorstel wilde de IDEA de stadsverwarming tot een gedeelte van het centrum van Mons verder uitbreiden. Dit project werd ingediend in het kader van een Europees oproep voor het Convergence & Regional Competitiveness Fonds maar de co-financiering ervan werd door het Waals Gewest in mei 2008 verworpen. De financiering van het tweede initiatief (« Géother-Wall »), door het IDEA in mei 2009 gelanceerd (budget van 38 miljoen Euro en een projectduur tot 2020) werd door de Waalse regering in december 2009 ook afgewezen, allicht om budgettaire redenen. Het concept was hier nochtans sterk verschillend, n.l. de idee dat het economisch interessanter zou zijn om gebouwen te concipiëren i.f.v. de geothermie en niet omgekeerd. Zo werd de uitbreiding van de stadsverwarming intra-muros van Mons voorlopig weer in de koelkast gestopt.

Nu wil men geothermische warmte-energie aan alle nieuwe ondernemingen aanbieden die zich hier in de regio komen vestigen of nieuwe woningen bouwen. De IDEA wou publieke financiering bekomen (50% van het geraamde budget) om een reeks van studies te laten uitvoeren naar het geothermisch reservoir in 3 nieuwe zones (Tertre-Hautrage-Ville-Mommeroeul, Cuesmes-Mesvin en Havré-Villers-Saint-Ghislain). Er zouden ook 5 nieuwe diepe putten worden geboord: de meest westelijke put van Hensies zou de warmtebehoefte moeten dekken van de toekomstige bedrijvengone van Dour-Eloges (30 ha). Tussen Jemappes en Ghlin zou een tweede nieuwe put in de buurt van het industrieel park « Pic et Plat » (25 ha) ingeplant worden. In Mons tenslotte zouden 2 nieuwe boringen voorzien worden om het stadsverwarmingnetwerk verder te voeden zodat een 30-tal publieke gebouwen waaronder de Universiteit van Mons, het gevang, het gerechtshof, enz., zouden verwarmd kunnen worden (zie figuur 10).

In antwoord op een recente parlementaire vraag gesteld aan de Waalse Minister voor Duurzame Ontwikkeling over het standpunt van de Waalse Regering m.b.t. de financiering van nieuwe boringen en de eventuele uitbreiding van het huidig geothermisch verwarmingsnetwerk, heeft deze op 12/02/2010 geantwoord :

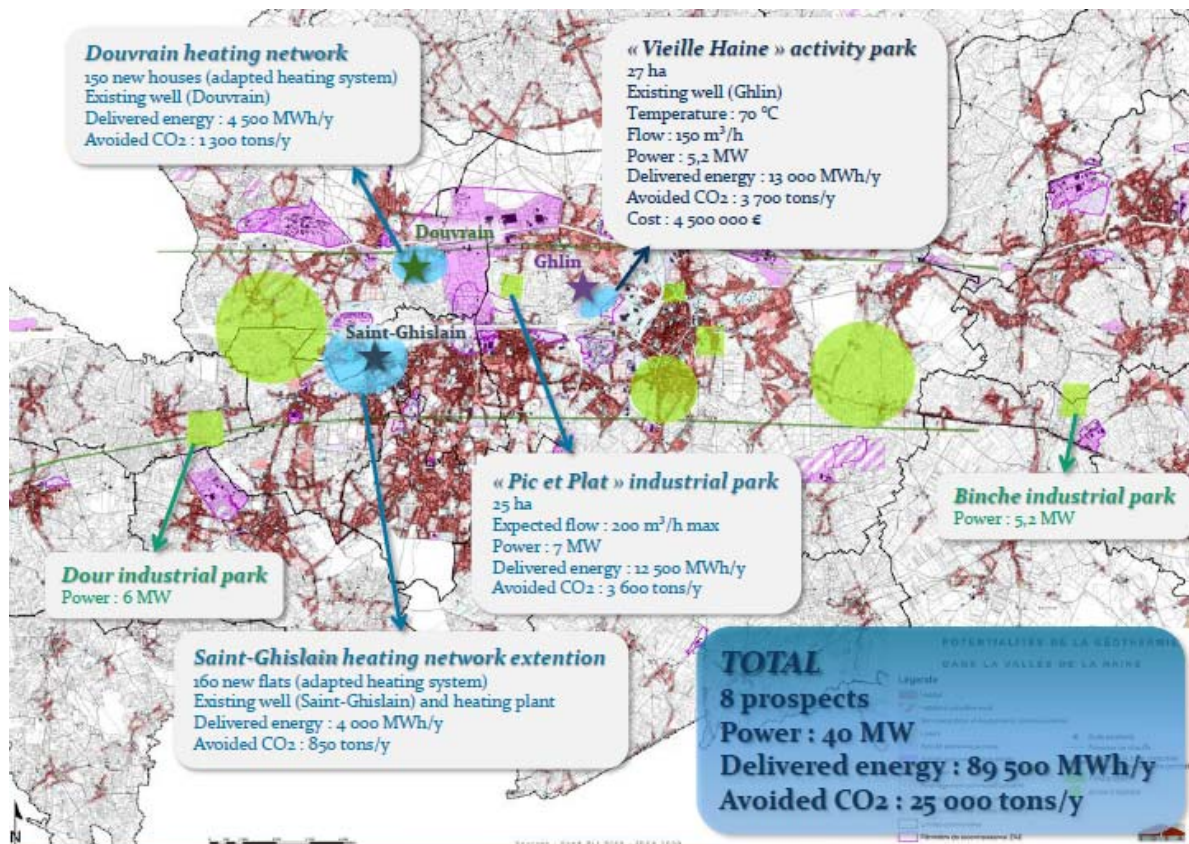
“Dat de productie en de verspreiding van groene verwarming binnen Wallonië zal worden gestimuleerd;

Dat er een nieuw decreet zal worden aangenomen met als doel de vergemakkelijking van het opstarten en de uitbreiding van verwarmingsnetwerken en de ondersteuning van het gebruik van warmtekrachtkoppeling (cogénération);

Dat een nieuwe studie de prioritaire zones zal moeten afbakenen waarbinnen warmtenetwerken met WKK of geothermische putten zullen gevoed moeten worden. Het geothermische potentieel zal hierdoor kunnen worden gevaloriseerd;

Dat het geothermisch potentieel van de Waalse ondergrond verre van opgebruikt is. Dit potentieel wordt nu geschat op zo ‘n 208 GWh voor het ganse geothermisch reservoir van de regio Mons. Het volledige potentieel van de diepe geothermie is echter nog een grote onbekende;

Dat de DG04 – Directie voor de Promotie van Duurzame Energie recent de DG03 – Directie voor de Industriële, Geologische en Mijnbouwkundige risico's, heeft ontmoet om het startsein te geven voor de verdere verkenning van de diepe geothermie van Wallonië. Een eerste stap zal erin bestaan om alle beschikbare gegevens mbt diepe ondergrond te verzamelen en uit te karteren.”

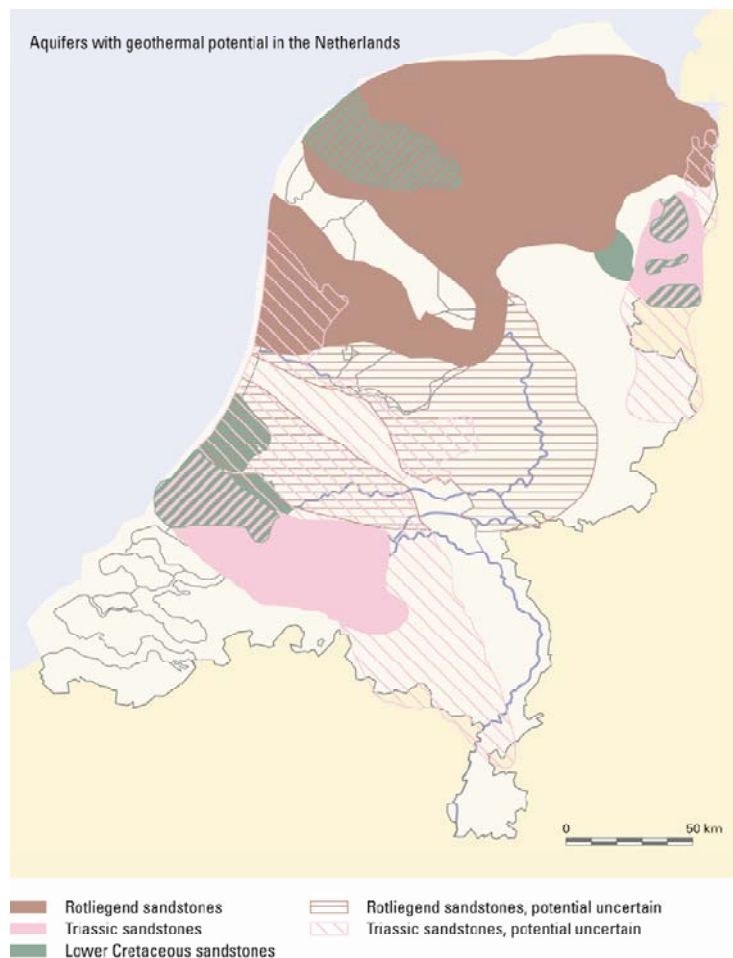


Figuur 10: Overzicht van de nieuwe geothermische prospects in de Mons regio (A. Rorive & L. Licour, 2009)

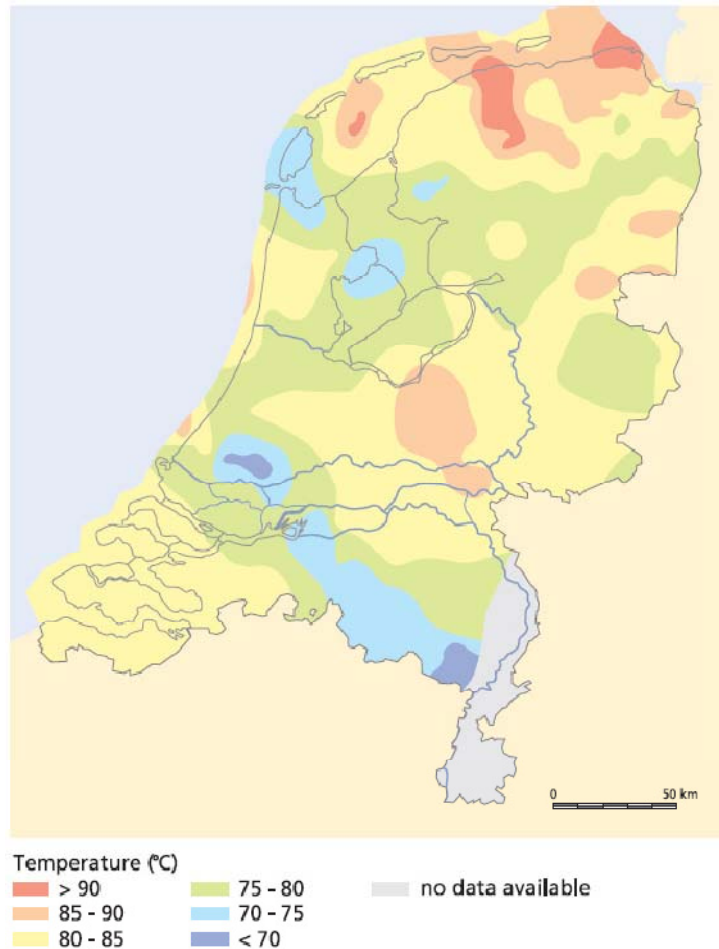
3.3 Geothermie in de buurlanden

3.3.1 Nederland

De middelmatige temperatuurgradiënt van de Nederlandse ondergrond is uiterst geschikt voor direct gebruik zoals stadsverwarming (GDH of geothermal district heating). Stroomopwekking wordt iets moeilijker en minder rendabel. Voor specifieke informatie over het geothermievotentieel van de Nederlandse ondergrond, verwijzen we naar Lokhorst & Wong (2007) en naar de nieuwskrant van de Stichting Platform Geothermie (<http://www.geothermie.nl/>)



Figuur 11: Geologische identificatie en ligging van de aquifers die gunstig zijn voor geothermie in Nederland (Lokhorst & Wong, 2007)



Figuur 12: Verbreiding van de temperaturen op 2000m diepte, bekomen uit diepe boringen. In Zuid-Limburg is slechts één boring die 2000 m diepte heeft gehaald (Nederweert-1-boring; NITG, 2004 in Lokhorst & Wong, 2007)

In Nederland wordt ca. 45% van de energie gebruikt voor verwarming. Grootschalige toepassing van aardwarmte zou een goede stap zijn naar olie/gasafhankelijkheid. De temperatuur van de ondergrond bedraagt 150 – 180°C op een diepte van 5 kilometer. Dit is vrij laag voor elektriciteitsproductie, maar onderzoeken hebben aangetoond dat geologisch en technisch gezien direct gebruik van aardwarmtewinning zeer goede kansen heeft. Het zuidwestelijk deel van Zuid-Holland en het noordwestelijk deel van Friesland hebben de geschiktste bodemstructuur met de Trias en Rotliegendes zandsteenformaties als belangrijkste reservoirs. (figuren 11 en 12). Het toepassen van geothermie is echter bijna overal in het land mogelijk. Door de meer dan 3.000 uitgevoerde on-shore diepe boringen, is er een grote hoeveelheid aan geologische kennis beschikbaar van bijna het hele land. Er zijn belangrijke diepe aquifers aanwezig op standaarddieptes van olie en gasvelden. SenterNovem heeft in 2002 het initiatief genomen om de **Stichting Platform Geothermie** op te richten. Dit platform heeft als doel om Geothermie te promoten, de toepassing ervan te stimuleren en de kennis te vergroten. Verwacht wordt dat Geothermie in Nederland steeds meer zal worden toegepast. De Prognose van het Geothermie Platform is dat er in Nederland ongeveer 30 projecten zullen zijn gerealiseerd in 2020.

Het Platform Geothermie is vooral gericht op *diepe* geothermie of aardwarmte in Nederland. Het Platform doet dit onder meer door kennisoverdracht en het geven van voorlichting over (diepe) geothermie via presentaties, publicaties, nieuwsbrieven en de

organisatie van symposia en werkbezoeken aan installaties in binnen- en buitenland. Naast de kennisverspreiding richt het platform zich tevens op de volgende activiteiten:

- Het initiëren en flankeren van locale of regionale projecten
- De ontwikkeling van een nationaal beleidskader
- Het behartigen van nationale en internationale belangen
- Participatie in/coördinatie van studies

Hiermee is het Platform Geothermie een centraal aanspreekpunt voor de overheid en marktpartijen met werkzaamheden in deze sector. Het Platform wordt gedragen door 50 deelnemers uit zeer diverse disciplines (onderzoek, advies, beleid, dienstverlening en industrie), waaronder ook regionale overheden en gemeenten. De bindende factoren zijn de belangstelling en/of de activiteiten op het terrein van aardwarmte. Het Platform voert zelf geen projecten uit, maar is wel actief in het initiëren en flankeren van de projecten van haar deelnemers en als interface met de rijksoverheid. Hoofddoel is daarbij het realiseren van de kennisoverdracht tussen de projecten onderling om overlap in onderzoek zoveel mogelijk te vermijden. Zie ook hun webstek www.geothermie.nl

Bleiswijk: eerste geothermische verwarmingsinstallatie in Nederland

In Bleiswijk heeft het tuindersbedrijf A + G Van den Bosch in 2007 een geothermisch doublet gerealiseerd op een diepte van 1750 meter. Bij het testen van de bron bleken de verwachtingen qua temperatuur (65 °C) en debiet (100 tot 150 m³ per uur) goed uit te komen (tabel 2) en in 2008 werd een nieuwe kas bijgebouwd. Het bedrijf verwarmt momenteel 20,6 ha van de 25 ha tomatenkassen op de projectlocaties in Bleiswijk, Berkel en Rodenrijs, met warm water afkomstig van een met succes geboord geothermisch doublet dat reikt tot de watervoerende Rijswijk en Berkel zandstenen van het Onder-Krijt (1.700 m). De overige 5 ha worden verwarmd met restwarmte. Deze zandstenen zijn goede olieproducerende reservoirgesteenten in de nabijgelegen olievelden van Moerkapelle, Berkel en Zoetermeer. TNO is nauw betrokken geweest bij de beoordeling van de geologische onzekerheden voorafgaand aan het boren, op basis waarvan het uiteindelijke boorplan voor het doublet is opgesteld. Volgens berekeningen van TNO zou het geothermisch doublet een besparing betekenen van ca. 3 miljoen m³ aardgas per jaar of 700.000 €. (Tabel 3). In het hier beschreven project bij Van den Bosch wordt meer energie bespaard dan bij een aardwarmteproject voor 5.000 huishoudens.

Tabel 2: Parameters van de aardwarmtebron A+G van den Bosch

	Minimaal	Maximaal
Productietemperatuur	59.4 °C	60 °C
Injectietemperatuur	24 °C	34 °C
Debiet	85 m ³ per uur	150 m ³ per uur
Pompdruk	12 bar	26 bar

Tabel 3: Energieverbruik A + G Van den Bosch

	Gasgestookt	Aardwarmte	Aardwarmte
		7,2 ha	14,9 ha
Gas (m ³ / m ² / jaar)	42	0	7
Elektriciteit in a.e.q.* (m ³ / m ² / jaar)	1	4	6
Totaal energieverbruik in a.e.q.*(m ³ / m ² / jaar)	43	4	
Netto energiebesparing		94 %	75 %
Energiebesparing in a.e.q.* / jaar		3 miljoen m ³	4,5 miljoen m ³

*aardgasequivalenten: de hoeveelheid energie omgerekend naar kubieke meter aardgas.

Zie ook de weblinks:

[http://www.nlog.nl/resources/Geothermie/Profiel2vdBosch\[1\].pdf](http://www.nlog.nl/resources/Geothermie/Profiel2vdBosch[1].pdf)

<http://www.tno.nl/downloads/InFormation20-art11.pdf>

Den Haag wordt eerste Nederlandse gemeente met geothermisch gevoed warmtenet

In Den Haag is medio 2007 een beslissing genomen om circa 46 MEuro te investeren in een grootschalig wijkvernieuwingsproject, waarbij in de eerste fase 4.000 woningen worden aangesloten op een met geothermie gevoed warmtenet. De genoemde investeringen betreffen de gehele keten van warmtelevering vanaf de bron, buffervat, reserve- en piekvermogen, de aanleg van een warmtedistributienetwerk en lage temperatuur verwarmingssystemen in 4.000 huizen. Den Haag wordt zo de eerste Nederlandse gemeente die geothermische energie om gaat zetten om een woonwijk te verwarmen.

In de Haagse wijk Leyenburg (figuur 13) worden 2 putten geslagen waarmee warm water wordt opgepompt van ca. 2 km diepte. Zo'n 4.000 woningen in Den Haag Zuid-West zullen deze aardwarmte ontvangen. Energiebedrijf E.ON Benelux voert dit geothermieproject uit met diverse andere partners. Target geothermische reservoirs zijn ook weer de Onder-Krijt Rijswijk zandstenen.



Figuur 13: Locatie van de aardwarmtebron aan de Leyweg in de wijk Zuidwest Den Haag

Relevante websites i.v.m. dit project zijn:

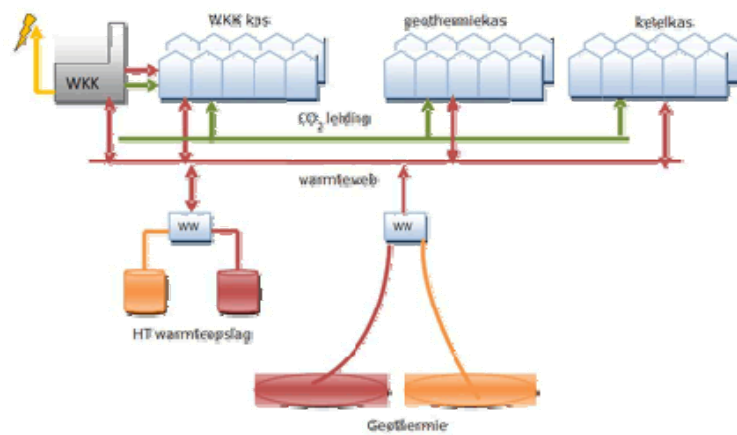
<http://www.aardwarmtedenhaag.nl/index.html>

http://www.denhaag.pvda.nl/upload/docs/samenvatting_rapportage_sv_den_haag_18_01_05.pdf

http://www.geothermie.nl/img/images_inline.php?id=129

Geothermische energie voor het glastuinbouwgebied nabij Venlo

Door gebiedsontwikkelaar Californië BV (Grubbenvorst) wordt momenteel onderzoek gedaan naar de mogelijkheden van geothermie als alternatieve energiebron voor het verwarmen van serres. Warm water van circa twee kilometer diepte zou uit de bodem worden opgepompt, door het verwarmingssysteem in de serres geleid en vervolgens in afgekoelde vorm weer teruggepompt (figuur 14). Afgelopen september en oktober 2009 heeft een vibroseismisch onderzoek plaatsgevonden. Na interpretatie van de seismische data (acquisitie door DMT; interpretatie uitgevoerd door VITO; figuur 15) wordt gekeken op welke manier de boringen die in principe voor half 2010 staan gepland, zullen worden uitgevoerd. Uiteindelijk kan met geothermische energie een jaarlijkse besparing van circa vijf miljoen m³ aardgas worden gerealiseerd. Dit is ongeveer de hoeveelheid gas die jaarlijks door 2.500 huishoudens wordt gebruikt.



Figuur 14: Verwarmingsschema van het glastuinbedrijf Paprika Wijnen, Californië, Venlo.



Figuur 15: Vibroseismische campagne (DMT) rond Horst

Schouders onder onderzoek rond geothermie

Op nogal wat andere plaatsen in Nederland, zowel tuinbouwlocaties als gemeentes worden geothermieprojecten in de nabije toekomst overwogen. Publiek bekende voorbeelden zijn Gorinchem, Delft, Emmen en Berlikum, maar het totaal aantal initiatieven wordt door het Platform Geothermie geschat op 15 tot 20. Deze initiatieven zijn echter minder ver gevorderd dan de gekende projecten Heerlen (Mijnwater), Bleiswijk en Den Haag.

Vijf organisaties hebben recent (12/2009) in Naaldwijk een intentieverklaring ondertekend om de mogelijkheden in kaart te brengen voor geothermie als duurzame energiebron in het Westland. De gemeente Westland, de provincie Zuid-Holland, tuinbouwbedrijf J&D Grootsholten, ONW (Ontwikkelingsmaatschappij het Nieuwe Westland) en Essent onderzoeken gezamenlijk op welke manier geothermie kan worden toegepast. Op de lange termijn kan deze duurzame energievoorziening bijdragen aan

economische stabiliteit voor tuinders en bewoners van het Westland. De vijf partners hebben vastgelegd dat zij gezamenlijk werken aan een duurzame energievoorziening voor het Westland. Naast geothermie als duurzame energiebron wordt ook gekeken naar toepassing van andere technieken. Eén van de uitgangspunten is dat er een stabiele afnameprijs komt voor tuinders en bewoners en dat warmteafnemers voordeliger uit zijn dan met de huidige voorzieningen. Naast de toepassing binnen tuinbouwbedrijven wordt ook overwogen om geothermie toe te passen voor verwarming en koeling van de 1.200 woningen die worden ontwikkeld binnen een innovatief bouwproject (Het Nieuwe Water). Verder onderzoek moet hier uitwijzen wat de mogelijkheden en kosten zijn en welke alternatieven er zijn.

Een eerste bedrijfseconomisch onderzoek (WES/Essent) rond aansluiting van het glastuinbouwgebied in combinatie met de woningen van Het Nieuwe Water heeft de betrokken partijen aangetoond dat het initiatief haalbaar is. Nu moet onderzocht worden welke andere aansluitingen mogelijk zijn, welk type warmte waar geleverd gaat worden en welke ontwerpeisen nodig zijn voor de woningen van Het Nieuwe Water. Daarnaast moet extra aanvullend geologisch onderzoek plaatsvinden.

Delfts aardwarmteproject

Het Delft Aardwarmte Project is in 2007 gestart door studenten van Geotechnologie en de Mijnbouwkundige Vereniging om geothermie op de agenda te zetten in Nederland en de wereld. Het Delft Aardwarmte Project wil de TU Delft van duurzame warmte voorzien door het realiseren van een geothermische proefopstelling in de TU wijk. Daarnaast steunt het Delft Aardwarmte Project tuinders in de regio actief bij het ontwikkelen van hun aardwarmte initiatieven en adviseert het gemeente en provincie op het gebied van geothermie. Dit heeft geleid tot de ontwikkelingen van twee concrete projecten in Pijnacker-Nootdorp, de samenwerking in de gemeenten Landsingerland en Westland tussen tuinders en gemeenten, en een aantal internationale wetenschappelijke publicaties.

Zie ook de volgende websites:

<http://delftaardwarmteproject.nl/downloads/09.06.07%20-%20EAGE%202009%20Wever%20et%20al%20-%20Geothermal%20in%20CCS%20cycle%20-%20webvesion.pdf>

Potplantenkwekerij Ammerlaan uit Pijnacker gaat zo als eerste boren naar aardwarmte met de opsporingsvergunning die de TU Delft in augustus verkreeg. Als alle vergunningen tijdig afgegeven worden, zal in januari 2010 met de boring begonnen worden. Op basis van voorstudies verwacht Ammerlaan op zo'n 2000 meter diepte een waterhoudende laag te vinden met een temperatuur van circa 70°C. Ammerlaan hoopt voldoende aardwarmte te kunnen oppompen om zichzelf en de omliggende bedrijven duurzaam te verwarmen. In eerste instantie gaat het daarbij om het Stanislascollege, Zwembad De Viergang, sporthal De Viergang en het sport- en ontspanningscentrum De Viergang. Als de verwachte broncapaciteit gerealiseerd wordt, kunnen daarna ook nog enkele omliggende glastuinbouwbedrijven en/of woningen aangesloten worden.

Garantieregeling voor boren naar aardwarmte

Minister van der Hoeven van Economische Zaken heeft samen met minister Verburg van Landbouw, Natuur en Voedselkwaliteit in de Staatscourant van 30/10/09 een tijdelijke garantieregeling gepubliceerd voor het boren naar aardwarmte. Het gaat om

het afdekken van het geologische risico indien het boren voor de toepassing van aardwarmte niet succesvol is. Aardwarmteprojecten kunnen bij voldoende hoge energieprijzen en onder de juiste voorwaarden rendabel worden geëxploiteerd. Maar het risico dat een boring niet in een goede watervoerende laag terecht komt, is momenteel niet goed verzekeraar. Dit risico kan met behulp van deze garantieregeling worden afgedekt.

Gestart wordt met een pilootproject. Op basis van de ervaring met deze regeling en ontwikkelingen bij verzekeraars, zal worden bekeken hoe dit risico op termijn het beste kan worden verzekerd. De regeling zal worden uitgevoerd door SenterNovem, waarbij TNO zal adviseren over het geologisch onderzoek. Aanvragen voor de regeling kunnen worden ingediend vanaf 3 november 2009 tot en met 1 mei 2010. Het garantiëplafond bedraagt 35,7 miljoen €. Dit wordt gedekt door een budget van de ministeries van Economische Zaken en LNV (elk 5 miljoen euro) en premie-inkomsten van indieners van garantieaanvragen. De garantie bedraagt maximaal 5.950.000 € per aanvraag, zodat het risico nu voor 6 aardwarmteprojecten kan worden afgedekt. Om voor de garantieregeling in aanmerking te kunnen komen, is grondig geologisch vooronderzoek een voorwaarde. De kans op een succesvolle boring moet minimaal 90 procent zijn. De premie is 7 procent van het gegarandeerde bedrag. Bij misboring wordt maximaal 85 procent uitgekeerd, zodat het eigen risico van de ondernemer 15 procent is. Bij gedeeltelijke misboring wordt gedeeltelijk uitgekeerd.

Enkele bemerkingen:

- Het programma is opgesteld voor een klassiek doublet systeem, in "normale" aquifers. Dus niet in breukzones zoals bijvoorbeeld verwacht wordt in Venlo (Californië).
- Putstimulatie valt niet onder de regeling. De gerealiseerde waarde is zonder stimulatie, en hierop wordt afgerekend. Indien dit niet volstaat, kan de garantie aangesproken worden. Met dit geld kan eventueel wel de "fracking" uitgevoerd worden. Het te recupereren bedrag houdt echter ook rekening met de restwaarde van de put.
- Als de saliniteit van het putwater te hoog is om het project te exploiteren, valt dit niet onder de garantie. Enkel als dit een invloed heeft op het vermogen, en er op die manier aanspraak kan gemaakt worden op terugbetaling.
- De evaluatie wordt gedaan op basis van de puttesten. Als nadien de put toch niet exploiteerbaar is, of exploitatie na korte tijd moet gestopt worden, dan valt dit niet meer onder de garantie. Er blijven dus risico's, zeker ook naar de banken toe om een project gefinancierd te krijgen.

Zie ook de volgende websites:

www.senternovem.nl/aardwarmte

http://www.geothermie.nl/img/images_inline.php?id=231

http://www.minlnv.nl/portal/page?_pageid=116,1640330&_dad=portal&_schema=PORTAL&p_file_id=37743

Vergunningen voor opsporing en winning van aardwarmte

Informatie over de te volgen procedures voor het aanvragen van vergunningen voor opsporing en winning van aardwarmte in Nederland zijn te vinden op het "Netherlands Oil and Gas Portal": <http://www.nlog.nl/nl/home/geothermy.html>

Voor een laatste stand van zaken en overzicht van de bestaande vergunningen (11/2009):

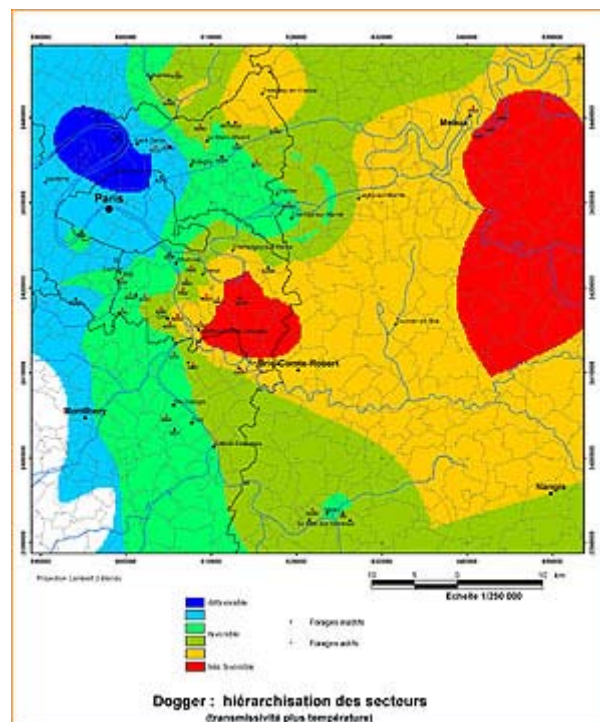
http://www.nlog.nl/resources/Geothermie/Poster-Aardwarmte-verg-nov2009_2.pdf

3.3.2 Frankrijk

Eén van de doelstellingen van de z.g. "Grenelle de l'Environnement" (Milieu Rondetafel) geïnitieerd door de Franse president Sarkozy, is een bijdrage van 1,3 Mton olie equivalenten door de geothermie in de productie van hernieuwbare warmte, voor 2020. Bovendien zou 20% van de elektriciteit in de Franse gebieden overzee door geothermie moeten worden opgewekt.

Geothermische stadsverwarming (Geothermal District Heating)

Frankrijk heeft een lange traditie in geothermische stadsverwarming. Frankrijk was ook het eerste land waar een geothermisch doubletsysteem werd toegepast. De oudste installaties dateren uit de jaren 70. Het geothermisch potentieel van het Bekken van Parijs werd in 1976 door de BRGM berekend. Deze data hebben toegelaten om vanaf het eind van de jaren 70, in totaal 55 geothermische doubletten te realiseren die water met temperaturen tussen 65°C en 80°C en debieten tussen 150 en 400m³/u uit de Dogger aquifer (poreuze kalksteen) van 1.600-1.800 m diepte oppompen. Van de 55 initiële geothermische doubletten zijn er momenteel nog 34 operationeel, waardoor via 29 netwerken 150.000 woningequivalenten worden verwarmd.



Figuur 16: Geothermische geschiktheidskaart van de Dogger aquifer in het Parijse Bekken (geschiktheid = temperatuur x transmissiviteit). Bron: BRGM

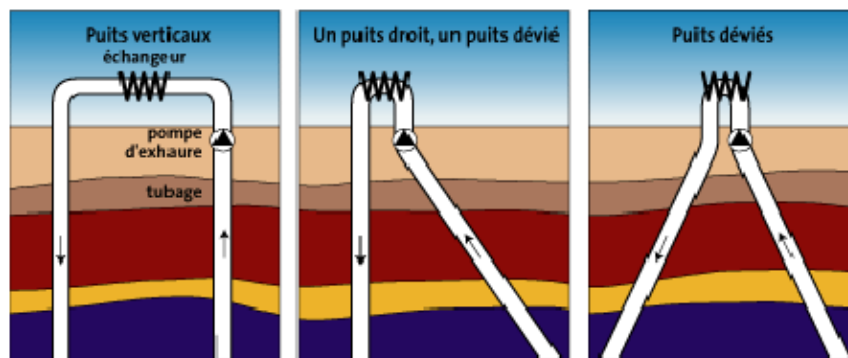
Bijkomende informatie bekomen tijdens het boren van deze putten heeft ook toegelaten om de geometrie en de karakteristieken van deze belangrijke aquifer beter te begrijpen en nauwkeuriger in kaart te brengen (figuur 16). De 34 geothermische doubletten (figuren 17 en 18) (en evenveel verwarmingsnetwerken) zijn operationeel sinds het begin van de jaren 90. De doubletten hebben een gezamenlijk vermogen van 230 MW_{th} en produceren jaarlijks circa 1000 GWh aan thermische energie.

De hoge initiële investeringskosten bij geothermische stadsverwarmingprojecten (geothermische putten, oppervlakte pijpleidingen) worden gecompenseerd door de lage operationele en onderhoudskosten. Afhankelijk van de lokale geothermische randvoorwaarden (hoge/lage heat flows, ondiepe/diepe bronnen), socio-economische parameters en prijzenpolitiek, bedraagt de gemiddelde kostprijs van stadsverwarming voor de klant tussen de 30€ en 60 € per MWh.

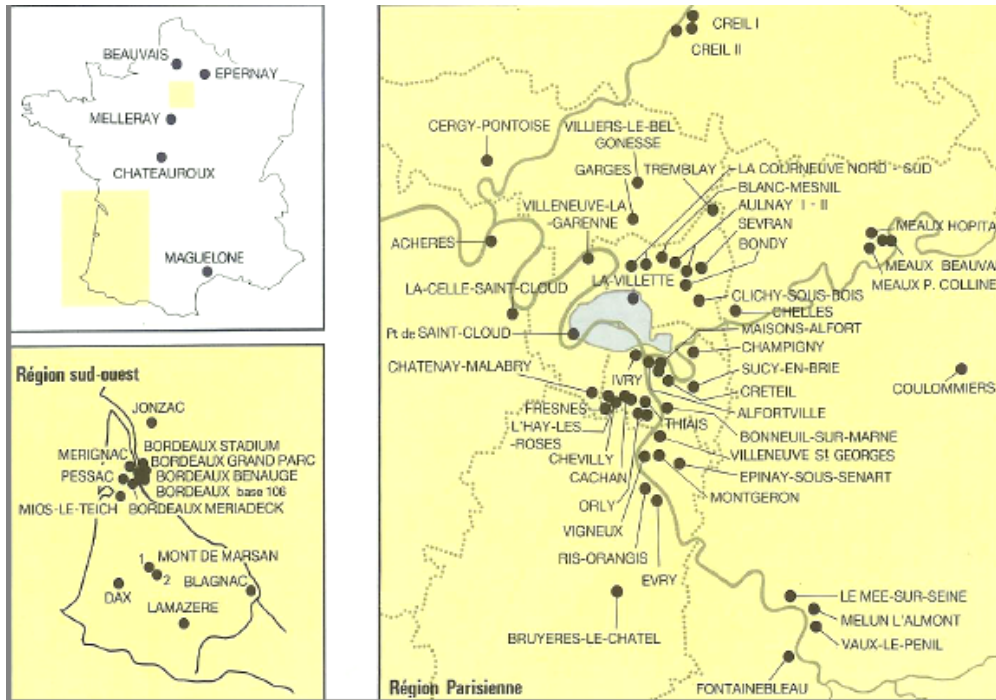
De BRGM heeft zich tot doel gesteld om vanaf 2000 dit soort van geothermische projecten opnieuw te lanceren. Een pilootproject in 2005 heeft niet alleen aangetoond dat de lage temperatuur geothermie technisch nog steeds haalbaar was maar ook rendabel, zelfs met de toenmalige lage olieprijs van 35 \$ per vat. Op basis hiervan heeft de Franse regering (ADEME, Agence de L'Environnement en Maîtrise de l'Energie) besloten om geothermische energie op Frans grondgebied verder te promoten en waar mogelijk financieel te ondersteunen. De BRGM heeft in dit verband ook een ondersteunend technisch kader uitgewerkt voor de bouwheren die nieuwe geothermische projecten willen uitwerken.

Nieuwe doubletten voor stadsverwarming in het Ile de France

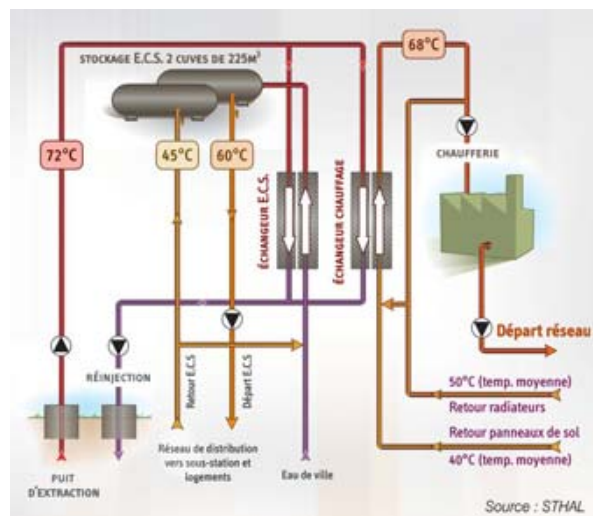
Dit is o.a. het geval voor het Bekken van Parijs waar een nieuw plan voor de Parijse metropool werd uitgewerkt voor de periode 2008-2013 (*Plan régional pour la relance de la géothermie en Ile de France dans l'Habitat et le Tertiaire sur la période 2008-2013*, zie: http://www.iledefrance.fr/uploads/tx_base/CR_37-08.pdf) Ca. 22 M€ worden door de ADEME geïnvesteerd in 6 nieuwe en in de herinrichting van 6 bestaande putten, waardoor op termijn 30.000 woningen zullen worden verwarmd. De nieuwe geothermische putten zullen de woningen en publieke gebouwen verwarmen in Grigny-Viry-Chatillon, Villejuif Nord en Parijs. Ze zullen ook de klimatisatie-installaties van de luchthaven van Parijs bevoorraden (Orly) en een toekomstige "Ville nature" van Eurodisney-Pierre et Vacances. Wat de aanpassingen betreft aan de bestaande geothermische putten, dit heeft hoofdzakelijk betrekking op putten waar de saliniteit van het water corrosieproblemen heeft veroorzaakt: op dit ogenblik zijn reeds 2 putten hiervoor geselecteerd: deze van Sucy-en-Brie en deze van Courneuve Sud.



Figuur 17: Types van doubletsystemen (injectie & reinjectieputten) aangewend in Frankrijk. Gedevieerde boringen worden toegepast in stedelijke agglomeraties om de milieuimpact en hinder aan het oppervlak te minimaliseren



Figuur 18: Kaartje met ligging van diepe geothermische projecten in Frankrijk. Dit zijn doubletten in het Bekken van Parijs en single wells zonder reinjectie, in het Bekken van Aquitaine (bron: BRGM).



Figuur 19: Schema van het oudste (Melun l'Almont, 1969) nog operationele geothermisch doubletsysteem gekoppeld aan een stadsverwarmingnetwerk in het Ile de France.

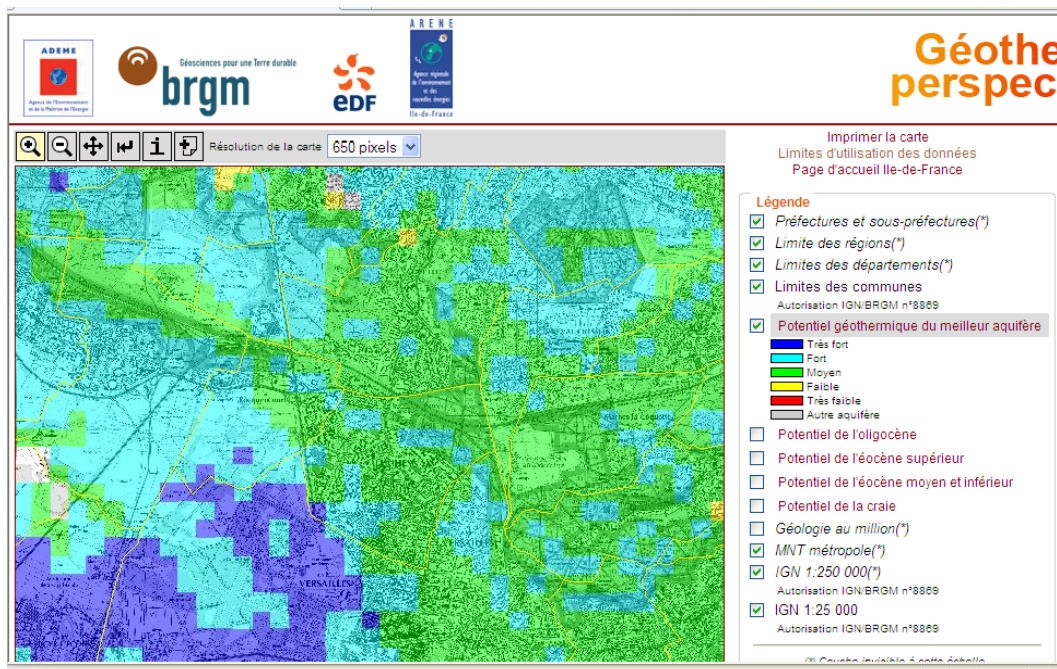
De werken aan de luchthaven van Orly zijn begonnen begin 2009 en de luchthaven zou zo in 2011 de eerste luchthaven ter wereld worden met geothermische verwarming. Meer dan 1/3 van haar warmtebehoefte zou door geothermische energie geleverd worden. De jaarlijkse CO₂-uitsoot van de luchthaven zou hierdoor met 7.000 ton verminderd worden. Het systeem bestaat uit een doublet van 2 putten van 1.700m diep tot in de Dogger aquifer, geplaatst aan de perimeter van de luchthaven. Vooropgestelde watertemperatuur en debiet zijn respectievelijk 74°C en 250m³/u, hetgeen overeenkomt met 35% van de verwarmingsbehoefte.

Het oudste geothermisch dubletstelsel in het Ile de France, waarmee nog steeds stadsverwarming wordt gerealiseerd, is dit van Melun d'Almont (figuren. 18 en 19). De oorspronkelijke stalen buizen waren inmiddels te sterk gecorrodeerd en werden recent vervangen door nieuwe stalen buizen met een interne bekleding van met glasvezel versterkt epoxy. De karakteristieken van dit dublet en stadsverwarmingnetwerk zijn als volgt:

- diepte aquifer: 1.800m
- watertemperatuur (wellhead): 72°C
- maximum debiet: 320 m³/h
- lengte stadsnet: 12 km
- aantal tussenstations: 35
- woningequivalenten: 3.500
- totaal geïnstalleerd vermogen (niet enkel geothermisch): 40 MW
- jaarlijkse warmteproductie : 70.000 MWh (waarvan 45.000 MWh geothermisch en 17.000 MWh WKK)
- energiebesparing: 4.500 ton olie equivalenten per jaar

Regionale atlas van de ondiepe geothermische bronnen

De BRGM heeft sinds februari 2008 een GIS-gebaseerd raadplegingssysteem (figuur 20) ontwikkeld voor het ganse grondgebied van Frankrijk, waarbij aan particulieren en professionals de mogelijkheid wordt geboden om direct informatie in te winnen over de ondiepe geothermische mogelijkheden van een geografische zone (regio, departement of gemeente), op schaal 500 x 500 m. Het interessegebied is de eerste 100m van de ondergrond waarbij grondwatertemperaturen schommelen tussen 10°C en 15°C. Het toepassingsgebied mikt dan ook voornamelijk op de markt van aardgekoppelde warmtepompen. Zie : <http://www.geothermie-perspectives.fr/18-regions/idf-01.html>



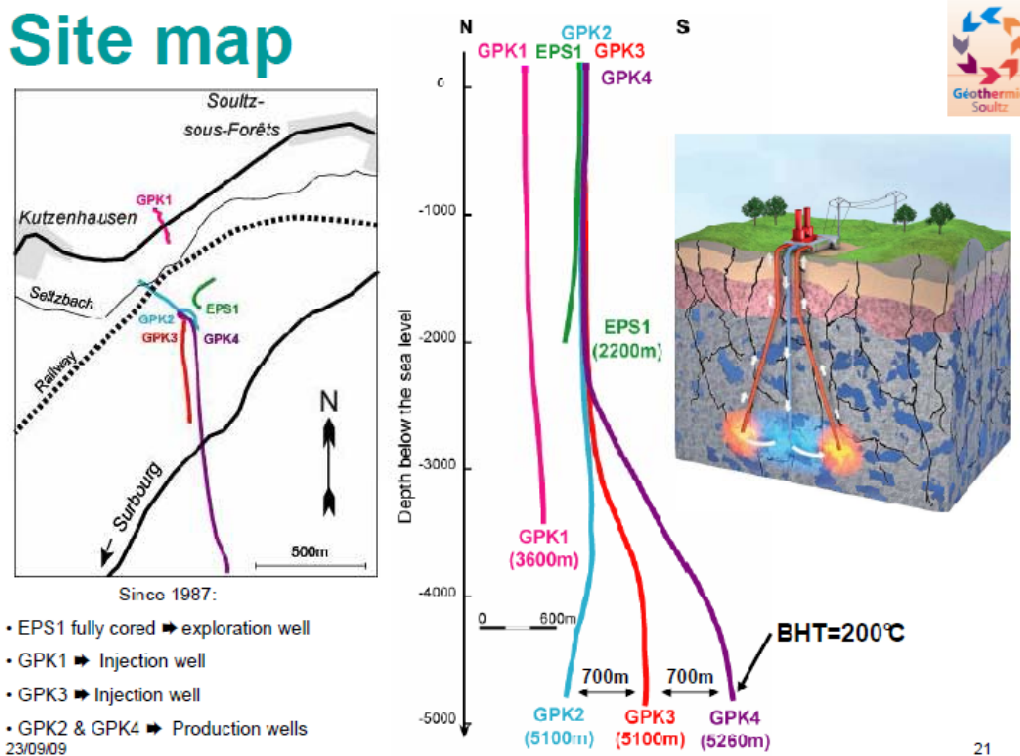
Figuur 20: Voorbeeld (screenprint) van een GIS-gebaseerde geothermische geschiktheidskaart voor de streek rond Versailles, raadpleegbaar via de website van de BRGM

Behalve in het Bekken van Parijs (31 actieve doubletten) zijn er ook diepe geothermische projecten operationeel in het Bekken van Aquitaine (18 projecten). Dit zijn echter geen echte doubletsystemen maar « single wells » waarbij het opgepompte water na gebruik niet wordt gereïnjecteerd.

Enhanced Geothermal Systems of EGS

Een EGS-pilootinstallatie in Soultz-sous-Forêt (Elzas) werd eind 2008 operationeel, na verschillende jaren van internationaal-Europees gefinancierde R&D activiteiten (sinds 1987).

Hoofdobjectief is het ontwikkelen en het verzekeren van een nieuwe technologie voor de productie van energie (zowel warmte als elektriciteit) in een niet-conventionele reservoir (gespleten graniet), in een niet-vulkanisch gebied, op korte afstand van gebruikers en met een milieuvriendelijke finaliteit. De grootste uitdagingen voor EGS zijn kost-effectieve boringen en het fractureren van diepgelegen kristallijne gesteenten waarbij continue circulatie van fluida aan voldoende hoge debieten mogelijk zijn. (figuur 21). Op 13/06/2008 werd de krachtcentrale van Soultz ingehuldigd. Het project zit nu in zijn 3^e contractuele fase (2009-2011). Momenteel wordt ze beheerd door de Groupement Européen d'Intérêt Economique « Exploitation minière de la Chaleur » (GEIE EMC), waarin 7 industriële partners, 4 publieke financierders en 3 wetenschappelijke partners geassocieerd zijn. De target is een granietlichaam op een diepte van 5000 m. De temperatuur op deze diepte bedraagt 203°C. Het systeem bestaat uit drie exploitatieputten en een elektrische centrale met een vermogen tot 6 MW_e. Tot nu toe (2001 - 2008) werd 54 M€ in het project geïnvesteerd.



Figuur 21: Locatie en configuratie van de 4 diepboringen op de site van Soultz-sous-Forêt

Het Franse garantiesysteem voor geothermische risico's

Frankrijk beschikt sinds 1974 over een garantiesysteem om geothermische risico's te dekken. Het huidige systeem is in voegen sinds 1982. Het verzekeringsysteem dekt de geologische risico's verbonden aan het boren van de eerste geothermisch put. Het financieringsysteem is bovendien gebaseerd op twee complementaire mechanismen:

- Een korte-termijnprocedure garandeert de resultaten van de eerste geothermische boring: dankzij de zeer lage falingsgraad in regio's met een hoog geothermisch potentieel zoals het Bekken van Parijs, kunnen ook boringen met een hoger risico op mislukking uitgevoerd worden in regio's waar slechts weinig exploratie heeft plaatsgevonden.
- Een lange-termijnprocedure: nadat het doubletsysteem is opgezet zijn de geologische karakteristieken weliswaar voldoende goed gekend maar niet het lange termijngedrag van het reservoir noch de lange termijn invloed van de chemische samenstelling van het reservoir op de boorputten. Het voornaamste risico hier is dat de temperatuur en/of het debiet dalen of dat er sterke corrosie en/of scaling optreedt in de buizen. De lange termijn procedure verzekert een winstgevende operatie op lange termijn.

De korte termijnverzekering dekt in principe tot 90% van de totale kosten van de eerste boring, bij volledige mislukking met een maximum van 4,2 M€ per put. Bij gedeeltelijk falen gelden partiële compensaties. De lange termijnregeling dekt in principe de huidige waarde van de putten, de geothermische loop en de kwaliteit van de geothermische energiebron. Bij een volledig falen van het project (dit gebeurt bij een onomkeerbaar verlies van debiet en/of daling van de temperatuur waardoor de thermische output daalt onder 50% van de vooropgestelde installatiereferentie). Compensatie in dat geval is volledig en bedraagt een fractie van het plafond van het bedrag van het garantiefonds (1.250.000€).

Voor gedeeltelijke mislukkingen gelden specifieke regels voor de compensaties.

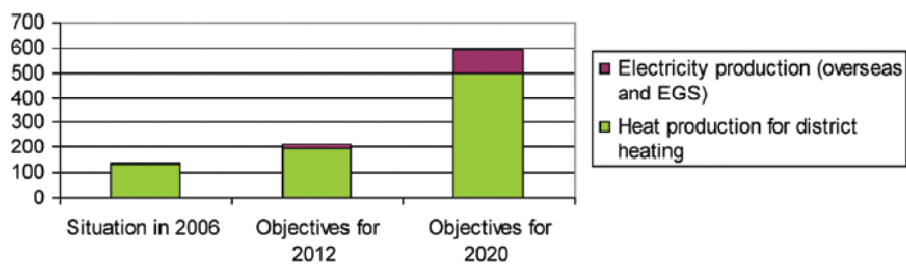
Voor meer details hierover zie :

<http://www.energia.gr/geofar/articlefiles/factsheets/France-Factsheet%20InsuranceMechanism.pdf>

Vooruitzichten

Het " Grenelle Environnement" voorziet dat de geothermie sector (uit diepe aquifers) ca 500 Ktoe (olie equivalenten) per jaar zal produceren tegen het jaar 2020 (figuur 22°), hetgeen overeenkomt met een verhoging van 370 KToe /jaar t.o.v. het jaar 2006. Ook wordt voorzien dat de "intermediaire geothermie" (d.i. putten tot 200m) tegen 2020 ca. 250 Ktoe /jaar zal produceren of een verhoging met 200 Ktoe t.o.v. 2006

Geothermal energy production objectives set by the Grenelle de l'Environnement



Figuur 22: Geothermische productie-objectieven vooropgesteld door de Franse "Grenelle de l'environnement"

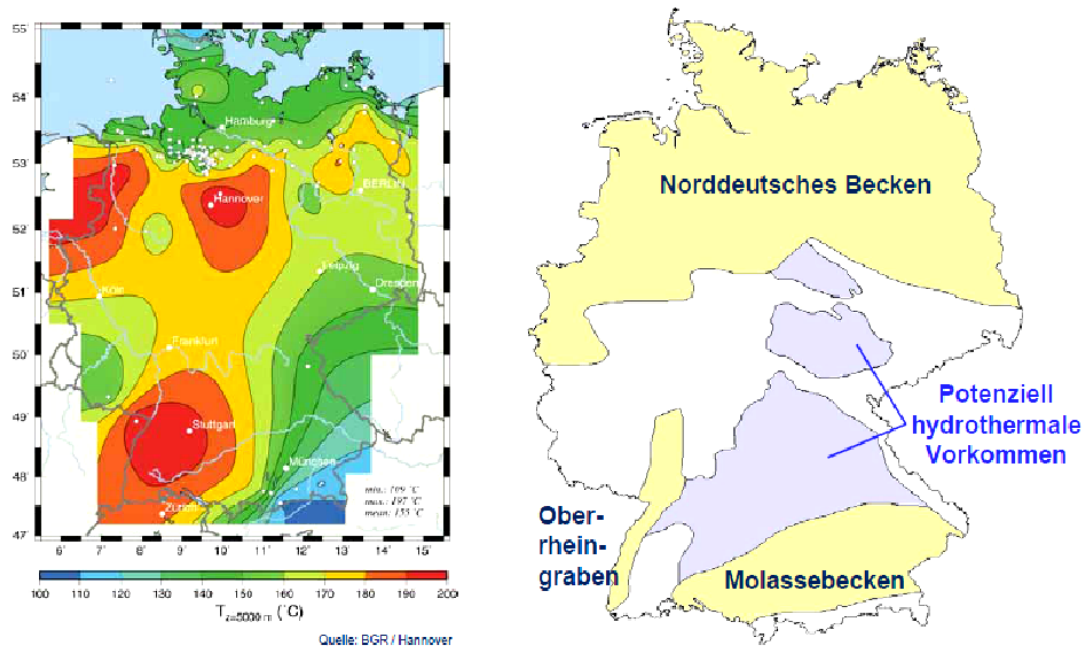
3.3.3 Duitsland

Warmte – en elektriciteitsproductie

Geothermische energie in Duitsland heeft het potentieel om 50% van de elektriciteitsproductie te dekken (vergeleken met 2006). De 3 gebieden met het hoogste geothermische energiepotentieel in Duitsland, zijn de Boven Rijn Graben, het Noordduitse Bekken en het Zuidoostelijke Molasse-bekken (figuur 23). De diepe ondergrond van de Boven Rijn Graben wordt gekenmerkt door een positieve thermische anomalie en een smal netwerk van breuken en spleten. Het Molasse-bekken heeft een ondergronds sterk uitgestrekte en productieve Malm karstaquifer op verschillende diepten gelegen volgens een NS-as.

In de laatste jaren zagen verschillende succesvolle geothermische projecten het licht in het Molasse Bekken. Daarom is het mogelijk om statistische berekeningen uit te voeren op de probabiliteit van succes van een geothermisch project op een specifiek site in het Molasse Bekken. Deze procedure vergemakkelijkt het aanbod van een exploratierisicoverzekering. In de Boven Rijn Graben daarentegen heeft men weinig ervaring met geothermische projecten en is de uitbouw van een risicoverzekering veel ingewikkelder (zie verder)

Momenteel bestaan meer dan 200 locaties waar geothermische energie wordt benut. Ongeveer 150 hiervan zijn thermale stations met diverse balneologische toepassingen. Ongeveer 20 van deze locaties gebruiken stadsverwarming en in 7 locaties wordt elektriciteit geothermisch opgewekt. Het totaal vermogen (inclusief warmtepompen) hiervan bedraagt ongeveer 1.000 MW. Een overzicht van de grootste projecten met stadsverwarming is opgelijst in tabel 4. Een overzicht van de projecten waar elektriciteit geothermisch wordt geproduceerd is opgelijst in Tabel 5 (zie figuur 24, overgenomen uit: Kaltschmitt & Bohnenschäfer, 2007)



Figuur 23: Temperatuurkaart van de Duitse ondergrond op 5000m (links) en ligging van de 3 grote gebieden met geothermisch potentieel (het Noordduitse Bekken, de Boven Rijn graben en het Zuidduitse Molassebekken (rechts) (bron: BGR, Hannover)

Tabel 4: Overzicht van de voornaamste locaties waar geothermische stadsverwarming wordt angewend (2007)

Name	Hauptnutzung (Nebennutzung)	Leistung gesamt MW _t	Leistung geotherm. MW _t	Jahresproduktion GWh/a
Unterhaching	Fernwärme	85	38	neu in Betrieb
Unterschleißheim	Fernwärme	13	13	28
Erding	Fernwärme (Thermalbad)	18	8	28
München Riem	Fernwärme	20	8	44
Simbach-Braunau	Fernwärme	40	7	67
Neustadt-Glewe	Fernwärme, Strom	17	7	12
Straubing	Fernwärme (Thermalbad)	5	4	12
Neubrandenburg	Fernwärme	14	4	8

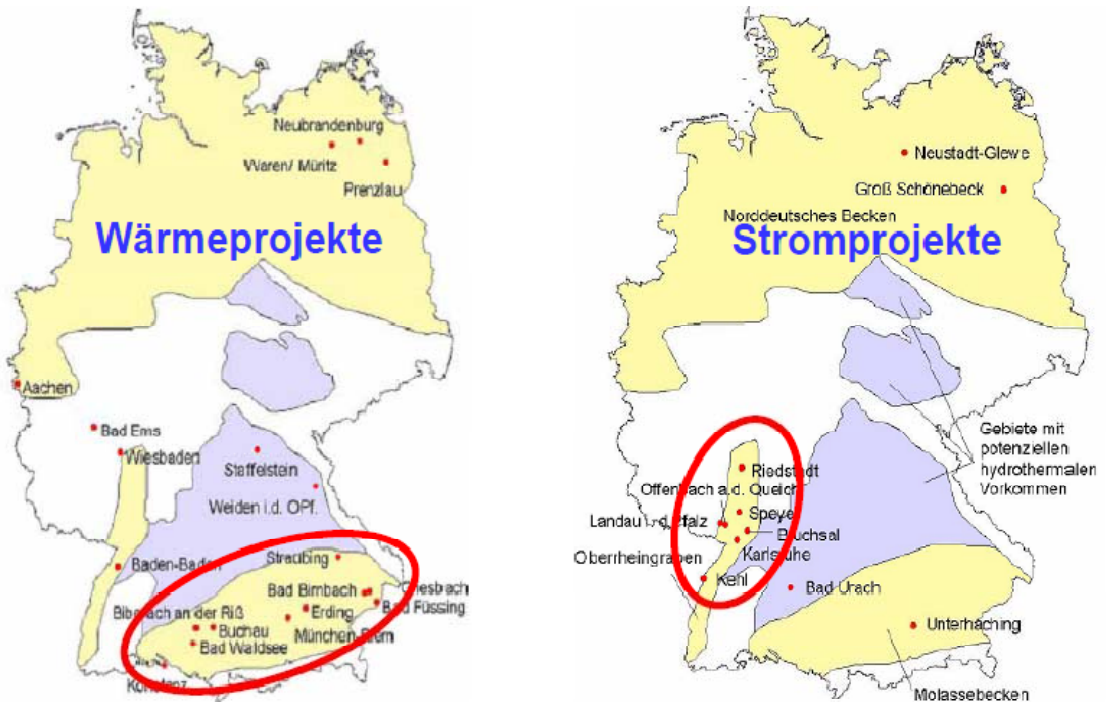
Anmerkung: Alle Angaben zur Leistung und Jahresproduktion gerundet.

Tabel 5: Overzicht van de projecten in Duistland waar elektriciteit geothermisch wordt opgewekt (2007)

	Geoth. Leistung in MW	Bohrloch-konzept	Elektr. Leistung in MW	Förder-temp. in °C	Förderrate in m ³ /h	Bohrtiefe in m ^a	Konversions-technik	Wärme-nutzung	Lager-stätte	Inbetr.-nahme.
Norddeutsches Becken										
Groß Schönebeck ^c	ca. 10 ^b	Dublette	ca. 1,0 ^b	150	mind. 50 ^b	4 309		keine	Aquifer,	2008 ^b
Neustadt-Glewe	10,4	Dublette	0,2	97	max. 110	2 335	ORC	Wärme-netz	Aquifer	2003
Oberheingraben										
Bruchsal	4	Dublette	0,5 ^b	120	72	2 000	ORC	Wärme-netz	Aquifer	2007 ^b
Landau	ca. 22 ^b	Dublette	3 ^b	155 ^b	180 - 250 ^b	3 000	ORC	Wärme-netz	Aquifer	2007 ^b
Süddeutsches Molassebecken										
Unterhaching	< 40 ^b	Dublette	3,36 ^b	130	max. 540 ^b	3 580	Kalina	Wärme-netz	Aquifer	2007 ^b
^a Förderbohrung; ^b geplanter Wert;										

Vooruitzichten voor 2020-2030

Volgens het Kabinet van Minister voor Milieu Sigmar Gabriel (09/12/2009) wil de Duitse regering tegen 2020 een 280 MW_e aan vermogen via geothermische elektriciteitsopwekking realiseren, hetgeen 4 x het huidige vermogen betekent. Dit zijn zowat 55 krachtcentrales met een gemiddeld vermogen van 5 MW_e. Deze krachtcentrales hebben een potentieel om 1,8 Miljard kWh elektriciteit per jaar in het net te jagen. Wat de warmtevoorziening betreft wordt verwacht dat tegen 2020 een totaal van 8,2 Miljard kWh aan warmte uit diepe geothermisch projecten zal worden onttrokken. Na 2020 wordt gerekend op een versnelling van de groei en een totaal geïnstalleerd vermogen van 850 MW_e tegen 2030.



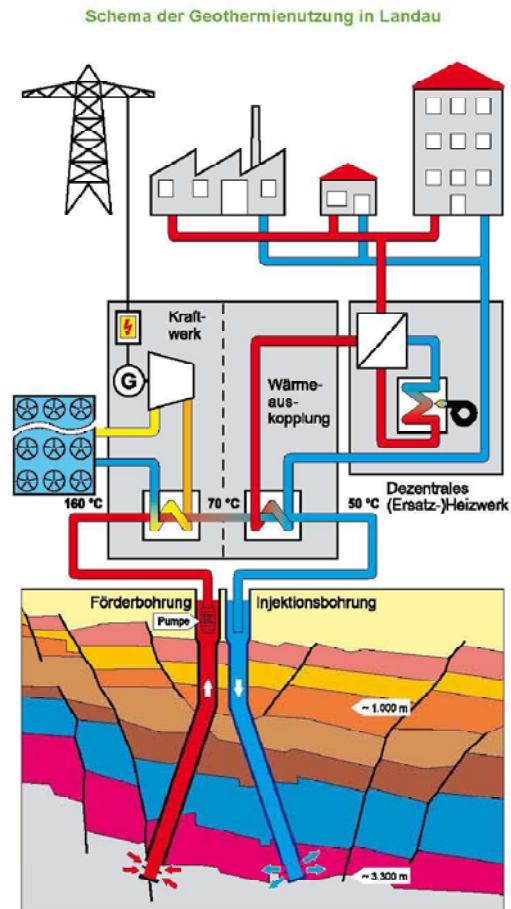
Figuur 24: Locaties van de geothermische projecten voor warmte (links) en elektriciteit (rechts) (Kaltschmitt & Bohnenschäfer, 2007).

Nieuwe projecten in Duitsland

Voor een laatste stand van zaken wordt verwezen naar de website van de Geothermische Vereinigung Bundesverband Geothermie e.V., zie:

<http://www.geothermie.de/aktuelles/projekte/tiefe-geothermie/deutschland.html>

De doubletsystemen van Landau en Unterhaching zijn de eerste geothermische centrales van Duitsland waar ook elektriciteit wordt geproduceerd (figuren 25-28). Met het *project Unterhaching* ging in 2002 in Beieren het eerste geothermieproject van start met als hoofdobjectief de productie van elektriciteit, gekoppeld aan stadsverwarming. In tegenstelling tot klassieke WKK-installaties wordt deze centrale volledig thermisch gedreven. Dit houdt in dat de (te verwachten) buitentemperatuur in principe bepaalt of de geothermische energie al dan niet in het stadsnetwerk of in het Kalina-cyclus wordt geleid. De geothermische putten werden gedurende twee opeenvolgende fasen (in 2004 en 2006), tot op de respectievelijke einddiepten van 3.300m en 3.600m gerealiseerd. Reeds in de herfst van 2007 werd de warmteproductie-installatie operationeel. Na enkele succesvolle testen in februari en maart 2009, werd ook de elektriciteitscentrale (Kalina-technologie) in april 2009 officieel in gebruik genomen. De temperatuur op 3.300m bedraagt 125°C. Het geïnstalleerde vermogen bedraagt 3,36 MWe. Jaarlijks wordt een totaal van 21,5 MWh aan elektriciteit geproduceerd. Het geïnstalleerde thermische vermogen bedroeg aanvankelijk 31 MWth en kan nu tot 70 MWth oplopen. Dit wordt aangewend voor stadsverwarming. Het project Unterhaching draagt bij tot een verminderde uitstoot van 300.000 ton CO₂ per jaar. Als men uitgaat van een thermisch vermogen van de centrale 60 MWth, dan worden jaarlijks meer dan 100.000 MWh door geothermie geleverd, hetgeen een jaarlijkse besparing betekent van ca. 10 miljoen liter stookolie. Met de opname, in 2000, van een vergoeding van 8,95 €cent per kWh voor elektrische stroom geproduceerd uit geothermie in de Duitse Hernieuwbare Energiewet, werden toen gunstige economische randvoorwaarden gecreëerd voor de succesvolle afloop van een risicovolle onderneming.



Figuur 25: Schema van het Geothermie-project in Landau



Figuur 26: Het diepe geothermie-project (doublet) voor warmte -en elektriciteitsproductie in Landau



Figuur 27: Boortoren en krachtcentrale van Unterhaching (warmte sinds 2007, elektriciteitsproductie sinds 2009)

Risicoverzekering voor diepe geothermieprojecten

De eerste exploratierisicoverzekering in Duitsland werd in 2000 ondertekend voor het Unterhaching project in het Zuidoostelijke Molassebekken. Gedurende jaren bleef dit echter een unicum. Slechts recent werden risicoverzekeringscontracten onderhandeld voor nieuwe projecten in het Molassebekken en in de Noord Rijn Graben. Projecten in het Noordduitse Bekken werden voorlopig nog niet verzekerd omdat elektrische centrales hier in elk geval EGS zullen nodig hebben om commercieel rendabel te zijn. Verzekeringsmaatschappijen die op deze geothermische markt actief zijn, zijn o.a. de Munich Re, Swiss Re, Axa, Gothaer, R& V. Verzekeringsmakelaars zijn bijvoorbeeld Marsh & Willis. Naast de private verzekeringsmarkt bieden de federale en regionale regeringen ook nog risicogarantiemaatregelen aan.

In Duitsland wordt risicogarantie voor geothermische projecten gedekt door het z.g. Duurzame energie aanmoedigingsprogramma MAP ("Marktanreizprogramm"). Richtlijnen voor dit programma zijn verder gespecificeerd in de "*Richtlinien zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt*" die administratief worden opgevolgd door het "*Kreditanstalt für Wiederaufbau*" (KfW). Alleen diepe geothermische projecten (meer dan 400 m diep) komen in aanmerking voor dit programma, onafhankelijk van het feit of ze voor warmte- of elektriciteitsvoorziening bestemd zijn.

Het MAP bestaat uit een projectpromotie via gesubsidieerde lange termijn leningen aan lage interesttarieven. Het bevat tevens 2 verschillende modules: de eerste dekt de technische boorkosten, de tweede dekt de exploratie- en ontdekkingsrisico's. Deze subsidies zijn alleen mogelijk voor geothermische warmteprojecten.

De risicoverzekering is ingebouwd in het KfW -aanmoedigingsprogramma voor hernieuwbare energie, waar een krediet van maximaal 10 M€ wordt toegekend voor de investeringskosten van een geothermisch project waarvan de kosten hoger liggen dan een vergelijkbare conventionele warmtecentrale.

Er bestaan ook fondsen voor het terugbetalen van de lening. Deze fondsen kunnen worden toegekend op 3 verschillende manieren, die onafhankelijk van elkaar of als een geheel kunnen worden aangevraagd:

1. Promotie van de centrale (200 € per kWth, max. 2 Mio. €);
2. Boorpromotie (375 € - 750 € per m, afhankelijk van de diepte, max. 2.5 Mio. € per boring, max. 2 putten);
3. Boorrisico's (voor het bedrag hoger dan de vooropgestelde kosten).

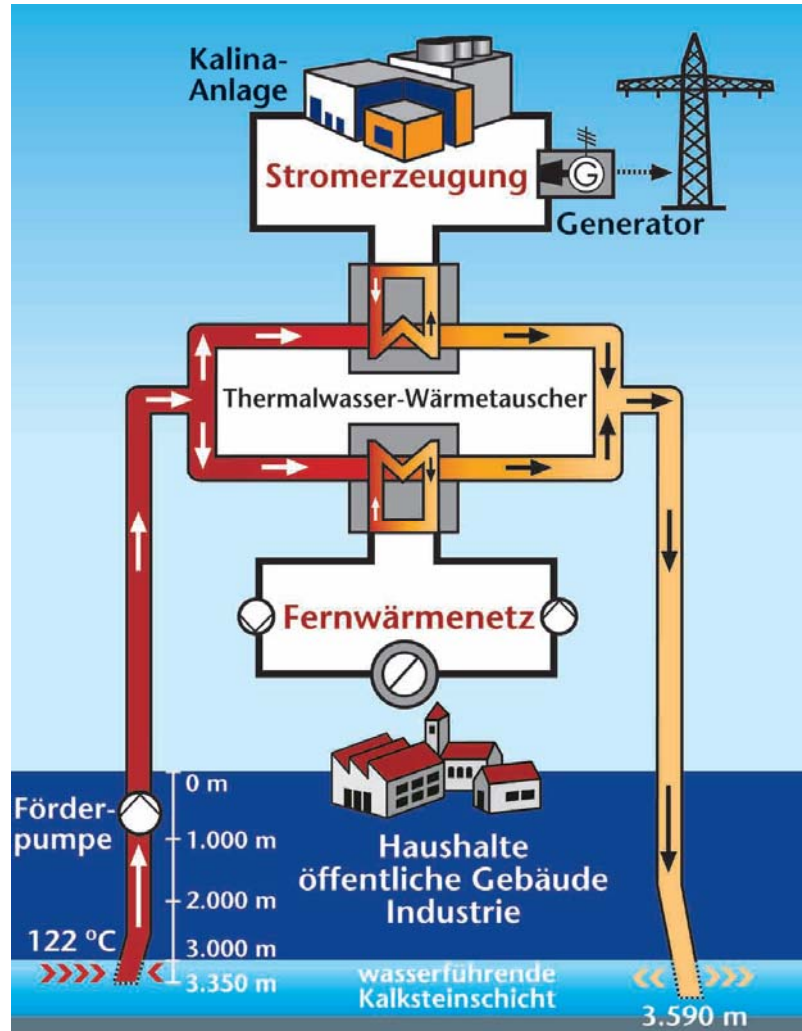
De technische boorrisicomodule

Zowel geothermische warmte- als geothermische elektriciteitsprojecten komen hiervoor in aanmerking. Deze module onderschrijft het risico op technische boorkosten die hoger zijn dan de oorspronkelijk geplande kosten. Maximaal 50% van de oorspronkelijk geplande kosten worden gedekt met een maximum van 1.25 M€.

De exploratie-risicomodule

Het MAP zal bovendien ook nog het risico van het niet halen van de vooropgestelde temperatuur- en debietwaarden in een diep geothermisch warmte- of elektriciteitsproject verzekeren (voorzien voor 2009). Een hernieuwbaar fonds van 20 M€ is voorzien hiervoor. Dit fonds zal 80% van de boorkosten dekken indien het project mislukt. De

eigen bijdrage (aftrekbaar) is dus 20% van de boorkosten. De noodzakelijke risico-prijsverhoging wordt gedekt door een rentevoetverhoging gedurende de hoge-risico kredietperiode tot aan het einde van de boorwerken en pomptesten. Deze verhoogde rentevoet bedraagt tussen de 10% en 20%.



Figuur 28: Vereenvoudigd schema van het geothermische stadsverwarmingnetwerk van Unterhaching.

Een mooi voorbeeld van project- en risicomanagement van een diep geothermisch project voor stadsverwarming is het project Unterhaching. Zie de onderstaande brochure (2009) over het succesverhaal van dit project:

[http://www.geothermie-unterhaching.de/cms/geothermie/web.nsf/gfx/73F32393CB88135BC1257663003B5456/\\$file/Projektdokumentation_Roedl.pdf](http://www.geothermie-unterhaching.de/cms/geothermie/web.nsf/gfx/73F32393CB88135BC1257663003B5456/$file/Projektdokumentation_Roedl.pdf)

3.3.4 Promotiekanalen en-organismen

Verschillende organismen zijn de laatste jaren actief om via gespecialiseerde websites het onderzoek naar en het gebruik van geothermische energie in Europa te promoten en daadwerkelijk te stimuleren. Dit gebeurt meestal via nieuwsbrieven, brochures en publicaties. Deze kunnen meestal vrij vanaf de respectievelijke websites gedownload worden (zie verder).

EGEC (European Geothermal Energy Council)

The EGEC is een internationale associatie. De voornaamste doelstelling is de promotie van het gebruik van geothermische energie (<http://www.egec.org/>) meer bepaald op de volgende manier:

- Door het prioritair aanmoedigen van R&D activiteiten op het vlak van het gebruik van de bestaande geothermische energiebronnen in Europa, waarbij het brede publiek toegang krijgt tot de onderzoeksresultaten en maximaal gebruik maakt van deze hernieuwbare energiebron.
- Door aangepaste acties te organiseren met Europese onderzoeksinstituten om het wettelijk en juridisch kader en de financiële instrumenten te implementeren waardoor kan gewedijverd worden met conventionele energiesystemen, en om op een milieuvriendelijke manier economische ondersteuning te bewerkstelligen.
- Door activiteiten uit te oefenen die de marktontplooiing van geothermische energie in Europa en de export van Europese geothermische technologie, diensten en uitrusting naar andere delen van de wereld, helpen promoten.
- Door de belangen van de Europese geothermische energie-industrie en van de gebruikers ervan, bij regeringen en internationale organisaties te vertegenwoordigen, met het oog op het verbeteren van de handelsvoorwaarden voor de industrie.
- Door samen te werken met nationale geothermische verenigingen, en in het bijzonder met de International Geothermal Association (IGA) and haar Europese tak, en met elke andere organisatie die het onderzoek naar en de toepassing van hernieuwbare energiebronnen promoten. Hierdoor kunnen de krachten gebundeld worden, teneinde een succesvolle ontwikkeling en implementatie van het gebruik van geothermische energie in gans Europa te bewerkstelligen en inter-Europese samenwerking te bevorderen.
- Door de verspreiding via publicaties, meetings, discussiefora of elke andere activiteit van het gebruik van geothermische energie evenals van haar marketing en door informatie over relevante producten en diensten aan autoriteiten, industrie en het brede publiek aan te bieden.
- Door de publicatie op Europees niveau, van de meningen van onderzoekers, ingenieurs, managers en elk andere commentator of voorstander van het gebruik van geothermische energie en door deze in de aandacht te brengen van regeringen, nationale en internationale organisaties, beleidsmensen en het grote publiek.

De EGEC publiceert sinds 2006 online nieuwsbrieven, technische brochures, flyers, presentaties op diverse congressen en meetings, en publicaties.

Opmerkelijke publicaties zijn bijvoorbeeld :

- De doelstellingen voor 2030 van de EU-27 mbt implementatie van geothermische energie, in de z.g. « Brussels declaration – target 2030 », van 11/02/2009 (zie <http://www.egec.org/> EGEC Publications)

- Het standpunt van EGENC mbt CCS : « EGENC's position on Carbon Capture and Storage (zie : http://www.europolitics.info/pdf/gratuit_en/263334-en.pdf)
 - o EGENC urges public authorities to produce an *underground regional planning* in order to optimise resource allocation between geothermal energy, carbon storage and possible other underground usages, and therefore maximize the benefits for society.
There is obviously *conflicting potential* as a result of the competition between CO2 disposal and geothermal energy projects because they may target the same deep aquifers, or the same areas within sedimentary basins. Geothermal energy may also be produced from rocks below the depth range for potential CO2 disposal sites, and investigations are needed to determine if geothermal exploitation beneath CO2 deposits might be feasible at all.
 - o Carbon capture and storage is essentially a bridging technology whereas geothermal energy is a sustainable energy resource.
 - o *Zones of dual use capability should be clearly identified and priority should be given to their use for geothermal energy over their use as a carbon storage site.*
 - o EGENC foresees an important development of geothermal energy in the future and especially after 2030 when Enhanced Geothermal Systems will be a widely-used technology.
The increase of a renewable energy source, a long term solution, must not be hampered by a technology, CCS, that has the potential only to serve as a temporary, interim GHG mitigation measure.

DE EGENC coördineert tevens een "Geothermal Energy Platform", waarvan de startvergadering op 02/12/2009 plaatsvond in München.

GEOFAR

Het EU-gefinancierde project GEOFAR (Geothermal Finance and Awareness in European Regions) focust op de toepassing en de promotie van geothermische energie in Europa. Dit project ging officieel van start in september 2008. Het consortium bestaat uit organisaties uit Duitsland, Frankrijk, Spanje, Griekenland, Portugal, Bulgarije, Slovenië en Hongarije. (figuur 29).

GEOFAR wordt uitgevoerd ihkv het Europese "Intelligent Energy Europe" (IEE) Programma. Het GEOFAR project wil de niet-technische barrières blootleggen die de initiële ontwikkelingsstadia van geothermische energieprojecten beletten en die verantwoordelijk zijn voor het gebrek aan ad hoc investeringen in Europa. Een van de hoofddoelstellingen is om werkbare oplossingen voor te stellen en om bewustwording rond de mogelijkheden van geothermische energie te bewerkstelligen bij beleidsmeden vooral op regionaal niveau, om nieuwe investeringen te stimuleren. Het project kent twee onderdelen: het eerste omvat de analyse, de conclusies en beschrijvingen van de technologieën en financieringskanalen, het tweede betreft disseminatie van informatie.

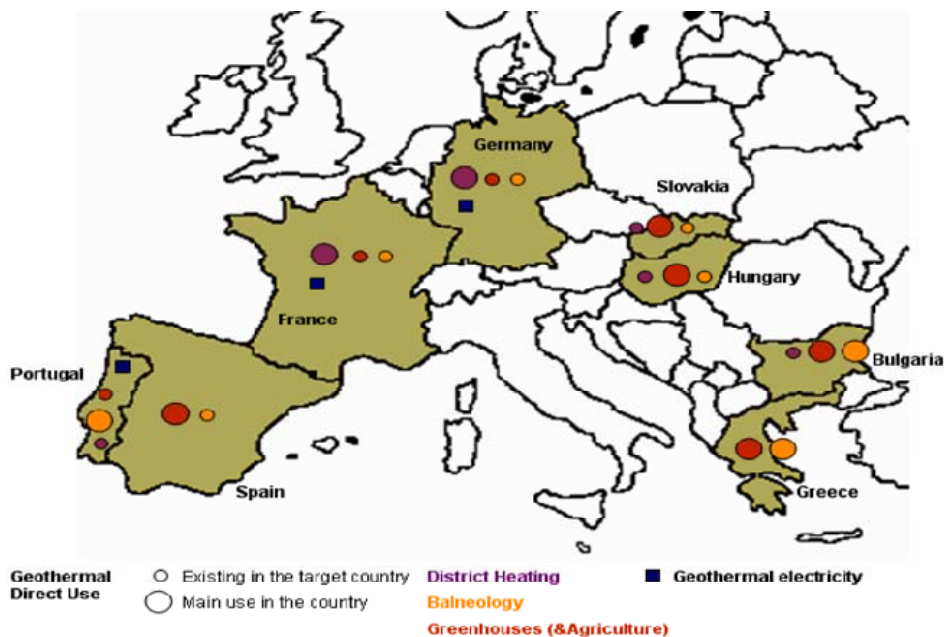
GEOFAR publiceert online nieuwsbrieven en rapporten, gratis downloadbaar op de volgende webstek : <http://www.energia.gr/geofar/>

Opmerkelijke recent gepubliceerde rapporten zijn:

- *Non-technical barriers and the respective situation of the geothermal energy sector in selected countries*
(http://www.energia.gr/geofar/articlefiles/2nd_report.pdf)
- *Financial instruments as support for the exploitation of geothermal energy*
(http://www.energia.gr/geofar/articlefiles/geofar_report_06_09.pdf)
 - o The report "Financial instruments as support for the exploitation of the geothermal energy" is gathering short descriptions of the main and most significant instruments. More detailed information about each instrument can be found on Fact Sheets that are uploaded on the GEOFAR website accessible under www.geofar.eu.
 - o Bank facilities dedicated to geothermal energy projects are appearing uncommon. However, governmental incentives, as tax reduction, guaranteed feed-in tariffs and grants, are quite

common in the target countries. Actually, there is a broad variety of application and systems varying extremely from one country to another. Guaranteed feed-in tariffs are the only instruments offered in all countries and this instrument appears extremely important in ensuring the economic viability of an electricity project. On the whole, all these instruments are a way to increase the profitability, by offsetting the high up-front costs and payback period of the project, so as to attract investors. The main barrier identified at this step of the project is the difficulty to obtain finance for the early stage of a geothermal project: a geothermal resource has not been proven until the first well is drilled, thus requiring spending money with a high level of risk.

- o The main outcome of this analysis shows that it is extremely difficult to find instruments that provide a funding for projects in early stages. Only projects which have proven their economic viability are financed through financial institutions. Public grants are the only instruments proposed to complement equity capital or to finance exploration phases. Geological risk insurance mechanisms, that insure the presence and the quality of the resource, is a way to overcome this important barrier, but these are only offered in a few countries (France, Germany and Bulgaria through the GeoFund international mechanisms).



Figuur 29: Aanwending van diepe geothermische energie in de GEOFAR target landen

- Innovative Geothermal applications

http://www.energia.gr/geofar/articlefiles/innovative_geothermal_applications.pdf

- o In a first part of the report, the main issues of development of new geothermal systems are underlined and illustrated by first examples.
- o In the second part, focuses are made on specific innovative technologies and applications, divided in 3 categories (innovative exploitation of the ground resources, innovative conversion technologies and new technologic systems, innovative uses of geothermal resources.).
- o Innovative technologies include binary systems, geothermal cooling systems, geothermal cascade uses, geothermal cogeneration, geothermal industrial processes in the wood and paper, mining & chemicals industry, and oil co-production.

Stichting Platform Geothermie

zie onder 3.2.1. Nederland: <http://www.geothermie.nl/>

International Geothermal Association

Voor de Europese tak zie :

http://www.geothermal-energy.org/99_european_branch_forum.html

Hier vonden we tevens een kort overzicht van de beschikbare data voor België (2004)

ELECTRICITY GENERATION

There is no installed geothermal generating capacity as for December 2004.

DIRECT USES

Total thermal installed capacity in MWt:	63.9
Direct use in TJ/year	431.2
Direct use in GWh/year	119.8
Capacity factor	0.21

The information on geothermal uses in this country is only estimated. The use of geothermal energy in Belgium is focused on shallow applications (Hoes, 2004). The market for geothermal heat pumps has grown significantly over the past years, with open-loop type using pumped groundwater being the most common. Most of the applications are in the eastern provinces of the country. Aquifer thermal energy storage is also being utilized in nine locations. As reported for WGC2000 (Berckmans and Vandenberghe, 1998), a total installed capacity is estimated at 3.9 MWt and annual energy use of 107.2 TJ. The energy is used mainly for direct space heating, with one greenhouse, a fish farm, and swimming pool heating installations reported. 53.8 TJ/yr (2.1 MWt) is reported for space heating, 22.1 TJ/yr (0.9 MWt) for the greenhouse, 10.1 TJ/yr (0.3 MWt) for aquaculture, 13.1 TJ/yr (0.5 MWt) for agricultural drying and 8.1 TJ/yr (0.1 MWt) for swimming pools. Geothermal heat pump numbers are not reported, but are estimated to be about 5,000 units which would provide approximately 60 MWt capacity and 324 TJ/yr of utilization (assuming 1,500 full-load hours/yr) (Curtis *et al.*, 2005). The total for Belgium is 63.9 MWt and 431.2 TJ/yr.

3.3.5 Regelgeving rond geothermie

Het gebruik van geothermische energiebronnen varieert zeer sterk tussen de verschillende landen. Er kan nu al worden vastgesteld dat aangepaste regelgevingen, financiële en technische regimes zeer belangrijke triggers zijn in de ontwikkeling en verdere ontplooiing van de geothermische energiesector.

Het Europese GTR-H project (*GeoThermal Regulation – Heat*, ihkv Intelligent Energy Europe programma) voert momenteel onderzoek uit naar de regelgeving van geothermisch energie voor warmteproductie binnen de EU. Een analyse van de bestaande regelgevingkaders voor de verschillende lidstaten met een belangrijk geothermische energiepotentieel, heeft reeds bevestigd dat de effectieve regulering rond geothermische energie nood heeft aan een stevige juridische basis. Dit kan alleen bereikt worden door een nieuwe politiek inzake geothermie, door aanpassingen van de

bestaande regelgevingen, door invoering van een nieuwe ad hoc regelgeving of door een combinatie ervan. Ofwel kunnen bestaande regelgevingen voor natuurlijke rijkdommen, koolwaterstoffen, mijnen, geologie, grondwater of planning reeds bepaalde aspecten van geothermische exploratie of ontwikkeling mee opnemen, ofwel moet er een aparte regelgeving voor geothermie worden opgesteld. De keuze ligt bij elk land zelf: deze zal afhankelijk zijn van de draagwijdte van de bestaande regelgeving of een beleidsprobleem vormen.

De reviews en consultaties uitgevoerd in het kader van dit GTR-H-project hebben een aantal factoren opgelijst die zeker aan bod moeten komen binnen elk regulerend systeem voor geothermische energie en die verder uitgewerkt zouden moeten worden in een blauwdruk voor een regelgeving rond geothermische energie. De niet-technische topics werden gegroepeerd in de volgende categorieën: wettelijke aspecten, financiële aspecten, en specifieke steunmaatregelen of randvoorwaarden zoals opleiding, training, standaarden en promotiestrategieën). Deze worden allen verder in detail beschreven met aanbevelingen over hoe ze zouden verwerkt kunnen worden in een regelgevend kader voor geothermische energie. Het document (*Geothermal Regulatory Framework* rapport EIE06/007 GTR-H / 3624 ALTENER) kan gratis gedownload worden op de volgende webstek:

http://www.geothermie.nl/img/images_inline.php?id=228 (final version October 2009)

3.3.6 Risicodekking, risicofondsen, investeringen

Naast het hoger vermelde rapport van GEOFAR over de stand van zaken in enkele Europese landen m.b.t. niet-technische barrières (waaronder risicodekking en financiële stimulansen) is er eind 2008 bij Forseo GmbH een praktische investeringshandleiding verschenen voor geothermische projecten, onder de titel "The Investors' Guide to Geothermal Energy"

<http://www.forseo.eu/english/publications/the-investor-s-guide-to-geothermal.html>

Our publication, "The Investor's Guide to Geothermal Energy" provides you with a comprehensive and market driven insight into all important aspects of geothermal business and project development. It serves as a practical reference tool for the financial community, for stakeholders from the industry, and for novices to geothermal energy.

Each project stage, from site identification, exploration, site development, power plant construction to operation and maintenance is looked at from an investor's point of view:

- capital costs & cost affecting factors
- financing instruments & incentives
- associated risks & risk mitigation tools
- geoscientific & technology barriers and solutions
- investment opportunities and market drivers

Recognized experts and leading geothermal companies are sharing their insight to make this publication the first of its kind.

- [Enel](#) (Italy) – Ruggero Bertani
- [Erdwerk GmbH](#) (Germany) – Dr. Achim Schubert, Dr. Klaus Dorsch
- [European Geothermal Energy Council](#) (Belgium) – Philippe Dumas
- [Geothermal Energy Association](#) (USA) – Karl Gawell, Kara Slack
- [Geodynamics Ltd.](#) (Australia) – Dr. Adrian Williams
- [Geothermal Development Associates](#) (USA) – G. Martin Booth III
- [GEOWATT AG](#) (Switzerland) – Prof. Dr. Dr.h.c. Ladislaus Rybach
- [GTN Geothermie Neubrandenburg GmbH](#) (Germany) – Peter Seibt, Markus Wolfgramm
- [Glitnir Bank](#) (Iceland) – Global Geothermal Energy Team

- [H. Anger´s Söhne Bohr und Brunnenbaugesellschaft mbH](#) (Germany) – Martin Müller-Ruhe
- [Hans Prömm Wirtschaftsberatung](#) (Germany) – Hans Prömm
- [KG Allgemeine Leasing GmbH & Co.](#) (Germany) – Thomas G. Engelmann
- [Raiffeisen Leasing](#) (Austria) – Stefan Reininger
- [Regierungspräsidium Freiburg](#) (Germany) – Prof. Dr. Ingrid Stober, Marco Jodocy
- [Sterr-Kölln & Partner](#) (Germany) – Dr. Michael Kraml, Marissa Walzer, Dr. Karlheinz Rabenschlag, Florian Hess
- [Swiss Re](#) (Switzerland) – Marcel Stäheli, Christina Ulardic
- [Turboden s.r.l.](#) (Italy) – Carlo Minini
- Università degli Studi di Brescia (Italy) – Claudio Pietra
- [Western GeoPower Corp.](#) (Canada) – Ken MacLeod
- [World Bank](#) (USA) – Helmut Schreiber

The target groups are investors and lenders, project developers, utilities, consultancies, insurance companies and other market players. The publication is endorsed by the IGA (International Geothermal Association) and SEFI (Sustainable Energy Finance Initiative).

HOOFDSTUK 4 GEOTHERMIE IN VLAANDEREN - EEN STAND VAN ZAKEN

4.1 De theoretische reserve

Om efficiënt aardwarmte te kunnen produceren heb je een energiedrager nodig. In traditionele geothermische systemen is dat water. Het water wordt als vloeistof of gas onttrokken uit de ondergrond, afgekoeld en in veel gevallen vervolgens terug geïnjecteerd. Zolang de hoeveelheid water die opgepompt wordt, gecompenseerd wordt door reinjectie of op natuurlijke wijze wordt aangevuld, kan men spreken van een hernieuwbaar systeem.

Het bruto vermogen van een traditioneel geothermisch systeem is een functie van de hoeveelheid water die per tijdseenheid kan worden geproduceerd en van de temperatuur van het geproduceerde water. De eerste parameter is sterk afhankelijk van de stromingseigenschappen van het gesteente waaruit het water onttrokken wordt. Gesteenten met goede reservoir eigenschappen zijn traditioneel de primaire targets voor geothermie.

De temperatuur is afhankelijk van de diepte van het reservoir. Over het algemeen kunnen we immers stellen dat de temperatuur stijgt met de diepte. Dit is een gevolg van het samenspel tussen de thermische geleidbaarheid van het gesteente en de lokale warmteflux. De relatie wordt beschreven door de wet van Fourier:

$$Q = k \times \Delta T$$

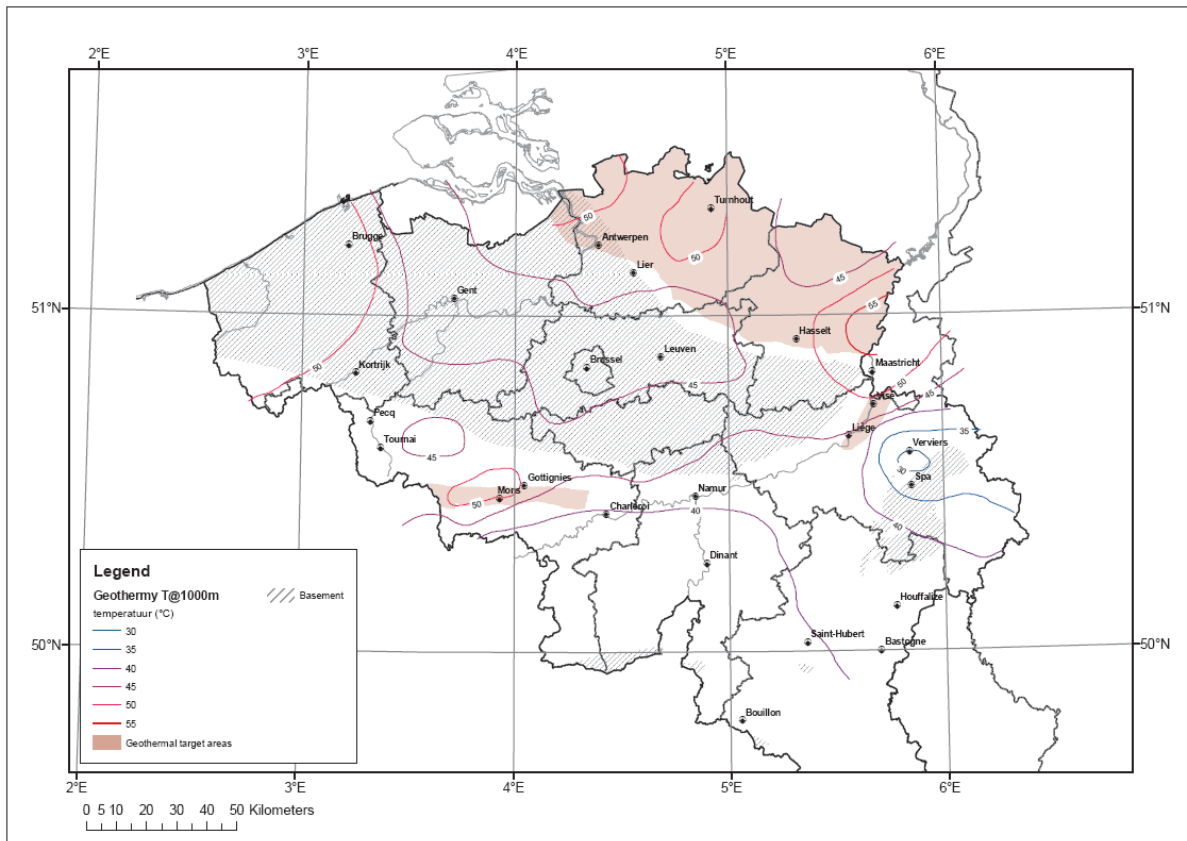
met:

Q de lokale warmteflux in W/m^2

k de thermische geleidbaarheid van het gesteente in $W/m \cdot ^\circ K$

ΔT de temperatuurgradiënt in $^\circ K/m$

Deze functie laat toe de temperatuur op eender welke diepte te berekenen op voorwaarde dat de lokale warmteflux en thermische geleidbaarheid van de bovenliggende gesteentekolom gekend zijn. De functie is echter alleen betrouwbaar op grotere diepte. In de bovenste honderd meters kan de temperatuur immers in sterke mate beïnvloed worden door oppervlaktenabije fenomenen zoals het landgebruik, de topografie en het klimaat.



Figuur 30: Belgische temperatuurkaart op een diepte van 1000 m (naar Berckmans & Vandenberghe, 1991).

Berckmans en Vandenberghe stelde in 1991 een reeks temperatuurkaarten voor de Belgische ondergrond op. De kaarten zijn het resultaat van een interpolatie van temperaturen gemeten in een 60 tal boringen. Figuur 30 toont de temperatuur op een diepte van 1000 m. De kaart toont grote regionale verschillen. De oude Caledonische massieven blijken relatief koud te zijn. Ze worden ingesloten door warmere gebieden die overeenkomen met de recentere sedimentaire bekkens. Voor Vlaanderen vertaalt dat zich in een relatief koude zone tussen Brussel en Gent en een geleidelijke toename van de temperatuur in de richting van de Kempen. De hoogste waarden worden opgetekend in de Antwerpse Noorderkempen en in het noordoosten van de provincie Limburg.

De temperatuurkaarten laten toe de toepasbaarheid van geothermie voor de verschillende regio's in te schatten. De toepassing dicteert immers de minimale temperatuur van het water, en dus ook de minimale diepte waarop het reservoir zich moet bevinden (Figuur 31). Bij de ontwikkeling van een geothermisch systeem komt het er dan ook op aan een geschikt reservoir dat op de juiste diepte gelegen is, te vinden.

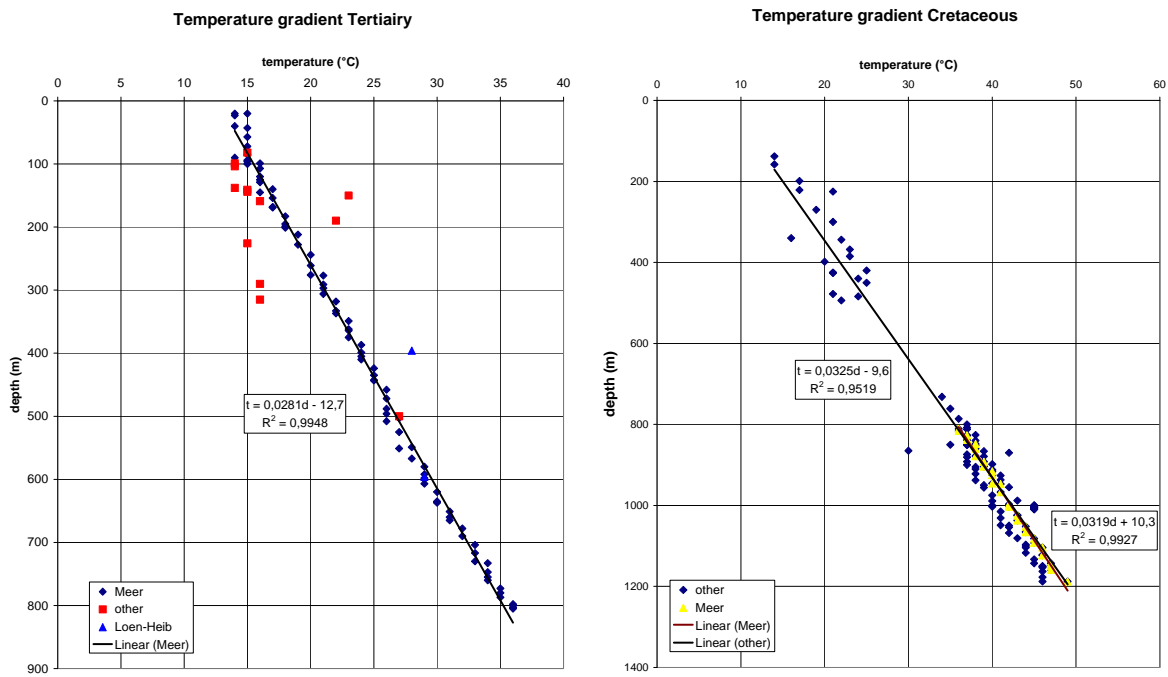
In Vlaanderen schommelt de gemiddelde geothermische gradiënt in de afzettingen van het Quartair tot en met het Krijt rond 30°C/km.(figuur 31). Dit betekent dat je ongeveer 500 m diep moet boren om water van een 25°C, de onderste grens voor rechtstreekse toepassingen, te vinden. Alleen in de Kempen en in het uiterste zuiden van West-Vlaanderen tref je op deze diepte nog reservoirs aan (Figuur 33). Voor toepassingen waarvoor een temperatuur van 40°C of meer vereist is, zoek je best reservoirs op een diepte van 1000 m of meer. Het voorkomen van reservoirs op deze diepte is beperkt tot de diepe sedimentaire bekkens ten noorden en zuiden van het

Brabant Massief, meer bepaald dan het bekken van de Kempen en de geologische ruimte onder het steenkoolbekken van Henegouwen.

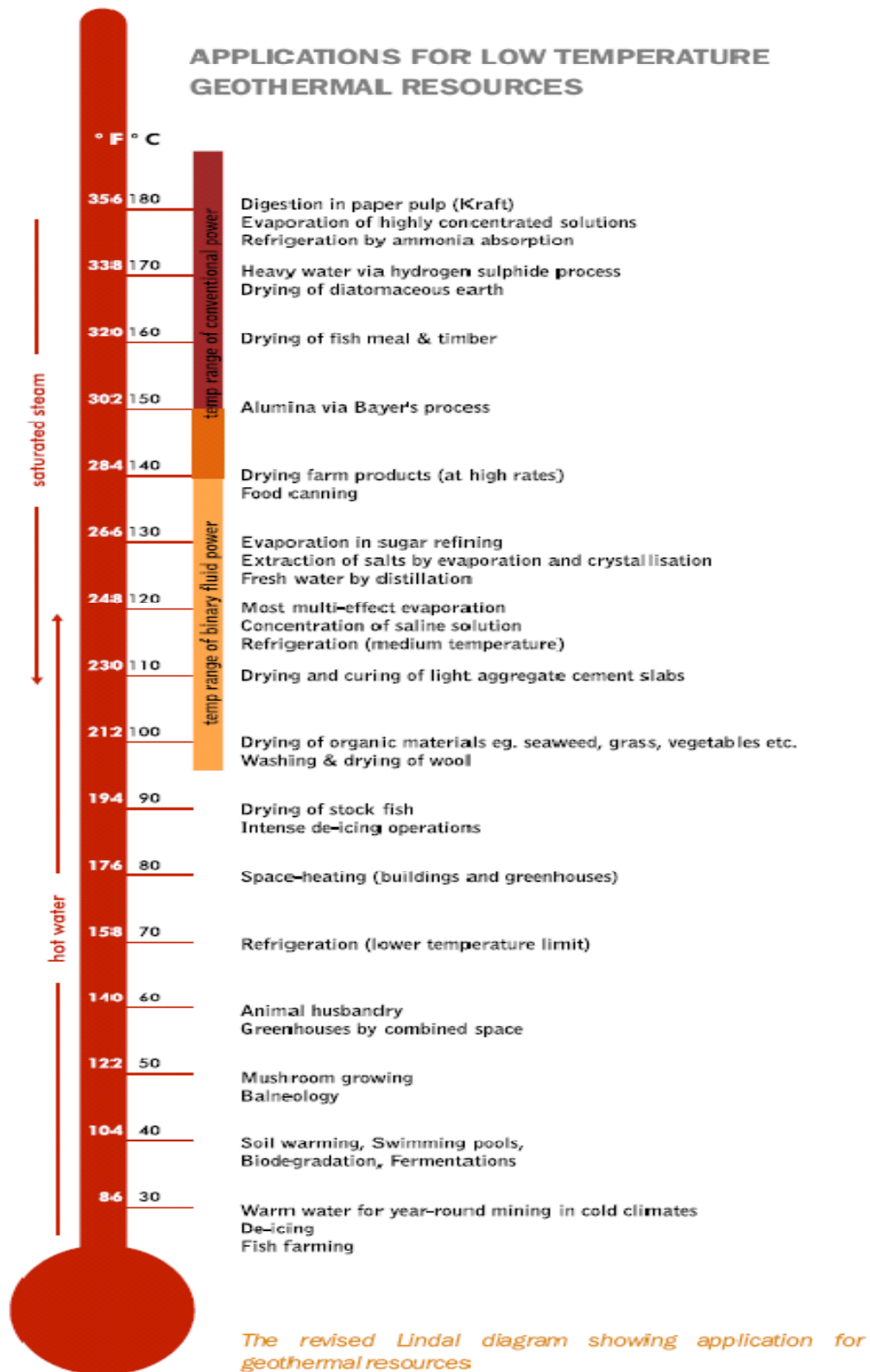
Wanneer je de temperatuurkaart (Figuur 30) en kaart met het voorkomen van potentieel interessante reservoirs (Figuur 33) combineert, blijken de Noorderkempen en in het Noordoosten van Limburg de 2 regio's met het grootste theoretische geothermische potentieel te zijn.

Tabel 6: Minimale temperatuur nodig voor verschillende toepassingen van geothermische energie (zie ook figuur 32) volgens het nog steeds in voege zijnde Lindal-diagram, 1973.

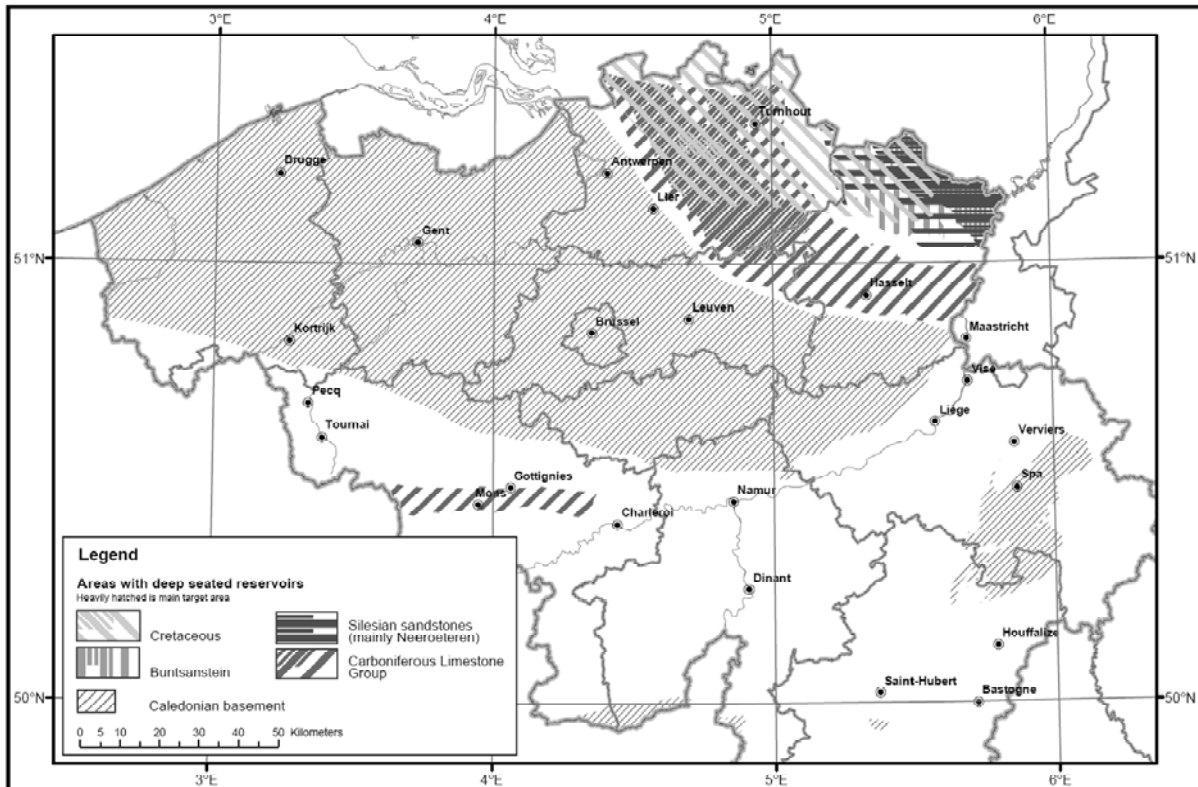
Elektriciteitsproductie		
> 220°C	stoom	flash or hybrid cycle
220 - 190°C	stoom en steam	flash or hybrid cycle
190 - 100°C	water	binary cycle
Direct gebruik		
150°C		productie van aluminium via Bayer procédé
140°C		drogen en inblikken van landbouwproducten
110°C		drogen en afharderen van prefab betonelementen
100°C		drogen van organische stoffen zoals groentes en gras
80°C		traditionele ruimteverwarming
70°C		onderste grens adsorptiekoeling
60°C		verwarming van stallen (veeteelt)
55°C		onderste grens serreverwarming
50°C		balneologie, teelt paddenstoelen
40°C		onderste grens ruimteverwarming
30°C		verwarming zwembaden
25°C		visteelt
< 25°C		warmtepompen



Figuur 31: Relatie tussen temperatuur en diepte gemeten in afzettingen van het Tertiair en Krijt in Vlaanderen (Laenen, 2009)



Figuur 32: Toepassingen van lage-temperatuur geothermische bronnen. Overgenomen van: http://www.gns.cri.nz/research/geothermal/low_temperature.html



Figuur 33: Ligging van reservoirs in België die mogelijk in aanmerking komen voor directe geothermische toepassingen (Laenen, 2009)

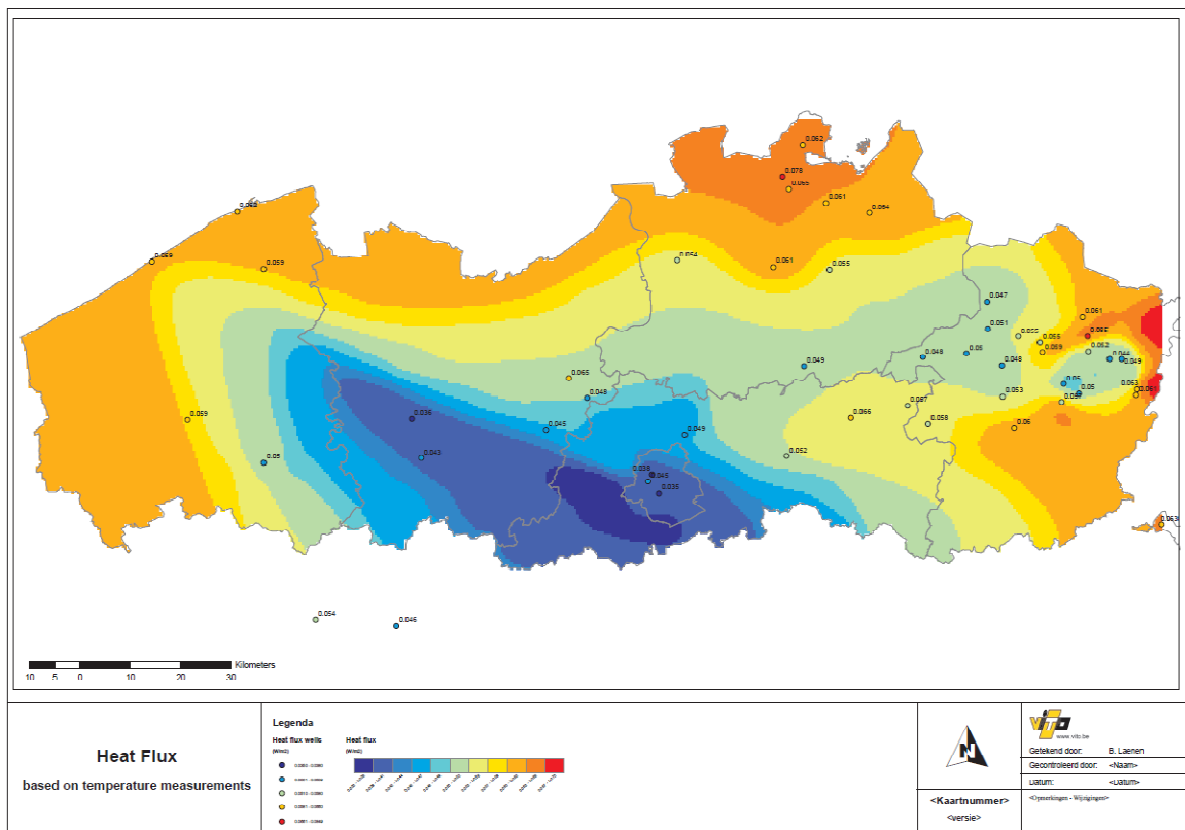
Berckmans en Vandenberghe berekenden ook het geothermische potentieel van de verschillende reservoirs. Ze baseerden zich hiervoor op temperatuurkaarten van de ondergrond en de omvang van de reservoirs. In de Kempen identificeerde de auteurs vier geothermische reservoirs: het Krijt, de zandstenen in het Trias, de Zandsteen van Neeroeteren en de Kolenkalk. Het theoretische geothermische potentieel voor elk van deze reservoirs is van de orde van $10^8 - 10^9$ GJ (Tabel 7).

Tabel 7: Theoretische energie-inhoud van de voornaamste geothermische reservoirs in Vlaanderen.

reservoir	energiepotentieel (GJ)	areaal (km ²)
Krijt	$17,7 \times 10^8$	2.155
Trias	$50,8 \times 10^8$	530
Neeroeteren	$1,23 \times 10^8$	52
Kolenkalk	$44,5 \times 10^8$	2.096

De berekeningen van Berckmans en Vandenberghe geven een beeld van de totale energie-inhoud van de verschillende reservoirs. Ze zeggen echter weinig over de hoeveelheid energie die effectief kan gewonnen worden, en ze zeggen niets over het hernieuwbare potentieel. Dat laatste wordt immers bepaald door de lokale warmteflux. Deze flux geeft immers aan hoeveel energie er per tijdseenheid toestroomt. Zolang de energieproductie dit natuurlijke regeneratievermogen niet overschrijdt, kan er zich een evenwicht instellen waarna de temperatuur van het geproduceerde water constant blijft. Indien het natuurlijke regeneratievermogen overschreden wordt, zal de temperatuur van het reservoir in de loop van de tijd geleidelijk dalen.

De lokale warmteflux kan berekend worden uit temperatuurmetingen in diepe boorgaten. Figuur 34 is het resultaat van een dergelijke berekening. De kaart toont duidelijke parallellen met de temperatuurkaart opgesteld door Berckmans en Vandenberghe (Figuur 30). Zo springt de kern van het Caledonische Brabant Massief naar voor als een koud gebied. De Noorderkempen en de slenkregio lijken daarentegen gekenmerkt door een hogere warmteflux. Het gros van de berekende waardes plot echter in een beperkte range tussen 0,050 en 0,060 W/m² met een gemiddelde waarde van 0,055 W/m². In het grootste deel van Vlaanderen, inclusief het centrale en zuidelijke stuk van de Kempen, schommelt de heat flux rond deze gemiddelde waarde. Een groot deel van de waargenomen spreiding is waarschijnlijk toe te schrijven aan meetfouten en aan de onzekerheid omtrent de schatting van de thermische geleidbaarheid van de gesteentekolom. De lage waarden tussen Deinze en Brussel en de hoge waarden rond Hoogstraten en Bree zijn hoogstwaarschijnlijk wel een uiting van een regionale trend. Alle boringen uit deze gebieden vertonen immers systematisch waarden die afwijken van het gemiddelde. Bovendien beschikken we in de Noorderkempen en in de omgeving van Bree over een aantal diepe boringen met een uitgebreide reeks temperatuurmetingen over een lang dieptetraject en goede lithologische controle. Dit laat toe de warmteflux op deze locaties accura(a)ter te berekenen.



Figuur 34: Lokale warmteflux in Vlaanderen, afgeleid uit temperatuurmetingen uitgevoerd in diepe boringen (Laenen, 2009)

De berekende waardes liggen in de lijn van de verwachtingen voor een normaal continentaal gebied. Ze leren dat het regeneratiepotentieel beperkt is. Bij de ontwikkeling van een geothermisch systeem is het belangrijk hiermee rekening te houden. Wanneer je een systeem wilt opzetten dat de energie-inhoud van de reservoirs

niet uitput, zal je vermogen moeten beperken tot 50 à 100 kW/km². Indien het systeem meer energie uit het reservoir onttrekt, zal de temperatuur van het water geleidelijk dalen. Dit heeft een invloed op de levensduur van het project. Het duurt immers lang vooraleer een afgekoeld reservoir terug opgewarmd is.

De meeste geothermische systemen worden echter niet ontworpen om eeuwig mee te gaan. Ze worden gedimensioneerd op de energievraag van de toepassing en dienen net zo lang mee te gaan als het project waaraan ze gekoppeld zijn. Voor serres gaan het dan typische over een periode van 15 tot 20 jaar. Voor gebouwen kan dit oplopen tot 30 jaar. De traditionele systemen onttrekken bijna altijd meer energie aan de ondergrond dan wat er van nature terug bijkomt. Dit is mogelijk omdat in een niet afgekoeld reservoir een grote hoeveelheid warmte opgeslagen zit in de gesteentemassa.

4.2 Ontwikkeling van het geothermisch potentieel in Vlaanderen

4.2.1 Traditionele geothermische systemen

De winning van geothermische energie voor directe toepassingen gebeurt traditioneel met doubletsystemen. Een doublet bestaat typisch uit twee boorgaten. Het warme water wordt uit één boring opgepompt, passeert over een warmtewisselaar en wordt vervolgens via de andere boring terug in het oorspronkelijke reservoir geïnjecteerd. Reinjectie is in veel gevallen nodig omdat het water te hoge zoutgehaltes heeft om het rechtstreeks te kunnen lozen. Daarnaast kan op deze manier de druk in het reservoir op peil gehouden worden. Dat is vooral van belang voor diepe, afgesloten reservoirs die niet of slechts zeer traag terug aangevuld worden.

Voor een overzicht van de geothermische projecten in Vlaanderen verwijzen we naar de VITO-rapporten van Dreesen & Lagrou (1999) en Gysen (2000). Sinds 2000 zijn er geen echte nieuwe initiatieven in Vlaanderen geweest, ondanks het bestaande potentieel en de aanbevelingen in hoger genoemde rapporten.

Door de GOM-Antwerpen, met de Belgische Geologische Dienst (BGD) als initiatiefnemer, met de financiële steun van de EG, en in samenwerking met de Dienst Nijverheidsbevordering en het SCK, werd in 1978 *het geothermieproject "Hoogstraten"* opgestart, met als doel de basisverwarming (d.w.z. 70% van de nodige energie) van 175.000 m² serres door geothermische energie te dekken. SCK was verantwoordelijk voor het ontwerp van de geothermische warmtecentrale, het distributienet en het verwarmingsnet in de serres, dit laatste in samenwerking met de Proeftuin der Noorderkempen.

De boring werd in 1980-1981 uitgevoerd te Meer door SMET-DB onder de coördinatie van de BGD. Spijtig genoeg werd de boring uitgevoerd op een plaats gelegen voorbij een belangrijke breuklijn, de Breuk van Hoogstraten, zodat de Dinantiaan warmwaterlaag hier, door toegenomen diepte en waarschijnlijk door verschillen in gesteentesamenstelling (overgang naar schiefer-siltsteen), niet werd aangetroffen. Temperatuur van het Krijtreservoir is 35°C, zoutgehalte 30g/l, pompdebit 20 m³/h. Het gebruik van de boring van Meer voor geothermische doeleinden is technisch mogelijk maar geen enkel geothermisch project werd hier tot dusver geïmplementeerd.

Het *geothermisch project Beerse-Merksplas* was in feite het hernemen van het Hoogstraten project, maar dan verplaatst in zuidelijke richting op het grondgebied van de gemeente Beerse. Het was oorspronkelijk de bedoeling om thermische energie te leveren voor de verwarming van de strafinrichting te Merksplas, gelegen op een afstand van 1500-2000 m van de boorput plus een nog op te richten serrepark, gelegen in de

nabijheid van de boring. In 1983 werd de eerste put van het doublet (injectie- en productieput) geboord tot op een diepte van 1.760 m. De productiviteit van de put bedroeg slechts 75 m³/h i.p.v. de vooropgestelde 200 m³/h en de temperatuur 72°C. Hierdoor en door de inmiddels sterk verlaagde energieprijzen, was het economisch niet meer haalbaar om een tweede boring tot in dezelfde geologische laag (top Dinantiaan) uit te voeren. Daarom werd beslist de reinjectieput te boren tot in de bovenliggende Krijt-aquifer (tot 800 m) waardoor de kostprijs voor de tweede boring werd gehalveerd. In 1987 werd de tweede boring uitgevoerd en gevolgd door een drie weken durende reinjectie van 75 m³/h in de aangeboorde krijtlaag, hetgeen als succesvol mag beschouwd worden. Het bestaande geothermische doublet in Merksplas (aanvankelijk als demonstratieproject ontwikkeld) werd echter nooit in gebruik genomen. Nadat een verlaging van het geplande verbruik werd vastgesteld door een te laag debiet van de put, werd het originele doublet in een semidoublet omgevormd (productieput in het Dinantiaan - injectieput in het Krijt). Ondertussen moesten potentiële gebruikers jarenlang wachten op wijzigingen van het gewestplan en waren de energieprijzen zodanig gezakt dat de haalbaarheid van het project in vraag werd gesteld.

Anno 2009 is de situatie terug gewijzigd. Een geothermisch doublet met twee boringen in de Kolenkalk in de regio Merksplas zou vandaag een investering vergen van ca. 5,5 MEuro - ter vergelijking, de begroting voor Merksplas-Beerse bij aanvang van het project bedroeg ca. 60 miljoen Belgische frank -. Wanneer we aannemen dat het opgepompte water gemiddeld 70°C warm is en we het water afkoelen tot 45°C, levert de put bij een debiet van 100 m³/h een thermisch vermogen van ca. 2.750 kW. Wanneer we de investering- en werkingskosten afzetten tegen de hoeveelheid uitgespaard aardgas, is het systeem met de huidige elektriciteit- en gasprijzen (gerekend met respectievelijk 9,5 c/kWh en 7,5 EUR/GJ), niet rendabel bij een afschrijvingstermijn van 15 jaar.

Deze rendabiliteit kan echter op verschillende manieren verhoogd worden:

- Door de thermische output te verhogen en gebruik te maken van een casacadesysteem waarbij meerdere lagere temperatuur toepassingen mogelijk worden (zoals bijv. in Saint-Ghislain);
- Door het debiet van de put te verhogen door herinrichting van de put (een verhoging van 100 tot 125 m³/h zou in principe voor de Kolenkalk mogelijk moeten zijn);
- Door steunmaatregelen zoals groenewarmtecertificaten aan geothermische projecten te verlenen.

Tabel 8: Investeringskosten voor geothermische doublet in de Kolenkalk in de omgeving van Merksplas (reservoir op een diepte van 1.700 m).

	bedrag (kEuro)	Euro/kWth
boringen	4.450	
bovengrondse installaties	675	
studiekosten & opvolging	351	
totaal	5.476	1.990

De rendabiliteit hangt echter sterk af van de aardgasprijs. Het doublet spaart jaarlijks immers ca. 750.000 m³ aardgas uit. Bij het prijsniveau dat midden 2008 werd bereikt (ca. 16,5 EUR/GJ) is het systeem wel rendabel. In het licht van de verwachte prijs-evolutie voor aardgas, lijken investeringen in geothermische doubletten interessant.

Bij een investeringsbeslissing zal geothermie vergeleken worden met alternatieve systemen. Waarschijnlijk wordt in dat geval WKK, dat actief wordt ondersteund via gegarandeerde WKK-certificaten, de benchmark. Het is momenteel onduidelijk of traditionele geothermische doubletten onder dit regime een toekomst hebben.

4.2.2 Potentieel geothermie voor tuinbouw in Hoogstraten – een gevallenstudie

VITO heeft in 2009 een gevallenstudie uitgewerkt voor het potentieel van geothermie in de Noorderkempen, meer bepaald dan voor de glastuinbouwsector (Cornelis et al, 2009).

In een eerste fase werd de theoretische reserve aan geothermische energie voor de Noorderkempen berekend. Uit analyses van de temperatuurkaart voor Vlaanderen (op een diepte van 1000m – Fig. 30) en van de kaart met het voorkomen van potentieel interessante reservoirs (Fig. 33) blijken de Noorderkempen en het Noordoosten van de provincie Limburg, de regio's met het hoogste potentieel te zijn. De gemiddelde heat flux in de Noorderkempen schommelt rond 60 à 65 kW/km² (Fig. 34). Het regeneratiepotentieel is dus beperkt. Bij de ontwikkeling van een geothermisch systeem moet men hier zeker rekening mee houden. Zo zal voor het opzetten van een systeem dat de energie-inhoud van de reservoirs niet wil uitputten, het vermogen beperkt moeten worden tot 50 à 100 kW/km².

Vervolgens werd de technisch-economische haalbaarheid van de inzet van geothermie voor de glastuinbouw geanalyseerd. Een bevraging van de tuinders in de regio (macrozone Hoogstraten: gemeenten Hoogstraten, Rijkevorsel, Malle, Brecht, Wuustwezel, Merksplas en Beerse) gaf een extra behoefte aan van ongeveer 200 ha aan serreoppervlak (huidig oppervlak bedraagt 270 ha). VITO ging uit van een toekomstig serreoppervlak van 450 ha en een ongewijzigde verdeling per teelt. Uit een combinatie van dit toekomstig serreoppervlak en specifieke energiekegetallen per teelt, berekende men een globale warmtebehoefte van ongeveer 5 PJ per jaar.

Betrokken op 270 ha is de gevraagde vermogensdichtheid ongeveer 0,8 MW/ha. Uit de inschatting van de capaciteit van een geothermisch doublet kan worden afgeleid dat een doublet met een energieoutput van 2,7 MW zeker kan instaan voor de warmtebehoefte van een serre van ca. 3,3 ha. Gespreid over een invloedsgebied van 3 tot 4 km² per doublet, is dat dus 1 ha serre/km². De voorziene expansiezones voor de tuinbouw in de macrozone Hoogstraten komen overeen met een gebied van bijna 200 km². Wordt het ondergronds warmtereservoir (karstreservoir in de Kolenkalk) in zijn geheel aangesproken – hetgeen in principe een 40-tal doubletten zou vragen – dan kan ongeveer 130 ha van warmte voorzien worden, of de helft van het verwachte serreoppervlak voor verse groenten.

De totale operationele kost voor een doublet (warmtebehoefte voor een serre van 3,3 ha) is ongeveer 270.000€ per jaar (= afschrijving investering, onderhoudskost, kosten voor winning van CO₂ uit rookgassen van de WKK). Uit een vergelijkende studie van de warmtekost van geothermische warmte en kost WKK-warmte, blijkt dat een geothermisch doublet vrij snel, bij een debiet van ongeveer 100 m³/h met een WKK kan concurreren, evenwel zonder financiële steun. T.o.v. een WKK met investeringssteun en warmtekrachtcertificaten bedraagt de warmtekost van een geothermisch doublet nu zowat het dubbele. Geothermische warmte zou daarom ook van een gelijksoortige financiële ondersteuning moeten kunnen genieten, wil de techniek ingang vinden bij ons.

De resultaten van deze berekening werden met vertegenwoordigers van de tuinbouwsector uit de Noorderkempen besproken. Hun interesse is groot. De stappen die daaruit volgen hangen echter wel af van de uitbouw van een tuinbouwcomplex in de Noorderkempen en van de tijdsplanning die daaraan verbonden is. Los van de uitvoering van een dergelijk project, zal ook met de Vlaamse overheid een discussie moeten aangegaan worden over steunmechanismen voor dergelijke warmtebronnen. Dit past o.m. in de uitvoering van het vernieuwde en geïntegreerde energiedecreet, dat een systeem van groenewarmtecertificaten vooropstelt. De Vlaamse Gemeenschap onder-

zoekt momenteel hoe ze een dergelijk groenewarmte-certificatensysteem concreet kan opzetten.

4.2.3 Duurzame verwarming & koeling

Door het lage natuurlijke generatievermogen zijn traditionele geothermische doubletten niet 100% hernieuwbaar. Directe geothermie kan echter gebruikt worden om de energiebalans van energieopslagsystemen uit te middelen. Op die manier kan de koeling en verwarming van grote projecten onder bepaalde omstandigheden wel 100% hernieuwbaar zijn.

De energiebalans dient voor elk project afzonderlijk geoptimaliseerd te worden. Hierbij moet men met alle bronnen van warmte en koude rekening houden. De rol van geothermische systemen zal dan ook van geval tot geval verschillen. Diepere reservoirs kunnen dan zowel voor de tijdelijke opslag van warmte als voor het leveren van duurzame warmte aangeboord worden.

Het aanboren van reservoirs op grotere diepte (≥ 500 m) is relatief duur. De extra investering moet dan ook een duidelijk voordeel opleveren over oppervlaktenabije energieopslag. Dit kan bijvoorbeeld het geval zijn indien grote vermogens vereist zijn, of omdat warme water uit het reservoir gebruikt kan worden om het verschil tussen de koude- en warmtevraag uit te middelen.

Een voorbeeld van een dergelijk systeem is het Mijnwater project in Heerlen. Hier werden de oude mijngangen van de Oranje-Nassau mijnen omgebouwd tot een grootschalige KWO-systeem. Het systeem bestaat uit 5 exploitatieputten: twee warme bronnen tot op een diepte van ca. 700 m, twee koude bronnen tot op een diepte van ca. 250 m en één intermediaire put tot op een diepte van ca. 450 m. De putten zijn bovengronds met elkaar verbonden via een pijpleidingennetwerk met een totale lengte van ruim 5 km. Daarnaast werd op één plaats een koppel warmtewisselaars geïnstalleerd om de energie van het mijnwater over te dragen op een secundair distributiecircuit.

De warme putten zijn ontworpen om een gezamenlijk debiet van 375 m³/h te kunnen leveren. De temperatuur van het warme water bedraagt om en bij de 29°C. De twee koude bronnen kunnen minimaal 500 m³/h leveren. Op basis van beschikbare temperatuurgegevens werd aangenomen dat het water in de aangeboorde gangen zo'n 17°C warm zou zijn. In één van de twee putten is dit ook het geval. De tweede put blijkt met ca. 19°C warmer te zijn dan gedacht. De productiviteit van deze put ligt veel hoger dan gedacht.

De investeringen voor de ontwikkeling van het reservoir en voor de primaire warmtewisselaars zijn samengevat in

Tabel 9. Het systeem is voorlopig niet geoptimaliseerd en de netto energieopbrengst is nog niet gekend. Op basis van de resultaten van 2 pompproeven blijkt $2,3 \text{ MW}_{\text{th}}$ een haalbaar vermogen voor de verwarming. Dit kan meer worden indien tijdens de zomerperiode restwarmte in het reservoir wordt opgeslagen. Tegenover het potentieel vermogen van de twee warme bronnen staat een geschat regeneratiepotentieel van $650 \text{ kW}_{\text{th}}$. Het is duidelijk dat het systeem alleen duurzaam kan zijn indien tijdens de zomermaanden de energie-inhoud van het reservoir terug wordt aangevuld. Dit is ook de enige optie om het project rendabel te krijgen.

Tabel 9: Investerings en onderzoekskosten voor de ontwikkeling van het Mijnwater KWO - geothermische systeem in Heerlen.

	bedrag (kEuro)
boringen	5.050
bovengrondse installaties	2.075
studiekosten & opvolging	675
totaal	7.798

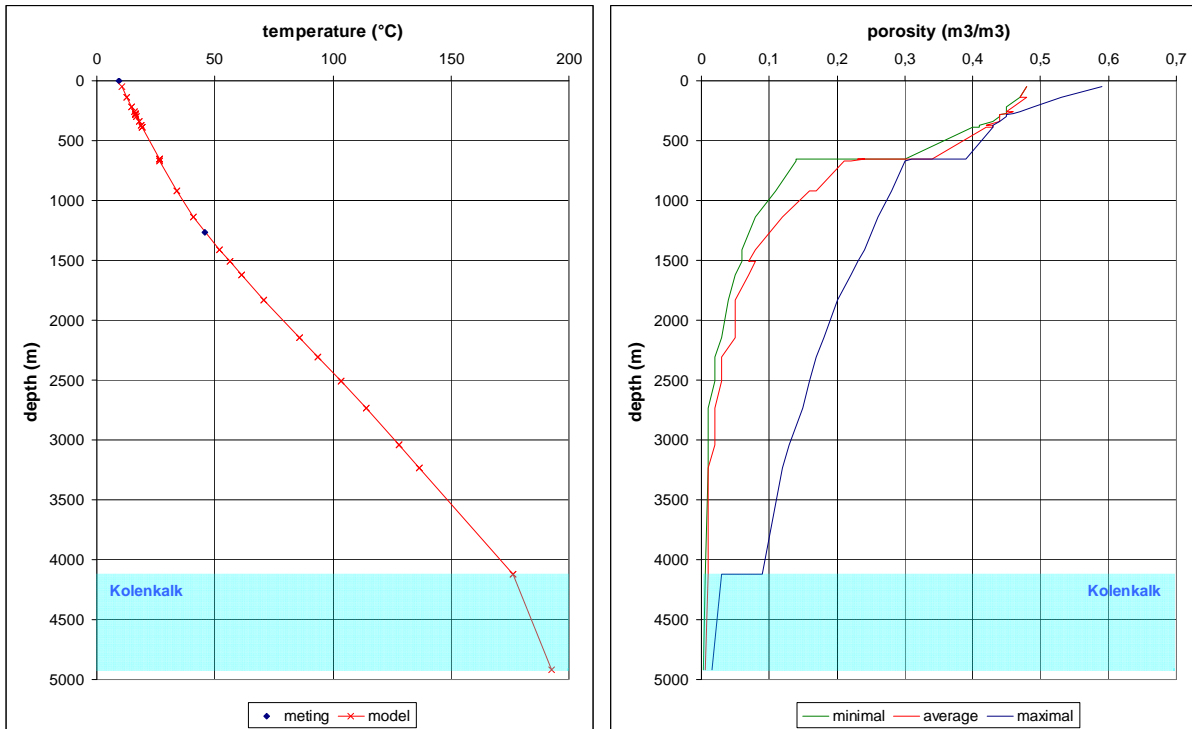
De economie van dergelijke hybride systemen kan gevoelig verbeterd worden door bij het ontwerp rekening te houden met maatregelen die de energiefactuur van de pompen en de onderhoudskosten drukken. Het is ook belangrijk dat de putten hoge vermogens kunnen leveren. Dit betekent dat de productiviteit van de putten maximaal moet zijn en dat het temperatuurverschil tussen de productie- en de injectieputten zo groot mogelijk moet gekozen worden. Daarnaast is het zaak de kosten voor de boringen en voor het primaire leidingennet zo laag mogelijk te houden.

4.2.4 Elektriciteitsproductie

Om efficiënt elektriciteit te produceren met aardwarmte moet je grote debieten water van 140°C of warmer kunnen produceren. De kans om in Vlaanderen een reservoir te vinden dat voldoende diep gelegen en bovendien voldoende permeabel is, is klein. Van de gekende reservoirniveaus komt alleen de Kolenkalk in het noordoosten van de provincie Limburg als exploratietarget in aanmerking. De Kolenkalk ligt hier tussen 3500 en 6000 m diep. We schatten dat de temperatuur op deze diepte tussen 150°C en 220°C ligt. Dat is voldoende voor het opwekken van stroom (Tabel 6).

We kunnen ons echter de vraag stellen of op deze grote dieptes nog wel voldoende met elkaar verbonden porositeit aanwezig is. Indien de porositeit laag ligt, is de kans immers klein dat het gesteente doorlatend genoeg is om grote debieten water of stoom te kunnen leveren. Een extrapolatie van de porositeit gemeten in de boringen leert dat de gemiddelde porositeit van de kalkstenen en dolomieten van de Kolenkalk op grote diepte waarschijnlijk minder dan 1% bedraagt (Figuur 35). Langs breukjes kunnen lokaal hogere waarden voorkomen, maar zelfs dan is de gemiddelde porositeit hoogstwaarschijnlijk nog steeds onvoldoende.

De kans om op deze diepte producerende reservoirs aan te treffen is het grootste in de nabijheid van grote, actieve breuken. Vooral harde, competente gesteenten zoals kalk- en zandsteen worden gemakkelijk opgebroken. De scheuren en spleten die zo ontstaan kunnen aaneengroeien tot een secundair reservoir. De kans op de aanwezigheid van dergelijke reservoirs is het grootst langsheen de randbreuken van de Roerdal slenk. Hoe groot de kans is op diepe, breukgebonden reservoirs langs de slenkbreuken valt momenteel niet in te schatten. Wat we wel weten is dat de goede reservoir-eigenschappen van de Kolenkalk in de diepste boringen van de Kempen het gevolg zijn van spleetporositeit. In boring Turnhout (17E225) bleek deze voldoende om via airlift ruim 30 m³ water per uur op te pompen. In boring Merksplas-Beerse (17W265) werd tijdens de productieproef een debiet van 75 m³/h verpompt. Op basis van deze observaties valt de aanwezigheid van exploitatieerbare diepe, breukgebonden reservoirs in de Kolenkalk niet uit te sluiten.



Figuur 35: Temperatuurverloop in de boring Opoeteren (63E223) en geschatte gemiddelde en maximale porositeit van het gesteente (Laenen, 2009)

Elektriciteitsproductie uit diepe, breukgebonden reservoirs is een complexe aangelegenheid. Men moet zicht hebben op de ligging van de breuken, men moet rekening houden met scaling, corrosie en de aanwezigheid van niet-condenseerbare gassen, men moet voorkomen dat men het reservoir beschadigt door het oppompen en het reinjecteren van water, men moet er op letten dat de drukveranderingen in het reservoir de breuken niet beïnvloeden, enz. ... Daar bovenop komen hoge investeringskosten.

Tabel 10 geeft een overzicht van de investeringen voor een 5 MW_e geothermische elektriciteitscentrale die water van 200°C aantapt uit een breukgebonden reservoir in de Kolenkalk op 5.000 m diepte. Op basis van informatie van de Geothermal energy Association en gegevens over de kosten voor het uitvoeren van diepe boringen in Vlaanderen en Nederland, schatten we de totale investeringskost op een kleine 30 MEuro. Dit komt overeen met een investeringskost van ruim 5.600 EUR/kW_e. In vergelijking met bestaande en geplande geothermische elektriciteitscentrales is dit hoog. Bovendien zullen door de complexiteit van het reservoir waarschijnlijk ook de studie- en onderhoudskosten hoger liggen dan normaal.

Tabel 10: Investeringskosten voor een 5 MW_e double flash geothermische elektriciteitscentrale die water aantapt uit een breukgebonden reservoir op 5000 m diepte in de slenkregio.

	bedrag (kEuro)	Euro/kWe
boringen	15.500	
flash plant	10.665	
studiekosten & opvolging	2.089	
totaal	28.254	5.628

Een eerste, indicatief model leert dat de centrale bij de huidige elektriciteitsprijzen zichzelf terug betaalt in een termijn van 9 jaar. Normaliter werkt men in de branche met terugverdiertijden van 5 tot 7 jaar. Hierbij wordt echter nooit gekeken naar de benutting van de restwarmte. Het rendement van de flash centrale ligt rond 42,9%. Meer dan de helft van de opgepompte energie is dus nog beschikbaar voor directe toepassingen. Een nuttige aanwending van al of een deel van deze restwarmte kan de economie van het project gevoelig verbeteren.

Een andere vorm van stroomopwekking uit aardwarmte is de productie van stoom uit droge, hete gesteenten, gewoonlijk aangeduid met de Engelse termen Hot Dry Rock of Enhanced Geothermal Systems. Hierbij laat met een vloeistof tussen twee of meer diepte putten circuleren door een heet, droog gesteente. Om de circulatie mogelijk te maken, dient men het gesteente kunstmatig te splijten. Dit gebeurt door de druk in de boorgaten gecontroleerd op te drijven tot boven de fracturatiedruk van het gesteente. De kunst bestaat er in een driedimensionaal netwerk van spleetjes te creëren dat toelaat een voldoende groot debiet te verpompen en tegelijk een goede warmte-uitwisseling tussen de vloeistof en het gesteente te verwezenlijken. Dat kan op verschillende manieren: o.a. door een dicht netwerk van spleten te creëren of door gebruik te maken van een vloeistof die mobieler is dan water. Wat dit laatste punt betreft, wordt er ondermeer gekeken naar CO₂.

Omdat er geen stringente eisen gesteld worden aan het gesteente, is deze techniek in wezen overal toepasbaar. De lokale geologie en de geothermische gradiënt dicteren wel hoe diep men moet boren en hoe de ondergrondse warmte-uitwisseling kan gecreëerd worden. Dit bepaalt de kostprijs van een project.

Er zijn weinig gevallenstudies om de technische en economische haalbaarheid van Enhanced Geothermal Systems (EGS) aan te toetsen. Het bekendste Europese project is Géothermie Soultz in Soultz-sous-Forêts (Elzas, Frankrijk). Dit project werd reeds eerder in dit rapport besproken.

HOOFDSTUK 5 HET POTENTIEEL IN VLAANDEREN

De geologische warmteflux aan het oppervlak schommelt in Vlaanderen rond 55 mW/m^2 . Ze is een maat voor het regeneratievermogen van geothermische reservoirs. Dit ligt in Vlaanderen tussen 50 en 100 kW/km^2 .

De temperatuur in de ondergrond stijgt met de diepte. De snelheid waarmee dit gebeurt is een functie van de warmteflux en de thermische geleidbaarheid van het gesteente. In Vlaanderen ligt de drempelwaarde voor directe geothermische toepassing daardoor op een diepte van ca. 500 m . Dit beperkt het areaal waarbinnen de directe aanwending van aardwarmte met traditionele systemen mogelijk is tot de het zuiden van West-Vlaanderen en de Kempen. Toepassingen die een temperatuur van 35°C of meer vergen, zijn alleen mogelijk in de Kempen.

Niet traditionele toepassingen zoals Enhanced Geothermal Systems (EGS) of Hot Dry Rock (HDR) zijn in principe over heel Vlaanderen mogelijk. De investeringen die daarmee gepaard gaan liggen wel substantieel hoger dan voor gelijkaardige traditionele toepassingen.

De toepassingen van diepe geothermie kunnen in drie grote groepen opgedeeld worden: geothermische doubletten, hybride systemen en elektriciteitsproductie. Geologisch en technisch zijn alle drie toepassingen overal ter wereld en dus ook in Vlaanderen mogelijk. De economische haalbaarheid dient echter geval per geval in detail bekeken te worden.

De ontwikkeling van diepe geothermie vergt steeds grote voorafgaande investeringen. Vooral de kosten voor boringen wegen zwaar door. Bovendien bestaat hierbij altijd het risico op een 'dry well'. Dit risico kan een belangrijke drempel vormen om investeringen in diepe geothermie aan te trekken. Om deze drempel te verlagen kan een regeling of verzekering in het leven geroepen worden om het initiële risico te beperken. Er bestaan goede voorbeelden in Frankrijk, Nederland en Duitsland (zie hoger).

HOOFDSTUK 6 ONTWIKKELINGSSTRATEGIE

Geothermische doubletten hebben hun technische en economische haalbaarheid al lang bewezen. Ook in Vlaanderen werden in het verleden reeds testen uitgevoerd. Deze bewijzen de technische haalbaarheid. Om de economie van de projecten te verbeteren komt het er vooral op aan de boorkosten en de kosten voor het onderhoud en het lopen van de pompen zo laag mogelijk te houden. De voornaamste drempel voor de ontwikkeling van het potentieel zijn echter de boorrisico's en het ontbreken van garanties tegen boorrisico's of financiële steunmaatregelen zoals een groenewarmte-certificaat voor geothermische energie. De situatie in Nederland, Frankrijk en Duitsland leert dat als je dit risico kunt beperken, geothermische doubletten in bepaalde projecten een volwaardig alternatief zijn voor WKK of andere vormen van warmteopwekking.

Hybride systemen zijn een recente evolutie. Ze combineren het potentieel van zeer productieve reservoirs voor de tijdelijke opslag van warmte of koude met het geothermische potentieel van diepe watervoerende lagen. Door gebruik te maken van technieken die efficiënt zonnewarmte kunnen vastleggen, is het op deze manier in theorie mogelijk de warmte- en koudevraag van grote vastgoedprojecten 100% duurzaam te maken. Om dit punt te bereiken zijn ontwikkelingen op het vlak van warmtecaptatie en -afgifte noodzakelijk. De ontwikkeling van de reservoirs zelf is met de huidige technieken perfect mogelijk. Wel moeten er modellen worden opgesteld om de systemen efficiënt te kunnen exploiteren.

Aardwarmte wordt sinds 1904 gebruikt voor het opwekken van elektriciteit. Tussen 1904 en 2005 is de productiecapaciteit cyclisch gegroeid tot 8.932 MW_e. De commerciële centrales staan allemaal in geologisch 'warme' gebieden. In 'koude' gebieden zoals Vlaanderen is de technische en economische haalbaarheid van de traditionele systemen voor stroomopwekking uit aardwarmte nog niet bewezen. Een eerste vraag die in dit kader dan ook moet beantwoord worden is of er op een diepte van 5.000 tot 6.000 m nog productieve reservoirs voorkomen. Als dat niet zo is, moet de focus verlegd worden naar de ontwikkeling van Enhanced Geothermal Systems (EGS). Deze systemen vergen wel beduidend hogere investeringen.

HOOFDSTUK 7 BESLUIT

Een verhoogde inzet van geothermie kan een belangrijke bijdrage leveren om onze afhankelijkheid van olie en gas te verminderen. Dit blijkt duidelijk uit talrijke nieuwe projecten gelanceerd in onze buurlanden. Behalve een grote interesse voor de inzet van geothermische warmte in de glastuinbouw, worden in Nederland ook projecten rond stadsverwarming geconcipeerd. Door de goedkopere olieprijs op het eind van vorige eeuw was er in Frankrijk een terugval maar nu is geothermie duidelijk terug van weggeweest. Zo worden verschillende nieuwe geothermische doubletten voor stadsverwarming opgestart, o.a. in het Ile de France. De Duitse regering wil tegen 2020 zo'n 280 MW aan vermogen realiseren via geothermische elektriciteitsopwekking. Tegen 2020 wordt ook een totaal van 8,2 miljard kWh aan warmte uit diepe geothermische projecten verwacht.

In al deze landen bestaat een verzekering of garantieregeling tegen boorrisico's. Deze verzekering blijkt een belangrijke stimulans te zijn om investeerders aan te trekken en helpt duidelijk mee aan de doorbraak van geothermie in Europa.

De EGEC (European Geothermal Energy Council), de IGA (International Geothermal Association), en GEOFAR (Geothermal Finance and Awareness in European Regions) zijn belangrijke informatie- en promotiekanalen voor geothermie. Je vindt er ook de meest up-to-date informatie. Voor Nederland moet je bij de Stichting Platform Geothermie zijn. Door GEOFAR werden recent belangrijke rapporten gepubliceerd over de niet-technische barrières en de beschikbare financiële middelen en stimulansen voor geothermie in Europa. Ook een vergelijkend rapport over regelgeving en steunmaatregelen in Europa (GeoThermal Regulation – Heat) is nu vrij beschikbaar.

En wat is het potentieel van geothermie in Vlaanderen? Door regionale variaties in warmteflux en thermische geleidbaarheid van de Vlaamse ondergrond, is het areaal waarbinnen directe aanwending van aardwarmte met traditionele systemen mogelijk is, beperkt tot het zuiden van West-Vlaanderen en de Kempen. Toepassingen die een temperatuur van 35°C of meer vergen, zijn beperkt tot de Kempen. Geothermische doubletten, hybride systemen en elektriciteitsproductie (diepe geothermie) zijn hier geologisch en technisch gezien, allen mogelijk. De economische haalbaarheid dient echter geval per geval bekeken te worden.

Niet-traditionele systemen zoals EGS lijken in principe over gans Vlaanderen mogelijk. Alleen is hier onderzoek nodig om de technische haalbaarheid te bewijzen en liggen de benodigde investeringen beduidend hoger dan bij traditionele systemen.

Een VITO-studie naar het geothermisch potentieel voor de glastuinbouwsector in de Noorderkempen toont aan dat geothermische doubletten een volwaardig alternatief kunnen zijn voor WKK (of andere vormen van warmteopwekking), op voorwaarde dat gelijkwaardige financiële steunmaatregelen als voor WKK worden gehanteerd.

LITERATUURLIJST

- ADEME, 2005. *La géothermie en Ile de France*.
- Banks D., Skarphagen H., Witshire R., Jessop C., 2003. *Mine water as a resource: space heating and cooling via use of heat pumps*. Land Contamination & Reclamation 11: 191 - 198.
- Berckmans A., Vandenberghe N., 1998. *Use and potential of geothermal energy in Belgium*. Geothermics 27: 235 - 242.
- Bertani R., 2005. *World geothermal power generation in the period 2001–2005*. Geothermics 34: 651 - 690.
- Bertani, R., 2007. *World geothermal power generation in 2007*. Proceedings of the European Geothermal Congress 2007, Unterhaching, Germany, 30 may – 1 June 2007.
- BGD, 1987. *Boorrapport van de boring Merksplas-Beerse 14W265*. Intern rapport BGD.
- Blackwell D.D., 1971. *The thermal structure of the Continental crust*. In: Heacock J.G. (ed.). *The structure and physical properties of the Earth's crust*. Geophysical Monography 14, p. 169 - 184.
- BRGM, 2008. *Production de chaleur par géothermie – l'expertise du BRGM*. Géorama, 20, nov 2008. Brochure, 27 p.
- Carr A.D., 2003. *Thermal history model for the South Central Graben, North Sea, derived using tectonics and maturation*. Coal Geology 54: 3 - 19.
- Clauser C., Huenges E., 1995. *Thermal conductivity of rocks and minerals*. Rock Physics and Phase Relations. A Handbook of Physical Constants. AUG Reference Shelf 3.
- Cornelis, E., Devriendt, N., Pelkmans, L., Mulder, G., Lemmens, B., Vanhoudt, D., Laenen, B. & Diels, L., 2009. *MarketPlace rond Duurzame Energievoorziening: 4 wetenschappelijke vragen – 3 business cases*. VITO-Rapport 2009/TEM/R/004, 86 p.
- Deep in Bedrock, Clean Energy and Quake Fears,
www.nytimes.com/2009/06/24/business/energy-environment/24geotherm.html?_r=1
- Dreesen R., Lagrou D., 1999. *Geothermie in Vlaanderen: randvoorwaarden en acties ter bevordering van haar aanwending*. VITO-rapport 199/GRO/R/029.
- Ehinola A.O., Joshua E.O., Opeloye S.A., Ademola A.J., 2005. *Radiogenic heat production in the Cretaceous sediments of Yola Arm of Nigeria Benue Trough: Implications for thermal history and hydrocarbon generation*. journal of Applied Sciences 5: 696 - 701.
- Ehrenberg S.N., Eberli G.P., Keramati M., Moallemi S.A., 2006. *Porosity-permeability relationships in interlayered limestone-dolostone reservoirs*. AAPG Bulletin 90: 91 - 114.
- Ehrenberg, S.N., Nadeau P.H., 2005. *Sandstone vs. carbonate petroleum reservoirs: A global perspective on porosity-depth and porosity-permeability relationships*. AAPG Bulletin 89: 435 - 445.
- Fridleifsson, I.B., R. Bertani, E. Huenges, J. W. Lund, A. Ragnarsson, and L. Rybach, 2008. *The possible role and contribution of geothermal energy to the mitigation of climate change*. In: O. Hohmeyer and T. Trittin (Eds.), IPCC Scoping Meeting on Renewable Energy Sources, Proceedings, Luebeck, Germany, 20-25 January 2008, 59-80.

Fritsch D., Gérard A., Graff J.-J., Lutz Ph., 2005. *Géothermie des roches fracturées - projet Soultz*. Note interne project Géothermie Soultz.

Furlan, R. 2008. *Onderzoeksrapport Diepe Geothermie*, Grontmij 57 p.

Gelegenis J., Dalabakis P., Ilias A., 2006. *Heating of a fish wintering pond using low-temperature geothermal fluids, Porto Lagos, Greece*. *Geothermics* 35: 87 - 103.

GEOFAR, 2009. *Analysis of Financial instruments. The Geothermal Risk Guarantee System*.

<http://www.energia.gr/geofar/articlefiles/factsheets/France-Factsheet%20InsuranceMechanism.pdf>

Gysen, B., 2000. *Geothermische projecten in Vlaanderen: stand van zaken en aanbevelingen naar de toekomst*. VITO-rapport 2000/ETE/R/140, 36 p.

Hance C.N., 2005. *Factors Affecting Costs of Geothermal Power Development*. A Publication by the Geothermal Energy Association for the U.S. Department of Energy. Geothermal Energy Association, Washington D.C.

<http://energie.wallonie.be/servlet/Repository/?IDR=1852>

[http://iga.igg.cnr.it/documenti/IGA/Fridleifsson et al IPCC Geothermal paper 2008.pdf](http://iga.igg.cnr.it/documenti/IGA/Fridleifsson_et_al_IPCC_Geothermal_paper_2008.pdf)

<http://www.energia.gr/geofar/articlefiles/factsheets/France-Factsheet%20InsuranceMechanism.pdf>

<http://www.geothermie.nl/bestanden/Onderzoekrapport%20Diepe%20Geothermie.pdf>

<http://www.ie-leipzig.com/IE/Veranstaltungen/Geothermie/Kaltschmitt-Bohnschaefer.pdf>

Kaltschmitt, M. & Bohnenschäfer, W., 2007. *Geothermisch Strom- und Wärmezeugung in Deutschland und Europa*. Vortragveranstaltung "Geothermische Wärme- und Stromerzeugung für Kommunen und Industrie", Potsdam, 18-19 Oktober 2007. Institut für Energetik und Umwelt, Leipzig.

Kreuter, H., 2008. *Risk mitigation in deep geothermal projects – experience in Germany*. Workshop on Geological Risk Insurance, Karlsruhe, November 11, 2008, http://geothermiekongress.org/geofund_Kreuter_Risk.pdf

Laenen, B., 2009. *Het potentieel van geothermie in Vlaanderen en de rol van VITO*. Intern VITO-rapport, SCT_V628R_BL_08, 23 p.

Licour, L. & Baele, J.M., 2007. *Géothermie profonde et chauffage urbain en Hainaut*. *Renouvelle*, 22, 4me trimestre 2007, pp. 21-23.

Lindal, B., 1973. *Industrial and other applications of geothermal energy*, in: Armstead, H.C.H.(ed.), *Geothermal Energy*, UNESCO, Paris, pp. 135-148.

Lodewijks P., Renders N., Beheydt D., 2008. *Uitbreiding milieukostenmodel voor Vlaanderen met vraag naar warmte en WKK-potentieel*. Studie uitgevoerd in opdracht van de Vlaamse Milieumaatschappij, MIRA, MIRA/2008/03, VITO.

Lokhorst, A. & Wong, Th.E., 2007. *Geothermal Energy*, in: Wong, Th.E., Batjes, D.A.J. & De Jager, J., *Geology of the Netherlands*, Royal Academy of Arts and Science, pp. 341-246.

- Lund J.W., 2004. *100 years of geothermal power production*. GHG Bulletin September 2004, p. 11 - 19.
- Lund J.W., Freestone D.H., Boyd A.L., 2005. *Direct application of geothermal energy: 2005 Worldwide review*. Geothermics 34: 691 - 727.
- Mallon A.J., Swarbrick R.E., 2002. *A compaction trend for non-reservoir North Sea Chalk*. Marine and Petroleum Geology 19: 527 - 539.
- Malolepszy Z., 2003. *Low temperature, man-made geothermal reservoirs in abandoned workings of underground mines*. Proceedings of the twenty-eight workshop on geothermal reservoir engineering. Stratford University, Stratford, California, January 27-29. SGP-TR-173.
- [New geothermal heat extraction process to deliver clean power generation, www.pnl.gov/news/release.asp?id=383](http://www.pnl.gov/news/release.asp?id=383)
- Ochi P., Vernoux J-F., 1998. *Permeability decrease in sandstone reservoirs by fluid injection. Hydrodynamic and chemical effects*. Journal of Hydrology 208: 237 - 248.
- Pruess K., 2006. *Enhanced Geothermal Systems (EGS) Using CO2 as Working Fluid – A Novel Approach for Generating Renewable Energy with Simultaneous Sequestration of Carbon*. Geothermics 35: 351 - 367.
- Roy R.F., Blackwell D.D., Decker E.R., 1972. *Continental heat flow*. In: Robertson E.C. (ed.). *The nature of the Solid Earth*. McGraw Hill, New York, p. 506 - 544.
- Rorive, A. & Licour, L., 2009. *Geothermal resources of Hainaut. From 20 years of exploitation to new prospects*. Geothermics Day, Mons, PowerPoint-presentatie <http://www.geothermicsday.be/pdf/7Rorive-Licour.pdf>.
- Rudnick R., McDonough W.F., O'Connell R.J., 1998. *Thermal structure, thickness and composition of continental lithosphere*. Chemical Geology 145: 395 - 411.
- Rüpke L.H., Schmalholz S.M., Schmid D.W., Podlachikov Y.Y., 2008. *Automated thermotectonostratigraphic basin reconstruction: Viking Graben case study*. AAPG Bulletin 92: 309 - 326.
- Rybach, L., Megel, T., Eugster, W.J., 2000. *At what time scale are geothermal resources renewable?* Proceedings World Geothermal Congress 2000, Kyushu – Tohoku, Japan, May 28 – June 10, 867-871.
- Sanyal S.K., Morrow J.W., Butler S.J., 2007. *Net power capacity of geothermal wells versus reservoir temperature - a practical perspective*. Proceedings of the thirty-second workshop on geothermal reservoir engineering. Stratford University, Stratford, California, January 22-27. SGP-TR-183.
- Seibt A., Hoth P., Naumann D., *Gas solubility in formation waters of the North German Basin - Implications for geothermal energy recovery*. Proceedings World Geothermal Congress 2000. Kyushu - Tohoku, Japan, May 28 -June 10, p. 1713 - 1718.
- Shapiro N.M., Ritzwoller M.H., 2004. *Inferring surface heat flux distributions guided by a global seismic model: particular application to Antarctica*. Earth and Planetary Science Letters 233: 213 - 224.
- Towse D., 1975. *An estimate of the geothermal energy resource in the Salton trough, California*. Lawrence Livermore Laboratory. Report URCL-51851.
- Vandenbergh N., Dusar M., Boonen P., Sun-Fan L., Voets R., Bouckaert J., 2000. *The Merksplas-Beerse geothermal well (17W265) and the Dinantian reservoir*. Geologica Belgica 3: 349 - 367.
- Vasseur G., Brigaud F., Demongodin L., 1995. *Thermal conductivity estimation in sedimentary basins*. Tectonophysics 244: 167 - 174.

Vasseur G., Djeran-Maigre I., Grunberger D., Rousset G., Tessier D., Velde B., 1995. *Evolution of structural and physical parameters of clays during experimental compaction*. *marine and Petroleum Geology* 12: 941 – 954.