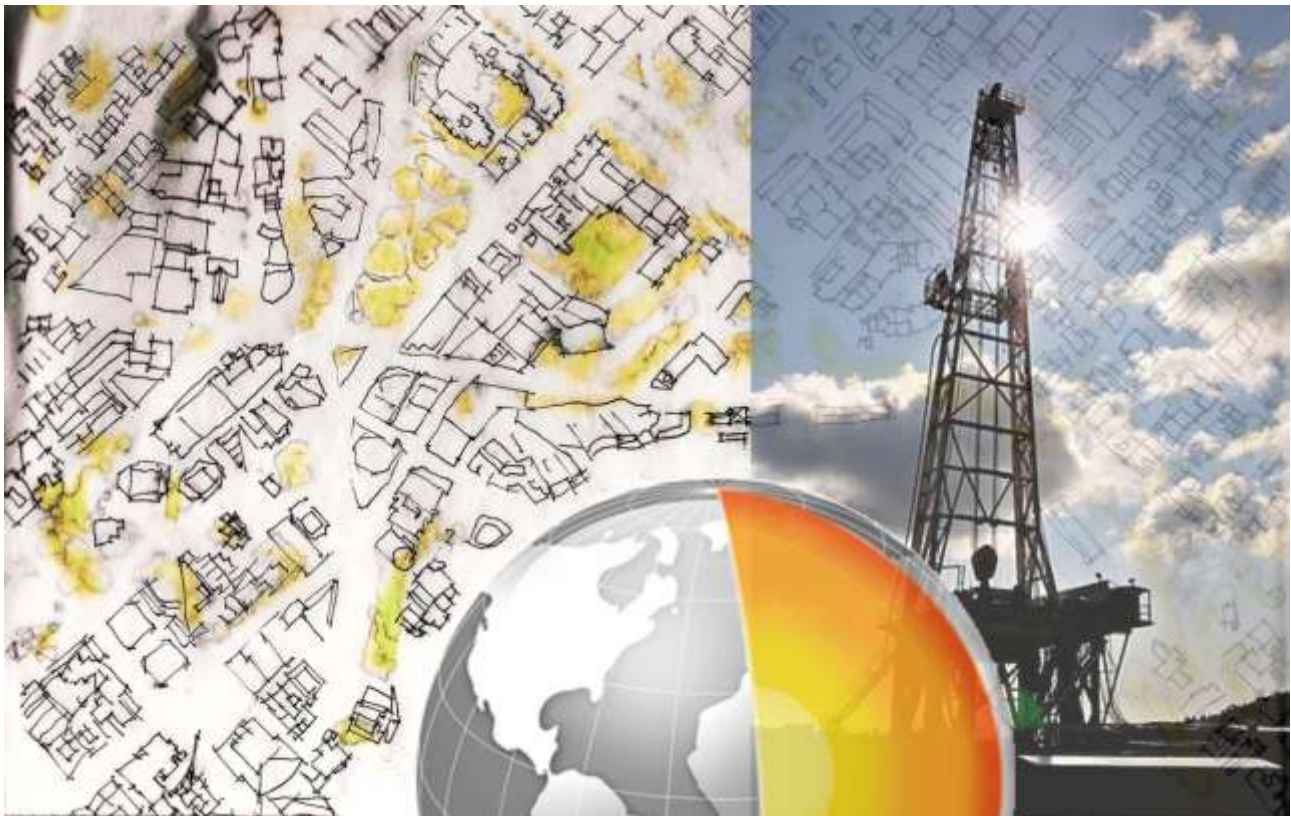


Handboek Geothermie in de Gebouwde Omgeving



**Platform Geothermie
Werkgroep Gebouwde Omgeving**

Versie 1.3 d.d. 31 januari 2012

Colofon

Het Platform Geothermie is een non-profit organisatie (NGO) gericht op de bevordering van de toepassing van (diepe) geothermie of aardwarmte in Nederland. Het Platform doet dit onder meer door kennisoverdracht over (diepe) geothermie.

Het Platform Geothermie wordt gedragen door de deelnemers, een groeiende en diverse groep van organisaties met als gemeenschappelijk aspect de gedeelde interesse in aardwarmte. Het Platform Geothermie vertegenwoordigt zowel de vraag als de aanbodkant en deelnemers zijn onder meer energiebedrijven, (geologische) adviesbureaus, kennisinstellingen, provincies en gemeentes, boorbedrijven, toeleveranciers, financiële instellingen en gebruikers van aardwarmte. Aanmelding staat open voor alle organisaties met interesse voor geothermie.

Het beleid wordt ontwikkeld in werkgroepen van deelnemers. Deze werkgroepen zijn actief op deelterreinen als geologie, research of – zoals nu – de Gebouwde Omgeving.

Deze werkgroep heeft in 2010 en 2011 gewerkt aan de ontwikkeling van een veelomvattend handboek over tal van aspecten van het gebruik van geothermie in de afzetmarkt van woningen en gebouwen. De hoofdstukken zijn tot stand gekomen met bijdragen van alle deelnemers aan de werkgroep Gebouwde Omgeving. Speciale vermelding verdienen de bijdragen voor de hoofdstukken 3, 4,5 en 7, die tot stand zijn gekomen door het – kosteloos – ter beschikking stellen van expertise en teksten voor het rapport.

Bedrijf	redacteur	mail	telefoon	Hoofdstuk
IF Technology	Bas de Zwart	b.dezwart@iftechnology.nl	026-3535580	3 en 7
Ecofys	Lucas van den Boogaard	L.vandenBoogaard@ecofys.com	030-6623701	4
DWA	Peter Heijboer	heijboer@dwa.nl	088-1635320	5
Arcadis	Jolt Oostra	Jolt.Oostra@arcadis.nl	06-27061496	4 en 7
Platform	Victor van Heekeren	info@geothermie.nl	070-3244043	1,2, 6 en 8

De vermenigvuldiging van het rapport is aangeboden en verzorgd door het Stadsgewest Haaglanden, Pieter van Genuchten. Alhoewel de deelnemers aan de werkgroep vanzelfsprekend streven naar juistheid van de gepresenteerde informatie, kan er geen aansprakelijkheid aanvaard worden voor het gebruik hiervan. Het rapport is een algemene en zonder winstoogmerk opgestelde informatiebron en het gebruik van de informatie is – met bronvermelding – toegestaan. Advies over specifieke onderwerpen dient ingewonnen te worden bij de deskundige bureaus op dit terrein.

Voor algemene informatie over diepe aardwarmte en/of de toepassing van geothermie in de gebouwde omgeving kan het Platform Geothermie benaderd worden.

Drs. E.V. van Heekeren
Voorzitter Platform Geothermie

 Stichting Platform Geothermie
Jan van Nassaustraet 75
2596 BP Den Haag

Telefoon: 070-3244043
Mail: info@geothermie.nl
Web: www.geothermie.nl
Twitter: @geothermie_nl
LinkedIn: Platform Geothermie (NL)



Inhoudsopgave

Hoofdstuk 1 Wat is Geothermie

Hoofdstuk 2 Waarom Geothermie

Hoofdstuk 3 Geologie en potentieel

Hoofdstuk 4 Warmtevraag van de Gebouwde Omgeving

Hoofdstuk 5 Energieconcepten

5.1 energieconcepten basisconcept + hulpketel

5.2 cascadeschakeling en levering van koude

5.3 elektriciteitsopwekking

5.4 energierendement en COP

5.5 geothermie en benchmarks

Hoofdstuk 6 Milieuaspecten

Hoofdstuk 7 Economische aspecten

Hoofdstuk 8 Overheid & Beleid



Samenstelling Werkgroep Gebouwde omgeving (oktober 2011)

Aardwarmte Den Haag

Arcadis

Brabant Water

Buiddesk

Builddesk

DWA

Ecofys

Ecofys

Eneco

EOn Benelux

Gemeente Delft

Gemeente Gorinchem

Haaglanden

HVC Groep

IF Technology

Oranjewoud

Platform Geothermie

Poort6

Tauw

TNO

TU Delft

Vestia

F. Schoof

J. Oostra

S. Hagedoorn

K. Braber

T. Manussen

P. Heijboer

L. van den Boogaard

E. Slingerland

A. Jolman

A. van der Marel

K. Kruijff

D. Rumpff

P. van Genuchten

M. van Soerland

B. de Zwart

J. Meeren

V. van Heekeren

B. van Leeuwen

M. Bloemendal

H. Puts

F. Hooimeijer

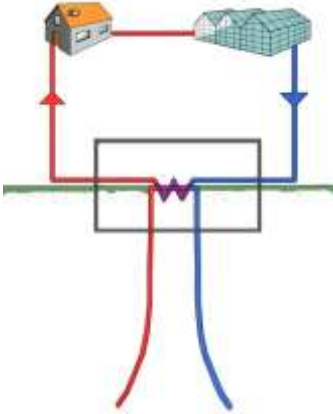
P. Barendse



1 Wat is geothermie (Definitie en afbakening van diepe geothermie)

Geothermie (of aardwarmte) is de energie in de vorm van warmte die in de bodem zit opgeslagen¹. Het Platform Geothermie richt zich specifiek op diepe aardwarmte. In juridische zin - de mijnbouwwet - gaat het daarbij om dieptes vanaf 500 meter. In de praktijk zal het vrijwel altijd gaan om bodemlagen vanaf circa 1.500 meter.

Deze geothermie kan worden gebruikt om huizen, kantoren of kassen te verwarmen. Hierbij wordt gebruik gemaakt van het warme water dat ligt opgeslagen in watervoerende lagen (aquifers) in de ondergrond, op dieptes waar de temperatuur hoog genoeg is. Deze watervoerende lagen zijn in grote gebieden in de ondergrond van Nederland aanwezig.



Op 1 tot 4 kilometer in de Nederlandse bodem bevinden zich op veel plaatsen watervoerende lagen die een temperatuur hebben van 50 tot 140 °C. De winning van aardwarmte vraagt grote hoeveelheden warm water, voor een rendabele aardwarmte installatie is het daarom noodzakelijk dat de watervoerende lagen ook voldoende doorstroming hebben om daaruit de benodigde hoeveelheid formatiewater te kunnen produceren. Een hoeveelheid van 100 – 200 m³ per uur is nodig voor de verwarming van 1500 – 5000 woningen. Bij ontbreken van voldoende natuurlijke doorlatendheid kan soms de doorstroming verbeterd worden door hydraulische stimulatie, het aanbrengen van kleine openingen in het gesteente.

Men spreekt dan van 'Enhanced Geothermal Systems' of EGS.

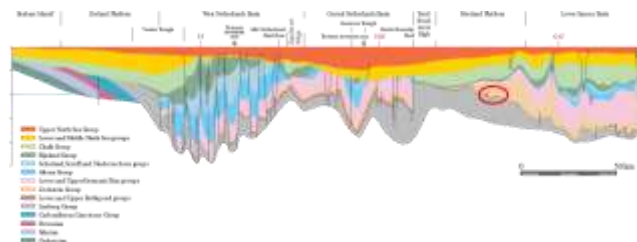
De dieptes waarop warm water zich bevindt zijn vaak ook de dieptes waarop olie en aardgas gewonnen worden. De technieken die nodig zijn om dit warme water aan het oppervlak te krijgen zijn op zich bekend. Omdat het geothermische water veel zout bevat kan het niet op het oppervlakte water worden geloosd, het afgekoelde water wordt daarom terug de bodem in geïnjecteerd. Dit houdt tevens het reservoir op druk en vermijdt de risico's van bodemdaling. Het geheel van een productieput en een retourleiding heet een geothermisch doublet.

De levensduur van een geothermisch doublet bedraagt minimaal dertig jaar. Daarna bereikt het 'koude front' van geïnjecteerd water langzamerhand de productieput en neemt de onttrekkingstemperatuur en daarmee het rendement af. Als er geruime tijd geen warm water wordt onttrokken treedt regeneratie op, waarbij de temperatuur in de watervoerende laag door warmtetransport in de aardkorst op natuurlijke wijze weer wordt hersteld. Er zijn overigens ook technieken om de levensduur van een geothermische centrale aanmerkelijk te verlengen. Geothermie wordt daarom internationaal als groen en duurzaam erkend.

Per km diepte stijgt de temperatuur in Nederland circa 31 °C bij een startwaarde van circa 10 °C net onder het maaiveld. Door zeer diep te boren kan warmte beschikbaar komen van 200 – 300 °C. Vanaf circa 85 - 100 °C wordt het mogelijk om naast warmtelevering ook elektriciteit op te wekken.



Links
Zandsteen
(Kreta) en
rechts ZW-NO
doorsnede van
Nederland



¹ EU RES Directive 2009/28/EC: "Geothermal energy" is the energy stored in the form of heat beneath the surface of the solid earth".

2 Waarom geothermie

Aardwarmte is een lokale en duurzame bron van energie waarbij geen (of althans nauwelijks) CO₂ emissies vrijkomen. Als de putten eenmaal geboord zijn vraagt de bron heel weinig ruimte en is er ook geen sprake van geluidsbelasting of visuele hinder voor de omgeving. In de praktijk wordt soms gekozen



om de putkop zichtbaar te maken voor het publiek (zie het voorbeeld van Erding, Dld), maar in veel gevallen wordt gekozen voor inbouw in



een putkelder, die met een plaat wordt afgedekt - zie het voorbeeld van A+G van den Bosch AG, Bleiswijk (in de sneeuw). Het

ruimtegebruik is dan minimaal, maar de put moet wel toegankelijk blijven voor onderhoud. Een hek of andere veiligheidsvoorziening rond de wellhead (putkop) is vereist.

Geothermie is bovendien een van de meer rendabele opties voor duurzame energie.

Vergelijkende studies tonen keer op keer aan, dat de kosten per GigaJoule en/of de kosten van vermeden CO₂ bijna altijd lager zijn dan andere duurzame opties - als de juiste condities qua geologie en warmtevraag aanwezig zijn. De kosten van energie worden voor (zeer) lange tijd stabiel en voorspelbaar. De kosten van de geproduceerde warmte worden voor circa 70% bepaald door de kapitaalslasten van de investering in de bron.

Een belangrijke reden voor toepassing van geothermie is, dat het een duurzame bron van energie is. Geothermie spaart milieu en klimaat. De emissies van CO₂ (als gevolg van het gebruik van elektriciteit voor het pompen van het water) zijn vrijwel verwaarloosbaar. Maar ook andere vormen van milieubelasting zijn minimaal of ontbreken geheel. Er is geen afval, geen geluidshinder of andere vorm van emissies.

Een belangrijk operationeel argument is de regelbaarheid en beschikbaarheid. Vele andere vormen van hernieuwbare energie kennen variaties in het aanbod door externe factoren. Het fluctuerende aanbod van wind, licht, water en seizoensfluctuaties - zoals in het aanbod van sommige vormen van groene biomassa - vereist opslag van energie of reservecapaciteit, die meestal op fossiele brandstoffen gebaseerd zal zijn. Opslag en/of reservecapaciteit voor opwekking is uiteraard kostenverhogend.

Een geothermische bron is daarentegen het gehele jaar door dag en nacht beschikbaar - onafhankelijk van klimaat en weergesteldheid. Een geothermische bron is ook goed regelbaar. Terugregelen van de pomp tot circa 30% van de vollastcapaciteit is bij de meeste pompen mogelijk. Opslag is niet nodig; het warme water zit er al miljoenen jaren. Ook een geothermische bron vergt onderhoud, maar de beschikbaarheid in uren per jaar ligt hoog (in het jargon: base load capacity) en wordt in het algemeen niet als probleem ervaren. Het onderhoud is goed te plannen.

Door deze karakteristieken, de onafhankelijkheid en de regelbaarheid, is geothermie ook bijzonder geschikt als component voor energiesystemen, waarbij verscheidene vormen van duurzame energie en/of fossiele brandstoffen worden gecombineerd.

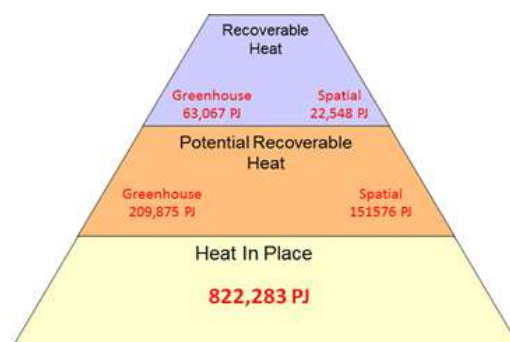
3 Geologische formaties en potentieel van geothermie in Nederland

Geologische formaties

Nederland heeft als voordeel dat onder een groot gedeelte van het oppervlak sedimentaire lagen aanwezig zijn, die warm water bevatten en potentieel goede doorstromingseigenschappen hebben (100 - 300m³/uur) voor de economische winning van geothermie. Een ander voordeel in Nederland is het feit dat er relatief bijzonder veel bekend is van de Nederlandse ondergrond, door de vele boringen en seismische metingen die zijn uitgevoerd voor de olie- en gaswinning.

TNO heeft eind 2011 het technisch/economische winbare potentieel van geothermie in de Nederlandse ondergrond tot 4 kilometer ingeschat op circa 85.000 PetaJoule, rekening houdend met de op dat moment vigerende gasprijzen en rentestanden. Waarbij 1 PetaJoule (PJ) overeenkomt met het jaarverbruik van 25.000 bestaande huizen.

Potentieel, technisch potentieel en technisch/-economisch potentieel van aardwarmte tot 4 kilometer in Nederland. Bron: TNO.



De warmte vraag naar 'laagwaardige' warmte – op temperatuurniveaus van woningen en kassen bedraagt in Nederland circa 400 PJ per jaar. Dit potentieel aan geothermische energie tot 4 kilometer is op zich daarmee meer dan voldoende van omvang om deze warmtevraag gedurende langere tijd te leveren.

Het potentieel van de ondergrond *dieper* dan 4 kilometer is op dit moment nog onvoldoende bekend om nauwkeurige uitspraken te doen over het potentieel en is hierbij dus nog niet meegerekend. Tijdens het DAP (Delft Aardwarmte Project) congres van november 2010 is door Ralph Weidler van Geothermeon een beeld geschetst van dit vrijwel onbegrensde potentieel².

Levensduur

De levensduur van een geothermisch doublet wordt ontworpen voor minimaal dertig jaar en vaak voor een aanzienlijk langere periode. De ervaringen in het buitenland maken aannemelijk, dat deze lange levensduur ook in de praktijk gerealiseerd wordt. De bronnen in Duitsland zijn hierbij een redelijk vergelijkbaar voorbeeld en enige van deze installaties zijn al enige tientallen jaren in gebruik. Het probleem bij veel van de vroege bronnen is, dat het enkelvoudige putten zijn (singlet i.p.v. doublet). Daarbij wordt alleen geproduceerd en niet geïnjecteerd, zodat bij onttrekking van (zeer) grote volumes letterlijk *uitputting* optreedt. Het debiet neemt dan af en/of de benodigd pompvermogen neemt toe. Maar zelfs bij enkelvoudige putten kan de levensduur aanzienlijk zijn. In Lardarello (Italië), een oud geothermisch gebied,



dateert de oudste - nu nog operationele – industriële bron uit 1933. De oudste 'stadsverwarming' dateert uit de middeleeuwen. En rond het Middellandse Zeegebied staan tal van Thermen, die sinds de klassieke oudheid in bedrijf zijn (waarbij het debiet dan vaak wel weer lager is dan de moderne aardwarmtebronnen). In hoofdstuk 6.4 wordt verder op de levensduur en het ondergronds ruimtebeslag ingegaan.

Terme di Termini (Sicilie)

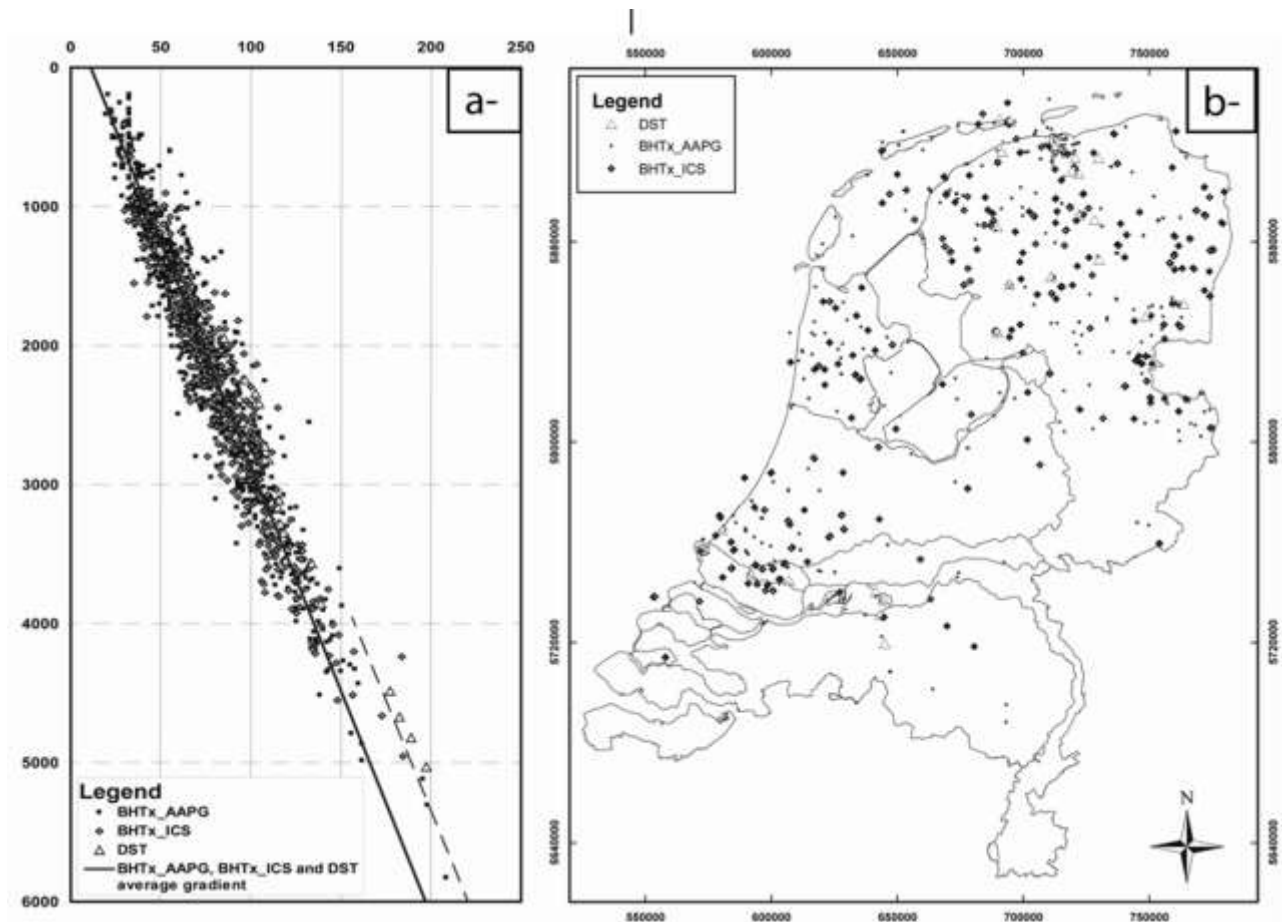
² http://delftaardwarmteproject.nl/symposium_downloads/GMG08%20Ralph%20Weidler%20-%20Enhanced%20Geothermal%20Systems.pdf

Temperaturen en debieten

De haalbaarheid van een geothermieproject wordt in grote mate bepaald door het maximaal haalbare thermisch vermogen. Het thermisch vermogen van een geothermieproject is afhankelijk van de temperatuur in het reservoir en het debiet dat aan het gesteente onttrokken kan worden.

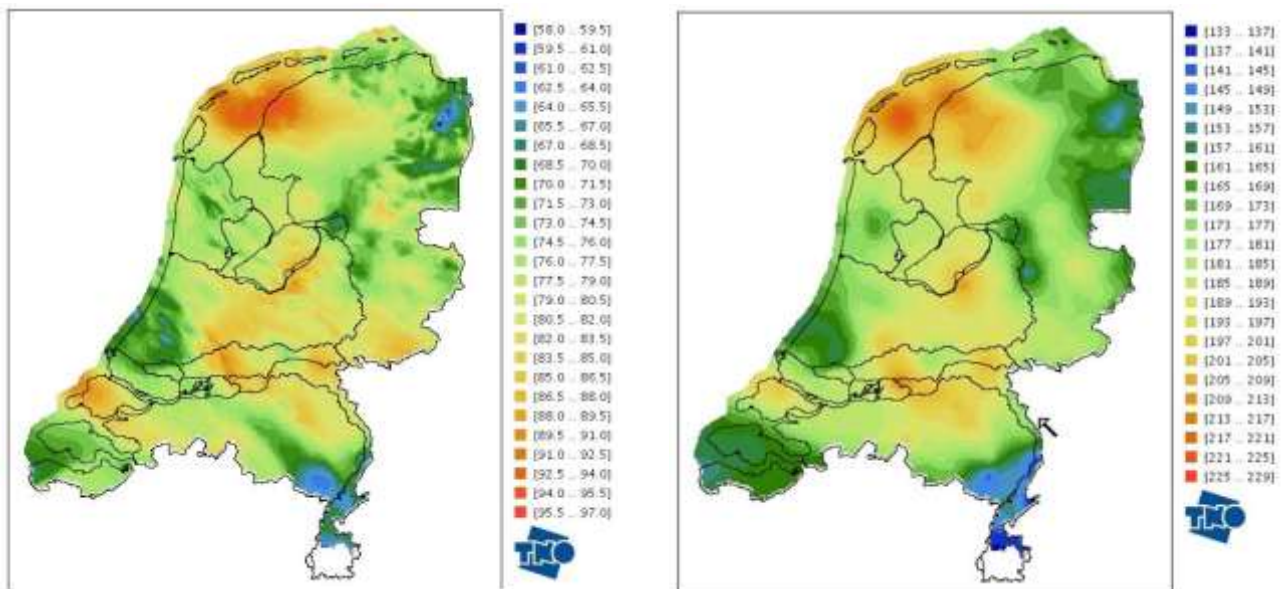
Temperatuur van het reservoir

Zoals al eerder vermeld neemt de temperatuur in de aardkorst toe met de diepte. Deze toename is op de meeste plaatsen nagenoeg lineair. De mate waarin de warmte toeneemt met de diepte heet de geothermische gradiënt. In Nederland is de gemiddelde geothermische gradiënt ongeveer 30°C per km.



Metingen van temperatuur uitgezet tegen de diepte. Bron: TNO.

De geothermische gradiënt is niet in heel Nederland constant, maar varieert afhankelijk van de geologische geschiedenis en samenstelling van gebied tot gebied. De plaatselijke geothermische gradiënt kan bepaald worden aan de hand van temperatuurmetingen die zijn uitgevoerd in naburige olie- en gasputten. Figuur 2 geeft een globaal overzicht van de plaatselijke temperatuur in de Nederlandse ondergrond op een diepte van 2.000m en 5.000 meter.



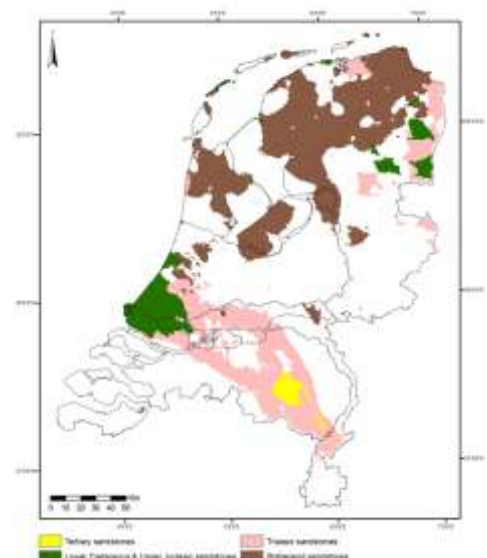
Temperatuur in de Nederlandse ondergrond op een diepte van 2.000m (links) en 5.000m (rechts). Deze kaarten zijn afkomstig uit de database van ThermoGIS^R. Thermogis is een door TNO ontwikkelde applicatie om kansen voor geothermie in kaart te brengen. De kaarten kunnen aan veranderingen onderhevig zijn op grond van nieuwe boringen en metingen. Voor de meest actuele informatie zie: www.thermogis.nl

Debiet

Het debiet wordt doorgaans uitgedrukt in het volume (in m³) dat per uur kan worden onttrokken aan het reservoir. Bij de bepaling van het debiet is naast het doorlatend vermogen van het gesteente (transmissiviteit) ook de beoogde duurzaamheid van belang. Een verhoging van het debiet heeft een groter geothermisch vermogen tot gevolg, maar vraagt ook om een verhoging van de pompkracht. Deze pompkracht moet groot genoeg zijn om naast het water omhoog te pompen ook het afgekoelde water weer in het reservoir te injecteren. Hoe hoger de transmissiviteit van het reservoir, hoe minder weerstand het reservoir biedt tegen het oppompen en injecteren van het water en hoe minder pompkracht nodig is. Dit aspect van duurzaamheid wordt uitgedrukt in een Coefficient Of Performance (COP). De COP geeft de verhouding aan tussen het uitgaande geothermisch vermogen (= thermische capaciteit) en de daarvoor benodigde pompkracht (elektrisch vermogen van de pomp). Een duurzaam geothermie project heeft een hoge COP (behaalt het gewenste debiet zonder daarvoor veel pompkracht te verbruiken).

Gunstige locaties in Nederland (potentieel)

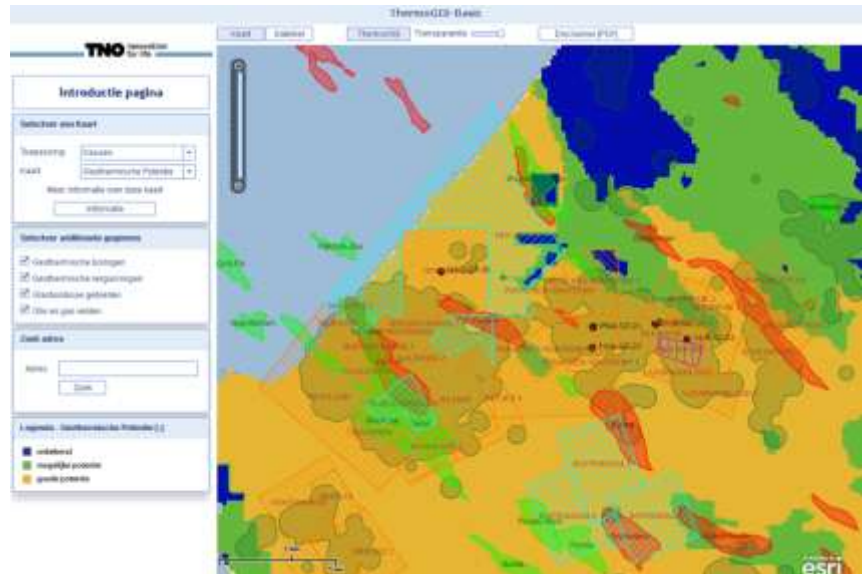
Een conventioneel geothermisch project kan gerealiseerd worden in gesteentelagen met een goed doorlatend vermogen. Typische gesteentetypen die over een goede doorlatendheid kunnen beschikken zijn zandsteen en kalksteen. In de geologische geschiedenis van Nederland zijn verschillende van deze lagen afgezet (zie tabel 1). Vooral de zandsteenlagen afgezet in de geologische perioden van het Krijt, Trias en het Perm hebben hoge geothermische potentie. De onderstaande kaarten geven – zeer globaal – aan waar in Nederland deze zandsteenlagen geschikt zijn voor geothermie.



Geschiktheid van de bodem voor aardwarmte winning (bron: TNO). NB deze kaart richt zich op een deel van de ondergrondse formaties.

Andere mogelijk geschikte lagen zijn de zanden uit het Tertiair en het Carboon. De Tertiaire zanden liggen over het algemeen relatief ondiep (lage temperatuur) en zijn daardoor alleen geschikt voor ondiepe geothermie of KWO systemen. De zanden uit het Carboon beschikken vaak over een hoge temperatuur vanwege hun diepteligging. De gegevensdichtheid voor deze zanden is in Nederland echter laag waardoor de onzekerheden bij het boren van een put sterk toenemen.

Figuur 4. Geschiktheid van de regio Zuid-Holland voor aardwarmte winning (bron: TNO).



Het potentieel van geothermie is in Nederland zeer groot. In een groot deel van de Nederlandse ondergrond zijn geschikte reservoirs aanwezig. Daarnaast beschikken deze reservoirs over een grote laterale continuïteit. Dat wil zeggen dat de gesteentelagen ver doorlopen en er dus voor een enkele put vanuit een groot gebied water onttrokken kan worden. Ook is er in Nederland de beschikking over een grote database van gegevens van de ondergrond met name op het traject tot circa 4 km (putgegevens, seismische data, etc.). Hierdoor kunnen de risico's van het boorproces sterk worden verkleind. Het eerder genoemde potentieel van 85.000 PJ is gebaseerd op deze formaties. De verwachting is, dat het potentieel van ultradiepe geothermie (4 tot 7 km diepte) nog veel groter is. Maar van deze dieptes is veel minder bekend, omdat er veel minder boringen tot deze diepte zijn uitgevoerd.

Tabel 1 Overzicht van de opbouw Nederlandse lithologie. Voor elk van de afzettingen is de eventuele potentie voor geothermie aangegeven.

Groep	Ouderdom	Potentie voor geothermie
Noordzee Supergroep	Tertiair	Ondiepe geothermie/KWO
Krijtkalk Groep	Boven Krijt	<i>Geen potentie</i>
Rijnland Groep	Onder Krijt	Winning uit zandsteen
Schieland Groep	Boven Jura / Onder Krijt	Winning uit zandsteen
Altena Groep	Jura	<i>Geen potentie</i>
Boven-Germaanse Trias Groep	Boven Trias	<i>Potentie onzeker</i>
Onder-Germaanse Trias Groep	Onder Trias	Winning uit zandsteen
Zechstein Groep	Boven Perm	Winning uit Kalksteen
Rotliegend Groep	Onder Perm	Winning uit zandsteen
Limburg Groep	Boven Carboon	Zandsteen

4 Warmtevraag

Woningbouw en utiliteit zijn warmteafnemers waar geothermische warmte kan worden afgezet. Onderstaand is voor Nederland de omvang en de warmtevraag voor Nederland geïnventariseerd.

4.1 Vraagzijde (potentieel Nederland)

Ontwikkelig opbouw woningbestand	2006	2020
aantal woningen	7,000,000	8,400,000
eengezinswoningen	71%	75%
meergezinswoningen(flats)	29%	25%
percentage woningen gebouwd voor 1930	15%	12%
percentage woningen gebouwd tussen 1931-1959	17%	14%
percentage woningen gebouwd voor 1960-1980	35%	30%
percentage woningen gebouwd voor 1981-1995	22%	18%
percentage woningen gebouwd na 1995	10%	26%
percentage sociale huur	34%	27%
percentage particuliere huur	10%	8%
percentage eigenwoningbezit	56%	65%
2008 - 2020		
aantal woningen nieuwbouw	1,450,000	
aantal woningen grootschalig gerenoveerd	45,000	
aantal gesloopte woningen	367,000	
Aandeel niet-grondgebonden woningen (gestapelde bouw)	(bron:stat.jaarboek 28% 2000. situatie 1998)	

Tabel 1 woningbestand 2006 en in 2020

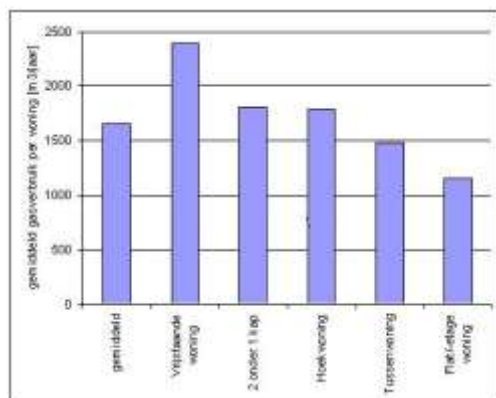
Marktsegment utiliteit	Aantal gebouwen	Opmerking
Kantoren	60,000	81 % verhuur
Onderwijs	13,700	
Ziekenhuizen	128	
Verpleging en verzorging	1,300	79% verhuur
Winkels	144,000	
Bedrijfshallen	101,000	
Overdekte zwembaden/ combi zwembade	490	36% in beheer gemeenten
Hotels/ conferentieoorden	2,400	
Restaurants	9,585	
Overdekte sportaccommodaties	2,160	46% in beheer gemeenten

Tabel 2 bestand utiliteit

Meer dan 50 % van de gebouwvoorraad bestaat uit grote kantoren met een BVO > 5.000 m². 81 % van de kantoorgebouwen wordt verhuurd door institutionele beleggers en vastgoedfondsen. Omdat energiekosten vaak 1 op 1 worden doorgerekend aan de huurder en omdat de gebruiksduur van kantoren gemiddeld 10- 15 jaar bedraagt, ontbreekt vaak het incentive bij de gebouweigenaren om structureel iets aan energiemaatregelen te doen. Natuurlijke investeringsmomenten om iets aan de installaties te doen ontstaan meestal bij overgang naar nieuwe huurders of bij wijziging in gebruik. De leeftijdsopbouw en/of 'status' van de utiliteitsbouw is als volgt: 33% dateert van voor 1960, 22 % betreft nieuwbouw kantoren na 1996, en 43 % betreft bestaande bouw welke na 2000 vergaand is verbouwd of gerenoveerd.

4.2 Warmte- en koudevraag woningen en utiliteit

De warmtevraag voor ruimteverwarming – dus exclusief tapwater - ligt voor de gehele Nederlandse woningvoorraad gemiddeld tussen de 30 en 35 GJ per jaar. In de bestaande bouw is de warmtevraag een stuk hoger dan in een nieuwbouwwoning. Uit metingen in voorbeeldprojecten is gebleken dat een woning met een EPC van 1,0 slechts rond de 20 GJ verbruikt voor ruimteverwarming. Dit gaat de komende jaren nog sterk dalen voor de nieuwbouw /



gerenoveerde woningen die aan een EPC van 0,6 en lager moeten voldoen.

De warmtevraag hangt ook sterk af van het woningtype. Woningen met lokale verwarming door gaskachels hebben een lagere warmtevraag dan woningen met een eigen centrale verwarming, omdat vaak minder ruimten worden verwarmd. Gashaarden als (hoofd)verwarming komen echter steeds minder voor.

Figuur 2: Gemiddeld gasverbruik per type woning in m3 per jaar.

Het tapwatergebruik ligt gemiddeld op circa 8 GJ per jaar per woning en is onafhankelijk van de leeftijd van de woning. Het tapwatergebruik is de afgelopen jaren geleidelijk toegenomen.

Het totale gebruik van laagwaardige warmte in woningen ligt op circa 200 – 250 PJ per jaar. In 4.3 zal ingegaan worden op de condities voor toepassing van geothermie op deze afzetmarkt.

Rendement

De nuttige warmte is niet altijd bekend, omdat die afhangt van het rendement van de installatie. In huishoudens is het aandeel van HR-ketels de afgelopen jaren wel fors toegenomen, van minder dan 40% in 2000 tot bijna 70% in 2008. Voor collectieve warmtelevering zijn de rendementen afhankelijk van het lokale systeem. Het CBS hanteert 15% transportverlies als gemiddelde voor Nederland. 85% van de geproduceerde warmte wordt dus daadwerkelijk gebruikt.

Utiliteit

Gebouwtype	Warmte PJ	Koude PJ
Kantoren	36	18
Winkels	19	9
Horeca	18	9
Ziekenhuizen	13	6
Onderwijs	12	5
Verpleging & verzorging	12	5
Overige utiliteit	70	>0
Totaal	180	52

Tabel 3 warmte en koude vraag utiliteit

4.3 Gunstige locaties voor de toepassing van geothermie

Een locatie is geschikt voor geothermie als de condities zijn ingevuld, waardoor rendabele exploitatie van productie en distributie van de warmte haalbaar wordt. Deze condities betreffen aan de (warmte)vraagkant vooral de acceptatie en inpassingmogelijkheden van een collectief warmtesysteem en de warmtevraagontwikkeling (omzetgarantie) in het gebied.

Daarnaast speelt natuurlijk de economische rentabiliteit (investeringen, variabele exploitatiekosten) van de distributie (warmtenet) en het afgiftesysteem een belangrijke rol. Voor een op geothermie gebaseerde warmtelevering in de bestaande bouw met een nieuw warmtenet, geldt dat de gemiddelde investering in pieksysteem, distributie en afgifte circa 3 tot 4 x hoger is dan de investeringen (per woning) in de geothermische bron. Hiermee wordt de kansrijkheid van geothermie grotendeels bepaald door de mogelijkheden van een energie-exploitant om een rendabele businesscase te ontwikkelen voor bestaande bouw.

Voorbeelden van relevante factoren zijn:

- Aanwezigheid van bestaande deelwarmtenetten of blokverwarming.

Geothermie biedt een goed alternatief voor de conventionele warmtebronnen die nu gebruikt worden. In deze situatie zijn relatief beperkte investeringen nodig voor het koppelen van de geothermische bron aan de gebruikers omdat (een deel van) het distributienet en het warmteafgifte systeem er al zijn. In Nederland zijn op dit ogenblik ca. 300.000 woningen aangesloten op grootschalige warmtenetten (met >5.000 aansluitingen per net) en nog eens ca. 300.000 woningen op kleinere collectieve systemen. Bij grootschalige warmtenetten zal gelden, dat de brontemperatuur hoog genoeg moet zijn voor de levering aan het bestaande net. Een deel van de grootschalige warmtenetten bevindt zich op geothermisch minder kansrijke locaties, op die plaatsen kan gekeken worden naar hybride toepassing van geothermie met andere systemen.

- Nabijheid van geschikte geothermische formatie en woningdichtheid.

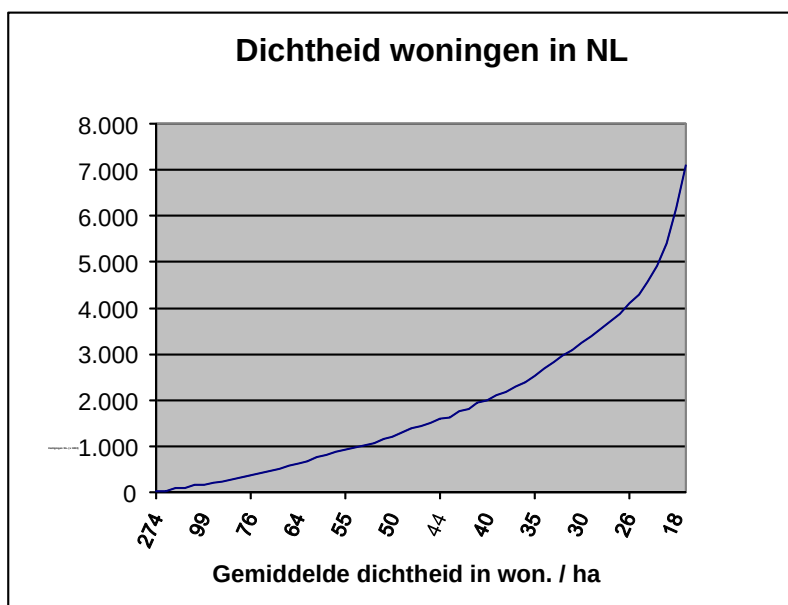
Warmte transport is kostbaar - zowel het transport van de bron naar gebruikslocatie als de distributie in de wijk. In de regel kan worden aangenomen, dat de businesscase beter wordt naar mate de bron centraler geplaatst kan worden én de bouwdichtheid van woningen hoger is. Qua bouwdichtheid wordt vaak als vuistregel voor collectieve systemen een kengetal gehanteerd van circa 35-45 woningen/hectare als ondergrens. (voor respectievelijk nieuwbouw en bestaande bouw)

- Schaalgrootte van de locatie (volume woningen & warmtevraag):

Een geothermisch doublet heeft afhankelijk van debiet en lokale thermische gradiënt een maximaal vermogen dat vanuit economisch oogpunt het liefst volledig benut moet worden. Dat wil zeggen dat de geothermische bron bij voorkeur in basislast moet worden ingezet. Dan levert de bron nog steeds ruim 70% van de warmtevraag. Indien de warmtevraag (basislast) van de locatie kleiner is dan het beschikbare vermogen wordt de casus al snel minder gunstig. Door bijvoorbeeld met warmteopslag te werken kan het bruikbaar vermogen in de vraagperiode verder worden geoptimaliseerd (vergroten van aantal aan te sluiten afnemers, ook in pieklast). De lokale (on)mogelijkheden en aan te sluiten woningvolumes zijn hierin heel bepalend.

- Gebouwde omgeving & warmtevraag.

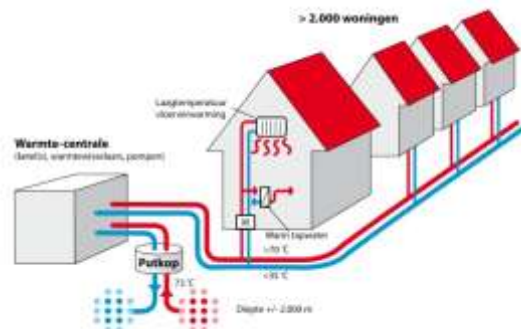
De oudere stadswijken bestaan vaak uit relatief kleine woningen & gestapelde bouw. Veel van die woningen hebben een laag energielabel (relatief hoge warmtevraag). Door deze eigenschappen zullen dit soort wijken naar verhouding eerder rendabel zijn om aan te sluiten dan (bestaande) Vinexwijken met een lagere bouwdichtheid en betere energieprestaties.



Als we aannemen dat de gemiddelde netto³ dichtheid ≥ 45 won/ ha moet zijn om in bestaande bouw een exploitabel net aan te kunnen leggen, valt uit het overzicht te herleiden dat hier een adresseerbare markt is van circa 1,6 mln woningen. Het kengetal van 45 woningen/hectare is gebaseerd op verwachte investeringen in de aanleg van het netwerk en dus sterk afhankelijk van prijsontwikkelingen in materiaal en arbeid.

- Zekerheid (van prijsontwikkelingen voor de klant en inkomsten voor de exploitant).

Aangenomen mag worden dat in vergelijking met warmte uit fossiele brandstoffen de warmte uit geothermie een veel gunstiger en veel stabielere prijsontwikkeling zal doormaken in de komende jaren. Dit heeft vooral te maken met het feit dat de kosten vooral bestaan uit kapitaallasten voor de investeringen en vrijwel niet uit variabele lasten. Op zichzelf genomen zou dit al een aanleiding kunnen zijn waarop een groei in aansluitingen en gunstige waardeontwikkeling van netwerk-assets verondersteld kan worden. Nog gunstiger is de situatie als de warmteafname (omzet) vooraf gegarandeerd kan worden, door bijvoorbeeld afspraken met corporaties en/of lokale instanties (Verenigingen van Eigenaren, gemeenten) dat het woningbezit uitsluitend verwarmd wordt met warmtelevering. In alle andere situaties waarin sprake is van een verdringingsmarkt, (bijvoorbeeld van traditionele CV-ketels) is de propositie van de warmte exploitant en de mate waarin deze propositie wordt geaccepteerd een risicopost voor de investeerders en dus als minder gunstig aan te merken. Het 'risico' van dalende of blijvend lage aardgasprijzen kan vanaf 2012 worden afgedekt door de Stimuleringsregeling Duurzame Energieproductie (SDE+).



- Nieuw te ontwikkelen locaties of grootschalige renovatie

In deze situatie kan de warmteafname vooraf nauwkeuriger berekend en door vooraf overeengekomen afname verplichting "gegarandeerd" worden, waardoor er minder risico's bestaan ten aanzien van omzetontwikkeling (volledige bezetting op warmtenet). Ook mag worden aangenomen dat de duur van de warmtevraag is zeker gesteld voor een langere periode. Keerzijde is dat nieuwbouw- of renovatiewoningen over het algemeen een kleinere warmtevraag hebben. Hierdoor wordt de verhouding tussen de voorinvestering in het warmtesysteem versus de inkomsten uit warmtelevering vaak iets lastiger en zijn bovendien veelal grotere locaties vereist voor een rendabel te exploiteren systeem.

- Temperatuurniveau 's van warmteafgiftesystemen.

In de bestaande bouw zijn warmteafgiftesystemen vaak nog uitgelegd op hoge temperatuur bij ontwerpcondities. Deze gevraagde temperatuur kan te hoog zijn voor de warmte die vanuit geothermie beschikbaar is. Extra maatregelen zijn dan noodzakelijk om geothermische warmte goed ingepast te krijgen. Het toepassen van convectoren, extra isolatie, vergroten van radiator oppervlak, naverwarming met ketels en het toepassen van stooklijnen zijn mogelijkheden om meer geothermische warmte in de bestaande bouw te brengen. Bij nieuwbouw kan rekening gehouden worden met het temperatuurniveau vanuit geothermie. Laagtemperatuur verwarming (LTV) systemen hebben hierbij de voorkeur. Deze worden de laatste jaren overigens in toenemende mate toegepast bij de aanleg van nieuwe woningen.

- Uitkoeling bij warmtelevering.

Het vermogen uit geothermie wordt bepaald door het beschikbaar debiet en temperatuur vanuit de ondergrond, maar ook door de temperatuur van het water dat aan de geothermische bronnen wordt geretourneerd. Deze retourtemperatuur wordt bepaald door de uitkoeling bij de afnemers. Bij bestaande bouw zullen extra maatregelen getroffen moeten worden om de uitkoeling te vergoten, zoals geothermie ventielen, geforceerde ventilatie bij de radiator of extra radiatoroppervlak.

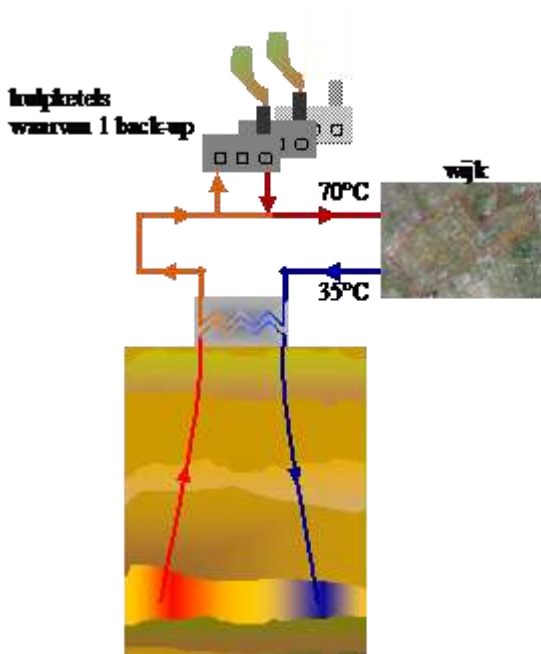
³ gecorrigeerd voor bebouwd oppervlak, dus excl. parken, waterwegen enz.

5 Energieconcepten

Afhankelijk van het toepassingsgebied kunnen geothermiebronnen in een energieconcept ingepast worden. De volgende energieconcepten worden behandeld:

- Basisconcept: geothermie en hulpketels (5.1)
- Concepten met cascadeschakeling en koudeopwekking (5.2)
- Concepten met geothermie uit diepere formaties en elektriciteitsopwekking (5.3)

5.1 Basisconcept: geothermie en hulpketels voor warmteopwekking



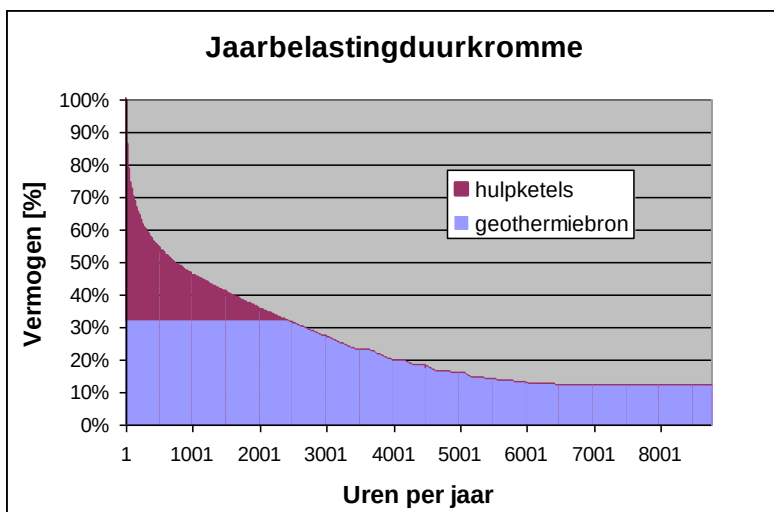
Het basisconcept bestaat uit de combinatie van geothermiebronnen en gasgestookte hulpketels voor de pieklast, zie onderstaande figuur. Dit concept is toe te passen voor warmtelevering aan de gebouwde omgeving (woonwijken, bedrijventerreinen, etc.).

Geothermie en hulpketels (basisconcept)

De gebouwde omgeving kenmerkt zich door een hoge warmtevraag in de winterperiode en een geringe warmtevraag gedurende de zomerperiode. In de figuur is het verloop van een dergelijke warmtevraag weergegeven als jaarbelastingsduurkromme.

Te zien is dat het piekvermogen slechts enkele uren per jaar nodig is. Dit is de periode dat de buitentemperatuur lager dan -7°C is. De rest van de tijd is het gevraagde verwarmingsvermogen stukken lager. In de zomerperiode is er alleen nog een warmtevraag aanwezig voor eventuele tapwaterverwarming. Het oppervlak onder de curve geeft de grootte van de energievraag weer.

Jaarbelastingduurkromme geothermieproject

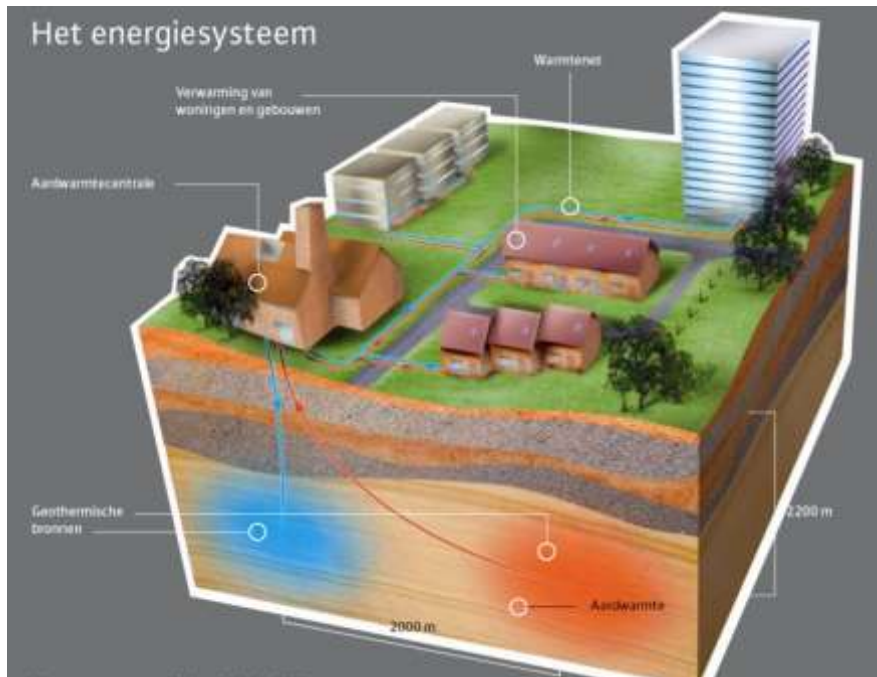


Uit de jaarbelastingsduurkromme volgt dat het financieel gezien niet aantrekkelijk is om een geothermiebron te ontwerpen op 100% van het benodigde piekvermogen. Een dergelijke grote bron zou immers slechts een paar uur per jaar in vollastbedrijf draaien. Een geothermiebron is per kilo Watt (kW) op te stellen vermogen veel duurder dan ketelvermogen. Het is daarom financieel aantrekkelijker door te kiezen voor een kleinere geothermiebron.

In het voorbeeld, dat is uitgewerkt in de figuur, levert de geothermiebron 33% van het piekvermogen. Te zien is dat de geothermiebron daarbij toch nog het grootste deel (70 tot 80%) van de jaarlijkse warmtevraag kan dekken. De hulpketels die op 67% van het piekvermogen ontworpen zijn, leveren het resterende deel van de benodigde warmte.

Verdere systeemopbouw

De systeemopbouw van het geothermieconcept voor een woonwijk is hieronder gevisualiseerd.



Visualisatie van een geothermieconcept voor een woonwijk (bron DWA)

In de wijk staat een aardwarmtecentrale waarin de hulpketels zijn opgesteld. Ook staan hier warmtewisselaars die de geothermische warmte uit het opgepompte grondwater overdragen aan het warmtenet. Het water uit de grond is circa 1,5 keer zo zout als zeewater en moet daarom gescheiden blijven van het verwarmingssysteem. Ook moet zuurstoftoetreding naar het grondwater voorkomen worden, omdat

dit tot corrosie en/of verstopping van de injectieput kan leiden.

Vanuit de aardwarmtecentrale lopen ondergrondse leidingen door de wijk, waarmee het warme water naar de woningen en andere gebouwen wordt getransporteerd. De temperatuur in de aanvoerleiding bedraagt 70 °C. Deze aanvoertemperatuur is nodig om te kunnen voldoen aan de wettelijke eisen voor tapwaterverwarming in de woningen (i.v.m. legionella). Nadat het warme water zijn warmte in de woning heeft afgegeven, stroomt het met een temperatuur van 35 à 40 °C door de retourleiding terug naar de centrale. Een voldoende lage retourtemperatuur is essentieel bij geothermieprojecten. Hoe lager de retourtemperatuur, hoe meer warmte uit het geothermische water onttrokken kan worden en hoe efficiënter het systeem. Per woning zijn warmte-afleverunits geplaatst. Deze units zorgen voor levering van warmte aan de vloerverwarming en de bereiding van warm tapwater. De warmte-afleverunit bevat ook een warmtemeter die de afgenomen warmte registreert. Dit is de basis voor de door de bewoners te betalen warmtekosten.

5.2 Energieconcepten met cascadeschakeling en/of koude levering

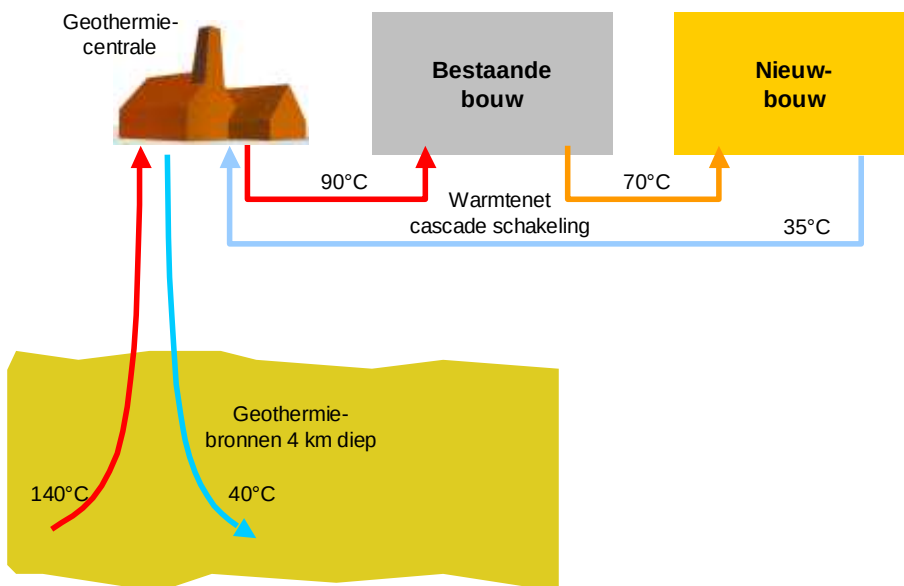
Het ontwerp van geothermieprojecten voor *nieuwbouwwijken* is erop gericht dat warmte met een temperatuur van 70 á 80°C vanuit een diepte van circa 2 km uit de bodem kan worden onttrokken. Afhankelijk van de projectlocatie bestaat de kans dat uit diepere zandlagen (bijvoorbeeld op 3 á 4 km) warmer geothermisch water van 100 á 140°C gewonnen kan worden. Deze hoge temperatuur biedt mogelijkheden om ook *bestaande woningen* van geothermische warmte te voorzien. De radiatoren waarmee de ruimteverwarming in bestaande woningen plaats vindt, kunnen zonder grote aanpassingen aan een warmtenet van 90 of 100°C gekoppeld worden.

Cascadeschakeling van bestaande bouw en nieuwbouw

In figuur 1 is een systeemconcept geschetst waarbij eerst warmte van 90°C aan bestaande woningen wordt geleverd. De bestaande woningen koelen dit water uit tot 70°C. Vervolgens wordt deze 70°C gebruikt om een nieuwbouwwijk van warmte te voorzien.

Nieuwbouwwoningen die van vloerverwarming zijn voorzien kunnen dit water afkoelen tot 30 á 35°C.

Deze cascadeschakeling van bestaande bouw en nieuwbouw maakt een optimale inzet van geothermiebronnen mogelijk. Een dergelijke schakeling is ook mogelijk bij levering aan bestaande bouw en tuinbouwkassen.



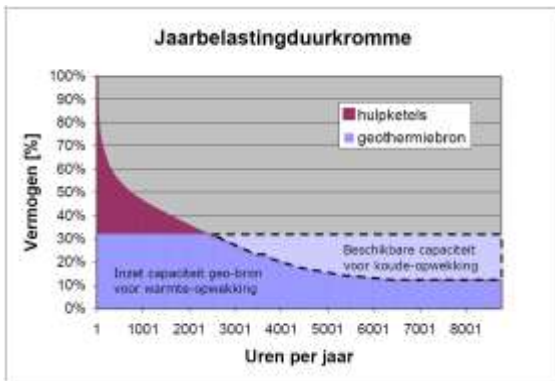
Warmtelevering aan bestaande bouw en nieuwbouw via een cascade schakeling (bron DWA)

Geothermie in combinatie met bestaande stadsverwarming

De hoge temperatuur van (110 á 140°C) die beschikbaar komt uit geothermiebronnen van circa 3,5 tot 4 km diep, maakt het mogelijk om de geo-bronnen warmte te laten leveren aan bestaande stadsverwarmingsnetten. De meeste stadsverwarmingsnetten hebben een aanvoertemperatuur van 110°C, waardoor geothermie rechtstreeks is in te koppelen. Op deze wijze is het mogelijk om bestaande stadsverwarmingsprojecten fors te verduurzamen. De retourtemperatuur is dan nog vrij hoog en het kan zinvol zijn om verder cascadegebruik te onderzoeken.

Concepten met geothermie en koudeopwekking

Via (ab)sorptietechnieken is het mogelijk koude van 6 tot 12°C te produceren met warmte van 70 tot 90°C als aandrijvende kracht. Wanneer hier geothermische warmte voor wordt ingezet kan dus duurzame koude geproduceerd worden. Juist in de zomerperiode wanneer er comfortkoeling nodig is, heeft een geothermiebron capaciteit over, omdat dan de warmtevraag voor ruimteverwarming is weggevallen. Deze capaciteit zou dan ingezet kunnen worden voor koude-opwekking, zoals hiernaast gevisualiseerd.

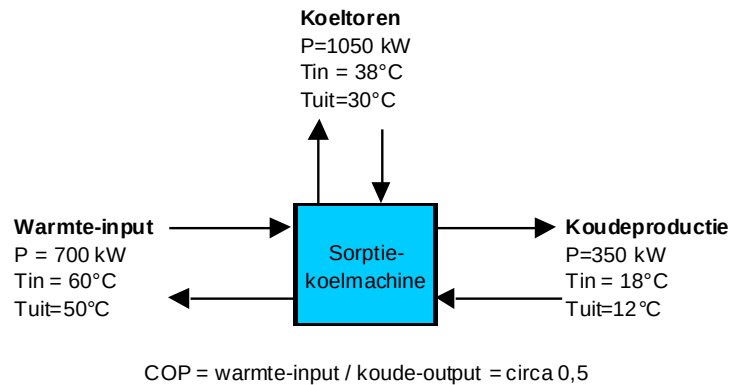


Beschikbare geothermiecapaciteit voor koude-opwekking

Een nieuwe marktontwikkeling is de adsorptie-koelmachine die koude op een temperatuurniveau van 8 tot 12°C, kan produceren uit warmte op een temperatuurniveau van 50 tot 70°C, zie onderstaand schema. Dergelijke adsorptiekoelmachines kunnen dan per gebouw of per woning aan de stadsverwarmingsaansluiting gekoppeld worden.

Principewerking van koudeopwekking uit geothermische warmte van 60°C (bron: DWA)

De getoonde adsorptiekoelmachine werkt met de vaste stof silicagel en water als koudemiddel. Het grote voordeel van dit type koelmachine ten opzichte van een 'conventionele' met lithiumbromide werkende absorptiekoelmachine is dat de eerstgenoemde al werkt met warmte van 50 tot 70°C. Bij een absorptiekoelmachine dient de temperatuur minstens 90°C te zijn.



Bij sorptiekoeling komt relatief veel laag temperatuur afvalwarmte vrij, zoals blijkt uit het schema. Indicatief kan worden verondersteld dat 1 kWh aan koude, circa 3 kWh aan – meestal onbruikbare - laagtemperatuur warmte oplevert. Deze warmte dient te worden weg gekoeld door bijvoorbeeld droge koelers.

In bijvoorbeeld Duitsland en Australië zijn inmiddels tientallen projecten uitgevoerd met sorptiekoelmachines waarbij warmte wordt verkregen via stadsverwarming of zonnecollectoren. De geïnstalleerde vermogens variëren momenteel van circa 5 kW tot meer dan 1.500 kW.

5.3 Concepten met geothermie en elektriciteitsopwekking

Organic Rankine Cycle en Kalina Cycle

Elektriciteitsopwekking uit geothermische warmte is mogelijk via de Organic Rankine Cycle (ORC). Bij de Organic Rankine Cycle wordt een turbine aangedreven met de verdamping van een organische stof, zoals bijvoorbeeld iso-pentaan. De ORC-techniek is inzetbaar bij warmte vanaf circa 90°C tot 300°C en vermogens vanaf 100 kW_e tot 10 MW_e. Bij warmte met temperaturen boven circa 300°C is de inzet van ORC niet meer zinvol, omdat dan de stoom-cyclus een gunstiger energetisch rendement heeft. De laatste jaren is er een opvallende vooruitgang in de ontwikkelingen en toepassingen van ORC-technieken. Zo is de Kalina Cycle ontwikkeld als een verbeterde versie van de ORC – met name voor situaties met een hoge capaciteit (temperatuur en debiet) van de bron. Met de Kalina Cycle kunnen hogere rendementen bereikt worden. De Kalina Cycle is gebaseerd op een werkmedium dat bestaat uit een mengsel van water en ammoniak. Het proces is gecompliceerder en vergt hogere investeringen dan de ORC omdat in het Kalina-proces de damp en vloeistof van elkaar gescheiden worden.

ORC is een bewezen techniek. Wereldwijd zijn vele projecten met ORC gerealiseerd. Nederlandse projecten met ORC zijn bijvoorbeeld de biomassacentrales te Sittard en Goor en de warmtekrachtinstallatie van de rozenkwekerij in De Kwakel. Bij deze projecten wordt de



restwarmte van uitlaatgassen van een WKK benut om de ORC te voeden.

ORC-installatie 230 kW_e in containeropstelling met koeltorens (geothermieproject Neustadt Glewe Duitsland)

De Kalina Cycle is minder ver uitontwikkeld dan de ORC. Voor zover bekend zijn er op dit moment wereldwijd vier

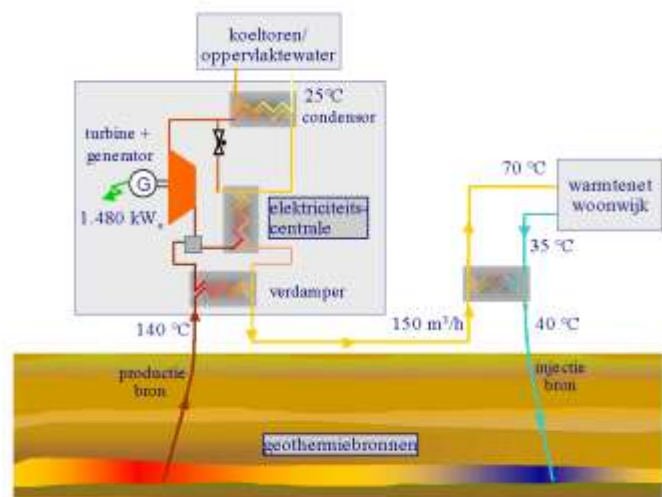
commerciële projecten waarbij de Kalina Cycle wordt toegepast. Dit zijn onder andere de geothermieprojecten te Husavik in IJsland (1,8 MWe) en Unterhaching in Duitsland (3,3 MWe).

Concepten voor elektriciteitsopwekking uit geothermie

Vanuit economisch oogpunt is het wenselijk elektriciteitswinning uit geothermie te combineren met warmtelevering aan woningen of gebouwen. In de figuur is dit systeemconcept weergegeven.

Systeemconcept met
elektriciteitsproductie uit geothermie
(bron: DWA)

In de figuur is uitgegaan van een bron die water van 140°C aan maaiveld levert met een debiet van 150 m³/h. Wanneer elektriciteitsopwekking met de Kalina Cycle plaatsvindt, kan circa 1.480 kW_e aan elektriciteit opgewekt worden (uitgangspunt is een elektrisch rendement van 14%). Het geothermische water wordt via de Kalina Cycle tot zo'n 75°C afgekoeld. Met deze resterende temperatuur is het mogelijk warmte te leveren aan een stadsverwarmingsnet waarop woningen zijn aangesloten. Uiteindelijk wordt het geothermische water met een temperatuur van circa 40°C via de injectieput in de bodem teruggebracht.

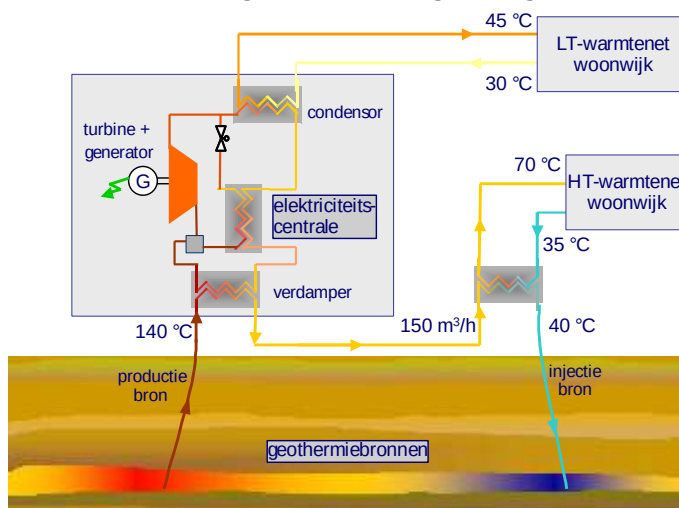


In totaal kan circa 17 MW aan geothermische warmte aan de bodem worden onttrokken. Hiervan wordt 11 MW aan de Kalina Cycle geleverd en de resterende 6 MW aan het stadsverwarmingsnet.

In de Kalina Cycle komt bij de condensor ruim 9 MW aan laagwaardige restwarmte vrij op een temperatuur van circa 35°C. In dit schema is verondersteld dat deze warmte wordt afgevoerd naar de buitenlucht via een koeltoren of het oppervlaktewater.

Combinatie met LT-warmtelevering aan woningen

In de varianten met koeltoren- of oppervlaktewaterkoeling die hiervoor besproken zijn, gaat een grote hoeveelheid restwarmte verloren. Deze lage temperatuurwarmte die vrijkomt bij de condensor van de Kalina Cycle wordt via koeltorens naar de buitenlucht afgevoerd of op het oppervlaktewater geloosd. Energetisch gezien is dit onaantrekkelijk. Beter is om deze restwarmte een nuttige bestemming te geven door dit te benutten voor verwarming van

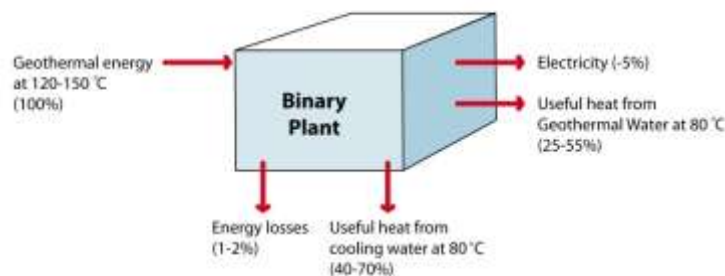


gebouwen. In het schema is dit weergegeven. De condensorwarmte wordt dan op een temperatuurniveau van 45°C uit de Kalina Cycle onttrokken. Deze warmte kan rechtstreeks benut worden voor ruimteverwarming van woningen en gebouwen. Eventuele tapwaterverwarming kan gedaan worden met kleine warmtepompboilers die de restwarmte van 45°C naar de gewenste 60°C kunnen brengen.

Elektriciteitsopwekking uit geothermie gecombineerd met een LT-warmtenet (bron: DWA)

Een variant hiervan is, dat de condensortemperatuur wordt verhoogd tot 70 °C (de aanvoertemperatuur van de stadsverwarming). Weliswaar neemt daardoor de elektrische efficiency af. Maar voor de distributie is er maar één net noodzakelijk (70 – 35 °C). Dat zou aanzienlijk kunnen schelen in de investeringskosten – zie ook het vereenvoudigde (Low-Bin) schema.

LOW-BIN Plant for Geothermal Cogeneration of Heat & Power



Energy flow chart for heat and power cogeneration in the LOW-BIN project

5.4 Rendementen van een geothermiesysteem

Coëfficiënt Of Performance (COP)

Het energetisch rendement van een geothermiebron is uit te drukken als de Coëfficiënt Of Performance (COP):

$$COP = \frac{\text{nuttig geleverde warmte}}{\text{benodigde elektriciteit}}$$

Om warmte te kunnen winnen uit geothermiebronnen is elektrische pompenergie nodig. Een COP van 25 betekent dat er bijvoorbeeld 1 MW_e aan elektriciteit nodig is om 25 MW_{th} aan warmte te leveren.

De bepalende factoren voor de COP zijn dus:

- Het thermische vermogen dat uit een geothermiesysteem is te winnen
- Het benodigde pompvermogen

Het pompvermogen kan aanzienlijk zijn – zie het voorbeeld van een aandrijving van een pomp in het Franse Soultz-sous-Forêts.



Thermisch vermogen

Geothermie is een duurzame bron van warmte, met een aantrekkelijk rendement, mits deze optimaal gebruikt wordt. De hoeveelheid te benutten geothermische warmte (P_{geot}) hangt sterk af van enerzijds de bronflow en anderzijds het verschil in temperatuur tussen het naar woningen of gebouwen aangevoerde en afgevoerde water.

$$P_{\text{geo}} = \text{bronflow} \times (T_{\text{aanvoer}} - T_{\text{retour}}) \times A$$

met: P_{geo} = geleverde warmtecapaciteit door geothermiebronnen [W].

Bronflow = hoeveelheid water dat uit de bronnen is te winnen [liter/sec]

T_{aanvoer} = temperatuur aangevoerde water [°C].

T_{retour} = temperatuur afgevoerde water [°C].

A = warmtecapaciteit van het formatiewater [W/°C x liter] .

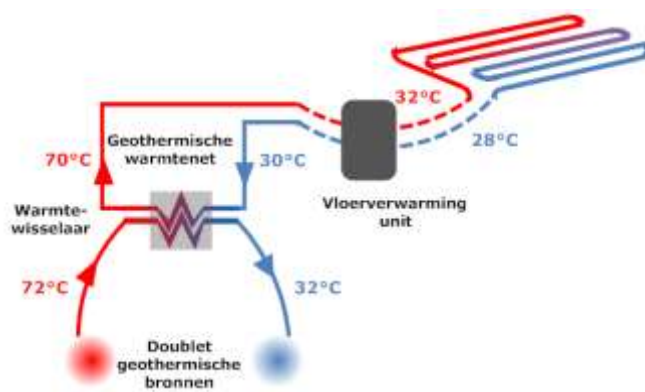
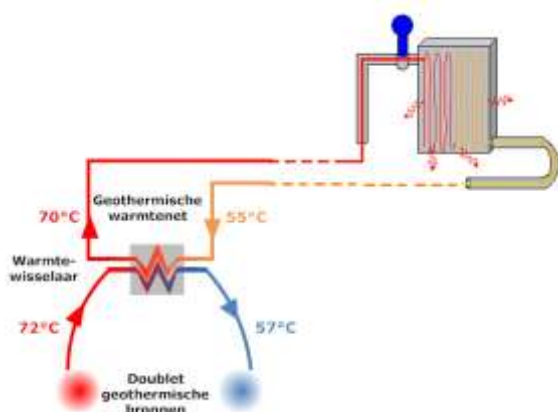
Bronflow

Bepalend voor de hoeveelheid water die uit een geothermiesysteem is te winnen, is met name de bodemgesteldheid en het putontwerp. Bij goede geologische condities kan verondersteld worden dat een debiet van 150 á 200 m³/h per brondoublet haalbaar is.

Mate van uitkoeling (verschil tussen aanvoer- en retourtemperatuur)

De aanvoertemperatuur van een geothermiesysteem wordt vastgesteld door de temperatuur waarop het geothermische water aan de bodem onttrokken kan worden (bijvoorbeeld 70°C). Uit de bovenstaande formule blijkt dat hoe lager de retourtemperatuur is des te groter de geleverde warmtehoeveelheid door de geothermiebronnen wordt. De hoogte van de retourtemperatuur is afhankelijk van het ontwerp en de werking van de warmte-afgifte installaties in de woningen. Radiatoren werken met relatief hoge cv-temperaturen (90/70 of 70/50°C) en zijn meestal voorzien van eenvoudige thermostaatkranen waarmee de warmteregeling zeer grof is. Om de gewenste ruimtetemperatuur in de kamer te bereiken, schakelen deze thermostaatkranen met korte tussenpozen tussen de (half)open en dichte stand. Dit veroorzaakt een onregelmatige warmteafgifte in de vertrekken. Ook koelt het toegevoerde cv-water van 70°C onvoldoende af, waardoor de retourtemperatuur hoog blijft.

Vloerverwarming daarentegen is een laagtemperatuurafgiftesysteem (40/30°C). Door het grote oppervlak waarmee de warmte wordt afgegeven, is het gewenste ruimtecomfort met lage cv-watertemperaturen bereikbaar. Dit garandeert een lage retourtemperatuur. In de volgende schema's wordt duidelijk gemaakt wat de invloed van radiatoren en vloerverwarming is op de rendement van de geothermische installatie. Uitgegaan is van vergrootte radiatoren die op een temperatuurtraject van 70/50°C ontworpen zijn.



$$\Delta T = \text{Taanvoer} - \text{Tretour} = 72^{\circ}\text{C} - 57^{\circ}\text{C} = 15^{\circ}\text{C}$$

$$\Delta T = \text{Taanvoer} - \text{Tretour} = 72^{\circ}\text{C} - 32^{\circ}\text{C} = 40^{\circ}\text{C}$$

Zoals volgt uit de voorbeeldschema's verschilt de mate van uitkoeling tussen radiatoren en vloerverwarming met een factor $40 / 15 = 2,7$. Dankzij de lage retourtemperatuur van vloerverwarmingsystemen kan de geothermiebron in dit voorbeeld dus ruim 2,7 keer meer duurzame warmte aan het project leveren dan bij toepassing van radiatorsystemen.

Benodigde pompvermogen

Het benodigde elektrische vermogen voor de pompen die in een geothermiesysteem nodig zijn, is lastig te bepalen. Bepalend hierin is meestal vooral de formatieweerstand (de waterdoorlatendheid van het zandpakket) en pas op de tweede plaats de weerstand in de bronleidingen en warmtewisselaar (en uiteraard de capaciteit van de pomp). Cruciaal is dus hoeveel moeite het kost om water uit een zandpakket op 2 of meer kilometer diepte te produceren - en weer te injecteren. Verder is van belang hoe vaak de bronpomp op vollast in bedrijf is. Bij vollast is de watersnelheid het hoogst en is dus ook het elektrisch energieverbruik maximaal. Wanneer de bronpomp in deellast draait, dan is het pompvermogen beduidend lager. Bijvoorbeeld bij 50% van de maximale flow is het elektrische pompvermogen circa 30% van het maximale vermogen.

Richtgetallen

COP van een geothermiedoublet

In onderstaande tabel is voor een aantal bedrijfssituaties de COP berekend van een aardwarmtebron die een aanvoertemperatuur van 70°C kan leveren. Te zien is dat de COP sterk afhankelijk is van de hoeveelheid water die verpompt wordt en de mate van uitkoeling van het geothermische water.

Tabel: berekening COP geothermiedoublet voor diverse bedrijfssituaties (bron DWA)

Brondebiet [m ³ /h]	Uitkoeling [K]	Thermisch vermogen [kW]	Vermogen bronpomp [kWe]	COP [-]
150 (vollast)	35	5880	190	31
150 (vollast)	20	3360	190	18
75 (deellast)	35	2940	55	53
75 (deellast)	20	1680	55	31

Jaargemiddelde COP

Voor een geothermiedoublet waarmee woningen van warmte wordt voorzien, kan als richtwaarde met een jaargemiddelde COP van 25 tot 30 gerekend worden. Daarbij is dan rekening gehouden met de toepassing van vloerverwarming in alle woningen met een retourtemperatuur van 30°C. Bij bronnen op grotere diepte is de ΔT over het algemeen (veel) hoger. De doorlatendheid zal over het algemeen iets afnemen (grotere diepte betekent grotere compactie van de formatie). Maar in veel situaties zal dieper boren een gunstig effect hebben op de COP.

Jaargemiddelde PER

Om het jaargemiddelde rendement van een geheel geothermieproject te bepalen, moet ook nog rekening gehouden worden met:

- Elektriciteitsverbruik van de transportpomp voor het warmtenet;
- Het effect van het warmteverlies in het warmtenet.
- Hoeveelheid bijstook door een gasgestookte hulpketel.

Het energetisch rendement dient dan bepaald te worden uit een mix van elektriciteitsverbruik en gasverbruik. Hiervoor is de Primary Energy Rate (PER) te gebruiken:

$$PER = \frac{\text{nuttig geleverde warmte}}{\text{benodigde primaire energie}}$$

In de PER wordt de hoeveelheid afgeleverde warmte aan de eindgebruiker (bewoners) gedeeld door de daarvoor benodigde hoeveelheid primaire energie (fossiele brandstof). Voor een geothermieproject met circa 4.000 nieuwbouwwoningen met vloerverwarming bedraagt de gemiddelde PER op jaarbasis circa 3,5 á 4,0.

Ter vergelijking:

Een moderne CV-combiketel behaalt een PER van circa 0,77.

5.5 Geothermie & benchmarks

PassiefHuis

Een geothermieproject levert een significante energiebesparing op ten opzichte van conventionele verwarming. Onderzocht is wat de kosteneffectiviteit van geothermie is ten opzichte van andere maatregelen. Op hoofdlijnen zijn twee routes denkbaar voor het verduurzamen van woningen:

Besparen:

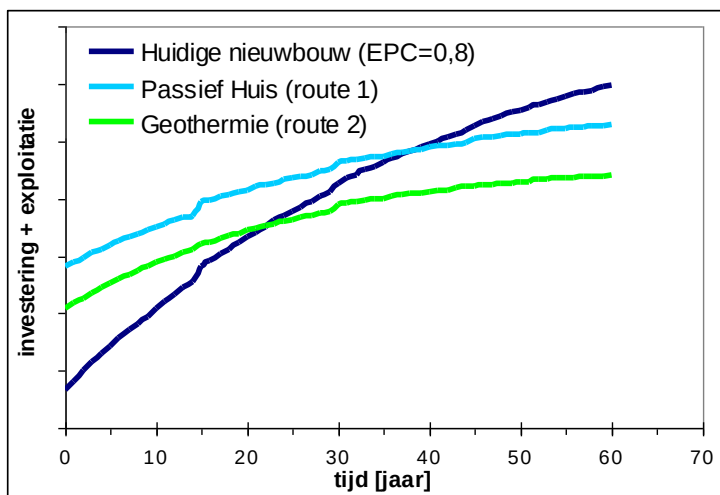
Verlaag de energiebehoefte van de woningen zover mogelijk, zoals bijvoorbeeld het PassiefHuis-concept.

Vergroenen:

Sta toe dat de woningen energie vragen, maar wek die energie dan duurzaam op. Bijvoorbeeld door inzet van collectieve warmtenetten met geothermie.

Beide routes leiden tot een EPC van de woningen van 0,4. Het PassiefHuis-concept reduceert daarbij de warmtevraag voor ruimteverwarming en warm water met circa 70% ten opzichte van huidige nieuwbouw. Bij geothermie is de warmtevraag voor ruimteverwarming en warm water identiek aan de huidige nieuwbouw, maar wordt de warmte met de aardwarmtebronnen geleverd. Via beide routes wordt de fossiele energievraag met circa 65% teruggebracht.

Voor beide routes moet een extra investering worden gedaan die wordt gecompenseerd door lagere exploitatielasten. In de figuur zijn contant gemaakte (her) investeringen en exploitatielasten weergegeven als functie van de tijd. Het blijkt dat geothermie zich in circa 20 jaar terugverdient. Passief bouwen scoort nu nog niet goed, met een terugverdientijd van circa 35 jaar. Financieel gezien is geothermie op dit moment dus in het voordeel ten opzichte van passief bouwen. Naar verwachting zullen de meerkosten voor innovatieve componenten als driedubbel glas, thermisch onderbroken kozijn en dergelijke gaan dalen door de marktwerking, analoog met de kostenontwikkeling van HR++-glas. Daardoor kan passief bouwen in de toekomst op hetzelfde prijsniveau komen als geothermie, of zelfs daaronder zakken.



Ontwikkeling van contante waarde voor huidige nieuwbouw, PassiefHuis en Geothermie. De rendementseis is 6,5 procent, lange termijn gasprijsstijging 2,5%, elektra 0,8% en inflatie 2%. De 'rimpels' in de curves zijn herinvesteringen (bron DWA)

Ook voor bestaande woonwijken is geothermie perspectiefvol al ligt het verhaal daar wat complexer. Het te behalen exploitatievoordeel is hoger vanwege de hogere warmtevraag, maar daar staat tegenover dat de investeringen ook hoger zijn. De radiatoren in bestaande woningen zijn over het algemeen gebaseerd op hoge watertemperaturen (90°C). Om te voorkomen dat het rendement van de geothermiebron afneemt, dienen deze aangepast te worden op een lager temperatuurniveau. Een bestaande wijk met hoge bebouwingsdichtheid, een eenvoudige infrastructuur, én inpassing van laag-temperatuur afgiftesystemen is dus het meest rendabel.

Een bestaande woning verduurzamen naar PassiefHuis niveau blijkt op basis van nu bekende renovatie-projecten nog behoorlijk kostbaar, tot driemaal duurder dan een nieuwbouw PassiefWoning. Dat weegt niet op tegen het extra exploitatievoordeel, dat circa anderhalf tot tweemaal hoger is dan bij een nieuwbouwwoning.

Voor de grootschalige projecten liggen er kansen op de korte en middellange termijn voor geothermie. Naast de nu nog lagere financiële lasten is geothermie minder ingrijpend voor de woningen, wat zeker in de woningbouw een duidelijk voordeel is.

Geothermie versus alternatieven voor warmte-opwekking

Definitie van de vergeleken energieconcepten

Het op een duurzame wijze opwekken van warmte kan plaatsvinden met verschillende energieconcepten. De volgende alternatieven zijn op hoofdlijnen uitgewerkt en met elkaar vergeleken:

- 1 HR107-combiketel per woning (= referentie).
- 2 Stadsverwarming met restwarmte uit een elektriciteitscentrale (STEG).
- 3 Stadsverwarming met restwarmte uit de industrie.
- 4 Stadsverwarming met restwarmte uit riool en gaswarmtepomp.
- 5 Stadsverwarming met geothermische warmte.
- 6 Micro-Warmtekracht (micro-WK) per woning.
- 7 Individuele warmtepompen per woning met gemeenschappelijk warmte-/koudeopslagsysteem.
- 8 Centrale warmtepompen met warmte-/koudeopslagsysteem en collectief warmtenet.

Deze energieconcepten worden kort toegelicht:

1 HR107-combiketel per woning (= referentie)

Tot 2010 dienden nieuwbouwwoningen te voldoen aan een EnergiePrestatieCoëfficiënt (EPC) van 0,8. Voor een 'standaard' tussenwoning is dit haalbaar wanneer de volgende energiemaatregelen worden toegepast:

- gevelisolatie met een Rc-waarde van 3,5 m²K/W en geïsoleerde buitendeuren en dubbele kierdichting;
- HR⁺⁺-glas en op het zuiden zonwerend glas en zonwering;
- vloerverwarming;
- gebalanceerde ventilatie met 90% warmteterugwinning en bypass;
- HR107-combiketel.

De warmtevraag voor deze woning is 22 GJ/jaar en het gasverbruik met een HR-ketel is circa 850 m³ per jaar. In deze conceptvergelijking blijft de woning ongewijzigd, maar is de HR-ketel steeds vervangen door duurzame warmte-opweksystemen. Dit leidt tot lagere EPC-waarden. Vanaf 2011 is de EPC voor woningbouw aangescherpt naar 0,6. De verwachting is dat dit verlaagd wordt naar 0,4 in 2015 en 0 in 2020. Om met een HR107 combi-ketel aan deze aangescherpte eis te voldoen zijn extra bouwkundige maatregelen noodzakelijk.

2 Stadsverwarming met restwarmte uit een elektriciteitscentrale (STEG)

Bij de productie van elektriciteit gaat gemiddeld zo'n 47% van de energie verloren als afvalwarmte. Bij stadsverwarming gebruikt men de vrijkomende restwarmte in een elektriciteitscentrale om water in een distributienet te verwarmen. Met dit distributienet wordt het warme water naar woningen en utiliteitsgebouwen getransporteerd.

Een elektriciteitscentrale, die naast elektriciteitsopwekking, ook warmte voor stadsverwarming moet leveren, heeft wat meer brandstof nodig (bijstook). Deze bijstook moet toegerekend worden aan de stadsverwarming. Daarnaast is er pompenergie nodig om het warme water door het leidingnet naar de gebouwen te pompen.

3 Stadsverwarming met restwarmte uit de industrie

Industriële bedrijven hebben vaak restwarmte over. Als de industrie op acceptabele afstand van de gebouwde omgeving staat en de warmte heeft de goede temperatuur (> 70°C) en is 'winbaar', kan het aantrekkelijk zijn om met deze restwarmte een warmtedistributienet op temperatuur te brengen. Evenals bij stadsverwarming moet het warme water naar de aangesloten woningen en utiliteitsgebouwen worden gepompt. De benodigde pompenergie moet toegerekend worden aan de aangesloten gebouwen. De afstand tussen warmtebron en de afnemers is sterk bepalend voor het energieverbruik, maar ook voor de investeringen en de economische haalbaarheid van een project.

4 Stadsverwarming met restwarmte uit riool en gaswarmtepomp

Het effluent van een rioolzuiveringsinstallatie bevat laag-temperatuur warmte die gebruikt kan worden voor verwarmingsdoeleinden. Om deze rioolwarmte van 15 à 24 °C te kunnen gebruiken is een warmtepomp nodig. Voor grootschalige projecten, waarin enkele duizenden woningen op een warmtedistributienet worden aangesloten, kan hiervoor een gasmotor-warmtepomp worden toegepast. Dit is een combinatie van een gasmotor en een warmtepomp. De gasmotor drijft de compressor van de warmtepomp aan. Het te verwarmen water in het distributienet stroomt eerst door de warmtepomp en vervolgens door een warmtewisselaar waarin de motorwarmte aan het water wordt afgegeven.

5 Stadsverwarming met geothermische warmte

Dit energieconcept gaat uit van winning van geothermische warmte op een temperatuur van 75 tot 80°C. Deze warmte is afkomstig uit watervoerende zandlagen die zich op een diepte van circa 2 km bevinden. Het warme geothermische water wordt uit deze zandlagen opgepompt via de productieput. Nadat de warmte via een warmtewisselaar is overgedragen aan een warmtedistributienet, wordt het via een tweede bron (de injectieput) weer terug gepompt in de bodem. Via het warmtedistributienet wordt het warme water naar woningen en utiliteitsgebouwen getransporteerd. In de warmtecentrale staan gasgestookte piekketels die tijdens zeer koude perioden aanvullende warmtelevering verzorgen, zodat onder alle omstandigheden een betrouwbare warmtelevering is gegarandeerd.

6 Micro-WarmteKracht (micro-WK) per woning

Een micro-WK wekt tegelijkertijd warmte en elektriciteit op. De warmte wordt gebruikt voor tapwaterverwarming of verwarming van de woning, de elektriciteit wordt eveneens in huis gebruikt of terug geleverd aan het openbare net als er een overschot aan elektriciteit is. Een micro-WK draait op gas. De momenteel beschikbare uitvoering van de micro WK heeft een elektrisch vermogen van circa 1 kW (circa 15% elektrisch rendement) en een thermisch vermogen van circa 7 kW. Het thermische vermogen is te klein om volledig in de warmtevraag van een woning te voorzien. Daarom worden toekomstige uitvoeringen voorzien van een ingebouwde brander waarmee extra verwarmingsvermogen kan worden geleverd, zodat het totale vermogen op 12 kW uitkomt wat voor rijtjeswoningen of appartementen in het algemeen ruim voldoende is.

7 Individuele warmtepompen per woning met een gemeenschappelijk wko-systeem

Elke woning krijgt een combiwarmtepomp, die warmtapwater verwarmt en de ruimteverwarming verzorgt. Het warmtapwater wordt opgeslagen in een buffervat bij de warmtepomp. De woning moet zijn voorzien van een laag-temperatuur afgiftesysteem, zoals vloerverwarming. Iedere warmtepomp betreft laag-temperatuur bronwarmte uit een gemeenschappelijk net waarop alle woningen met een warmtepomp zijn aangesloten. Dit laag-temperatuurnet wordt centraal op een temperatuur van 10 à 15 °C gehouden met een opslagsysteem in een aquifer. De warme bron van de opslag levert 's winters de benodigde laag-temperatuur warmte. Het afgekoelde bronwater wordt in de koude bron opgeslagen en moet 's zomers weer geregenereerd worden. Dit kan door koeling te leveren aan de woningen, eventueel aangevuld met extra warmte laden met bijvoorbeeld asfaltcollectoren.

8 Centrale warmtepompen met een wko-systeem en collectief warmtenet

In dit energieconcept vindt de warmte-opwekking plaats door een centraal in de wijk geplaatste warmtepompen in combinatie met bronnensysteem en collectieve pieklastketels. De warmte wordt vervolgens door een distributienet voor ruimteverwarming van circa 55°C en een distributienet voor tapwater van circa 70°C naar de woningen getransporteerd. In de woningen staan energiemeters opgesteld om het warmtegebruik te registreren.

Koeling in woningen

In deze conceptvergelijking is alleen naar verwarming gekeken en niet naar koeling van de woning. Met bouwfysische maatregelen is namelijk een goed binnencomfort in de zomer te garanderen. Indien koeling toch gewenst is, ontstaat een nieuwe situatie, omdat dan de kosten in de referentiesituatie aanzienlijk hoger zullen zijn. Koeling van woningen is vrijwel zonder extra energieverbruik mogelijk bij toepassing van (individuele) warmtepompen en warmte-/koudeopslagsystemen. Daarentegen behoort ook kleinschalige koudeopwekking met via

stadsverwarming aangeleverde warmte van 70 °C tot de mogelijkheden. Dit kan door toepassing van adsorptiekoeling. Kleinschalige toepassing van deze adsorptiekoeling (per woning) is een nog niet uitontwikkelde techniek. Op termijn biedt dit echter wel perspectief voor geothermie en andere systemen met warmtedistributie.

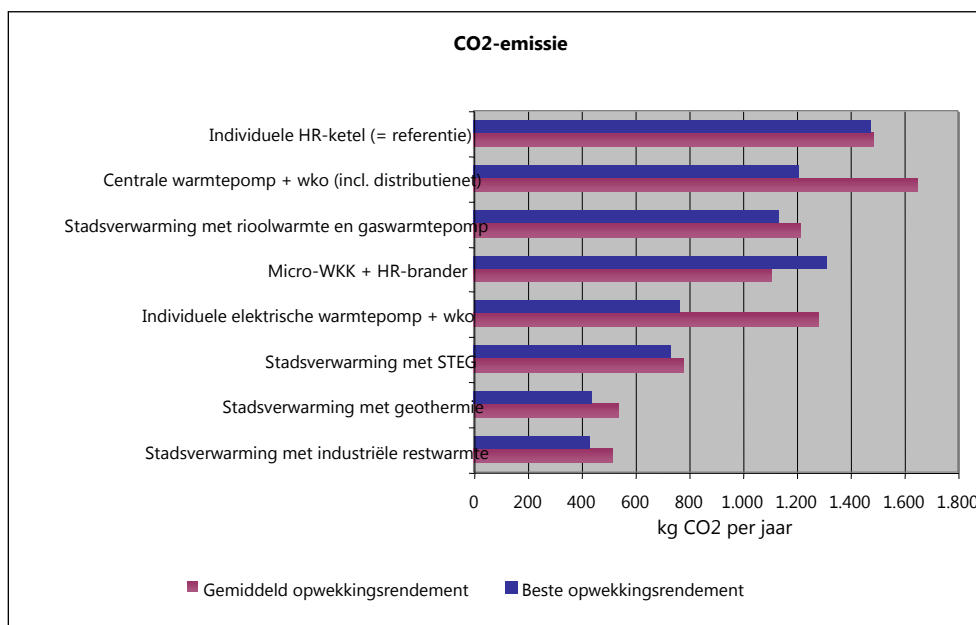
Onderzoeksresultaten op milieugebied

CO₂ emissie

In het overzicht is de jaarlijkse CO₂ emissie per energieconcept weergegeven die optreedt bij het verwarmen van een gemiddelde tussenwoning. De CO₂-emissie is bepaald op basis van het brandstofverbruik en het elektriciteitsverbruik dat nodig is om de warmte op te wekken en te distribueren, waarbij ook warmteverliezen in ondergrondse warmtenetten meegerekend zijn. Koken, koeling en huishoudelijk elektriciteitsverbruik zijn buiten beschouwing gelaten. De CO₂ emissie is getoond bij zowel het huidige gemiddelde landelijke opwekkingrendement voor elektriciteit (43%) als bij een verhoogd opwekkingsrendement (STEG-centrale met rendement van 57%). Hoe hoger het rendement voor elektriciteitsopwekking, hoe minder brandstof er voor de via het landelijke elektriciteitsnet in te kopen elektriciteit nodig is. Energiesystemen die voornamelijk met elektriciteit worden aangedreven, hebben profijt van een hoger opwekkingsrendement. Het opwekkingsrendement in Nederland vertoont een gestage groei en de energetische prestatie van deze energiesystemen zullen dus 'automatisch' meegroeien.

Voor gas aangedreven systemen zou 'vergroening' van het gas hetzelfde effect geven. Dit is geen autonoom proces en hangt sterk af van technologische mogelijkheden en (politieke) besluitvorming.

Jaarlijkse CO₂ emissie van de vergeleken energieconcepten voor warmte-opwekking (bron DWA)



Een beter opwekkingsrendement voor elektriciteit draagt bij aan reductie van CO₂-emissie, met name voor de energieconcepten met systemen met elektriciteit als aandrijfenergie.

Uit de figuur blijkt dat industriële restwarmte en geothermie de laagste CO₂ emissie bewerkstelligen. In beide gevallen is voornamelijk pompenergie nodig om de warmte van een industrie over enkele kilometers afstand te transporteren, respectievelijk van twee kilometer diepte uit de bodem te halen. Per project zal vastgesteld moeten worden of industriële restwarmte op acceptabele afstand van de projectlocatie beschikbaar is. Wanneer dat niet het geval is, is geothermie de meest energie-efficiënte keuze.

Praktische aspecten en risico's

In de tabel zijn de praktische aspecten en risico's per energieconcept beschreven.

tabel Vergelijken energieconcepten

Concept	(In-dica-tie) EPC	Risico's (te ondervangen door)	Effect op luchtkwaliteit	Koken	Koe-ling	Ruimtebeslag	Flexibiliteit bouwplanning
1. Individuele HR ketel (=referentie)	0,80	-	-	Gas	Nee	- Woning: CV ketel	Volledig flexibel, per woning aan te brengen
2. Stads-verwarming met STEG	0,49	In werkelijkheid een lagere CO ₂ -emissiereductie wanneer meer bijstook en/of inzet piekketels plaatsvindt (controle op herkomst warmte)	Minder lokaal positief effect bij plaatsing STEG in/nabij woonwijk (nationaal wel positief effect)	Elek-trisch	Nee	- Woning: afleverset in meterkast (kleiner dan CV ketel) - Centraal: ketelhuis	Bouwsnelheid wijk van groot belang, mogelijk meerkosten ivm aanleg distributienet en tijdelijke opwekking
3. Stads-verwarming met industriële restwarmte	0,40	Wegvallen van restwarmtebron door bedrijfsmatige veranderingen in industrie (aansluiting van meerdere bronnen, goede contracten); Lagere CO ₂ -reductie door bijstook (controle op herkomst warmte)	Positief effect (zowel lokaal als nationaal)	Elek-trisch	Nee	- Woning: afleverset in meterkast (kleiner dan CV ketel) - Centraal: ketelhuis	Bouwsnelheid wijk van groot belang, mogelijk meerkosten ivm aanleg distributienet en tijdelijke opwekking
4. Stads-verwarming met rioolwarmte en gasmotor-warmtepomp	0,64	Warmtewisseling met riool en gasmotor warmtepomp zijn relatief nieuw: risico op kinderziekten en daardoor groter aandeel primaire energie (goede monitoring en beheer)	Lokaal en nationaal positief effect	Elek-trisch	Nee	- Woning: afleverset in meterkast (kleiner dan CV ketel) - Centraal: ketelhuis	Bouwsnelheid wijk van groot belang, mogelijk meerkosten ivm aanleg distributienet en tijdelijke opwekking

5. Stadsverwarming met geothermie	0,41	Geologisch risico: te laag vermogen uit bron door tegenvallende eigenschappen reservoir (gedegen vooronderzoek, risicofonds overheid) Technisch risico: vermindering vermogen door achteruitgang putdebiet en/of temperatuur (goed ontwerp, realisatie en beheer)	Positief effect (zowel lokaal als nationaal)	Elektrisch	Nee	- Woning: afleverset in meterkast (kleiner dan CV ketel) - Centraal: ketelhuis	Bouwsnelheid wijk van groot belang, mogelijk meerkosten ivm aanleg distributienet en tijdelijke opwekking
6. Micro-WK per woning	0,66	Kinderziektes (praktijkproeven uitvoeren)	Verslechtering lokale luchtkwaliteit (meer emissie in woonwijk, nationaal wel verbetering)	Gas	Nee	- Woning: WK-unit + buffervat	Volledig flexibel, per woning aan te brengen
7. Individuele warmtepomp met collectieve wko-bron	0,60	Hoger energieverbruik door slecht functionerend systeem (goed inregelen, monitoren en beheren). Hoog elektraverbruik elektrisch verwarmen bij storing (automatische omschakeling uitzetten).	Lokaal positief effect (nationaal ook, maar minder)	Elektrisch	Ja	- Woning: warmtepomp met buffervat: - Centraal: bronnen	Redelijk flexibel, door schaalgrootte vanaf vijftig woningen
8. Centrale warmtepomp en wko (incl. warmtenet)	0,74	Hoger energieverbruik door slecht functioneren totale systeem (goed inregelen, monitoren en beheren)	Lokaal positief effect (nationaal effect hangt af van rendement elektriciteitscentrales)	Elektrisch	Ja	- Woning: afleverset in meterkast (kleiner dan CV ketel) - Centraal: ketelhuis	Redelijk flexibel, door schaalgrootte vanaf vijftig woningen

6 Milieu-aspecten

In de paragraaf 'waarom geothermie' is al op hoofdlijnen ingegaan op de voordelen van aardwarmte voor het milieu. In de navolgende secties zal dieper ingegaan worden op de omvang van de CO₂-besparing, het ruimtegebruik (ondergronds en bovengronds) en op de levensduur van aardwarmteprojecten.

6.1 CO₂ besparing.

Bij CO₂ besparing van diepe geothermie kan gekeken worden naar de systeemgrenzen. Voor een tuinbouwkas vervangt de geothermische bron vaak een ketel. Bij een nieuwe stadsverwarming wordt de lokale ketel in de woning vervangen door het stadsverwarmingssysteem, bestaande uit de bron, piekvoorziening en distributie/ aflevering. Hier is het vergelijk complexer. De nieuwe NVN7125 (ook bekend als EMG = Energie Maatregel Gebied) geeft rekenregels om te bepalen wat het equivalente opwekkendement is van het totale systeem. Hierdoor kan een aansluiting op de stadsverwarming worden vergeleken met een ketel thuis.

De bron.

Drie factoren zijn bepalend voor de CO₂ uitstoot: capaciteit, aantal vollast-uren en de COP (Coefficient Of Performance) van de bron. De capaciteit van een bron zal meestal tussen de 4MWth en 15 MWth liggen. Maar uitzonderingen zijn mogelijk. Zo wordt de bron bij Vierpolders (Brielle) geschat op meer dan 20 MWth.

Het aantal vollast-uren heeft alles met de warmtevraag te maken. Waar mogelijk wordt de capaciteit van de bron afgestemd op de warmtevraag, dat wil zeggen, dat deze gedurende een groot aantal uren per jaar een hoeveelheid energie levert, die dicht bij de maximale capaciteit ligt.

De enige CO₂-emissie is het gevolg van het elektriciteitsgebruik van de pomp. De verhouding tussen de geleverde warmte en de benodigde elektriciteit – de COP – zal bij vollast meestal tussen de 20 en de 30 liggen (3 tot 5% intern elektriciteitsgebruik van de bron). Vergelijken bij een gasgestookte ketel zal de CO₂-besparing daarmee tussen de 90% en 95% liggen.

Bij de aanleg van een geothermische nieuwe stadsverwarming ligt het complexer. Dan moet rekening gehouden worden met zo'n 20% warmteverliezen in het distributienet⁴, een COP van geothermie = 20 tot 30, een COP van warmtedistributie = 50, dekking van de warmtevraag door geothermie = 70 tot 80%, dekking door piekketel = 20 tot 30%. Bij deze uitgangspunten



kan door inzet van aardwarmte een realistische besparing op primaire energie (aardgas) worden gerealiseerd van circa 70%.

De verwachtingen zijn, dat een aardwarmtebron de komende jaren gemiddeld zo'n 100.000 GigaJoule per jaar zal leveren. En dit is in aardgas circa 3,2 mln m³. De besparing op CO₂-emissies per aardwarmtebron komen daarmee op gemiddeld 5.000 ton per jaar. De trend is naar diepere bronnen met een hogere capaciteit. De overheid gaat in het in april 2011 gepubliceerde 'Actieplan Aardwarmte'⁵ uit van 70 bronnen in het jaar 2020 met een gemiddelde productie van

150.000 GJ per bron (7.500 ton CO₂ per jaar per bron).

Bij levering aan een *bestaande* stadsverwarming (met een grote warmtevraag t.o.v. de capaciteit van de bron) zal het aantal draaiuren en dus de besparing hoger zijn.

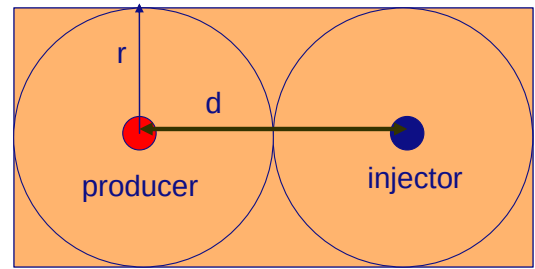
⁴ Distributieverliezen worden vaak onderschat. Bij stadsverwarming gaat het om percentages tot 20%. Maar ook in een woning met een eigen ketel is er sprake van 10 tot 15% verlies, vooral bij de tapwaterbereiding.

⁵ Bron: Ministerie van EL&I, Actieplan Aardwarmte, april 2011;

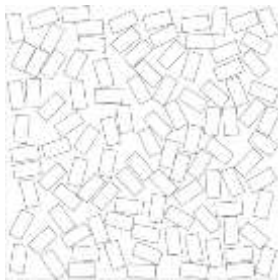
http://geothermie.nl/fileadmin/user_upload/documents/bestanden/wetgeving_en_beleid/actieplan_aardwarmte_EL_I.pdf

6.2 Ruimtebeslag ondergronds

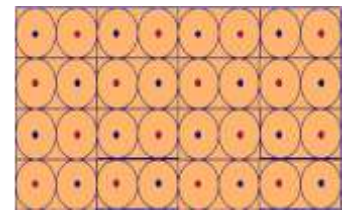
Als in een gebied meerdere partijen met geothermie aan de slag gaan, is het ondergrondse ruimtebeslag van een aardwarmtebron relevant. Dit speelt vooral in tuinbouwconcentraties. Het ondergrondse ruimtebeslag wordt bijna altijd benaderd met de 'Franse methode'. Daarbij wordt een rechthoek rond twee cirkels getrokken, waarvan het middelpunt wordt gevormd door het productiepunt c.q. het injectiepunt (zie figuur). Dit is uiteraard een vereenvoudiging, maar door de Nederlandse overheid wordt aangenomen, dat de invloed van een producerend reservoir – ook na 30 jaar vollastlevering – niet merkbaar is qua druk en temperatuur buiten deze grenzen. Bij een aangenomen ondergrondse afstand van 1,5 km tussen injector en producer is het beslag $1,5 \text{ km} \times 3 \text{ km} = 4,5 \text{ km}^2$.



In een stedelijke omgeving dekt de warmteproductie qua orde van grootte vaak wel de warmtevraag. Maar in gebieden met een concentratie van tuinbouwkassen zal de capaciteit van de ondergrond vaak niet voldoende zijn om de volledige warmtevraag te leveren. Een deel van de oplossing is mogelijk te zoeken in het aanboren van lagen op verschillende dieptes. Maar daarnaast is ook toenemende belangstelling voor het issue van Ondergrondse Ruimtelijke Ordening (ORO) van bronnen. Op hoofdlijnen spelen hier twee discussies. De eerste is over nut



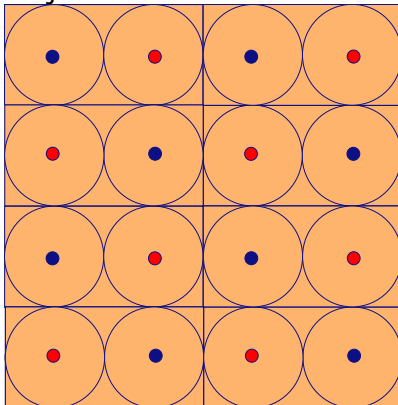
en noodzaak van ordening van de bronnen onderling in een horizontaal vlak. Uit theoretische modellen kan afgeleid worden, dat bij een optimale ordening in de ideale situatie (zie dambordconfiguratie) er *collectief* ongeveer 2x zoveel energie uit de formatie gehaald kan worden vergeleken met een random verdeling. Echter, individueel kan de verhouding tussen opbrengsten en kosten negatief beïnvloed worden en een dergelijke



aanpak vergt uiteraard meer overleg en tijd. Bovendien, in de praktijk wordt soms – direct na het boren – de pomprichting omgedraaid en dit kan op gespannen voet staan met ordeningswensen.

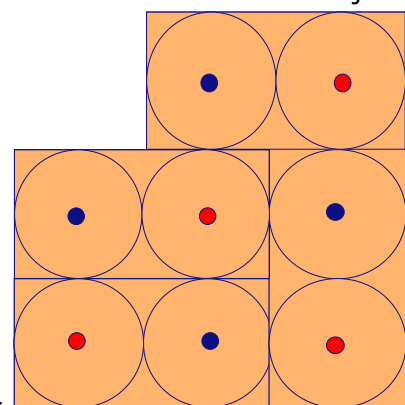
Van grote invloed is de tenslotte afstand tussen de putten ondergronds. Bij grotere afstand zal de levensduur van de bron aanmerkelijk toenemen – maar dit gaat ten kosten van het aantal bronnen. Ook hier dus een lastige afweging tussen het individuele en het collectieve belang.

35 jaar



<-- effect van de afstand tussen putten -->

75 jaar



Maar het grootste probleem in de praktijk is, dat de geologische werkelijkheid niet zo mooi en consistent is als deze schematische voorstellingen. De variatie in samenstelling van de formatie (diepte, dikte, doorlatendheid, breukvlakken, et cetera) maakt, dat ORO bijzonder complex is en – waar het mogelijk is – altijd gebaseerd zal moeten zijn op voortschrijdend inzicht verkregen met nieuwe boringen.

6.3 Ruimtebeslag bovengronds

De boring.

Het ruimtebeslag bovengronds is verreweg het grootste tijdens de boring. Hoe dieper geboord moet worden, hoe zwaarder de toren wordt en hoe meer het ruimtebeslag toeneemt. De variatie is fors: van 20 x 30 m² tot 100 x 100 m². Meer ruimte maakt een boring overigens ook *goedkoper*, want een boring is ook een logistieke uitdaging en met meer ruimte wordt de bevoorrading makkelijker. Maar in de praktijk wordt ook in de stedelijke omgeving geboord (stadscentrum Aken, Den Haag bij het HAGA ziekenhuis). In de



stedelijke omgeving is er ruimtebeslag voor de geluidswal nodig: de boring gaat 24/7 door.

Links: geluidswal van containers (Den Haag)

Rechts: boortoren Daldrup.



De productie.

In de operationele fase is er enig ruimtebeslag voor een warmtewisselaar, pompen, eventueel apparatuur voor de afscheiding en verwerking van 'bijvangsten'⁶, een back-up ketel en een piekketel. Ook dit kan variëren van een werkruimte van < 100 m² tot een 'aardwarmte-centrale', zoals in Den Haag wordt gebouwd. De bron zelf neemt dan bovengronds geen (of nauwelijks) ruimte meer in: deze wordt vaak net onder het maaiveld afgewerkt en afgedekt met platen. Tijdens de levensduur moet de bron toegankelijk zijn (van boven af) en er moet dus ruimte beschikbaar blijven voor onderhoud aan de bron (zie foto).



Links: warmtewisselaar (nog niet overdekt).

Rechts: afgedekte putkop (A+G van den Bosch, Bleiswijk)



De warmte centrale.

Bij stadsverwarming kan het logisch zijn om back-up en piekvoorzieningen (ketels) in hetzelfde gebouw te vestigen en de omvang van de ruimtebehoefte neemt daarmee uiteraard toe. Tenslotte vraagt een stadsverwarming ook ruimte in de ondiepe ondergrond – de pijpleidingen voor de distributie.

Aardwarmtecentrale Den Haag (in aanbouw, september 2011)

⁶ Zie hiervoor onder 7.5 'Technische risico's'

6.4 Levensduur van een doublet

In Lardarello (Italië), een oud geothermisch gebied, dateert de oudste nu nog operationele bron uit 1933. En er zijn legio voorbeelden, waar een geothermische bron een vrijwel eeuwig leven heeft door natuurlijke stroming in de ondergrond. Zo dateert de oudste stadsverwarming



(Chaudes Aigues, Fr) uit circa 1400 en enige thermale bronnen gaan terug tot de klassieke oudheid. Bij de oudere industriële bronnen werd het water alleen naar boven gepompt. Maar bij een modern doublet wordt het opgepompte en uitgekoelde water weer geïnjecteerd in de oorspronkelijke formatie. Daardoor nadert het 'koude front' van geïnjecteerd water de productieput en neemt het rendement na enige tientallen jaren (tot enige honderden jaren) af.

Chaudes-Aigues, Auvergne (Fr): stadsverwarming sinds 1400 AD

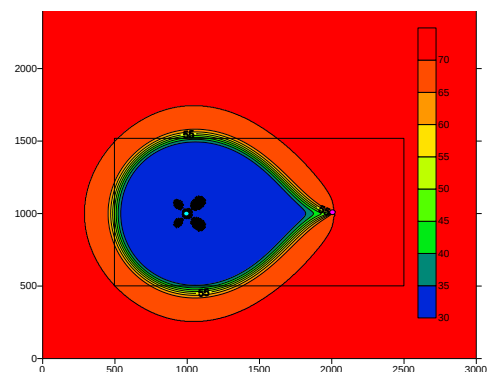
Een geothermisch doublet wordt ontworpen voor minimaal dertig jaar en vaak voor een aanzienlijk langere periode. Deze tijdsduur is zeer sterk afhankelijk van de ondergrondse afstand tussen de injector en de producer. Immers, de aarde warmt het retourwater weer op. Hoe verder uit elkaar, hoe langer dus de levensduur van het doublet. Hierbij wordt meestal een afstand aangehouden tussen 1.000 en 2.000 meter. Door modellering van het reservoir kan de tijd berekend worden, dat een merkbare afkoeling (5%) optreedt. Dit heet de doorbraaktijd, maar in wezen levert de bron dan nog geruime tijd (iets minder) warm water. Dit zou pleiten voor grote ondergrondse afstanden. Maar bij zeer grote onderlinge afstand neemt echter de kans toe, dat er belemmeringen zijn voor de connectiviteit en bovendien zal de gevraagde pompkracht normaal gesproken hoger zijn. En grote onderlinge afstand maakt het boren duurder. Bij het ontwerp wordt daarom naar het optimum van levensduur, kosten, risico en elektriciteitsgebruik gezocht.

Als er geruime tijd geen warm water wordt onttrokken treedt op lange termijn (enige tientallen jaren) weer regeneratie op.

Maar er is een geheel andere techniek om de levensduur van een geothermische centrale aanmerkelijk te verlengen. De praktijk is, dat vanuit de bovengrondse locatie één of meer additionele putten worden geboord, die een ander deel van het reservoir aanspreken.

Alhoewel de diepe ondergrond uiteraard lokaal rond het injectiepunt afkoelt, is de voorraad warmte in de bodem in wezen onuitputtelijk. Omdat geothermische bronnen hernieuwbaar zijn op een tijdschaal van technologische en sociale systemen en geen geologische tijden nodig hebben (zoals kolen, olie en gas) wordt geothermie internationaal als groen en duurzaam erkend.

Modellering van afkoeling vanuit de injectieput



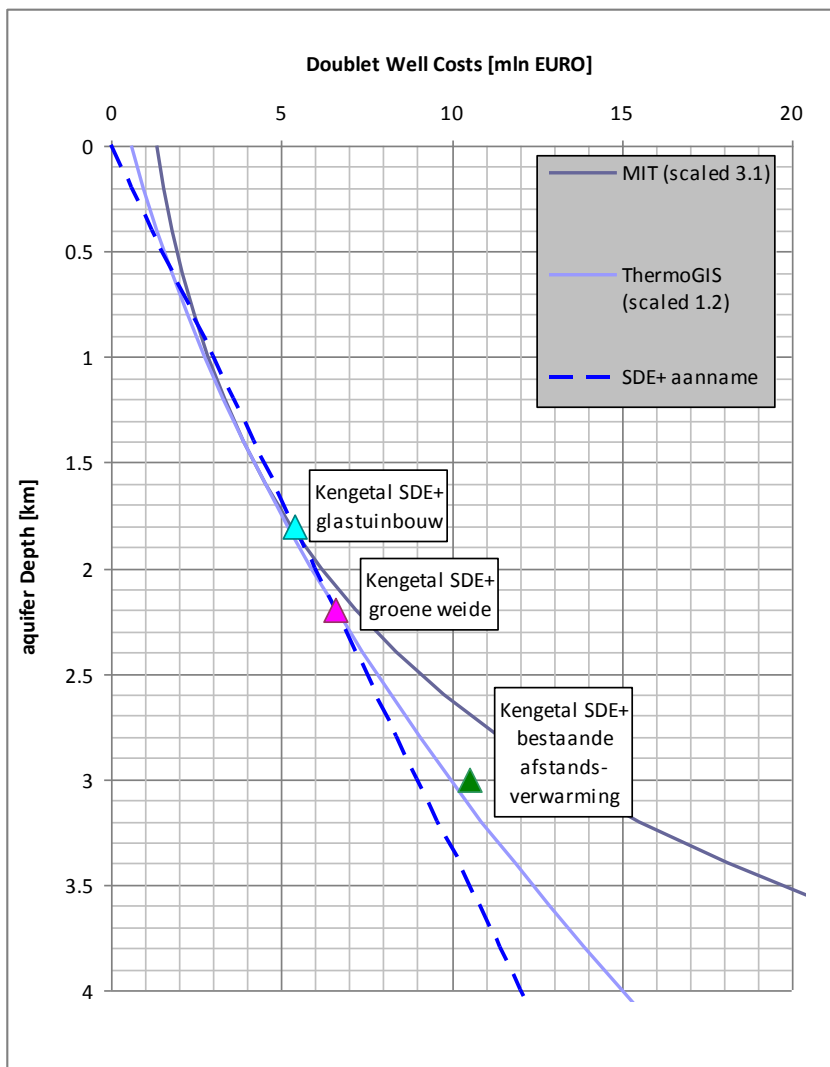
7 Economische aspecten

7.1 Investeringskosten

Geothermieprojecten zijn altijd kapitaalsintensief. Dat gezegd hebbende kunnen er substantiële verschillen zijn qua investeringsomvang. De belangrijkste vraag is of er sprake is van een bestaand distributiesysteem (kas of bestaand warmtenet). Als er een nieuw net in een stedelijke omgeving moet worden aangelegd, dan zal dat een grotere investering zijn, dan de bron zelf. Daarom wordt hier uitsluitend gekeken naar de kosten van de productie van de warmte – de bron, de pompen en de warmtewisselaar.



De belangrijkste factor voor de kosten van een doublet is de diepte van de boringen. Hierbij wordt opgemerkt, dat diepere boringen weliswaar per strekkende kilometer diepte steeds meer toenemen, maar ook de temperatuur en de thermische capaciteit neemt toe met de diepte. De verwachting is, dat met toenemende diepte – binnen zekere grenzen – de warmteprijs zelfs iets zal afnemen.



Figuur 1. Diepte afhankelijke kostencurves. MIT is de preferente exponentiële kostencurve gebaseerd op olie en gas boringen (Tester et al., 2007), ThermoGIS™ is de kostencurve gehanteerd in ThermoGIS™ (versie 2010). De referentie curve is conform Lako et al., 2011 (Bron: TNO, Prof. Dr. J.D.A.M. van Wees)

2^e orde factoren voor de investeringskosten zijn het ontwerp (o.a. materiaalgebruik, diameter en verbuizingen) en de locatie. Een stedelijke omgeving is kostbaarder, dan een 'groene weide'. Verder kunnen de boorkosten fors in de tijd variëren, want deze kosten worden beïnvloed door de olie- en gasprijzen. Er ontstaat meer vraag naar boortorens bij hoge koolwaterstof prijzen.

Een vuistregel bij geothermieprojecten is, dat de kosten van de geleverde warmte voor circa 70% bestaan uit de kapitaalslasten van de investering in de bron – waarvan grofweg de helft rente is en de andere helft afschrijvingen. De resterende 30% wordt veroorzaakt door inkoop

van elektriciteit, supervisie en onderhoud van put, warmtewisselaar(s) en pompen. De investering in een bron is sterk afhankelijk van (vooral) de diepte en zal meestal ≥ 6 mln euro zijn. Financiering is daarmee een issue en hetzelfde geldt voor de rentestand.

7.2 Kosten van warmte

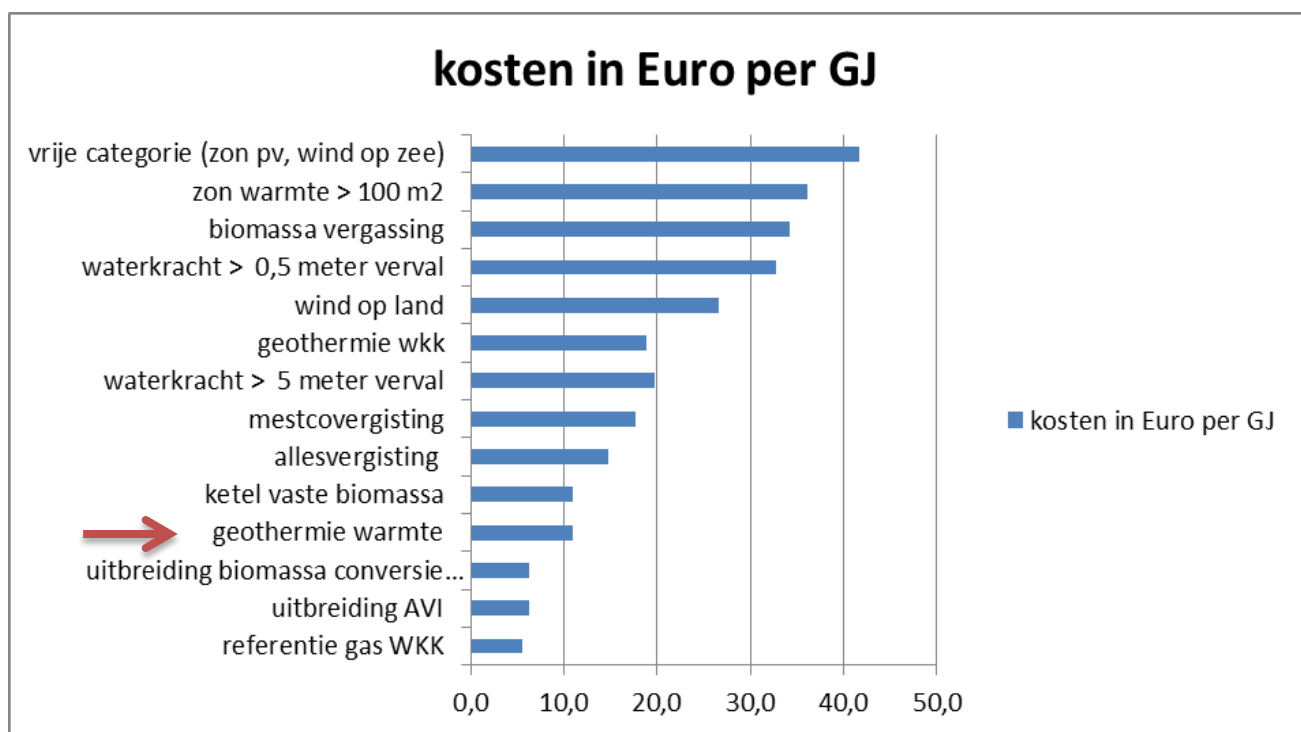
In opdracht van het ministerie van EL&I hebben ECN en KEMA berekeningen gemaakt van de kosten van de geproduceerde energie van enige aardwarmte referentieprojecten (levering aan een tuinbouw kas, levering aan stadsverwarming, geothermische WKK). Deze berekeningen zijn openbaar en kortheidshalve wordt naar de rapportage verwezen:

- ECN-E-11-046 (september 2011):

http://geothermie.nl/fileadmin/user_upload/documents/bestanden/wetgeving_en_beleid/DE_advies_ECN_basisbedragen_2012_def_e11054.pdf

De zeer grote verdienste van deze ECN cijfers is, dat de berekeningen vergelijkbaar zijn met andere opties voor duurzame energie, omdat alle duurzame opties met identieke algemene uitgangspunten (inflatie, rentestand, aardgasprijsscenario, afschrijving, percentage eigen vermogen, aangenomen rendement op eigen vermogen) berekend zijn. ECN komt voor aardwarmte aldus op een warmteprijs van 10,9 euro per GigaJoule.

Als de duurzame energie opties naast elkaar worden gezet qua maatschappelijke productiekosten in euro per GigaJoule finaal verbruik (of euro per kWhr), ontstaat onderstaande tabel. Aardwarmte is qua kosten vergelijkbaar met een houtketel en alleen opties, die gebaseerd zijn op uitbreiding van *bestaande* centrales zijn financieel aantrekkelijker.



Figuur 2. In de grafiek worden de maatschappelijke kosten van de diverse opties van duurzame warmte (in euro per GigaJoule finaal gebruik) met elkaar vergeleken (Bron data : ECN september 2011).

Opgemerkt wordt, dat bij deze vergelijking de warmte-opties altijd enigszins in het voordeel zijn, omdat warmte nu eenmaal – per kWhr – minder kost. Voor de productie van 1 unit elektriciteit zijn immers ruwweg 2 units warmte nodig. Anderzijds worden de lidstaten in Europees kader afgerekend op het aandeel hernieuwbare energie, ongeacht of dit in de vorm van warmte, transportbrandstof of elektriciteit is. De tabel rechtvaardigt daarmee de conclusie, dat geothermische warmte voor Nederland een van de meest kosteneffectieve opties is om aan de doelstellingen voor hernieuwbare energie te voldoen.

Geothermische *elektriciteit* (WKK) is volgens deze tabel iets ongunstiger, maar scoort alsnog redelijk in deze analyse – zeker als de prille ontwikkelingsfase van geo-WKK in vergelijking tot wind, waterkracht of photovoltaïsche energie in aanmerking wordt genomen.

7.3 Monitoring en onderhoud geothermische installatie

Monitoring.

Op grond van de Mijnbouwwet zijn producenten verplicht om de productiegegevens van delfstoffen aan de Nederlandse overheid te verstrekken. TNO beheert deze gegevens voor de overheid. De gegevens moeten binnen vier weken na afloop van de maand, waarin ze gemeten zijn, naar TNO verstuurd worden. Vier weken na ontvangst worden de gegevens vrijgegeven en via www.NLOG.nl openbaar gemaakt. De aard, omvang en frequentie van de gevraagde gegevens zijn nog in discussie, omdat de bij koolwaterstoffen gevraagde data onnodig c.q. overtrokken lijken. Er is bij geothermie immers veel minder sprake van een belang van de Staat bij de productie – vergeleken met olie- of gaswinning.

Maar de data zijn zowel voor de operator zelf als voor toekomstige naburige boringen zeer relevant om tot een beter oordeel te komen over het toekomstige gedrag van het reservoir.

Onderhoud.

Onderhoud aan het geothermisch doublet kan worden onderverdeeld in de volgende onderdelen:

- Eens in de twee jaar terugspoelen van de injectieput. Hierbij wordt de pomp uit de onttrekkingsbron gehaald en in de injectiebron gehangen. De injectieklep wordt verwisseld en in de onttrekkingsbron gehangen. Het onttrokken water wordt via het filter naar de onttrekkingsbron geleid, waarbij het zand en slib wordt afgevangen in het filter.
- Eens in de 3 - 6 jaar vervangen van de onttrekkingspomp. De pomp wordt vervangen door de reservepomp. De getrokken pomp wordt voor revisie naar de fabriek gestuurd. Het is mogelijk, dat de getrokken pomp dan is afgeschreven, maar het kan zijn dat deze nog als reserve dienst kan doen. Een pomp kost enige honderdduizenden euro. Ook worden beide putten dan grondig gereinigd met behulp van zuur, zodat ze weer de oorspronkelijke capaciteit hebben.
- Het kan nodig zijn, dat er in de levensduur van het geothermisch doublet iets gerepareerd moet worden aan één of allebei de putten. In dat geval moet gerekend worden op een bedrag voor groot onderhoud. Vooralsnog dient rekening te worden gehouden met groot onderhoud eens in de 10 à 15 jaar. Dus als het project een looptijd heeft van 15 jaar, één keer, en als het project 40 jaar loopt, twee of drie keer. De kosten zijn afhankelijk van de aard van de reparatie, maar snel enige honderdduizenden euro.
- Na afloop van het project moeten beide putten afgedicht worden (ruwweg te schatten op 500.000 euro – prijzen 2012)

Het is lastig om een richtgetal te geven voor de operating & maintenance kosten van een gemiddeld doublet.

Voor het bepalen van een indicatie voor de O&M kosten kan onderscheid gemaakt worden tussen de variabele en vaste kosten. De variabele kosten bestaan uit de benodigde elektriciteitskosten voor de geothermische installatie en deze zijn hoofdzakelijk afhankelijk van de COP van de geothermische installatie en het elektriciteitsstarief. Uitgaande van een COP van 20 en een elektriciteitsstarief van 0,11 €/kWh_e, bedragen de variabele kosten circa 1,6 €/GJ.

De vaste kosten bestaan uit de kosten voor onderhoud en beheer. Hierin zijn inbegrepen kosten voor regulier onderhoud en inspectie, kosten voor terugspoelen van de injectieput en benodigde chemicaliën voor het reinigen van de putten. Op basis van een uitgevoerde life-cycle analyse voor een geothermie project in de gebouwde omgeving is gebleken dat de benodigde kosten voor onderhoud en beheer jaarlijks circa 1,6% bedragen van de investeringskosten.

ECN gaat in haar aan het ministerie van EL&I voor de variabele O&M kosten uit van 1,9 euro per GigaJoule Dit ligt hoger dan de eerder genoemde 1,6 €/GJ. Dit is te verklaren vanwege het relatief hoge elektriciteitsstarief wat door ECN is gehanteerd van 0,14 €/kWh_e.

Het ECN advies beschrijft eveneens een kostenpost voor de vaste O&M kosten van 26€/kW_{th}. Dat komt op basis van het ECN advies neer op een bedrag van circa 1,4% van de investeringskosten. Dit komt redelijk overeen met het eerder aangegeven percentage.

7.4 Financiering en financiële risico's.

Zelfs als het geologische risico grotendeels afgedekt wordt door de rijksgarantieregeling (zie elders) zijn de resterende bedrijfsrisico's niet verwaarloosbaar. Dit kan gaan over algemene economische en/of technische risico's en over specifieke onzekerheden die typisch bij geothermie voorkomen. Tot slot zijn er risico's buiten de productiesfeer. Hierbij kan gedacht worden aan het 'volloop' risico van een nieuw stadsverwarmingsnet, i.e. het tempo waarmee nieuwe huizen gebouwd worden (en dus de warmtevraag volloopt). Bij bestaande bouw is de retourtemperatuur van het warmtenet een cruciale factor. Als deze te hoog wordt, dan daalt het energetische rendement van het warmtenet. Al deze factoren hebben effecten op de bereidheid van banken om te financieren link en op de hoogte van de rente.

Algemene onzekerheden

Aan de investering in een diepe aardwarmtebron zijn risico's en onzekerheden verbonden. Geothermie heeft met andere vormen van duurzame energie gemeen, dat de (aanzienlijke) kosten van de start-investering gedurende de gebruiksduur moet worden terugverdiend. De opbrengsten worden gegenereerd door de vermeden kosten van (fossiele) brandstoffen. Door het kapitaalsintensieve karakter van geothermie is er een forse afhankelijkheid van toekomstige prijzen van fossiele brandstoffen. Dit is in wezen een onvermijdelijke onzekerheid. Anderzijds is er ook de 'upside' in de zin, dat bij stijgende brandstofprijzen de investering steeds meer rendement oplevert.

Met ingang van 2012 heeft de overheid de SDE+ opengesteld voor duurzame warmte. De uitwerking is nog niet bekend, maar het werkingsprincipe is, dat de regeling – in wezen een vergoeding voor productie van duurzame warmte – aan producenten van warmte een minimum warmteprijs garandeert voor een periode van 15 jaar, waarmee dit risico in elk geval deels ondervangen wordt.

Financiële risico's

Als kapitaalsintensieve investering is geothermie ook gevoelig voor factoren als afschrijvings-termijn en rentestand. Als er geen perspectief is op langjarige levering van warmte zal een project niet rendabel zijn. Voor Glastuinbouw wordt veelal een afschrijvingstermijn van 15 jaar gehanteerd en voor stadsverwarming ligt de technische afschrijving op 30 jaar of meer.

Doordat de boorkosten doorslaggevend zijn voor de warmteprijs is er een afhankelijkheid van de fluctuerende dagtarieven van boortorens. Daarbij is er een relatie tussen deze dagprijzen van een toren plus boorcrew en de olieprijs. Bij hoge prijzen van fossiele brandstoffen worden immers ook gas- en olieboorings rendabeler en stijgt de marktvraag (en prijs) voor de beschikbare torens.

Financiering en rente

De zorg van de financier is meestal over de (rest)waarde van de bron bij een forse uitval van de warmtevraag. Alhoewel deze uitval niet denkbeeldig is zullen deze risico's meestal van korte duur zijn. Het lijkt immers niet aannemelijk, dat een kas, die tegen verwaarloosbaar kleine (marginale) kosten van energie voorzien kan worden, gedurende langere tijd ongebruikt zou blijven. Niettemin is de bron geen begerenswaardig onderpand in de ogen van bankiers.

Een fonds met een 'mandje' van deze projecten zou dit kleine risico verder minimaliseren – zeker als overheden bereid zijn om (een deel van) dit risico te garanderen om de ontwikkeling van geothermie te faciliteren. Zie hieronder het voorbeeld van Overijssel. Het EL&I 'Actieplan Aardwarmte gaat uit van circa 70 bronnen te realiseren tot 2020.



Individueel of collectief.

De bereidheid van banken om te financieren bij een *collectief* van enige afnemers (meestal tuinders) is meestal nog geringer. Vanuit de warmtevraag is het weliswaar gunstig om te leveren aan een groep van tuinders. Maar tuinders zijn over het algemeen niet bereid om garant te staan voor de warmtevraag van de burens. Collectieven zijn daardoor weliswaar minder riskant maar tegelijkertijd minder goed financierbaar. Dat het probleem oplosbaar is, werd aangetoond door het project Koekoekspolder, waar de provincie (Overijssel) samen met de gemeente (Kampen) het project heeft gefinancierd (annuïteiten, 15 jaar tegen een wederzijds redelijke rente). Het risico is daarmee afgedekt door de overheid. Opgemerkt wordt, dat dit een optie is voor Overijssel, waar het gaat om een klein aantal bronnen. Maar voor de provincie Zuid-Holland met circa 40 initiatieven zou - zonder fonds - het totale beslag op de middelen te groot worden. Zuid-Holland denkt daarom ook na over een fonds voor duurzame warmteprojecten, gezamenlijk met private partijen.

Invloed van rente op warmteprijs.

Hoogte van de rente. De uiteindelijke warmteprijs of liever gezegd warmtekosten af bron worden voor ruwweg 1/3 bepaald door de hoogte van het rentepercentage. Als het rentepercentage als gevolg van de risicoperceptie van de financier (stel) 100% hoger is, dan een staatsgegarandeerde lening, dan wordt de warmteprijs 33% hoger. Nu is dit een relatief extreem voorbeeld, maar ook een 20% hogere warmteprijs zal veel projecten net onrendabel maken. Voor geothermieprojecten is het dus cruciaal om financiering te verkrijgen tegen een redelijk lage rente, die uiteraard weer gekoppeld is aan een zeer laag risicoprofiel.

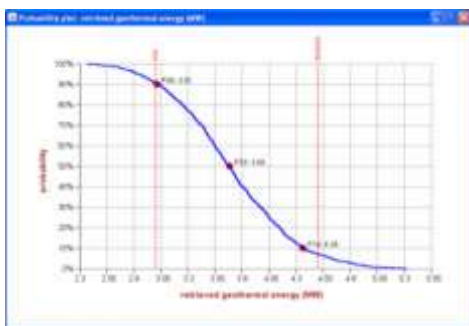
Nogal wat partijen zoeken de oplossing in het verlagen of elimineren van het risico van de financiering door securitisatie (pooling van kredieten om het risico te verlagen) gecombineerd met een vorm van garantie, zodat de lenende partij geen of minimaal risico loopt op het verkrijgen van de rente en/of de hoofdsom. Bereidheid bij enige overheden om bij te dragen aan (een deel van) het garanti kapitaal lijkt aanwezig, maar partijen schrikken er voor terug om dit zelfstandig te doen.

7.5 Technische risico's.

Het belangrijkste technisch/economische risico van een boring is, dat het doublet een klein(er) debiet produceert in vergelijking tot de voorafgaande onderzoekresultaten. Hoewel dit geologische risico na gedegen onderzoek gering is, zijn de financiële gevolgen van misboringen groot omdat er miljoenen euro's mee gemoeid zijn.

Debiet.

Het geologisch onderzoek zal in het algemeen resulteren in een grafiek, waarin de productiviteit van een bron is uitgezet tegen de kans (waarschijnlijkheid), dat deze capaciteit ook wordt aangetroffen [plaatje].



De belangrijkste onzekerheid bij het inschatten van de capaciteit van een bron is de doorlatendheid van de formatie(s) en deze kan lokaal fors variëren. Opgemerkt wordt, dat in Nederland relatief zeer veel geboord is naar olie en gas en de kennis van de Nederlandse diepe ondergrond steekt daardoor gunstig af tegen de situatie in andere landen. Niettemin is het risico niet verwaarloosbaar. De beschikbare geologische data zijn vooral verzameld in het hoger gelegen deel van reservoirs. Daar wordt immers gas of olie (lichter dan water) verwacht.

Maar geothermische productieputten zullen bij voorkeur mikken op de lagere delen van het reservoir vanwege de hogere temperaturen. Bovendien zijn er alleen in die gebieden, waar olie en gas wordt verwacht veel data beschikbaar. Gemiddeld is er in Nederland één boring per 17 km², maar de putten zijn uiteraard niet evenredig verdeeld over het oppervlak en lokaal kan de datadichtheid laag zijn. En tot slot zijn er kwaliteitsverschillen tussen oude data en meer recentere onderzoeksresultaten (bijvoorbeeld de verschillen tussen 2d en 3d seismiek).

Bijvangst.

Een risico, dat zich in 2011 bij enige bronnen manifesteerde is, dat *bijvangst* van koolwaterstoffen in de olie- en gasrijke Nederlandse ondergrond niet denkbeeldig is. Diepe aardwarmte wordt in Nederland gewonnen uit dezelfde geologische formaties, waaruit ook het aardgas en aardolie wordt gewonnen. Bij productie van olie of gas komt ook bijna altijd warm water mee naar boven. Omgekeerd is het daarom ook te verwachten, dat bij diepe geothermieboringen ook olie of gas mee geproduceerd kan worden. De kans, dat dit laatste – het mee produceren van olie en/of gas – ook feitelijk optreedt, is natuurlijk wel een stuk kleiner. Niet overal zit immers olie en gas en bovendien mikt een geothermische boring op de diepste delen van een formatie (want daar is de temperatuur hoger), terwijl olie en gas lichter zijn dan water en dus juist aan de bovenkant van het reservoir worden aangetroffen.

Maar een 'bijvangst' van olie en gas bij aardwarmtewinning is toch verre van denkbeeldig gebleken. Daarom zijn de veiligheidsmaatregelen bij een diepe aardwarmteboring overeenkomstig aan die van olie- of gasboringen. Qua boring zelf is er dus niet zoveel aan de hand. Maar dit ligt anders in de productiefase. Allereerst: qua veiligheid dient het gehele systeem berekend te zijn op de aanwezigheid van olie- of gas in het water. Aardgas of olie in de warmtewisselaar zal bovendien ten koste gaan van het rendement van warmteoverdracht en in het geval van olie mogelijk ook snellere vervuiling geven van de wisselaar. Maar de kern van het probleem is, dat het herinjecteren van de waterstroom in de ondergrond moeilijker zal gaan als er olie en gas in zit. Vooral olie zal kunnen leiden tot dichtslibben van het reservoir rond de injector. Deze overwegingen leiden ertoe, dat de meeste operators er de voorkeur aan geven om olie en gas af te scheiden uit de waterstroom, nog voordat deze de warmtewisselaar bereikt.

Maatregelen.

Nu is dit technisch niet onoverkomelijk : olie en aardgas zijn redelijk te scheiden van water. En de apparatuur is op de markt verkrijgbaar. Maar de vraag is natuurlijk of de bijvangst het eeuwige leven heeft, dan wel na korte tijd weer verdwijnt. Als er kleine residuen olie op weg naar boven aan het zandsteen zijn blijven plakken en deze druppels worden uitgespoeld doordat een forse waterstroom in het reservoir ontstaat (als gevolg van de winning), dan is dat mogelijk een tijdelijk effect. Maar uit het buitenland zijn ook wel situaties bekend, dat er gedurende langere tijden bijvangst blijft (met name van gas). Het is precies deze onzekerheid over omvang en tijdsduur van de bijvangst, die het lastig maakt om een goede technische keuze te doen.

Eigendomsaspecten.

Naast deze technische afweging ontstaat een geheel andere discussie. Wanneer is er nog sprake van bijvangst en waar houdt bijvangst op? Op de meeste locaties zal er een olie- of gasconcessie zijn – naast de licentie om diepe aardwarmte te winnen. De situatie is juridisch wel duidelijk als er hoofdzakelijk olie of gas naar boven komt of juist een zeer klein percentage. Dit laatste was het geval bij de test in Den Haag (1 kg aardgas op 1.000 kg water) en dit wordt beschouwd als onvermijdelijke bijvangst, die verder geen consequenties heeft op de rechten. Maar in principe kan het ook gaan om economisch winbare hoeveelheden. In de olie- en gasindustrie is er ervaring en jurisprudentie over de vraag, hoe je hier qua eigendomsrechten mee om moet gaan. Maar met de gecombineerde winning van koolwaterstoffen en aardwarmte is nog geen ervaring. Dit is een echt neveneffect van de recente ontwikkeling van geothermie en deze discussie zal de komende tijd nog gevoerd worden tussen de partijen.

Bron [presentatie](#) T. Bakker (Well Engineering Partners) tijdens bijeenkomst SPG op 7 juli 2011⁷

8 Overheid & nationaal beleid

Het nationale beleid op het vlak van diepe aardwarmte is ruwweg in drie hoofdgroepen te onderscheiden:

- algemeen beleid (ontwikkelen van een visie, kennisoverdracht e.d)
- vergunningen & regelgeving
- financieel stimuleringsbeleid & subsidies

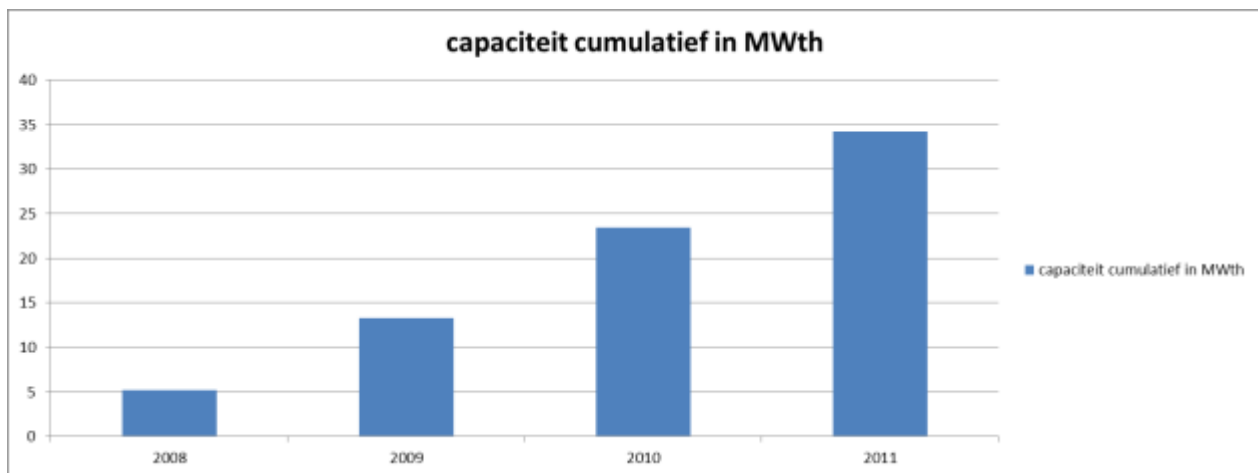
Vanwege de ontwikkelingen op deze terreinen wordt in de hiernavolgende passages veelvuldig verwezen naar webpagina's. Deze zijn alle ook te vinden via de Platform Geothermie website www.geothermie.nl.

8.1 Algemeen beleid.

Het ministerie van EL&I heeft in april 2011 een [Actieplan Aardwarmte](#) gepubliceerd. Dit plan is met een begeleidende [brief](#) (met de hoofdpunten) naar de Tweede Kamer gestuurd. Het actieplan geeft goed inzicht over de verwachtingen van de overheid qua potentieel en de technische en beleidsmatige setting van diepe aardwarmte. De belangrijkste (nieuwe) acties van de Rijksoverheid om de knelpunten te verminderen of op te lossen zijn:

- Verbetering overheidsgarantieregeling;
- Mogelijkheden creëren om aardwarmte op te nemen in de SDE+ (zowel elektriciteit en warmte);
- Verkennen verruiming financieringsmogelijkheden door revolverende fondsen en/of verruimde financieringsgaranties;
- Vergroten kennis van de ondergrond en stimuleren van kennisdeling;
- Ontwikkelen structuurvisie diepe ondergrond;
- Versimpelen Mijnbouwwet en ontwikkelen voorwaarden voor verlenging mijnbouwvergunningen;
- Voortzetten programma Kas als Energiebron.

Het Actieplan gaat uit van circa 70 aardwarmte-installaties in 2020 met een gezamenlijke productie van 11 PetaJoule per jaar. Korthedshalve wordt hier verwezen naar het actieplan, dat een goed overzicht biedt.



Ontwikkeling van de capaciteit in Nederland in recente jaren.

8.2 Vergunning & regelgeving

De vergunningen voor opsporing en winning van geothermie worden verstrekt door het ministerie van EL&I op grond van de mijnbouwwet. Staatstoezicht op de Mijnen (SodM) is toezichthouder. Sedert de komst van de [WABO](#) in 2010 is er een centraal aanspreekpunt of loket voor alle vergunningen - en dit loket is afhankelijk van de hoofdactiviteit op de boorlocatie. Maar inhoudelijk is en blijft de mijnbouwwet de leidende wetgeving voor diepe geothermie.

Mijnbouwwet.

De [Mijnbouwwet](#), met als bevoegd gezag het ministerie van Economische Zaken, Landbouw en Innovatie (EL&I), is in meer detail uitgewerkt in het Mijnbouwbesluit en de [Mijnbouwregeling](#). In het kader van de Mijnbouwwet moet allereerst een opsporingsvergunning worden aangevraagd voor het doen van de eerste boring. Een aanvraag wordt door het ministerie

gepubliceerd en derden kunnen een concurrerende aanvraag voor het licentiegebied indienen. Een aanvraag voor een opsporingsvergunning vergt een doorlooptijd van minimaal 7 maanden.



Daarnaast is een mijnbouwmilieuvergunning nodig en gelden nog enkele lokale vergunningen (bouwvergunning, aanlegvergunning, etc.). De aanvragen hiervoor lopen via het WABO-loket. Een opsporingsvergunning is begrensd in de tijd – meestal 2 tot 4 jaar en vervalt als er geen of onvoldoende activiteiten worden ondernomen. Als de bron voldoende productief blijkt te zijn kan de opsporingsvergunning worden omgezet in een winningsvergunning. Het toegekende oppervlak van de winningsvergunning zal veelal kleiner zijn, dan toegekend bij de opsporings-licentie.

Overzicht van vergunningen in Zuid-Holland per 1 januari 2011.

Wijzigingen in aantocht.

De mijnbouwwet - met name de secties, die betrekking hebben op geothermie - wordt in de komende periode aangepast om de aansluiting met de vele geothermische initiatieven te verbeteren. Het nu voorliggende concept voor deze wijzigingen is overwegend een sterke verbetering ten opzichte van de huidige situatie. Zo is er in dit wetsvoorstel voor gekozen de onmiddellijke winning van aardwarmte mogelijk te maken. De voorgestelde *startvergunning* voor aardwarmte, waarmee mag worden opgespoord, geeft tevens de bevoegdheid om de aardwarmte te *produceren*. De noodzaak van een *winningsplan*, waarmee de minister moet instemmen, komt in de toekomst te vervallen.

Geen heffing op aardwarmte

Bij geothermie is er geen concreet economisch belang van de staat aanwezig omdat er geen cijns wordt berekend voor de winning van aardwarmte. De risico's op bodembeweging zijn daarnaast zo minimaal, dat dit onderwerp met voorschriften in de vergunning voldoende kan worden afgedekt. De afdrachtregeling kan dus - voor aardwarmte - vervallen. Dit is en was al de beleidslijn van het ministerie maar is in het concept expliciet aangegeven – en dit is van belang voor investeerders.

Informatie over opsporingsvergunningen.

Informatie over reeds aangevraagde en vergunde licenties en de procedures is te vinden op het [Nederlands Olie- en Gasportaal](#). De landkaart van Nederland met het overzicht van de vergunningen per 1 januari 2011 is ook als [pdf](#) beschikbaar.

8.3 Financieel stimuleringsbeleid.

Binnen het stimuleringsbeleid kan onderscheid gemaakt worden tussen fiscale stimulansen, (investerings)subsidies, garanties en feed-in vergoedingen voor de productie van CO₂ arme energie.

- **Fiscaal.** Diepe geothermie kwalificeert voor EIA (Energie Investerings Aftrek) en Groen Beleggen (NB: het voordeel van dit laatste instrument wordt in de komende jaren afgebouwd). EIA leidt tot een circa 11% netto fiscale subsidie op de investeringen in bron en transportnet. Groen Beleggen leidt tot een lage(re) rente. Op het vlak van de fiscale incentives is diepe geothermie op gelijkwaardig wijze als andere duurzame opties opgenomen. Fiscaal is er dus sprake van een gelijk speelveld.
- **Subsidie (MEI en UKR/EOS).** Voor projecten met een tuinbouwcomponent is de MEI regeling (Marktintroductie Energie Innovaties) tot op heden het belangrijkste geweest. Diepe geothermie wordt daarin op dezelfde wijze behandeld als andere duurzame opties, met dien verstande, dat het plafond van de subsidie 1,5 mln bedraagt. In de praktijk betekent dit, dat voor een investering vanaf circa 4 mln het feitelijke percentage subsidie lager is dan voor opties, die een lager kapitaalsbeslag vergen. Voor stadsverwarming waren er de afgelopen jaren incidentele subsidies te verkrijgen op grond van de CO₂ besparingen en/of innovatie (UKR/EOS). Het probleem bij UKR en EOS is, dat diepe

geothermie projecten gericht op groepen van 1.500 – 4.000 huizen een zeer aanzienlijke investering met zich meebrengen. En het maximum subsidiebedrag (in recente jaren meestal circa 1 mln) is dan een knelpunt. Voortzetting van deze subsidieregeling voor geothermie staat ter discussie, omdat deze vormen van stimulering vanaf 2012 worden vervangen door de SDE+.

- Garantie van geologisch risico (specifiek voor diepe geothermie). Een belangrijk instrument is de overheidsgarantie op het geologische risico, het kleine - maar niet verwaarloosbare - risico, dat de capaciteit van een bron lager is, dan onderzoek heeft voorspeld. Hoewel het geologische risico na gedegen onderzoek gering is, zijn de financiële gevolgen van misboringen groot omdat er miljoenen euro's mee gemoeid zijn. Een garantieregeling wordt door vele deskundigen (ook elders in Europa) als één van de meest kosteneffectieve instrumenten gezien om dit probleem van het geologische risico te ondervangen en de ontwikkeling van geothermie mogelijk te maken. In 2009 heeft het ministerie van EL&I een garantiefonds (TERM) opgezet, dat tot mei 2011 van kracht was. Van dit fonds is in de eerste ronde nauwelijks gebruik gemaakt omdat de gevraagde premie hoog was, en het verzekerde risico beperkt. De regeling is in 2010 al op enige punten (enigszins) verbeterd en 6 aanvragen zijn in de tender van begin 2011 ingediend. Verdere verbeteringen zijn onderwerp van verder overleg. Ook het punt van de productiviteit na verloop van tijd heeft de aandacht. De TERM regeling gaat uit van een relatief kortdurende productietest, onmiddellijk volgend op de boring. In de praktijk blijkt injecteren vaak lastiger dan produceren en daarom is deze test onvoldoende representatief voor het functioneren van het doublet in de operationele fase.
- Feed-in tarieven (SDE+). Het ministerie van EL&I heeft aangekondigd, dat vanaf 2012 duurzame warmte onder de SDE+ regeling gebracht zal worden. De uitwerking van de SDE+ voor geothermie is nog niet precies bekend, maar de [SDE+ regeling](#) kan mogelijk een belangrijke stimulans worden voor de ontwikkeling van aardwarmte. ECN en KEMA hebben gerekend aan de kosten van duurzame aardwarmte en de studie geeft - zij het indirect - aan, dat de stimulering van geothermische warmte een van de meest kosteneffectieve methodes is om aan de Europese 2020 doelstellingen voor duurzame energie te voldoen. De voorgestelde bijdragen per GigaJoule en de effecten voor geothermie worden regelmatig geactualiseerd op de [pagina over SDE+](#) en de pagina met algemeen beleid op het terrein van geothermie (<http://geothermie.nl/geothermie/nationaal-beleid>).

