

Haalbaarheidsonderzoek elektriciteitsproductie Oostland

Haalbaarheidsonderzoek elektriciteitsproductie door diepe geothermie in de Triaslaag onder Oostland.

Definitief

Grontmij Nederland B.V.
Waddinxveen, 21 januari 2011

Verantwoording

Titel : Haalbaarheidsonderzoek elektriciteitsproductie Oostland

Subtitel : Haalbaarheidsonderzoek elektriciteitsproductie door diepe geothermie in de Triaslaag onder Oostland.

Projectnummer : 277656

Referentienummer : v9

Revisie : 2

Datum : 21 januari 2011

Auteur(s) : Marco van de Weerdhof

E-mail adres :

Gecontroleerd door : Hans van den Berg / Joop Suurmeijer / Jan Ammerlaan / Rik

Paraaf gecontroleerd :

Goedgekeurd door :

Paraaf goedgekeurd :

Contact : Grontmij Nederland B.V.
Coenecoop 55
2741 PH Waddinxveen
Postbus 190
2740 AD Waddinxveen
T +31 182 62 55 00
F +31 182 62 55 10
www.grontmij.nl

Inhoudsopgave

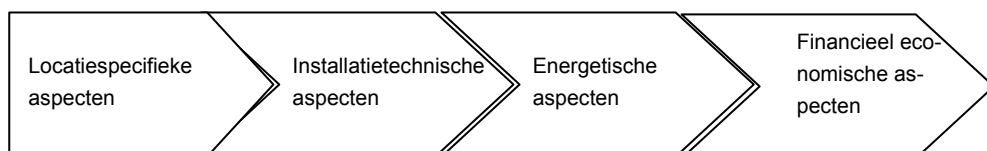
1	Inleiding.....	4
2	Project Oostland	5
2.1	Geothermie	5
2.2	Energiebehoefte in het Oostland	5
3	Vergelijkbare projecten	7
3.1.1	Húsavík	8
3.1.2	Neustadt-Glewe	8
3.1.3	Landau	8
3.1.4	Bruchsal	9
3.1.5	Unterhaching.....	9
3.1.6	Sauerlach	10
3.1.7	Groß Schönebeck	10
4	Techniek.....	11
5	Ontwerp installatie Oostland	12
5.1	Techniek.....	12
5.2	Schakeling.....	13
6	Economie	15
6.1	Investeringskosten	15
6.2	Exploitatie.....	16
6.3	Kapitaalkosten	18
6.4	Eenvoudige terugverdientijd	18
6.5	Subsidies.....	19
6.6	Gevoeligheid	19
6.7	Conclusie economie.....	21
6.8	Scenario's	22
7	Conclusie	23

1 Inleiding

Het Innovatieplatform Glastuinbouw Oostland heeft Jan Ammerlaan, Panterra en Grontmij gevraagd de haalbaarheid te onderzoeken van het winnen van aardwarmte op circa 3500 meter. Voor dit onderzoek is financiering beschikbaar gesteld door Productschap Tuinbouw, Rabobank en Provincie Zuid-Holland.

Het onderzoek bestaat uit twee delen, het eerste deel omvat een verkenning van de haalbaarheid uitgevoerd door Jan Ammerlaan en Grontmij, het tweede deel is een geologisch onderzoek en wordt door Panterra uitgevoerd wanneer voldoende perspectief wordt aangetoond op basis van het vooronderzoek. Deze notitie geeft de resultaten van het eerste deel van dit onderzoek.

In dit vooronderzoek zijn de bovengrondse, installatietechnische, energetische en bedrijfseconomische aspecten onderzocht. Doel is de globale haalbaarheid van de productie van elektriciteit en warmte met behulp van Geothermie in Nederland, en specifiek in Oostland, vast te stellen op basis van een gefundeerde investering- en exploitatieraming.



2 Project Oostland

2.1 Geothermie

Geothermie boringen in Nederland zijn tot op heden enkel gebruikt ten behoeve van verwarmingsdoeleinden. Het winnen van warmte voor de productie van elektriciteit vraagt om hogere temperaturen en daarmee diepere boringen.

Een laag in Oostland die mogelijk geschikt is voor geothermie is de Triaslaag die zich afhankelijk van de locatie op een diepte tussen de 3000 en 4000 meter bevindt. In deze studie wordt een boring op een diepte van 3500 meter met een temperatuur en debiet van respectievelijk 120 °C en 150 m³/uur als uitgangspunt gehanteerd.

Geothermie is een energiebron waarbij geen CO₂ vrijkomt. Voor het Oostland is aangenomen dat er CO₂ beschikbaar is voor bemesting vanuit OCAP. Buiten Oostland en Westland zijn er (nog) geen grote glasgebieden met een soortgelijke CO₂ voorziening. Daar zal moeten worden gezocht naar alternatieven, zoals inzet van zuivere CO₂ in combinatie met beperken van de CO₂ behoefte.

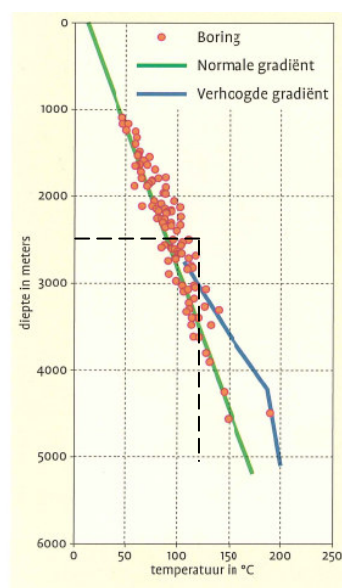
2.2 Energiebehoefte in het Oostland

Voor de economische haalbaarheid is het van belang dat er voldoende afzetmogelijkheden zijn om de geproduceerde energie af te zetten. De elektriciteit die door het systeem wordt geproduceerd kan worden afgezet op het landelijke elektriciteitsnet. Warmte moet echter lokaal worden gebruikt wat betekent dat voldoende afzet potentieel in de directe omgeving een vereiste is. De afzet mogelijkheid van warmte wordt bepaald door de warmtebehoefte van glastuinbouw in de directe omgeving. De maximale afstand waarop levering kan plaatsvinden is afhankelijk van de hoeveelheid warmte die een tuinder bereid is af te nemen, om de kosten niet te veel uit de hand te laten lopen moet gedacht worden aan een afstand van maximaal een kilometer. Na productie van elektriciteit zijn er twee stromen restwarmte

- Stroom 1 met een temperatuur van ca. 60 °C
- Stroom 2 met een temperatuur van ca 45 °C (condensator.warmte)

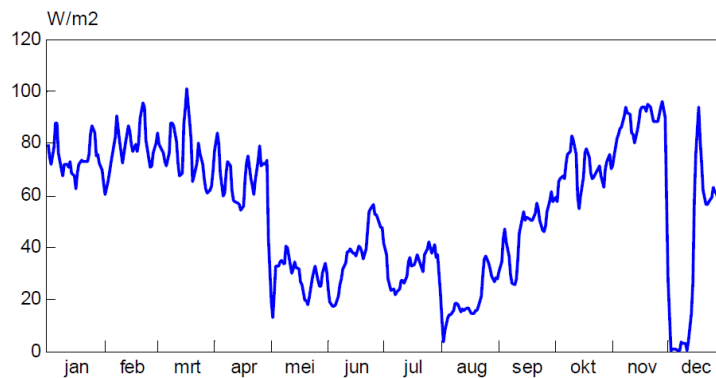
Deze warmte zal voor een groot deel uitgekoppeld kunnen worden en worden geleverd aan tuinbouwbedrijven.

Er moet hierbij rekening worden gehouden met het verloop van de warmtevraag gedurende het jaar. De warmtebehoefte van bijvoorbeeld komkommers heeft een daggemiddeld vermogen van 3 tot 100 W/m². De basislast bedraagt gedurende de winter circa 60 W/m², gedurende de zomer neemt deze waarde af tot ongeveer een derde van dit vermogen. Nb. 1 W/m² basislast gedurende een geheel jaar (8780 uur), correspondeert met een gas verbruik van 1m³/m²/jaar.



Temperatuurgradient in de Nederlandse bodem. De verhoogde gradiënt geldt voor noord Nederland en gaat waarschijnlijk niet op in Oostland.

Bij een glastuinbouwareaal van 40 ha kan er gedurende de winter 24 en tijdens de zomer 8 MWth worden afgezet. Wanneer, zoals in deze casus, wordt uitgegaan van een geothermiebron van 14,8 MW blijft er ca. 9 MW over voor warmtelevering na elektriciteitsproductie.



Daggemiddelde warmtevraag voor komkommerteelt

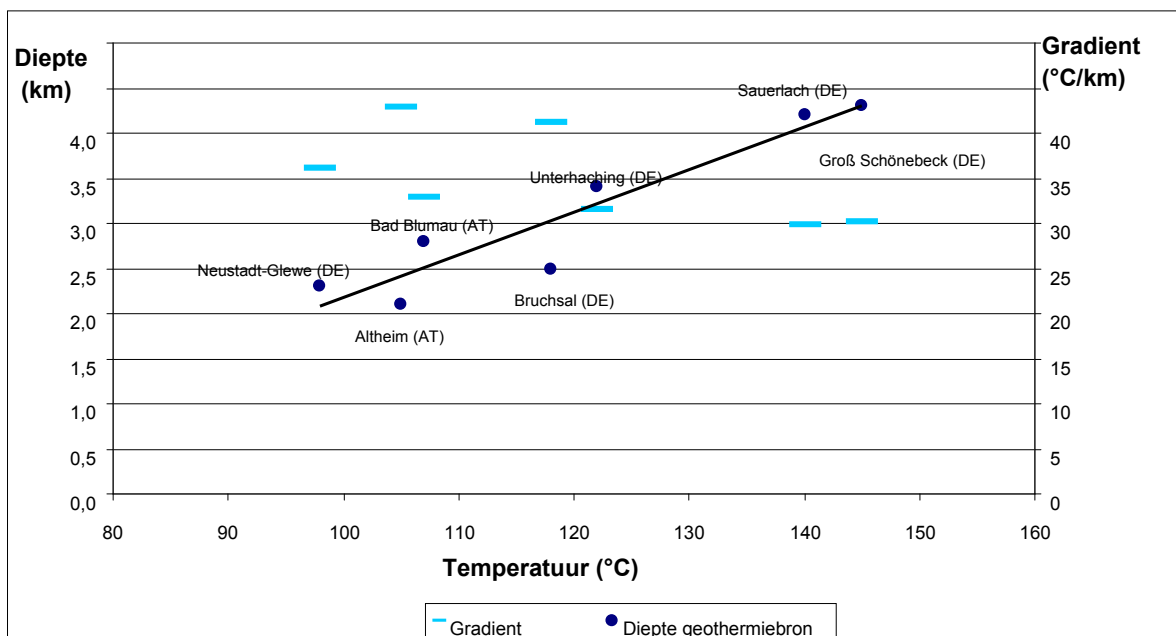
Wanneer rekening gehouden wordt met de invloed van “Het nieuwe telen” kan er meer lage temperatuurwarmte benut worden. Tegelijkertijd is de warmtevraag per hectare kleiner waardoor er een veel groter areaal aan glastuinbouw aangesloten kan en moet worden. Vanuit het oogpunt van een rendabele geothermie exploitatie is voldoende warmteafzet capaciteit cruciaal.

3 Vergelijkbare projecten

Voor de uitwerking van de bovengrondse installatie is gekeken naar bestaande en geplande installaties voor productie van elektriciteit uit geothermie. Daarbij is gekeken naar projecten in omliggende landen die vergelijkbaar zijn met de situatie in Oostland. Hierbij gaat het om de diepte, debiet en beschikbare temperatuur van de geothermie projecten.

Specifiek is er gekeken naar de volgende installaties:

	Húsavík (IJsland)	Neustadt	Landau	Bruchsal	Unterhaching	Sauerlach	Schönebeck
Jaar van inbedrijfstelling	2000	2003	2007	2008	2009	2011*	N/A
Gekozen technologie	Kalina	ORC	ORC	Kalina	Kalina	N/A	ORC
Configuratie	serie-parallel	serie-parallel	serie	-	parallel	serie-parallel	-
Max. boordiepte (m)	1000	2340	3300	2540	3580	4250	4400
Bron temperatuur (°C)	121	95	159	120	122	140	149
Debiet(m³/u)	320	max 100	250	86	540	400	N/A
Bruto productie MWe	0 tot 1.9	0 tot 0.15	3.0	0.55*	0 tot 4.1	5.0*	0.50*
MWth	0 tot 41	0 tot 6.0	5.1	-	0 tot 38	4.0*	-
Kosten installatie (€ ×10⁶)	4	0.95	N/A	N/A	16	N/A	-
Reservoir enhancement	Nee	Ja	Ja	Nee	Ja	Ja	Ja
Leverancier electricieits-centrale	Exorka Int.	GMK	Ormat	Siemens	Siemens	N/A	-



3.1.1 Húsavík

In IJsland zijn beschikbare temperaturen beschikbaar op relatief geringe dieptes. De boordiepte is daardoor onvergelijkbaar met de situatie in Oostland. De temperatuur van 120 °C waarop de installatie werkt maakt het project desondanks interessant.

De installatie is gelegen in Hveravellir 20 km ten zuiden van Húsavík waar, vanaf 1970 wordt hier bronwater gebruikt voor verwarming. In 1974 is de eerste boring gedaan en in de loop van tijd is het systeem uitgebreid met nog vier boringen. In 1998 is het systeem gereviseerd waardoor er minder verliezen optreden tijdens transport en distributie. Ondanks het geologisch onderzoek produceren drie van de vijf veel slechter dan verwacht en zijn er twee niet meer in gebruik. De boordiepte varieert van 400 tot 1000 meter en er zijn geen retourputten geboord en temperaturen variëren van 100 tot 128 °C.

Om elektriciteit te produceren is in 2000 een Kalina installatie geïnstalleerd. Na in bedrijfsstelling ontstonden er al snel problemen bij de separator waardoor er schade ontstond in de turbine door de aanwezigheid van grote waterdruppels. Daarnaast presteerde de condensor minder dan verwacht ondanks meer dan voldoende koelwater wat opgelost is door vergroting van het warmtewisselend oppervlak).

Naast deze problemen waren er verschillende lekkages totdat in mei 2002 de turbine vanwege corrosie stilgezet moest worden. Sinds de vervanging van de turbine in 2004 draait de installatie zonder problemen.

De installatie produceert 20% meer elektriciteit dan een ORC onder gelijkwaardige omstandigheden had gekund. Toch is de elektriciteitsproductie lager dan verwacht doordat de geothermiebron een iets lagere temperatuur produceert dan van tevoren was aangenomen.

3.1.2 Neustadt-Glewe

De ondergrond in Duitsland is beter te vergelijken met de Nederlandse bodem dan de IJslandse situatie. In Neustadt-Glewe wordt water onttrokken van een diepte van 2250 meter diepte met een temperatuur van 95 °C. De bron produceert 6 MW nadat het debiet is vergroot door de dosering van zoutzuur. Naast de 6 MW van de geothermiebron wordt er 5 MW geproduceerd door middel van gasketels om de piekvraag in te vullen.

Het doublet is operationeel sinds 1995 en in 2003 is de installatie uitgebreid met een ORC-module. Dit is met name gedaan om het gebrek aan warmtevraag te compenseren in de zomermaanden wat de economische en technische benutting van de bron bemoeilijkte.

De ORC module heeft een capaciteit van 210 kWe en wordt gevoed met een constante temperatuur vanaf de geothermiebron, bij een toename van de warmtevraag door de woningen wordt het debiet dat naar de ORC wordt gestuurd verkleind waardoor de temperatuur van het warmtenet toeneemt bij een gelijkblijvend debiet.

Doordat het debiet en de temperatuur van de geothermiebron (98 °C) lager was dan de ontwerp temperatuur (110 °C) is de opbrengst lager dan verwacht. Gedurende de zomer van 2004 was de gemiddelde brutoproductie 115 kWe. Omdat het eigen gebruik van de installatie 110-120 kWe bedraagt was de netto productie af en toe zelfs negatief.

De installatie in Neustadt-Glewe is nog steeds onderwerp van onderzoek en optimalisatie en kan beter beschouwd worden als een onderzoeksproject dan als een poging op een rendabele manier geothermie te exploiteren.

3.1.3 Landau

Door de hoge temperatuurgradiënt in Landau kan een temperatuur van 160 °C worden opgepompt van een diepte van slechts 3300 meter. De warmte die geproduceerd wordt, wordt ingezet in een ORC en aangeboden aan een warmtenet.

Het doublet is geboord in de periode 2005-2006. Bij de tweede boring is de boorkop vastgelopen op een diepte van 3170 meter.

Omdat deze diepte in principe voldoende was een alternatief boortraject niet nodig. Na testen bleek dat de bron een debiet van 250 m³/uur kon produceren.

In november 2007 is de ORC-module geïnstalleerd met een vermogen van 3 MWe. Vanaf januari 2008 is deze installatie volledig operationeel. Voor het warmtenet blijft een temperatuur over van 70 °C dat door het warmtenet nog 20 °C extra wordt uitgeoeld. Daarmee is er 5 MWth beschikbaar voor het warmtenet.

Problemen ontstonden in augustus 2009 toen de installatie stil werd gezet na een aardbeving van 2.7 op de schaal van Richter. In september 2009 is de installatie weer in werking gezet, maar op een gereduceerd vermogen. Sindsdien is er een discussie tussen de geologen van Geox (de exploitant) en de overheid over de relatie tussen het project en deze aardbeving.

Naast de beperkingen in productiecapaciteit is Geox verplicht om de risico's van een aardbeving te verzekeren met een dekking van 50 mio euro.

3.1.4 *Bruchsal*

De eerste geothermieboringen in Bruchsal zijn gedaan in 1983-1985 op dieptes van 1932 en 2542 meter. Hiermee konden temperaturen worden gewonnen van 112-115 °C. Door problemen met neerslag en de agressieve eigenschappen van het brijn is het project in 1990 stopgezet.

In 2001 is het project opnieuw in ganggezet, ditmaal met als doel de productie van elektriciteit. Na problemen met (kalk)neerslag door verkeerde zoutzuur dosering bezweek het brijn circuit in januari 2003 door plotselinge drukfluctuaties. Bij nieuwe testen in 2005 bleek de bron 86 m³/uur te kunnen leveren met een temperatuur van 120 °C. In 2007 werd Siemens geselecteerd om een Kalina systeem te leveren waarvan in 2008 de constructie begon. Het is niet bekend of en hoe de installatie inmiddels presteert.

3.1.5 *Unterhaching*

In Unterhaching nabij München wordt water van 122 °C gewonnen op een diepte van 3350 meter. Deze warmte wordt gebruikt voor elektriciteitsproductie in een Kalina-cyclus en stadsverwarming.

Het doublet is geconstrueerd in 2004, waarbij tijdens het boren verschillende problemen optraden. De eerste casing van de eerste boring was onbruikbaar door slechte cementatie. Met het plaatsen van een nieuwe kleinere casing in het boorgat is dit probleem verholpen, maar het project liep hierbij een vertraging op van 3 maanden. Hierna liep de boorkop vast op een diepte van 3 km en een parallel boortraject moest worden gevolgd. De tweede boring op een bovengrondse afstand van 3,5 km verliep minder problematisch al kon het oorspronkelijke boortraject niet worden gevolgd.

Na bronstimulatie met zoutzuur kon een debiet van 540 m³/uur worden bereikt wat ver boven verwachting was. De injectiebron had zelfs een temperatuur van 133 °C maar vanwege de risico's is besloten om de stroomrichting niet te veranderen.

In het stadsverwarmingsnet wordt het water uitgeoeld tot 60 °C, dit betekent dat er maximaal 38 MWth beschikbaar is voor warmtelevering. De warmte die niet nodig is voor verwarming wordt gebruikt voor elektriciteitsproductie in de Kalina-installatie. Omdat de retourtemperatuur van deze installatie 60 °C bedraagt kan de warmte niet meer gebruikt worden in het warmtenet. In de uitgangssituatie wordt circa 1/6^{de} deel van de warmte gebruikt voor het warmtenet en is wat overblijft voor de Kalina-installatie.

De maximale capaciteit van de installatie bedraagt 4,1 MWe met een gemiddeld vermogen van 3,36 MWe. De eerste elektriciteit werd 2008 aan het net geleverd. Hierna ontstonden verschillende problemen als gevolg van lekkages in de warmtewisselaars. Sinds 2009 is de installatie volledige operationeel.

3.1.6 *Sauerlach*

De installatie in Sauerlach nabij München is nog in ontwikkeling. De productieput op 4230 meter levert water met een debiet van 400 m³/uur en een temperatuur die met 140 °C, iets hoger is dan verwacht. De geplande elektriciteitscentrale is ontworpen op een elektrisch vermogen van 5 MW_e, daarnaast is er 4 MW_{th} beschikbaar voor verwarming.

Het oorspronkelijke plan in Sauerlach bestond uit het boren van één a twee productieputten en daarnaast één a twee retourputten. Hierbij was aangenomen dat één doublet 432 m³/uur zou kunnen leveren. Na het boren van het eerste doublet bleek dat de retourput de beperkende factor was. Een tweede injectieput was daarom noodzakelijk om voldoende debiet te bereiken. De extra put was echter niet voldoende om het oorspronkelijk geplande debiet in zijn geheel te behalen. Desondanks is er besloten om niet alsnog een vierde put te boren.

Het boren van de drie putten heeft geduurd van 2007 tot 2009 met een vertraging van drie maanden. De vertragingen ontstonden door trillingen, slijtage van de boorkop en de aanwezigheid van erg broos gesteente op 3500 meter diepte. Hierdoor moest een deel van de boring op nieuw worden gedaan. Door de ontstane problemen zijn de boorkosten opgelopen tot € 35 miljoen.

De elektriciteitscentrale zal serie-parallel geschakeld worden met het warmtenet. Oorspronkelijk zou Siemens een Kalina-installatie leveren. Maar omdat Siemens zich inmiddels heeft teruggetrokken uit geothermie en Kalina wordt een nieuwe leverancier gezocht.

3.1.7 *Groß Schönebeck*

Op veel plaatsen kunnen temperaturen hoog genoeg voor elektriciteitsproductie alleen worden gevonden op grote diepte (> 3000 meter). Op deze diepte is de doorlatendheid van de bodem meestal onvoldoende om een debiet te bereiken dat nodig is voor economisch rendabele exploitatie. Om dit probleem te onderzoeken is het geothermische 'laboratorium' in Groß Schönebeck geïnstalleerd. Hiervoor is gebruik gemaakt van een oude exploratieput voor aardgas. Met een diepte van 4240 meter. Het voornaamste doel was het vinden van een geschikte techniek om de bronnen ondergronds te stimuleren. Daarnaast is er het afgeleide doel om een pilot-installatie op te zetten voor elektriciteitsproductie.

Bij de start van het project is de negen jaar eerder afgesloten put heropend en uitgediept tot 4294 meter. De temperatuur die op deze diepte gemeten werd bedroeg 149 °C. Om de put te heropenen moesten drie betonnenpluggen met een lengte van 100 meter doorboord worden, dit was veel goedkoper dan het boren van een nieuwe bron. De constructie van de bron wordt een 'open-hole' genoemd omdat er de laatste 400 meter geen casing aanwezig is. In 2002 zijn de eerste bronstimulatie experimenten uitgevoerd door middel van fracturing in combinatie met visceuzegel om gevormde scheuren te stutten.

Om een doublet te vormen is in 2006 een tweede put geboord met een diepte van 4400 meter. In 2007 is er een serie van drie stimulatie experimenten op deze bron begonnen. Zodra het doublet naar behoren functioneert met de tweede put als productiebron zal een ORC-module worden geïnstalleerd.

4 Techniek

Bij traditionele elektriciteitscentrales zijn vanuit de verbranding van kolen hoge temperaturen van boven de 1500 °C beschikbaar. Deze hoge temperatuur wordt gebruikt om stoom te produceren waarmee een stoomturbine kan worden aangedreven. Deze techniek staat bekend als stoom of Rankinecyclus. De vanuit geothermie beschikbare temperatuur is relatief laag vergeleken met de temperaturen die gebruikt worden bij conventionele elektriciteitsproductie. Om deze lage temperatuur maximaal te benutten zijn er verschillende alternatieve technieken ontwikkeld.

Afhankelijk van de beschikbare temperaturen worden in de praktijk verschillende type installaties gebruikt. De oudste techniek die het meest lijkt op de conventionele manier van elektriciteit maken is de 'dry steam' techniek. Hierbij wordt stoom van meer dan 150 °C gewonnen vanuit de ondergrond. Deze stoom wordt vervolgens gebruikt om een turbine in beweging te brengen. De tegenwoordig meest gebruikte techniek is echter de zogenaamde 'flash steam' techniek. Hierbij wordt water van 180 °C of meer onder druk opgepompt. Bovengronds als de druk verlaagt wordt begint deze stroom direct te koken (flashen) waarna deze stoom door een turbine geleid kan worden.

Bij lagere temperaturen kan de warmte van het water eerst worden overgedragen op een ander werkmedium, dit zijn de zogenaamde binaire systemen. Bij de keuze van een alternatief werkmedium wordt gekeken naar vloeistoffen die een kookpunt hebben dat lager ligt dan dat van water.

Organic Rankine Cyclus

De organic rankine cyclus is de meest gebruikte techniek om lage temperaturen te gebruiken en lijkt sterk op de conventionele stoomcyclus. In deze systemen wordt een organisch middel gebruikt als werkmedium in de "stoomcyclus". ORC systemen worden toegepast bij temperaturen vanaf circa 100 °C tot circa 350 °C. Hierbij moet aangetekend worden dat een hogere temperatuur betere rendementen biedt, temperaturen van beneden 100 °C zijn mogelijk, maar in de regel niet rendabel.

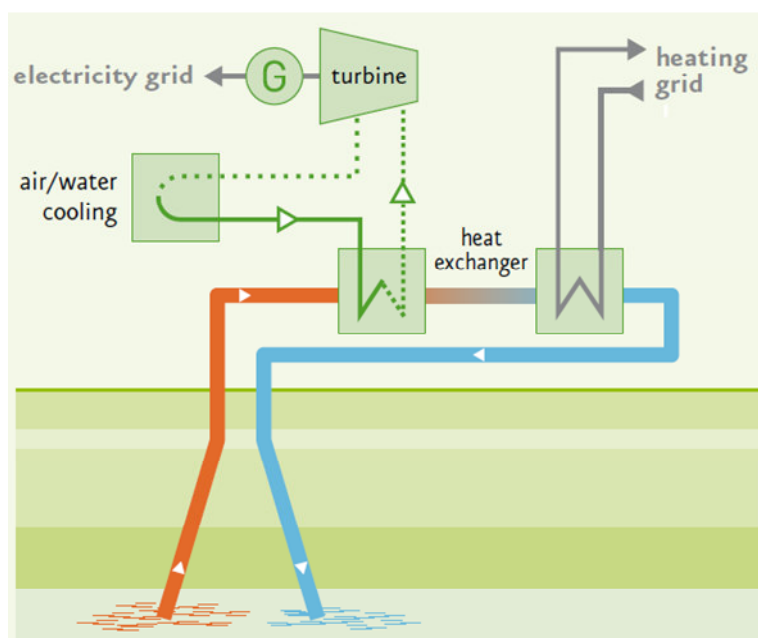
Kalina cyclus

De Kalina cyclus maakt gebruik van een mengsel van ammoniak en water als werkmedium. De techniek is ontwikkeld in de jaren tachtig en biedt bij temperaturen onder de 120-130 °C een iets hoger rendement dan een ORC. Dit wordt bereikt doordat het kookpunt van het mengsel variabel te regelen is door aanpassing van het mengsel. Nadeel van deze techniek is de complexere en duurdere installatie die nodig is. De beschikbaarheid van de techniek is beperkt ten opzichte van de ORC, vooral doordat er maar enkele bedrijven zijn die een licentie hebben om met deze techniek te werken.

5 Ontwerp installatie Oostland

Vanuit de bevindingen uit de projecten die in hoofdstuk 4 zijn bekeken is een globaal ontwerp gemaakt voor een installatie in Oostland. Hierbij wordt uitgegaan van een bron met een temperatuur van 120 °C (circa 3500 meter diepte) en een debiet van 150 m³/uur. Onder deze condities kan de bron bij een retourtemperatuur van 35 °C ca 14,8 MWth produceren.

De focus van het ontwerp ligt primair op de productie van elektriciteit en secundair op warmtelevering aan glastuinbouw. De keuze van techniek en het ontwerp van het processchema is hierop gebaseerd.

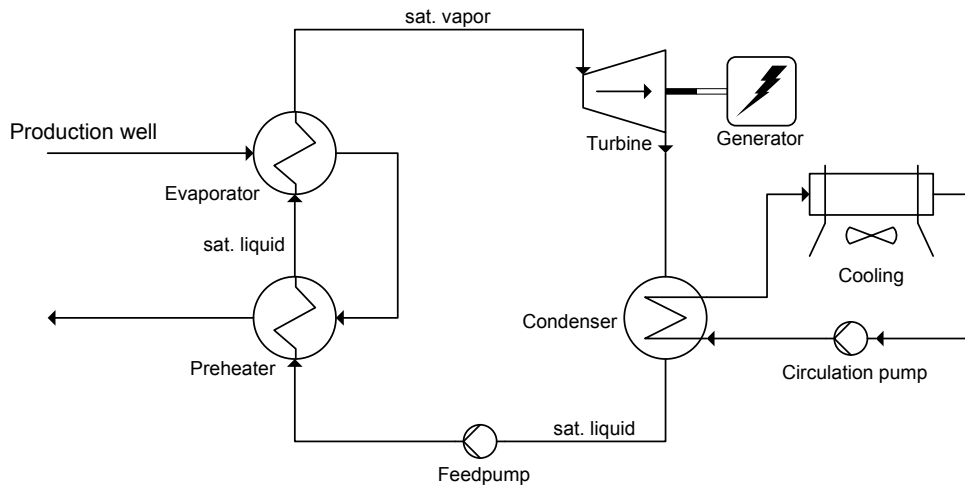


5.1 Techniek

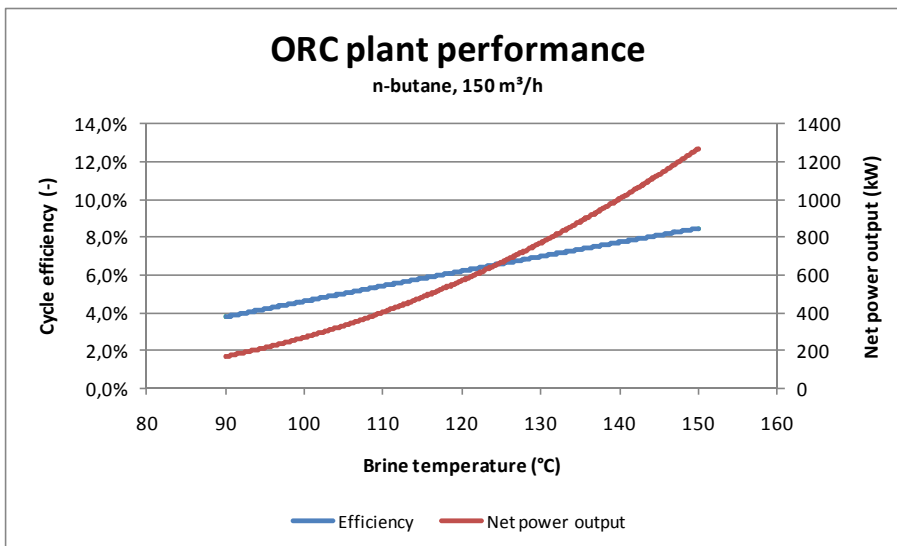
Op basis van de gegeven temperatuur zijn er twee technieken geschikt voor het Trias project, namelijk Kalina en ORC. In het ontwerp voor Oostland is gekozen voor de ORC-techniek. Ondanks het iets lagere elektrisch-rendement is deze techniek beter geschikt omdat de techniek verder is doorontwikkeld en betrouwbaarder is.

Het processchema van de ORC is afgebeeld in onderstaande figuur. De warmte van de geothermiebron wordt overgedragen aan het werkmedium in de preheater en de evaporator, hierbij bereikt het middel een temperatuur van ongeveer 70 °C. In werkelijkheid vormen de evaporator en de preheater samen één warmtewisselaar, voor het bepalen van het rendement zijn beide echter los gemodelleerd. Het verdampte werkmedium wordt vervolgens geëxpandeerd in de turbine die de as van de generator aandrijft die de elektriciteit produceert.

Nadat het medium de turbine heeft verlaten bedraagt de temperatuur nog 50-55 °C. Om het middel te laten condenseren wordt het in de condensor teruggekoeld tot 20-30 °C waarna het weer geschikt is om opnieuw de cyclus te doorlopen. Om de condensor te koelen wordt uitgegaan van een koelmedium met een temperatuur van maximaal 25 °C.



Wanneer er voor n-butaan wordt gekozen als werkmedium ziet het verwachte elektrisch rendement van de ORC uit zoals in onderstaande afbeelding. Voor een temperatuur van 120 °C kan er een rendement van 6,6% worden verwacht. Omdat de installatie een deel van de geproduceerde elektriciteit nodig heeft voor de eigen pompen blijft er netto 6,2% over. Bij een warmte verbruik van 8,7 MWth betekent dit dat er 540 kWe beschikbaar zal zijn.



Na productie van elektriciteit zijn er twee hoofdstromen restwarmte over:

- Stroom 1 met een temperatuur van ca. 60 °C (brijncircuit geothermiebron)
- Stroom 2 met een temperatuur van ca. 45 °C (condensorwarmte)

De mogelijkheden voor nuttige aanwending van Stroom 2 zijn vanwege de lage temperatuur van maximaal 45 graden beperkter dan Stroom 1. Een kans hierbij biedt de ontwikkeling in LT verwarmingstechnieken in de glastuinbouw zie 5.2.

5.2 Schakeling

Omdat de focus van het ontwerp ligt bij de elektriciteitsproductie is er in het ontwerp uitgegaan van een serieschakeling met het warmtenet. Dit betekent dat de warmte van de geothermiebron eerst volledig wordt ingezet voor de productie van elektriciteit in de ORC-installatie.

De warmte onder de 60 °C die hierbij niet benut kan worden wordt vervolgens geleverd aan het warmtenet ten behoeve van de verwarming van glastuinbouw. Wanneer de geothermiebron wordt uitgeoeld tot 35 °C is er 6 MWth beschikbaar (Stroom 1).

Daarnaast wordt er in het ontwerp vanuit gegaan dat een deel van de warmte die in de ORC installatie niet kan worden omgezet in elektriciteit en moet worden weggekoeld in de condensers beschikbaar is voor een tweede warmtenet op maximaal 45 °C (Stroom 2). Deze temperaturen zijn voldoende om tijdens de winterperiode te voorzien in de warmtebehoefte door middel van lage temperatuur verwarming in de kas. Er wordt aangenomen dat deze warmtestroom kan worden uitgekoeld tot 30 °C. Deze stroom van LT-warmte zal circa 3 MWth groot zijn. Als voorbeeld is het mogelijk gebleken om in de “open kas” van Themato waarin luchtbehandelingskasten zijn geïnstalleerd (t.b.v. buitenluchtaanzuiging, verwarming, ontvochtiging, ventilatie), met temperaturen beneden de 45 graden, de relatief koude winter van 2009/2010 door te komen. Dit is het eerste praktijkbedrijf waarin de haalbaarheid van de doelstellingen van “Het Nieuwe Telen” zijn aangetoond.

De bovengenoemde schakeling maakt het mogelijk om een maximale hoeveelheid elektriciteit te produceren. Tijdens onderhoudswerkzaamheden of tijdens een piek in de warmtevraag kan de warmte via een bypass direct op het net geleverd worden zonder elektriciteit te produceren. Dit garandeert de maximale beschikbaarheid van warmte aan de afnemers.

6 Economie

Ten behoeve van het bepalen van de economische haalbaarheid van het project is er gekeken naar de benodigde investeringen, bestaande subsidie mogelijkheden en de verwachte opbrengsten. Om de waarde van het project te bepalen is de rentabiliteit bepaald met de netto contante waarde methode. Daarnaast is voor vergelijk met andere projecten de eenvoudige terugverdientijd van het project bepaald.

Uitgangspunten bij deze berekeningen zijn:

- Een geothermiebron op 3500 meter diepte met een debiet en temperatuur van 150 m³/uur en 120 °C. In de berekeningen is er van uitgegaan dat de bron tot 35 °C wordt uitgeoeld.
- De levensduur van de bovengrondse installaties is 15 jaar, de ondergrondse installaties hebben een levensduur van 30 jaar, dit is conform de uitgangspunten bij geothermieprojecten.
- Afschrijving: de geothermiebronnen hebben waarschijnlijk een technische en economische levensduur van meer dan 30 jaar. Ondanks de afschrijvingstermijn van 30 jaar wordt de financiering van de bronnen afgelost in 15 jaar. Na deze periode hebben de bronnen een restwaarde van 50%. In hoeverre banken op dit moment bereid zijn een financiering te verstrekken voor het project met een looptijd gelijk aan de hierboven gegeven afschrijvingstermijn is onzeker. Ten aanzien van dit project is er behoefte aan een aangepaste (cq. innovatieve) manier van financiering.
- Het financiële model gaat uit van 20% financiering met eigen vermogen en een vereist rendement op eigen vermogen van 15%. De rente op het externe vermogen is 6,5%.
- In dit onderzoek is de EIA regeling meegenomen als investeringssubsidie van 11,1% (44% van een belasting tarief van 25,5%).
- Beschikbaarheid van MEI subsidie €1.500.000,-
- De inflatie bedraagt 2,5% per jaar.
- Als referentie is uitgegaan van een aardgasprijs van 0,22 €/m³. Er is in de referentie geen rekening gehouden met rendementsverliezen en kosten van gasinstallaties.
- Aangenomen wordt dat 33% van de aan de ORC toegevoerde warmte kan worden herbenut voor LT-warmtelevering, deze warmte komt vrij bij een temperatuur van 40-45 °C. Het elektrisch rendement van de ORC installatie bedraagt 6.2%.
- Bij de berekening van de premie voor de verzekering tegen misboren is uitgegaan van een verzekerd bedrag van max. € 7 miljoen. Dit bedrag is gebaseerd op de voorwaarden van de SEI regeling. Deze dekking is voldoende voor ongeveer 50% van de boorkosten. Voor de overige 50% zal een nieuwe verzekeringsconstructie moeten worden opgezet. Hiervoor zijn in deze raming geen kosten opgenomen.

6.1 Investeringskosten

De kosten om een geothermiedoublet in combinatie met een ORC te ontwikkelen bedragen circa 16,6 M€. Hiervan is het leeuwendeel voor de geothermiebron en bedragen de kosten voor de ORC installatie slechts 10% van het investeringsbedrag.

In deze investeringsraming zijn nog geen kosten meegenomen voor de aanleg van een warmtenet naar de betrokken tuinbouwbedrijven. Er is aangenomen dat er geen extra kosten zijn voor de aanleg van een eigen elektriciteitsnet.

CAPEX		
Boren en bronstimulatie	€	15.750.000
SEI-premie	€	416.500
Pompen	€	250.000
Planning and engineering	€	917.286
Brijn circuit	€	525.000
ORC-installatie	€	1.320.728
Warmtewisselaars warmtenet	€	250.000
Infrastructuur en gebouwen	€	500.000
Elektriciteitsnet	€	0
Totale investeringen	€	19.929.514

In dit overzicht is exclusief MEI-subsidie en er is nog geen rekening gehouden met energie investeringsaftrek. Na aftrek van subsidies (MEI, EIA) is er een kapitaalbehoefte van 16,3 M€. (Subsidies en energie investeringsaftrek worden uitgebreider beschreven in paragraaf 6.4)

Investeringsom	€	19.929.514
Subsidies en EIA	€	3.636.432
Vereist kapitaal	€	16.293.082

In de gehanteerde methodiek in dit rapport wordt uitgegaan van 20% geïnvesteerd eigen vermogen en 80% vreemd vermogen. Het benodigde kapitaal is na aftrek van de subsidies:

Vereist kapitaal	€	16.293.082
Eigen vermogen (20% van € 16,3 miljoen)	€	3.258.616
Lening (80% van € 16,3 miljoen)	€	13.034.466

6.2 Exploitatie

Voor de inschatting van de exploitatie-inkomsten is uitgegaan van 95% beschikbaarheid van de ORC installatie en een netto elektriciteitsproductie van 540 kWe. Nb. 95% beschikbaarheid betekent dat de installatie gedurende 5% (438 uur/jaar) geen elektriciteit kan produceren als gevolg van storingen, onderhoud, etc.)

De inkooprij van elektriciteit voor de geothermiebronnen is gesteld op 7 €/kWh, de verkoopprijs exclusief SDE+ subsidie bedraagt 5,6 €/kWh. Dit verschil wordt veroorzaakt door de aan de netbeheerder verschuldigde transportkosten.

De inkomsten van het project bestaan uit twee delen. Dit zijn de inkomsten uit de verkoop van warmte (1,9 M€/jaar), en de inkomsten uit de verkoop van elektriciteit (0,7 M€/jaar).

De opbrengst van een kilowattuur elektriciteit wordt bepaald door het SDE+ plafond. In de SDE+ systematiek wordt subsidie toegekend als aanvulling op de verkoopprijs van elektriciteit. De hoogte van dit bedrag is het SDE+ plafond min de opbrengst uit elektriciteitsverkoop. In de nieuwe SDE+ regeling wordt de subsidie in vier tranches aangeboden met plafonds van maximaal 0,09, 0,11, 0,13 en 0,15 €/kWh. Het totale budget voor SDE+ is beperkt, het is daarom onzeker of in een bepaald jaar het maximale subsidie plafond van 0,15 €/kWh aangeboden wordt.

De opbrengst van warmte is gebaseerd op een vaste prijs van 0,22 €/m³ aardgas equivalent. Er is in deze prijs geen rekening gehouden met seizoensafhankelijke vraag of een prijs die afhankelijk is van het aangeboden temperatuurniveau. Deze prijs is nu in lijn met de huidige marktprijzen voor aardgas.

Deze prijs is mogelijk aan de hoge kant wanneer de vergelijking wordt gemaakt met WKK. Dit is afhankelijk van de inzet mogelijkheden van WKK (plateau-uren, aantal draaiuren en gascontracten). Onder vergelijkbare omstandigheden (vollastproductie, 8300 uur/jaar) kan warmte vanuit WKK geleverd worden voor bedragen van circa 0,2 €/m³ a.e.

De opbrengst van vermeden CO₂-emissies is geraamd op 10€/ton vermeden CO₂. Op dit moment is de handelsprijs circa 15 €/ton, de prijsontwikkeling van deze rechten is erg volatiel en onzeker. Daarom kan wordt er op dit moment geen hogere waarde aan toegekend.

Inkomsten		
Netto elektriciteitsproductie	kW	542
Vollasturen	h	8322
Elektriciteitsprijs (inkoop)	€/kWh	0,07
Elektriciteitsprijs (verkoop)	€/kWh	0,056
SDE+ subsidieplafond	€/kWh	0,15
Inkomsten vanuit elektriciteit	€/jaar	658.828
<hr/>		
Warmtelevering	MW	9,0
Calorische waarde aardgas (HHV)	MJ/m ³	35,17
Gas prijs	€/m ³	0,22
Vollasturen	h	8760
Vermeden gasverbruik	m ³ /jaar	8.066.629
Vermeden gas kosten	€/jaar	1.774.658
CO2 emissiefactor aardgas	kg/GJ	56,7
CO2 emissieprijs	€/t	10
Vermeden CO2 emissies	t/jaar	16.086
Vermeden CO2 emissiekosten	€/jaar	160.860
Inkomsten uit warmte	€/jaar	1.935.518
<hr/>		
Totale inkomsten	€/jaar	2.594.346

De kosten om de installatie te laten functioneren (OPEX) zijn 0,4 M€/jaar. Hoe deze kosten zijn opgebouwd is te zien in onderstaande tabel. In de OPEX zijn nog geen financieringslasten meegenomen.

OPEX		
Verbruik pompen	€/jaar	306.600

ORC-instalallatie O&M	€/jaar	66.036
Warmtewisselaars O&M	€/jaar	5.000
Verzekeringen	€/jaar	37.526
Totale operationele kosten	€/jaar	415.162

Bij deze aannames is er een jaarlijkse kasstroom / operationeel resultaat (EBITDA) te verwachten van € 2,2 miljoen. Hierin zijn nog geen financieringskosten, afschrijving en belasting verwerkt.

Totale inkomsten	€	2.594.346
Kosten operationeel	€	-415.162
EBITDA	€	2.179.184

6.3 Kapitaalkosten

Bij geothermieprojecten zijn de kosten als gevolg van de grote investeringen doorgaans de grootste kostenpost. Om de jaarlijkse winst van het project te bepalen moeten de rente en aflossing van deze financiering nog van de EBITDA worden afgetrokken.

In paragraaf 6.1 is bepaald dat er een lening van € 13 miljoen nodig is. De kosten van deze lening, bij een rentepercentage van 6,5% en een lineaire aflossing in 15 jaar bedragen in het eerste jaar € 1.7 miljoen.

Rente (eerste jaar)	€	847.240
Aflossing	€	868.964
Totale kapitaalkosten (eerste jaar)	€	1.716.205

De kapitaalkosten nemen gedurende de looptijd af doordat de lening wordt ingelost, hierdoor neemt de verschuldigde rente ieder jaar af met € 57.000.

Totale inkomsten	€	2.594.346
Operationele kosten	€	-415.162
Kapitaal kosten	€	-1.716.205
Resultaat (1e jaar)	€	462.979

Dit betekent dat er in het eerste jaar een winst is van € 462.000 voor de eigenaar van het project. Deze winst moet worden gezien als een vergoeding voor het risicodragende eigen vermogen van € 3,3 miljoen. Omdat de lening wordt afgelost nemen de rentelasten gedurende de looptijd van het project af. Hierdoor neemt de jaarlijkse winst gedurende de looptijd van het project toe. Hierdoor kan er over de gehele looptijd worden voldaan aan de vereiste minimale interne rentevoet van 15% per jaar. Onder de gegeven aannames bedraagt deze 21%.

6.4 Eenvoudige terugverdiëntijd

Wanneer er geen onderscheid gemaakt wordt tussen eigen- en vreemdvermogen kan een eenvoudige terugverdiëntijd van het project worden bepaald. Hoewel deze methode minder nauwkeurig is, maakt hij eenvoudig vergelijkbaar met andere projecten beter mogelijk.

Om de terugverdiëntijd te bepalen moet gekeken worden naar het totale geïnvesteerd vermogen en de jaarlijkse opbrengst van het project. Het geïnvesteerd vermogen is geraamd in paragraaf 6.1 en is € 16,3 miljoen.

De verwachte jaarlijkse opbrengst van het project zijn de inkomsten (2,6 M€/jaar) uit de verkoop van elektriciteit en warmte min de kosten (0,4 M€/jaar) voor onderhoud, verzekeringen en het eigen energieverbruik. Dit bedrag is bepaald in paragraaf 6.2 en bedraagt € 2,2 miljoen.

De eenvoudige terugverdientijd kan worden bepaald door de totale investeringen te delen door de jaarlijkse EBITDA van € 2,2 miljoen te delen door de totale investeringssom van € 16,3 miljoen. Hieruit komt een eenvoudige terugverdientijd van 7,5 jaar.

6.5 Subsidies

Investeringsubsidies

Productie van duurzame energie wordt in Nederland gestimuleerd vanuit verschillende regelingen. De regelingen die relevant zijn voor het Trias project worden hieronder opgesomd.

In Nederland komen investeringen in energiebesparende maatregelen of in duurzame energiebronnen in aanmerking voor energie investeringsaftrek. Hierbij kan 44% van de investeringen ten laste worden gelegd van de belastbare winst. De EIA kan worden toegepast op de winsten van één jaar voor tot negen jaar na de investeringen.

De 'Marktintroductie energie-innovaties' (MEI) is een regeling waarbij 40% van de investeringskosten voor innovatieve energie systemen worden gesubsidieerd. Aan deze regeling is een maximum verbonden €1.5 miljoen. De MEI regeling kan worden gecombineerd met de EIA.

Exploitatiesubsidies

Vanaf 2011 kan elektriciteitsproductie vanuit geothermie in aanmerking komen voor SDE+ subsidie. Geothermie valt in de vrije categorie met een plafondbedrag van 0,15 €/kWh. Binnen de SDE systematiek betekent dit dat de subsidie is gekoppeld aan de (veronderstelde) elektriciteitsopbrengsten zodat de verkoop van elektriciteit plus de SDE+-subsidie samen het plafond bedrag opbrengen.

Naar verwachting zal er op langere termijn (2012) ook een subsidie worden toegekend aan duurzame warmte, de zogenaamde SDW. Subsidiebedragen en voorwaarden zijn nog niet bekend en in deze studie is er daarom nog geen rekening mee gehouden.

SEI Risico's dekken voor Aardwarmte

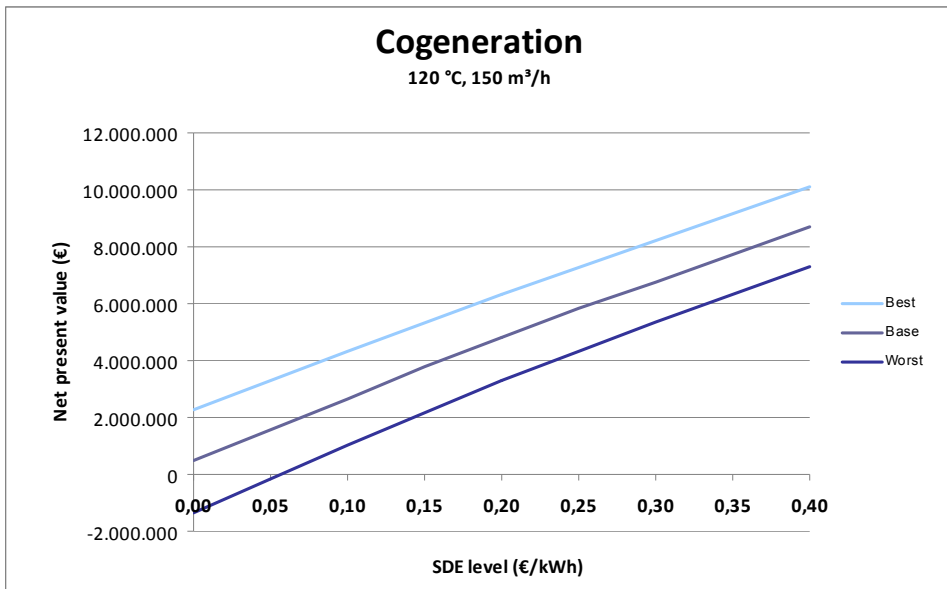
SEI Aardwarmte is de opvolger van de TERM-garantieregeling, deze regeling keert uit als er een vermogen wordt bereikt van minder dan 75% van de verwachte P90-waarde. Het uitgekeerde bedrag is maximaal 85% van de boorkosten met een maximum van 7.225.000 euro. De exacte uitkering is afhankelijk van het bereikte vermogen, de gemaakte kosten en de restwaarde van de put. De aanvrager mag het project stoppen als de eerste boring minder dan 75% van het verwachte (P90) vermogen oplevert.

Een goede inschatting van de geologische risico's is afhankelijk van het geologisch onderzoek. In de praktijk is inmiddels gebleken dat het mogelijk is om bij een goede inschatting van de risico's de risico's tegen een concurrerende premie te verzekeren bij een commerciële partij.

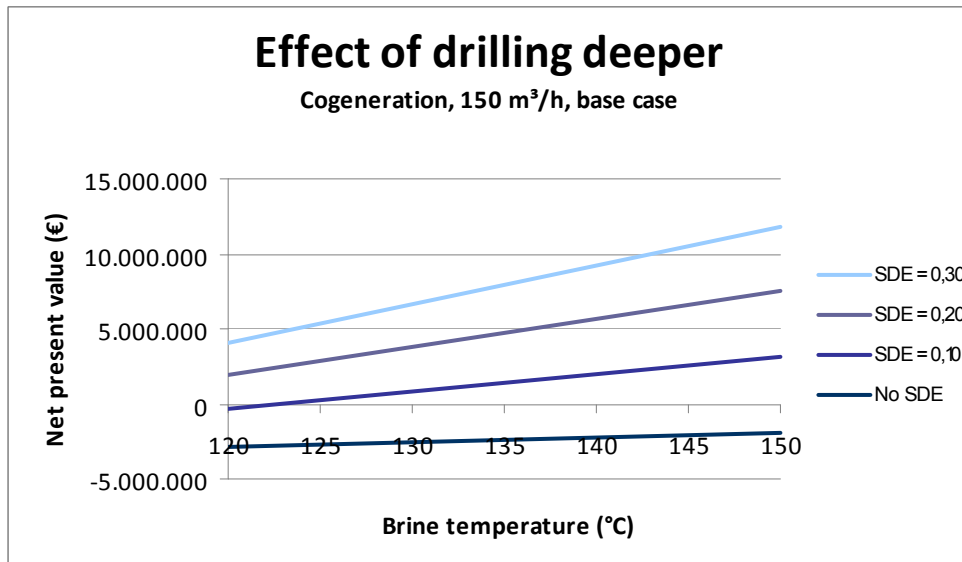
Subsidies		
MEI subsidie	€	1.500.000
SEI premie	€	0
EIA (energie investeringsaftrek), als 11% korting op de investeringen.	€	2.146.432
SDE+ maximumbedrag	€/kWh	0,15

6.6 Gevoeligheid

Voor een aantal belangrijke parameters is bekeken wat de invloed is op de rentabiliteit van het project. Allereerst is er bepaald wat de netto contante waarde van het project is. Dit is het basis scenario, daarnaast is gekeken wat het effect is van 20% betere, en 20% slechtere prestaties van het geothermiedoublet.

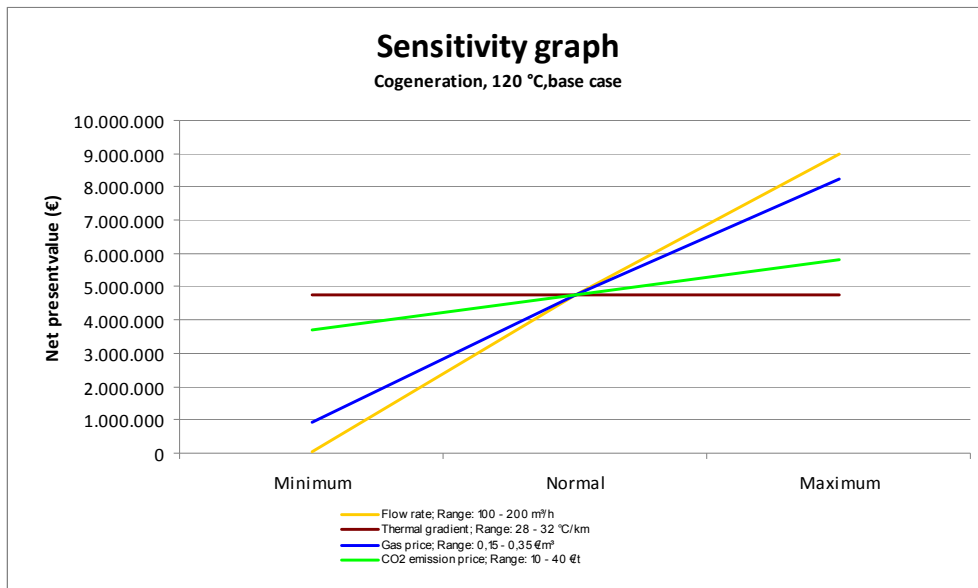


Hoewel het project is gericht op een boring op circa 3,5 km diepte in de Triaslaag is ook bekeken wat de invloed is van de putdiepte op het project. Hierbij is de aanname gedaan dat het debiet constant blijft.

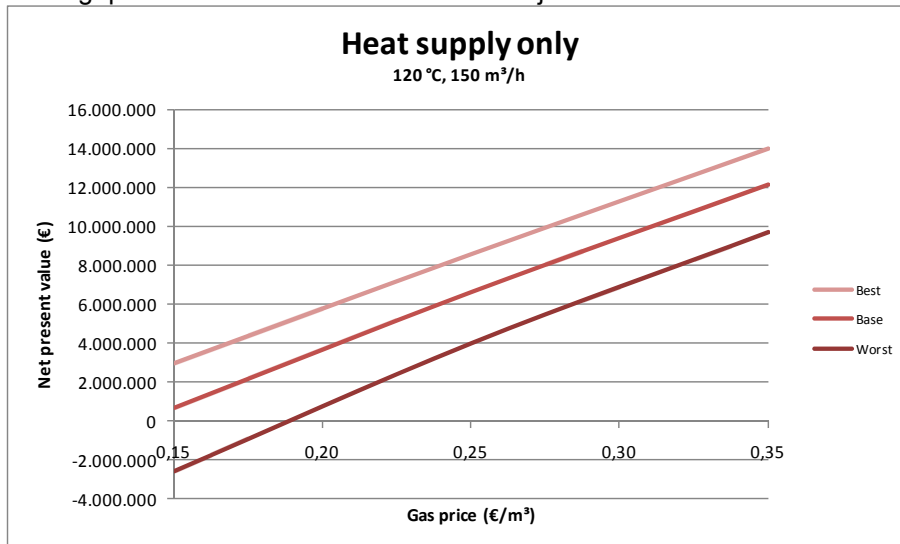


Hierna is gekeken wat het effect is van verschillende parameters op het resultaat van het project. Dit is gedaan door de waarde van een parameter te variëren terwijl de andere parameters

constant blijven op de uitgangswaarde die midden in dit bereik ligt.

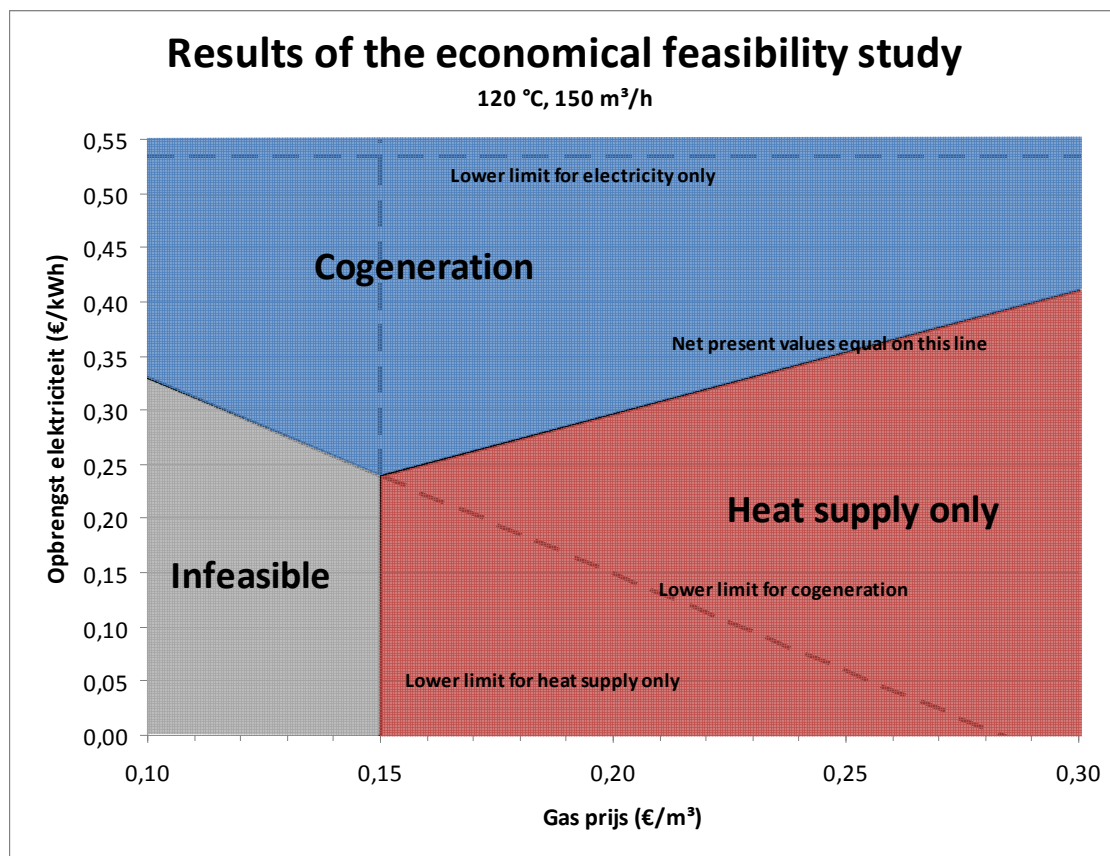


Tot slot is gekeken hoe het geothermiescenario eruitziet voor een case waarbij er enkel warmte wordt geproduceerd. De resultaten hiervan zijn te zien in de onderstaande figuur.



6.7 Conclusie economie

In de economische analyse is gekeken onder welke omstandigheden geothermie t.b.v. elektriciteit- en warmteproductie in Oostland te exploiteren valt. Op de assen zijn de opbrengsten vanuit het project weergegeven, horizontaal de benodigde opbrengsten voor warmte per m³ a.e., verticaal de benodigde opbrengst van elektriciteit per kWh. Dit zijn de vereiste opbrengsten (inclusief exploitatie subsidies) om geothermie haalbaar te maken. De figuur bestaat uit drie vlakken, in het grijze gebied is geothermie onder geen beding haalbaar. In het rode en het blauwe gebied is geothermie haalbaar, waarbij in het blauwe gebied de focus primair op elektriciteitsproductie moet liggen, en in het rode gebied de inkomsten uit warmte van primair belang zijn. In de driehoek onder de lijn “Lower limit for cogeneration” is elektriciteitsproductie niet haalbaar.



Uit de analyse blijkt dat een project met focus op alleen elektriciteitsproductie rendabel is bij opbrengsten vanaf 0,54 €/kWh. Een project met alleen warmte vanuit geothermie is op basis van gehanteerd uitgangspunten bij een warmteprijs boven 0,15 €/m³ haalbaar.

Het produceren van zowel warmte als elektriciteit is bij een warmteprijs van 0,15 €/m³ a.e. haalbaar bij een opbrengst van 0,24 €/kWh. Bij een warmteprijs van 0,30 €/m³ a.e. geeft elektriciteitsproductie economische meerwaarde vanaf 0,41 €/kWh (NPV equal). Het project als geheel is haalbaar voor de condities boven de "Lower limit for cogeneration"-lijn.

6.8 Scenario's

In de aannames is aangenomen dat warmte onbeperkt kan worden afgezet tegen een vaste prijs, ongeacht het temperatuurniveau waarop of het seizoen waarin deze warmte wordt aangeboden. In de praktijk zal warmte 's winters een hogere waarde hebben dan 's zomers. Daarnaast is het aannemelijk om de waarde dat HT-warmte een hogere waarde vertegenwoordigt dan LT-warmte. Hierdoor zijn nog optimalisaties mogelijk waarbij de ORC-installatie alleen gebruikt wordt tijdens de vraag uitval gedurende de zomerperiode.

In een scenario waar de ORC allen buiten het stookseizoen wordt ingezet is het onrealistisch om te verwachten dat de condensorwarmte die vrijkomt nog kan worden hergebruikt. Voor een scenario waarbij gedurende 20 weken (3250 uur) per jaar elektriciteit wordt geproduceerd en gedurende 32 weken de warmte volledig wordt benut voor verwarming is de netto contante waarde van het project gelijk aan de opbrengst van het scenario waarin de ORC volcontinu draait.

In dit scenario is de afhankelijkheid van een groot warmteafzet potentieel veel kleiner. De warmteafzet bedraagt in dit scenario 6,1 (zomer) en 14,8 MW (winter). Dit is voldoende voor de verwarming van 25 (winter) tot 30 ha (zomer). Doordat er minder transport infrastructuur is, de warmte op een gunstiger tijdstip kan worden aangeboden en op een hogere temperatuur beschikbaar is kan de warmte mogelijk voor een hogere prijs worden aangeboden. In dit scenario betekent een stijging van de warmteprijs van 0,01 €/m³ a.e. een verhoging van de netto contante waarde van 0,45 M€.

7 Conclusie

Het doel van het vooronderzoek is bepalen onder welke condities, en met welke randvoorwaarden de productie van elektriciteit met behulp van geothermie in Nederland haalbaar is. Specifiek is hierbij gekeken naar de situatie in Oostland. Op basis van de gehanteerde uitgangspunten blijkt dat electriciteitsproductie vanuit geothermie in de Triaslaag economisch haalbaar is. De belangrijkste voorwaarden hierbij zijn: de beschikbaarheid van SDE en voldoende afname van restwarmte op korte afstand.

De opzet van dit onderzoek is primair gericht op de productie van elektriciteit, met levering van warmte als restproduct. Door de lage temperatuur is de omzetting van warmte in elektriciteit inefficiënt. Het lage conversie rendement van electriciteitsproductie kan echter voor een belangrijk deel worden gecompenseerd door warmtelevering aan tuinbouwbedrijven. De locatie Oostland, met de aanwezigheid van een groot aantal vaak grootschalige bedrijven met innovatieve ondernemers is in dit verband zeer relevant.

Bovendien is in Lansingerland en Pijnacker Nootdorp inmiddels al een groot draagvlak voor het tot ontwikkeling brengen van, op het gebruik van aardwarmte gebaseerde, duurzame energiesystemen systemen. Dit is enerzijds te danken aan de realisatie van de eerste 3 Nederlandse aardwarmteprojecten binnen die gemeenten. Anderzijds zijn er voor het gehele gebied door tuinders voorbereidingen getroffen middels het (gezamenlijk) laten uitvoeren van een gedetailleerd geologisch onderzoek, het (individueel) laten uitvoeren van een boortraject onderzoek en (individueel) aanvragen en verkrijgen van een opsporingsvergunning en een MEI-subsidie. De tuinders in Lansingerland en Pijnacker-Nootdorp hebben de opsporingsvergunningen aanvraag bovendien in nauw overleg gedaan met het bestuur van hun gemeente. In Lansingerland is in dat kader de “Aardwarmtekring Lansingerland” opgericht.

De techniek om elektriciteit te produceren is beschikbaar, maar nog niet volledig uitontwikkeld. Verwacht mag worden dat hogere rendementen in de toekomst haalbaar zullen zijn. Door fysieke/thermodynamische beperkingen zal het rendement echter altijd aanzienlijk lager blijven dan de resultaten die in conventionele stoomcycli behaald kunnen worden.

De situatie in Oostland met een grote warmtevraag bij tuinbouwbedrijven is dusdanig dat de neiging bestaat om eerder aan warmteproductie dan aan elektriciteitproductie te denken. Warmtelevering biedt op zichzelf een goede businesscase. Er zijn echter goede argumenten om in te zetten op de combinatie electriciteitsproductie en warmtelevering. Zo is vanuit organisatorisch oogpunt de afzet van elektriciteit eenvoudiger dan de afzet van warmte. Een geothermiebron in het Trias zal een vermogen hebben van circa 15 MWth. Om dit vermogen optimaal te benutten voor kasverwarming (basislast) is een afzet potentieel van ca. 30/75 ha nodig (respectievelijk in de winter en zomer situatie). Gezien de gemiddelde bedrijfsgroottes in Oostland betekent dit dat er minimaal 4-6 bedrijven moeten afnemen van één bron om de bron gedurende de winterperiode volledig te benutten. Door de inzet van electriciteitsproductie kan voor 40% van de warmte een bestemming worden gevonden. Hierdoor kan het aantal betrokken afnemers beperkt worden tot 2-4. Dit verkleint de risico's van wegvallende warmtevraag gedurende de looptijd van het project.

Hierdoor komen er bovendien meer locaties in het vizier waar geothermie kan worden toegepast doordat er bovengronds minder grote concentraties glastuinbouw benodigd zijn om voldoende warmte af te kunnen zetten.

Ook kan gemeld worden dat met name in Lansingerland een variatie aan bedrijfstypen aanwezig is waar energietechnisch gebruik gemaakt van kan worden. Hierbij wordt gedoeld op de verschillende energiesystemen en temperaturniveaus welke worden toegepast op groente-, bloemisterij-, potplanten-, en opkweekbedrijven. Daardoor wordt het technisch goed mogelijk om vormen van cascadering toe te passen. Bijvoorbeeld tussen een opkweekbedrijf (gebruikt en levert relatief hoge temperaturen) en een groentebedrijf (kan met relatief lage temperaturen omgaan).

Een ander argument dat pleit voor cogeneratie, naast verdere innovatie en opdoen van leerervaring, is het zetten van een verdere stap richting verduurzaming (met name in de zomer wanneer de warmtevraag beperkt is).

Op het eerste gezicht lijkt elektriciteitsproductie weinig economische meerwaarde te bieden boven de productie van alleen warmte. De organisatorische voordelen, de vergrootte flexibiliteit van het systeem en de gegarandeerde afzetmogelijkheid van elektriciteit zijn hierbij echter niet meegenomen. Wanneer een eerlijk vergelijk met een scenario voor enkel warmtelevering gemaakt wordt moeten de kosten voor warmtetransport en -distributie ook verdisconteerd worden in de te verwachte opbrengst van warmte (in met name de zomerperiode).

Een project in het Trias kan bovendien een opmaat zijn voor projecten op nog grotere diepte. Vanuit de ORC techniek neemt het rendement snel toe bij toenemende brontemperatuur. Hierdoor kan op langere termijn een hoger elektrisch rendement en een veel grotere elektriciteitsopbrengst behaald worden. Hierdoor neemt de rentabiliteit van projecten gericht op elektriciteit snel toe wanneer er bereidheid is om nog dieper te boren.

Gezien de (economische) perspectieven van een bron in het Trias lijkt een bepaling van de geologische perspectieven in Oostland een logische vervolgstap om te bepalen wat de geologische mogelijkheden van het gebied zijn. De temperatuur en het debiet dat behaald kunnen worden zijn sterk bepalend voor de rentabiliteit van een geothermie project. Door de hogere temperaturen van de Trias laag biedt deze laag gunstige perspectieven ten opzichte van boringen op dieptes van 1,5 tot 2 km. Door de grotere diepte nemen de onzekerheden ook sterk toe waardoor het opdoen van kennis in deze fase van belang is om de realisatie van een project dichterbij te brengen.