

UNIVERSITETET FOR MILJØ- OG BIOVITENSKAP



Forord

Denne oppgaven er skrevet som den avsluttende delen i studiet Master i teknologi – Miljøfysikk og fornybar energi ved Universitetet for Miljø- og Biovitenskap (UMB). Dette selvstendige fordypningsarbeidet svarer til 30 studiepoeng, og har pågått fra september 2010 til februar 2011.

Det var min hovedveileder, Petter H. Heyerdahl, som inspirerte meg til å skrive en oppgave om dyp geotermisk energi. Det er han som har fått meg til å innse hvilken utrolig ressurs varmen i jordens indre representerer, samt se denne ressursen i lys av de alternativene vi står igjen med når oljen forsvinner. Prosessen har vært lærerik og utfordrende, både faglig og skrivefaglig. Vanskeligst av alt har vært å begrense oppgavens omfang, da temaet for oppgaven har så mange ulike sider og perspektiver.

Først og fremst vil jeg takke min hovedveileder Petter H. Heyerdahl for inspirasjon og veiledning. Jeg vil så takke deltakerne av spørreundersøkelsen for gode innspill og besvarelser. Takk også til Svein Hestevik for å ha bidratt som hjelpeveileder, og Håkon Jeksrud for gode råd og korrekturlesing.

Ås, 22. Februar 2011

.....

Mari Gjølberg

Innholdsfortegnelse

Forord.....	1
Innholdsfortegnelse	2
Figurliste.....	4
Tabelliste	6
Formler.....	6
Symbolliste.....	7
Sammendrag.....	8
Abstract.....	9
1. Innledning	11
1.1 Bakgrunn for arbeidet.....	11
1.2 Målbeskrivelse	12
1.3 Omfang og begrensninger	13
1.4 Materiale og metode	14
1.4.1 Materiale.....	14
1.4.2 Forskningsprosess og metode.....	14
1.4.3 Litteraturstudie	17
1.4.4 Spørreundersøkelse	17
2. Teori	18
2.1 Geoenergiens opphav	18
2.1.1 Jordvarme	18
2.1.2 Jordas oppbygning	20
2.2 Geotermiske ressurser og teknologi.....	23
2.2.1 Grunnvarme	23
2.2.2 Hydrotermiske systemer.....	23
2.2.3 Geotrykksystemer	24
2.2.4 Magma	25
2.2.5 Konstruerte geotermiske systemer	25
2.3 Systemer for energikonvertering.....	28
2.4 Etablering av et konstruert geotermisk system.....	31

2.5 Miljøpåvirkning	39
2.6 KGS - Økonomi	42
2.6.1 Kostnader, inntekter og produksjon	42
2.6.2 Levelized cost	46
2.7 Dagens status for anvendelse av geoenergi	48
2.7.1 Geotermisk kraftproduksjon	48
2.7.2 Direkteanvendelse av geotermisk energi	49
2.8 Historisk utvikling av konstruerte geotermiske systemer	51
2.8.1 Fenton Hill, New Mexico, USA	51
2.8.2 Rosemanowes (Storbritania), Hijiori (Japan) og Ogachi (Japan)	52
2.8.3 Soultz i Frankrike	54
2.8.4 Fjällbacka i Sverige	56
2.8.5 Cooper Basin i Australia	56
2.8.6 Landau i Tyskland	57
2.8.7 Deep Heat Mining i Basel, Sveits	57
2.8.8 Oppsummert utvikling	57
3. Resultat	61
3.1 Funn fra litteraturstudie	61
3.1.1 Det norske energisystemet	61
3.1.2 Norske utslippsforpliktelser og målsetninger	67
3.1.3 Dagens status - Norsk engasjement innenfor dyp geoenergi	70
3.1.4 Norsk geologi og dype geotermiske ressurser	74
3.1.5 Forskning og utvikling av dyp geotermisk energi	77
3.2 Funn fra spørreundersøkelse	80
4. Diskusjon	98
4.1 Innledende diskusjon	98
4.2 Litteraturstudien	99
4.3 Spørreundersøkelse	103
5. Konklusjon	131
6. Forslag til videre arbeid	133
7. Referanser	134
Vedlegg 1: Spørreundersøkelsen	146

Figurliste

Figur 1: Grafen til venstre viser estimert temperatur i jordens indre som funksjon av dybde. Grafen til høyre viser trykk i jordens indre som funksjon av dybde (Carlson, Hammersley & Plummer, 2010)	21
Figur 2: Grov skisse av jordens indre. Illustrasjonen viser prinsippet bak konvergerende plategrenser, hvor den ene platen presses ned under den andre. Midt på figuren illustreres også divergerende plategrense, hvor nedkjøling av oppstrømmende magma danner en midthavsrygg (Panax Geothermal, 2010).	22
Figur 3: Skisse av et konstruert geotermisk system med to (på tegningen røde) produksjonsbrønner og én (på tegningen blå) injeksjonsbrønn (Haring, 2004)	27
Figur 4: Fire ulike sykluser for konvertering av termisk energi i damp til elektrisk energi. Figuren øverst til venstre (a) viser en tørrdampsyklus hvor det geotermiske fluidet kan føres direkte inn i en dampturbin. Figuren øverst til høyre (b) viser en organic rankine cycle (binærteknologi) der varmen i det geotermiske fluidet varmeveksles med en sekundærkrets. Arbeidsmediet i sekundærkretsen fordamper ved oppvarming og føres deretter inn i en dampturbin. Figuren nederst til venstre (c) viser en singel flash syklus der det geotermiske fluidet bearbeides i en lavtrykkstank for å øke dampandelen ved fluid i to-fase. Figuren nederst til høyre (d) viser en dobbel flash syklus der det geotermiske fluidet bearbeides i opp til to tanker for oppnå høyest mulig dampandel, før konvertering av termisk energi til elektrisk energi i turbin og generator (Boyle, 2004).	30
Figur 5: Illustrasjon av en borestreng med borekrone. Borefluidet pumpes her ned gjennom borestrengen og vasker ut løsmasse, smører og kjøler ned boreutstyret (Glassley, 2010)	34
Figur 6: Prinsippskisse av hydraulisk frakturering (Garman, D. K, 2003)	36
Figur 7: Prinsippskisse av Rock Energys konstruerte geotermiske system (Gemini, 2010)	38
Figur 8: Illustrasjon av konseptet SWECS (Gtherm, 2010)	39
Figur 9: Illustrasjon av de tre hovedgruppene de totale kostnadene kan fordeles i (Fritt etter Butler et al., 2007)	44
Figur 10: Typisk fordeling av geotermiske kraftproduserende systemers investeringskostnader. Det øvre kakediagrammet representerer feltkostnadene, mens det nedre viser anleggskostnadene (fritt etter European Renewable Energy Council, 2004).	45
Figur 11: I 2009 ble ca. 120 TWh geotermisk varme utnyttet direkte til ulike formål. Diagrammet viser på hvilken måte denne energien ble utnyttet (Fritt etter Al Jaber et al., 2010).	50
Figur 12: Illustrasjon av det geotermiske kraftproduserende anlegget i Soultz (Baumgärtner et al., 2009)	55
Figur 13: Utvikling av KGS-prosjekters termiske leveringskapasitet (Tester et al., 2006)	58
Figur 14: Forenklet skisse av det norske energisystemet (Bøhler et al., 2010)	62
Figur 15: Samlet produksjon av olje og gass i årene 1994 til 2009 (Statistisk Sentralbyrå, 2010)	65
Figur 16: Grafisk fremstilling av det samlede energiforbruket i Norge fra 1976 til 2009, fordelt etter energibærer (Bøhler et al., 2010)	67

Figur 17: Prinsippet bak GeoRiggs boreteknologi (GeoRigg, 2011)	72
Figur 18: Konseptet bak Resonator A/S sin hammerboring (Resonator A/S, 2011)	73
Figur 19: Til venstre illustreres varmestrømmen basert på data fra grunne prøveboringer utført på 70-tallet. Til høyre illustreres tilsvarende varmestrømdata basert på dypere prøveboringer utført i forbindelse med forskningsprosjektene Kontiki og HeatBar (Elvebakk, Olesen & Pascal, 2010).....	75
Figur 20: Estimert temperatur på 5 kilometers dyp (Elvebakk, Olesen & Pascal, 2010).	76
Figur 21: Estimert temperatur med feilmargin på 5 km dyp (Elvebakk, Olesen & Pascal, 2010)	77
Figur 22: Kategorisering av forsknings-, utviklings- og demonstrasjonsområder (fritt etter Evensen et al., 2011)	78
Figur 23: Rangering av ulike ressurser ut fra hvilken energiressurs respondenten anser som mest viktig for å dekke et eventuelt økt behov for fornybar energi.	85
Figur 24: Rangering av ulike utfordringer knyttet til konstruerte geotermiske systemer (1 = mest problematisk)	93
Figur 25: Forenklet figur av hvordan det norske energisystemet kan se ut i fremtiden (Figur 14 viser original skisse) (fritt etter Bøhler et al., 2010)	101
Figur 26: Spørsmål 5 - fremtidig energiforbruk i Norge	105
Figur 27: Spørsmål 7 - respondentenes syn på viktighet av økt tilgang på fornybar energi i Norge.....	107
Figur 28: Spørsmål 11 - effekter av en nedgang i oljeindustrien (1).....	110
Figur 29: Spørsmål 12 - effekter av nedgang i oljeindustrien (2).....	111
Figur 30: Spørsmål 13 - Prioritering av forskning på dyp geotermisk energi.....	113
Figur 31: Spørsmål 15 - Vil den geotermiske gradienten i Norge hindre utnyttelse av dyp jordvarme? .	116
Figur 32: Spørsmål 16 - Prioritering av ressurskartlegging	118
Figur 33: Spørsmål 17 - Vil utvikling av fossil energiutvinning også bidra til utvikling innen geotermisk energiutvinning?	120
Figur 34: Spørsmål 19 - Kan dyp geotermisk energi til oppvarmingsformål bli kommersielt innen 2030?	123
Figur 35: Spørsmål 20 - Kan kraftproduksjon basert på dyp geotermisk energi bli kommersielt i Norge innen 2030?	125
Figur 36: Spørsmål 21 - Hvor stor betydning vil et eventuelt norsk dypgeotermisk pilotanlegg ha?	127
Figur 37: Spørsmål 23 - Vil etterspørselen etter dyp geotermisk energi bli mer etterspurt i Norge dersom tilgangen på biomasse avtar?	130

Tabelliste

Tabell 1: Forskningsprosessens fire faser (Christoffersen, Johannessen & Tuft, 2010)	15
Tabell 2: Kjennetegn til forskning utført ved kvalitativ- og kvantitativ metode (fritt etter Hegnes & Lilledahl, 2000).....	16
Tabell 3: Passende energikonverteringssystem for geotermisk fluid med temperatur fra 100 til 250 °C (fritt etter Tester et al., 2006).....	28
Tabell 4: Estimerte LEC-intervaller for nye kraftproduserende anlegg basert på ulike ressurser. Estimatenes bygger på den teknologien som antas å være i drift innen 2016 (Fritt etter Energy Information Administration (2010) og Tester et al. (2006))	47
Tabell 5: Ledende land innen geotermisk kraftproduksjon (Fritt etter Al Jaber et al., 2010)	48
Tabell 6: Ledende land innen direkteanvendelse av geotermisk energi (Fritt etter Al Jaber et al., 2010).	50
Tabell 7: Oversiktig over de største HDR/KGS-prosjektene (Falcone, Fichter & Teodoriu, 2009).....	51
Tabell 8: Spørsmål 8 - Rangering av energikilder etter poengsum.....	109
Tabell 9: Spørsmål 18 - Rangering av problematiske områder knyttet til dyp geotermisk energiutnyttelse etter poengsum.....	122

Formler

Formel 1: Fouriers konduksjonslov (Gupta & Sukanta, 2007).....	19
Formel 2: Varmestrøm ved konveksjon (Gupta & Sukanta, 2007).....	19
Formel 3: Beregning av levelized energy cost (International Energy Agency et al., 2005) og (Butler et al., 2007).....	46
Formel 4: Utrekning av andel fornybar energi av totalt energiforbruk (Hamnaberg, Nybakke & Skau et al., 2010).....	68

Symbolliste

Symbol	Enhet	Forklaring
q	$\frac{J}{s \cdot m^2}$	Varmestrøm per tids- og arealenhet
\mathbf{q}	$\frac{J}{s \cdot m^2}$	Vektor som beskriver varmemestrøm per tids- og arealenhet
k	$\frac{W}{m \cdot K}$	Termisk konduktivitet (varmeledningsevne)
∇T	$\frac{K}{m}$	Temperaturgradient, vektor som gir mål på den romlige temperaturvariasjonen
H	$\frac{W}{m^2 \cdot K}$	Varmeovergangstall
LEC	$\frac{kr}{kWh}$	Levelized Energy Cost
I_t	Kr	Investeringskostnad
M_t	Kr	Drift- og vedlikeholdskostnad
R_t	Kr	Rente – og inflasjonskostnad
N	År	Anleggets levetid
E_t	$\frac{kWh}{år}$	Gjennomsnittlig levert effekt midlet over anleggets levetid
r	$\frac{kWh}{år}$	Tapsrate, produksjonsnedgang per år
o.e.		Oljeekvivalent
Sm^3		Standard kubikkmeter, dette svarer til antall kubikkmeter en gass opptar ved 15 °C og standard lufttrykk 101,325 kPa
TOE		Tonn oljeekvivalent, 1 TOE = 11 788 kWh = 42 436,8 MJ

Sammendrag

Denne oppgaven gir en innføring i hva konstruerte geotermiske systemer innebærer og setter søkelyset på hvilken rolle denne typen energiutnyttelse kan spille for Norge. Oppgavens teoridel gir leseren en innføring i ulike geotermiske ressurser generelt, og beskrivelse av konstruerte geotermiske systemer spesielt. I teoridelen blir også leseren informert om dagens anvendelse av geotermisk varme og den historiske utviklingen av konstruerte geotermiske systemer.

Litteraturstudien gir leseren en forenklet innføring i det norske energisystemet, og presenterer Norges viktigste energiressurser; olje, gass, kull, vannfallsenergi, vind og bioenergi (Hamnaberg et al., 2010). Videre blir fokuset rettet mot de politiske målsetninger Norge har satt seg med tanke på å redusere klimagassutslipp og satsning på fornybar energi. Norge har satt seg ambisiøse mål om å bli et foregangsland innen satsning på fornybar energi (Klimakur 2020, 2010). Dette bringer oppgaven inn på det gryende norske engasjementet for dyp geotermisk energi, hvilket ressurspotensial som finnes i Norge og hva slags utfordringer som foreligger innen forskning og utvikling av denne typen energiutnyttelse.

Norge ble i 2010 medlem av International Energy Agency – Geothermal Implementing Agreement og har dermed tatt del i et internasjonalt samarbeid for forskning og utvikling (FoU) av geotermisk energi. Norwegian Center for Geothermal Energy Research ble opprettet i 2009 og har bidratt til å samle aktører med interesse og tilknytning til geotermisk FoU (Evensen, Aalhus, Bergan, Berre, Kleven, Næss, Olesen & Østhassel, 2011). Den dypgeotermiske energiutvinningen står ovenfor en rekke utfordringer, som med positiv forskningsutvikling kan gjøre de dype norske ressursene kommersielt utnyttbare i fremtiden (Evensen et al., 2011).

Gjennom det web-baserte spørreundersøkelsesverktøyet QuestBack, ble det i forbindelse med datainnsamlingen utført en spørreundersøkelse. Samtlige deltakere i undersøkelsen hadde en tilknytning til energisektoren, og i større eller mindre grad kjennskap til dyp geotermisk energi. Undersøkelsen gav kvalitativ informasjon og avdekket respondentenes holdninger til ulike problemstillinger knyttet til oppgavens tema.

Det var godt samsvar mellom teori, resultat fra litteraturstudien og resultat fra spørreundersøkelsen. Mens teoridelen gav konkret teoretisk informasjon om teknologi og system, gav litteraturstudien en mer oppsummerende rapport om dagens energisituasjon i Norge og forholdet til den dype geotermiske

energien. Spørreundersøkelsen gav på sin side et godt bilde av de ulike oppfatningene og synspunktene ulike bransjefolk besitter.

Dyp geotermisk energi representerer også i Norge et enormt energipotensial. Selv om den geotermiske gradienten er høyere enn tidligere antatt, ligger fremdeles de varme steinmassene forholdsvis dypt og kostnadene knyttet til tilgjengeliggjøring av denne varmen er en av hovedbarrierene for kommersiell nyttegjørelse (Evensen et al., 2011). Gjennom 40 år med oljeproduksjon har imidlertid Norge opparbeidet en stor kompetanse innen geologi, kartlegging av jordskorpa og boreteknologi. Dette er kompetanse som kan videreutvikles og anvendes til geotermiske formål. Dyp geotermisk energi kan representere en viktig ressurs for fremtiden, også i Norge, men det forutsetter at det investeres i forskning, utvikling og demonstrasjon.

Abstract

This paper provides an introduction to enhanced geothermal systems. The main purpose is to put focus on whether this type of energy can be utilized in Norway. The theoretical part gives the reader an introduction to various geothermal resources in general, and descriptions of enhanced geothermal systems in particular. The reader is also informed about the current use of geothermal heat and the historical development of enhanced geothermal systems.

The literature study gives the reader a basic introduction to the Norwegian energy system, and presents Norway's main energy resources: oil, gas, coal, hydro power energy, wind and biofuels (Hamnaberg et al., 2010). Furthermore, the focus is directed at the political targets Norway has set itself in terms of reducing greenhouse gas emissions and investment in renewable energy. Norway has set ambitious goals to become a pioneer in renewable energy (Klimakur 2020, 2010). This brings the focus into the Norwegian involvement of deep geothermal energy, the potential resources that exist in Norway, and challenges that exist in research and development of this type of energy utilization.

Norway was in 2010 a member of the International Energy Agency - Geothermal Implementing Agreement, and thus has taken part in an international collaborative research and development (R & D) of geothermal energy. Norwegian Center for Geothermal Energy Research was established in 2009 and has helped to gather stakeholders with an interest related to geothermal R & D (Evensen, Ålhus, Bergan,

Berre, Kleven, Næss, Olesen & Østhassel, 2011). The exploitation of deep geothermal energy is facing many challenges. With research and development, the Norwegian resources can become commercially exploitable in the future (Evensen et al., 2011).

The web-based survey tool QuestBack was utilized to conduct a survey among participants that has a connection to the energy sector. They all had somewhat knowledge, to a greater or lesser extent, about deep geothermal energy. The survey gave qualitative information and identified the respondents' attitudes to various issues related to the theme.

There was good correlation between theory and results from the literature study and the results of the survey. While the theory part of the thesis gave concrete theoretical information of technology and systems, the literary study resulted in a summary on the current energy situation in Norway and the relationship to the deep geothermal energy. The survey gave a good picture of the different perceptions and views various industry people possess.

Deep geothermal energy in Norway represents an enormous energy potential. Although the geothermal gradient is higher than previously thought, are the hot rocks in Norway relatively deep. Cost of utilization of this energy is one of the main barriers to commercial exploitation (Evensen et al., 2011). 40 years of oil production has, however, given Norway a great expertise in geology, mapping of the crust and drilling technology. These are skills that can be developed and used for geothermal purposes. Deep geothermal energy may represent an important resource for the future, also in Norway. To achieve this would demand investment in research, development and demonstration.

1. Innledning

1.1 Bakgrunn for arbeidet

I en tid der energiforbruket i verden øker, et energiforbruk hovedsaklig basert på begrensede fossile ressurser, oppdager stadig fler viktigheten av satsning på fornybare energi. Frykten for de potensielle skadevirkningene utslipp av klimagasser kan forårsake, motiverer ytterligere til denne satsningen (Al Jaber et al., 2010). I følge REN21s¹ statusrapport for 2010 utgjør forbruk av fornybare energikilder stadig større prosentandel av det totale energiforbruket. For å sikre at denne trenden videreføres, kreves teknologisk utvikling som øker effektuttak og utnyttelse av ressursene på en mer effektiv måte (Al Jaber et al., 2010).

Geotermisk energi er varme fra jordas indre. På grunn av ressursens enorme størrelse anses den å ha tilnærmet uendelig varighet, og nevnes derfor i samme åndedrag som fornybare energikilder (Boyle, 2004). Ved utnyttelse av geotermisk energi er det lavt- eller fritt for utslipp av klimagasser, og ressursen betraktes derfor som klimavennlig (Dickson & Fanelli, 2004). Tradisjonelt sett ble geotermisk energi utnyttet der det eksisterte naturlige hydrotermiske ressurser. Dette innebar forekomster av varmt vann eller vanndamp i jorden, som kunne utnyttes til oppvarmingsformål eller generering av elektrisitet. Utnyttbare hydrotermiske ressurser finnes i et begrenset antall og er forbeholdt visse geografiske områder på jorda. Nyere teknologi har gjort det mulig lage *konstruerte geotermiske systemer* (KGS) (Enhanced Geothermal Systems). I slike systemer lages varmereservoaret, et sirkulasjonssystem for vann, kunstig i berggrunnen. Varme fra jorden vil på denne måten kunne utnyttes uten naturlig forekomster av varme kilder (Tester et al., 2006). Teknologien som benyttes til konstruksjon av geotermiske systemer vil også kunne bidra til å øke produksjonsevnen til eksisterende hydrotermiske ressurser (Tester et al., 2006).

En rekke andre rene fornybare energiresurser preges av ujevne produksjonsmønstre og problemer knyttet til ressursens geografiske beliggenhet. Dette medfører store utfordringer for distribusjonsnettverk og regulerbarhet i forhold til produksjon og forbruk (Arnstad, Eriksen, Fossdal & Mathiesen, 2007). Konstruerte geotermiske systemer har den egenskap at varmen (og kraften) kan hentes ut kontinuerlig, noe som gir jevnt produksjonsmønster og stor leveringssikkerhet. Dyp

¹ REN21 er betegnelsen for Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (Al Jaber et al., 2010).

geotermisk energi er ved hjelp av konstruerte geotermiske systemer en teoretisk utnyttbar ressurs overalt på jorda. Uansett lokalisering, vil det finnes nærmest ubegrensede mengder varme nedover i jordskorpen (Tester et al., 2006).

Til tross for egenskaper som evigvarende og geografisk uavhengig, foreligger det store utfordringer knyttet til både tilgjengeliggjøring og utnyttelse av den dype jordvarmen. Denne oppgaven gir en innføring i konstruerte geotermiske systemer og tar for seg faktorer som vil være av betydning for en eventuell norsk satsning på geotermisk energi.

1.2 Målbeskrivelse

I dokumentet "*Forskrift om krav til mastergrad*" har Utdannings- og forskningsdepartementet beskrevet retningslinjer for det avsluttende arbeid i en 300 studiepoengs masterutdannelse. I henhold til paragraf seks ("*Krav til selvstendig arbeid*") står det at studenten skal vise forståelse, refleksjon og modning gjennom oppgaven (Lovdata, 2011). Som den avsluttende delen av et masterstudie i teknologi – Miljøfysikk og fornybar energi – skal denne oppgaven også dokumentere selvstendighet, lærings- og formidlingsevne. Selvstendighet, fordi oppgaven er et resultat av autonom planlegging og utførelse av arbeidet. Læringsevne, fordi oppgaven er en spesialisering videreført fra den kunnskapsplattformen utdannelsen har lagt til grunn. Formidlingsevne, ved at arbeidet presenteres som et skriftlig dokument utført som en vitenskaplig oppgave.

Målet med denne oppgaven er å belyse kjent teori om konstruerte geotermiske systemer i oppgavens teoridel. Deretter settes problemstillingen "*Dyp geotermisk energi – noe for Norge?*" i perspektiv ved å fremlegge kunnskap om norske forhold som anses å være av betydning for en eventuelt satsning på området. Dette presenteres i en litteraturstudie. Avslutningsvis blir aktører med tilknytning til energibransjen spurt ut om sine oppfatninger av forhold knyttet til problemstillingen. Hensikten med dette er å lage et dokument som gir leseren en god innføring i den teoretiske bakgrunnen for dyp geotermisk energiutnyttelse, samt setter søkelys på hvilken rolle dyp geotermisk energi kan spille i det norske energisystemet.

1.3 Omfang og begrensninger

Oppgavens teoridel (2.1 – 2.9) har til hensikt å orientere om den teoretiske bakgrunnen til emnet ut fra foreliggende litteratur og forskningsartikler. Temaene som blir gjennomgått dekkes av de utvalgte kildene på en grei måte. Denne delen skal kun gi grunnlag for god forståelse av oppgavens resultatdel, noe som medfører begrensninger knyttet til hvor utdypet hvert enkelt tema presenteres.

Resultatdelen i oppgaven (3.1 – 3.2) har først og fremst en samfunnsvitenskaplig problemstilling. Resultatet er basert på *kvalitativ forskning*² i form av litteraturstudie og spørreundersøkelse. Denne typen forskning er beheftet med en viss usikkerhet, da det til tross for kritisk vurdering av kildematerialet kan forekomme feil. I denne typen studie er det også vanskelig å få frem alle faktorer som kan være av betydning for problemstillingen, da det ikke finnes noen fasit på hva som er avgjørende for en fremtidig satsning på en utvalgt ressurs.

Ut fra spørreundersøkelsen blir svaret fra et begrenset antall spørreobjekter vurdert. Spørreobjektene kan ikke anses som et representativt utvalg, derfor kan heller ikke resultatene generaliseres eller gi uttrykk for noen klar tendens. Det svarene fra spørreundersøkelsen kan gi er spørreobjektets holdninger og begrunnelsen for disse (Christoffersen, Johannessen & Tufte, 2010).

Det foreligger også begrensninger knyttet opp mot oppgavens størrelse målt i studiepoeng og normert tidsforbruk. Oppgaven omfatter 30 studiepoeng, noe som svarer til ett semester i studietid. God kvalitativ forskning er i utgangspunktet tidkrevende, på grunn av arbeidet som medgår til datainnsamling. Til utførelsen av denne oppgaven er det en tidsbegrensning som påvirker datainnsamlingen, og dette må derfor tas hensyn til i diskusjon og konklusjon.

² Mer om kvalitativ forskningsmetode i avsnitt 1.4.2

1.4 Materiale og metode

1.4.1 Materiale

Datamaterialet som benyttes i oppgavens teoridel er innhentet fra skriftelige kilder som bøker, forskningsartikler, rapporter, akademiske avhandlinger og relevante sider på internett. De innsamlede dataene skal gjenspeile virkeligheten, derfor er kritisk vurdering av det skriftlige kildematerialet viktig (Christoffersen, Johannessen & Tufte, 2010). Kildene er derfor vurdert og valgt ut fra forfatter, publiseringsdato, bokens eller artikkelens formål og relevans i forhold til denne oppgavens problemstilling. Originale forskningsartikler veier tyngst og klassifiseres som primærkilde, lærebøker og sekundære tidsskrifter er sekundærkilder (Langhammer, 2003).

Oppgavens teoridel er basert på resultatet fra et forprosjekt undertegnede arbeidet med som fritt emne våren 2010. Forprosjektet omhandlet den dype geotermiske energiens ressursgrunnlag, systemer og teknologi.

I litteraturstudien er materialet hentet inn fra relevante rapporter, artikler og nettsteder. I både teoridelen og resultatdelen er følgende rapporter mye brukt:

- *“The Future of Geothermal Energy”* av Tester et al. (2006)
- *“Energi 21- Geotermisk Energi”* av Evensen et al. (2011)

Litteraturstudien belyses videre med en spørreundersøkelse besvart av ulike strategisk³ valgte aktører med relevant bransjetilknytning. Generelt er det altså kvalitative data som gir utgangspunkt for analysen.

1.4.2 Forskningsprosess og metode

Forskning er et arbeid som utføres med den intensjon å erkjenne ny kunnskap. Gjennomføringen av dette arbeidet kan vanligvis beskrives som en firestegs prosess (tabell 1) (Christoffersen, Johannessen & Tufte, 2010):

³ Strategisk utvelgelse er en mye brukt utvalgsstrategi i kvalitative undersøkelser. Å velge strategisk betyr at informantene skal tilhøre en spesielt valgt målgruppe (Christoffersen, Johannessen & Tufte, 2010).

Tabell 1: Forskningsprosessens fire faser (Christoffersen, Johannessen & Tufte, 2010)

1	Forberedelse
2	Datainnsamling
3	Dataanalyse
4	Rapportering

I forberedelsen fastsettes problemstilling, formål og fremgangsmåte. Ved datainnsamling skal dokumentasjon innhentes. Denne dokumentasjonen skal i størst mulig grad gjenspeile virkeligheten. Ved dataanalyse evalueres den innsamlede dokumentasjonen. Til sist rapporteres resultatet av arbeidet i et skriv som kan utformes som en oppgave, artikkel, rapport, bok eller liknende (Christoffersen, Johannessen & Tufte, 2010).

Metoden i en forskningsprosess er den valgte fremgangsmåten som benyttes til å løse problemstillingen (Christoffersen, Johannessen & Tufte, 2010). Metoder kategoriseres ut fra hvilke teknikker som benyttes til datainnsamling og dataanalyse. Det er vanlig å skille mellom kvalitativ og kvantitativ forskningsmetode. Ved bruk av kvalitativ metode samles og tolkes data som ikke er direkte målbare. Dette innebærer at et mindre antall forekomster studeres inngående, slik at forskningsresultatet gir dybdekunnskap om de akutte forekomstene. Kvalitativ metode er mye brukt i samfunnsvitenskaplig forskning (Stake, 2010). Kvantitativ metode omfatter studier av store datasett, oftest bestående av tall og målbare parametre. Søyken er å se tendenser, teste hypoteser eller finne årsakssammenhenger (Stake, 2010).

Valg av problemstilling vil i stor grad avgjøre hvilken metode som er mest hensiktsmessig for en studie. Av og til vil både kvalitativ og kvantitativ forskningsmetode kunne anvendes i samme studie, og resultatet fra de to metodene kan virke utfylle på hverandre (Christoffersen, Johannessen & Tufte, 2010). Tabell 2 viser karakteristiske kjennetegn til kvalitativ og kvantitativ forskningsmetode. Faktorer som formål, problemstilling, datasett, forhold til informantene, materiale og metode vil være med å avgjøre hvilken kategori forskningsprosessen tilhører (Hegnes & Lilledahl, 2000).

Tabell 2: Kjennetegn til forskning utført ved kvalitativ- og kvantitativ metode (fritt etter Hegnes & Lilledahl, 2000)

	Kvalitativ metode:	Kvantitativ metode:
Formål	<ul style="list-style-type: none"> • Fortolkninger • Man søker å forstå det spesifikke i en helhet 	<ul style="list-style-type: none"> • Årsak og virkning
Problemstilling	<ul style="list-style-type: none"> • Problemstilling kan endres og utvikles i løpet av datainnsamlingen 	<ul style="list-style-type: none"> • Problemstilling ferdig utformet før datainnsamling
Datasekk	<ul style="list-style-type: none"> • Går i dybden og kan inneholde mange opplysninger fra få informanter/kilder 	<ul style="list-style-type: none"> • Går i bredden med få variabler og mange informanter/kilder
Forhold til informantene	<ul style="list-style-type: none"> • Direkte kontakt med informantene • Fortolkende subjekt – subjekt forhold • Forsker er ute i felten og kan påvirkes av informanten og motsatt 	<ul style="list-style-type: none"> • Avstand til informantene • Subjekt – objekt forhold • Generalisering fra enhet til univers – lav grad av påvirkning mellom forsker og informant
Materiale og metode	<ul style="list-style-type: none"> • Observasjon, tekstanalyse, intervju 	<ul style="list-style-type: none"> • Statistikk og tall
Begreper for datakvalitet	<ul style="list-style-type: none"> • Troverdighet • Bekreftbarhet • Overførbarhet 	<ul style="list-style-type: none"> • Reliabilitet (pålitelighet) • Validitet (gyldighet) • Generalisering

I denne studien er det kvalitativ metode som er benyttet. Dette skyldes at problemstillingen har en samfunnsvitenskaplig vinkling og at datamaterialet er av en slik karakter at kvalitativ forskningsmetode er et naturlig valg.

1.4.3 Litteraturstudie

I en litteraturstudie blir utvalgt litteratur rundt oppgavens tema systematisk gjennomgått og sammenfattet. Ved å lage en komprimert tekst ut fra den eksisterende teorien knyttet til problemstillingen, kan den innsamlede informasjonen tolkes, diskuteres og analyseres (Johannessen & Tufte, 2002).

Ved utvalg av datamaterialet til en litteraturstudie er det viktig å være kritisk til kildene. Like fullt er det viktig å ikke kun oppsøke kilder som stammer fra et homogent fagmiljø. Ved å benytte kilder med ulik tilknytning til problemstillingen, vil oppgaven speile et bedre bilde av synspunkter og holdninger som regjerer i ulike miljøer og institusjoner (Stake, 2010).

Det utvalgte datamaterialet i denne litteraturstudien er omtalt i avsnitt 1.4.1.

1.4.4 Spørreundersøkelse

Spørreundersøkelser er en mye anvendt metode i kvantitative undersøkelser. I slike undersøkelser er hensikten å samle informasjon fra så mange informanter at resultatet kan danne grunnlag for et generaliserisert resultat. I en kvalitativ spørreundersøkelse er det der i mot ikke antall informanter, eller fellestrekk ved besvarelser som er av interesse. Fokuset ligger da i å forstå den enkelte informantens oppfatninger og bakgrunnen for disse oppfatningene. For å på best mulig måte forstå informantens holdninger, stilles det krav til spørsmålsformuleringen. Det er viktig å unngå formuleringer som kan gi tvetydige eller uklare svar (Johannessen & Tufte, 2002).

I denne oppgaven ble det web-baserte spørreundersøkelsesverktøyet QuestBack benyttet. Dette verktøyet gir mulighet til å utforme en lettforståelig og leservennlig undersøkelse, som gjør det enkelt for respondenten å besvare. QuestBack har også mange funksjoner som forenkler behandlingen og analysen av besvarelsene. Selv om respondenten kan velge å være anonym muliggjør QuestBack oppfølgingsaktiviteter via e-post dialog eller oppfølgingsundersøkelse (QuestBacks nettsted, 2010).

2. Teori

2.1 Geoenergiens opphav

Det har lenge vært kjent at det foregår en varmemestrøm ut fra jordoverflaten. Energi, i form av varme, stråles kontinuerlig ut til verdensrommet. Mesteparten av denne energien har blitt tilført jorden ved absorpsjon av solstråling, mens en liten andel stammer fra selve jorden og omtales derfor som geotermisk energi (Glassley, 2010). Dette delkapittelet gir en liten introduksjon til geoenergien og dens opphav.

2.1.1 Jordvarme

Jordkloden inneholder store mengder varme. Mye av denne varmen har ligget lagret siden jorden ble dannet for 4,5 milliarder år siden, mens en del varme produseres kontinuerlig gjennom nedbrytning av radioaktive isotoper i jordskorpen (Glassley, 2010). Det strømmer til en hver tid ca. $4,4 \cdot 10^{13}$ J varmeenergi ut fra jordens overflate per sekund⁴ (Gupta & Sukanta, 2007). Dette svarer til en gjennomsnittlig utstrålt effekt på omlag $80 \frac{mW}{m^2}$. Den faktiske varmemestrømmen varierer noe fra sted til sted, og avhenger blandt annet av tykkelsen på jordskorpen (Sørensen, 2004). Av den observerte varmemestrømmen ved jordoverflaten anslås 60 % å stamme fra radioaktiv nedbrytning, mens de resterende 40 % skyldes nedkjøling av jordens indre (Gupta & Sukanta, 2007). Uran 238, Uran 235, Thorium 232 og Kalium 40 er blandt de langlivede radioaktive isotopene som frigir varme i jordskorpen (Gupta & Sukanta, 2007). Temperaturen øker med dybden nedover i jordskorpen, denne temperaturendringen omtales som den geotermiske gradienten (Gupta & Sukanta, 2007). Den gjennomsnittlige geotermiske gradienten er omtrent $30 \frac{K}{km}$, men denne kan variere stort. Temperaturene i jordens indre avhenger av den opprinnelige temperaturen jorden hadde da den ble dannet, distribusjonen av varmeproduserende radioaktivt materiale og varmetransporten i det aktuelle området (Gupta & Sukanta, 2007).

Varmetransport i jordas indre foregår først og fremst ved termisk konduksjon og konveksjon:

⁴ Arbeid (Joule) per tid (sekund) er definisjonen på effekt (Watt), $[\frac{J}{s}] = [W]$ (Jewett & Serway, 2004)

- **Termisk konduksjon** er overføring av kinetisk energi mellom molekyler og nabomolekyler. Dette skyldes vekselvirkninger i form av vibrasjoner og kollisjoner mellom molekyler, atomer og valenselektroner (Glassley, 2010). En slik form for varmeoverføring kan finne sted i både fast stoff og væsker. I jorda strømmer varme ved konduksjon hovedsaklig i jordskorpen og den øvre del av mantelen (Gupta & Sukanta, 2007). En varmestrøm som følge av termisk konduksjon forutsetter at det er en temperaturdifferanse mellom to områder som er i fysisk kontakt med hverandre. Fouriers konduksjonslov (formel 1) beskriver varmestrøm per tids- og arealenhet (\mathbf{q}), som funksjon av den termiske konduktiviteten⁵ (k) og temperaturgradienten (∇T) (Gupta & Sukanta, 2007).

Formel 3: Fouriers konduksjonslov (Gupta & Sukanta, 2007)

$$\mathbf{q} = -k \cdot \nabla T \quad (1)$$

- **Konveksjon** er den andre varmeoverføringsprosessen som finner sted i jordas indre. Konveksjon går ut på at varme transporteres ved omrøring i ett stoff. En slik omrøring kan skje naturlig som følge av ulik temperatur og dermed tetthetsforskjeller i det aktuelle stoffet, eller ved påvirkning av en ekstern kraft. Konveksjon er den dominerende varmetransportprosessen i væsker og gasser (Barbier, 2002). Konveksjon kan beskrives ved hjelp av Newtons lov for kjøling. Varmestrøm ved konveksjon kan beskrives matematisk som angitt i formel 2. Formelen tar utgangspunkt i et fluid som mottar varme fra en varmekilde. I grenseområdet til varmekilden er fluidtemperaturen T_s . Langt unna dette grenseområdet er temperaturen i fluidet T_∞ . Varmestrømmen, q , i fluidet uttrykkes som en funksjon av varmeovergangstallet⁶, h , og temperaturdifferansen mellom T_s og T_∞ (Gupta & Sukanta, 2007).

Formel 4: Varmestrøm ved konveksjon (Gupta & Sukanta, 2007)

$$q = h(T_s - T_\infty) \quad (2)$$

I mantelen transporteres varme fra jordens kjerneområde ut til jordskorpen ved konveksjon. Mantel nærmest kjerneområdet vil oppnå høyere temperatur enn overliggende mantelmasse. På grunn av termisk utvidelse vil den stige langsomt opp, mens kjøligere og tettere mantelmasse

⁵ Den termiske konduktiviteten (k) er varmeledningsevnen til materialet, [$\frac{W}{m \cdot K}$] (Jewett & Serway, 2004)

⁶ Varmeovergangstallet (h) er den varmemengde som overføres fra ett sted til ett annet, per kvadratmeter, når temperaturforskjellen mellom de to områdene er én kelvin, [$\frac{W}{m^2 \cdot K}$] (Jewett & Serway, 2004)

synker ned. Slik oppstår det et naturlig omrøringsystem. Figur 2 illustrerer den naturlige omrøringen i mantelen. Konveksjon vil også være den dominerende varmetransportprosessen i den ytre kjernen, som består av flytende metall (Gupta & Sukanta, 2007).

Varme kan også transporteres ved emittering og absorbering av termiske fotoner, såkalt varmestråling. Mesteparten av materialet jorden består av er imidlertid lite gjennomtrenglig for denne typen stråling, derfor utgjør stråling en svært liten andel av varmetransporten i jordens indre. Det kan imidlertid være nyttig å måle den termiske strålingen fra jordoverflaten, da dette kan bidra til å lokalisere steder med unormal varmekraft (Glassley, 2010).

2.1.2 Jordas oppbygning

For å kartlegge jordas indre struktur og lagvise oppbygning, benyttes geofysikk til å behandle ulike måledata. Dette være seg datamateriale fra måling av gravitasjon, varmekraft og magnetisme, samt måling av seismiske bølgebevegelser i jordas indre (Carlson, Hammersley & Plummer, 2010). Seismiske bølger kan forekomme naturlig som følge av eksempelvis jordskjelv, eller konstrueres ved hjelp av en eksplosjon. Informasjon om bølgenes brytning, refleksjon og hastighetsendringer vil kunne si noe om de geologiske forholdene i det aktuelle området. Seismiske bølger deles vanligvis inn i tre hovedkategorier; P-bølger (trykkbølger), S-bølger (skjærbølger) og overflatebølger (Carlson, Hammersley & Plummer, 2010).

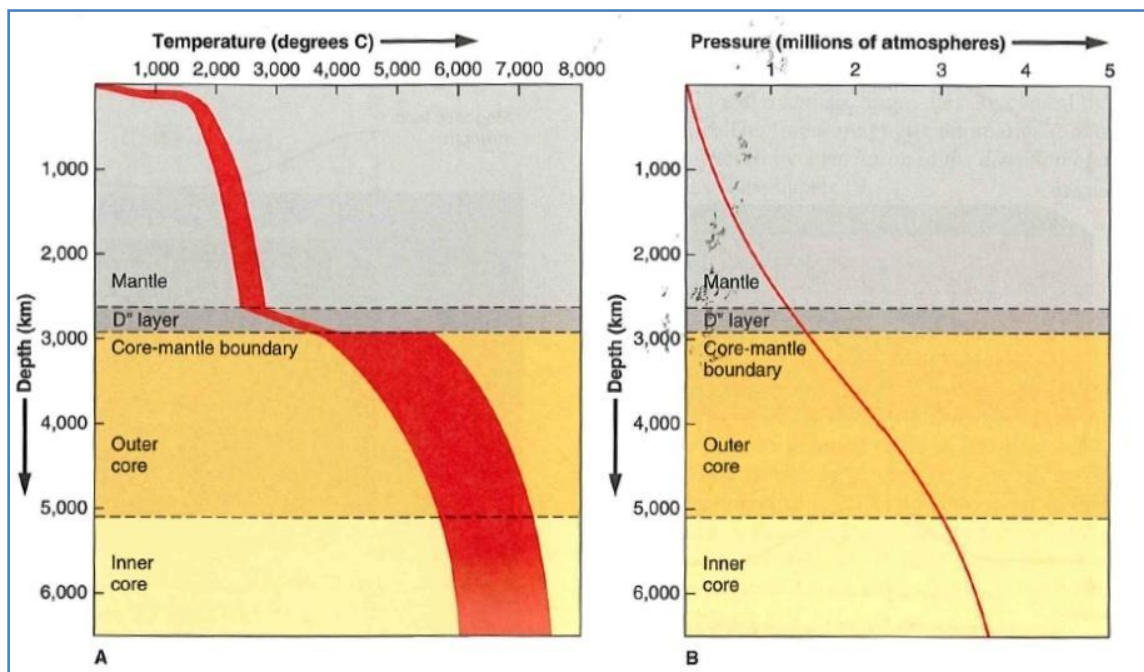
Jordas lagvise oppbygning kan deles inn i tre hovedsoner:

- **Kjernen** er jordens sentrum. Den innerste delen av kjernen består av metall, mest jern og noe nikkel. På grunn av ekstremt høyt trykk holder jordens indre kjerneområde fast form. Dette til tross for at kjernetemperaturen er estimert til å være opp mot 7 000 °C. Den ytre kjernen omgir den indre og består av flytende metall. Samlet tykkelse av indre og ytre kjerne er omlag 3 470 km (i radius), og temperaturen ligger mellom 3 700 °C ytterst (i grenseområdet mot mantelen) og (6 400 ± 600) °C innerst i jordens absolutte sentrum (Carlson, Hammersley & Plummer, 2010).
- **Mantelen** er laget mellom kjernen og jordskorpen. Den er omlag 2 900 km tykk og består i hovedsak av mineralene olivin og perovskitt. Seismiske data indikerer at mantelen ved en viss

dybde (ca. 670 km under jordoverflaten) skifter tetthet og mineralstruktur, derfor deles lagene inn i øvre- og nedre mantel ved dette skillet. Mantelen holder temperaturer fra 870 °C ytterst mot jordskorpen til 3 700 °C i grenseområdet mot kjernen (Carlson, Hammersley & Plummer, 2010).

- **Jordskorpen** omslutter tilslutt kloden som et skall. Under havet omtales den som havskorpe, og på land som kontinentalskorpe. Tykkelsen varierer fra 5 – 75 km, hvor havskorpen er tynneste og kontinentalskorpen i fjellområder tykkeste. Bassalt er den dominerende bergarten i havskorpen, mens kontinentalskorpen inneholder store mengder granitt. Temperaturen i jordskorpen kan være fra 0 til ca. 870 °C, avhengig av blandt annet avstand fra matelen (Carlson, Hammersley & Plummer, 2010).

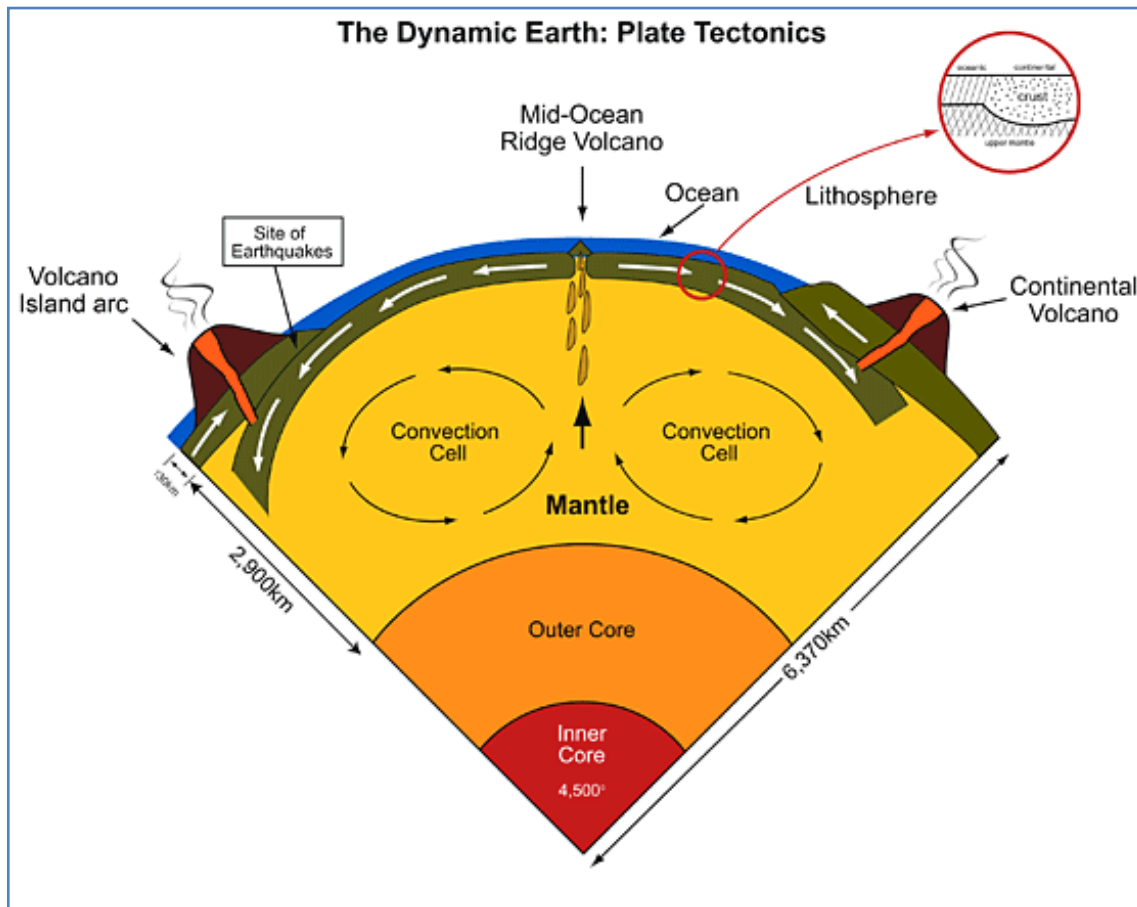
Figur 1 illustrerer hvordan trykk og temperatur varierer med dybde i jordens indre.



Figur 1: Grafen til venstre viser estimert temperatur i jordens indre som funksjon av dybde. Grafen til høyre viser trykk i jordens indre som funksjon av dybde (Carlson, Hammersley & Plummer, 2010)

Jordskorpen og den øvre del av mantelen har fast, sprø konsistens. Dette faste ytterlaget utgjør ikke ett helt skall, men består av 14 separate (litosfæriske) plater som så smått kan forflytte seg i forhold til hverandre (Barbier, 2002). Grenseområdene mellom plater deles i tre hovedkategorier. Divergerende plategrenser betegner et grenseområde der platene beger seg fra hverandre. Magma vil kunne trenge

ut gjennom en slik sprikende plategrense, for så å danne ny skorpe ved nedkjøling (Barbier, 2002). Konvergerende plategrenser beskriver et grenseområde der to plater beveger seg nærmere hverandre. Dette kan ved platekollisjoner i havskorpen medføre at den ene platen som følge av kollisjonen blir presset ned under den andre. I kollisjon mellom kontinentalplater er resultatet fjellkjededannelse (Barbier, 2002). Den siste hovedkategorien kalles konservativ plategrense. Denne representerer et grenseområde der en plate forflytter seg langs en annen uten å verken kollidere eller sige fra hverandre. Resultatet av forflytningen er ofte forkastninger i fjellet (Barbier, 2002). Konvergerende og divergerende plategrenser er illustrert i figur 2.



Figur 2: Grov skisse av jordens indre. Illustrasjonen viser prinsippet bak konvergerende plategrenser, hvor den ene platen presses ned under den andre. Midt på figuren illustreres også divergerende plategrense, hvor nedkjøling av oppstrømmende magma danner en midthavsrygg (Panax Geothermal, 2010).

2.2 Geotermiske ressurser og teknologi

En geotermisk ressurs kan defineres som en økonomisk utnyttbar⁷ varmekilde i jorda (Gupta & Sukanta, 2007). Geotermiske ressurser kan ha ulikt opphav og geologiske forutsetninger. Felles for utnyttelse av geotermisk varme er at det kreves en stor varmekilde, et varmereservoar med tilkøpling til overflaten og et godt takdekke som holder på varmen (DiPippo, 2005). Avsnitt 2.2.1 – 2.2.5 gir en kort introduksjon i de fem hovedgruppene geotermiske ressurser.

2.2.1 Grunnvarme

Utnyttelse av lavtempererte ressurser i den øvre delen av jordskorpen omtales som grunnvarme. Dersom temperaturen i grunnen er tilstrekkelig høy (over 40 °C) kan jordvarmen utnyttes direkte til oppvarmingsformål. Ressurser med lavere temperatur (under 40 °C) kan utnyttes ved hjelp av varmepumpeteknologi. Denne teknologien kan også benyttes til kjøling. Jorden kan dermed fungere som både varmesluk og varmekilde etter behov (Arnstad et al., 2007).

2.2.2 Hydrotermiske systemer

Hydrotermiske systemer er uthenting av varme fra naturlige vannreservoarer i jorden. Akviferen (grunnvannsmagasinet) opptar varme fra omkringliggende steinmasser. Hvis ikke det varme vannet kommer opp til jordoverflaten naturlig, som en varm kilde, kan det bores brønner for å tilgjengeliggjøre varmereservoaret (Barbier, 2002). Varmt vann/ damp hentes opp fra reservoaret gjennom en produksjonsbrønn, benyttes til kraftproduksjon og/ eller oppvarmingsformål, for så å injiseres tilbake til reservoaret gjennom en injeksjonsbrønn. Teknologien som anvendes avhenger av energibærerens (det geotermiske fluidets) fase. Hydrotermiske systemer deles gjerne inn i tre hovedkategorier (Boyle, 2004):

⁷ Med økonomisk utnyttbar menes i denne sammenheng at ressursen er knyttet til en kostnad som kan konkurrere/sammenliknes med kostnaden forbundet med tilsvarende kommersielle energiresurser. Eller at ressursen trolig vil kunne oppnå denne statusen i nær fremtid.

- **Tørrdampsystemer** er utnyttelse av høytempererte geotermiske ressurser, der det geotermiske fluidet holder gassfase ved opphenting. Tørrdampen har temperatur fra 180 – 225 °C og vil kunne føres direkte inn i en dampturbin. Dampturbinen er koplet til en generator som konverterer energien til elektrisitet. Tørrdampkraftverk er den enkleste teknologien for kraftproduksjon basert på geotermiske ressurser, men finnes kun i et fåtall grunnet tilgangen på ressurser som leverer tørrdamp (Boyle, 2004).
- **Våtdampsystemer** er utnyttelse av varme fra geotermisk fluid i to-fase. På grunn av faktorer som temperatur, trykk og kjemisk sammensetning vil fasen til det geotermiske fluidet være en blanding mellom væske og gass. Kun gassen vil benyttes til kraftproduksjon, derfor finnes det ulike teknologier for å maksimere utnyttelsesgraden av et slik to-fase fluid. *Singel flash steam*-kraftverk og *double flash steam*-kraftverk er teknologier utviklet med tanke på våtdampsystemer. Prinsippet bak denne typen kraftverk er at fluidet utsettes for en eller to flashtanker der trykket er lavere enn i det geotermiske reservoaret. Hensikten med å senke trykket er at også kokepunktet senkes, og dermed vil noe av fluidet som holder væskefase fordampe. Ved å øke dampfraksjonen økes også utnyttelsesgraden. Fluidet som ikke fordamper kan benyttes til oppvarmingsformål (Boyle, 2004).
- **Varmtvannsystemer** er utnyttelse av geotermisk fluid i væskefase. Enkleste form for utnyttelse av denne typen geotermisk ressurs er ved direkteanvendelse til oppvarming. Fluidet blir da varmevekslet med vann som sirkulerer i et fjern- eller nærvarmenett. Dersom temperaturen til varmtvannet ligger tett opp til 100 °C vil det også være mulig å generere elektrisitet ved hjelp av binærteknologi. Det geotermiske fluidet varmeveksles da med et arbeidsmedium som har så lavt kokepunkt at det fordamper som følge av varmevekslingen. Arbeidsmediet vil derfor kunne føres gjennom en dampturbin, for så å generere elektrisitet (Boyle, 2004).

2.2.3 Geotrykksystemer

Geotrykksystemer er dype geotermiske ressurser som består av lummer med varmtvann og naturgass under svært høyt trykk. Slike lummer ligger gjerne på flere tusen meters dyp, og det forskes i dag på hvordan både varmen, trykket og naturgassen på best mulig måte kan utnyttes. Det finnes per dags dato ingen kommersielle anlegg som utnytter geotrykksystemer, men allerede på 80-tallet ble det bygget et

vellykket demoanlegg. Lønnsomhetsberegninger og reservoarenes varighet er temaer det i dag regnes på, og som vil ha betydning for en eventuell videreutvikling av denne typen systemer (Barbier, 2002).

2.2.4 Magma

Magma (eller smeltet stein) finnes nær jordoverflaten i områder med vulkansk aktivitet ved de litosfæriske platenes grenseområder. Et tenkt system for utnyttelse av magma som geotermisk ressurs er at kaldt vann pumpes ned til magmaforekomster gjennom en injeksjonsbrønn. Magmaen krystalliseres ved nedkjøling, og får en hard og sprø konsistens. Ved å injisere vann under høyt trykk vil den krystalliserte magmaen sprekes opp (hydraulisk frakturering) og danne et sirkulasjonsnett mellom injeksjon- og produksjonsbrønn (DiPippo, 2005). Det er enorme mengder termisk energi i magma, men det er også store utfordringer knyttet til nyttegjørelse av denne energien. De største utfordringene er knyttet til lokalisering av magmaen, boring i høytempererte områder, utvikling av materiale som tåler magmatiske omgivelser samt utnytte ressursen på en en kostnadseffektiv måte (Barbier, 2002).

2.2.5 Konstruerte geotermiske systemer

Det er mulig å utvinne energi fra varme steinmasser som ikke inneholder et naturlig vannfylt varmereservoar. Konseptet der mennesker griper inn og utvinner varme fra berggrunn som ikke naturlig inneholder hydrotermiske, utnyttbare ressurser, omtales som konstruerte geotermiske systemer⁸ (KGS). Ressurser som lar seg utnytte ved KGS har flere navn, gitt ut fra de geologiske forutsetningene (Soultz, 2010):

- Hot dry rock (HDR)
- Hot wet rock (HWR)
- Hot Fractured Rock (HFR)

For å konstruere et kunstig sirkulasjonssystem med vann som energibærer må det bores brønner ned til varmekilden (varme steinmasser). Mellom brønnene kan berggrunnen enten sprekkes opp ved hydraulisk frakturering, alternativt kan sirkulasjonskanaler bores mellom produksjons- og

⁸ Konstruerte geotermiske systemer (KGS) omtales som enhanced geothermal systems (EGS) på engelsk

injeksjonsbrønn (Glassley, 2010). Teknologier for konstruksjon av geotermiske reservoarer kan også benyttes til å utvide produksjonen i eksisterende hydrotermiske systemer. Dette gjøres ved å øke eksponeringsfaltene mellom vann og varme steinmasser i det eksisterende hydrotermiske reservoaret. På denne måten kan varmeuttaket øke (DiPippo, 2005).

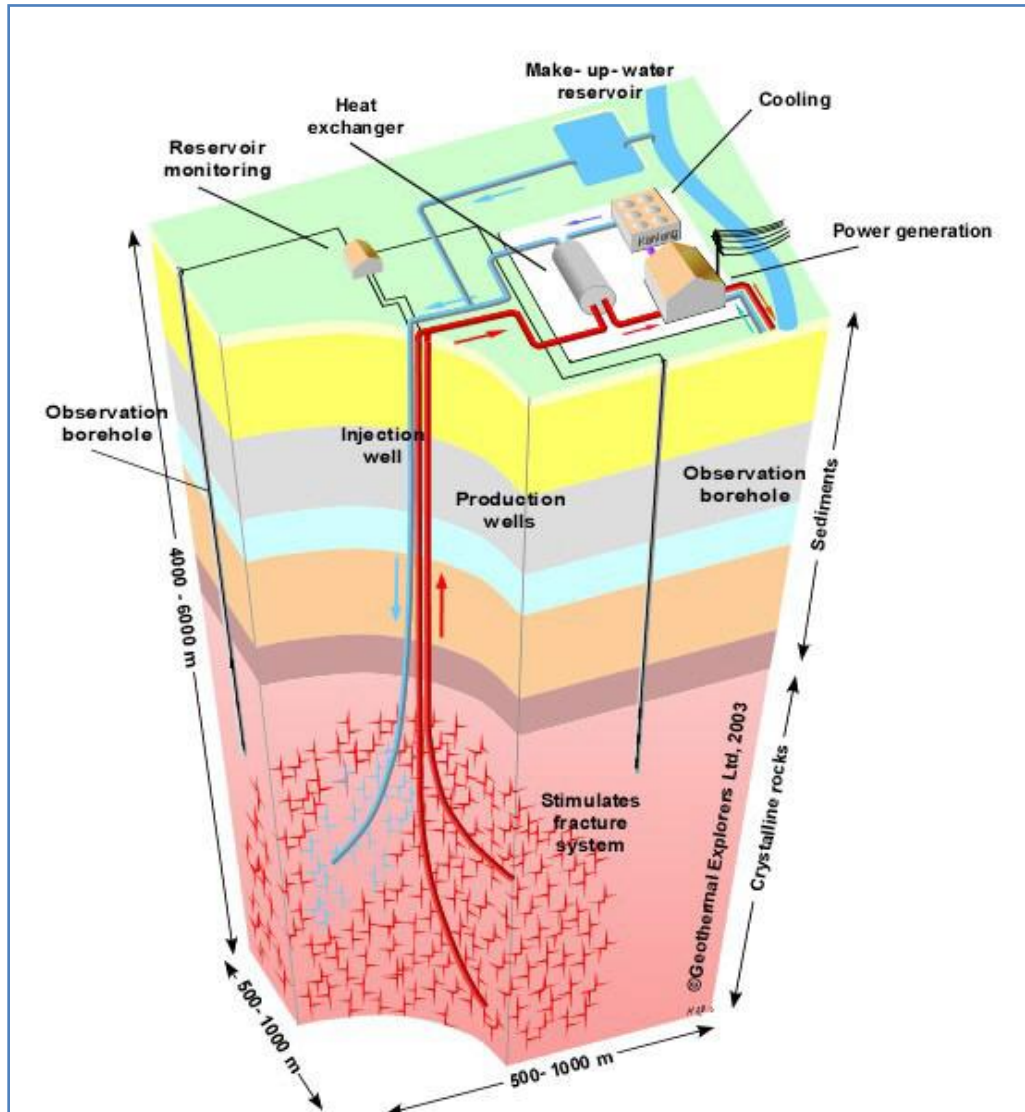
Konstruerte geotermiske systemer er vanligvis forbundet med dype geotermiske ressurser. Det vil si at varme hentes fra opp til flere tusen meters dyp (DiPippo, 2005). Når et geotermisk system skal konstrueres, er det en fordel at det er relativt god varmeledningsevne i steinmassene varmen skal hentes fra. Stein leder normalt sett varme ganske dårlig, derfor bør det sirkulerende vannet eksponeres for store flater av den varme berggrunnen for å oppta tilstrekkelig mengder varme (Boyle, 2004). Granitt regnes som en god bergart å konstruere varmereservoarer i, både på grunn av sin relativt sett gode varmeledningsevne og innholdet av radioaktive isotoper (Tester et al., 2006).

For at fluidet som sirkulerer mellom brønnene ikke skal trenge seg oppover i jordmassene og lekke ut av det konstruerte sirkulasjonssystemet utnyttet, bør de overliggende jordlagene være tilnærmet impermeable (ugjennomtrengelige) (Boyle, 2004). Et slikt impermeabelt jordlag kalles takdekke. Selv om takdekket til dels holder varmen på plass nede i jorda, sikrer det imidlertid ikke mot varmelekasje som følge av konduksjon. Ideelt sett bør derfor takdekket, i tillegg til å være nærmest impermeabelt, ha svak varmeledningsevne for å minimere varmetapet (Gupta & Sukanta, 2007).

I de fleste av dagens utprøvde konstruerte geotermiske systemer er varmereservoaret i berggrunnen dannet ved hjelp av hydraulisk frakturering (se avsnitt 2.8). Tanken bak denne typen systemetablering er at vann skal injiseres ned i brønn under høyt trykk. På grunn av permeabel berggrunn, eller gamle sprekkdannelser vil vannet trenge seg gjennom grunnen og danne et kunstig sprekkmønster (Blankenship et al., 2008). Figur 3 illustrerer et slikt konstruert geotermisk system. Det illustrerte anlegget består av to produksjonsbrønner (røde rør) og én injeksjonsbrønn (blått rør), alle knyttet til et nettverk av sprekker i grunnen. Det geotermiske fluidet fra produksjonsbrønnene varmeveksles med et arbeidsmedium på overflaten, denne teknologien omtales som binærteknologi⁹. Etter å ha avlevert varme, injiseres fluidet ned i gjennom injeksjonsbrønnen. På bakkenivå pumpes arbeidsmediet rundt i en lukket krets bestående av dampturbin, kondensator (kjøletårn) og varmeveksler. Turbinen driver en generator som omdanner den mekaniske energien til strøm. For å øke utnyttelsesgraden til anlegget kan det i tillegg til kraftproduksjon leveres varme til oppvarmingsformål (Boyle, 2004). Figuren viser også en

⁹ Mer om binærteknologi i avsnitt 2.3.

kunstig dam tilknyttet anlegget, denne dammen leverer vann til injeksjonsbrønnen. Det har vist seg at det er vanskelig å lage helt lukkede sirkulasjonssystemer ved hydraulisk frakturering. Derfor må det stadig tilføres nytt vann for å opprettholde sirkulasjonen og kapasiteten til anlegget (Tester et al., 2006).



Figur 3: Skisse av et konstruert geotermisk system med to (på tegningen røde) produksjonsbrønner og én (på tegningen blå) injeksjonsbrønn (Haring, 2004)

Den første forskningen på konstruerte geotermiske systemer startet opp i USA på slutten av 70-tallet. Siden den gang har interessen for konseptet økt, og prosjektanlegg er bygget i blant annet Australia, Frankrike, Tyskland, Japan, Sveits, Sverige og Storbritannia (se avsnitt 2.8) (Baria & Petty, 2008).

2.3 Systemer for energikonvertering

Når geotermisk varme skal omformes til mer høyverdig energi benyttes ulike typer konverteringssyklusser tilpasset det geotermiske fluidets temperatur, trykk og fase (Tester et al., 2006). Tabell 3 viser hvilke energikonverteringssyklusser som er vanlig å benytte for ulike temperaturer. Tørrdampsyklusen er ikke nevnt i tabellen, da denne syklusen forutsetter helt spesielle betingelser i forhold til fluidets fase (Tester et al., 2006). Videre følger en beskrivelse av tørrdampsyklusen, binærteknologi, singel flash- og dobbel flash syklusen.

Tabell 3: Passende energikonverteringssystem for geotermisk fluid med temperatur fra 100 til 250 °C (fritt etter Tester et al., 2006)

Temperatur geotermisk fluid (°C)	Energikonverterings-System
100	Binærteknologi
150	Binærteknologi (figur 4b)
200	Binærteknologi eller Singel flash (figur 4c)
250	Dobbel flash (figur 4d)

Tørrdamp syklus (figur 4a)

Dersom det geotermiske fluidet er i tørrdamp-fase, kan det føres direkte inn i en damturbine. Dampen ekspanderer og driver på den måten turbinen rundt. En generator er tilkopleet turbinen og konverterer den mekaniske energien til elektrisitet. Etter dampturbinen kondenseres det geotermiske fluidet i en kondensator. Det er hensiktsmessig å maksimere trykkfallet over turbinen for å optimalisere effektuttaket. En syklus bestående av fluidsirkulasjon mellom varmekilde, dampturbine og kondensator er den enkleste formen for konvertering av geotermisk energi til elektrisitet (Boyle, 2004). Ettersom geotermiske ressurser sjelden inneholder fluid som tilfredstiller kravet om tørrdamp-fase, er det svært få geotermiske kraftverk som baserer seg på en tørrdamp syklus. Et reservoar som leverer tørrdamp holder typisk en temperatur fra 180 – 225 °C og et trykk på 4 – 8 MPa (Boyle, 2004).

Binærteknologi (figur 4b)

I en kraftproduserende syklus som baserer seg på binærteknologi, varmeveksles det geotermiske fluidet med et arbeidsmedium. Dette arbeidsmediet holder lavere kokepunkt enn det geotermiske fluidet og fordampes derfor lettere. I varmeveksleren fordampes arbeidsmediet og føres videre inn til en dampturbin som i sin tur driver en generator (Boyle, 2004). Resten av syklusen forløper som i en vanlig tørrdampsyklus. Etter kondensatoren har arbeidsmediet igjen inntatt væskefase og er dermed klar for trykksetting ved hjelp av en pumpe og deretter ny oppvarming i varmeveksleren. Figur 4b illustrerer de ulike komponentene i en binærsyklus (Boyle, 2004).

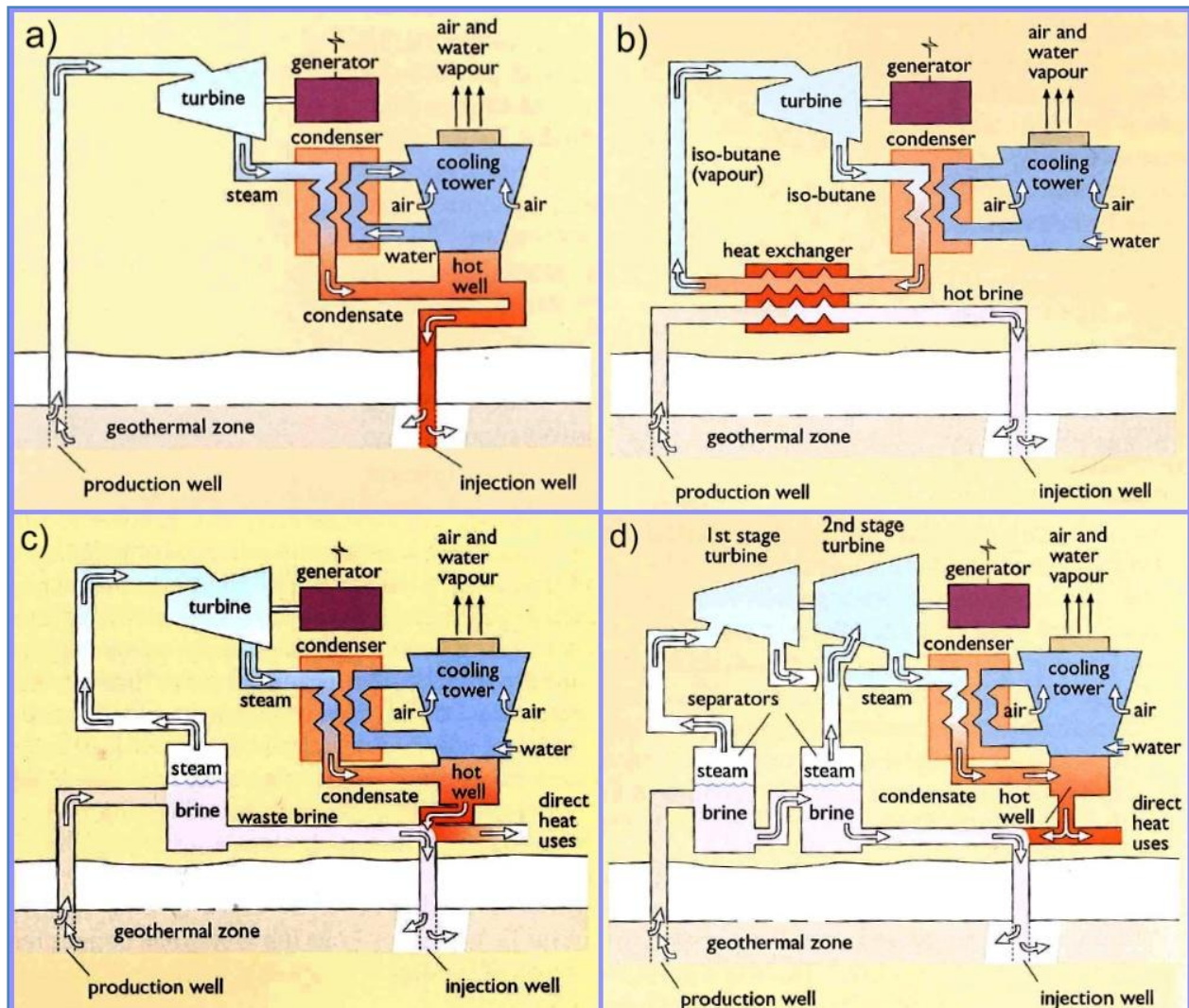
Singel flash syklus (figur 4c)

Et fluid som holder tofase og består av en blanding av damp og væske, omtales som våtdamp (Boyle, 2004). Kun den andelen av fluidet som holder dampfase vil kunne bidra til å drive en dampturbin. Et geotermisk fluid som holder våtdamp kan bearbeides i en flash tank for å maksimere dampandelen. Det geotermiske fluidet føres først inn i en tank som holder lavere trykk enn i det geotermiske reservoaret. På denne måten senkes kokepunktet slik at en del av det geotermiske fluidet som holder væskefase fordampes (Boyle, 2004). Den delen av det geotermiske fluidet som er i dampfase separeres fra resten av fluidet og føres inn i en dampturbin. Resten av syklusen forløper på tilsvarende måte som i en tørrdamp syklus. Etter kondensatoren forenes fluidet med den delen av det geotermiske fluidet som ikke fordampet i flashtanken. For å øke andelen utnyttelsesgraden til det geotermiske fluidet kan det benyttes til oppvarmingsformål før det injiseres ned i reservoaret for ny oppvarming (Boyle, 2004).

Dobbel flash syklus (figur 4d)

På tilsvarende måte som i en *singel flash syklus* blir det geotermiske fluidet i en *dobbel flash syklus* bearbeidet for å øke dampandelen til fluidet i to-fase (Boyle, 2004). I et slikt system finnes det to flash-tanker. Fluidet som hentes opp fra det geotermiske reservoaret føres inn i den første flash-tanken, hvor trykket er noe lavere enn i reservoaret. Den andelen av fluidet som holder gassfase eller fordampes i den første flash-tanken, separeres fra fluidet som holder væskefase og føres videre til en dampturbin. Væsken som ikke fordampet i den første flash-tanken pumpes videre til den neste, hvor trykket er enda

lavere. Den delen av det geotermiske fluidet som fordampner i flash-tank nummer to, separeres fra væsken og føres til en egen turbin. Kretsen består altså av to flash-tanker knyttet til hver sin turbin, tilpasset det aktuelle trykknivået (Boyle, 2004). Fluidet ut fra turbinene forenes i kondensatoren og deretter med fluidet som ikke fordampet i noen av flashtankene. På tilsvarende vis som for de øvrige syklusene kan det geotermiske fluidet benyttes til oppvarmingsformål, før det injiseres tilbake i det geotermiske reservoaret (Boyle, 2004).



Figur 4: Fire ulike syklusser for konvertering av termisk energi i damp til elektrisk energi. Figuren øverst til venstre (a) viser en tørrdampsyklus hvor det geotermiske fluidet kan føres direkte inn i en dampturbin. Figuren øverst til høyre (b) viser en organic rankine cycle (binærteknologi) der varmen i det geotermiske fluidet varmeveksles med en sekundærkrets. Arbeidsmediet i sekundærkretsen fordampner ved oppvarming og føres deretter inn i en dampturbin. Figuren nederst til venstre (c) viser en single flash syklus der det geotermiske fluidet bearbeides i en lavtrykkstank for å øke dampandelen ved fluid i to-fase. Figuren nederst til høyre (d) viser en dobbel flash syklus der det geotermiske fluidet bearbeides i opp til to tanker for oppnå høyest mulig dampandel, før konvertering av termisk energi til elektrisk energi i turbin og generator (Boyle, 2004).

2.4 Etablering av et konstruert geotermisk system

Dette delkapittelet beskriver de ulike prosessstadiene i etableringen av et konstruert geotermisk system (Blankenship et al., 2008):

- **Valg av lokalisasjon**

Ved etablering av et konstruert geotermisk system må først et passende område for anlegget anskaffes. Ettersom det finnes få slike anlegg i verden er det fremdeles noe uklart hva som karakteriserer et såkalt passende område. Dette vil også avhenge av hva slags utforming anlegget skal ha og hvilken teknologi som skal anvendes. Visse egenskaper og karakteristikk er imidlertid mer sentrale enn andre (Blankenship et al., 2008):

- Temperaturgradient, og dermed avstand ned til de varme steinmassene er av stor betydning for de økonomiske aspektene.
- Geologien nedover i jordlagene vil ha betydning for boreprosessen og de teknologiske utfordringene.
- Avstand til forbruker vil påvirke kostnadene for distribusjonsnett og tap, enten det er snakk om kraftnett eller fjernvarmenett.
- Seismisk aktivitet i området og grunnforhold knyttet til sesimisitet vil ha betydning for i hvor stor risiko det er for at anlegget vil kunne generere jordskjelv.
- Tilgangen på tomter av passende størrelse i egnet område, det kan eksempelvis være vanskelig å finne egnet tomt sentralt i en stor by.
- Dersom reservoaret skal konstrueres ved hydraulisk frakturering vil permeabiliteten eller gamle sprekkdannelser i grunnen ha stor betydning for etableringen av den underjordiske delen av anlegget.
- Nærliggende grunnvann som kan ta skade av utbyggingen, eller andre lokale forhold anlegget kan påvirke.

Ikke alle forhold som er av betydning for anleggets plassering er like enkle å fastslå i forkant av prosjektet. På bakgrunn av rimelige antakelser kan det imidlertid gjøres anslag, dog med noe usikkerhetsmargin (Blankenship et al., 2008).

- **Prøveboring og reservoarkarakteristikk**

Ved å utføre prøveboringer kan det utføres en rekke målinger som kan bekrefte eller forkaste de antakelsene man eventuelt har gjort i en forundersøkelse eller kartleggingsprosess (DiPippo, 2005). Borehullet kan være dimensjonert som en fullskala injeksjonsbrønn, eller være et tynnere prøvehull som ikke nødvendigvis blir noen del av det ferdigstilte anlegget. Et tynt prøvehull vil være billigere enn et hull med større diameter (Blankenship et al., 2008). Det vil likevel i enkelte tilfeller kunne lønne seg å bore et større prøvehull dersom forholdene ligger til rette for etablering av et geotermisk anlegg. Dette skyldes at et stort prøvehull kan benyttes som brønn i anlegget, mens et tynnere prøvehull kun vil ha reell nytteverdi i undersøkelsesprosessen. Dersom resultatene fra prøveboringen skulle tilsi at forholdene for et geotermisk anlegg er dårlige og prosjektet skulle avblåses, vil imidlertid et tynnere prøvehull være det økonomisk gunstigste (Blankenship et al., 2008).

Under prøveboringer kan det tas kjerneprøver for å få tilstrekkelig informasjon om berggrunnen. Dersom det geotermiske reservoaret skal konstrueres ved hydraulisk frakturering, kan det være hensiktsmessig å utføre små prøvefraktureringer ved å injisere vann under trykk. På den måten kan informasjon om permeabilitet og spenninger i grunnen kartlegges (Blankenship et al., 2008).

I områder med svært høy temperatur kan det være vanskelig å utføre målinger og karakterisere den aktuelle ressursen. Dette skyldes vanskeligheter med å få måleutstyret til å fungere i høytempererte omgivelser (Blankenship et al., 2008).

- **Brønnboring**

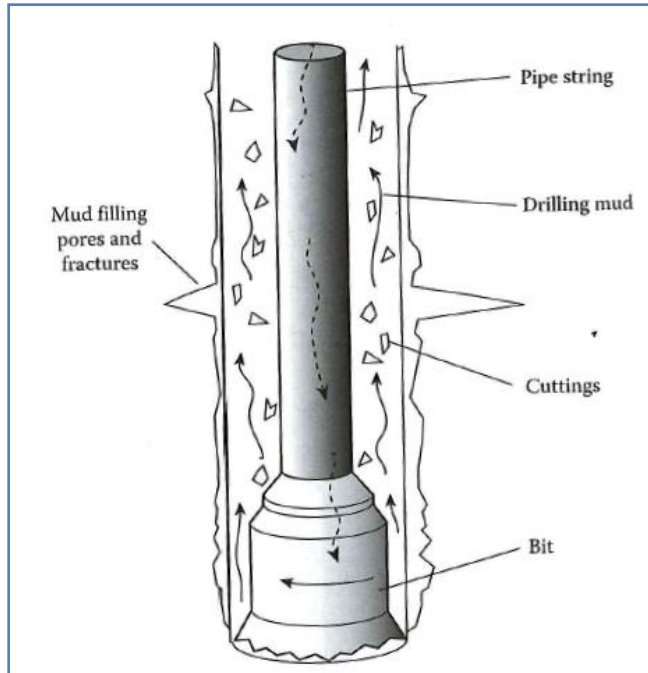
Boring av brønner til KGS likner de som bores i forbindelse med gass- og oljeindustri, likevel er det visse

ulikheter. Geotermiske brønner penetrerer hardere bergarter, ofte varmere omgivelser og har større diameter enn det som er vanlig i olje- og gassindustrien (Blankenship et al., 2008).

Per i dag er det rotasjonsboring som er den vanligste boreteknologien for dyp boring, gjennom harde bergarter. Rotasjonsboring foregår fra en borerigg og fungerer ved at det sitter roterende tenner på borekronen nederst på borestrengen. For å vaske ut løsmasse, opprettholde trykket i brønnen, samt smøre og kjøle ned boreutstyr, pumpes det et borefluid ned gjennom borestrengen. Dette fluidet siger til overflaten langs utsiden av borestrengen (se figur 5). I enkelte tilfeller har luft under høyt trykk blitt benyttet som borefluid, men det mest anvendte borefluidet er leire eller slam (Glassley, 2010).

Ved penetrering av harde metamorfe bergarter slites borekronen raskt, og dette er svært kostbart. Derfor benyttes ofte borekroner forsterket med diamant for å øke levetiden (Glassley, 2010). Etterhvert som brønnen blir stadig dypere, anvendes gradvis mindre borekrone. Når en borekrone skal byttes må hele borestrengen opp. For at ikke brønnen skal kolapse når borestrengen trekkes opp, stives brønnen ofte opp med stålbjelker (casing) og sement (Glassley, 2010).

Det er alltid forbundet en viss risiko med boring (DiPippo, 2005). Dersom det oppstår et uventet møte med en permeabel sone som inneholder lommer av gass eller olje under svært høyt trykk, kan det forekomme en blowout. Av denne grunn finnes det en rekke sikkerhetsregler og preventive blowoutinnstallasjoner på boreriggen. Hvilke sikkerhetstiltak som igangsettes under et boreprosjekt avhenger imidlertid av risikonivået i det aktuelle området (DiPippo, 2005).



Figur 5: Illustrasjon av en borestreng med borekrone. Borefluidet pumpes her ned gjennom borestrengen og vasker ut løsmasse, smører og kjøler ned boreutstyret (Glassley, 2010)

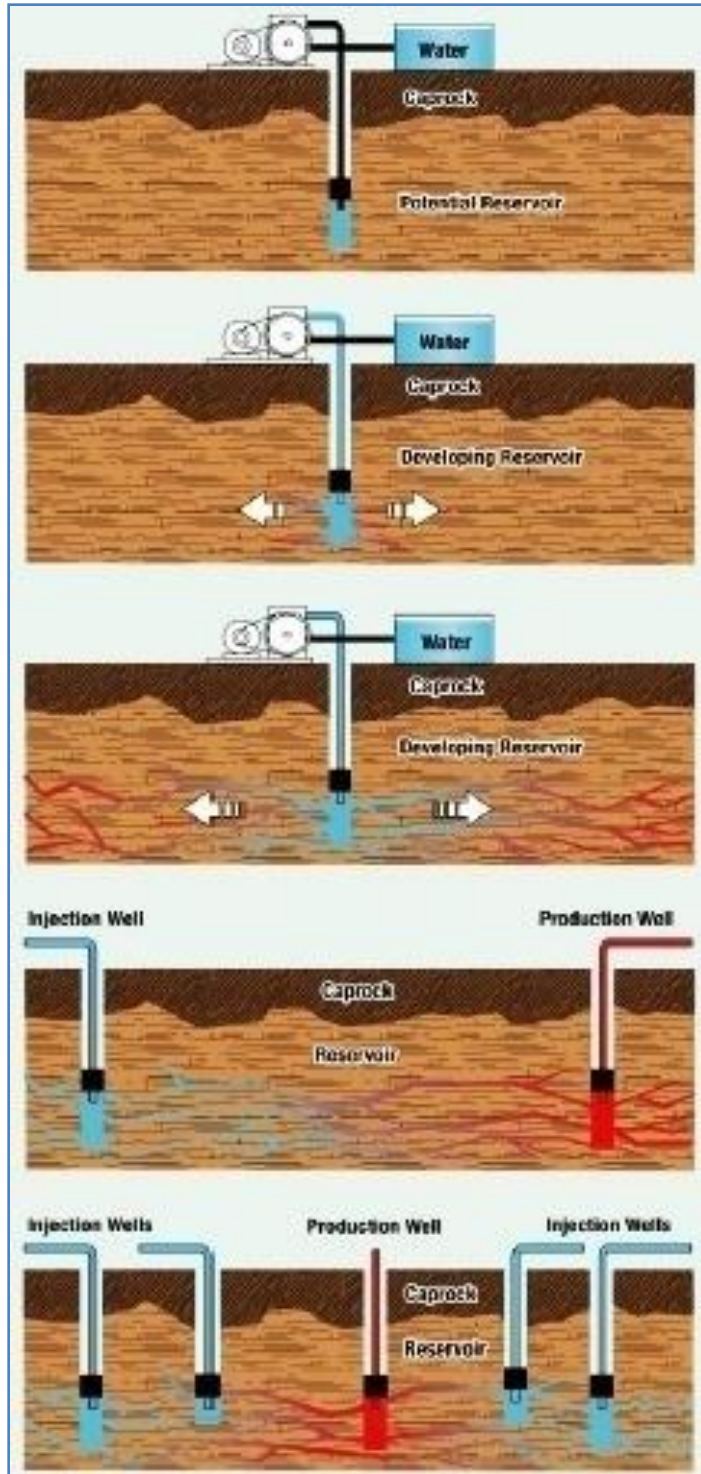
Det er mange alternative boreteknologier under utvikling, og også i aktiv bruk ved grunnere boring. I forbindelse med forskning relatert til olje- og gassindustri, kommer det stadig ny boreteknologi på banen (Blankenship et al., 2008). Ved videreutvikling kan denne teknologien også bli nyttig i forbindelse med utnyttelse av dypgeotermiske ressurser (Evensen et al., 2011).

- **Reservoarkonstruksjon**

Det geotermiske reservoaret er i dagens KGS-anlegg først og fremst blitt utformet ved hydraulisk frakturering. Det vil si at vann injiseres ned i brønnen under høyt trykk. Ved å påføre berggrunnen høyt trykk og termisk stress vil den til slutt sprekke opp. Trykket det injiserte vannet påfører berggrunnen, opprettholdes inntil nettverket av sprekkdannelser anses å være tilstrekkelig stort. Deretter kan en ny brønn bores og koples til nettverket av sprekkdannelser i grunnen (Blankenship et al., 2008). Figur 6 illustrerer hvordan den hydrauliske fraktureringen kan foregå. Som de to nederste figurene illustrerer kan konstruerte geotermiske systemer både bestå av to enkle brønner (en produksjonsbrønn og en injeksjonsbrønn), eller flere tilkoblede brønner for økt produksjon.

Ved hydraulisk frakturering er det først og fremst spenningene i fjellet og gamle frakturer i grunnen som avgjør hvilken retningsorientering de genererte sprekkeformasjonene vil få. I noen tilfeller er det også påtruffet allerede eksisterende sprekkenettverk med varmt vann. Slike anlegg blir på sett og vis en kombinasjon av hydrotermiske og konstruerte systemer (Blankenship et al., 2008).

Når sirkulasjonsganger for vannet er ferdig etablert ved hydraulisk frakturering eller boring, kan det bores tilknyttede brønner som gjør det mulig for vann å sirkulere. For å treffe på sprekkesonene evt. borede sirkulasjonsganger må det retningsorientert boring til. Det benyttes gjerne akkustikk for å lokalisere de frakturerte sonene (Blankenship et al., 2008). Hvor de tilknyttede brønnene treffer på det geotermiske reservoaret har stor betydning for effektuttak og hvor godt ressursen kan utnyttes. Et kort sirkulasjonssystem, eller lekkasje mellom injeksjons- og produksjonsbrønn vil være ugunstig (Blankenship et al., 2008).



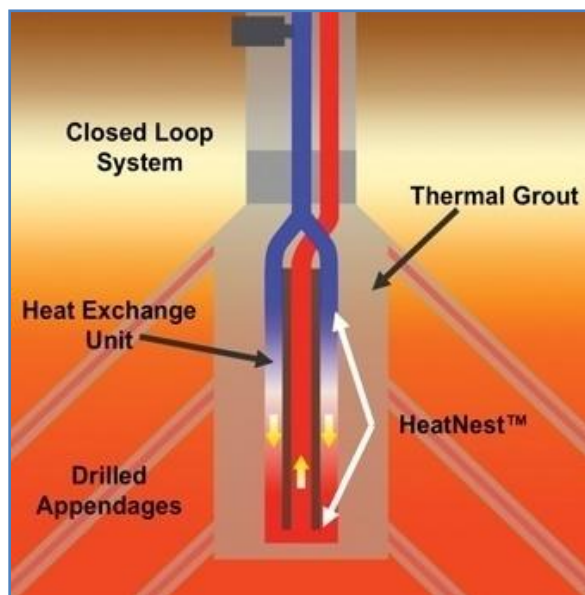
Figur 6: Prinsippskisse av hydraulisk frakturering (Garman, D. K, 2003)

Det finnes også alternative metoder for konstruksjon av geotermiske reservoarer. Norske Rock Energy har patent på et system som skal hente ut varme fra grunnfjellet. I stedet for å sprekke opp berggrunnen

mellom injeksjons og produksjonsbrønn, skal det etter Rock Energys modell bores sirkulasjonganger for vannet mellom brønnene. Figur 7 viser en prinsippskisse av Rock Energys konstruert geotermisk system (Gemini, 2010). Kaldt vann pumpes ned (i de blå rørene) i injeksjonsbrønnen. I oppborede sirkulasjonshull strømmer vannet og opptar varme fra de omkringliggende steinmassene. I produksjonsbrønnen hentes varmt vann og damp opp. På bakkeplan er det her tre installasjoner. Først sendes det energibærende vannet til et separasjonsanlegg, som skiller dampen fra vannet. Dampen går videre til en dampturbin som er koplet til en generator. I denne installasjonen konverteres den termiske energien til elektrisk energi. For å maksimere trykkfallet over dampturbinen vil et kjøletårn kondensere dampen som kommer ut av turbinen. Vannet som tidligere ble fraskilt i separasjonsanlegget går til oppvarming. Avkjølt vann fra varmeforbruker og fra kjøletårn forenes før det på ny sendes ned i injeksjonsbrønnen (Geminis nettsted, 2010). Denne typen anlegg stiller ekstra store krav til boringen, da det må retningsorientert boring til for å danne det lukkede sirkulasjonssystemet. Det er per i dag ingen aktive anlegg av denne typen, men Rock Energy påbegynner etableringen av et pilotanlegg¹⁰ i Oslo i 2011. Etter planen skal dette anlegget ferdigstilles høsten 2012 (Evensen, 2011).

¹⁰ Mer om Rock Energys pilotanlegg i delkapittel 3.1.3.

mellom den varme berggrunnen og det sirkulerende vannet økes. Figur 8 illustrerer *GTherms* konsept. SWEGS-teknologien er under uttesting og foreløpig ikke anvendt i noe geotermisk anlegg (Gtherm, 2010).



Figur 8: Illustrasjon av konseptet SWEGS (Gtherm, 2010)

Det finnes flere ideer for utforming av konstruerte geotermiske reservoarer/systemer, men foreløpig er det kun hydraulisk frakturering som er utprøvd i stor skala (Tester et al., 2006).

2.5 Miljøpåvirkning

I utgangspunktet kategoriseres geotermisk energi som en ren energiresurs. Sammenliknet med fossile energiresurser er miljøpåvirkningene små. Like fullt finnes det enkelte effekter fra utvinningsprosessen som kan ha negativ innvirkning på miljøet.

- **Luftforurensning og partikkelutslipp** kan oppstå dersom det geotermiske fluidet fordamper og bringer med seg oppløste gasser eller partikler ut i atmosfæren. I følge MIT-rapporten *The Future of Geothermal Energy* er det svært liten risiko for at dette skal medføre en betydelig luftforurensning (Tester et al., 2006).

- **Vannforurensning** på jordoverflaten er en lite sannsynlig miljøpåvirkning som følge av et konstruert geotermisk system. Dette skyldes at vannet som pumpes opp også injiseres tilbake i reservoaret. Derfor vil det kun være en teoretisk mulighet for vannforurensning dersom det skjer en alvorlig feil som medfører stort utslipp av geotermisk fluid. Likefult er det vanlig å ta regelmessige prøver av det geotermiske fluidet for å ha kontroll på hvilken kjemiske sammensetning fluidet har (Tester et al., 2006).
- **Grunnvannsforurensning** kan forekomme dersom det i boreprosessen påtreffes et grunnvannsmagasin. Borefluidet kan i noen tilfeller bringe med seg uønskede stoffer og partikler som spres ut i grunnvannet (Tester et al., 2006).
- **Støy** vil til en viss grad oppstå ved etableringen av et konstruert geotermisk system. Ved drift av et kraftproduserende KGS-anlegg vil transformatoren, kraftstasjonen og kjøletårnet avgi noe støy, mens anlegg for direkteanvendelse av geotermisk energi vil avgi lite eller ingen støy (Tester et al., 2006).
- **Plassforbruk** kan i enkelte tilfeller kategoriseres som en miljøpåvirkning. Under bakkenivå kan et konstruert geotermisk system okkupere flere kubikkilometer, mens den geotermiske platformen på overflaten opptar lite landareale (Tester et al., 2006).
- **Induserte jordskjelv** av en slik størrelsesorden at det har vært merkbart for mennesker er blitt observert ved etablering og drift av visse KGS-anlegg. Dette kan forekomme når kaldt vann, under høyt trykk, sprekker opp berggrunnen (hydraulisk frakturering) eller sirkulerer i det geotermiske systemet under høyt trykk (eksempelvis ved stor produksjon). Rystelsene skyldes blandt annet endret poretrykk, temperatur eller volum i reservoaret (Tester et al., 2006). Dette har forårsaket utsettelse og truet med kanselleringer av flere KGS prosjekter. Blandt annet under Deep Heat Mining prosjektet i Sveits (se avsnitt 2.8.7) (Asanuma, Baria, Bommer, Majer, Oates, Smith & Stark, 2007). De induserte jordskjelvene har ikke vært av en slik størrelsesorden at menneskeliv har gått tapt, men enkelte skjelv har vært så store at de har forårsaket materielle skader på bygningsmasse. Jordskjelv skaper også angst og uro blant befolkningen. På stedene der geotermiske anlegg har indusert merkbare jordskjelv har mange derfor blitt skeptiske til denne formen for energiutnyttelse. Rapporten "*Induced seismicity associated with Enhanced Geothermal Systems*" inneholder en sammenfatning av hvilke mekanismer som

forårsaker induerte jordskjelv i forbindelse med KGS-anlegg. Rapporten beskriver også flere geotermiske prosjekter hvor jordskjelv av merkbar størrelsesorden har oppstått. Konklusjonen er at faren for induerte jordskjelv ikke behøver å representere noen trussel for videre utvikling av konstruerte geotermiske systemer, såfremt områder for etablering av KGS-anlegg velges med omhu og de ansvarlige for anlegget er klar over hvilke mekanismer som kan forårsake skjelv (Asanuma et al., 2007). Det foregår i dag forskning, blant annet det såkalte GEISER-prosjektet¹¹, som søker å avdekke mer kunnskap om de mekanismer som bidrar til økt seismisk aktivitet i forbindelse med konstruerte geotermiske systemer (European Commission: Cordis, 2011).

- **Induserte jordskred** har i enkelte tilfeller forekommet i områder hvor det har ligget geotermiske anlegg. Årsaken til skredene har ofte vært ukjent. For å eliminere faren for induerte jordskred bør nye anlegg bygges i områder uten jordskredfare (Tester et al., 2006).
- **Vannforbruk** har vist seg å være en utfordring ved anlegg som basserer seg på sprekkdannelser i grunnen (Tester et al., 2006). Dette skyldes at denne typen konstruerte sirkulasjonssystemer ofte er såkalt *åpne*. Det vil si at injeksjons- og produksjonsbrønn, samt den oppsprukkede berggrunnen ikke danner noe lukket sirkulasjonssystem (Evensen et al., 2011). En del av vannet som injiseres ned i grunnen vil kunne føres av sted med sprekker og porer, og dermed ikke bidra til varmeuttak fra produksjonsbrønnen. For å opprettholde trykket og sirkulasjonen må det i slike åpne systemer tilføres stadig mer vann. I enkelte tilfeller kan dette vannforbruket bli stort sett i forhold til tilgangen (Tester et al., 2006).
- **Forstyrrelser av dyreliv og vegetasjon** er en svært lite utbredt miljøpåvirkning når anlegget først er bygget (Tester et al., 2006).

¹¹ Mer om GEISER-prosjektet i avsnitt 3.1.3.

2.6 KGS - Økonomi

2.6.1 Kostnader, inntekter og produksjon

Økonomien til et konstruert geotermisk system vil avhenge av mange faktorer. Som det kommer frem i kapittel 2.4 er etableringen av et konstruert geotermisk system en omfattende prosess. I tillegg til kostnadene som er direkte knyttet til etableringen av anlegget, vil en rekke parametre knyttet til lokale grunnforhold- og anleggets produksjonsevne være med å bestemme om den aktuelle geotermiske resursen er økonomisk driveverdig. Det finnes mange som har forsøkt å lage modeller for beregning av den økonomiske situasjonen til konstruerte geotermiske systemer. Men foreløpig er det stor usikkerhet rundt estimeringen av visse parametre grunnet mangel på tilstrekkelig datamateriale (Tester et al., 2006). I det følgende presenteres de mest aktuelle faktorene for et KGS-anleggs lønnsomhet.

Kostnader og kostnadsparametre (Butler, Morrow, Robertson-Tait & Sanyal (2007), Lundin (2007) og Ali Al – Dabbas (2009)):

- Kartleggingskostnader og landområde. Omfatter kjøp av landområde for anlegg, overflateprospektering og forarbeid.
- Borekostnader. Disse avhenger blandt annet av antall injeksjons- og produksjonsbrønner, geologi, brønndybde og valg av boreteknologi.
- Kostnader knyttet til konstruksjon av varmereservoaret. Dette dreier seg om kostnader knyttet til frakturering av berggrunnen, eller økte borekostnader dersom reservoaret dannes ved å bore sirkulasjonskanaler for vannet.
- Anleggskostnader. Omfatter bygging av kraftstasjon, varmevekslere, distribusjonsanlegg og andre overflateinstallasjoner knyttet til det geotermiske anlegget.
- Drift- og vedlikeholdskostnader.
- Skatter og avgifter.
- Kapitalkostnader. Omfatter eksempelvis rentekostnader og avskrivninger.
- Inflasjon. Reduksjon i pengenes verdi.
- Tilførsel/ forbruk av geotermisk fluid (vann).

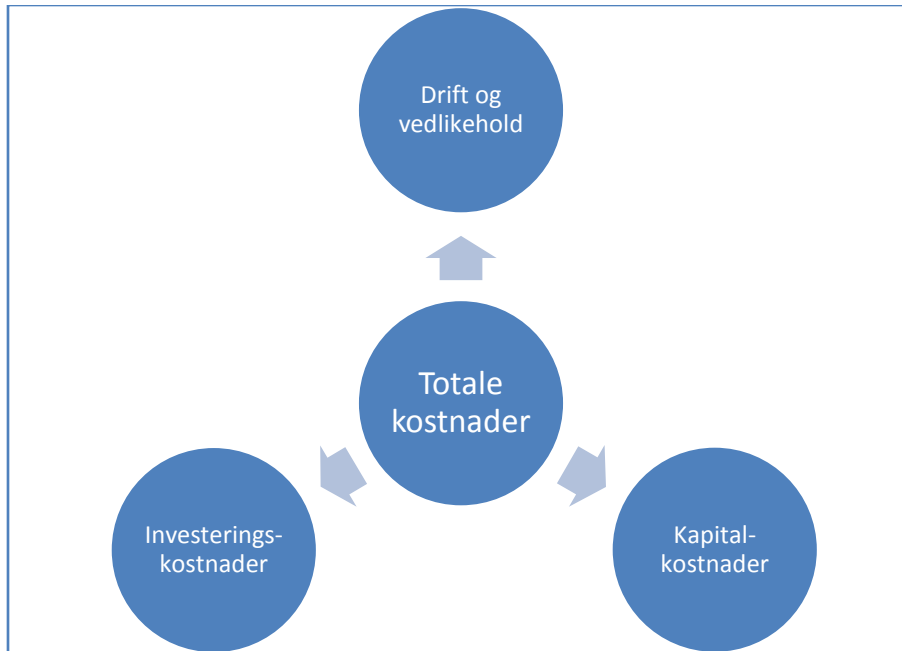
Inntektsparametre (Butler et al., (2007), Lundin (2007) og Ali Al – Dabbas (2009)):

- Kraftpris
- Fjernvarmepris
- Tilskudd og støtteordninger

Produksjonsparametre (Butler et al., (2007), Lundin (2007) og Ali Al – Dabbas (2009)):

- Berggrunnens temperaturgradient
- Reservoartemperatur og fluidtemperatur ved overflaten
- Reservoarets levetid og temperaturfall per år
- Fluidstrøm i produksjonsbrønn
- Anleggets utnyttelsesgrad
- Temperatur ved overflaten

Et kjennetegn av kostnadsbildet til et geotermisk system er at investeringskostnadene er store, mens driftskostnadene er lave. Dette gjelder særlig for systemer som ikke genererer strøm, men kun leverer varme (European Renewable Energy Council, 2004). De totale kostnadene knyttet til et KGS-anlegg kan fordeles i tre hovedgrupper, investeringskostnader, kapitalkostnader, drift- og vedlikeholdskostnader (se figur 9) (Butler et al., 2007). I kategorien "*investeringskostnader*" finnes alle kostnader som kan knyttes til etableringen av anlegget, fra prosjektet igangsettes til anlegget står klart for drift. Drift og vedlikeholdskostnadene er utgifter som påløper som følge av at anlegget produserer enten strøm eller varme (eller begge deler). Kapitalkostnader er summen av de kostnadene som kan knyttes til finansieringen av prosjektet. Det vil si det det koster å låne penger (rentekostnader), reduksjon i gjenstanders verdi (avskrivninger) samt den kostnaden en eventuell reduksjon i pengenes verdi (inflasjon) representerer.



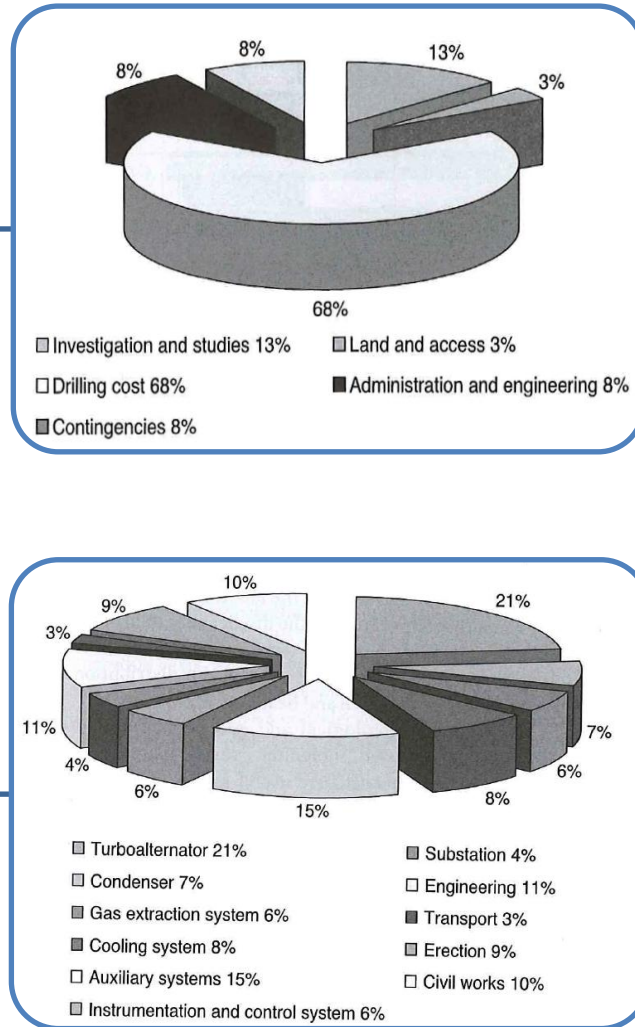
Figur 9: Illustrasjon av de tre hovedgruppene de totale kostnadene kan fordeles i (Fritt etter Butler et al., 2007)

Av de totale investeringskostnadene er det borekostnadene som utgjør den suverent største kostnadsposten. Avhengig av hvor dypt det skal bores, geologiske forhold og valg av teknologi, kan brønn og borekostnader kan utgjøre opp mot 70 – 80 % av investeringskostnadene (Evensen et al., 2011). Det foreligger per i dag såpass lite informasjon om kostnader knyttet til boring av dype geotermiske brønner¹² at det er umulig å gjøre pålitelige statistiske estimater av dette kostnadsbildet (Bloomfield & Laney, 2005). Som en indikasjon er det mulig å utføre estimater på bakgrunn av sammenlignbare data fra olje- og gassbrønner, selv om det ideelle naturlig nok er faktiske erfaringer fra konstruerte geotermiske systemer. Utvikling innen boring i petroleumsindustrien har særlig vært knyttet til to faktorer, erfaring og teknologiutvikling. Dette gjelder også geotermiske brønner (Tester et al., 2006).

Investeringene i anleggskostnadene på overflaten er relativt stabile og forutsigbare, sammenliknet med andre kostnadsgrupper tilhørende systemet (Tester et al., 2006). Figur 10 illustrerer hvordan investeringskostnadene kan fordele seg som henholdsvis feltkostnader (øverst) og anleggskostnader (nederst) (European Renewable Energy Council, 2004).

¹² Med dyp geotermisk boring blir det i denne sammenheng siktet til brønner på 3 000 meter og dypere (Bloomfield & Laney, 2005).

Investeringskostnader



Figur 10: Typisk fordeling av geotermiske kraftproduserende systemers investeringskostnader. Det øvre kakediagrammet representerer feltkostnadene, mens det nedre viser anleggskostadene (fritt etter European Renewable Energy Council, 2004).

På grunn av temperaturfall i brønnene, må det bores nye brønner med visse tidsintervall. Hvor mye temperaturen faller i en brønn avhenger blandt annet av hvor mye varme som hentes ut, hvor stor varmestrøm det er i de omkringliggende steinmassene og hvor stor eksponeringsflaten mellom vann og berggrunn er (Tester et al., 2006). Etter en del år vil en lukket brønn igjen kunne tas i bruk. Hvor lang tid

det tar før varmetilsiget gjør det mulig å gjenåpne en gammel brønn er fremdeles noe usikkert og vil sannsynligvis avhenge av de geologiske forholdene (Tester et al., 2006).

2.6.2 Levelized cost

Levelized energy cost (LEC) til et kraftproduserende anlegg er verdien av de totale kostnadene knyttet til anlegget gjennom hele dets levetid, dividert på den totale genererte elektriske energien gjennom samme periode. For å utføre en LEC analyse, må det foretas visse antakelser. Til beregning av denne verdien (LEC) benyttes vanligvis de totale investeringskostnadene (I_t), drift og vedlikeholdskostnadene (M_t) og rente-/ inflasjonskostnader (R_t) (Butler et al., 2007). I tillegg må anleggets levetid (n), generert elektrisitet gjennom anleggets levetid (E_t) og tapsrate (r) som er anleggets årlige nedgang i generert elektrisk energi anslås. LEC har den fordelen at det er mulig å sammenlikne kostnadene knyttet til kraftproduksjon fra ulike kilder (International Energy Agency, Nuclear Energy Agency & Organization for Economic Cooperation and Development, 2005). Formel 3 viser hvordan LEC kan beregnes matematisk.

Formel 3: Beregning av levelized energy cost (International Energy Agency et al., 2005) og (Butler et al., 2007)

$$LEC = \frac{\sum_{t=1}^n \left(\frac{I_t + M_t + R_t}{(1+r)^t} \right)}{\sum_{t=1}^n \left(\frac{E_t}{(1+r)^t} \right)}$$

Det er viktig å merke seg at det for konkurrerende teknologier ofte vil være tilgjengeligheten av de lokale ressursene og tilgang på ulike teknologier, som blir avgjørende for hva det satses på. LEC vil altså bare være en pekepin på det prissjiktet de ulike anleggene produserer i. Det er også knyttet en viss feilmargin til anslagene av de ulike parameterne i beregningen (Annual Energy Outlook), dette resulterer i at ulike studier ofte gir ulike LEC-verdier. Dersom det er gjort rimelige antakelser¹³ ved beregningen av LEC-verdiene kan de utgjøre et godt sammenlikningsgrunnlag. Tabell 4 viser estimerte LEC- intervaller for en rekke type kraftverk. Disse er presentert i rapporten Annual Energy Outlook og laget av U.S. International Energy Agency (International Energy Agency et al., 2005).

¹³ Antakelsene gjort for disse LEC verdiene beskrives i *Assumptions to the annual energy outlook 2010* (<http://www.eia.doe.gov/oiaf/aeo/assumption/pdf/0554%282010%29.pdf>). Det er i denne rapporten ikke estimert noen LEC-verdi for konstruerte geotermiske systemer, derfor benyttes en annen kilde for de tre nederste verdiene i tabell 4.

Tabell 4: Estimerte LEC-intervaller for nye kraftproduserende anlegg basert på ulike ressurser. Estimaten bygger på den teknologien som antas å være i drift innen 2016 (Fritt etter Energy Information Administration (2010) og Tester et al. (2006))

Type kraftverk	Minimum LEC [øre/kWh] ¹⁴	Maksimum LEC [øre/kWh]
Kull (konvensjonell)	51	66
Kull (avansert)	60	73
Kull (avansert med CO ₂ -fangst)	75	92
Naturgass		
- Konvensjonell kombinert syklus	36	44
- Avansert	34	42
- Avansert med CO ₂ -fangst	48	62
- Konvensjonell forbrenningsturbin	59	86
- Avansert forbrenningsturbin	52	71
Avansert kjernekraft	65	72
Vind	49	68
Vind offshore	111	209
Sol PV	95	193
Sol termisk	114	383
Biomasse	59	80
Hydro	35	72
Geotermisk (hydrotermiske)	55	69
Geotermisk (KGS) ¹⁵		
- KGS m. konvensjonell boreteknologi og strømningsrate på 20 kg/s	79	1333
- EGS m. konvensjonell boreteknologi og strømningsrate på 80 kg/s	31	384
- EGS m. avansert boreteknologi Og strømningsrate på 80 kg/s	26	193

¹⁴ I omregningen til NOK tas det utgangspunkt i en kurs der 1 USD = 5,97 NOK (Norges Bank, 2011).

¹⁵ Det er tatt utgangspunkt i en høy geotermisk gradient (80 K/km) og 4 km dyp brønn på den laveste LEC-verdien. For den maksimale LEC-verdien er det beregnet lav geotermisk gradient (20 K/km) og 6 km dyp brønn. Disse tallene er hentet fra en annen kilde enn resten av LEC-verdiene (Energy Information Administration, 2010).

2.7 Dagens status for anvendelse av geoenergi

2.7.1 Geotermsik kraftproduksjon

Ved utgangen av 2009 fantes det geotermiske kraftverk i totalt 24 land i verden (Al Jaber et al., 2010). Disse kraftverkene hadde en samlet innstallert effekt på ca. 10,7 GW_{elektrisk}, og produserer til sammen over 67 TWh det foregående året (Al Jaber et al., 2010). Syv land skiller seg ut som ekstra store innen geotermisk kraftproduksjon. Disse syv, står for tilsammen ca. 88 % av den totale geotermiske kraftproduksjonen i verden. Tabell 5 viser en oversikt over disse landene og deres samlede innstallerte effekt i geotermiske kraftverk.

Tabell 5: Ledende land innen geotermisk kraftproduksjon (Fritt etter Al Jaber et al., 2010)

Land	Innstallert effekt (elektrisk)
USA	3 150 MW
Filipinene	2 030 MW
Indonesia	1 200 MW
Mexico	960 MW
Italia	840 MW
New Zealand	630 MW
Island	580 MW

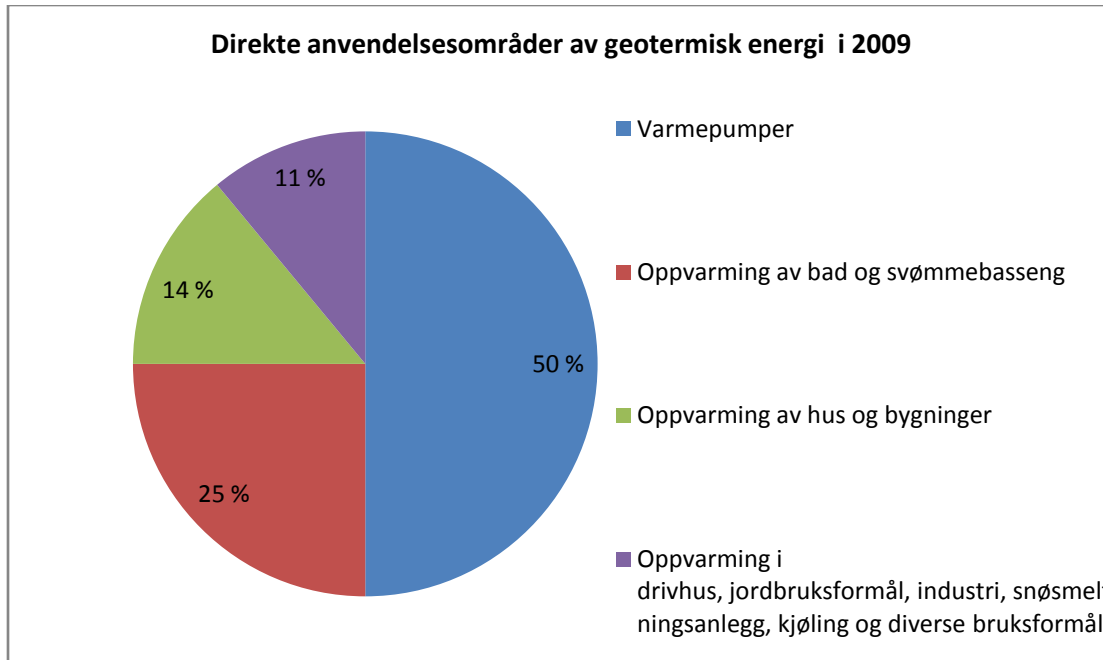
USA etterfulgt av henholdsvis Filipinene og Indonesia er de aller største innen geotermisk kraftproduksjon. Vulkanøya Island ligger nede på en 7. plass, men er til gjengjeld det landet i verden som dekker størst prosentandel av sitt totale elektrisitetforbruk med kraft fra geotermiske anlegg. Omlag 25 % av samlet elektrisitetforbruk på Island stammer fra geotermisk energi (Al Jaber et al., 2010).

Den samlede elektrisitetsproduksjonen basert på geotermisk energi er forventet å øke kraftig de neste årene. En rekke prosjekter er under planlegning. I starten av 2010 ble det registrert at 70 nasjoner hadde lagt planer for etablering av nye geotermiske kraftanlegg (Al Jaber et al., 2010).

2.7.2 Direkteanvendelse av geotermisk energi

Varme fra jorden kan også benyttes direkte til ulike former for oppvarming. Direkteanvendelsen av geotermisk energi har også økt kraftig de siste årene (Al Jaber et al., 2010). I geotermiske varmesentraler har det i gjennomsnitt har det vært en vekst i installert effekt på 12 % per år siden 2005. I løpet av 2009 ble det hentet ut totalt ca. 120 TWh fra denne typen anlegg, som hadde tilsammen ca. 60 GW_{termisk} installert effekt (Al Jaber et al., 2010).

Det finnes mange ulike formål for direkteanvendelse av geotermisk energi (Al Jaber et al., 2010). Figur 11 viser hvordan det totale forbruket fordelte seg innefor ulike anvendelsesområder i 2009. Diagrammet viser tydelig at varmepumper som baserer seg på grunnvarme dominerer den direkte nyttegjørelsen av geoenergi (50 %). Dette er en oppvarmingsmetode som forutsetter tilførsel av elektrisk energi for å drive varmepumpa. Nest største formål er geoenergi til direkte oppvarming av bad og svømmebasseng (25 %) etterfulgt av oppvarming av hus og bygninger (14 %) og til slutt en felleskategori for mindre formål på 11 %. Denne kategorien omfatter anvendelse av geotermisk energi til oppvarming av drivhus, oppvarming innenfor landbruksnæring, varme til industri, snøsmeltingsanlegg, geotermiske kjølesystemer og diverse andre formål (Al Jaber et al., 2010).



Figur 11: I 2009 ble ca. 120 TWh geotermisk varme utnyttet direkte til ulike formål. Diagrammet viser på hvilken måte denne energien ble utnyttet (Fritt etter Al Jaber et al., 2010).

I følge tall fra begynnelsen av 2010 er det registrert 78 land som utnytter geotermisk energi til oppvarmingsformål. Det er imidlertid fem land som alene sørger for 60 % av den totale direkteanvendelsen av geotermisk energi. Disse landene står oppført i tabell 6 (Al Jaber et al., 2010).

Tabell 6: Ledende land innen direkteanvendelse av geotermisk energi (Fritt etter Al Jaber et al., 2010)

Land	Innstallert effekt (termisk)
USA	13 GW _{th}
Kina	9 GW _{th}
Sverige	4,5 GW _{th}
Tyskland	4,2 GW _{th}
Norge	3,3 GW _{th}

Igjen er det USA som har den største installerte termiske effekten i sine geotermiske varmeproduerende anlegg, etterfulgt av Kina, Sverige og Tyskland. På en 5. Plass kommer Norge, som

har en installert effekt på 3,3 GW_{termisk} (Al Jaber et al., 2010). Mer om Norges ressursgrunnlag og satsning på geotermisk energi i delkapittel 3.1.3 og 3.1.4.

2.8 Historisk utvikling av konstruerte geotermiske systemer

I dette delkapittelet beskrives utviklingen av konstruerte geotermiske systemer gjennom nesten 40 år. I følgende underkapitler presenteres noen av de største internasjonale KGS-prosjektene gjennom tidene (tabell 7 gir en oversikt over disse).

Tabell 7: Oversikt over de største HDR/KGS-prosjektene (Falcone, Fichter & Teodoriu, 2009)

Lokalisering av prosjekt	Tid	Maksimal brønndybde	Maksimal bunnhulls temperatur
Fenton Hill, New Mexico, USA	1972 - 1996	4,4 km	327 °C
Rosemanowes, Cornwall, Storbritania	1978 - 1991	2,6 km	100 °C
Hijiori, Japan	1985 - 2002	2,2 km	250 °C
Ogachi, Japan	1989 - 2001	1,0 km	250 °C
Fjällbacka, Sverige	1984 - 1995	0,7 km	
Soultz, Frankrike	1985	5,0 km	200 °C
Cooper Basin, Australia	2002 -	4,2 km	240 °C
Landau, Tyskland	2004 -	3,8 km	160 °C
Basel, Sveits	2000 -	5,0 km	200 °C

2.8.1 Fenton Hill, New Mexico, USA

Tidlig på 70-tallet startet en gruppe forskere ved Los Alamos National Laboratory å utvikle ideer rundt utnyttelse av "hot dry rock". Dette resulterte i to konstruerte geotermiske reservoarer i **Fenthon Hill**. Formålet var å undersøke mulighetene for å utvinne varme fra et konstruert geotermisk system, på en økonomisk bærekraftig måte (Tester et al., 2006).

Prosjektet ble gjennomført i to faser. I prosjektets første fase ble det, etter noe prøving og feiling, konstruert et geotermisk reservoar ca. 3 000 m dyp. Selve reservoaret ble etablert ved hydraulisk frakturering. Bunnhullstemperaturen var i underkant av 200 °C (Tester et al., 2006). På slutten av 70-tallet blir det gjennomført flere strømningstester og systemet produserer mellom 3 og 5 MW_{termisk}, og lykkes drive en 60 kW_{elektrisk} generator (Tester et al., 2006).

I 1978 blir andre fase av prosjektet påbegynt og et nytt sett med brønner blir boret. Denne gang utprøves retningsorientert boring og brønnene bores med 35 graders vinkel ut fra vertikalplanet. Den dypeste av brønnene gikk til ca. 4 400 meters dyp og hadde en bunnhullstemperatur på 327 °C (Tester et al., 2006). Fra 1982 til 1984 konstrueres reservoaret med hydraulisk frakturering. Oppsprekningen skjer imidlertid ikke i den retning som var ønsket, og vannet finner ugunstige strømningsveier mellom brønnene. Derfor ble det boret en ny brønn som ble knyttet til den oppsprukkede berggrunnen på en mer gunstig måte. Den nye brønnen hadde en dybde på omlag 4 000 meter og en bunnhullstemperatur på 265 °C (Tester et al., 2006). I 1986 igangsettes det strømningstester. Det viste seg at 66 % av vannet som pumpes ned i injeksjonsbrønnen kommer opp igjen i produksjonsbrønnen (Tester et al., 2006). Med en strømningsrate på mellom 10,6 og 18,5 kg/s, trykk mellom 26,9 og 30,3 MPa, ble det hentet opp vann med temperatur på 192°. Dette ble ansett som gode resultater og nye strømningstester ble planlagt. Gjennom 90 – tallet ble det gjennomført både korte og lengre strømningstester (Tester et al., 2006). Elektrisitet ble generert med en effekt fra 4 MW til 10 MW på det høyeste (Brown, 2009).

2.8.2 Rosemanowes (Storbritania), Hijiori (Japan) og Ogachi (Japan)

På bakgrunn av erfaringer gjort i Fenton Hill ble det i perioden 1978 - 1989 igangsatt HDR-prosjekter i både Rosemanowes (Storbritania), Hijiori (Japan) og Ogachi (Japan). Prosjektene hadde til hensikt å videreutvikle teknologien og konseptet med å konstruere kunstige geotermiske reservoarer i berggrunnen (Tester et al., 2006).

Rosenmanowes

Rosemanowes-prosjektet ble påbegynt i 1977 i Storbritania. Det ble boret to brønner til 2 000 meters dyp. Ved denne dybden var bunnhullstemperaturen 79 °C (Tester et al., 2006). Oppsprekking av berggrunnen mellom brønnene ble utført med både sprengstoff og hydraulisk frakturering. Det viste seg

imidlertid problematisk å få sprekkdannelse i ønsket retning (Tester et al., 2006). I 1983 ble en tredje brønn boret. Denne var 2 600 meter dyp og hadde bunnhullstemperatur på omkring 100 °C (Tester et al., 2006). Det ble ved hydraulisk frakturering dannet et sirkulasjonsnettverk mellom den nye brønnen og en av de gamle, og sirkulasjonstester ble igangsatt. I løpet av fire år med sirkulasjonstester sank bunnhullstemperatur og trykk (Tester et al., 2006). Vannet fant ugunstige veier mellom injeksjonsbrønn og produksjonsbrønn, og sirkulasjonen mellom brønnene ble kortsluttet. Det ble forsøkt å tette de ugunstige strømningsveiene mellom produksjons- og injeksjonsbrønn, samt spreke opp det geotermiske reservoaret på ny, men forsøket misslyktes (Tester et al., 2006).

Hijiori

Hijiori-prosjektet ble igangsatt i Japan på 80-tallet. Det ble boret en injeksjonsbrønn og tre produksjonsbrønner, med dybde fra 1 800 meter til 2 150 meter. Bunnhullstemperaturen var omkring 250 °C, og avstand mellom injeksjonsbrønn og produksjonsbrønnene var ca. 50 - 130 meter (Tester et al., 2006). I 1988 ble det igangsatt hydraulisk frakturering av grunnen mellom brønnene. Berggrunnen mellom brønnene ble sprukket opp ved flere dybder. Deretter ble de første sirkulasjonstestene igangsatt (Tester et al., 2006). Mellom 1991 og 1995 ble de to grunneste brønnene fordypet til omkring 2 200 meter, før nye sirkulasjonstester ble igangsatt. Brønnene leverte vann med temperatur fra 163 – 172 °C, og leverte en termisk effekt på 8 MW. Massestrømmen ble benyttet til å drive en 130 kW dampturbin, via en binærsyklus. Forholdet mellom injisert – og produsert mengde vann gav en tapsrate på omlag 45 %. Den ene brønnen ble gjennom testperioden raskt avkjølt, og bunnhullstemperaturen falt fra 163 °C til 100 °C før prosjektet ble avsluttet (Tester et al., 2006).

Hijiori – prosjektet ble etablert i et område nær vulkansk aktivitet, det var derfor høy temperaturgradient. Prosjektet beviste at det finnes store mengder geotermisk energi innenfor rekkevidde (Tester et al., 2006).

Ogachi

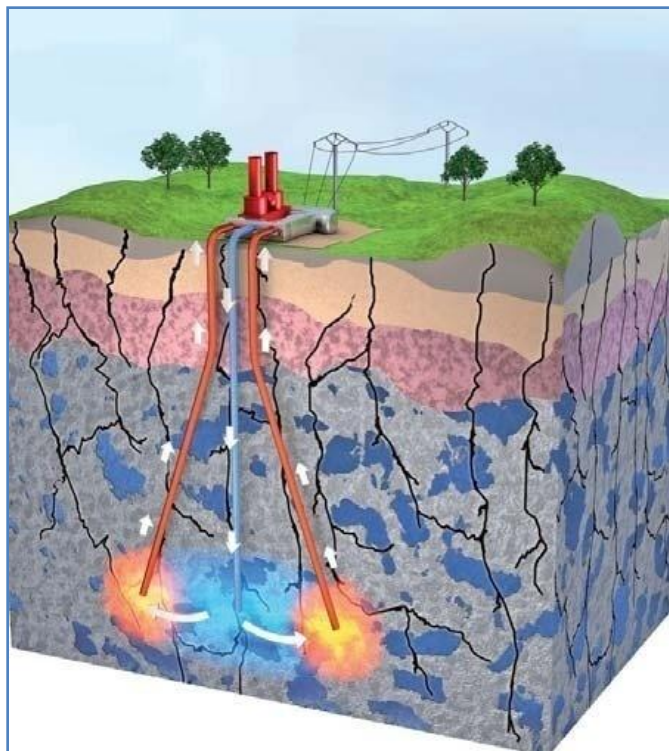
Samtidig som Hijiori-prosjektet pågikk, ble det igangsatt ytterligere et japansk KGS-prosjekt i Ogachi. Fra 1990 til 1993 ble injeksjons- og produksjonsbrønner med dybde på omlag 1 000 meter boret. Bunnhullstemperatur holdt opp mot 250 °C (Tester et al., 2006). Berggrunnen mellom brønnene ble oppsprukket fra 700 til 1 000 meters dybde. Det viste seg imidlertid å være dårlig kopling mellom

brønnene, og strømningstester viste at systemet hadde et fluidtap på hele 97 %. Ved å stimulere reservoaret ble fluidtapedet redusert til 75 % (Tester et al., 2006). På grunn av problemer med sirkulasjonen mellom brønnene ble det boret en ny brønn i 1999. Nye tester ble gjennomført og resultatene viste at sirkulasjonen hadde blitt betraktlig bedre og fluidtapedet ble redusert ytterligere (Tester et al., 2006).

2.8.3 Soultz i Frankrike

The Soultz EGS project ble startet opp i Frankrike på midten av 80-tallet. Lokalisasjonen for prosjektet hadde tidligere vært et oljefelt, derfor var kunnskapen om de geologiske forholdene ned til 1000 meter god (Tester et al., 2006). De første årene ble det utført mye kartleggingsarbeid og prøveboringer. Først i årene mellom 1991 og 1997 begynte prosjektet å oppnå overbevisende resultater. Et vellykket forsøk på å sirkulere vann mellom to brønner i 3,5 km dybde ble gjennomført i 1997. Noen år senere ble det tilsvarende gjort i 5 km dybde og med en brønntemperatur på 200 °C (Baumgärtner, Cuenot, Fritsch, Genter & Graff, 2009).

I årene mellom 2001 og 2004 ble det boret to nye brønner (GPK3 og GPK4) som sammen med GPK2 utgjør primærkretsen i det som i dag utgjør pilotanlegget. GPK2 og GPK4 er produksjonsbrønner og GPK3 er injeksjonsbrønn. Primærkretsen har til hensikt å hente opp varme fra berggrunnen 4500 – 5000 meter under jordoverflaten. I denne dybden ligger temperaturen omkring 200 °C. Alle de tre brønnene tar utgangspunkt i den samme geotermiske platformen på jordoverflaten. I bunnen av varmereservoaret er imidlertid avstanden mellom injeksjonsbrønnen og hver av produksjonsbrønnene ca. 600 meter (Cornet, 2009). Figur 12 viser hvordan de to produksjonsbrønnene er avbøyd fra injeksjonsbrønnen.



Figur 12: Illustrasjon av det geotermiske kraftproduiserende anlegget i Soutz (Baumgärtner et al., 2009)

Mellom 2007 og 2008 ble anlegget utviklet til å produsere kraft ved hjelp av en Organic Rankine Cycle (ORC). Det geotermiske fluidet avkjøles fra omlag 185 °C ved inngangen til varmeveksleren til 80 – 90 °C reinjeksjon i brønnen. I overflateinstallasjonene holder det geotermiske fluidet et trykk på omkring 20 bar. Årsaken til at trykket er såpass høyt er for å hindre mineraler i det geotermiske fluidet fra å kondensere. Kondenserte mineraler kan medføre korrosjon og ødeleggelser (Baumgärtner et al., 2009).

Sommeren 2008 ble pilotanlegget satt i drift. Det ble da innstallert pumper i brønnene GPK2 og GPK4 som sørger for en massestrøm på henholdsvis 25 og 12,5 liter fluid per sekund. Fluidet holdt en temperatur på omlag 155 °C ved overflaten. Med disse forutsetningene kan systemet levere 1,5 MW elektrisk - og opp til 50 MW termisk effekt (Cornet, 2009).

Prosjektet i Soutz beviste at det er mulig å lage et KGS-anlegg av kommersiell størrelse. Prosjektet har hatt stor betydning for forskning og utvikling av konstruerte geotermiske systemer (Baria & Petty, 2008).

2.8.4 Fjällbacka i Sverige

I 1984 ble et svensk HDR-prosjekt igangsatt i det svenske tettstedet Fjällbacka. Til å begynne med ble det boret tre brønner til henholdsvis 200 -, 500 -, og 700 meters dyp. Dette ble gjort for å kartlegge grunnen. Det ble utført hydraulisk prøveoppsprekking i den grunneste brønnen først, og deretter på 500 meters dyp. En ny 500 meters brønn ble så boret og et komplett sirkulasjonssystem ble dannet. I 1989 ble en 40 dagers sirkulasjonstest gjennomført (Eliasson, Sundquist & Wallroth, 1999). Det var brukbare sirkulasjonsganger mellom brønnene, men fluidstrømningen var for lav - og væsketapet (på ca. 50 %) var for høyt til at systemet kunne representere en økonomisk bærekraftig produksjon. Som i andre prosjekter ble det erfart at de eksisterende sprekkdannelsene i grunnen dominerte dannelsen av det geotermiske reservoaret ved hydrauliske frakturering (Eliasson, Sundquist & Wallroth, 1999).

2.8.5 Cooper Basin i Australia

I 2002 ble det vakt interesse for de varme granittene i Cooper Basin i Australia. Området inneholder betydlige forekomster av olje og gass, og nettopp i forbindelse med boring etter fossile ressurser ble områdets høye temperaturgradient oppdaget. I 2003 ble den første brønnen boret. Denne målte en dybde på over 4 400 meter og hadde bunnhullstemperatur på 250 °C. Etter gjentagende stimuleringer av grunnen ble det sprukket opp et område på omlag 3 km², med et relativt plant sprekkmønster. I 2005 ble det igangsatt sirkulasjonstester. Vann ble sirkulert med en strømningsrate på 25 kg/s og vannet som ble hentet ut av produksjonsbrønnen holdt 210 °C. Videre ble det geotermiske reservoaret forstørret og dekket 4 km². Ny boreteknologi ble utprøvd da det nyoppsprekkede reservoaret skulle koples til sirkulasjonssystemet, dette medførte problemer og vanskeligheter med utstyret. De måtte derfor gå tilbake til kommersiell boreteknologi.

Cooper Basin – prosjektet beviste at varme granitter kunne fungere utmerket som geotermisk reservoar. Det ble gjort en rekke praktiske erfaringer knyttet til reservoarkonstruksjon og boring. Prosjektet indikerte at det er mulig å etablere flerbrønns-systemer (dvs. flere produksjons – og injeksjonsbrønner per reservoar) når det geotermiske reservoaret har en horisontal utstrekning i grunnen. Dette kan oppgradere systemets produksjon og dermed gjøre det mer konkurransedyktig sammenliknet med andre teknologier og energikilder (Tester et al., 2006).

2.8.6 Landau i Tyskland

Mellom 2004 og 2007 ble et konstruert geotermisk system etablert i Landau i Tyskland. Det konstruerte geotermiske reservoaret ligger 3 800 meter under bakkenivå, og holder temperaturen 160 °C. Reservoaret kategoriseres med dette som en laventalpiressurs (EGS – Energy, 2010). Den geotermiske gradienten i Landau er likevell svært høy, og ligger omkring 4,7 K per 100 meter. Den uthentede varmen benyttes både til kraftproduksjon og oppvarming. Levert effekt fra anlegget er 3,0 – 3,8 MW_{elektrisk} og 3 – 6 MW_{termisk}. I løpet av et år dekker dette elektrisitetbehovet til 6 000 husstander (over 20 GWh elektrisk energi), og varme til 200 – 300 husstander (EGS – Energy, 2010).

2.8.7 Deep Heat Mining i Basel, Sveits

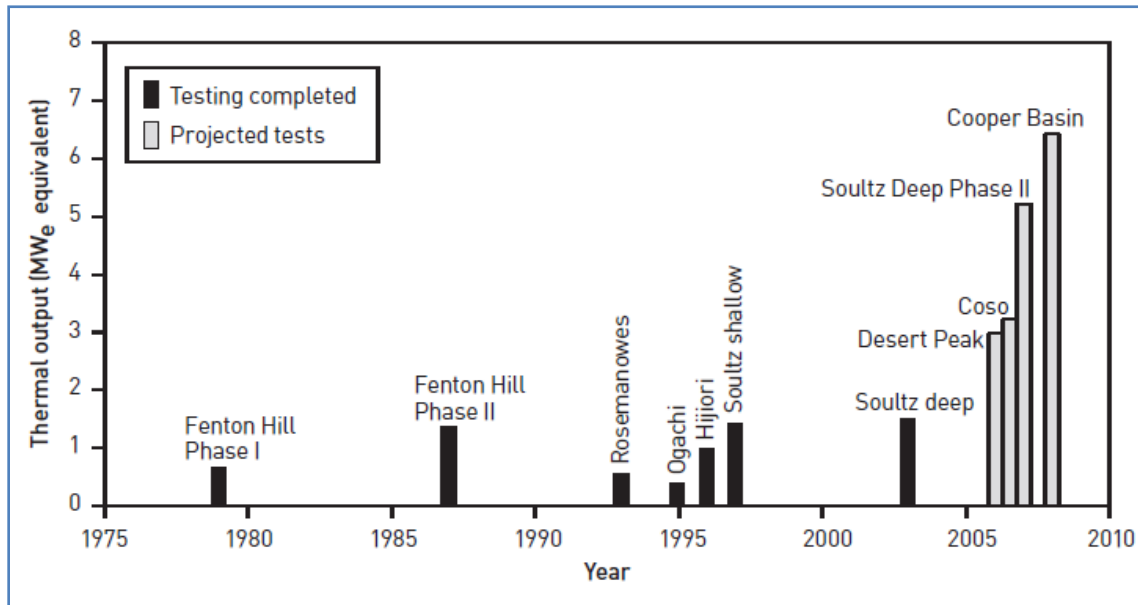
Det såkalte Deep Heat Mining (DHM) var et KGS-prosjekt i den sveitsiske byen Basel. I 2006 ble en 5 km dyp brønn boret, hvorav 2,4 km gjennom sedimentære bergarter og 2,6 gjennom granitt. Deretter ble det igangsatt hydraulisk frakturering av berggrunnen. Under injeksjonen av vann oppstod det flere jordskjelv av størrelse opp til 2.6 på Richters skala og prosjektet ble midlertidig stanset. Senere oppstod det flere etterskjelv som målte over 3 på Richters skala (Dyer, Häring, Ladner & Schanz, 2008). Jordskjelvene i Basel forårsaket skader for omlag 8,7 millioner dollar, og prosjektet er foreløpig suspendert (Baisch & Martin, 2010).

2.8.8 Oppsummert utvikling

Det har skjedd stor teknologisk fremgang innen etablering av konstruerte geotermiske systemer gjennom årenes løp. Det er ikke bare tidligere KGS-prosjekter som har gitt erfaring og bidratt til teknologisk utvikling. Mye kunnskap er også hentet ut fra erfaring med utnyttelse av hydrotermiske systemer. Ved å studere og forstå hva som ligger bak en vellykket utnyttelse av naturlige hydrotermiske systemer kan viktige observasjoner gjøres (Tester et al., 2006).

Det har lenge vært mulig å bore dype brønner, sprekke opp grunnen og få vann til å sirkulere mellom injeksjonsbrønn og produksjonsbrønn. I dag er det også mulig å konstruere større reservoarer, komplekser av flere brønner og hente ut betydelig mer varme. Det har også skjedd stor utvikling innen kartlegging,

boring, samt innen logging av trykk og temperatur (Tester et al., 2006). Figur 13 viser hvordan utviklingen i levert termisk effekt har vært for noen av de store KGS-prosjektene gjennom tidene.



Figur 13: Utvikling av KGS-prosjekters termiske leveringskapasitet (Tester et al., 2006)

De viktigste erfaringene som er gjort i forbindelse med konstruksjon¹⁶ av kunstige geotermiske reservoarer kan oppsummeres som følger:

- Høy strømningshastighet (30 til 100 kg/s) og tilstrekkelig eksponering for varme steinmasser (avhengig av temperatur) er nødvendig for at det sirkulerende fluidet skal kunne hente ut nok varme i et anlegg av kommersiell størrelse (Tester et al., 2006).
- Den dominerende effekten ved hydraulisk frakturering er oppbrytning av gamle sprekkdannelser (Tester et al., 2006).

¹⁶ Mange av disse erfaringene er først og fremst knyttet til konstruerte geotermiske systemer som er dannet ved hydraulisk frakturering. Derfor vil nye typer utforminger av denne typen anlegg (eksempelvis Rock Energys system (figur 7)) ikke nødvendigvis bli berørt av alle disse erfaringene. Isteden vil sannsynligvis nye systemløsninger møte på nye utfordringer.

- Dersom berggrunnen allerede har åpne sprekkdannels før stimulering av grunnen, er det disse som vil bli de dominerende vannførende kanalene etter at den hydrauliske fraktureringen er gjennomført (Tester et al., 2006).
- Per i dag er teknologien for å kun stimulere reservoaret i en spesiell retning noe mangelfull. Dette er noe som er rutine i olje- og gassindustrien, men på grunn av den høye temperaturen i dype geotermiske reservoarer er dette mer komplisert i geotermiske brønner. I Soultz er det blitt utprøvd å plugge visse sprekkdannelser med en spesiell type aluminium for å unngå videre frakturering. Dette har vært forholdsvis vellykket, men det gjenstår fremdeles å gjøre denne typen plugg mer pålitelige og solide for enda høyere temperaturer (Tester et al., 2006).
- Ved hydraulisk frakturering er det området nærmest brønnen som vil bli mest berørt av det påtrykte vannet. Å få en gunstig oppsprekking av berggrunnen også et stykke unna brønnen som stimuleres kan være en utfordring. Det er svært viktig at det geotermiske reservoaret leder godt med vann helt gjennom til den andre brønnens tilkoplingspunkt. Dette kan være en utfordring dersom hydraulisk frakturering alene skal danne reservoaret (Tester et al., 2006).
- Som det ble erfart både i Fenton Hill, Rosemanowes, Hijiori og Ogachi, lønner det seg å begynne med én brønn for så å danne det geotermiske reservoaret. Etter at grunnen er sprukket opp og sprekkdannelsene kartlagt, kan en ny brønn koples til på en gunstig plass (Tester et al., 2006).
- Det gjenstår fremdeles en del å lære om hva slags effekt det injiserte vannet kan ha på berggrunnen den sirkulerer gjennom. For eksempel er det viktig å finne ut om det sirkulerende vannet vasker med seg partikler, mineraler eller andre produkter og hva slags konsekvenser dette kan ha. Dersom vannet vasker med seg mye av grunnen kan det over tid resultere i at vannet danner store kanaler, som kortslutter reservoaret mellom brønnene (Tester et al., 2006).
- Ved å ha pumper i produksjonsbrønnen kan systemet operere med en høy fluidsirkulasjon uten å øke trykket i reservoaret. På den måten reduseres faren for at vannet skal trenge seg gjennom nye sprekker og danne kortslutningskanaler mellom brønnene (Tester et al., 2006).
- Siden Fenton Hill har det skjedd store utviklinger innen boreteknologien. I dag er det mulig å trenge gjennom både dypere, hardere og varmere berggrunn enn tidligere. Borekronene holder

lengere og utstyret er mer velutviklet. Likefult foreligger det fremdeles store utfordringer knyttet til utvikling av boreprosessen. Utvikling som kan bety potensielt store kostnadsbesparelser (Tester et al., 2006). Nedihullsutstyret har også utviklet seg stort siden 70-tallet, fremdeles jobbes det med materialutvikling for at måle- og loggeutstyr skal kunne benyttes under enda mer utfordrende omstendigheter (Tester et al., 2006).

- Etter å ha hentet ut varme fra et reservoar vil etterhvert temperaturen avta. Det finnes numeriske modeller og verktøy som kan bidra til å beregne varmestrømmen i et reservoar, og derav også reservoarets estimerte levetid. Som med mye annet gjenstår det fremdeles forskning på dette området (Tester et al., 2006).
- Det er notert jordskjelv av en slik størrelsesorden at de har vært merkbare for mennesker på overflaten ved flere av de store KGS-prosjektene. Det er i dag pågående forskning som prøver å avdekke hvilke mekanismer ved systemet som er utløsende faktorer for denne typen skjelv (Tester et al., 2006).

3. Resultat

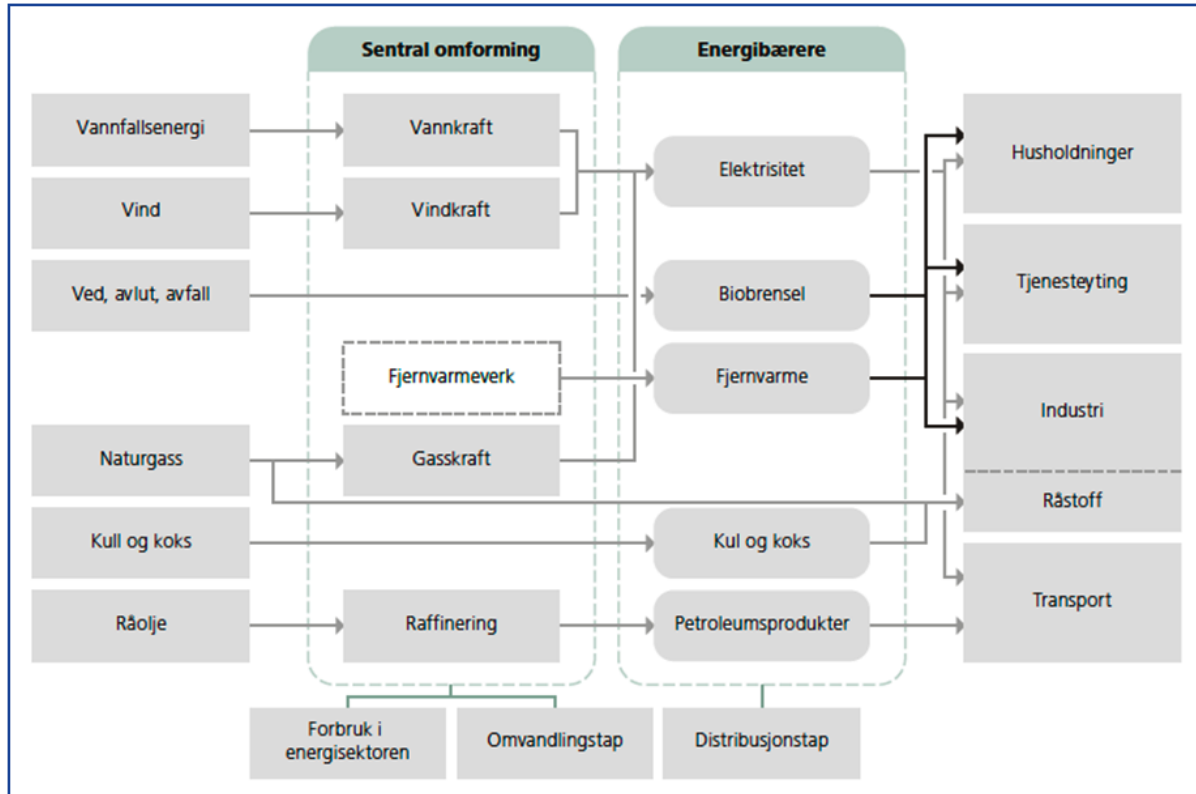
I dette kapitlet blir funnene fra litteraturstudien og spørreundersøkelsen presentert. Funnene fra litteraturstudien belyser teoretiske aspekter som også til en viss grad blir berørt i spørreundersøkelsen. I funnene fra spørreundersøkelsen gjengis respondentenes oppfatninger og meninger omkring temaer knyttet til dyp geotermisk energi.

3.1 Funn fra litteraturstudie

3.1.1 Det norske energisystemet

Norge har stor tilgang på både fornybare og ikke-fornybare energikilder og ressurser. De viktigste ressursene i det norske energisystemet er i dag vann i magasiner og elver, råolje og bioenergi (Bøhler, Magnussen, Mook, Skau, Thorsen & Willumsen, 2010). Energiressurser omformes til energibærere som kan benyttes til å dekke det energibehovet menneskene har tillagt seg i samfunnet. For å forvalte ressursene på en hensiktsmessig måte er det viktig å forså sammenhengen mellom energitilgjengelighet, produksjon av energibærere, energiforbruk og energiflyt (Bøhler et al., 2010).

Figur 14 viser en forenklet fremstilling av dagens energisystem i Norge (Bøhler et al., 2010). Figuren viser de mest sentrale ressursene, omforming av disse til energibærere, og knytter igjen energibærerne opp mot bruksformål.



Figur 14: Forenklet skisse av det norske energisystemet (Bøhler et al., 2010)

Vannfallsenergi

Vannfallsenergi blir omformet til elektrisk energi i vannkraftverk. Vann fra elver eller fosser overfører sin fallenergi til mekanisk energi ved at vannturbiner drives rundt. Turbinene koples til generatorer som omformer den mekaniske energien til elektrisk kraft (Boyle, 2004).

Den samlede årlige produksjonskapasiteten til norske vannkraftverk er omlag 124 TWh. Hele 96 % av det norske kraftforbruket blir dekket av vannkraft (Hamnaberg et al., 2010). I følge rapporten *”Tilgang på kraft i Norge”* er det et gjenværende økonomisk og teknisk utnyttbart vannkraftpotensial som kan øke den årlige produksjonen med 30 – 40 TWh (Hamnaberg et al., 2010).

Vind

Vindens kinetiske energi kan konverteres til elektrisk kraft ved hjelp av vindturbiner. Når det blåser vil vinden kunne drive vindturbiner rundt, og på tilsvarende måte som i vannkraftverk vil tilkoblede generatorer konvertere den mekaniske energien til elektrisk energi (Boyle, 2004).

Det er i dag 18 vindkraftverk i Norge. Vindkraftverkene har en samlet innstallert effekt på 439 MW og produserte 917 GWh gjennom 2008. 22 nye vindkraftprosjekter er på gang, hvor av tre skal bygges offshore. Dette vil utvide den samlede innstallerte effekten til 23 000 MW (Hamnaberg et al., 2010). Rent fysisk er det norske vindkraftpotensialet svært stort, men det lar seg vanskelig utnytted. Uregelmessig produksjonsmønster, begrenset nettkapasitet og høye kostnader er noen av barrierene. Dersom et vindkraftprosjekt skal gå rundt økonomisk, kreves en 50 % høyere kraftpris enn hva den er i dag. Vindkraftprosjektene er derfor avhengig av betydlige støtteordninger (Hamnaberg et al., 2010).

Bioenergi

Bioenergi er et begrep som benyttes på energi som stammer fra biologisk materiale (biomasse) (Boyle, 2004). Biomasse kan foredles til en rekke ulike energibærere, både i form av fast brensel (ved, flis, pellets, briketter ol.), flytende brensel (alkoholer, biooljer og ulike syntetiske flytende biobrensler) og biogass (Boyle, 2004).

I 2007 var det Norske forbruket av bioenergi 14,5 TWh. Bioenergien ble i hovedsak benyttet til oppvarmingsformål. I henhold til NVE - rapporten *"Tilgangen til fornybar energi i Norge"* anslås det at ytterligere 9 TWh bioenergi kan hentes ut av naturen årlig. Dette til en kostnad under 30 øre/kWh, som er dagens terskel for hva som ansees å være økonomisk utnyttbart (Hamnaberg et al., 2010). Dersom det økonomiske aspektet ikke medregnes anslår rapporten *"Bioenergiressurser i Norge"* at det ut fra tekniske og økologiske vurderinger kan hentes ut 30 TWh av den årlige tilveksten av biomasse. Dette kan utnytted til energiformål, uten at det går på bekostning av biomassens andre anvendelsesområder (Berg, Jørgensen, Heyerdahl & Wilhelmsen, 2003). Biomasse benyttes blandt annet til matproduksjon, dyrefór, byggemateriale, papir og til kjemikalier (Hamnaberg et al., 2010).

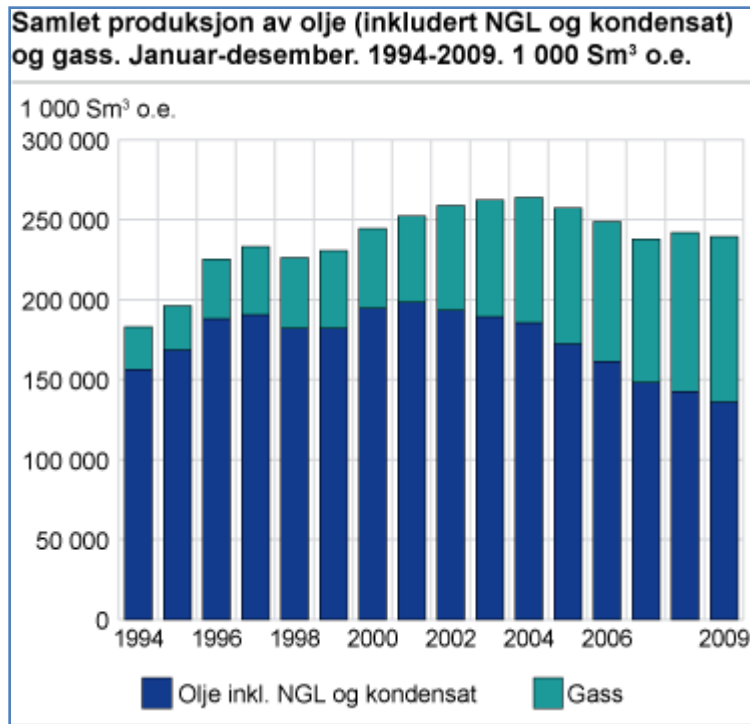
Nedbrytning av organisk materiale med begrenset eller ingen tilgang på oksygen (en anaerob prosess), vil medføre dannelse av gass. Ulike former for avfall, dyregjødsel og kloakslam kan benyttes til

gassproduksjon. Denne gassen inneholder 40 – 70 % metan og kan benyttes til forbrenningsprosesser. Det anslås at energipotensialet til den teoretisk utnyttbare biogassen i Norge, er omkring 5 TWh/år (Hamnaberg et al., 2010).

Naturgass

Norsk naturgassproduksjon ble påbegynt i 1977 (Statistisk Sentralbyrå, 2010). Naturgass er en fosil gass som hentes ut fra jorda. Naturgassen som utvinnes i Norge blir først og fremst eksportert, men en del benyttes også internt i petroleumsindustrien. En liten andel blir benyttet til landbasert industri, både som råvare og energibærer (Bøhler et al., 2010). Figur 15 viser hvordan olje og gassproduksjonen har utviklet seg fra 1994 og frem til 2009. Produksjonen har vokst voldsomt, og 2009 var igjen et rekordår med 103 millioner Sm^3 o.e. produsert¹⁷. Dette svarer til omtrent 1016 TWh¹⁸ (Statistisk Sentralbyrå, 2010). Med dette er Norge et av verdens ledende land innen både gassproduksjon og gasseksport (Nordvik, Verlo & Zenker, 2010). Omlag 93 % av den produserte gassen i 2009 ble eksportert, 6 % ble brukt på sokkelen til drifting av platformene og resten ble forbrukt til energiformål på fastlandet. Samlet sett ble det dette året forbrukt 86 TWh gass i Norge (Bøhler et al., 2010).

¹⁷ Sm^3 står for standard kubikkmeter (Oljedirektoratet, 2011). Dette svarer til antall kubikkmeter en gass opptar ved 15 °C og standard lufttrykk 1.01325 bar. Omregning: 1 Sm^3 o.e. = 1000 Sm^3 naturgass = 1000 · 9,87 kWh (Oljedirektoratet, 2011). O.e. står for oljeekvivalenter og benyttes til å sammenlikne ulike fossile energiresursers brennverdi. Omregning: 1 TOE (tonn oljeekvivalent) = 11 788 kWh (Oljedirektoratet, 2011)



Figur 15: Samlet produksjon av olje og gass i årene 1994 til 2009 (Statistisk Sentralbyrå, 2010)

Kull og koks

I 2009 ble det totalt sett forbrukt 11 TWh kull og koks i Norge. Dette utgjorde dermed i underkant av 4 % av det totale energiforbruket. Først og fremst er det norske kullforbruket knyttet til kraftintensiv industri (Bøhler et al., 2010). Det vil si kraftintensive næringer som eksempelvis produsenter av kjemiske råvarer og metallindustri (Energilink, 2011). I tillegg finnes det et mindre kullkraftverk på Svalbard, det er også der Norges kullressurser finnes (Bøhler et al., 2010).

Råolje

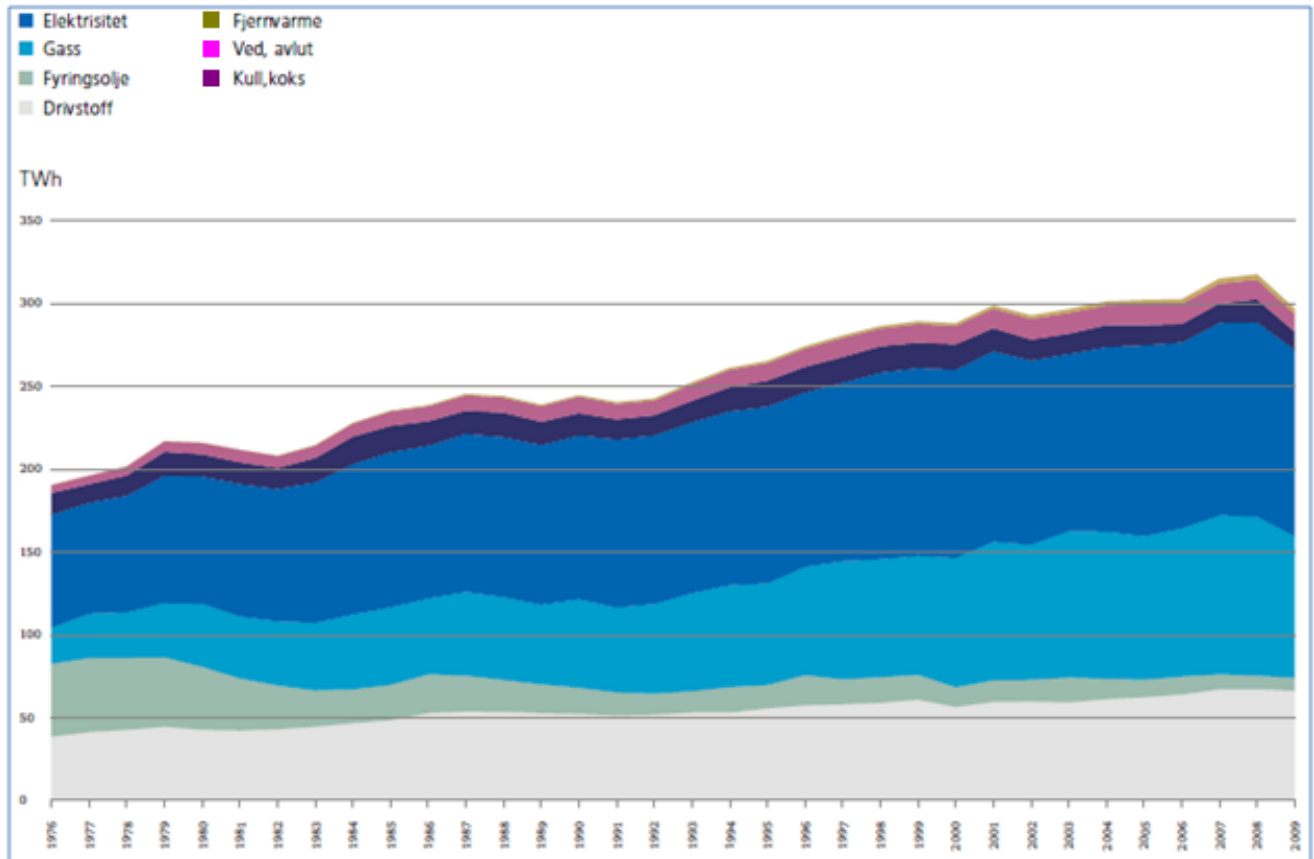
Norge er en oljenasjon og en av verdens største eksportører av råolje. I 2008 var Norge rangert som verdens 6. største oljeeksportør og verdens 11. største oljeprodusent (Nordvik, Verlo & Zenker, 2010). Råolje har en rekke anvendelsesområder og kan rafineres til ulike brensler som fyringsolje, tungolje, autodiesel og bensin. Oljens kanskje viktigste anvendelsesområde er innenfor transportsektoren (Bøhler et al., 2010). Som det kommer frem av figur 15 har den årlige oljeproduksjonen avtatt hvert år siden 2001 (Statistisk Sentralbyrå, 2010). I 2009 ble det produsert 115 millioner Sm³ o.e. på norsk sokkel (tilsvarende omlag 1135 TWh) (Statistisk Sentralbyrå, 2010). I Norge ble det i løpet av det samme året

forbrukt 66 TWh drivstoff og 8 TWh fyringsolje (Bøhler et al., 2010).

Det norske energiforbruket gjennom 30 år

Figur 16 viser en grafisk fremstilling av det samlede energiforbruket¹⁹ i Norge fra 1976 til 2009, fordelt på ulike energibærere. Som det kommer frem av figuren har forbruket av drivstoff jevnt og trutt økt, noe som i all hovedsak skyldes flere kjøretøy og mer kjøring enn tidligere (Bøhler et al., 2010). Forbruk av fyringsolje er betraktelig redusert, noe som kan skyldes en overgang til bruk av strøm, bioenergi og fjernvarme til oppvarming (Bøhler et al., 2010). Gassforbruket har økt betydelig fra 1976 og frem til 2008, men avtok noe fra 2008 til 2009. Gassforbruket er først og fremst knyttet til oljeindustrien, men har også fått økt anvendelse innen annen landbasert industri. Strømforbruket har også økt, men stabilisert seg de siste årene (Bøhler et al., 2010). Likefult har Norge, i følge rapporten *”Dette er Norge”* fra Statistisk Sentralbyrå (SSB), verdens nest høyeste elektrisitetsforbruk per innbygger i 2006 (Flatebø, Kristiansen & Modig, 2009). Forbruket av kull og koks har gått ned, mens både forbruk av bioenergi (ved og avlut) og fjernvarme har økt. Samlet sett utgjør disse tre sistnevnte kun en liten andel av det totale forbruket (Bøhler et al., 2010). Fra 2008 til 2009 opplevdes en nedgang i det samlede energiforbruket. Nedgangen blir sett i sammenheng med finanskrisa. I 2009 var det samlede energiforbruket i Norge snaue 300 TWh (Bøhler et al., 2010).

¹⁹ I denne sammengeng omfatter det samlede energiforbruket både det faktiske sluttforbruket av energi i Norge, samt forbruk av råstoff og energi i henholdsvis industri- og energisektoren (Bøhler et al., 2010).



Figur 16: Grafisk fremstilling av det samlede energiforbruket i Norge fra 1976 til 2009, fordelt etter energibærer (Bøhler et al., 2010)

3.1.2 Norske utslippsforpliktelser og målsetninger

EU kommisjonen vedtok ved utgangen av 2008 at den europeiske unions energiforsyning innen 2020 skal bestå av 20 % fornybar energi. Dette gjelder både innen kraftproduksjon, oppvarming/ kjøling og transportsektor. Det er også en målsetning å dekke 10 % av drivstofforbruket i transportsektor med biodrivstoff. Målsetningene er definert og formalisert EUs fornybardirektiv. Hensikten er at alle medlemslandene skal bidra og arbeide mot å nå individuelle målsetninger. Fornybarandelen beregnes etter følgende formel (Hamnaberg, Nybakke & Skau et al., 2010):

Formel 4: Utregning av andel fornybar energi av totalt energiforbruk (Hamnaberg, Nybakke & Skau et al., 2010)

$$\frac{\text{Kraft fra fornybare kilder} + \text{fornybar varme} + \text{fornybar kjøling} + \text{direkte anvendelse av fornybar energi}}{\text{Brutto energiforbruk}}$$

Hvorvidt EUs fornybardirektiv skal omfatte Norge gjennom sitt EØS medlemskap er fremdeles uklart, men det er ikke usansynlig at direktivet også blir gjeldene for Norge. I Norge er fornybarandelen omkring 60 %, og med dette langt høyere enn hva som er vanlig i andre land. Dersom Norge skal omfattes av fornybardirektivet, vil en målsetning som står i stil til dagens fornybarandel settes. Ettersom Norges kraftproduksjon nærmest er 100 % fornybar vil en økt fornybarandel først og fremst oppnås på andre områder. Fornybarandelen kan blandt annet økes ved å erstatte bruken av fossile brensler, produsere og eksportere mer fornybar kraft eller redusere det samlede ikke-fornybare energiforbruket (Hamnaberg et al., 2010).

Uavhengig av EUs fornybar direktiv har Norge satt seg ambisiøse mål om reduksjon av klimagassutslipp. I 2008 ble det utformet målsetninger og hovedlinjer for norsk klimapolitikk, kjent som klimaforliket (Klimakur 2020, 2010). Dette innebar blandt annet:

- Norge skal være et foregangsland i klimapolitikken og kjempe for ambisiøse internasjonale avtaler
- Norge skal redusere sine klimagassutslipp med minst 10 % og dermed overoppfylle målsetningene i Kyotoprotekollen.
- Norge skal redusere klimagassutslippene med 30 % sammenliknet med utslippstall fra 1990, innen 2020.
- Norge skal være karbonnøytralt innen 2030.

I 2008 slapp Norge ut 53,8 millioner tonn CO₂-ekvivalenter²⁰. Dette tilsvarer ca. 12 tonn CO₂-ekvivalenter per innbygger, noe som er blandt det høyeste i verden.

De største utlippskildene var da transportsektoren²¹ (32 %), petroleumssektoren (27 %) og industrisektoren (26 %). Videre fulgte landbruket (8 %), oppvarming av bygningsmasse (3 %) og avfall (2

²⁰ En CO₂-ekvivalent tilsvarer den effekten en gitt mengde CO₂ har på klima over en bestemt periode (Klimakur 2020, 2010).

²¹ Transportsektoren omfatter i denne sammenheng transport på land, luftfart (både sivil og militær), fiskeri og skipsfart, samt øvrige former for transport (Klimakur 2020, 2010).

%) (Klimakur 2020, 2010). I rapporten "Klimakur 2020 - Tiltak og virkemidler for å nå norske klimamål", presenteres følgende mulige utslipsreducerende tiltak (Klimakur 2020, 2010):

- **Konvertering av fossil energi til fornybar energi**

I denne kategorien spesifiseres tiltak som overgang til bruk av bioenergi (bioolje, pellets, ved, flis, trekull og biogass) og fjernvarme i industri og bygg. Andre mulige utslipsreducerende tiltak er økt bruk av biodrivstoff, elektrifisering av transportsektoren samt elektrifisering av petroleumssektoren.

- **Energieffektivisering**

Det finnes en rekke energieffektiviserende tiltak som kan redusere utslippene både innen bygg-, transport- og industrisektoren. Dette omfatter blant annet å utvikle biler med begrenset drivstofforbruk, bygge nullutslipps bygninger og utbedre teknologien i industrisektoren slik at energibehovet reduseres.

- **Prosesstiltak**

Prosesstiltak som kan redusere utslipp er overgang fra kull til trekull i prosessindustrien, etablering av anlegg for karbonfangst- og lagring, anlegg for oppsamling av metan fra husdyrgjødsel ol..

- **Opptak av klimagasser i jord og skog**

For å øke opptak av klimagasser i jord og skog kan tilgang som gjødsling av skog og produksjon av biokull igangsettes. Redusert uttak av biomasse fra skogen vil også kunne øke opptaket av klimagasser i skogen, men vil samtidig redusere tilgangen på bioenergi.

- **Strukturelle tiltak som endrer adferd**

Denne kategorien omfatter tiltak som kan endre systemer og vaner i dagens samfunn. Eksempelvis overgang fra tungtransport til jernbane, utbygging av kollektivtransport og tilrettelegging for økt bruk av sykkel.

Kort oppsummert omfatter de utslipsreducerende tiltakene satsning på fornybar energi, teknologiutvikling og mer effektiv bruk av ressursene (Klimakur 2020, 2010).

3.1.3 Dagens status - Norsk engasjement innenfor dyp geoenergi

Som det kommer frem av kapittel 2.8.2 regnes Norge som et av fem verdensledende land innen direkte anvendelse av *grunn* geotermisk energi (Al Jaber et al., 2010). Denne anvendelsen foregår i all hovedsak ved bruk av grunnvarmepumper som henter ut varme fra lavtempererte geotermiske ressurser i fjell, grunnvann, løsmasser eller jord (Arnstad et al., 2007).

Norge har per i dag ingen kraftproduserende geotermiske anlegg, og heller ingen anlegg som utnytter dyp geotermisk energi (Berre, Hauge, Kristjánsson, Midttømme & Musæus, 2010). Interessen for dyp geotermisk energi kan likevell sies å være økende. Flere norske selskaper deltar i forskningsprosjekter knyttet til dyp geotermisk energi, både nasjonalt og internasjonalt. Det samme gjelder forskning innen boreteknologi, som kan være av betydning for tilgjengeliggjøring av dype geotermiske ressurser (Norwegian Center for Geothermal Energy Research, 2011). I 2009 ble *Norwegian Center for Geothermal Energy Research (CGER)* etablert. CGER har tilsluttede partnere fra flere ulike institusjoner og organisasjoner, være seg utdannings- og forskningsinstitusjoner, industri og næringsliv. Senteret har til hensikt å etablere en kanal mellom aktører med tilknytning til geotermisk energi i Norge. Gjennom denne kanalen kan forskning organiseres og samordnes. Formålet er å tilrettelegge for forskning og utvikling, som kan bidra til å øke tilgjengeligheten av geotermisk energi på verdensbasis (Evensen et al., 2011).

Noen prosjekter med norsk engasjement:

- Norske **Rock Energy** er i gang med å realisere planene om å bygge et dypgeotermisk pilotanlegg i Oslo. Anlegget skal etter planen ferdigstilles høsten 2012. Dette blir Norges første anlegg for utnyttelse av dyp geotermisk energi. Varme skal hentes opp fra 5 000 meters dyp, og leveres til Hafslunds fjernvarmenett i Oslo.

Det unike med Rock Energys anlegg er at alle sirkulasjonskanalene i berggrunnen skal bores (figur7). Hele ti kanaler av 2 000 meters lengde, skal bores mellom produksjons- og injeksjonsbrønnen. Kanalene skal ha en innbyrdes avstand på 50 meter og vil derfor ikke tømme de omkringliggende steinmassene for varme med det første. Rock Energy regner med at anlegget vil ha en levetid på hele 50 – 70 år. Vannet som hentes opp i produksjonsbrønnen er ventet å holde en temperatur omkring 100 °C, mens returvannet skal reinjiseres med en temperatur rundt 65 °C. Til å begynne med skal anlegget ha en kapasitet på 5 MW, med

mulighet for senere utvidelse (Evensen & Musæus, 2010)

- **Iceland Deep Drilling Project (IDDP)** var i utgangspunktet et forskningsprosjekt i gang satt av de tre islandske energiselskapene Hitaveita Sudurnesja (HS), Landsvirkjun (LV) og Orkuveita Reykjavíkur (OR) i samarbeid med Orkustofnun (Islands nasjonale energimyndighet) (Iceland Deep Drilling Project, 2010). Prosjektet hadde som hovedformål å undersøke om det er økonomisk mulig å utnytte energi fra hydrotermiske systemer som inneholder fluid i overkritisk fase. Målet var å kunne hente opp og utnytte overhettete damp på en kostnadseffektiv måte (Iceland Deep Drilling Project, 2010).

I 2008 ble det Norske energiselskapet Statoil en partner i prosjektet. I tillegg har også andre norske forskningsinstitusjoner, som Universitetet i Bergen, engasjement i IDDP. Det samme gjelder en rekke forskningsinstitusjoner og selskaper over hele verden (Statoil, 2010).

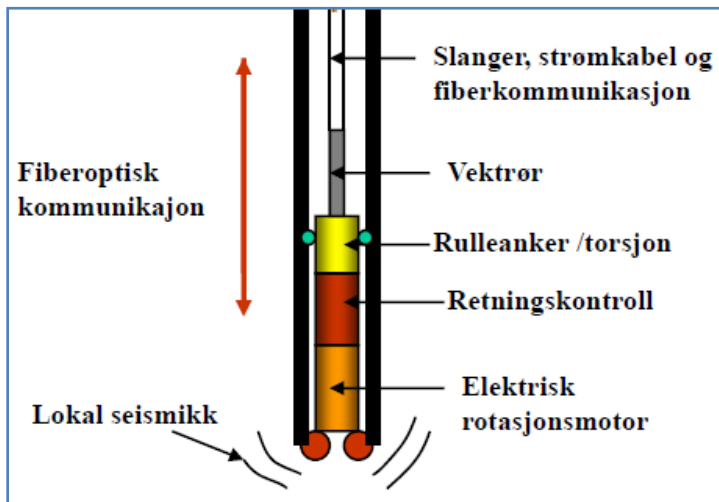
Prosjektet har støtt på mange utfordringer. Den største barrieren har vært uforutsette magmalummer i berggrunnen. Magmalummene har satt begrensninger for hvor dypt det har vært mulig å bore. Til slutt måtte prosjektet fullføres uten å nå de dybder som i utgangspunktet var målsetningen. Under de avsluttende strømningsstestene, produserte brønnen en fluidstrøm på 30 kg/s, med temperatur 330 °C og damptrykk på 16,5 bar (Iceland Deep Drilling Project, 2010). Dette var langt under målsetningen som var fluid med temperaturen 400 – 600 °C og trykk på omlag 100 bar (Albertsson, Elders & Friðleifsson, 2010).

IDDP prosjektet er imidlertid ikke helt avsluttet. Energiselskapene Hitaveita Sudurnesja (HS) og Orkuveita Reykjavíkur (OR) har planer om å fortsette å bore nye brønner, IDDP2 og IDDP3. Dette skal skje i perioden 2011-2015 (Iceland Deep Drilling Project, 2010).

- **Geothermal Engineering Integrating Mitigation of Induced Seismicity in Reservoirs (GEISER)** er et forskningsprosjekt som administreres av *International Centre for Geothermal Research*, og er delfinansiert av Europakommisjonen. Forskningsprosjektet har til hensikt å finne ut mer om hvilke mekanismer som bidrar til økt seismisk aktivitet, i forbindelse med konstruerte geotermiske systemer. Både norske Statoil Petroleum AS og Stiftelsen NORSAR er deltakende i

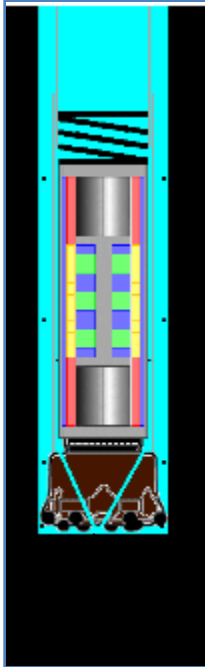
prosjektet. GEISER ble startet opp den 1. Januar 2010 og skal etter planen ha en varighet på 42 måneder og avsluttes i juni 2013 (European Commission: Cordis, 2011).

- Det finnes også Norsk forskning på **boreteknologi** spesielt tilpasset geotermiske brønner. Teknologiselskapet GeoRigg AS ble etablert i 2009 og driver med utvikling av boreteknologi. GeoRiggs patent tar utgangspunkt i en enkel og mobil borerigg, til forskjell fra konvensjonelle boreteknologi som baseres på massive og store borerigger. Selve boreprosessen skiller seg fra den tradisjonelle rotasjonsboringen ved at borestrengen er fleksibel og ikke-roterende. På borehodet sitter det en elektrisk rotasjonsmotor og retningskontroll (figur 17). Videre utvikling av denne teknologien vil i følge GeoRiggs estimater kunne medføre en reduksjon i borekostnader på hele 75 % (GeoRigg, 2011).



Figur 17: Prinsippet bak GeoRiggs boreteknologi (GeoRigg, 2011)

Selskapet Resonator A/S driver også med utvikling av boreteknologi, i samarbeid med NTNU. Resonator har patent på en type hammerboring som baserer seg på en hermetisk lukket lineærmaskin. Konseptet går ut på at lineærmaskinen driver et gassfjærstøttet stempel med høy hastighet. Stempelet beveger seg med en frekvens lik fjæras egenfrekvens, på denne måten oppnås resonans og en stor kraft i boreretningen (Resonator AS, 2011).



Figur 18: Konseptet bak Resonator A/S sin hammerboring (Resonator A/S, 2011)

I tillegg til GeoRigg AS og Resonator A/S har selskaper som Odfjell Drilling AS, TTS Energy AS, Norwegian Piping AS, Novatech AS, Qmatec Drilling AS og en rekke andre selskaper vist interesse for utvikling av geotermisk utvinningsteknologi (Evensen et al., 2011).

- **POGE-Assessing the potential for deep geothermal energy** er et samarbeidsprosjekt mellom Universitetet i Bergen, PGP (Physics of Geological Processes), Universitetet i Oslo og Statoil. Prosjektet har til hensikt å utvikle modeller og simuleringsmetoder for beregning av det geotermiske potensialet i grunnen. Dette forutsetter god innsikt i de fysiske og kjemiske prosessene i det geotermiske reservoaret (CGER, 2011).
- **Geokon** er et prosjekt iverksatt av Kongsberg Innovasjon. Det er etablert et ekspertteam med ingeniører fra Kongsberg Defence Systems, FMC Technologies, Vardar og Kongsberg Devotek Vardar. Dette teamet skal utarbeide konsepter for utnyttelse av dyp geotermisk energi til kraftproduksjon (Kongsberg Innovasjon, 2010). Målsetningen er å gjøre bedriften til en ledende aktør innen utvikling og etablering av dypgeotermiske kraftverk (CGER, 2011).

- Mye av forskningen ved Norges Geologiske Undersøkelse (NGU) er relevant med tanke på utnyttelse av geotermisk energi. NGU har blant annet hatt et samarbeidsprosjekt med Universitetet i Aarhus, kalt **Kontiki**. Prosjektet pågikk fra 2005 til 2008, og hadde til hensikt å undersøke sammenhengen mellom varmeproduksjonen i krystalline bergarter, varmestrømmen og temperaturen i sedimentære baseng på den norske kontinentalsokkelen (Norges Geologiske Undersøkelse, 2011a).

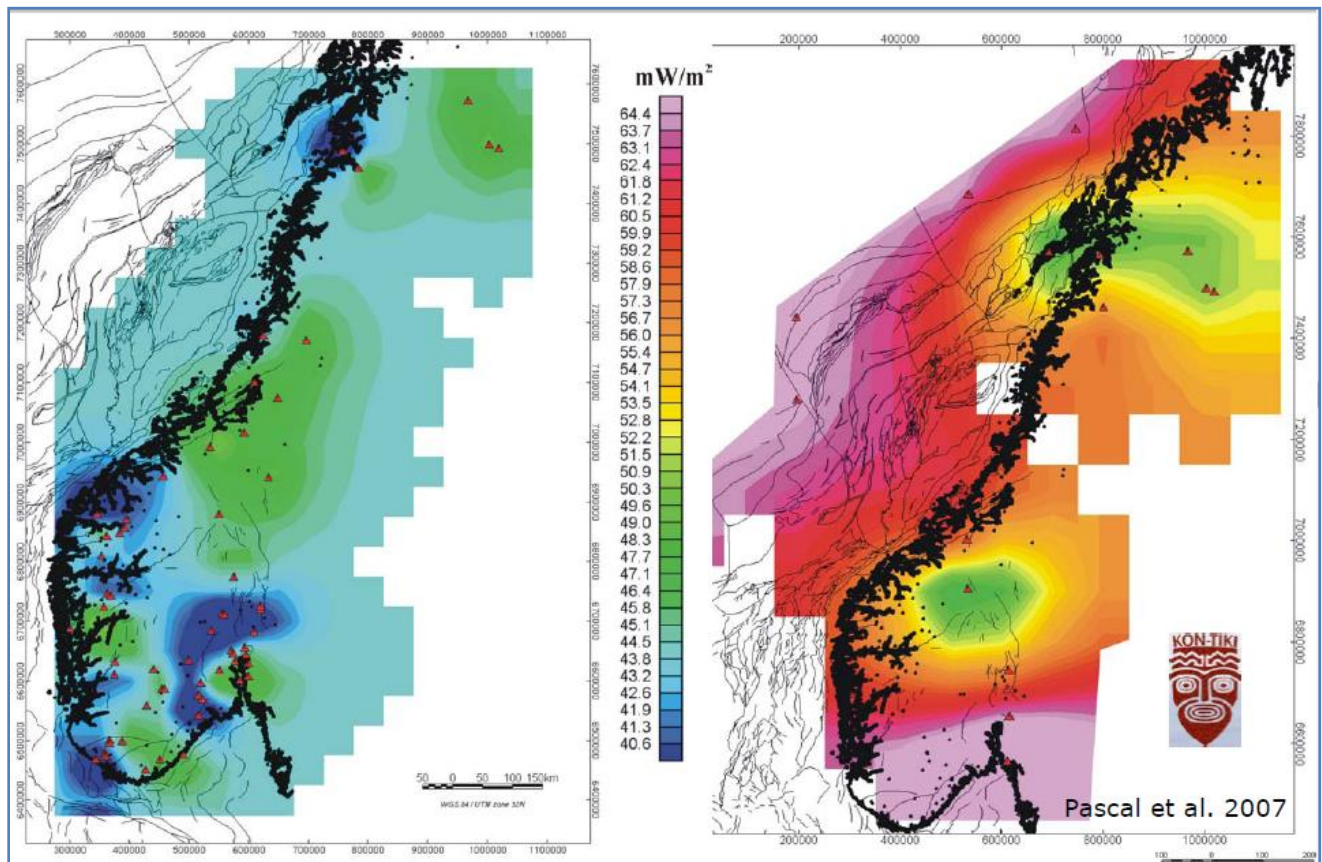
HeatBar var et samarbeidsprosjekt mellom NGU, NTNU og Statoil, som gikk ut på å kartlegge grunnforholdene i de vestlige delene av Barentshavet og i Nord-Norge. Prosjektet pågikk fra 2005 til 2010 og hadde til hensikt å studere varmestrømmen i grunnen, se på innholdet av radioaktive materialer, lage 3D modeller av strukturen i grunnfjellet og av de termiske forholdene. HeatBar var på mange måter en videreføring av Kontiki-prosjektet (Norges Geologiske Undersøkelse, 2011b).

3.1.4 Norsk geologi og dype geotermiske ressurser

Den norske berggrunnens geologi er preget av gamle, harde bergarter (Norges Geologiske Undersøkelse, 2008). Berggrunnen kan på mange måter kategoriseres i tre hovedgrupper. Det såkalte grunnfjellet er grunnområder bestående av granitt, gneis og andre omdanningsbergarter²². Grunnfjellet er meget gammelt, og bergartene som finnes i denne typen grunnområde er som regel eldre enn 600 millioner år gamle (Norges Geologiske Undersøkelse, 2008). Videre består store deler av Norge av den såkalte Kaledonske Fjellkjeden. Dette er gamle omvandlede bergarter som opprinnelig var en fjellkjede, dannet for omlag 350 – 600 millioner år siden. Den Kaledonske Fjellkjeden består i dag av bergarter som skifer, marmor, grønnstein og en del granitter ol. (Norges Geologiske Undersøkelse, 2008). En tredje type berggrunn som finnes i Norge er Oslofeltet. Dette er som navnet tilsier grunnområdet som finnes rundt Oslofjorden. Der finnes litt yngre bergarter av vulkanske typer, samt størkningsbergarter. Dette skyldes at det i dette området var vulkansk aktivitet for omkring 280 millioner år siden (Norges Geologiske Undersøkelse, 2008).

²² Omdanningsbergarter omtales også som metamorfe bergarter. Denne typen bergarter blir dannet ved at magmatiske eller sedimentære bergarter utsettes for høyt trykk, temperatur eller kjemisk påvirkning. Navnet kommer av at de opprinnelige bergartene blir smeltet sammen og omformet (Carlson, Hammersley & Plummer, 2010).

Norske dype geotermiske ressurser er foreløpig lite kartlagt. I forbindelse med forskningsprosjektene KONTIKI og HeatBar²³ er det imidlertid blitt utført 15 forholdsvis dype prøveboringer i Oslo-området, Midt-Norge og Nord-Norge. De fleste prøvehullene hadde dybde på over 800 meter, og informasjon fra brønnene kunne benyttes til å estimere temperaturen videre nedover i berggrunnen (Elvebakk, Olesen & Pascal, 2010). Prøveboringene gav grunnlag for å angi den geotermiske gradienten og varmestrømmen mer presist enn tidligere. På 70-tallet ble det utført vurderinger av temperaturgradient og varmestrøm basert på prøveboringer ned til 300 meter. I over 30 år har varmestrømmen i den norske berggrunnen vært antatt å ligge et sted mellom 40 og 50 mW/m² (Elvebakk, Olesen & Pascal, 2010). Resultatene fra forskningsprosjektene Kontiki og HeatBar slår imidlertid fast at varmestrømmen de fleste steder i Norge ligger mellom 50 og 70 mW/m² (figur 19).

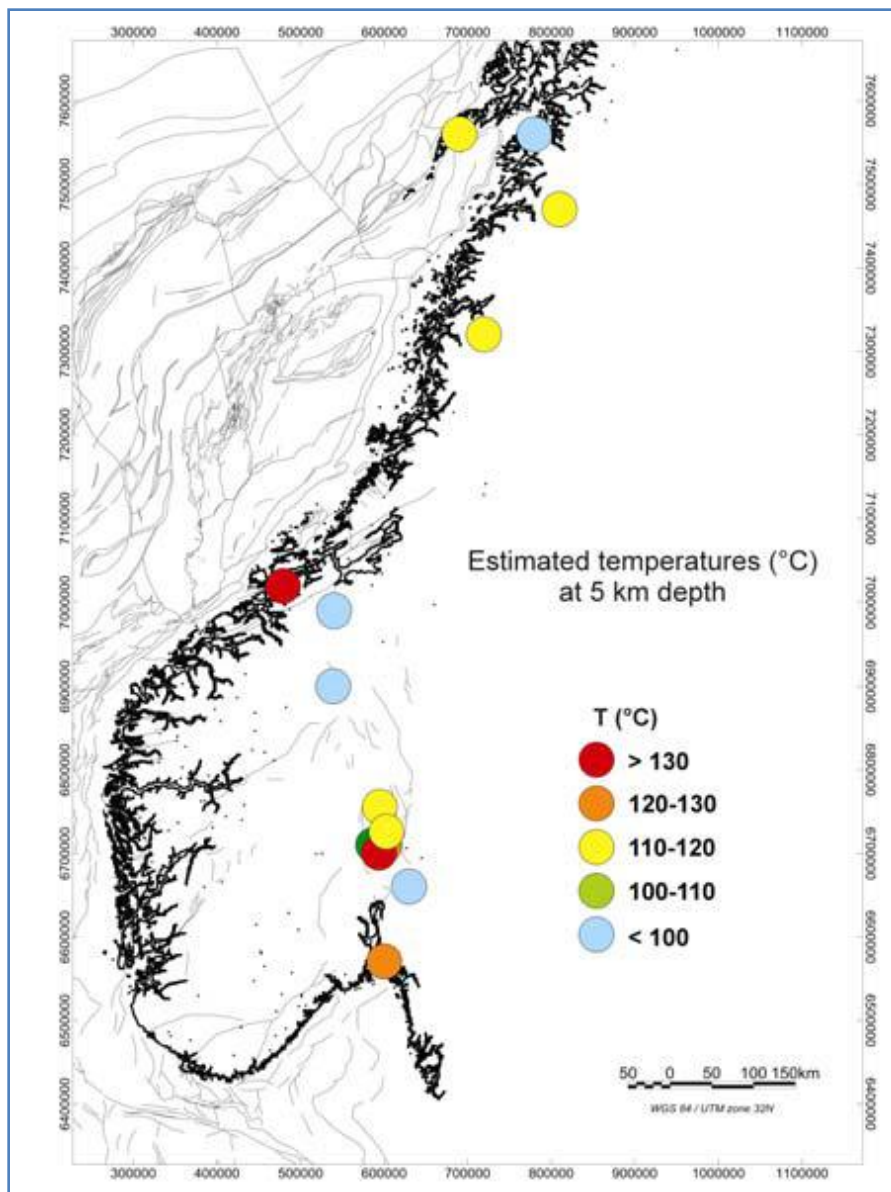


Figur 19: Til venstre illustreres varmestrømmen basert på data fra grunne prøveboringer utført på 70-tallet. Til høyre illustreres tilsvarende varmestrømdata basert på dypere prøveboringer utført i forbindelse med forskningsprosjektene Kontiki og HeatBar (Elvebakk, Olesen & Pascal, 2010).

²³ Forskningsprosjektene Kontiki og HeatBar står også omtalt i avsnitt 3.1.3

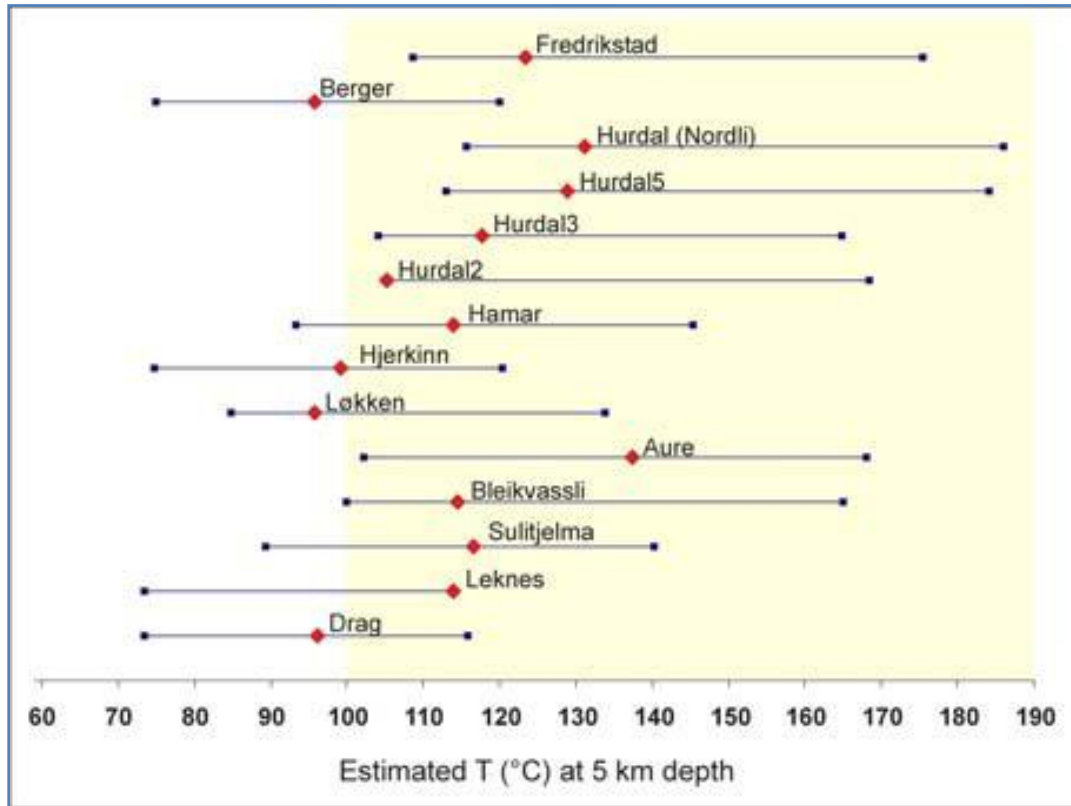
Figur 19 viser at Nord- Norge har den laveste varmestrømmen i grunnen, mens Sør-Øst-Norge har den høyeste. Varmeproduksjonen i grunnen ligger fra 1 – 4 mW/m³ og variasjonen knyttet til geografi svarer til variasjonene i varmestrøm (Elvebakk, Olesen & Pascal, 2010).

For å beregne temperaturen videre nedover i grunnen ble data fra brønnene med mest stabil varmestrøm benyttet. Ut fra varmestrømverdien i bunn av brønnen og den termiske konduktiviteten til grunnen kunne temperaturen ved 5 kilometer dyp anslås på bakgrunn av beregning (figur 20). For å ta hensyn til mulige feilmarginer ble den samme temperaturen beregnet ut fra en minimums- og maksimumsverdi for termisk konduktivitet i grunnfjellsbergarter (figur 21).



Figur 20: Estimert temperatur på 5 kilometers dyp (Elvebakk, Olesen & Pascal, 2010).

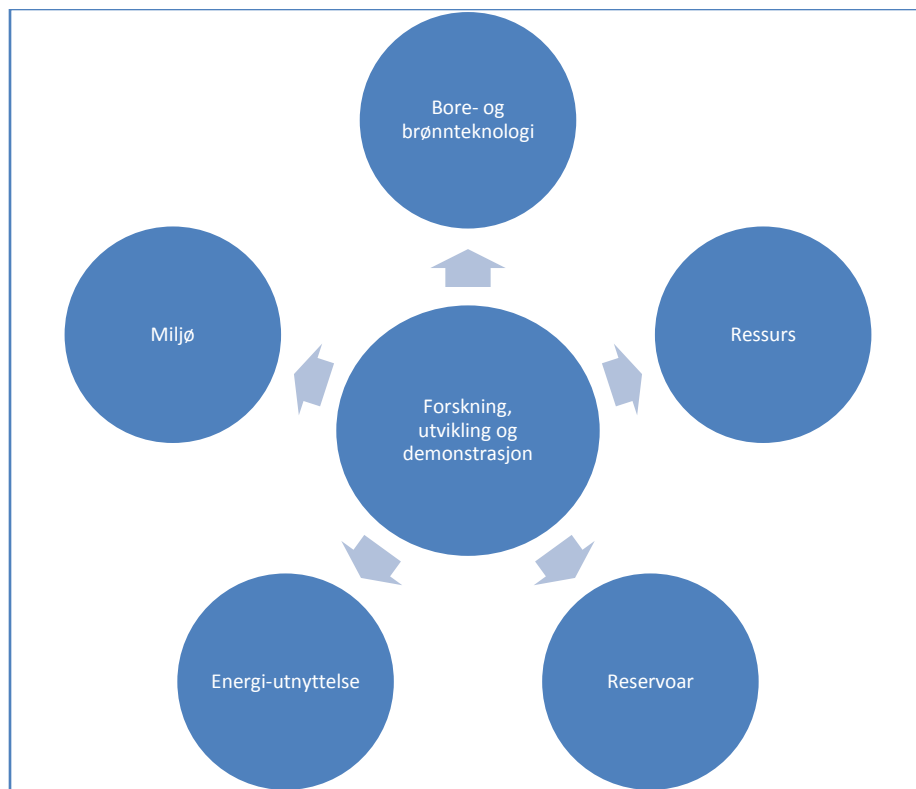
Av de 13 brønnene som ble benyttet til å anslå temperaturen på 5 kilometers dyp, var det 4 brønner med temperaturanslag under 100 °C. To brønner gav temperaturanslag over 130 °C, mens de syv resterende brønnene lå mellom 100 og 130.



Figur 21: Estimert temperatur med feilmargin på 5 km dyp (Elvebakk, Olesen & Pascal, 2010)

3.1.5 Forskning og utvikling av dyp geotermisk energi

For å tilgjengeliggjøre og øke utnyttelsen av dypgeotermisk varme foreligger det en rekke utfordringer. I dette delkapittelet presenteres de viktigste forsknings- og utviklingsområdene (FoU). Figur 22 illustrerer en mulig kategorisering av ulike forsknings – og utviklingsområder. Videre følger en kort beskrivelse av de ulike kategoriernes forskningsmål og hovedutfordringer (Evensen et al., 2011).



Figur 22: Kategorisering av forsknings-, utviklings- og demonstrasjonsområder (fritt etter Evensen et al., 2011)

I Energi21-rapporten om geotermisk energi rangeres FoU-kategoriene etter følgende prioritering (Evensen et al., 2011):

1. **Bore – og brønnteknologi**
2. **Ressurs og Reservoar**
3. **Energiutnyttelse**
4. **Miljø**

Innen **bore- og brønnteknologi** (knyttet til geotermiske energiutvinning) er hovedformålet å utvikle kostnadseffektiv boring, effektivisere boreprosessen og gjøre brønnteknologien mer robust.

Hovedutfordringene knyttet til dette formålet vil være (Evensen et al., 2011):

- Å tilpasse borerigger og utstyr ut fra hva som ansees hensiktsmessig for prosjekter med dypgeotermisk energiutvinning som formål. Dette gjelder særlig riggens størrelse, dimensjonering av hull og valg av boreteknologi.
- Å utvikle teknologi og utstyr for retningsorientert boring i hardt fjell, med egnet diameter.

- Å utvikle teknologi som gjør det lettere å penetrere harde bergarter på en kostnadseffektiv måte, samt redusere slitasje, rystelser og ødeleggelses på utstyr ved boring i hardt fjell.
- Å utvikle utstyr (måleutstyr, boreutstyr, pumper o.l.) som tåler høye temperaturer, store dyp og korrosive miljøer.
- Å utarbeide metoder for å håndtere svært frakturerte bergarter og redusere tap av borefluid.
- Å utarbeide metoder for økt kontinuitet i boreprosessen, unngå sirkulasjonsstopp.

Kategorien ved navn **Ressurs** omfatter den FoU-virksomhet som går ut på å avdekke hvilket ressurspotensiale geotermisk energi representerer. Hovedformålet til forskningen innenfor denne kategorien er å kartlegge forhold i grunnen som er av betydning for en potensiell varmeutvinning, samt lokalisere områder som er spesielt godt egnet for utvinning av geotermisk energi. Hovedutfordringene i denne kategorien er som følger (Evensen et al., 2011):

- Å kartlegge og karakterisere berggrunnens temperatur, varmeledningsevne, varmeproduksjon, oppsprekking og bergspenning.
- Å utvikle programvare for bedre modellering av forholdene i jordskorpa.
- Å utvikle og bedre metoder for geofysisk kartlegging, som elektromagnetiske målinger, seismiske undersøkelser, radiometrisk datering, tyngdemåling (gravimetri) og magnetometri.
- Å spesifisere godt egnede lokaliseringer for etablering av geotermiske anlegg.

FoU-kategorien **Reservoar** omhandler forholdene i det geotermiske reservoaret og nedihullsutfordringer. Hovedmålsetningen med forskning innen dette området er å utvikle metoder for etablering av sirkulasjonsganger med en slik utforming at varmeuttaket optimaliseres.

Hovedutfordringene knyttet til denne målsetningen er som følger (Evensen et al., 2011):

- Å utvikle simuleringsmodeller av forholdene i grunnen, både ved etablering av et geotermisk reservoar og for et produserende anlegg (løpende varmeuttak).
- Å beregne og modellere varmeuttaket fra et geotermisk reservoar, samt finne metoder for optimalisering av varmeuttaket.
- Å øke forståelsen for mekanismene som forårsaker sprekkdannelser ved hydraulisk frakturering, bergspenninger eller temperaturfall.
- Å videreutvikle metoder for detektering av reservoarets volum og kontaktflate.
- Å utvikle lokaliseringsmetoder for å finne korrosjon og beleggdannelse på casing og andre kontaktflater, samt finne løsninger som kan forebygge mot dette.

Forskning og utvikling tilknyttet kategorien for **energiutnyttelse** har til hensikt å finne optimale løsninger for bruk og konvertering av geotermisk energi. Hovedutfordringene innen denne kategorien er følgende (Evensen et al., 2011):

- Å utvikle gunstige systemer for selve utvinningsprosessen av dyp jordvarme.
- Å utvikle effektive energikonverteringsprosesser, eksempelvis for konvertering av geotermisk energi til elektrisk kraft.

FoU-kategorien, **"Miljø"**, har som overordnet formål å forhindre eller redusere eventuelle miljøpåvirkninger knyttet til geotermiske anlegg. Hovedutfordringene knyttet til denne kategorien er som følger (Evensen et al., 2011):

- Forebygge og beskytte mot forurensning av grunnvann.
- Beskytte mot forurensning som følge av boreprosessen. Ta hånd om boreslam, borekaks og geofluid på forsvarlig måte.
- Rense geofluidet for eventuelle urenheter og partikler, samt tilførsel av nytt vann ved behov.
- Ta hensyn til - og overvåke seismisk aktivitet, som følge av drifting av et geotermisk anlegg.

3.2 Funn fra spørreundersøkelse

En spørreundersøkelse ble ved hjelp av spørreundersøkelsesverktøyet Quest Back utsendt til 41 mottakere. Mottakerene har tilhørighet til ulike fagmiljøer, men er alle relatert til energibransjen. Undersøkelsen resulterte i 26 besvarelser, noe som tilsier en svaropplutning på 63 %. Mottakerne som besvarte undersøkelsen omtales videre som respondenter. Respondentene kunne velge å besvare undersøkelsen anonymt. Ved presentasjon av funnene fra undersøkelsen fremstilles imidlertid alle som anonyme.

Undersøkelsen bestod opprinnelig av totalt 23 spørsmål. Enkelte spørsmål har vist seg å ikke ha relevans for oppgaven og er av denne grunn utelatt. I dette delkapittelet presenteres de 20 spørsmålene og svarene som vurderes interessante i forhold til oppgavens problemstilling.

De fire første spørsmålene er rettet mot respondenten og skal kartlegge faglig bakgrunn og kjennskap til temaet. De resterende spørsmålene kartlegger respondentens syn på dyp geotermisk energi, sett i lys av Norsk forbruk og behov for ny fornybar energi.

En del av spørsmålene gir respondentene anledning til å utdype sine svar eller argumentere for sine avkryssninger. Enkelte spørsmål gir også mulighet til å krysse av for flere svaralternativer. I dette delkapittelet presenteres besvarelsene til hvert enkelt spørsmål. Presentasjonsform er valgt ut fra det som ansees hensiktsmessig i henhold til spørsmålsformuleringen. Vedlegg 1 viser spørreundersøkelsen i sin helhet.

- **Spørsmål 1**

Hvilken tilknytning har du til energisektoren?

Alternativer	Antall	Prosent (%) av ant. Avkryssninger
Forskning/ innovasjon	21	60
Konsulentvirksomhet	4	11
Energileverandør	3	9
Energidistribusjon	0	0
Boreteknologi	4	11
Leverandør av utstyr/ materiell	2	6
Annet	1	3
Antall avkryssninger	35	
Antall unike besvarelser	26	100 % av respondentene

- **Spørsmål 2**

Hvor god kjennskap har du til geotermisk energi?

Alternativer	Antall	Prosent (%) av ant. avkryssninger
Ingen kjennskap	0	0
Litt kjennskap	2	8
God kjennskap	17	68
Meget god kjennskap	6	24
Antall avkryssninger	25	
Antall unike besvarelser	25	96 % av antall respondenter

- Spørsmål 3

Hvor god kjennskap har du til konstruerte geotermiske systemer (enhanced geothermal systems)?

Alternativer	Antall	Prosent (%) av ant. avkryssninger
Ingen kjennskap	0	0
Litt kjennskap	9	36
God kjennskap	10	40
Meget god kjennskap	6	24
Antall avkryssninger	25	
Antall unike besvarelser	25	96 % av respondentene

- Spørsmål 4

Hvor interessert er du i geotermisk energi?

Alternativer	Antall	Prosent (%) av ant. avkryssninger
Ikke interessert	0	0
Litt interessert	4	15
Ganske interessert	9	35
Veldig interessert	13	50
Antall avkryssninger	26	
Antall unike besvarelser	26	100 av respondentene

- Spørsmål 5

Hvordan tror du det totale energiforbruket i Norge vil være i 2030?

Alternativer	Antall	Prosent (%) av ant. avkryssninger
Som i dag	3	12

Lavere enn dagens energiforbruk	2	8
Mindre enn 10 % høyere enn dagens energiforbruk	6	24
Fra 10 % til 20 % høyere enn dagens energiforbruk	8	32
Mer enn 20 % høyere enn dagens energiforbruk	6	24
Antall avkryssninger	25	
Utdypende kommentar (valgfritt)	3	
Antall unike besvarelser	26	100 % av respondentene

- **Spørsmål 7**

Hvor viktig mener du økt tilgang på fornybar energi vil være for Norge de neste 20 årene?

Alternativer	Antall	Prosent (%) av ant. avkryssninger
--------------	--------	-----------------------------------

Kommentarer til spørsmål 5

- 1 Mindre enn 10 % høyere enn dagens energiforbruk. Ikke større økning grunnet mindre energikrevende industri
- 2 Mindre enn 10 % høyere enn dagens energiforbruk. Avhengig av utviklingen innen kraftkrevende industri og energieffektiviseringen i boliger og forretningsbygg.
- 3 Vanskelig å anta % -men forbruket vil sannsynligvis øke

Ikke viktig	0	0
Litt viktig	3	11
Ganske viktig	11	41
Veldig viktig	13	48
Antall avkryssninger	27	
Utdypende kommentar (valgfritt)	2	
Antall unike besvarelser	26	100 % av respondentene

Kommentarer til spørsmål 7

- 1 Ganske viktig. I tillegg vil det komme mer kjernekraft inn i den europeiske kraftmiksen.
- 2 Litt viktig. Vi har i dag 62 % fornybar (vannkraft) i Norge. Dette er helt suverent i EU. Vi bør likevel bidra mer.

• **Spørsmål 8**

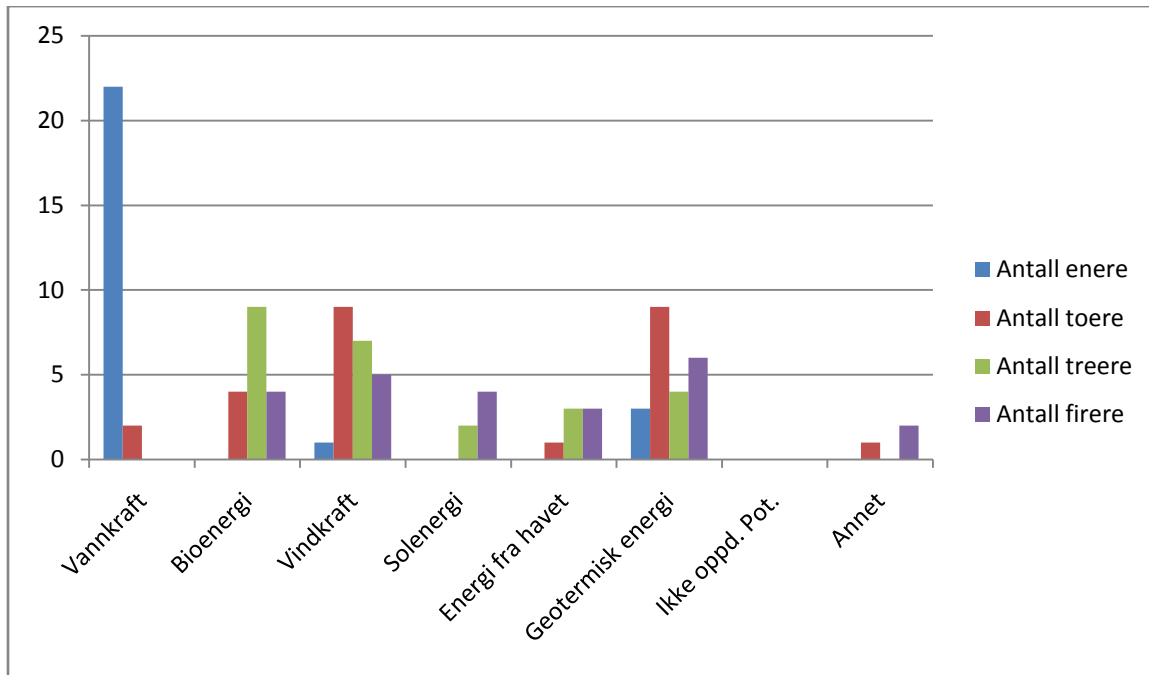
Ranger følgende nye fornybare energikilder i den rekkefølgen du anser som mest viktig for å dekke et økt energibehov i Norge (1 = mest viktig, 8 = minst viktig):

- Vannkraft
- Vindkraft
- Bioenergi
- Geotermisk energi (dyp og grunn)
- Energi fra havet (bølgekraft, tidevannskraft og saltkraft)
- Solenergi
- Annet
- Ikke enda oppdaget potensial

Tabellen under presenterer hvor mange ganger hvert av alternativene er rangert som en av de fire viktigste fornybare energiresursene, med tanke på å dekke et eventuelt økt behov. Kolonnen for øvrig-/ingen rangering representerer det antall ganger et alternativ er rangert lavere enn fire, eller ikke rangert i det heletatt.

Ny fornybar energi	Antall enere	Antall toere	Antall treere	Antall firere	Øvrig -/ingen rangering
Vannkraft	22	2	0	0	2
Bioenergi	0	4	9	4	9
Vindkraft	1	9	7	5	4
Solenergi	0	0	2	4	20
Energi fra havet	0	1	3	3	19
Geotermisk energi	3	9	4	6	4
Ikke oppd. Pot.	0	0	0	0	26
Annet	0	1	0	2	23
Totalt	26	26	25	24	107

Diagrammet under (figur 23) viser hvor mange ganger de ulike svaralternativene er blitt rangert som en av de fire viktigste energiressursene, med tanke på å dekke et eventuelt økt behov for fornybar energi.



Figur 23: Rangering av ulike ressurser ut fra hvilken energiressurs respondenten anser som mest viktig for å dekke et eventuelt økt behov for fornybar energi.

- Spørsmål 11

Tror du en nedgang i oljeutvinning på norsk sokkel vil medføre en økt satsning på fornybar energi?

Alternativer	Antall	Prosent (%) av ant. avkryssninger
Ja	20	77
Nei	3	11,5
Vet ikke	3	11,5
Antall avkryssninger	26	
Utdypende kommentar (valgfritt)	4	
Antall unike besvarelser	26	100 % av respondentene

Kommentarer til spørsmål 11

- 1 Ja. En kan jo håpe.
- 2 Ja. På grunn av nye boresystemer, ref. GeoRigg AS.
- 3 Nei. Om det kommer en økt satsning, tror jeg den kommer fra private aktører, og kun dersom energiprisene er høyes nok. Tror ikke det henger sammen med olje direkte. Men dersom investeringene i oljen synker, vil mange firmaer lete etter nye markeder.
- 4 Ja. Her har ikke Norge et reelt valg, men det gjøres lite foreløpig fra myndighetenes side.

- **Spørsmål 12**

Tror du en nedgang i oljeutvinningen på norsk sokkel vil medføre økt satsning på øvrige fossile ressurser som gass og kull, og at dette kan gå på bekostning av satsningen på fornybare energiresurser?

Alternativer	Antall	Prosent (%) av ant. avkryssninger
Ja	13	50
Nei	6	23
Vet ikke	7	27
Antall avkryssninger	26	
Utdypende kommentar (valgfritt)	3	
Antall unike besvarelser	26	100 % av respondentene

Kommentar til spørsmål 12

- 1 Nei, utvinning vil foregå i andre områder i verden
- 2 Ja, dessverre
- 3 Ja, tenkelig

- **Spørsmål 13**

Regjeringens visjon er at Norge skal være verdensledende innenfor utviklingen av miljøvennlig energi.

Hvordan synes du forskning på dyp geotermisk energi bør prioriteres?

Alternativer	Antall	Prosent (%) av ant. avkryssninger
Ingen prioritet	1	4
Begrenset prioritet	0	0
Moderat prioritet	8	29
Stor prioritet	18	67
Antall avkryssninger	27	
Utdypende kommentar (valgfritt)	3	
Antall unikke besvarelser	26	100 % av respondentene

Kommentarer til spørsmål 13

- 1 Moderat prioritet. Bør satse på teknologiutvikling/leverandørindustri + å kartlegge potensiale i Norge.
- 2 Moderat prioritet. Man bør forske på områder som kan gi store kostnadskutt og hvor Norge har unik kompetanse, dette gjelder særlig boreteknologi.
- 3 Stor prioritet. Vi kan eksportere teknologi på en helt annen måte enn for vind, bølger og sol.

- **Spørsmål 14**

Har du noen synspunkter på hvilket energipotensial den dype geotermiske energien representerer globalt sett, eller i Norge?

- 1 Det er mange land rundt 'ring of fire' som kunne bruke dyp (og grunn) geotermi og generere 100 % energi med dette. Nesten alle andre land verden rundt kunne ta i bruk EGS for varming og kjøling, men også til strøm i mange steder. Dette er fortsatt lite i bruk og trenger en god del investisjon, forskning og utvikling (se e.g. MIT rapport fra Tester) men kan bli veldig stort. I Norge er det mest viktig og frigjøre strøm som er brukt til oppvarming og erstatte med dyp geotermisk energi. Vi fikk akkurat i dag avslag fra NFR om et 'feasibility study' for dyp geotermisk anlegg for fjernvarme i Oslo området, NFR er mest sannsynlig lite interessert i teknologien i motsatt til resten av verden.

- 2 Kan bli den aller viktigste energiformen (størst) over tid. Vil også redusere behov for store, lange overføringslinjer ved at energiproduksjon kan skje nær der behovet er. Vil derfor også redusere internasjonale konfliktpotensial.
- 3 Enormt potensial globalt. I Norge en betydelig energibærer.
- 4 Veldig stort - kan dekke opptil 40 % av Europas totale forbruk.
- 5 Norge: Enkelte områder har større potensiale enn andre (Oslofeltet f.eks.), men en må gjøre en skikkelig evaluering av berggrunnen i andre områder også (eks. forkastningssoner på vestlandet).
- 6 Utfra det som er kartlagt i Norge så langt, ser potensialet ut til å være noe begrenset i Norge. Det kan kanskje være noen steder man kan få lønnsomhet i varmeleveranse til fjernvarmeanlegg, men til elektrisetsproduksjon ser det mindre gunstig ut. Grunn geotermisk tror jeg imidlertid mer på i Norge.
- 7 Det kommer helt an på hvor billig vi klarer å bore med ny teknologi.
- 8 Det er ett enormt potensiale både i Norge og internasjonalt. Tilgang begrenses av boreteknologien som er tilpasset olje og gass felt samt kostnadsnivået som aksepteres av oljeselskapene.
- 9 Det er et meget stort potensiale.
- 10 Varierende etter geografi. Men at den kan utgjøre 10-20 % av verdens forbruk på sikt.
- 11 På grunn av vannkraften har vi behovene være lokale, gjerne knyttet til søppelforbrenning. Utviklingen av prisen på elektrisitet vil bestemme. Globalt vil geotermisk energi kunne bety svært mye, - fordi den kan være en god, stabil, og kortreist energikilde.
- 12 Geotermisk har stort potensiale forutsatt at det utvikles boreteknologi tilpasset betalingsevnen for geotermisk og at det i tillegg utvikles varmekraftmaskiner med virkningsgrad ca 20 % for konvertering av varmtvann til el. I Norge har vi nå sjansen til å bli verdensledend på geotermisk.
- 13 Anslagene for investeringsbehov for kraftproduksjon fra dyp geotermisk energi, er såpass usikre, at det er vanskelig å vite om et gitt reservoir vil være økonomisk utnyttbart. Tilsvarende er det vanskelig å analysere seg frem til den riktige måten å bygge ut et område på, for de valgene som må tas, f.eks. dybde, boreteknologi og kraftverk-teknologi og -størrelse, har ulike kostnadsbilder både i drift og investering. Ser man bort fra økonomisk lønnsomhet, tror jeg det er et veldig stort potensiale internasjonalt, og når kull og olje blir dyrere, regner jeg med at geotermisk kraft blir konkurransedyktig med vind og sol. Kanskje spesielt i kombinasjon med termisk sol.
- 14 I Norge er dyp geotermisk energi et meget interessant supplement på varmesiden. Se rapporten som er gitt ut for Energi21.
- 15 Kan overta hele oppvaming/air conditioning -forsyningen nasjo-/internasjonalt, samt en andel av elektrisetsproduksjonen.
- 16 Billigere, raskere boreteknologi og billigere hydraulisk frakturering vil medføre vesentlig kostnadsreduksjon. Global knapphet på fossil energi vil sette fart i utnyttelsen av geotermiske ressurser. Denne utviklingen vil komme enten Norge er med eller ei. Mens vi venter på bedre teknologi fremstår halvdype borehull ned mot

1000 m som egnet for varmeleveranser kombinert med varmepumper. Grunn geotermisk energi og termiske energilag leverer som mest på årets kaldeste og varmeste dager. Leveransene er effektsikre. Derfor er denne teknologien bedre egnet enn sol og vind som ikke er sikre energileverandører.

- 17** Ny, raskere og mere økonomisk boring og brønnteknologi må fremskaffes. Kan en bore tilsvarende lange brønner (ca. 12-15 km) nedover som horisonalt i dagens oljeindustri vil dyp geotermisk energi kunne dekke en stor del av verdens energibehov (teoretisk alt).

- **Spørsmål 15**

Den geotermiske gradienten i Norge er omkring 10 – 30 °C per kilometer nedover i jordskorpen. Tror du den lave geotermiske gradienten vil hindre dyp geotermisk energi i å få fotfeste i Norge?

Alternativer	Antall	Prosent (%) av ant. avkryssninger
Ja	8	36
Nei	12	55
Vet ikke	2	9
Antall avkryssninger	22	
Utdypende kommentar (valgfritt)	13	
Antall unike besvarelser	26	100 % av respondentene

Kommentarer til spørsmål 15

- 1 Nei. Den er ikke så dårlig som man tror, NGU har en del studier som finner regioner som er til og med i 30-32 grader området.
- 2 Nei. Utvikling av teknologi kan gjøre det mer attraktivt å benytte.
- 3 Alt avhenger av borekostnaden.
- 4 Det kommer an på hvor billig det blir å bore dypt i hardt fjell.
- 5 Ja. En stor nasjonal satsning kan avhjelpe dette.
- 6 Det bør satses på grunn geotermisk energi i Norge.
- 7 Ja. Viktig med internasjonalt fokus, samt karlegging.
- 8 Nei. Men utbyggingen vil komme senere i Norge enn i mer attraktive markeder. Det har også med lav energipris og høye bore-lønninger å gjøre.
- 9 Nei. Går man dypt nok, kommer man ned i varme lag og lav geotermisk gradient spiller mindre rolle. Det er kostnadene som blir avgjørende.

- 10 Nei. I dette utsagnet forutsetter man at gradienten er lav. Det vites ikke ennå, grunne altfor få dype boringer i Norge.
- 11 Nei. Pga avregningsfaktoren mot boreteknologi. Muligens vil dette først bli dokumentert utenlands.
- 12 Med dagens borekostnader utgjør den dårlige gradienten et hinder.

- **Spørsmål 16**

I Norge er det ikke gjennomført noen omfattende systematisk kartlegging av de dype geotermiske ressursene. Hva slags prioritet burde etter din mening en slik kartlegging ha?

Alternativer	Antall	Prosent (%) av ant. avkryssninger
Ingen prioritet	0	0
Begrenset prioritet	3	12
Moderat prioritet	4	15
Stor prioritet	19	73
Antall avkryssninger	26	
Utdypende kommentar (valgfritt)	4	
Antall unike besvarelser	26	100 % av respondentene

Kommentarer til spørsmål 16

- 1 Stor prioritet. Som sagt før hadde vi prøvt det med en NFR søknad til RENERGI, men vi tapte mot blant annet Vind, Sol, Vann.
- 2 Stor prioritet. Ny teknologi må trekkes inn i vurderingen for å sannsynliggjøre økonomisk utnyttbarhet.
- 3 Stor prioritet. Enova har initiert en utredning, - med svarfrist for anbyder 22. desember 2010
- 4 Moderat prioritet. Utvikling av mer kostnadseffektive bore- og fraktureringsløsninger bør ha høyere prioritet.

- **Spørsmål 17**

Tror du den teknologiske utvikling som må til for å tilgjengeliggjøre dypere liggende fossile ressurser, kan bidra til å øke tilgjengeligheten av dype geotermiske ressurser?

Alternativer	Antall	Prosent (%) av ant. avkryssninger
Ja	25	100
Nei	0	0
Vet ikke	0	0
Antall avkryssninger	25	
Utdypende kommentar (valgfritt)	5	
Antall unike besvarelser	25	96 % av respondentene

Kommentarer til spørsmål 17

- 1 Ja. Det settes større krav til boreteknologien for å kunne bore i harde granitter ned til 5 - 7 km dyp. Utvikling av slikt utstyr er ikke første prioritet hos oljeindustrien. En må være mye mer fokusert på å utvikle rett utstyr for EGS - dette arbeidet må intensiveres!
- 2 Ja. GeoRiggs revolusjonerende boreteknologi vil gi viktige bidrag både til presisjonsboring i vanskelige oljeforekomster (som f.eks. Heidrun) og for geotermisk boring.
- 3 Ja. Stor synergieffekt
- 4 Ja. De nye boreteknologiene vil i utgangspunktet være for dyre for geotermisk, men de vil bidra til å få ned prisen på enklere teknologier.
- 5 Ja. Men det er feil å tro at det kommer via oljeindustrien (helt annerledes rammebetingelser)

- **Spørsmål 18**

Hvilke områder anser du som mest problematiske knyttet til konstruerte geotermiske systemer (1 = mest problematisk, 9 = minst problematisk)?

- Materialutfordringene, slitasje og ødeleggelser av borekrone og annet boreutstyr
- Langsom penetreringshastighet ved boring
- Usikker kartlegging av berggrunnen og faren for uforutsette hindringer
- Faren for jordskjelv ved kunstig oppsprekking av berggrunnen
- Usikkerhet knyttet til reservoarets faktiske levetid sammenliknet med estimert levetid

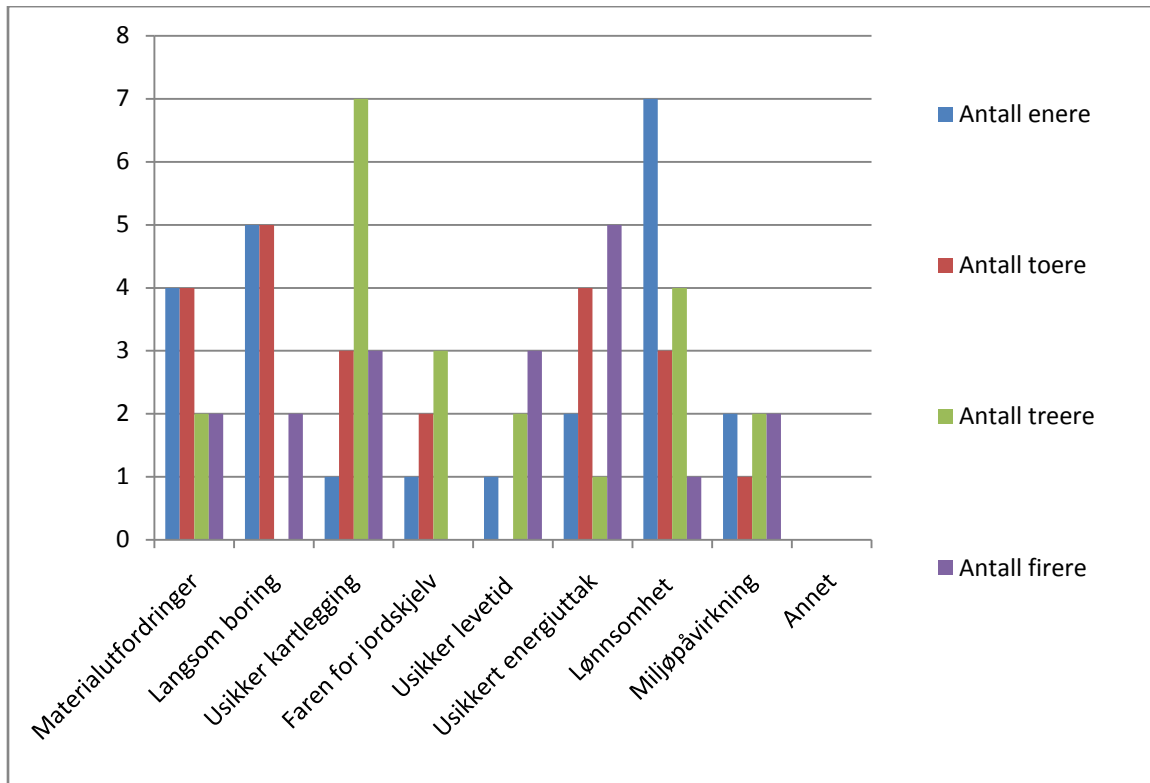
- Usikkerhet knyttet til brønnens faktiske (bærekraftige) energileveranse sammenliknet med estimert energileveranse.
- Lønnsomhet (generelt)
- Miljøpåvirkninger (støy ved boring, forurensning av grunnvann, utslipp av skadelige gasser eller fluid ol.)
- Annet

Tabellen under presenterer hvor mange ganger hvert av alternativene er rangert som henholdsvis utfordring nummer en, to, tre og fire. Kolonnen for øvrig-/ingen rangering representerer det antall ganger en utfordring er rangert lavere enn fire, eller ikke rangert i det heletatt.

Mulige utfordringer	Antall enere	Antall toere	Antall treere	Antall firere	Øvrig-/ingen rangering
Materialutfordringene, slitasje og ødeleggelse av borekroner og annet boreutstyr	4	4	2	2	11
Langsom penetreringshastighet ved boring	5	5	0	2	11
Usikker kartlegging av berggrunnen og faren for uforutsette hindringer	1	3	7	3	9
Faren for jordskjelv ved kunstig oppsprekking av berggrunnen	1	2	3	0	17
Usikkerhet knyttet til reservoarets faktiske levetid sammenliknet med estimert levetid	1	0	2	3	17
Usikkerhet knyttet til brønnens faktiske (bærekraftige) energileveranse sammenliknet med estimert energileveranse.	2	4	1	5	11
Lønnsomhet (generelt)	7	3	4	1	8
Miljøpåvirkninger (støy ved boring, forurensning av grunnvann, utslipp av skadelige gasser eller fluid ol.)	2	1	2	2	16
Annet	0	0	0	0	23

Diagrammet under (figur 24) illustrerer hvor mange ganger de ulike svaralternativene er blitt rangert som en av de fire største utfordringene knyttet til etablering av et konstruert geotermisk system.

Diagrammet inkluderer ikke antall ganger en utfordring er lavt rangert (5 – 9), eller ikke rangert i det hele tatt.



Figur 24: Rangering av ulike utfordringer knyttet til konstruerte geotermiske systemer (1 = mest problematisk)

- **Spørsmål 19**

Tror du at utnyttelse av dyp geotermisk energi til oppvarmingsformål kan bli kommersielt i Norge innen 2030?

Alternativer	Antall	Prosent (%) av ant. avkryssninger
Ja	19	76
Nei	4	16
Vet ikke	2	8
Antall avkryssninger	25	
Begrunnelse (valgfritt)	5	
Antall unike besvarelser	26	100 % av respondentene

Kommentar til spørsmål 19:

- 1 Vet ikke. Man ville trenge subsidier, og det er lite signaler at det blir mer støtte til slike formål, men med riktig støtte, kan dette blir kommersielt innen ca. 10 år
- 2 Grunne brønner og VP er allerede kommersielt
- 3 Ja. I begrenset omfang
- 4 Ja. På grunn av betydelig billigere boring
- 5 Nei. Dyp blir for dyr. Grunn er mer lønnsom

- **Spørsmål 20**

Tror du at kraftproduksjon basert på dyp geotermisk energi kan bli kommersielt i Norge innen 2030?

Alternativer	Antall	Prosent (%) av ant. avkryssninger
Ja	14	56
Nei	10	40
Vet ikke	1	4
Antall avkryssninger	25	
Begrunnelse (valgfritt)	9	
Antall unike besvarelser	26	100 % av respondentene

Kommentarer til spørsmål 20

- 1 Nei. Det vil nok ta litt lenger tid, men etterpå, med riktig teknologi i utvinning
- 2 Ja. Som supplement i spesielle tilfeller
- 3 Vet ikke. Det kommer an på borekostnaden
- 4 Nei. For lav temperatur
- 5 Ja. Ved boring til ca. 300g C vil virkningsgraden for konvertering av varmeenergi til elektrisk energi få en akseptabel virkningsgrad (ca 20 %)
- 6 Ja. Men teknologiutvikling må prioriteres
- 7 Kanskje 2030 er tidlig, tror på 2040

8 Nei. Elektrisk energiproduksj har en altfor viktig posisjon i forhold til geotermi, spesielt i Norge

9 Nei. Energieffektivisering er langt mer kostnadseffektivt, langt bedre lønnsomhet i land med kullkraftproduksjon og bedre gradienter.

- **Spørsmål 21**

Av hvor stor betydning tror du et slikt pilotanlegg ville være for den teknologiske utviklingen innen dyp geotermisk energiutvinning?

Alternativer	Antall	Prosent (%) av ant. avkryssninger
Ingen betydning	0	0
Begrenset betydning	2	8
Moderat betydning	4	15
Stor betydning	20	77
Antall avkryssninger	26	
Utdypende kommentar (valgfritt)	4	
Antall unike besvarelser	26	100 % av respondentene

Kommentarer til spørsmål 21

1 Stor betydning. Det er meget viktig at et slik pilotanlegg kjøres riktig, og at den blir ikke gjennomført med hastverk og uten forstudier.

2 Begrenset betydning. Ressursene bør kartlegges bedre først, for tidlig å bygge pilot nå. Viktig med suksess når man først bygger en pilot.

3 Moderat betydning. Det er viktigere å pilotere ny og billigere boreteknologi.

4 Stor betydning. Geotermisk energi vil kunne konkurrere prismessig med vannkraft. Annen grønn energi trenger min. 70 % subsidiering.

- **Spørsmål 22**

Hva anser du som den største utfordringen knyttet til utnyttelse av dyp geotermisk energi i et land som Norge?

- 1** Viljen til å støtte forskningen i dyp geotermisk energi som det er gjort innefor EU, US, Australia og mange andre land. Det trengs hjelp og støtte til både industri og forskning for å etablere pilotanlegg, muligens flere. Dette er startkostnader som er nødvendig men Norge kan klare å betale slike kostnader og etterpå kan selge kunnskapen i EGS til mange andre land. Vi har alt gjort det med en del kunnskap innen industri og seismiskitet hvor vi har dratt til Australia.
 - 2** Lav temperaturgradient, samt problemer med sirkulasjon pga. krystalline bergarter.
 - 3** Borekostnader
 - 4** Politisk prioritering av "aksepterte energiformer". Manglende forankring byråkratiet.
 - 5** Politisk vilje til å satse på F&U innen geotermi!
 - 6** Liten geotermisk gradient, trolig få gode ressurser (bør kartlegges!) Sterk konkurranse fra ny vannkraft og vindkraft.
 - 7** Lav temperaturgradient, hardt fjell og høye borekostnader.
 - 8** Politisk vilje til å finansiere en tilstrekkelig stor forskning, utvikling og pilot (demonstrasjonsprosjekt). Behov er i størrelsesorden 500 millioner NOK og oppover.
 - 9** Det vanskeligste er å få investorer på banen og inngå bindende avtaler på leveranse av energi.
 - 10** Distribusjonssystemet for vannbåren varme.
 - 11** Vi trenger varmen til oppvarming, ikke el produksjon. Da klarer vi oss med varmen fra grunne reservoarer.
 - 12** Kostnader generelt og boreteknologi.
 - 13** Billig vannkraft.
 - 14** Utvikling av teknologi som medfører reduksjon av borekostnader for dype brønner.
 - 15** Pr i dag, vi har vannkraft. Geotermisk energi fikk lav prioritet hos Energi 21 - det førte til lavere satsing på forskning. Men størst hinder er usikkerhet rundt lønnsomhet.
 - 16** Billig boring. Generell kommentar: Spørsmålsstillingen virket delvis grunn og ureflektert, bl.a. altfor konvensjonell i forhold til EGS. Det trengs nytenkning.
 - 17** Manglende forskningsinnsats for å utvikle raskere og billigere boreteknologi.
 - 18** Boreteknologi
-

- **Spørsmål 23**

Tror du dyp geotermisk energi vil bli mer etterspurt i Norge dersom tilgangen på biomasse til avtar?

Alternativer	Antall	Prosent (%) av ant. avkryssninger
Ja	18	72
Nei	1	4
Vet ikke	6	24
Antall avkryssninger	25	
Utdypende kommentar (valgfritt)	5	
Antall unike besvarelser	26	100 % av respondentene

Kommentarer til spørsmål 23

- 1 Ja. Dyp geotermisk er ren energi. Biodrivstoff er ikke det.
- 2 Ja. Kanskje noe, men tror grunn geotermisk (varmepumpe) vil være mer interessant
- 3 Ja. Biomasse vil bli faset ut som grønn energi innen 10 år.
- 4 Tror grunn geotermi vil bli mer etterspurt
- 5 Ja. Store uttak av biomasse fra skog er ikke klimanøytralt

4. Diskusjon

Funnene fra litteraturstudien gir leseren et bilde av hvilken stilling den dype geotermiske ressursen har i det norske energisystemet. Dette bildet forsterkes av funnene fra spørreundersøkelsen. I diskusjonen vil funnene fra spørreundersøkelsen vektlegges, da litteraturstudien i hovedsak fungerer som et forarbeid.

4.1 Innledende diskusjon

Det hersker liten tvil om at geotermisk energi representerer en enorm ressurs. Utnyttelsen av hydrotermiske systemer har foregått i over hundre år, så teknikker for energikonvertering og utnyttelse av geoenergi er på ingen måte noe nytt (Boyle, 2004). Det er i dag nesten 40 år siden de amerikanske forskerne ved Los Alamos National Laboratory begynte å utforske mulighetene for å konstruere kunstige geotermiske reservoarer i bakken der det ikke fantes naturlige forekomster av varme underjordiske kilder (Boyle, 2004). I dag er kunnskapen rundt konstruerte geotermiske systemer forholdsvis god, dette betyr også at forsknings- og utviklingsområdene som bør prioriteres er godt kartlagt (Tester et al., 2006).

Det som skiller jordvarme fra vannfallsenergi, vindenergi, bølge- og tidevannsenergi, solenergi og bioenergi er at den er helt uavhengig av klimatiske forhold. Et geotermisk anlegg kan driftes med stabilt produksjonsmønster året rundt (Boyle, 2004). Til forskjell fra andre fornybare energikilder kan geotermisk energi i prinsippet hentes ut hvor som helst på jorda. Forutsetningen er at det bores tilstrekkelig dypt. KGS-anlegg kan derfor teoretisk sett etableres nøyaktig der etterspørselen er, noe som forenkler distribusjonen ut til forbruker.

I delkapittel 2.5 beskrives potensielle miljøpåvirkninger knyttet til konstruerte geotermiske anlegg. Generelt gir konstruerte geotermiske systemer få konsekvenser for miljøet, dersom det tas visse forhåndsregler ved etablering og drifting av anlegget (Tester et al., 2006). Den miljøeffekten som kan vekke størst motstand mot geotermisk energi blant befolkningen, er eventuell merkbar seismisk aktivitet som kan knyttes til anlegget. Dette skaper angst blandt befolkningen og kan i værste fall forårsake såpass stor motstand at prosjekter blir kanselert (Tester et al., 2006).

Økonomien til et konstruert geotermisk system vil, som det kommer frem i delkapittel 2.6, avhenge av en rekke faktorer. Mange av disse faktorene er vanskelige å forutse i forkant av et prosjekt, derfor vil

dypgeotermiske prosjekter ofte være knyttet til en viss risiko. Denne risikoen må det tas høyde for når et prosjekt igangsettes (European Renewable Energy Council, 2004). De beregnede *levelized energy cost*-verdiene understreker hvor stor variasjon det kan være i kostnadene knyttet til et konstruert geotermisk system. Generelt vil et optimalt anlegg av kommersiell størrelse og som ligger i et område med høy geotermisk temperaturgradient og ellers gunstige etablerings forhold, ha en LEC-verdi som er konkurransedyktig på energimarkedet. Men det finnes en rekke faktorer som kan bidra til at kostnadsbildet blir alt annet enn optimalt (Butler et al., 2007). I tabell 4 er det særlig massestrøm (varmeuttak) og den geotermiske gradienten i jorda som utgjør de store variasjonene i den beregnede *levelized energy cost*-verdien for KGS-anlegg (Energy Information Administration, 2010). Ellers kjennetegnes et konstruert geotermisk system av høye investeringskostnader og lavere drift- og vedlikeholdskostnader (European Renewable Energy Council, 2004). I henhold til Energi21-rapporten om geotermisk energi kan bore- og brønnskostnadene utgjøre 70 – 80 % av de totale investeringskostnadene, og dermed representere en avgjørende rolle for anleggets økonomi (Evensen et al., 2011). Bore- og brønnskostnadene vil på sin side blandt annet avhenge av den geotermiske gradienten (det vil si hvor dypt det må bores for å oppnå ønsket temperatur), lokale geologiske forhold (avgjør slitasje på borekrone, borets penetreringshastighet og eventuelle uforutsette hindringer i grunnen), valg av system og boreteknologi (Tester et al., 2006).

Per i dag finnes det kraftproduserende geotermiske anlegg (både hydrotermiske og konstruerte) i 24 land. Ytterligere 70 nasjoner har planer om etablering av geotermiske kraftproduserende anlegg (Al Jaber et al., 2010). Det er derfor god grunn til å tro at interessen for geotermisk energi er økende og at mange land ønsker å ta del i den satsningen som nå er i oppstartsfasen. I Energi21-rapporten om geotermisk energi konkluderes det med at Norge har mulighet til å ta en ledende rolle i denne satsningen (Evensen et al., 2011). Norge har gjennom over 40 år med oljeutvinning opparbeidet seg stor kompetanse innen bore- og brønnteknologi, og besitter med dette kunnskap som kan videreutvikles og tilpasses geotermiske formål (Berg Verlo, Nordvik & Zenker (2010) og Evensen et al. (2011)).

4.2 Litteraturstudien

I NVE-rapportene ” *Tilgangen til fornybar energi i Norge* ” og ” *Energistatus 2010* ” synes det å være klart at Norge er i en helt spesiell stilling med sin tilgang på både fornybare og fossile energiresurser (Hamnaberg et al. (2010) og Bøhler et al. (2010)). Med en tilnærmet 100 % fornybar kraftproduksjon og

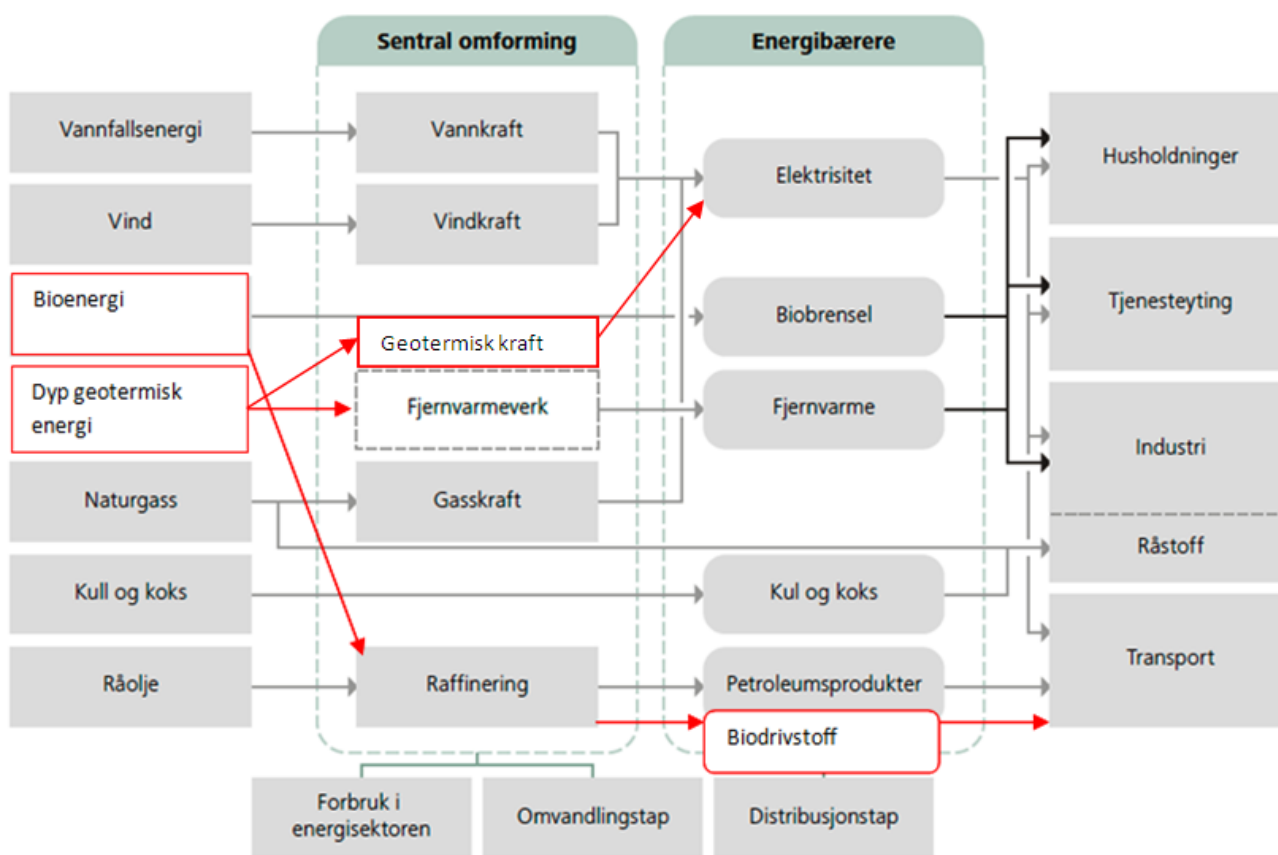
Samlet fornybarandel på nærmere 60 %, stiller Norge i særklasse sammenliknet med andre land (Hamnaberg et al., 2010). Samtidig har Norge verdens nest høyeste strømforbruk -, verdens 6. høyeste totale energiforbruk-, og et av verdens høyeste klimagassutslipp per innbygger (Flatebø, Kristiansen & Modig, 2009).

Funnene i litteraturstudien beskriver hvordan det norske energiforbruket har utviklet seg og gir samtidig et forenklet bilde av det norske energisystemet i sin helhet. Dette er interessant med tanke på hvilke utfordringer og muligheter Norge står ovenfor i tiden fremover. I avsnitt 3.1.2 beskrives noen av de nasjonale målsetningene som har til hensikt å redusere klimagassutslippene og føre en overgang fra bruk av fossile energiresurser til fornybar energi. Avsnittet avrundes med en del ulike tiltak som kan bidra til å redusere klimagassutslippet. Blandt disse tiltakene står bioenergien i en sentral posisjon. Økt bruk av biobrensel (bioolje, pellets, ved, flis, trekull og biogass), fjernvarme, biodrivstoff og biokull er blandt forslagene til utslippsreducerende tiltak (Klimakur 2020, 2010). Biomasse har med andre ord en rekke potensielt økende bruksområder innenfor energisektoren, i tillegg til andre anvendelsesområder som matproduksjon, dyrefôr, byggemateriale, papir og kjemikaliefremstilling. Biomasse står derfor i fare for å bli en knapphetsressurs i fremtiden (Hamnaberg, 2010). Dette kan bli inngangsbilletten for dyp geoenergi i det norske energisystemet. Eksempelvis er geoenergi velegnet til oppvarmingsformål, og kan lett koples til fjernvarmeanlegg. På den måten kan geotermiske anlegg erstatte biobrenselanlegg i forbindelse med fjern- og nærvarmeproduksjon. Rapporten "*Tilgang på fornybar energi i Norge*" antyder det at det årlige uttaket av bioenergi kun kan øke med 9 TWh, ut fra det som ansees å være kostnadseffektivt etter dagens standarder. Disse 9 TWh er ikke nok til å dekke økt bruk av biobrensel (bioolje, pellets, ved, flis, trekull og biogass), fjernvarme, biodrivstoff og biokull i slik størrelsesorden at det vil redusere klimagassutslippet betydelig (Heyerdahl, 2011). Selv om spørsmål om fremtidig økonomisk situasjon er avhengig av mange faktorer og representerer et komplekst tema, er det nærliggende å tro at prisen på bioenergi vil øke i takt med etterspørselen (Heyerdahl, 2011).

Dersom de nevnte tiltakene for reduksjon av klimagassutslipp igangsettes, vil biobrenselforedlerne blandt annet konkurrere om råstoffet med biodrivstoffprodusentene. Bli prisen på biomasse dyr nok, kan dyp geoenergi bli et godt alternativ også sett i et økonomisk perspektiv. Geotermiske anlegg skiller seg fra andre typer varmesentraler ved at investeringskostnaden er høy, mens driftskostnadene er lave. Et biobrenselanlegg vil ha lavere investeringskostnad men høyere driftskostnader grunnet brenselkostnadene (European Renewable Energy Council, 2004).

Miljømessig er et geotermisk anlegg i liten eller ingen grad kilde til skadelige gassutslipp, i motsetning til røykgass fra biobrenselanlegg som inneholder blandt annet karbondioksid, nitrogenoksider, svovelsyre og saltsyre. De tre sistnevnte kan renses ut av røykgassen ved ulike renseprosesser (Boyle, 2004).

Figur 25 illustrerer en tenkt endring i det norske energisystemet (figur 14 er den originale fremstillingen). Gitt at den dype geotermiske energien får fotfeste i det norske energisystemet vil denne kunne avlaste noen av varmeprodusentenes biobrenselforbruk, og dermed kompensere noe for det trorlig økende behovet for biomasse til biodrivstoff/biobrenselprodukter.



Figur 25: Forenklet figur av hvordan det norske energisystemet kan se ut i fremtiden (Figur 14 viser original skisse) (fritt etter Bøhler et al., 2010)

De siste årene har dyp geotermisk energi vekket stadig større interesse i Norge. Flere norske aktører finansierer og/eller deltar i geotermiske forskningsprosjekter med fokus på de dype geotermiske ressursene (Norwegian Center for Geothermal Energy Research, 2011). Etableringen av Norwegian Center for Geothermal Energy Research (CGER) i 2009 og medlemskapet i International Energy Agency –

Geothermal Implementing Agreement (IEA-GIA) bekrefter at forskning på geotermisk energi har fått en mer formalisert posisjon enn tidligere (Evensen et al., 2011).

Tidligere ble Norges berggrunn antatt å ha svært lav temperaturgradient. Dette gjorde Norge til et ugunstig land for utnyttelse av dyp geotermisk energi (uten bruk av varmepumpeteknologi). Nyere studier viser imidlertid at temperaturgradienten er langt høyere enn først antatt. Dette åpner for ny vurdering av det geotermiske potensialet i Norge (Elvebakk, Olesen & Pascal, 2010). Figur 20 viser estimerte temperaturer ved 5 000 meters dyp på 14 ulike plasser i Norge. Som det kommer frem av figuren er det en rekke steder som har estimert berggrunnstemperatur på mellom 110 – 140 °C ved 5 000 meters dyp. Feilmarginen i estimeringen gjør det mulig at temperaturen kan være både lavere og høyere. Det betyr at den geotermiske gradienten i Norge kan være opp mot 30 °C / km (Elvebakk, Olesen & Pascal, 2010). En temperaturgradient på 30 °C / km er det som ofte omtales som gjennomsnittlig temperaturgradient på jorda (Gupta & Sukanta, 2007). Dette betyr at den norske temperaturgradienten er opp mot det som karrakteriseres som gjennomsnittlig på jorda. Det kan fremdeles sies å være stor usikkerhet knyttet til den faktiske geotermiske gradienten rundt omkring i Norge, da det er utført svært få dype prøveboringer som kan gi grunnlag for denne typen estimer.

Med tanke på utnyttelse av geotermisk energi består Norges berggrunn av mye granitt. Dette har vist seg å være en gunstig bergart for konstruerte geotermiske systemer, blant annet på grunn av granittens høye innhold av radioaktive stoffer. I tillegg viste det seg eksempelvis under Cooper Basin-prosjektet (2.8.5) at granitten er en gunstig bergart for konstruksjon av geotermisk reservoar, grunnet dens naturlige spenninger som gjør den lett å sprekke opp (Tester et al., 2006). Ulempene med den Norske berggrunnen er at den består av svært harde bergarter og kan derfor være vanskelig å penetrere (Norges Geologiske Undersøkelse, 2008). Når varmen i tillegg ligger forholdsvis dypt kan det å nå ned til varmen gjennom den harde berggrunnen bli en kostbar prosess (Evensen et al., 2011).

Norge besitter en unik kompetanse innen grunn- og boreteknologi. Denne kompetansen er opparbeidet både gjennom mange års oljeutvinning, tunellbygging og etablering av vannkraftanlegg. Norge er ekspert på å penetrere hardt fjell, og dette er kunnskap som kan overføres til geotermisk industri (Evensen et al., 2011). Som det kommer frem i avsnitt 2.6 utgjør borekostnadene en svært stor andel av de totale kostnadene knyttet til etableringen av et dypgeotermisk anlegg (Evensen et al., 2011). Den boretekniske utviklingen vil derfor ha stor innvirkning på om dyp geotermisk energi vil kunne bli økonomisk konkurransedyktig på energimarkedet. Dette kan være en av hovedgrunnene til at bore- og

brønnteknologi ansees å ha førsteprioritet som anbefalt forsknings- og utviklingsområde i henhold til Energi21-rapporten om geotermisk energi (Evensen et al., 2011).

Rapporten rangerer videre forskning og utvikling innen kategoriene *Ressurs* og *Reservoar* som annenprioritets forsknings- og utviklingsområder i Norge (Evensen et al., 2011). Dersom dyp geotermisk energi skal bli en etablert utnyttbar ressurs er det viktig å få kartlagt det geotermiske ressurspotensialet i Norge, og lokalisere spesielt egnede områder for etablering av anlegg (Evensen et al., 2011). Forskning og utvikling innen felter som angår det konstruerte reservoaret er viktig dersom ønskede mengder geotermiske varme skal kunne hentes ut på en mer effektiv måte. I delkapittel 2.8 beskrives flere store KGS-anlegg som har hatt problemer med nettopp det konstruerte reservoaret, både under konstruksjonsprosessen og ved produksjon (Tester et al., 2006). De største problemene har vært uforutsigbar oppsprekking ved bruk av hydraulisk frakturering, uønsket seismisk aktivitet, store vanntap ved produksjon og dårlig sirkulasjon i reservoaret (Tester et al., 2006). I det som planlegges å bli Norges første dypgeotermiske anlegg skal imidlertid en ny type reservoarkonstruksjon utprøves. Rock Energys anlegg skal bestå av et lukket sirkulasjonssystem, hvor kanalene vannet skal strømme gjennom blir boret. På den måten kan mer eller mindre tilfeldig oppsprekking av grunnen, sirkulasjonsproblemer - og store vanntap unngås. Et slikt system vil på sin side medføre mer boring og dermed også økte borekostnader (Evensen et al., 2011).

Energi21-rapporten rangerer videre kategoriene *energiutnyttelse* og *miljø* til henholdsvis tredje- og fjerdeprioritet i forhold til forskning- og utvikling (Evensen et al., 2011). Årsakene til at disse kategoriene kommer litt ned på prioriteringslisten kan skyldes at teknologier innen energieffektivisering allerede er velutviklet og står i fokus for mye forskning globalt sett. Miljø understrekes det i rapporten at alltid er i fokus, men kategorien kommer likevel langt ned på prioriteringslisten for forskning og utvikling. Dette kan skyldes at den typen geotermiske anlegg som er aktuelle for Norge forventes å ha liten eller ingen påvirkning på miljøet.

4.3 Spørreundersøkelse

En spørreundersøkelse opprinnelig bestående av 23 spørsmål, ble besvart av 26 unike respondenter. Samtlige mottakere av undersøkelsen hadde en relasjon til energibransjen. Kunnskap om forhold knyttet til geotermisk energi ble vektlagt, men ikke stilt som noe krav. Funnene i spørreundersøkelsen vil for

mange bransjefolk virke som opplagte og selvsagte. Like fullt kan disse mest forutsigbare funnene fungere som et sammendrag av de faktorene som er av størst betydning for en eventuell satsning på dyp geotermisk energi i Norge. Samtidig kan noen av spørsmålene som ved første øyekast virker nærmest banale, gi funn som ikke er like opplagte som først antatt.

Funnene fra spørreundersøkelsen kan ikke generaliseres til å presentere en felles oppfatning for alle med tilknytning til energisektoren, men gir kvalitativ informasjon om ulike oppfatninger og eventuelt årsaken til disse.

De fire første spørsmålene i undersøkelsen kartlegger respondentenes tilhørighet til energisektoren, og viten om geotermisk energi. Et klart flertall av de 26 respondentene hadde tilhørighet til energisektoren gjennom forskning og innovasjon (80 %). Resten fordelte seg mellom katoegoriene; konsulentvirksomhet, energileverandør, boreteknologi, leverandør av utstyr/ materiell, samt én avkrysning på alternativet for "annet" som ble spesifisert som leveranse av dypgeotermiske anlegg. Menneskene bak besvarelsene har nokså ulik bransjetilknytning, men hovedvekten av respondentene er profesjonsmessig knyttet til forskning og innovasjon.

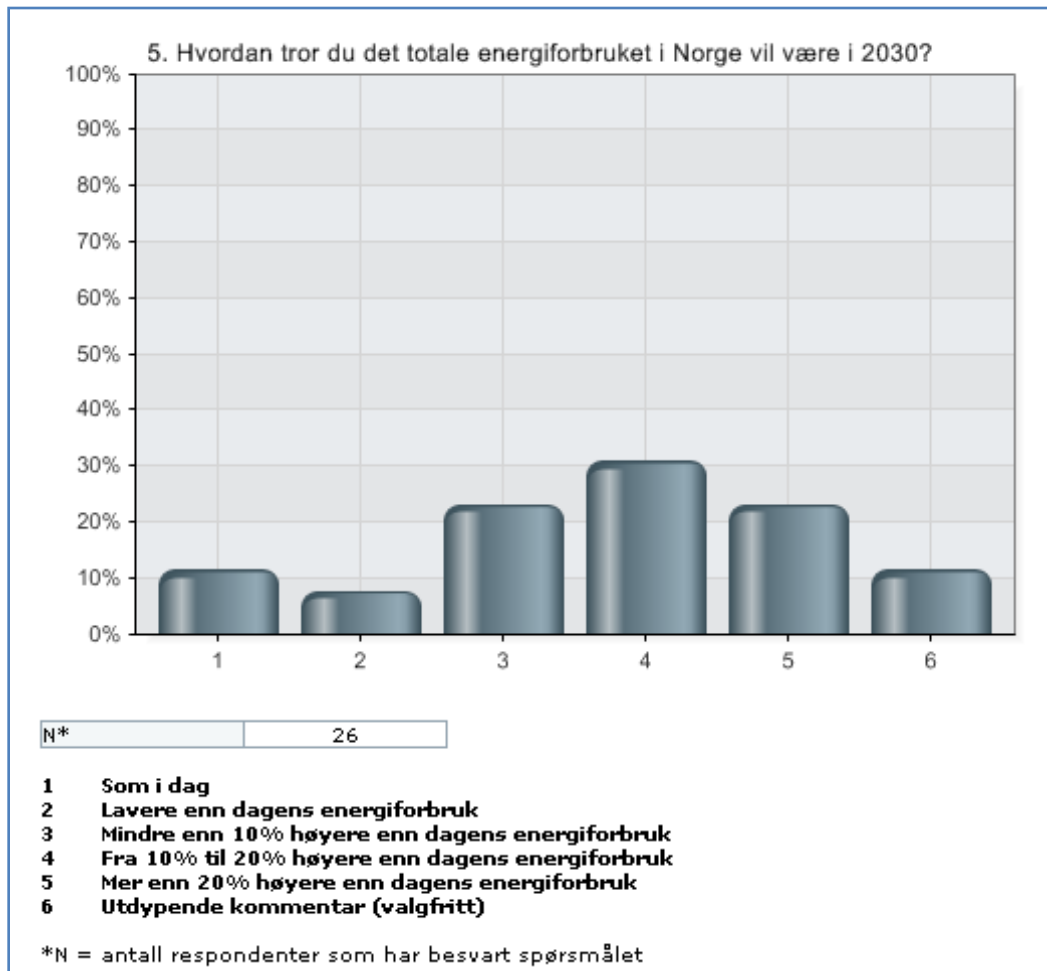
Over 90 % av respondentene anså seg selv å ha god- eller meget god -kjennskap til geotermisk energi, mens tilsvarende 64 % mente de hadde god- eller meget god- kjennskap til konstruerte geotermiske systemer. Nøyaktig halvparten av menneskene bak besvarelsene anser seg selv som veldig interessert i geotermisk energi, mens den resterende halvparten mener de er litt eller ganske interessert.

I dette kapittelet drøftes de avkrysninger som er gjort, i lys av de kommentarer som er skrevet. Det blir også gjort sammenlikninger mellom funnene fra litteraturstudiet og funnene fra spørreundersøkelsen.

Ikke alle spørsmålene i den opprinnelige undersøkelsen har vist seg å ha like stor relevans for oppgaven. Kun spørsmål som har tilknytning til oppgavens problemstilling blir presentert og diskutert. Dette er basert på en subjektiv vurdering.

Etter de innledende spørsmålene om respondentenes tilhørighet i energisektoren ble spørsmålene vinklet inn på fremtidens energibehov i Norge, samt viktigheten av tilgang på mer fornybar energi. Som det kommer frem av figur 26 gav spørsmålet om hvordan det norske energiforbruket vil utvikle seg de neste 20 årene ganske ulike svar. Enkelte respondenter tror at energiforbruket vil stabilisere seg på dagens nivå. De fleste tror imidlertid at forbruket vil øke i større eller mindre grad. Figur 16 i resultatdelen til litteraturstudien illustrerer utviklingen i det Norske energiforbruket gjennom de siste 30

årene. Forbruket har økt med over 20 % de siste 20 årene, til tross for en markant nedgang i energiforbruket fra 2008 til 2009 (Bøhler et al., 2010). På bakgrunn av nedgangen finanskrisen resulterte i, er det nærliggende å tro at den økonomiske situasjonen i Norge vil ha stor innvirkning på hvordan forbruket arter seg videre. Energiforbruket i kommende år vil sannsynligvis avhenge av økonomisk vekst, befolkningsvekst, teknologisk utvikling og prisutvikling (Bye & Aune, 2005). Noen av respondentene har trukket frem energieffektivisering i industrien som begrunnelse for at forbruket ikke vil fortsette å øke like raskt som det har gjort de siste 20 årene. Det er klart at en nedgang i forbruk innen visse sektorer vil gi rom for økning i andre, uten at det gir utslag på beregning av det totale energiforbruket.



Figur 26: Spørsmål 5 - fremtidig energiforbruk i Norge

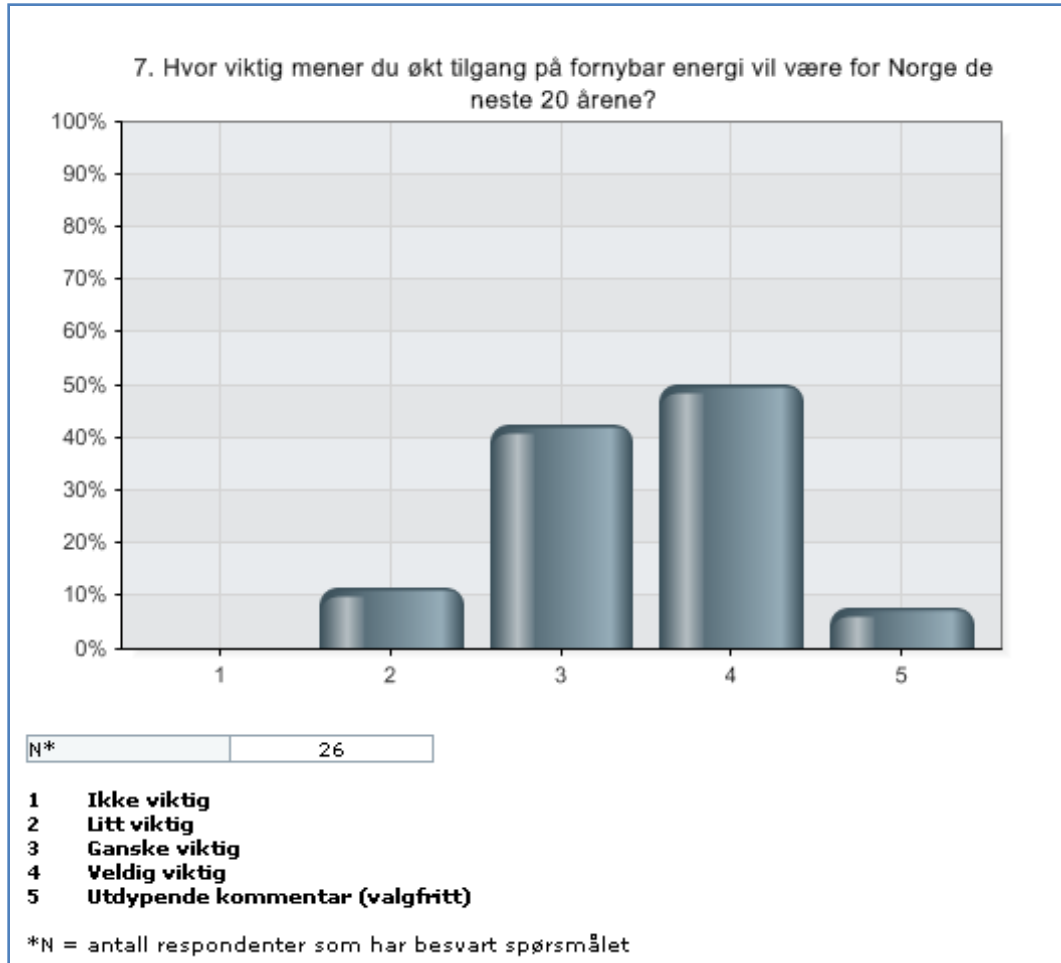
”Mindre enn 10 % høyere enn dagens energiforbruk. Ikke større økning grunnet mindre energikrevende industri”

”Mindre enn 10 % høyere enn dagens energiforbruk. Avhengig av utviklingen innen kraftkrevende industri og energieffektivisering i boliger og forretningsbygg”

”Vanskelig å anta % - men forbruket vil sannsynligvis øke”

Deltakerne i spørreundersøkelsen ble deretter spurt om deres syn på viktigheten av økt tilgang på fornybar energi i årene fremover. Hele 90 % av respondentene mente det var ganske – eller veldig viktig at Norge får tilgang på mer fornybar energi de neste 20 årene. 10 % mente det var litt viktig. Figur 27 viser et diagram hvor besvarelsene illustreres. En av respondentene kommenterer at også kjernekraft vil komme mer på banen, i tillegg til mer fornybar energi. En annen respondent kommenterer at økt tilgang på fornybar energi i Norge er litt viktig, men understreker at Norge allerede har høy fornybarandel sammenliknet med andre land. Respondenten presiserer imidlertid at Norge bør fortsette å bidra ved å øke den totale fornybarandelen.

I avsnitt 3.1.1 ble det tatt en titt på det norske energisystemet. Av Norges viktigste energiressurser er det oljen som har mest usikker leveringskapasitet for fremtiden. I et fremtidsrettet perspektiv er det særlig konsekvensene av peak oil som kan gi utslag i etterspørselen etter fornybar energi. Dersom transportsektoren i økende grad må benytte seg av biodrivstoff eller elektriske alternativer, vil etterspørselen etter bioenergi og elektrisk kraft øke (Heyerdahl, 2011). Oljeproduksjonen var på topp i år 2001 og har sunket hvert år siden (Statistisk Sentralbyrå, 2010). Hvor mange år det vil ta før denne produksjonsnedgangen i betydelig grad vil påvirke annen energiproduksjon er usikkert.



Figur 27: Spørsmål 7 - respondentenes syn på viktighet av økt tilgang på fornybar energi i Norge

“Ganske viktig. I tillegg vil det komme mer kjernekraft inn i den europeiske kraftmiksen”

“Litt viktig. Vi har i dag 62 % fornybar (vannkraft) i Norge. Dette er helt suverent i EU. Vi bør likevel bidra mer”

I spørsmål 8 blir deltakerne i undersøkelsen bedt om å rangere en rekke fornybare energikilder etter hvilken betydning de tror at de ulike fornybare energikildene vil ha for å dekke et eventuelt økt energibehov i Norge. Energikildene blir rangert fra 1 – 8, hvor 1 er mest viktig og 8 minst viktig. For å evaluere de ulike rangeringene blir plasseringene vektet med en poengsum. Det blir kun gitt poeng for de fem øverste plasseringene, slik at en første rangering gir fem poeng, annenrangering gir fire poeng, tredjerangering gir tre poeng, osv.

Ved å summere alle poengene de ulike energikildene har fått, og sortere etter mest poeng blir rekkefølgen som i følgende tabell. Den fornybare ressursen respondentene anser som mest viktig for å dekke et økt energibehov, vil oppnå høyest poengsum.

Tabell 8 viser at vannkraft oppnådde størst poengsum. Det betyr at det sett over ett har flest respondanter tro på vannkraft med tanke på å dekke et eventuelt økt energibehov. I følge rapporten *”Tilgang på fornybar kraft i Norge”* er det resterende teknisk og økonomisk utnyttbare vannkraftpotensialet i Norge på 34 TWh. Det svarer til ca. 27 % av dagens produksjonskapasitet i Norske vannkraftverk (Hamnaberg et al., 2010). Det er derfor ikke uten grunn at vannfallsenergi rangeres på topp. Respondentene gir videre geotermisk energi og vindkraft henholdsvis 79 og 76 poeng. Disse er derfor ganske jevnt rangert blandt respondentene. Det fysiske potensialet for begge disse energikildene er svært stort, men utnyttelsen kan for begge være komplisert. I motsetning til vindenergi kan geotermisk energi utnyttes direkte til oppvarmingsformål, eventuelt indirekte via varmepumpe teknologi. Per i dag er den installerte elektriske effekten i norske vindkraftverk 0,43 GW, mens det i geotermisk energiutnyttelseskomponenter er installert varmeeffekt på 3,3 GW. Det utnyttes altså langt mer geoenergi enn vindenergi i Norge i dag. Til gjengjeld hentes det kun ut lavkvalitets termisk energi av den norske berggrunnen via varmepumper, mens det i vindmøller genereres høykvalitets energi (elektrisk kraft). I rapporten *”Tilgang på fornybar kraft i Norge”* det teoretisk mulig å øke vindkraftproduksjonen med 17 TWh innen 2020, men dette forutsetter betydelige investeringer og økonomiske støtteordninger (Hamnaberg et al., 2010). Norge er i verdenstoppen innen anvendelse av grunnvarme. Sverige ligger likevel et hode foran Norge, til tross for likeverdige naturgitte forutsetninger (Norges Geologiske Undersøkelse, 2011c). Derfor er det all grunn til å tro at grunnvarme kan anvendes i enda større grad enn hva det gjør i dag. Det finnes per i dag ingen dypgeotermiske anlegg i Norge, men som det kommer frem i avsnitt 3.1.4 er Rock Energy i gang med å iverksette planene om bygging av Norges første konstruerte getoermiske system. På tilsvarende vis som med vindkraftutbygging krever dypgeotermiske anlegg betydlige investeringer og økonomiske støtteordninger.

Videre har bioenergi samlet sett blitt rangert som den fjerde viktigste energiressursen med tanke på å dekke et fremtidig behov for fornybar energi. I motsetning til vannfallsenergi, geoenergi og vindenergi kan bioenergi frigjøres gjennom forbrenning av biomasse. Med dette er bioenergi per i dag den viktigste kilden til fornybar varme i Norge (Hamnaberg et al., 2010). Bioenergi har som det ble nevnt i avsnitt 3.1.1 mange anvendelsesområder, særlig interessant er muligheten for konvertering av biomasse til drivstoff. Biodrivstoff er det raskest voksende bioenergimarkedet, og er ventet å få stor betydning i

årene fremmover (Fornybar.no, 2011). I følge rapporten "Tilgang på fornybar energi i Norge" kan uttaket av biomasse fra norsk natur øke fra 14,5 TWh - til 23,5 TWh årlig, innenfor det som ansees å være økonomisk utnyttbart etter dagens standard. Teknisk og økologisk er det mulig å hente ut en del mer.

De fire lavest rangerte alternativene er energi fra havet (saltkraft, bølgekraft og tidevannskraft), solenergi (termisk og PV) og tilslutt alternativene for "annet" og "ikke enda oppdaget potensiale".

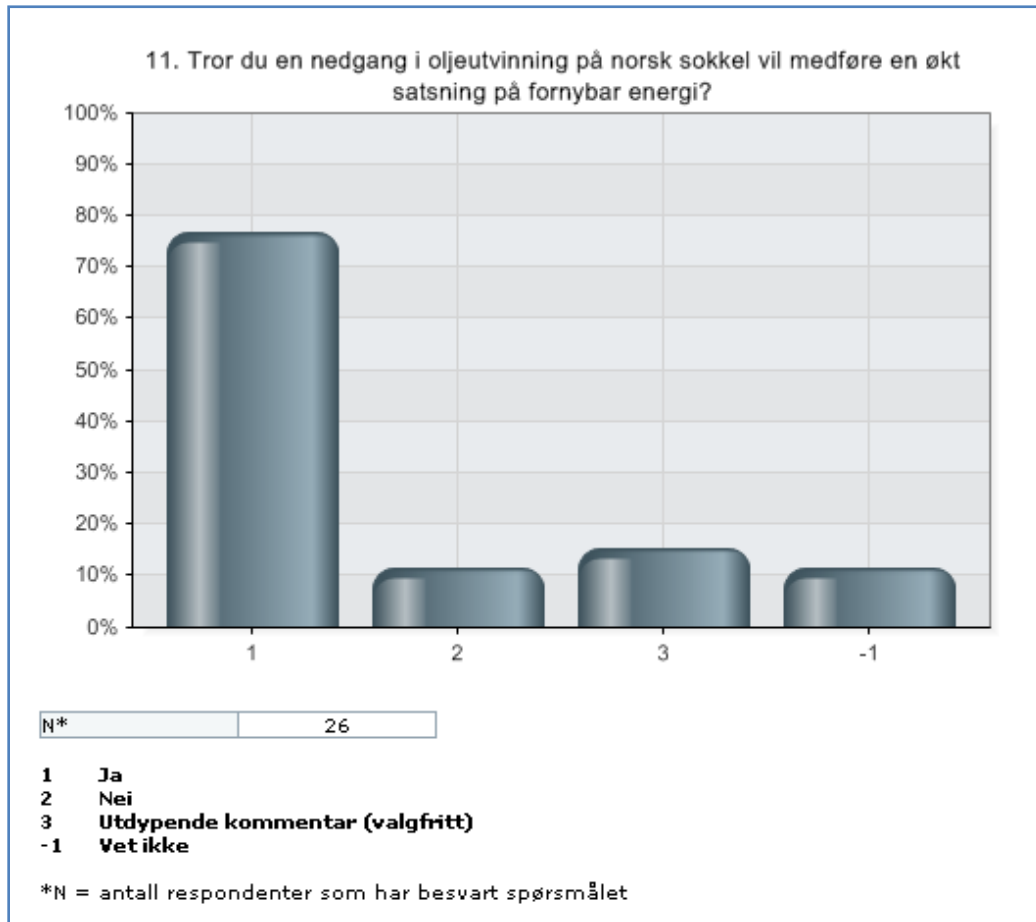
Tabell 8: Spørsmål 8 - Rangering av energikilder etter poengsum

8. Ranger følgende nye fornybare energikilder i den rekkefølgen du anser som mest viktig for å dekke et økt energibehov i Norge (1 = mest viktig, 8 = minst viktig)

	Ressurs	Poengsum
1	Vannkraft	$(22*5)+(2*4)+(0*3)+(0*2)+(2*1)$ 120
2	Geotermisk energi	$(3*5)+(9*4)+(4*3)+(6*2)+(4*1)$ 79
3	Vindkraft	$(1*5)+(9*4)+(7*3)+(5*2)+(4*1)$ 76
4	Bioenergi	$(0*5)+(4*4)+(9*3)+(4*2)+(9*1)$ 60
5	Energi fra havet	$(0*5)+(1*4)+(3*3)+(3*2)+(19*1)$ 38
6	Solenergi	$(0*5)+(0*4)+(2*3)+(4*2)+(20*1)$ 34
7	Annet	$(0*5)+(1*4)+(0*3)+(2*2)+(23*1)$ 31
8	Ikke enda oppdaget potensiale	$(0*5)+(0*4)+(0*3)+(0*2)+(26*1)$ 26

Deltakerne ble deretter spurt om hvilken posisjon de tror satsning på fornybar energi kan få, ved en eventuell nedgang i oljeindustrien. De aller fleste tror at en slik nedgang vil medføre økt stasning på fornybar energi (figur 28). En respondent mener at Norge ikke har noe valg dersom tilgangen på olje avtar. En annen mener at satsningen på fornybar energi vil øke blandt annet på grunn av selskapet GeoRigg AS sine nye løsninger, dvs. på grunn av teknologiutviklingen. En tredje respondent mener at økt satsning på fornybar energi ikke vil ha så mye med oljen å gjøre, men de private aktørers overbevisninger. Denne respondenten tror ulike firmaer vil lete etter nye markeneder dersom investeringene i oljen synker og energiprisen blir høy nok. Respondentenes svar antyder at det først og

fremst er markedet og teknologiutviklingen som bestemmer utviklingen innen fornybare energikilder, og ikke en bevisst politisk satsning.



Figur 28: Spørsmål 11 - effekter av en nedgang i oljeindustrien (1)

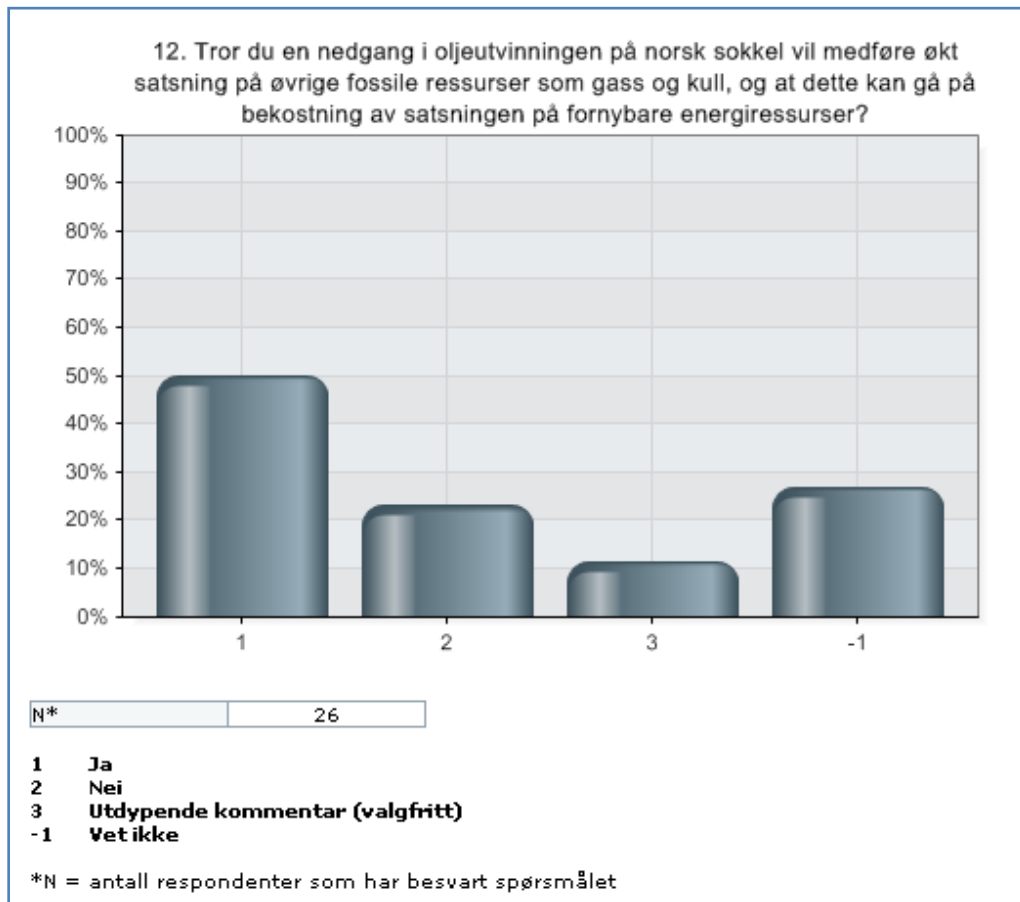
"Ja. En kan jo håpe"

"Ja. På grunn av nye boresystemer, ref. GeoRigg AS"

"Nei. Om det kommer en økt satsning, tror jeg den kommer fra private aktører, og kun dersom energiprisene er høye nok. Tror ikke det henger sammen med olje direkte. Men dersom investeringene i oljen synker, vil mangefirmaer lete etter nye markeder"

"Ja. Her har ikke Norge et reelt valg, men det gjøres lite foreløpig fra myndighetenes side"

Respondentene blir så spurt om de tror en nedgang i oljeutvinning vil medføre økt satsning på annen fossil energi (gass og kull) og at dette kan gå på bekostning av en eventuell styrket fornybar-satsning. Ganske nøyaktig halvparten av respondentene svarer ja til dette (figur 29). Spørsmålet er inspirert av teknologisjefen i Shell, Gerald Schotman, som i september 2010 uttalte følgende til Teknisk Ukeblad: ”.. Jeg vet ikke nøyaktig når, men det kommer et punkt hvor behovet for mer energi blir så stort at politikere vil legge fra seg tanken om å erstatte fossil energi med fornybar energi” (Teknisk Ukeblad, 2010). Det kan med andre ord virke som at et akutt behov for energi vil kunne ta kveletak på fornybar- og miljøvennlig energi. Dersom en ”business as usual”-politikk videreføres helt frem til energikrisen er et faktum, vil sannsynligvis Gerald Schotman få rett. Dette understreker derfor viktigheten av å utvikle bærekraftige miljøvennlige alternativer til den fossile energien, før energilagrene går tomme og desperasjonen driver utviklingen.



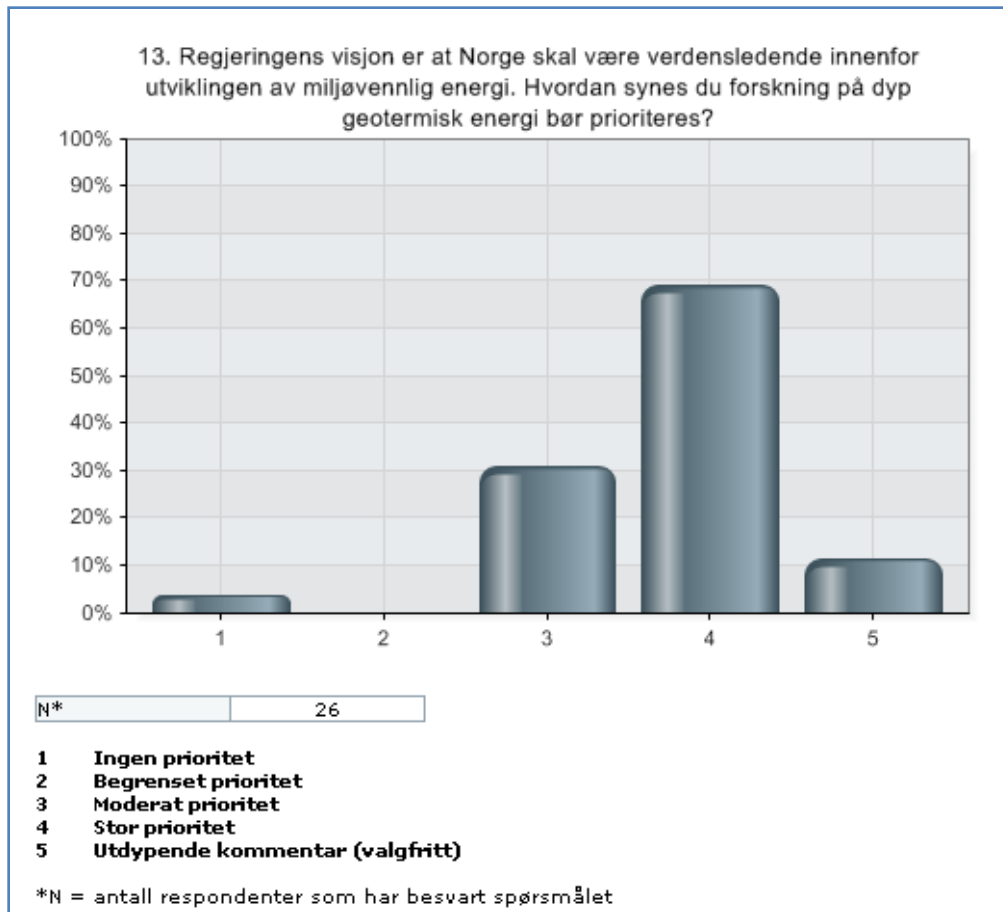
Figur 29: Spørsmål 12 - effekter av nedgang i oljeindustrien (2)

“Nei. Utvinning vil foregå i andre områder i verden”

“Ja. Dessverre”

“Ja. Tenkelig”

Norge er en verdensledende oljenasjon, men regjeringen har også en visjon om at Norge også skal bli verdensledende innen utviklingen av miljøvennlig energi (Klimakur 2020, 2010). Respondentene ble i denne sammenheng spurt om hva slags prioritering forskning på dyp geotermisk energi bør ha. De aller fleste av respondentene mener en slik forskning bør ha moderat- eller stor prioritet, mens en liten andel (én respondant) mener den dype geotermiske energien ikke bør ha noen prioritet (figur 30). Én respondant kommenterer at forskning innen geotermisk energi bør ha moderat prioritet og at det er teknologiutvikling samt leverandørindustri det bør fokuseres på. Vedkommende mener også at det geotermiske potensialet i Norge bør kartlegges. En annen respondant, som også mener forskning på dyp geotermisk energi bør ha moderat prioritet, kommenterer at det bør forskes på de områder som kan gi den gypgeotermiske energien størst kostnadsutt. Respondenten trekker dermed fram boreteknologi som eksempel. En av respondentene som har krysset av for *“stor prioritet”* begrunner dette med at Norge kan eksportere teknologi knyttet til geotermisk energi på en helt annen måte enn for vind, bølger og sol. Disse begrunnelsene er forholdsvis konsistente med konklusjonen i Energi21-rapporten om geotermisk energi som er drøftet i avsnitt 4.1 (Evensen et al., 2011). Nemlig at Norge kan spille en betydelig rolle innen utvikling av dyp geotermisk energiutnyttelse, særlig på grunn av sin kompetanse innen boreteknologi.



Figur 30: Spørsmål 13 - Prioritering av forskning på dyp geotermisk energi

”Moderat prioritet. Bør satse på teknologiutvikling/leverandørindustri + kartlegge potensialet i Norge”

”Moderat prioritet. Man bør forske på områder som kan gi store kostnadskutt og hvor Norge har unik kompetanse, dette gjelder særlig boreteknologi”

”Stor prioritet. Vi kan eksportere teknologi på en helt annen måte enn for vind, bølger og sol”

I undersøkelsens spørsmål 14 blir deltakerne spurt om sitt synspunkt på det energipotensialet den dype geotermiske energien representerer, globalt sett eller i Norge. Til dette spørsmålet var det ingen svaralternativer, og derfor fritt opp til respondanten å uttrykke sitt synspunkt. Majoriteten av respondanter mener at potensialet er stort, men at utnyttelsen av ressursen vil avhenge av at det utvikles ny og bedre boreteknologi tilpasset denne typen energiutvinning. Enkelte respondenter påpeker at det er et behov for bedre kartlegging av det geotermiske ressurspotensialet i Norge, og at økonomien knyttet til dyp geotermisk energi kan være problematisk inntil ny og mer kostnadseffektiv teknologi

utvikles. Alt i alt virker respondentene veldig enige om at potensialet er der, men at det foreligger visse utfordringer knyttet til det å tilgjengeliggjøre ressursen.

14. Har du noen synspunkter på hvilket energipotensial den dype geotermiske energien representerer globalt sett, eller i Norge?

”Det er mange land rundt 'ring of fire' som kunne bruke dyp (og grunn) geotermi og genere 100 % energi med dette. Nesten alle andre land verden rundt kunne ta i bruk EGS for varming og kjøling, men også til strøm i mange steder. Dette er fortsatt lite i bruk og trenger en god del investisjon, forskning og utvikling (se e.g. MIT rapport fra Tester) men kan bli veldig stort. I Norge er det mest viktig og frigjøre strøm som er brukt til oppvarming og erstatte med dyp geotermisk energi. Vi fikk akkurat i dag avslag fra NFR om et 'feasibility study' for dyp geotermisk anlegg for fjernvarme i Oslo området, NFR er mest sansynlig lite interessert i teknologien i motsatt til resten av verden”

”Kan bli den aller viktigste energiformen (størst) over tid. Vil også redusere behov for store, lange overføringslinjer ved at energiproduksjonen kan skje nær der behovet er. Vil derfor også redusere internasjonale konfliktpotensial”

”Enormt potensial globalt. I Norge en betydelig energibærer”

”Veldig stort – kan dekke opptil 40 % av Europas totale forbruk”

”Norge: Enkelte områder har større potensiale enn andre (Oslofeltet f.eks.), men en må gjøre en skikkelig evaluering av berggrunnen i andre områder også (eks. forkastningssoner på vestlandet)”

”Utfra det som er kartlagt i Norge så langt, ser potensialet ut til å være noe begrenset i Norge. Det kan kanskje være noen steder man kan få lønnsomhet i varmeleveranse til fjernvarmeanlegg, men til elektrisitetsproduksjon ser det mindre gunstig ut. Grunn geotermisk tror jeg imidlertid mer på i Norge”

”Det kommer helt ann på hvor billig vi klarer å bore med ny teknologi”

”Det er et enormt potensiale både i Norge og internasjonalt. Tilgang begrenses av boreteknologien som er tilpasset olje- og gassfelt, samt kostnadsnivået som aksepteres av oljeselskapene”

”Det er et meget stort potensiale”

“Varierende etter geografi. Men at den kan utgjøre 10 – 20 % av verdens forbruk på sikt”

“På grunn av vannkraften har vi behovene være lokale, gjerne knyttet til søppelforbrenning. Utviklingen av prisen på elektrisitet vil bestemme. Globalt vil geotermisk energi kunne bety svært mye, - fordi den kan være en god, stabil, og kortreist energikilde”

“Geotermisk har stort potensiale forutsatt at det utvikles boreteknologi tilpasset betalingsevnen for geotermisk og at det i tillegg utvikles varmekraftmaskiner med virkningsgrad ca 20 % for konvertering av varmtvann til el. I Norge har vi nå sjansen til å bli verdensledend på geotermisk”

“Anslagene for investeringsbehov for kraftproduksjon fra dyp geotermisk energi, er såpass usikre, at det er vanskelig å vite om et gitt reservoir vil være økonomisk utnyttbart. Tilsvarende er det vanskelig å analysere seg frem til den riktige måten å bygge ut et område på, for de valgene som må tas, f.eks. dybde, boreteknologi og kraftverk-teknologi og -størrelse, har ulike kostnadsbilder både i drift og investering. Ser man bort fra økonomisk lønnsomhet, tror jeg det er et veldig stort potensiale internasjonalt, og når kull og olje blir dyrere, regner jeg med at geotermisk kraft blir konkurransedyktig med vind og sol. Kanskje spesielt i kombinasjon med termisk sol”

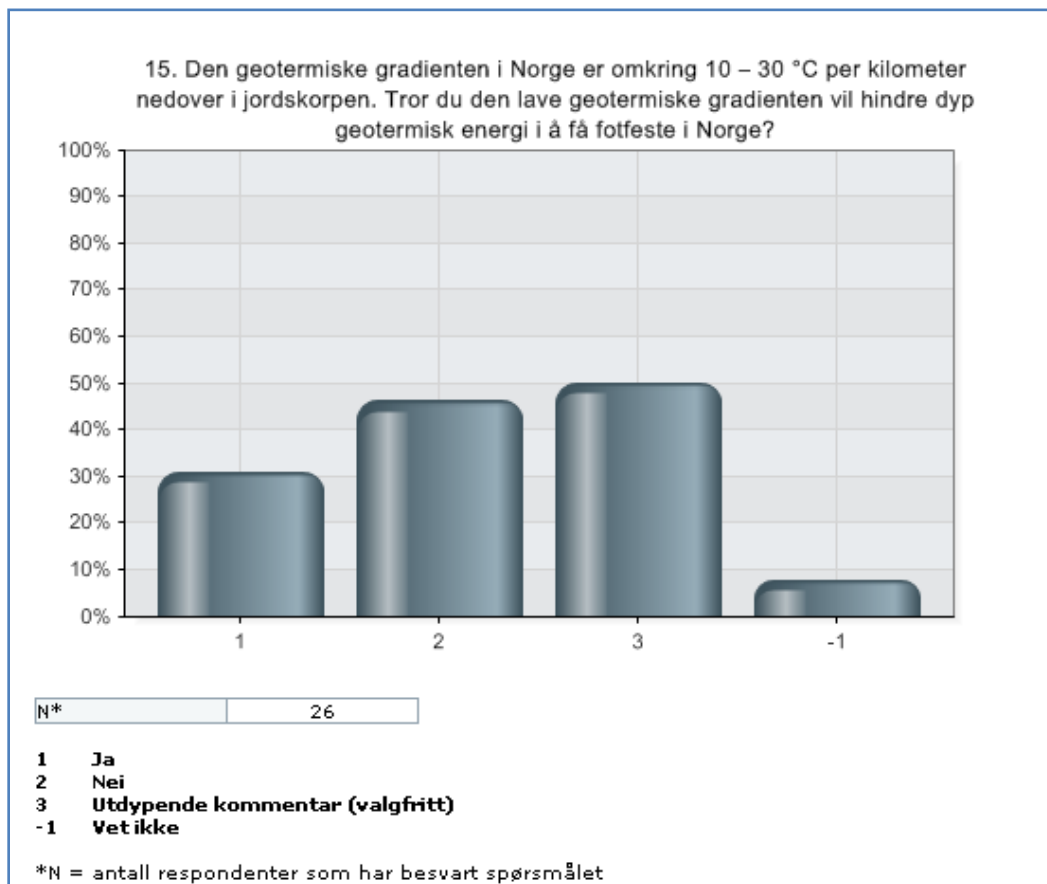
“I Norge er dyp geotermisk energi et meget interessant supplement på varmesiden. Se rapporten som er gitt ut for Energi21”

“Kan overta hele oppvarming/air conditioning -forsyningen nasjo-/internasjonalt, samt en andel av elektrisitetsproduksjonen”

“Billigere, raskere boreteknologi og billigere hydraulisk frakturering vil medføre vesentlig kostnadsreduksjon. Global knapphet på fossil energi vil sette fart i utnyttelsen av geotermiske ressurser. Denne utviklingen vil komme enten Norge er med eller ei. Mens vi venter på bedre teknologi fremstår halvdype borehull ned mot 1000 m som egnet for varmeleveranser kombinert med varmepumper. Grunn geotermisk energi og termiske energilagrer leverer som mest på årets kaldeste og varmeste dager. Leveransene er effektsikre. Derfor er denne teknologien bedre egnet enn sol og vind som ikke er sikre energileverandører”

“Ny, raskere og mere økonomisk boring og brønnteknologi må fremskaffes. Kan en bore tilsvarende lange brønner (ca. 12-15 km) nedover som horisonalt i dagens oljeindustri vil dyp geotermisk energi kunne dekke en stor del av verdens energibehov (teoretisk alt)”

Deltakerne blir deretter spurt om de tror den geotermiske gradienten i Norge vil representere et hinder for at den dypgeotermiske energiutnyttelsen vil få fotfeste her til lands. Dette spørsmålet gir varierende svar og mange velger å kommentere sitt ståsted. Omlag 30 % mener den geotermiske gradienten i Norge kan representere et hinder for den dypgeotermiske energiutvinningen, mens drøye 45 % mener den ikke vil det (figur 31). Nei-siden argumenterer med at den geotermiske gradienten i Norge ikke er så dårlig som det lenge har blitt antatt. Dette ble også nevnt i delkapittel 3.1.5. De trekker også frem at det er borekostnaden som vil avgjøre hvorvidt dybden ned til varmen har noe å si og ikke temperaturgradienten i seg selv. En del stiller seg også midt i mellom, og argumenterer med at borekostnadene/boreteknologien vil avgjøre hvorvidt dypgeotermisk varme kan bli utnyttbar i Norge, og ikke dybden i seg selv. Generelt virker både de som svarer ja, nei og vet ikke ganske enige i argumentasjonen, de har bare ulik tilnæringsform og tiltro til teknologiutviklingen.



Figur 31: Spørsmål 15 - Vil den geotermiske gradienten i Norge hindre utnyttelse av dyp jordvarme?

"Nei. Den er ikke så dårlig som man tror, NGU har en del studier som finner regioner som er til og med i 30-32 grader området"

"Nei. Utvikling av teknologi kan gjøre det mer attraktivt å benytte"

"Alt avhenger av borekostnaden"

"Det kommer an på hvor billig det blir å bore dypt i hardt fjell"

"Ja. En stor nasjonal satsning kan avhjelpe dette"

"Det bør satses på grunn geotermisk energi i Norge"

"Ja. Viktig med internasjonalt fokus, samt karlegging"

"Nei. Men utbyggingen vil komme senere i Norge enn i mer attraktive markeder. Det har også med lav energipris og høye bore-lønninger å gjøre"

"Nei. Går man dypt nok, kommer man ned i varme lag og lav geotermisk gradient spiller mindre rolle. Det er kostnadene som blir avgjørende"

"Nei. I dette utsagnet forutsetter man at gradienten er lav. Det vites ikke ennå, grunne altfor få dype boringer i Norge"

"Nei. Pga avregningsfaktoren mot boreteknologi. Muligens vil dette først bli dokumentert utenlands"

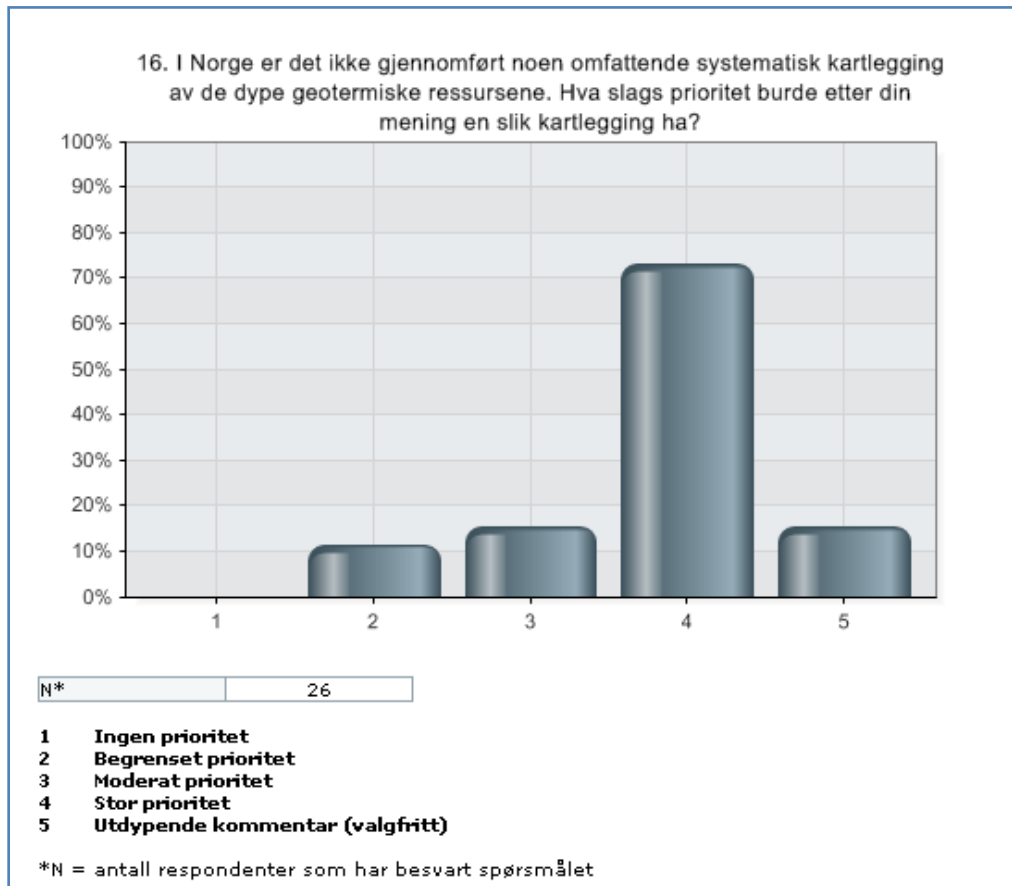
"Med dagens borekostnader utgjør den dårlige gradienten et hinder"

I delkapittel 3.1.5 kom det frem at den geotermiske gradienten i Norge tidligere har vært antatt å være svært lav. Nyere studier viser imidlertid at den geotermiske gradienten flere plasser i Norge er betydelig høyere enn først antatt. Like fullt er det ikke gjennomført noen systematisk kartlegging av de dype geotermiske ressursene i Norge. Deltakerne blir i spørsmål 16 spurt om hva slags prioritering de mener en slik kartlegging av den norske berggrunnen bør ha. Over 70 % mener en slik kartlegging bør ha stor prioritet, mens ca. 15 % mener det bør ha moderat prioritet og omlag 10 % mener det bør ha lav prioritet (figur 32). En av respondentene kommenterer at det er blitt gjort forsøk på å gjennomføre en slik kartlegging, men at de fikk avslag fra Norges Forskningsråd (NFR). En annen respondent påpeker at det er viktig å ta ny teknologi for utnyttelse av den dype jordvarmen med i betraktningen, ved

gjennomføring av en slik kartleggingsprosess. På denne måten kan også det økonomiske aspektet for potensielle anlegg vurderes.

Det blir også nevnt i en kommentar at Enova SF i høst inviterte til en konkurranse for gjennomføring av potensialstudie på dypgeotermisk energi. I utlysningen stod det følgende: ”Oppdraget består i å levere en utredning der energipotensial, utfordringer, problemstillinger og muligheter for dypgeotermisk energi analyseres og dokumenteres med kvantitative analyseres” (Enova næring, 2010). Resultatet av denne konkurransen er enda ukjent.

Det fremstår som klart at det for å kunne avgjøre om dyp geotermisk energi er noe for Norge, er helt sentralt å ha god kunnskap om det ressurspotensialet som kan anses som utnyttbart.



Figur 32: Spørsmål 16 - Prioritering av ressurskartlegging

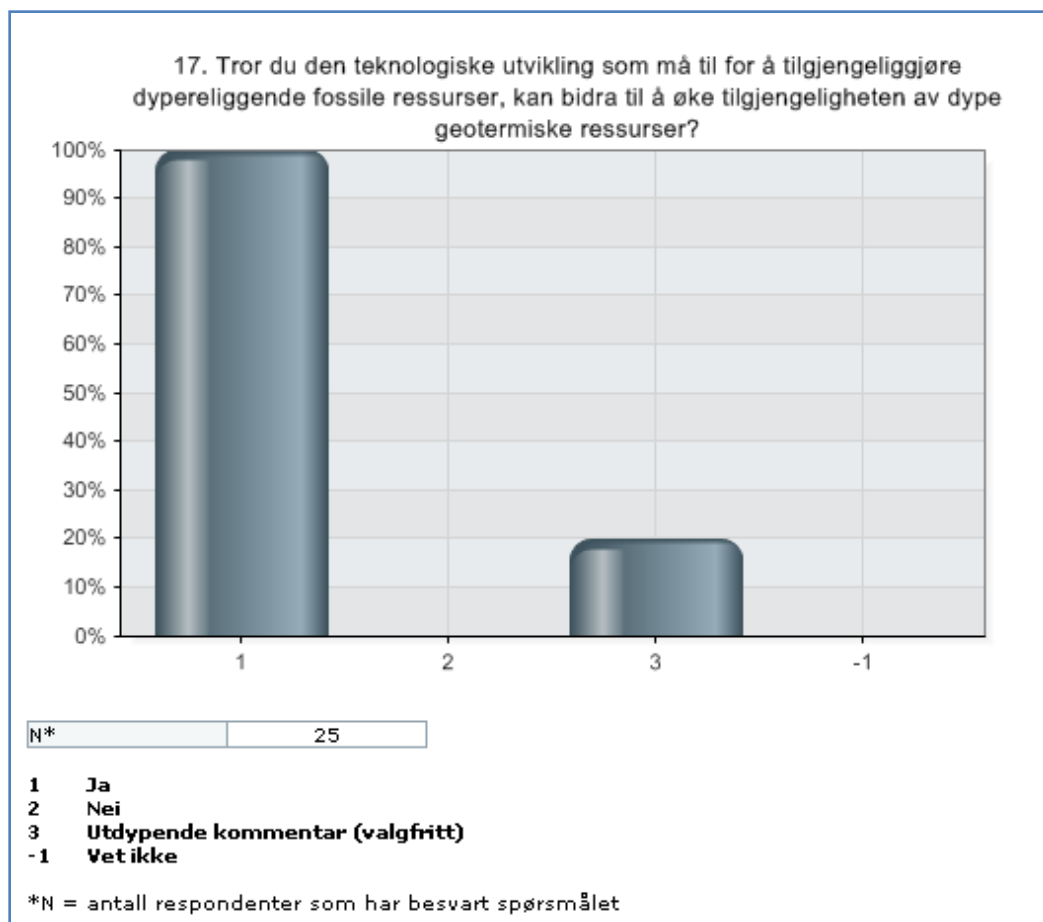
”Stor prioritet. Som sagt før hadde vi prøvt det med en NFR søknad til RENERGI, men vi tapte mot blant annet Vind, Sol, Vann”

”Stor prioritet. Ny teknologi må trekkes inn i vurderingen for å sannsynliggjøre økonomisk utnyttbarhet”

”Stor prioritet. Enova har initiert en utredning, - med svarfrist for anbyder 22. desember 2010”

”Moderat prioritet. Utvikling av mer kostnadseffektive bore- og fraktureringsløsninger bør ha høyere prioritet”

I spørsmål 17 blir deltakerne spurt om de tror den teknologiske utviklingen som kommer til å skje innen oljeindustrien som følge av dypereliggende fossile ressurser, vil kunne bidra til å øke tilgjengeligheten av dype geotermiske ressurser. Respondentenes svar er entydig, samtlige tror på en synergieffekt (figur 33). Det er imidlertid flere som presiserer at utviklingen i oljeindustrien ikke automatisk vil gi egnet utstyr for geotermisk energi. Utvinning av geotermisk energi og olje stiller ulike rammebetingelser, noe som betyr at utstyr for geotermisk energiutvinning må tilpasses dette formålet. Som også omtalt tidligere i oppgaven er det viktig for energiutvinningen og ikke minst kostnadsbildet, å utvikle spesialtilpasset utstyr og teknologi for geotermiske anlegg (Evensen et al., 2011).



Figur 33: Spørsmål 17 - Vil utvikling av fossil energiutvinning også bidra til utvikling innen geotermisk energiutvinning?

”Ja. Det settes større krav til boreteknologien for å kunne bore i harde granitter ned til 5 - 7 km dyp. Utvikling av slikt utstyr er ikke første prioritet hos oljeindustrien. En må være mye mer fokusert på å utvikle rett utstyr for EGS - dette arbeidet må intensiveres!”

”Ja. GeoRiggs revolusjonerende boreteknologi vil gi viktige bidrag både til presisjonsboring i vanskelige oljeforekomster (som f.eks. Heidrun) og for geotermisk boring”

”Ja. Stor synergieffekt”

”Ja. De nye boreteknologiene vil i utgangspunktet være for dyre for geotermisk, men de vil bidra til å få ned prisen på enklere teknologier”

”Ja. Men det er feil å tro at det kommer via oljeindustrien (helt annerledes rammebetingelser)”

I spørsmål 18 blir deltakerne, i likhet med spørsmål 8, bedt om å rangere ulike alternativer. I dette spørsmålet er det de problematiske områdene knyttet til konstruerte geotermiske systemer som skal rangeres. Svaralternativene blir rangert fra 1 – 9, hvor 1 er mest viktig og 9 minst viktig. For å evaluere de ulike rangeringene blir plasseringene vektet med en poengsum. Det blir kun gitt poeng for de fem øverste plasseringene, slik at en førsterangering gir fem poeng, annenrangering gir fire poeng, tredjerangering gir tre poeng, osv. Det alternativet som oppnår flest poeng vil være den utfordringen respondentene anser som mest problematisk.

Som det kommer frem av tabellen under (tabell 9) er det lønnsomhet (generelt) som har oppnådd størst poengsum. Den økonomiske situasjonen til et konstruert geotermisk system avhenger av mange faktorer. Disse faktorene kan være vanskelige å forutse i forkant av et prosjekt og det blir dermed en viss risiko knyttet til investeringene (European Renewable Energy Council, 2004).

Videre rangeres langsom penetreringshastighet ved boring, tett etterfulgt av materialutfordringene (slitasje og ødeleggelse av borekrone og annet boreutstyr). Leie av borerigg og boreprosessen i seg selv være en svært kostbar affære. I avsnitt 2.6.1 kom det frem at boreprosessen kan utgjøre opp mot 70 – 80 % av investeringskostnadene (Evensen et al., 2011). Både penetreringshastighet og slitasje på utstyr bidrar til å gjøre denne kostnadsposten såpass dominerende.

Usikker kartlegging av berggrunnen (faren for uforutsette geologiske hindringer) og usikkerhet knyttet til brønnens bærekraftige energileveranse blir rangert som henholdsvis utfordring nummer fire og fem. I avsnitt 2.8 kommer det frem at dette har vært problemer i flere store KGS-prosjekter gjennom tidene. Større erfaring og bedre kartleggingsteknologi vil forebygge mot denne typen problemer.

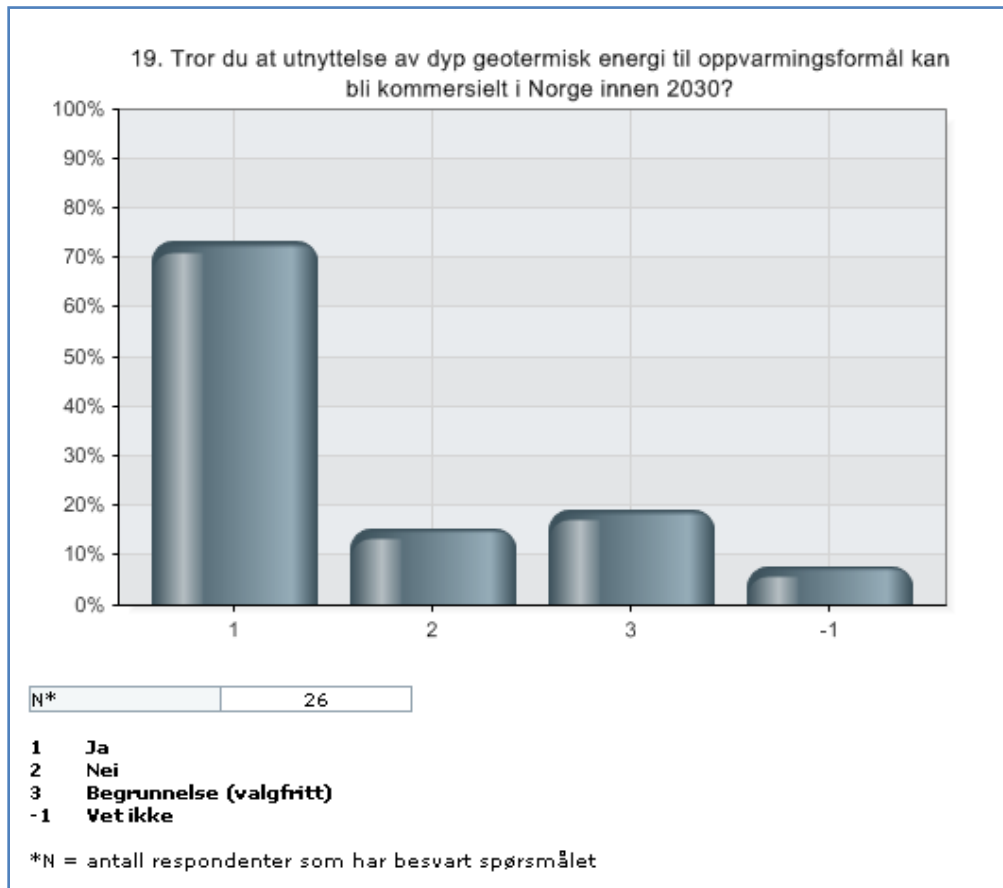
Tilslutt rangeres miljøpåvirkninger, faren for jordskjelv, usikkerhet knyttet til reservoarets levetid og annet, i nevnte rekkefølge. Det skal sies at mange av svaralternativene henger sammen, og at det ene vil påvirke det andre. Eksempelvis er lønnsomhet ofte sterkt knyttet til borekostnadene, brønnens energileveranse og levetid (Butler, Morrow, Robertson-Tait & Sanyal, 2007).

Tabell 9: Spørsmål 18 - Rangering av problematiske områder knyttet til dyp geotermisk energiutnyttelse etter poengsum

18. Hvilke områder anser du som mest problematiske knyttet til konstruerte geotermiske systemer (1 = mest problematisk, 9 = minst problematisk)?

Potensiell utfordring	Poengsum	Prosent (%) av total poengsum
Lønnsomhet (generelt)	$(7*5)+(3*4)+(4*3)+(1*2)+(8*1)$	69
Langsom penetreringshastighet ved boring	$(5*5)+(5*4)+(0*3)+(2*2)+(11*1)$	60
Materialutfordringene, slitasje og ødeleggelser av borekroner og annet boreutstyr	$(4*5)+(4*4)+(2*3)+(2*2)+(11*1)$	57
Usikker kartlegging av berggrunnen og faren for uforutsette hindringer	$(1*5)+(3*4)+(7*3)+(3*2)+(9*1)$	53
Usikkerhet knyttet til brønnens faktiske (bærekraftige) energileveranse sammenliknet med estimert energileveranse.	$(2*5)+(4*4)+(1*3)+(5*2)+(11*1)$	50
Miljøpåvirkninger (støy ved boring, forurensning av grunnvann, utslipp av skadelige gasser eller fluid ol.)	$(2*5)+(1*4)+(2*3)+(2*2)+(16*1)$	40
Faren for jordskjelv ved kunstig oppsprekking av berggrunnen	$(1*5)+(2*4)+(3*3)+(0*2)+(17*1)$	39
Usikkerhet knyttet til reservoarets faktiske levetid sammenliknet med estimert levetid	$(1*5)+(0*4)+(2*3)+(3*2)+(17*1)$	34
Annet	$(0*5)+(0*4)+(0*3)+(0*2)+(23*1)$	23
Sum poeng	425	

I spørsmål 19 blir deltakerne spurt om de tror dyp geotermisk energi til oppvarmingsformål kan bli kommersielt i Norge innen 2030, altså innen de neste 20 årene. Omtrent 70 % av respondentene svarte "ja", ca. 15 % svarte "nei" og resten valgte å avstå fra å svare - eller svare "vet ikke" (figur 34). De som valgte å kommentere kom med litt ulike innspill. En respondent mener det vil avhenge av hvilke støtteordninger man kan få. At det uten subsidier kan bli vanskelig, men at det med subsidier kan bli kommersielt allerede innen 10 år. En annen respondent har tro på at boringen vil kunne utvikle seg til å bli såpass billig at dypgeotermiske anlegg blir konkurransedyktige, mens en tredje respondent mener dypgeotermiske anlegg vil være for dyrt til å kunne bli konkurransedyktig på energimarkedet i Norge. Variasjonene i kommentarene ser ut til å komme av hvilken optimisme respondenten har, samt hvilken tiltro de har til den teknologiske utviklingen i kommende år. Det er imidlertid ingen som kommenterer hva slags utvikling de tror etterspørselen etter alternative oppvarmingsformer kan få. Hvordan tilgangen på dagens viktigste kilde til fornybar varme vil være i 2030, nemlig bioenergi, eller hva slags effekt dette kan ha på etterspørselen etter geoenergi (Hamnaberg et al., 2010).



Figur 34: Spørsmål 19 - Kan dyp geotermisk energi til oppvarmingsformål bli kommersielt innen 2030?

”Vet ikke. Man ville trenger subsidier, og det er lite signaler at det blir mer støtte til slike formål, men med riktig støtte, kan dette blir kommersielt innen ca. 10 år”

”Grunne brønner og VP er allerede kommersielt”

”Ja. I begrenset omfang”

”Ja. På grunn av betydelig billigere boring”

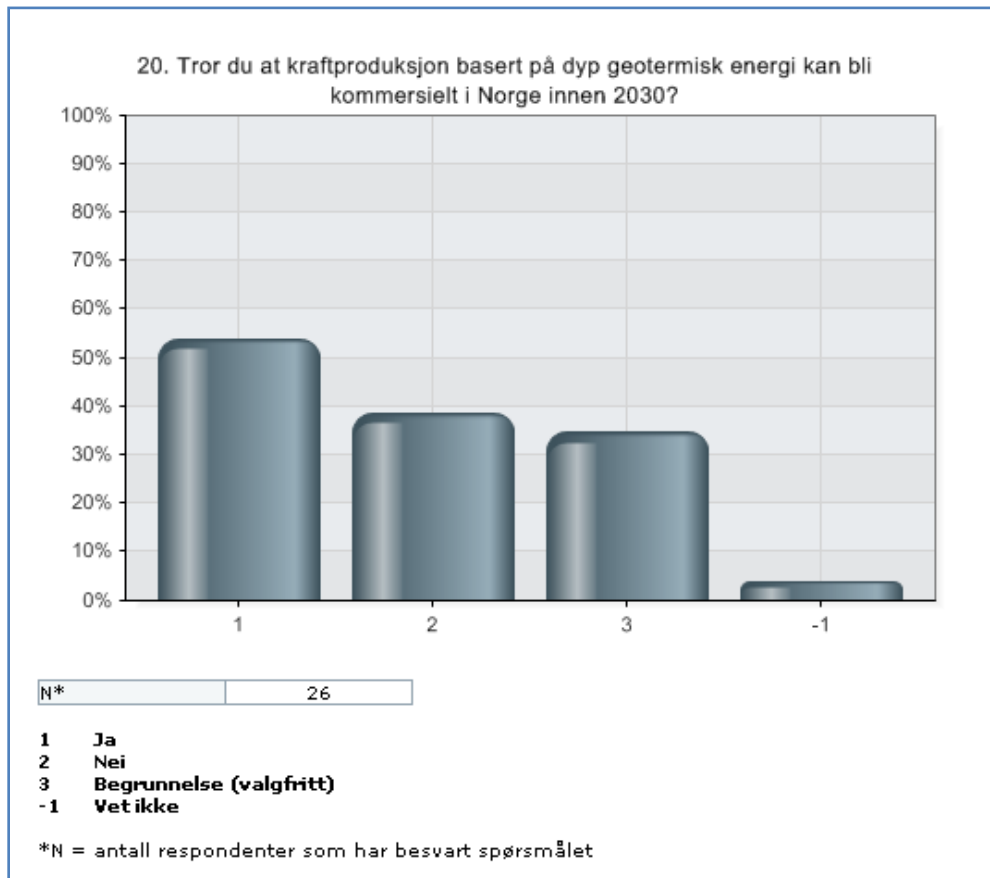
”Nei. Dyp blir for dyr. Grunn er mer lønnsom”

Oppfølgingsspørsmålet er om kraftproduksjon basert på dyp geotermisk energi kan bli kommersielt i Norge innen 2030. Drøye 50 % av respondentene har tro på at dyp geotermisk energi kan bli kommersielt i Norge innen 20 år, mens i underkant av 40 % har ikke tro på at dette kommer til å skje (figur 35).

Et par av de tvilende respondentene begrunner sitt negative svar med at 2030 er for nærstående, og tror det vil ta litt lenger tid. Andre som har svart ”nei” på spørsmålet argumenterer med at den Norske berggrunnen er for kald, og at denne typen kraftproduksjon vil være bedre egnet i områder med høyere temperaturgradient som substitutt for kullkraft. En respondent legger til at det i Norge vil være mer aktuelt å jobbe med energieffektivisering fremfor kun å fokusere på økt kraftproduksjon.

Norge er i en såpass spesiell posisjon i forhold til tilgang på vannkraft, at det ikke er unaturlig å være kritisk til hvorvidt nye energikilder og teknologier skal klare å komme inn på energimarkedet. Som nevnt tidligere er det estimerte gjenværende økonomisk - og teknologisk utnyttbare vannkraftpotensialet omlag 34 TWh årlig produksjon. Dette svarer til ca. 27 % av dagens produksjonskapasitet i norske vannkraftverk. I rapporten *”Elektrisitetsetterspørsmål framover”* estimeres kraftproduksjonen i 2030 til å ligge rundt 160 – 162 TWh avhengig av pris og kostnadsutvikling (Bye & Aune, 2005). Til sammenligning var kraftproduksjonen 132,8 TWh i 2009. Dette er den femte høyeste kraftproduksjonen i Norge gjennom tidene (Bøhler et al., 2010). Ut fra Bye og Aunes estimat av forventet kraftforbruk i 2030, er det nærliggende å tro at det gjenværende vannkraftpotensialet være stort nok til å dekke dette. At det ikke nødvendigvis vil være en nasjonal behovsdrevet kraftproduksjon fra dypgeotermiske anlegg, betyr ikke at denne typen produksjon ikke kan komme på markedet innen 2030. De som har tro på at geotermisk

kraftproduksjon kan bli kommersielt i Norge innen 2030 kommenterer at en slik kraftproduksjon kan bli et supplement i spesielle tilfeller, for eksempel i varmesentraler som henter ut høytemperert sirkulasjonsfluid. Det presiseres også at kraftproduksjon basert på høytempererte geotermiske ressurser (over 300 °C) kan oppnå akseptabel virkningsgrad. En annen respondent poengterer imidlertid at en slik kraftproduksjon forutsetter at teknologiutvikling prioriteres.



Figur 35: Spørsmål 20 - Kan kraftproduksjon basert på dyp geotermisk energi bli kommersielt i Norge innen 2030?

”Nei. Det vil nok ta litt lenger tid, men etterpå, med riktig teknologi i utvinning”

”Ja. Som supplement i spesielle tilfeller”

”Nei. For lav temperatur”

”Ja. Ved boring til ca. 300g C vil virkningsgraden for konvertering av varmeenergi til elektrisk energi få en akseptabel virkningsgrad (ca 20 %)”

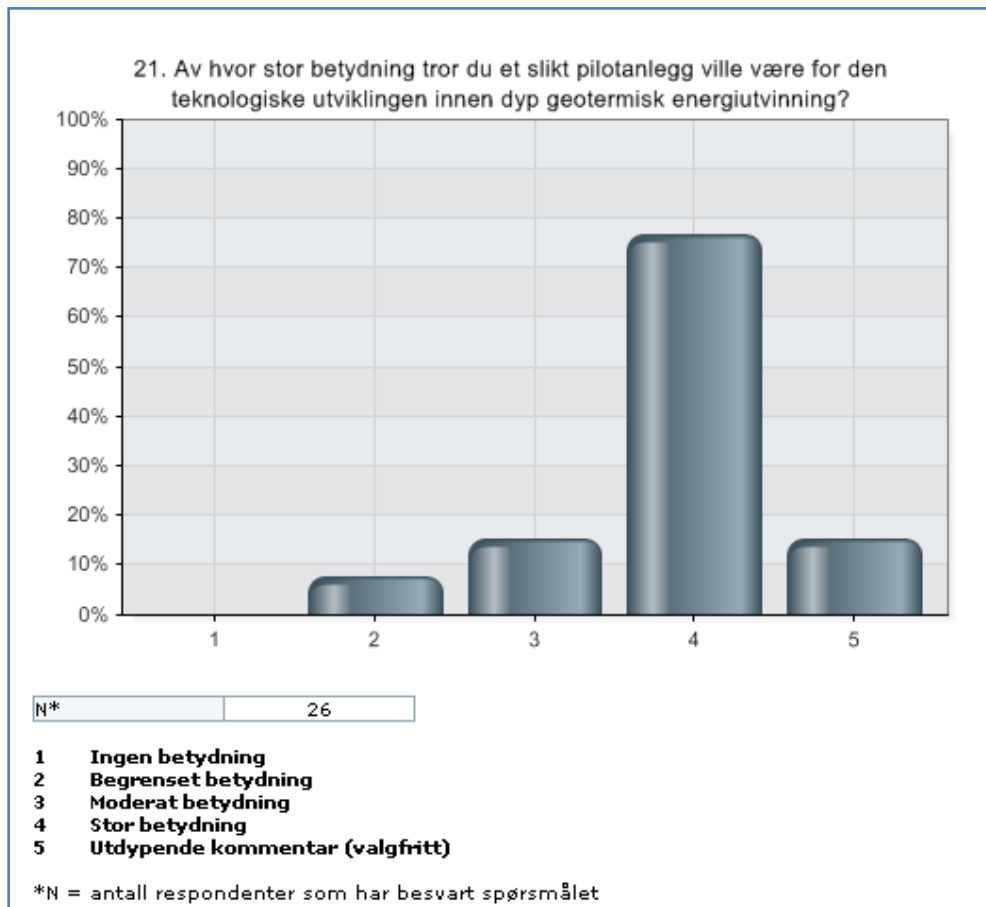
“Ja. Men teknologiutvikling må prioriteres”

“Kanskje 2030 er tidlig, tror på 2040”

“Nei. Elektrisk energiproduksj har en altfor viktig posisjon i forhold til geotermi, spesielt i Norge”

“Nei. Energieffektivisering er langt mer kostnadseffektivt, langt bedre lønnsomhet i land med kullkraftproduksjon og bedre gradienter”

I spørsmålet om hvorvidt et norsk dypgeotermisk pilotanlegg vil være viktig for den teknologiske utviklingen innen dyp geotermisk energiutvinning, svarer i underkant av 80 % at et slikt anlegg ville vært av stor betydning (figur 36). I de utdypende kommentarene påpekes det at det er viktig at et slikt anlegg gjennomføres på en nøye planlagt måte. Det er viktig at et slikt anlegg ikke gjennomføres med hastverk, men at ressurser kartlegges og forstudier gjennomføres før et fysisk anlegg tar form. En respondent mener det per i dag vil være viktigere å utføre pilotprosjekter knyttet til boreteknologien, fremfor et slikt dypgeotermisk pilotanlegg. En annen respondent mener et dypgeotermisk pilotanlegg ville vært av stor betydning, og har også tro på at dyp geotermisk energi vil kunne få fotfeste i det norske energisystemet.



Figur 36: Spørsmål 21 - Hvor stor betydning vil et eventuelt norsk dypgeotermisk pilotanlegg ha?

”Stor betydning. Det er meget viktig at en slik pilotanlegg kjøres riktig, og at den blir ikke gjennomført med hastverk og uten forstudier”

”Begrenset betydning. Ressursene bør kartlegges bedre først, for tidlig å bygge pilot nå. Viktig med suksess når man først bygger en pilot”

”Moderat betydning. Det er viktigere å pilotere ny og billigere boreteknologi”

”Stor betydning. Geotermisk energi vil kunne konkurrere prismessig med vannkraft. Annen grønn energi trenger min. 70 % subsidiering”

I nest siste spørsmål (22) blir deltakerne spurt om hva de anser som den største utfordringen knyttet til utnyttelsen av dyp geotermisk energi i et land som Norge. I dette spørsmålet er det ingen svaralternativer og respondentene står fritt til å beskrive sine synspunkt. Det som synes å være en felles oppfatning blandt flere av respondentene er:

- Liten politisk vilje til å satse på dyp geotermisk energi
- Boreteknologiske utfordringer
- Spørsmål rundt lønnsomhet
- Den norske geotermiske temperaturgradienten
- Norges tilgang på andre fornybare energikilder

22. Hva anser du som den største utfordringen knyttet til utnyttelse av dyp geotermisk energi i et land som Norge?

"Viljen til å støtte forskningen i dyp geotermisk energi som det er gjort innefor EU, US, Australia og mange andre land. Det trenges hjelp og støtte til både industri og forskning for å etablere pilotanlegg, muligens flere. Dette er startkostnader som er nødvendig men Norge kan klare å betale slike kostnader og etterpå kan selge kunnskapen i EGS til mange andre land. Vi har alt gjort det med en del kunnskap innen indusert seismisitet hvor vi har dratt til Australia"

"Lav temperaturgradient, samt problemer med sirkulasjon pga. krystalline bergarter"

"Borekostnader"

"Politisk prioritering av "aksepterte energiformer". Manglende forankring byråkratiet"

"Politisk vilje til å satse på F&U innen geotermi!"

"Liten geotermisk gradient, trolig få gode ressurser (bør kartlegges!) Sterk konkurranse fra ny vannkraft og vindkraft"

"Lav temperaturgradient, hardt fjell og høye borekostnader"

"Politisk vilje til å finansiere en tilstrekkelig stor forskning, utvikling og pilot (demonstrasjonsprosjekt). Behov er i størrelsesorden 500 millioner NOK og oppover"

”Det vanskeligste er å få investorer på banen og inngå bindende avtaler på leveranse av energi”

”Distribusjonssystemet for vannbåren varme”

”Vi trenger varmen til oppvarming, ikke el produksjon. Da klarer vi oss med varmen fra grunne reservoarer”

”Kostnader generelt og boreteknologi”

”Billig vannkraft”

”Utvikling av teknologi som medfører reduksjon av borekostnader for dype brønner”

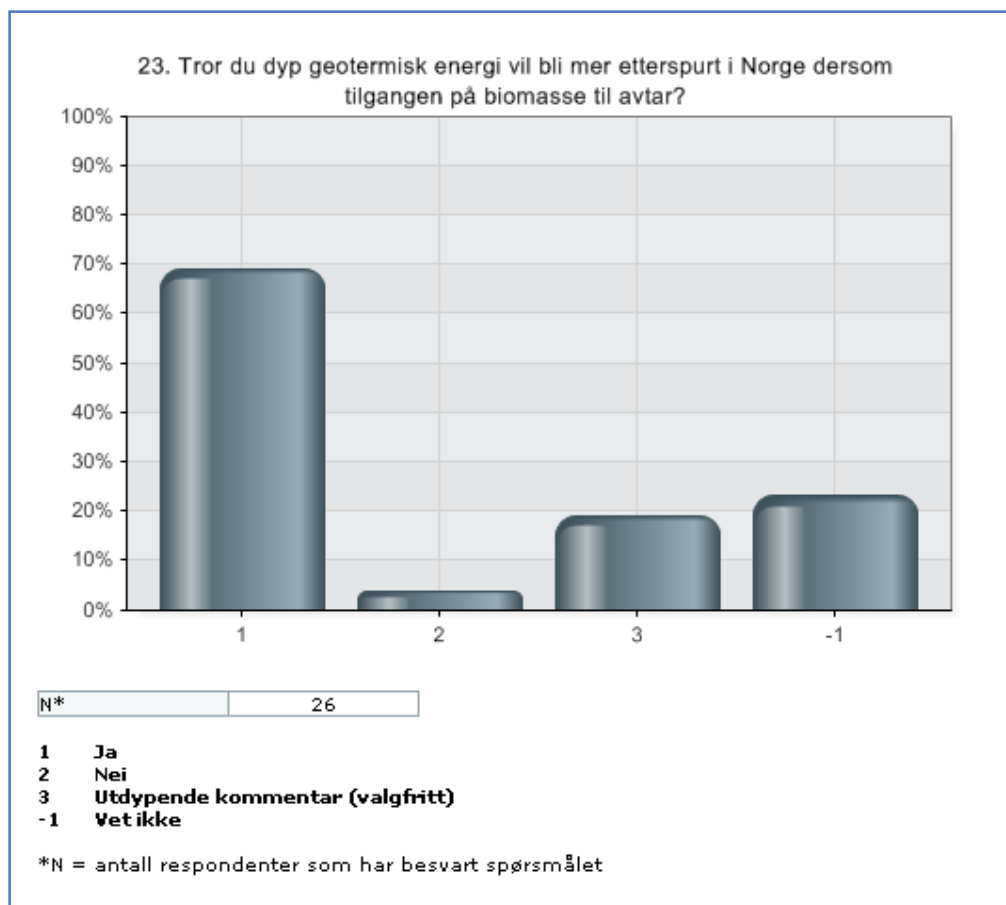
”Pr i dag, vi har vannkraft. Geotermisk energi fikk lav prioritet hos Energi 21 - det førte til lavere satsing på forskning. Men størst hinder er usikkerhet rundt lønnsomhet”

”Billig boring. Generell kommentar: Spørsmålsstillingen virket delvis grunn og ureflektert, bl.a. altfor konvensjonell i forhold til EGS. Det trengs nytenkning”

”Manglende forskningsinnsats for å utvikle raskere og billigere boreteknologi”

”Boreteknologi”

I siste spørsmål blir deltakerne spurt om dyp geotermisk energi vil bli mer etterspurt dersom tilgangen på biomasse avtar. Det er i underkant av 70 % av respondentene som tror en slik utvikling kan medføre økt etterspørsel etter dyp geotermisk energi. En liten andel tror ikke dette vil ha noe å si, mens drøye 20 % har svart ”vet ikke” (figur 37). Blandt kommentarene er det to som presiserer at de heller tror en knapphet på biomasse vil medføre økt bruk av grunn geoenergi og varmepumpeteknologi. En annen respondent understreker at dyp geoenergi er helt ren energi, til forskjell fra forbrenning av biomasse som avgir skadelige røykgasser. Det kommenteres også at for store uttak av biomasse fra naturen vil være skadelig for klimaet.



Figur 37: Spørsmål 23 - Vil etterspørselen etter dyp geotermisk energi bli mer etterspurt i Norge dersom tilgangen på biomasse avtar?

"Ja. Dyp geotermisk er ren energi. Biodrivstoff er ikke det"

"Ja. Kanskje noe, men tror grunn geotermisk (varmepumpe) vil være mer interessant"

"Ja. Biomasse vil bli faset ut som grønn energi innen 10 år"

"Tror grunn geotermi vil bli mer etterspurt"

"Ja. Store uttak av biomasse fra skog er ikke klimanøytralt"

5. Konklusjon

Denne oppgaven har tatt for seg forhold som er knyttet til en eventuell satsning på dyp geotermisk energi i Norge. Oppgavens hensikt har vært å belyse kjent teori rundt konstruerte geotermiske systemer, samt se på Norges forhold til dyp geotermisk energi og hvilke faktorer som er med å påvirke dette forholdet.

Norge er et land som står i en svært spesiell posisjon med sin store tilgang på både fossile og fornybare energiresurser. De viktigste norske ressursene i dag er vann som kan utnyttes til vannkraftproduksjon, råolje og bioenergi (Bøhler et al., 2010). Det er imidlertid mye som tyder på at det norske energisystemet vil forandres i tiden fremover. Mens klimamålsetninger skal motivere til økt satsning på karbonfri- eller klimanøytral energi, vil peak oil og nedgang i oljeutvinning muligens fremtvinge den samme typen satsning. Hvis ikke behovet for energi skal bli så akutt og desperat at mentaliteten blir *"utvinnes det som utvinnes kan"* av fossile ressurser og alt som heter klimamålsetninger blir tilsidesatt, må den fornybare energien bygges ut i tide.

Til tross for at Norge er en stor nasjon på utnyttelse av grunn geotermisk energi (VP teknologi), er bioenergi den største kilden til fornybar varme (Hamnaberg et al. (2010) og Al Jaber et al. (2010)). I rapporten *"Tiltak og virkemidler for å nå norske klimamål"* blir en rekke utslippsreducerende tiltak presentert. Av disse er det flere som innebærer økt anvendelse av biomasse til energiformål (Klimakur 2020, 2010). Som den eneste fornybare energiresursen som kan benyttes til drivstoffproduksjon synes det klart at biomasse med tiden *kan* bli en knapphetsressurs. Dette vil kunne medføre omveltninger i det norske energisystemet (Heyerdahl, 2011).

Det er ingen tvil om at geotermisk energi representerer en enorm ressurs med en rekke praktiske fordeler. Nyere teknologi for utvinning av geoenergi gjør det i prinsippet mulig å hente ut varme overalt på jorden. Geotermiske anlegg har jevnt produksjonsmønster, tilnærmet utslippsfri produksjon og lang levetid (Tester et al., 2006).

Grunn geotermisk energi har i lengre tid blitt utnyttet i Norge. Dyp geotermisk energi er forøvrig noe relativt nytt her til lands, og det finnes per i dag ingen ferdigstilte dypgeotermiske anlegg på norsk jord. Like fullt er det et gryende engasjement for denne formen for energiutnyttelse. Flere norske selskaper er enten direkte eller indirekte involvert i både nasjonale og internasjonale forskningsprosjekter knyttet

til dyp geotermisk energi. Det synes å være en mobilisering blandt flere forskningsinstitusjoner og selskaper med interesse for – eller tilknytning til – geotermisk energi. Konklusjonen i Energi21-rapporten om geotermisk energi er klar; geotermisk energi bør bli et norsk satsningsområde (Evensen et al., 2011). Rapporten konkluderer også med at kompetansen fra pretrôleumsindustrien kan gi Norge et konkurransefortrinn som kan gjøre landet til en verdensledende nasjon innen geotermisk industri (Evensen et al., 2011).

Hvorvidt dyp geotermisk energi er en ressurs som virkelig kan få fotfeste i Norge er det i dag ingen som vet. Det som er sikkert er at de fossile ressursene er begrensede, og at samfunnet bør forberede seg på å finne andre alternativer (Nordvik, Verlo & Zenker, 2010). Å utvikle gode alternativer til de fossile energiresursene vi i dag er så avhengig av, kan ta flere tiår. Derfor er det meget viktig å satse på forskning og utvikling av fornybar, bærekraftig energi (Klimakur 2020, 2010).

Når det gjelder spørsmålet om dyp geotermisk energi er noe for Norge, så finnes det "troende" og "ikke troende". Som det også kommer frem av spørreundersøkelsen er det bred enighet om at den dype geotermiske energien representerer et stort energipotensial. I bunn og grunn er det ikke de teknologiske utfordringene i seg selv som er barrieren for utnyttelse, men prislappen på det hele. Derfor vil forskning på de teknologiske områdene som kan gi størst kostnadskutt være av stor betydning for en eventuell fremtidig kommersiell utnyttelse av ressursen. Dette omfatter spesielt utvikling av bore- og brønnteknologi. Det foreligger også store utfordringer innen områder som kartlegging, reservoarkonstruksjon og energiutnyttelse (Tester et al. (2006) og Evensen et al. (2011)).

Norge har gjennom 40 år med oljeutvinning ikke bare opparbeidet stor kompetanse på geologi, kartlegging og boring (Nordvik, Verlo & Zenker, 2010). Men Norge har også sørget for at enorme mengder karbon har blitt hentet opp fra jordskorpen og gjennom forbrenning i inn og utland sluppet ut i atmosfæren. Med litt idealistisk tankegang kan det synes å være på sin plass at Norge skal bidra med sin kompetanse og kapital til å utvikle den dype geotermiske energiutnyttelsen. Idealisme er imidlertid sjelden rettledning for politisk handling.

Synergieffekten av en kombinert satsning på dypgeotermiske og fossile ressurser vil sansynligvis være stor. Ved å hive seg på den gryende globale satsningen på dyp geotermisk energi, kan Norge innta en sentral posisjon i den geotermiske industrien (Evensen et al., 2011). Dette vil ikke bare kunne bidra til å løse den kommende energikrisen den reduserte tilgangen på fossil energi vil forårsake, men også gi Norge flere ben å stå på når oljen tar slutt.

Dersom dyp geotermisk energi skal bli et satsningsområde i Norge, er forutsetningen at det investeres i forskning, utvikling og demonstrasjon. Dette er kapitalkrevende og forutsetter ikke bare betalingsevne, men også betalingsvillighet som også er et spørsmål om politiske holdninger og prioriteringer.

6. Forslag til videre arbeid

Denne oppgaven redegjør for hva dyp geotermisk energiutnyttelse innebærer og hva slags muligheter denne ressursutnyttelsen har i Norge. Oppgaven har en fremtidsrettet innfalsvinkel, og tar utviklingen av det norske energisystemet med i betraktningen. Ved videre forskning kunne det vært interessant å se en mer konkret analyse av hvilke effekter peak oil vil ha på det norske energisystemet, når disse effektene vil gjøre seg gjeldene og hvilke alternativer som da foreligger.

Et av hovedargumentene mot satsning på dyp geotermiske energi i Norge ser ut til å være de økonomiske utsiktene. Det kunne derfor vært interessant å gått mer i dybden på den økonomiske situasjonen til dypgeotermiske anlegg på norsk jord. En slik økonomisk vurdering kan eksempelvis sammenliknes med kostnadene knyttet til biobrenselanlegg, og den eventuelle prisutviklingen på biomasse som kan komme i kjølvannet av redusert oljeutvinning.

Det kunne også vært interessant å vurdert hvilke forhold som må ligge til rette for å etablere geotermisk kraftproduksjon i Norge, og sammenlikne kostnadsbildet til en slik produksjon med eksempelvis offshore vindkraft. I den anledning ville det også vært interessant å se på hvilke utfordringer som foreligger dersom den produserte elektrisiteten skal leveres til kraftnettet, vurdere nettkapasitet og distribusjon.

Denne oppgaven inneholder mange påstander fra deltakerne i spørreundersøkelsen. Flere av disse påstandene kan danne grunnlag for hypoteser og bli studert mer inngående.

7. Referanser²⁴

Albertsson, A., W. A. Elders & G. O. Friðleifsson [2010] *Iceland Deep Drilling Project (IDDP) – 10 Years Later – Still an Opportunity for International Collaboration*

Proceeding, World geothermal Congress 2010, Bali, Indonesia, 25-29 April 2010

http://iddp.is/wp-content/uploads/2010/07/3901_Fridleifsson_et_al.pdf

Ali Al – Dabbas, M. A. [2009] *The Economical, Environmental and Technological Evaluation of Using Geothermal Energy*

Article, European Journal of Scientific Research, ISSN: 1450-216X Vol. 38 No.4 (2009), pp. 626 - 642
EuroJournals Publishing, Inc.

Publisert: 2009

Al Jaber, S.A., C. Clini, R. Dixon, M. Eckhart, M. El-Ashry, S. Fakir, C. G. Travesedo, D. Gupta, A. Haddouche, D. Hales, K. Hamilton, St.J. Hoskyns, D. Houssin, T. Iida, H.J. Koch, L. Junfeng, B. Lohani, E. M. Galán, P. Monga, P. Mubiru, N. Nakicenovic, K. Nassiep, R. Pachauri, W. Palz, H. Pelosse, L. Pitka-Kangas, M. Radka, P. Rae, T. Roholl, A. R. Ballesteros, K. Sach, S. Sawyer, G. Thompson, I. Togola, P. Tulej, V. Vandeweerd, C. V. Santos & A. Zervos [2010] *Renewables 2010 globale status report*
Report

Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (REN21)

<http://www.bp.com/statisticalreview>

Publisert: 2010

Arnstad, E., B. Eriksen, M. L. Fossdal & K.B. Mathiesen [2007] *Fornybar Energi*

Informasjonshäfte, s. 1-19, 128-137, ISBN: 978-82-410-0632-6

SWECO Grøner AS, Oslo, Norge

Arun Alexis, D., A. Ghasemi, V. Krishnamoorthy & P. Vardcharagossad [2010] *Feasibility and Design of an Engineered Geothermal System using Dry and Abandoned Holes as a Prospective Location*

Report

Pennsylvania State University, Department of Energy and Mineral Engineering, Pennsylvania, U.S.

http://www.ems.psu.edu/~elsworth/courses/egee580/2010/Final%20Reports/FinalReport_580_EGS_SP_2010.pdf

Publisert: mai 2010

²⁴ Kildene er oppført i alfabetisk rekkefølge etter følgende mønster:

Forfatter [År] *Dokumentets navn*

Dokumenttype

Utgiver/publisering

(Link)



Asanuma, H., R. Baria, J. Bommer, E. L. Majer, S. Oates, B. Smith & M. Stark [2007] *Induced seismicity associated with Enhanced Geothermal Systems*

Article, *Geothermics*, vol. 36 (2007), pp. 185–222

Elsevier Ltd.

http://www.sciencedirect.com/science?_ob=MIimg&_imagekey=B6VCN-4NMTYWT-1-1&_cdi=5959&_user=597823&_pii=S0375650507000387&_origin=search&_coverDate=06%2F30%2F2007&_sk=999639996&_view=c&_wchp=dGLbVzb-zSkWb&_md5=15eb15874cab2d3a397670249592455b&_ie=/sdarticle.pdf

Publisert: 03.05.2007

Baisch, S. & C. Martin [2010] *Seismic Risk Analysis of the Basel Geothermal (EGS) Project*

Proceedings, European Seismological Commission 32nd General Assembly, Montpellier, France, September 6 – 10, 2010

<http://www.emsc-csem.org/Files/docs/esc2010/abstract/geothermal.pdf>

Barbier, E. [2002] *Geothermal energy technology and current status: an overview*

Article, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 6 (2002), Issues 1-2, pp. 3-65

Elsevier Science Ltd., Italy

<http://www.sciencedirect.com/science/article/B6VMY-458PGSM-1/2/0a9f9b26ab8499baf2dad9cb31fa09b5>

Publisert: 04.03.2002

Baria, R. & S. Petty [2008] *Economic and technical case for commercial exploitation of EGS*

Proceedings, 33rd Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University, California, January 28-30, 2008

AltaRock Energy, Inc., North Seattle, US.

<http://earthsci.stanford.edu/ERE/pdf/IGAstandard/SGW/2008/baria.pdf>

Baumgärtner, J., N. Cuenot, D. Fritsch, A. Genter & J.J. Graff [2009] *Overview of the current activities of the European EGS Soultz project: From exploration to electricity production*

Proceedings, 34th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University, California, February 9-11, 2009

GEIE Exploration Minière de la Chaleur, Kutzenhausen, France

http://www.searchanddiscovery.com/abstracts/pdf/2009/europe/abstracts/ndx_cornet.pdf

Berg, L., P. F. Jørgensen, P. H. Heyerdahl & G. Wilhelmsen [2003] *Bioenergiressurser i Norge*

Oppdragsrapport

Norges vassdrags- og energidirektorat, Oslo, Norge

<http://www.nve.no/Global/Publikasjoner/Publikasjoner%202003/Oppdragsrapport%20A%202003/Oppdr%20A%207-03.pdf>

Publisert: 2003

Berg Verlo, S., F. M. Nordvik & E. Zenker [2010] *Fakta – Norsk petroleumsverksemd 2010*

Informasjonshefte, ISSN: 1504 - 3398

Olje- og energidepartementet, Oslo, Norge

http://www.npd.no/Global/Norsk/3%20-%20Publikasjoner/Faktahefter/Fakta2010/Kapittler%20PDF/Fakta_2010_web.pdf

Publisert: Juni 2010

Berre, I., A. Hauge, B. R. Kristjánsson, K. Midttømme & T. E. Musæus [2010] *Geothermal Energy – Country Update for Norway*

Proceedings, World geothermal Congress 2010, Bali, Indonesia, 25 – 29 April, 2010

http://www.cger.no/uploads/Paper_wgc2010_Midttomme_20091023.pdf

Blankenship, D., C. Bruton, C. Carwile, R. Fortuna, B. Green, A. Jelacic, M. Kennedy, R. LaSala, J. Nathwani, G. Nix, R. Price, J. Renner & C. Visser [2008] *An Evaluation of Enhanced Geothermal Systems Technology*

Report

U.S. Department of Energy, Geothermal Technologies Program, U.S.

http://www1.eere.energy.gov/geothermal/pdfs/evaluation_egs_tech_2008.pdf

Publisert: 2008

Bloomfield, K.K. & P.T. Laney [2005] *Estimating Well Costs for Enhanced Geothermal Systems Applications*

Report

Idaho National Laboratory, Renewable Energy and Power Technologies, Idaho, U.S.

http://geothermal.inel.gov/publications/drillingrptfinal_ext-05-00660_9-1-05.pdf

Publisert: August 2005

Boyle, G. [2004] *Renewable Energy, Power for a sustainable future*

Book, 2nd ed., p. 342 – 382, 107 – 145, ISBN: 0-19-926178-4

Oxford University Press Inc., New York, U.S.



Brown, D. W. [2009] *Hot dry rock geothermal energy: Important lessons from Fenton Hill*
Proceedings, 34th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University, California,
February 9-11, 2009
Los Alamos National Laboratory, New Mexico, U.S.
<http://pangea.stanford.edu/ERE/pdf/IGAstandard/SGW/2009/brown.pdf>

Butler, S. J., J. W. Morrow, A. Robertson-Tait & Sanyal [2007] *Cost of electricity from enhanced geothermal systems*
Proceedings, 32nd Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University, California,
January 22 – 24, 2007
GeothermEx, Inc., Richmond, U.S.
<http://pangea.stanford.edu/ERE/pdf/IGAstandard/SGW/2007/sanyal1.pdf>

Bye, T. & F. R. Aune [2005] *Elektrisitetsetterspørsmål framover*
Rapport/Artikkel, Økonomiske analyser 4/2005
Statistisk Sentralbyrå, Oslo, Norge
<http://www.ssb.no/emner/08/05/10/oa/200504/aune.pdf>

Publisert: 2005

Bøhler, H., I. Magnussen, V. Mook, S. Skau, K. Thorsen & V. Willumsen [2010] *Energistatus 2010*
Rapport
Norges Vassdrag og Energidirektorat, Oslo, Norge
http://www.nve.no/Global/Publikasjoner/Publikasjoner%202011/Diverse%202011/NVE_Energistatus2011.pdf

Publisert: Desember 2010

Carlson, D. H., L. Hammersley & C. C. Plummer [2010] *Physical Geology*
Book, 13th ed., p. 4 – 27, 437 – 456, ISBN: 978-0-07-016707-0
McGraw-Hill Companies, Inc., New York, U.S.

Christoffersen, L., A. Johannessen & P. A. Tufte [2010] *Introduksjon til samfunnsvitenskapelig metode*
Bok, 4. utgave, ISBN: 978-82-7935-298-3
Abstrakt forlag AS, Oslo, Norge



Cornet, F. H. [2009] *From Hot Dry Rocks to Enhanced Geothermal Systems: The Soultz-sous-Forets Project*

Proceedings, European Region Annual Conference, Paris – Malmaison, France, November 23 -24, 2009
Institute of physics, University of Strasbourg, France

http://www.searchanddiscovery.com/abstracts/pdf/2009/europe/abstracts/ndx_cornet.pdf

Dickson, M. H. & M. Fanelli [2004] *What is Geothermal Energy?*

Article

Instituto di Geoscienze e Georisorse, CNR, Pisa, Italy

Publisert: Februar 2004

DiPippo, R. [2005] *Geotherma power plants: principles, applications and case studies*

Book, ISBN: 185617 4743

Elsevier Ltd., Oxford, U.K.

Dyer B. C., M. O. Häring, F. Ladner & U. Schanz [2008] *Caracterisation of the Basel 1 enhanced geothermal system*

Article, Geothermics, vol.37 (2008), Issue 5, pp.469 – 495

Elsevier Ltd.

linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0375650508000382

Publisert:Oktober 2008

EGS – Energy [2010] *EGS tecnology – Commercialization*

Web page

<http://www.egs-energy.com/egs-technology/commercialisation.html>

Lastet ned: 11.11.2010

Eliasson, T., U. Sundquist & T. Wallroth [1999] *Hot dry rock research experiments at Fjällbacka, Sweden*

Article, Geothermics, vol. 28 (1999), pp. 617 – 625

Elsevier Ltd.

http://www.sciencedirect.com/science?_ob=ArticleURL&_udi=B6VCN-3X94HKX-D&_user=597823&_coverDate=08%2F10%2F1999&_rdoc=1&_fmt=high&_orig=search&_origin=search&_sort=d&_docanchor=&_view=c&_searchStrId=1652899115&_rerunOrigin=google&_acct=C000030758&_version=1&_urlVersion=0&_userid=597823&md5=564650b7c6765ebb5b0ed3ac9e41f928&searchtype=a

Publisert: 17.03.1999



Elvebakk, H., O. Olesen & C. Pascal [2010] *An assessment of deep geothermal resources in Norway*
Proceedings, World geothermal Congress 2010, Bali, Indonesia, April 25 – 29, 2010
<http://b-dig.iie.org.mx/BibDig/P10-0464/pdf/1194.pdf>

Energilink [2011] *Kraftintensiv industri*
Nettside
<http://energilink.tu.no/leksikon/kraftintensiv%20industri.aspx>

Lastet ned: 26.01.2011

Energy Information Administration [2010] *Annual Energy Outlook 2011, Levelized Cost of New Generation Resources*
Report
Independent statistics & analysis, U.S. Energy Information Administration
http://www.eia.doe.gov/oiaf/aeo/electricity_generation.html

Publisert: 2010

Enova Næring [2010] *Utlysning konkurranse: Potensialstudie - dypgeotermisk energi*
Nettside
<http://naring.enova.no/sitepageview.aspx?articleID=4094>

Publisert: 29.11.2010

European Commission: Cordis [2011] *Geothermal engineering integrating mitigation of induced seismicity in reservoirs (GEISER)*
Web page
http://cordis.europa.eu/fetch?CALLER=FP7_PROJ_EN&ACTION=D&DOC=1&CAT=PROJ&RCN=93424

Publisert: 07.01.2011

European Renewable Energy Council [2004] *Renewable Energy in Europe: Building Markets and Capacity*
Book, p. 33 – 72, ISBN: 1-84407-124-3
James & James (Science Publishers) Ltd, London, U.K.

Evensen, J. & T. E. Musæus [2010] *Rock Energy AS*
Personlig kommunikasjon
Lysaker, Norge, 20. Desember, 2010

Evensen, J. E., J. N. Aalhus, H. Bergan, I. Berre, P. H. Kleven, E. Næss, O. Olesen & E. Østhassel [2011]

Rapport

Energi 21, Innsatsgruppe Fornybar termisk energi, Arbeidsgruppe Geotermisk energi

<http://www.energi21.no/servlet/Satellite?blobcol=urldata&blobheader=application%2Fpdf&blobheadername1=Content-Disposition%3A&blobheadervalue1=+attachment%3B+filename%3DFornybarTermiskEnergi-Geotermiskmedveikart.pdf&blobkey=id&blobtable=MungoBlobs&blobwhere=1274466692885&ssbinary=true>

Publisert: 12.01.2011

Falcone, G., C. Fichter & C. Teodoriu [2009] *Drilling Deep Geothermal Reservoirs: The Future of Oil and Gas Business*

Proceedings, Der Geothermiekongress 2009, Germany, November 17 – 19, 2009

http://www.geothermie.de/fileadmin/useruploads/aktuelles/Geothermiekongress/vortraege/TF11_Teodoriu.pdf

Flatebø, G., J. E. Kristiansen & I. Modig [2009] *Dette er Norge - Natur, energi og miljø - Kjerringa med strømmen*

Rapport, s. 44 – 45, ISBN: 978-82-537-7516-6

Statistisk Sentralbyrå, Norge

http://www.ssb.no/norge/norge_2009.pdf

Publisert: februar 2009

Fornybar.no [2011] *Markedet for bioetanol og biodiesel i transportsektoren*

Nettside

<http://fornybar.no/sitepageview.aspx?sitePageID=1838>

Lastet ned: 16.02.2011

Garman, D. K. [2003] *Geothermal today, 2003 Geothermal Technologies Program Highlights Report*

U.S. Department of Energy, Geothermal Technologies Program, Washington, U.S.

<http://www.nrel.gov/docs/fy04osti/36158.pdf>

Publisert: 2003

Gemini [2010] *Geoteknisk energi: Energiløsningen?*

Nettside

Gemini – Forskningsnytt fra NTNU og SINTEF

<http://www.ntnu.no/gemini/2010-03/24-27.htm>

Publisert: 08.09.2010



Glassley, W. E. [2010] *Geothermal Energy, Renewable Energy and the Environment*
Book, ISBN: 978-1-4200-7570-0
CRC Press, Taylor & Francis Group, Boca Raton, US

GeoRigg [2011] *Technology*

Nettside

http://www.georigg.no/georigg/public/openIndex?ARTICLE_ID=102

Lastet ned: 18.01.2011

Gtherm [2010] *Gtherm Technology - Single-Well Engineered Geothermal System (SWEGS)*

Nettside

Tribal Energy

<http://gthermtribal.com/about.html>

Lastet ned: 19.11.2010

Gupta, H. & Sukanta R. [2007] *Geothermal Energy an alternative resource for the 21st century*

Book, ISBN: 978-0-444-52875-9

Elsevier BV. Oxford, UK

Hamnaberg, H., K. Nybakke & S. Skau et al. [2010] *Tilgangen til fornybar energi i Norge*

Rapport

Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE), Oslo, Norge

http://www.nve.no/Global/Publikasjoner/Publikasjoner%202010/Rapport%202010/rapport2010_02.pdf

Publisert: Mars 2010

Haring, M. O. [2004] *Deep Heat Mining: Development of a cogeneration power plant from an enhanced geothermal system in Basel, Switzerland*

Article

Geothermal Explorers Ltd

<http://www.geothermal.ch/fileadmin/docs/downloads/vortragps.pdf>

Lastet ned: 01.12.2010

Hegnes, A. W. & G. Lilledahl [2000] *Kvalitativ metode*

Akademisk avhandling

Universitetet i Oslo (UiO), Oslo

<http://giaever.com/sosiologi/KM.htm>

Publisert: 22.10.2000

Heyerdahl, P. H. [2011] *Evig og ren energi for UMB*

Akademisk avhandling

Universitetet for Miljø og Biovitenskap (UMB), Ås

Presentert: 07.02.2011

Iceland Deep Drilling Project (IDDP) [2010] *About IDDP*

Nettside

<http://iddp.is/about/>

Lastet ned: 25.11.2010

International Energy Agency, Nuclear Energy Agency & Organization for Economic Cooperation and Development [2005] *Projected Costs of Generating Electricity*

Report

http://www.iea.org/publications/free_new_Desc.asp?PUBS_ID=1472

Publisert: 2005

Johanssen, A. & P. A. Tufte [2002] *Introduksjon til samfunnsvitenskapelig metode*

Bok, ISBN: 82- 7935-038-1

Abstrakt forlag AS, Oslo

Klimakur 2020 [2010] *Tiltak og virkemidler for å nå norske klimamål mot 2020*

Rapport

Klima- og forurensningsdirektoratet, Oljedirektoratet, Statens vegvesen, Norges vassdrags- og energidirektorat og Statistisk sentralbyrå

<http://www.klif.no/publikasjoner/2590/ta2590.pdf>

Publisert: 2010

Kongsberg Innovasjon [2010] *Storstilt kongsbergdugnad for grønn kraft*

Nettside

<http://www.k-i.no/Multi%20Site%20Solution/Websites/k-i/Home/Global/Nyheter/Storstilt%20Kongsberg%20dugnad%20for%20gr%C3%B8nn%20kraft.aspx>

Publisert: 29.06.2010

Langhammer, B. [2003] *Litteraturstudie metode – Kritisk analyse, teoretisk referanseramme*

Akademisk avhandling

Høgskolen i Oslo (HiO), Oslo

www.hf.hio.no/tverrfaglig/TM-Veks-3/.../LanghammerIII.ppt

Lastet ned: 23.09.2010

Lovdata [2011] *Forskrift om krav til mastergrad*

Nettside

<http://www.lovdatabank.no/cgi-wift/ldles?doc=/sf/sf/sf-20051201-1392.html>

Publisert: 24.02.2011

Lundin, J. [2007] *Kan geotermisk elproduksjon i Sverige vara lönsam?*

Akademisk avhandling

Institutionen för teknikvetenskaper, avd. för elektrisitetlära, Ångströmlaboratoriet, Uppsala

Publisert: oktober 2007

Norges Bank [2011] *Dagens valuttakurser*

Nettside

http://www.norges-bank.no/templates/article_11619.aspx

Lastet ned: 11.01.2011

Norges Geologiske Undersøkelse [2008] *Potensiale i berggrunnen*

Nettside

<http://www.ngu.no/no/hm/Georessurser/Naturstein/Potensial-i-den-norske-berggrunnen-/>

Publisert: 05.02.2008

Norges geologiske undersøkelse [2011a] *KONTIKI-Continental Crust and Heat Generation in 3D*

Nettside

<http://www.ngu.no/no/tm/Om-NGU/Prosjekter/KONTIKI-Continental-Crust-and-Heat-Generation-in-3D/>

Lastet ned: 19.01.2011

Norges geologiske undersøkelses [2011b] *HeatBar*

Nettside

<http://www.ngu.no/no/tm/Om-NGU/Prosjekter/HeatBar>

Lastet ned: 19.01.2011

Norges Geologiske Undersøkelse [2011c] *Grunnvarme*

Nettside

<http://www.ngu.no/no/hm/Georessurser/Grunnvarme/>

Lastet ned: 16.02.2011



Norwegian Center for Geothermal Energy Research [2010] *Hva er geotermisk energi*

Nettside

<http://www.cger.no/default.aspx?pageId=7>

Lastet ned: 04.10.2010

Norwegian Center for Geothermal Energy Research [2011] *Prosjekter*

Nettside

<http://www.cger.no/index.aspx?pageId=39>

Lastet ned: 14.01.2011

Oljedirektoratet [2011] *Omregningstabell*

Nettside

<http://www.npd.no/Global/Norsk/3%20-%20Publikasjoner/Ressursrapporter/Ressursrapport2009/Kapitler/Omregningstabell.pdf>

Lastet ned: 21.02.2011

Panax Geothermal [2010] *The Dynamic Earth: Plate Tectonics*

Nettside

http://www.panaxgeothermal.com.au/Images/image/Dynamic_Earth.gif

Lastet ned: 02.11.2010

QuestBacks nettsted [2010] *Jobbe med resultater*

Nettside

<http://www.questback.no/no/produkt/questback/produktbeskrivelse/jobbe-med-resultater/>

Lastet ned: 1.12.2010

Resonator AS [2011] *Technology*

Nettside

<http://folk.ntnu.no/joneb/Resonator/technology.html>

Lastet ned: 21.01.2011

Sonntak, R. E. & C. Borgnakke [2007] *Introduction to engineering thermodynamics*

Book, 2nd ed., p. 102 – 130, 181 – 206, ISBN: 0-471-73759-3

John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, USA

Soultz [2010] *HDR/HWR/HFR/EGS - The Concept*

Nettside

http://www.soultz.net/fr_what_eng/frame_what.htm

Lastet ned: 04.11.2010

Statistisk Sentralbyrå [2010] *Nedgang i den samlede petroliumsproduksjonen i 2009*

Nettside

<http://www.ssb.no/ogprodre/arkiv/art-2010-03-04-01.html>

Publisert: 04.03.2010

Statistisk Sentralbyrå [2011] *Høyere strømpriser i 2010*

Nettside

<http://www.ssb.no/emner/10/08/10/elkraftpris/>

Publisert: 11.01.2011

Stake, R. E [2010] *Qualitative Research*

Book, ISBN: 978-1-60623-545-4

A Division of Guilford Publications, Inc., New York, U.S.

Statoil [2010] *Geotermisk Energi*

Web page

<http://www.statoil.com/no/technologyinnovation/newenergy/renewablepowerproduction/geothermalenergy/Pages/default.aspx>

Lastet ned: 24.11.2010

Sørensen, B. [2004] *Renewable Energy – Its physics, engineering, environmental impacts, economics & planning*

Book, third ed., pp. 182 – 184, 282 – 289, 471 – 474, ISBN-13: 978-0-12-656153-1

Elsevier Inc., London, UK

Teknisk Ukeblad [2010] *Shell forbereder seg på "peak oil"*

Populærvitenskaplig magasin / nettside

<http://www.tu.no/olje-gass/article257676.ece>

Publisert: 13.09.2010

Tester, J. W., B. J. Anderson, A. S. Batchelor, D. D. Blackwell, R. DiPippo, E. M. Drake, J. Garnish, B. Livesay, M. C. Moore, K. Nichols, S. Petty, M. N. Toksöz & R. W. Veatch Jr. [2006] *The future of geothermal energy, Impact of Enhanced Geothermal Systems (EGS) on the United States in the 21st Century*

Report, ISBN: 0-615-13438-6

Massachusetts Institute of Technology, Cambridge, USA

http://geothermal.inel.gov/publications/future_of_geothermal_energy.pdf

Publisert: 2006

Vedlegg 1: Spørreundersøkelsen

Dyp geotermisk energi

Denne undersøkelsen er et ledd i en masteroppgave som omhandler dyp geotermisk energi. Mottakerne av undersøkelsen er ansett å ha en tilknytning til energibransjen.

Ditt svar vil være med å belyse problemstillinger rundt mulighetene for en norsk satsning på dyp geotermisk energi.

Undersøkelsen består av 23 spørsmål og kan besvares anonymt.

Håper du vil ta deg tid til å svare.

Jeg vil skjule min identitet

Les om [retningslinjer for personvern](#). (Åpnes i nytt vindu)

1) Hvilken tilknytning har du til energisektoren?

- Forskning/ innovasjon
- Konsulentvirksomhet
- Energileverandør
- Energidistribusjon
- Boreteknologi

Leverandør av utstyr/materiell

Annet, spesifiser her

2) Hvor god kjennskap har du til geotermisk energi?

- Ingen kjennskap
 - Litt kjennskap
 - God kjennskap
 - Meget god kjennskap
-

3) Hvor god kjennskap har du til konstruerte geotermiske systemer (enhanced geothermal systems)?

- Ingen kjennskap
 - Litt kjennskap
 - God kjennskap
 - Meget god kjennskap
-

4) Hvor interessert er du i geotermisk energi?

- Ikke interessert
- Litt interessert
- Ganske interessert

Veldig interessert

5) Hvordan tror du det totale energiforbruket i Norge vil være i 2030?

- Som i dag
- Lavere enn dagens energiforbruk
- Mindre enn 10% høyere enn dagens energiforbruk
- Fra 10% til 20% høyere enn dagens energiforbruk
- Mer enn 20% høyere enn dagens energiforbruk

Utdypende kommentar (valgfritt)

6) Hvordan tror du kraftprisen i Norge vil utvikle seg frem til 2030?

- Vil avta
- Forblir jevn
- Mindre enn 10% høyere enn dagens nivå
- Fra 10% til 20% høyere enn dagens nivå
- Over 20% høyere enn dagens nivå

Utdypende kommentar (valgfritt)

7) Hvor viktig mener du økt tilgang på fornybar energi vil være for Norge de neste 20 årene?

- Ikke viktig
- Litt viktig
- Ganske viktig
- Veldig viktig
- Utdypende kommentar (valgfritt)

Gitt at etterspørselen etter fornybar energi øker.

8) Ranger følgende nye fornybare energikilder i den rekkefølgen du anser som mest viktig for å dekke et økt energibehov i Norge (1 = mest viktig, 8 = minst viktig):

- 1
- 2
- 3
- 4
- 5
- 6
- 7
- 8

9) Hvor viktig mener du det er å unngå å bruke elektrisk energi til oppvarmingsformål, for heller å spare elektrisk energi til bruksformål som forutsetter energi av høy kvalitet?

-
- Ikke viktig
- Litt viktig
- Ganske viktig
- Veldig viktig
- Utdypende kommentar (valgfritt)
-

I 2009 var forbruk av fjernvarme i Norge høyere enn noen gang (3 293 GWh). Av det nevnte fjernvarmeforbruket ble over 33 % dekket av olje, gass og elektrisk energi. Det vil si over 1 000 GWh.

10) Dersom oppvarming av fjernvarmevann utført av olje-, gass- og elektrokjeler ble erstattet med dyp geotermisk varme, vil du da se på fjernvarme som en renere form for oppvarming enn hva den er i dag?

- Ja
- Nei
- Utdypende kommentar (valgfritt)
- Vet ikke
-

11) Tror du en nedgang i oljeutvinning på norsk sokkel vil medføre en økt satsning på fornybar energi?

- Ja
- Nei
- Utdypende kommentar (valgfritt)
-

Vet ikke

12) Tror du en nedgang i oljeutvinningen på norsk sokkel vil medføre økt satsning på øvrige fossile ressurser som gass og kull, og at dette kan gå på bekostning av satsningen på fornybare energiresurser?

Ja

Nei

Utdypende kommentar (valgfritt)

Vet ikke

13) Regjeringens visjon er at Norge skal være verdensledende innenfor utviklingen av miljøvennlig energi. Hvordan synes du forskning på dyp geotermisk energi bør prioriteres?

Ingen prioritet

Begrenset prioritet

Moderat prioritet

Stor prioritet

Utdypende kommentar (valgfritt)

Det er store sprik i estimatene for hvor mye geotermisk energi som per i dag anses å være utnyttbar, eller snarlig utnyttbar.

14) Har du noen synspunkter på hvilket energipotensial den dype geotermiske energien representerer globalt sett, eller i Norge?



15) Den geotermiske gradienten i Norge er omkring 10 – 30 °C per kilometer nedover i jordskorpen. Tror du den lave geotermiske gradienten vil hindre dyp geotermisk energi i å få fotfeste i Norge?

- Ja
- Nei
- Utdypende kommentar (valgfritt)
- Vet ikke

16) I Norge er det ikke gjennomført noen omfattende systematisk kartlegging av de dype geotermiske ressursene. Hva slags prioritet burde etter din mening en slik kartlegging ha?

- Ingen prioritet
- Begrenset prioritet
- Moderat prioritet
- Stor prioritet
- Utdypende kommentar (valgfritt)

Teknologisjefen i Shell, Gerald Schotman, tror fremtidens energibehov vil tvinge oljeindustrien til å gjøre stadig vanskeligere og mer ekstreme ting for å utnytte de gjenværende fossile ressursene. Dette innebærer blandt annet å bore dypere, under høyere trykk og høyere temperatur.

17) Tror du den teknologiske utvikling som må til for å tilgjengeliggjøre dypereliggende fossile ressurser, kan bidra til å øke tilgjengeligheten av dype geotermiske ressurser?

Ja

Nei

Utdypende kommentar (valgfritt)

Vet ikke

18) Hvilke områder anser du som mest problematiske knyttet til konstruerte geotermiske systemer (1 = mest problematisk, 9 = minst problematisk)?

1

2

3

4

5

6

7

8

9

19) Tror du at utnyttelse av dyp geotermisk energi til oppvarmingsformål kan bli kommersielt i Norge innen 2030?

Ja

Nei

Begrunnelse (valgfritt)

Vet ikke

20) Tror du at kraftproduksjon basert på dyp geotermisk energi kan bli kommersielt i Norge innen 2030?

Ja

Nei

Begrunnelse (valgfritt)

Vet ikke

Gitt at det ble bygget et pilotanlegg for dyp geotermisk energi i Norge.

21) Av hvor stor betydning tror du et slikt pilotanlegg ville være for den teknologiske utviklingen innen dyp geotermisk energiutvinning?

Ingen betydning

Begrenset betydning

Moderat betydning

Stor betydning

Utdypende kommentar (valgfritt)

22) Hva anser du som den største utfordringen knyttet til utnyttelse av dyp geotermisk energi i et land som Norge?

Gitt at produksjon og bruk av 2. generasjon biodrivstoff medfører en begrenset tilgang på biomasse til oppvarmingsformål.

23) Tror du dyp geotermisk energi vil bli mer etterspurt i Norge dersom tilgangen på biomasse til avtar?

Ja

Nei

Utdypende kommentar (valgfritt)

Vet ikke