

UNIVERSITETET FOR MILJØ- OG BIOVITENSKAP



Forord

Denne masteroppgaven er skrevet våren 2013 og er det avsluttende arbeidet i mitt 5-årige studie i miljøfysikk og fornybar energi ved Institutt for matematiske realfag og teknologi, ved Universitetet for miljø- og biovitenskap (UMB). Oppgaven utgjør 30 studiepoeng.

Etter ønske fra oppdragsgiver Rejlers Consulting om å se på teknologier som kan bidra til å gjøre Østfold selvforsynt med elektrisitet, og råd fra min veileder Petter H. Heyerdahl, ble geotermisk energi valgt som tema for oppgaven. Arbeidet med oppgaven har vært spennende og lærerikt. Samtidig har det i perioder vært utfordrende, da det finnes lite informasjon om enkelte emner i oppgaven, og det var krevende å finne denne informasjonen. Jeg har lært mye gjennom arbeidet, og håper andre kan få nytte av funnene jeg har gjort.

Jeg vil gjerne takke min hovedveileder Petter H. Heyerdahl ved UMB for givende samtaler og gode innspill. Videre vil jeg takke alle som har bidratt med informasjon og veiledning til oppgaven, og jeg vil spesielt nevne Wilhelm Huus-Hansen, Henrik Holmberg, Randi Kalskin Ramstad, Svein Hestevik og Torbjørn Friborg. Takk til Arild Olsbu og Gunn Spikkeland Hansen i Rejlers Consulting. Til slutt vil jeg rette en stor takk til Ingrid for oppmuntrende ord og gode råd.

Ås, 15. mai 2013

Ole Stavset

Sammendrag

I Østfold fylke ble det brukt 6 300 GWh elektrisitet i 2009, og produsert 4 500 GWh. I denne oppgave blir det sett på hvor mye geotermisk energi fra halvdype brønner kan bidra til å redusere elektrisitetsforbruket.

En halvdyp brønn defineres som 1 500 meter dyp, og temperaturen ved denne dybden forventes å være 30 °C. Et anlegg med en halvdyp brønn kan levere en effekt på omtrent 150 kW, hvorav 112 kW kommer fra brønnen og resten er elektrisitet til varmepumpen. Med en driftstid på om lag 4 500 timer i året vil det utgjøre en energileveranse på omtrent 650 000 kWh/år. Investeringskostnaden av anlegget vil være omtrent 4,7 millioner kroner, hvorav borekostnaden står for 2 millioner.

Energiprisen ble estimert å være 0,88 kr/kWh. På grunn av stor usikkerhet knyttet til blant annet borekostnaden og strømprisen er denne verdien svært usikker. En reduksjon i borekostnaden på 10 % vil redusere energiprisen med 2,9 %, mens 10 % nedgang i strømprisen vil føre til en energiprisreduksjon på 2,1 %.

Ved å benytte halvdype geotermiske brønner kan deler av elektrisitetsforbruket knyttet til oppvarming erstattes av varmeenergi fra jorda. Det ble estimert at 2 100 GWh elektrisitet ble brukt til oppvarming i husholdningene og tjenesteytende sektor. Siden dette forbruket er fordelt over et stort område, og det ikke vil være hensiktsmessig å dimensjonere anlegg til maksimalt effektbehov, kan ikke alt erstattes av geotermisk energi. Dersom 10 % erstattes, vil forbruket reduseres med nesten 160 GWh, og Østfolds selvforsyningsgrad vil øke fra 71 % til 73 %. Med dagens energipris vil imidlertid ikke dette være lønnsomt.

Abstract

The electricity consumption in Østfold was 6 300 GWh in 2009, and they produced 4 500 GWh. This paper will estimate how much geothermal energy from semi-deep wells can contribute to reduce the electricity consumption.

A semi-deep well is defined as 1 500 meter deep, and the temperature at this depth is expected to be 30 °C. A geothermal plant with a semi-deep well can deliver about 150 kW, 112 kW comes from the well, and the rest is electricity for the heat pump. With an operating time of approximately 4 500 hours per year, it will deliver about 650 000 kWh/year. The investment cost of the plant would be about 4.7 million NOK, including drilling cost for 2 million. The energy price was estimated to be 0.88 NOK/kWh. This is an uncertain value due to great uncertainty associated with drilling cost and the price of electricity. A drilling cost reduction of 10 % will reduce the energy price by 2.9 %, while 10 % decrease in the electricity price will lead to an energy price reduction of 2.1 %.

By making use of semi-deep geothermal wells, a part of the electricity consumption related to heating can be replaced by energy from within the earth. It is estimated that about 2 100 GWh of electricity was related to heating in households and services. Since the consumption is distributed over a large area, and it would not be suitable to dimension a plant to deliver the maximum power demand, it is not possible to replace all with geothermal energy. If 10 % is replaced, the consumption will be reduced with almost 160 GWh, and the self-sufficiency of Østfold will increase from 71 % to 73 %. However, at current energy price, this will not be profitable.

Innholdsfortegnelse

Forord.....	1
Sammendrag.....	3
Abstract.....	5
Figuroversikt.....	13
Tabelloversikt.....	17
1 Innledning.....	19
1.1 Bakgrunn for oppgaven.....	19
1.2 Faglig motivasjon.....	19
1.3 Mål for oppgaven og begrensninger.....	20
1.4 Problemstilling.....	21
1.5 Metode.....	21
2 Geotermisk energi.....	25
2.1 Jordas oppbygning.....	25
2.2 Varme i jordas indre.....	26
2.3 Utnyttelse av geotermisk energi.....	27
2.3.1 Geotermiske energisystemer.....	27
2.3.2 Historisk utvikling av geotermisk energiutnyttelse.....	28
2.3.3 Geotermisk energi i Norge.....	28
2.4 Miljøpåvirkning som følge av geotermisk energi.....	30
2.5 Konflikter i forbindelse med eiendomsrett i undergrunnen.....	31
3 Teknologier.....	33
3.1 Boring av brønn.....	33
3.1.1 Boring med trykkluft.....	33
3.1.2 Andre boreteknologier.....	34
3.1.3 Utfordringer ved boring av brønnen.....	34
3.2 Energioverføringssystemer.....	35
3.2.1 Grunnvarme.....	35
3.2.2 Naturlige geotermiske system.....	38
3.2.3 Hot Dry Rock.....	38
3.2.4 Halvdype brønner.....	39
3.2.4.1 Kollektorutforming for halvdype brønner.....	40
3.2.4.2 Kollektormateriale for bruk i halvdype brønner.....	42
3.2.4.3 Jordenergisonde.....	46

3.2.4.4	Utfordringer knyttet til halvdype brønner	47
3.3	Installasjoner over bakken	47
3.3.1	Varmepumpe for å øke temperaturen.....	47
3.3.2	Varmedistribusjonssystem og bruksområder	51
3.3.2.1	Oppvarmingsformål.....	51
3.3.2.2	Snøsmeltingsformål.....	54
3.3.3	Solfangeranlegg for å lade brønnen.....	55
4	Potensialet for geotermisk energi fra halvdype brønner.....	57
4.1	Energien tilgjengelig i fjellet.....	57
4.2	Effektuttaket fra en halvdyp brønn.....	60
5	Økonomi.....	63
5.1	Kostnader knyttet til et geotermisk anlegg.....	63
5.1.1	Kostnader ved boring av brønn	63
5.1.2	Andre installasjonskostnader	65
5.1.3	Driftskostnader	65
5.2	Støtteordninger.....	66
5.3	Inntekter fra en geotermisk brønn.....	66
6	Energipris.....	69
6.1	Nåverdimetoden	69
6.2	Energipris fra et 150 kW anlegg.....	69
6.3	Sensitivitetsanalyse	71
6.3.1	Borekostnaden	71
6.3.2	Andre installasjonskostnader	71
6.3.3	Varmepumpe.....	72
6.3.4	Kollektor.....	72
6.3.5	Strømpris.....	73
6.3.6	Driftskostnader	74
6.3.7	Anleggets effekt.....	75
6.3.8	Driftstid.....	76
6.3.9	Varmepumpens COP	77
6.3.10	Anleggets levetid	78
6.3.11	Diskonteringsrente.....	79
6.3.12	Oppsummering av sensitivitetsanalysene	80
6.4	Økonomisk potensial	80

7	Situasjonen i Østfold	83
7.1	Elektrisitetsforbruket i Østfold	83
7.1.1	Bakgrunn for brukte data.....	83
7.1.2	Historisk elektrisitetsforbruk i Østfold	84
7.1.3	Framskrevet elektrisitetsforbruk i Østfold.....	85
7.2	Elektrisitet brukt til oppvarming i Østfold.....	86
7.2.1	Elektrisitet brukt til oppvarming i husholdningene	86
7.2.2	Elektrisitet brukt til oppvarming i næringsbygg	88
7.2.3	Oppsummering av elektrisitetsforbruket knyttet til oppvarming	89
7.3	Elektrisitetsproduksjon i Østfold.....	89
7.4	Reduksjon i elektrisitetsforbruket ved hjelp av geotermisk energiutnyttelse	90
8	Framtidsutsikter	93
8.1	Installasjonen.....	93
8.2	Strømprisen.....	93
8.3	Varmebehovet.....	96
8.4	Redusere framtidens elektrisitetsforbruk.....	99
9	Konklusjon	101
9.1	Videre arbeid.....	101
10	Kilder.....	103

Figuroversikt

Figur 2.1 Jordas oppbygging med kjeme, mantel og jordskorpe, og ulike fenomen som foregår i jordas indre (Nystuen 2007).....	25
Figur 3.1 Grunnvarme i fjell med lukket kollektor (<i>Bergvarme</i> 2008).....	36
Figur 3.2 Jordvarmekollektor (Ramstad 2011)	37
Figur 3.3 Grunnvarme med åpen kollektor. Energien hentes ut ved hjelp av å bruke varmepumpe på vannet som pumpes opp fra produksjonsbrønnen (a). Deretter sendes returvannet ut enten ved en infiltrasjonsbrønn (b), i et avløp (c) eller ut i et åpent vassdrag (d) (<i>Grunnvannsvarme</i> 2008).....	37
Figur 3.4 Hot Dry Rock teknologien. Kaldt vann strømmer ned en injeksjonsbrønn, gjennom varmeveksleren og opp abstraksjonsbrønnen (<i>Technology</i> 2013)	38
Figur 3.5 Illustrasjon av tverrsnittet til en U-rørkollektor (Acuña & Palm 2010)	40
Figur 3.6 Illustrasjoner av ulike typer koaksialkollektorer (Acuña 2013)	41
Figur 3.7 Prinsippskisse for dyp jordenergisonde (<i>Tiefe Erdwärmesonden</i> 2013).....	46
Figur 3.8 Prinsippskisse av en varmepumpe (Sørensen 2007)	48
Figur 3.9 Målte og teoretiske COP-verdier for varmepumper som funksjon av differansen mellom T_{up} og T_{low} ved gitte verdier for T_{up} (Sørensen 2007).....	49
Figur 3.10 Maksimum utgående vanntemperatur for ulike arbeidsmedier (<i>Kompetansekompodium for varmeanlegg</i> 2011)	50
Figur 3.11 Vertikal lufttemperaturfordeling ved ulike oppvarmingsløsninger (Olesen 2002)	51
Figur 4.1 Temperatur og temperaturgradient målt i Iddefjordsgranitten i Fredrikstad (Slagstad et al. 2009).....	58
Figur 4.2 Temperatur og temperaturgradient målt ved Rødsmyra i Fredrikstad (Båsum Boring AS) ..	59
Figur 5.1 Sammenhengen mellom vertikal dybde og borekostnad (Havellen et al. 2012)	64
Figur 6.1 Prosentvis fordeling av investeringskostnadene	70
Figur 6.2 Sammenhengen mellom energipris og borekostnad	71
Figur 6.3 Sammenhengen mellom energipris og varmepumpekostnad	72
Figur 6.4 Sammenheng mellom energipris og strømpris	73
Figur 6.5 Nord-pools spotpris for strøm i Oslo fra 2010 til 2012 (<i>Elsport prices</i>).....	73
Figur 6.6 Sammenhengen mellom driftskostnad og energipris.....	74
Figur 6.7 Sammenhengen mellom anleggets effekt og energiprisen	75
Figur 6.8 Sammenhengen mellom driftstid og energipris	76
Figur 6.9 Sammenhengen mellom varmepumpens COP og energiprisen.....	77
Figur 6.10 Sammenhengen mellom anleggets levetid og energipris.....	78
Figur 6.11 Sammenhengen mellom diskonteringsrente og energipris	79
Figur 6.12 Potensialet for energiutnyttelse fra grunnvarme i Østfold i 2030 etter enhetspris (Ramstad 2011).....	81
Figur 7.1 Utviklingen i temperaturkorrigert elektrisitetsforbruket i Østfold fra 2000 til 2009 (Rejlers Consulting 2011a)	84
Figur 7.2 Utviklingen i temperaturkorrigert elektrisitetsforbruket i Østfold sett bort fra industrien fra 2000 til 2009 (Rejlers Consulting 2011a)	84
Figur 7.3 Antatt utvikling i Østfolds elektrisitetsforbruk fram mot 2025 (Rejlers Consulting 2011a) ..	85
Figur 7.4 Antatt utvikling i elektrisitetsforbruket i Østfold, bortsett fra industrien, fram mot 2025 (Rejlers Consulting 2011a)	85
Figur 7.5 Forbruksfordeling av energiforbruket i husholdninger (Bergesen et al. 2012)	86

Figur 7.6 Energibruk etter hustype og energivare i 2009 (SSB 2011a)	87
Figur 7.7 Energibruk etter bygningstype og energivare i 2011, kWh/m ² (SSB 2012)	88
Figur 7.8 Reduksjon i elektrisitetsforbruket etter andel elektrisk oppvarming som erstattes med et geotermisk anlegg med en varmepumpe med COP på 4	91
Figur 8.1 Gjennomsnittlig kraftpris i Oslo fra Nord-Pool i perioden 1996 til 2010, og antatt utvikling fram mot 2015 (Stensby et al. 2011)	94
Figur 8.2 Utviklingen av strømprisen i husholdningsmarkedet (Stensby et al. 2011)	95

Tabelloversikt

Tabell 2-1 Konsentrasjonen av radioaktive mineraler i ulike bergarter, og varmeproduksjonen fra disse (DiPippo 2012)	26
Tabell 3-1 Resultater av beregningene av veggtykkelsen til et Calorwell-rør og et PEM-rør ved 2 °C temperaturløstap	45
Tabell 3-2 Resultater av beregningene av veggtykkelsen til et Calorwell-rør og et PEM-rør ved 4 °C temperaturløstap	45
Tabell 3-3 Gjennomsnittstemperatur på vannet som er nødvendig for at systemet skal avgi gitte effekter (Olesen 2002).....	52
Tabell 3-4 Effektbehov for oppvarming i boliger etter ulike standarder (Stene 2008a)	53
Tabell 3-5 Temperaturnivå ved ulike oppvarmingsformål	53
Tabell 3-6 Temperaturnivå ved ulike snøsmeltingsformål	55
Tabell 6-1 Investeringskostnader ved et 150 kW anlegg.....	70
Tabell 6-2 Inputdata brukt til å beregne energiprisen ved et 150 kW anlegg	70
Tabell 6-3 Prosentvis endring i energipris som følge av 10 % endring i ulike kostnader, og ny energipris ved en slik reduksjon.	80
Tabell 7-1 Elektrisitetsforbruk og elektrisitet brukt til oppvarming i Østfold i 2009	89
Tabell 8-1 Maksimalt netto energibehov for ulike bygningstyper ved TEK 10 (Byggteknisk forskrift 2010).....	96
Tabell 8-2 Netto energibehov til oppvarming og totalt netto energibehov for passivhus, samt prosentvis reduksjon i energibehov i forhold til dagens standard (BoligEnøk ; Dokka et al. 2009)	97
Tabell 8-3 Antatt energibehov for boliger og næringsbygg fordelt etter brukskategori og alder (Havskjold et al. 2009)	98

1 Innledning

1.1 Bakgrunn for oppgaven

Ved presentasjonen av Lokale energiutredninger for kommunene i Østfold høsten 2011, ble det reist spørsmål om hvordan Østfold kan bli selvforsynt med elektrisitet. Etter anbefaling fra Rejlers Consulting ble dette valgt som utgangspunkt for oppgaven. Å besvare dette spørsmålet ville blitt en bred oppgave. Det ble derfor valgt å snevre den inn til å dreie seg om én valgt teknologi, og se på hvordan denne teknologien kan bidra til å redusere importbehovet for elektrisitet i Østfold.

For å øke selvforsyningsgraden av elektrisitet er det to mulige veier å gå, man kan enten produsere mer eller bruke mindre. Kraftproduksjon fra biobrensel ble vurdert som en teknologi som kan bidra til økt elektrisitetsproduksjon. Det er mye tilgjengelig biomasse i Østfold som kan brukes til dette. Biomasseressursene inneholder imidlertid mye karbon, noe som gjør at de også kan benyttes til å produsere biodrivstoff. Det er viktig å se sammenhengen mellom det stasjonære og det mobile energiforbruket. Siden vi i framtida vil trenge et alternativ til den fossile energien som brukes i transportsektoren, og det vil være vanskelig å legge om alt dette til elektrisitet, kan biomasse bli et viktig råstoff til biobrensel i transportsektoren om man ser noen årtier framover. Det ble derfor valgt å fokusere på en annen teknologi som ikke krever bruk av biologisk karbon.

Valget falt på geotermisk energi. Geotermisk energi omfatter alt fra grunn jordvarme til dype brønner på flere tusen meter, og energien kan brukes til både oppvarming, kjøling og produksjon av elektrisitet. For å gjøre oppgaven mer spesifikk ble det valgt å fokusere på varmeproduksjon fra halvdype brønner, det vil si brønner som er omtrent 1 500 meter dype. Anlegg med slike brønner er ikke i drift i Norge i dag, men energipotensialet er stort og teknologien tilgjengelig for å utnytte denne typen geotermisk energi. Bruk av denne energien vil ikke bidra til at Østfold produserer mer elektrisitet, men vil kunne bidra til en reduksjon i elektrisitetsforbruket ved en omlegging fra elektrisk oppvarming til oppvarming ved hjelp av geotermisk energi. På denne måten vil selvforsyningsgraden av elektrisitet øke, uten at man øker forbruket av biomasse.

Formålet med oppgaven ble da å finne ut i hvor stor grad utnyttelsen av varme fra halvdype brønner kan bidra til å øke Østfolds selvforsyningsgrad av elektrisitet. Oppgaven er derfor en potensialstudie hvor potensialet for utnyttelse av denne teknologien i Østfold ble kartlagt.

1.2 Faglig motivasjon

Geotermisk energi er en energikilde med et stort potensial. I områder hvor energien er lett tilgjengelig har menneskene utnyttet ressursen i flere hundre år (Barbier 2002; Brown & Garnish 2004), men også i Norge er det et betydelig potensial (Evensen et al. 2011; Ramstad 2011). Grunne geotermiske anlegg med varmepumpe er installert i flere tusen norske hjem (Midttømme et al. 2010), men ved å bore dypere vil mer energi være tilgjengelig, og man kan nå reservoarer med høyere temperatur (Slagstad et al. 2009). Det finnes ingen halvdype anlegg i drift i Norge per dags dato, men det er mye energi tilgjengelig i det norske grunnfjellet.

Ved dypere brønner settes det høyere krav til boreteknologi enn ved grunn brønnboring. Ulike teknologier benyttes i dag til brønnboringen (Evensen et al. 2011; Havellen et al. 2012; Lindholm

2011), og for å redusere kostnadene på prosjektene er det nødvendig med ytterligere forskning for å utvikle nye boreteknologier og forbedre de eksisterende.

For å utnytte den geotermiske energien mest mulig effektivt er det viktig med gode kollektorer som frakter energien opp til overflaten. Det er gjennomført flere studier for å finne gunstige kollektorløsninger (Acuña & Palm 2010; Acuña 2013; Bose et al. 2002; Platell 2006), men det er fortsatt utfordringer knyttet til valg av materialer og utforming av kollektoren.

Det er fortsatt stor usikkerhet rundt kostnader knyttet til utnyttelse av energien fra halvdype brønner. Dersom denne energien skal være en attraktiv energikilde, må det være lønnsomt. Siden ingen slike anlegg er i drift i Norge, er det vanskelig å fastslå hva energiprisen vil være. Denne oppgaven forsøker derfor å finne ut hvilken pris man kan forvente på energi levert fra et anlegg basert på halvdype geotermiske brønner.

1.3 Mål for oppgaven og begrensninger

Målet for oppgaven er å finne ut om utnyttelse av geotermisk energi fra halvdype brønner kan bidra til å øke Østfolds selvforsyningsgrad av elektrisitet ved å redusere elektrisitetsforbruket. Dette er hovedproblemstillingen.

For å besvare dette er det nødvendig å finne ut hvor mye energi som kan levers fra en halvdyp geotermisk brønn, og hvordan dette kan gjøres. I oppgaven beskrives teknologiene som kan benyttes til boring, og hva man bør ta hensyn til ved valg av kollektor. Det blir derimot ikke lagt stor vekt på utvikling av nye boreteknologier, selv om nye og forbedrede boreteknologier kan bidra til å redusere kostnadene. Energimengden som kan leveres er regnet ut basert på data fra ulike rapporter som behandles i et beregningsverktøy. Det er ikke tatt nye målinger i forbindelse med denne oppgaven.

Hva energien kan brukes til vil være med på å bestemme potensialet. Ulike formål som kan være aktuelle blir derfor presentert i oppgaven. Siden temperaturen på væsken opp av brønnen vil være lav, vil ikke elektrisitetsproduksjon være aktuelt. Teknologier til dette formålet blir derfor ikke presentert.

Geotermisk energi må være lønnsomt dersom det skal være et reelt alternativ til elektrisk oppvarming. I oppgaven beregnes det hvor mye energien fra et geotermisk anlegg vil koste. Det kan være til dels store variasjoner i energiprisen avhengig av hva energien skal brukes til. Siden usikkerheten til de ulike kostnadene fortsatt er store, ble det vurdert som lite hensiktsmessig å beregne spesifikke energipriser til ulike formål. I stedet ble det beregnet en pris ved et eksempelanlegg, for deretter å vurdere hvor mye denne vil endres dersom ulike parametere forandres.

Et annet spørsmål som besvares er hvor mye elektrisitet som brukes til oppvarming i Østfold i dag. Siden det er lite datagrunnlag for forbruket innen industrien, blir det fokusert på forbruket i husholdningene og tjenesteytende sektor. Mengden elektrisitet som brukes til oppvarming vil ikke alene avgjøre potensialet for redusert elektrisitetsforbruk. Lokalisering av forbruket vil være avgjørende. I oppgaven ble det vurdert hvilke formål og bygninger som kan være aktuelle for bruk av geotermisk energi fra halvdype brønner, men for en nøyaktig konklusjon av potensialet bør det gjøres ytterligere kartlegging for å finne konkrete bygninger som er aktuelle.

1.4 Problemstilling

Hovedproblemstillingen er:

- Kan utnyttelsen av geotermisk energi fra halvdype brønner øke Østfolds selvforsyningsgrad av elektrisitet?

For å svare på dette er det nødvendig med enkelte underproblemstillinger:

- a) Hva er geotermisk energi, og hvordan kan den utnyttes?
- b) Hvilke teknologier kan benyttes for å få tilgang til den geotermiske energien, og hva kan energien brukes til?
- c) Hvor mye energi og hvor stor effekt får man fra en halvdyp brønn?
- d) Hva koster de ulike komponentene og hva er driftskostnadene i et geotermisk anlegg?
- e) Hva blir prisen på en kWh varme levert fra en halvdyp brønn?
- f) Hvor mye elektrisitet brukes til oppvarming i Østfold i dag?
- g) Hvor mye av dagens elektrisitetsforbruk vil det være mulig å erstatte med geotermisk energi?

1.5 Metode

Framgangsmåten for å besvare de ulike problemstillingene er beskrevet i dette kapitlet.

- a) Hva er geotermisk energi, og hvordan kan den utnyttes?

Det ble gjennomført en litteraturstudie om geotermisk energi for å forklare hvor energien befinner seg og hvorfor den er der. På bakgrunn av funn i blant annet "Geothermal Energy" (Brown & Garnish 2004) og, "Geothermal energy technology and current status: an overview" (Barbier 2002) ble jordas oppbygging og grunnlaget for den geotermiske energien beskrevet.

Videre ble det sett på hvordan ulike geotermiske kilder klassifiseres basert på inndelinger gjort i (Fossdal et al. 2007) og (Brown & Garnish 2004) og hvordan menneskene har utnyttet denne energien til ulike formål i løpet av historien.

- b) Hvilke teknologier kan benyttes for å få tilgang til den geotermiske energien, og hva kan energien brukes til?

En litteraturstudie ble gjennomført for å kartlegge hvilke teknologier som er tilgjengelig for utnyttelsen av geotermisk energi. Ulike teknologier ble beskrevet, og det ble kartlagt hvordan man kan utnytte varmepotensialet i jorda. Hovedfokuset ble lagt på utnyttelse av halvdype brønner.

Personer som jobber i bransjen ble kontaktet for å finne dagens status på ulike teknologier, hva som fungerer og hvilke utfordringer man fortsatt jobber med å løse. Det ble gjennomført beregninger for å sammenligne ulike materialer som kan benyttes i kollektoren.

Formål energien kan brukes til ble funnet ved å se på artikler og rapporter om geotermisk energi. Det ble kartlagt hvilke temperaturer som er nødvendig ved ulike bruksområder.

c) Hvor mye energi og hvor stor effekt får man fra en halvdyp brønn?

For å finne ut hvor mye energi som er tilgjengelig for en halvdyp brønn ble det gjennomført en litteraturstudie om berggrunnen i området. Berggrunnens termiske egenskaper og temperaturgradienter ble kartlagt på bakgrunn av rapporter om undersøkelser som er gjennomført i området.

Effekten og energiuttaket man forventer fra en halvdyp brønn i dette området ble deretter beregnet med hjelp av et beregningsverktøy utviklet av doktorgradsstipendiat Henrik Holmberg ved instituttet for Energi- og prosesssteknikk ved Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet.

d) Hva koster de ulike komponentene og hva er driftskostnadene i et geotermisk anlegg?

Rapporter ble undersøkt for å finne ut hva de ulike komponentene til et anlegg basert på en halvdyp brønn vil koste. Ulike boreselskaper ble kontaktet for å finne kostnaden knyttet til boring av selve brønnen. Prisen på en kollektor til en halvdyp brønn ble anslått på bakgrunn av erfaringer fra personer som har jobbet med grunnere brønner.

Varmepumpekostnaden vil være avhengig av blant annet ønsket temperatur på kondensatoren og avgitt effekt. Basert på anslag fra personer i bransjen ble det gjort et overslag på hva en varmepumpe i et geotermisk anlegg med en halvdyp brønn vil koste. Driftskostnadene ble fastslått på bakgrunn av andre rapporter og kommunikasjon med personer som jobber i bransjen.

e) Hva blir prisen på en kWh varme levert fra en halvdyp brønn?

Basert på funnene gjort under c) og d), ble det beregnet en pris per kWh varme som leveres fra et anlegg på 150 kW basert på en halvdyp geotermisk brønn ved hjelp av nåverdimetoden.

Det ble videre gjennomført en sensitivitetsanalyse for å finne ut hvilke faktorer som er avgjørende for prisen. Sensitivitetsanalysen ble gjennomført ved å endre de ulike inputparameterne i nåverdimetoden, og se hvilke utslag endringene gjorde på prisen.

f) Hvor mye elektrisitet brukes til oppvarming i Østfold i dag?

Dagens elektrisitetsforbruk i Østfold ble beskrevet på bakgrunn av innrapporterte data til Rejlers Consulting. Disse dataene viser elektrisitetsforbruket i ulike sektorer, blant annet husholdninger, tjenesteyting og industri.

For å bestemme hvor mye av elektrisitetsforbruket som er knyttet til oppvarming ble ulike rapporter gjennomgått:

Xrgia, "Klima- og energidata, og fremtidig utvikling i byggsektoren" (Havskjold et al. 2009)

Xrgia, "Hovedundersøkelse for elektrisitetsbruk i husholdningene" (Langseth et al. 2011)

NVE, "Energibruksrapporten 2012 - Energibruk i husholdninger" (Bergesen et al. 2012)

Det ble også hentet inn data fra Statistisk sentralbyrå (SSB). Med dette som bakgrunn ble det beregnet hvor mye av dagens elektrisitetsforbruk som benyttes til oppvarming i husholdningene og tjenesteytende sektor.

g) Hvor mye av dagens elektrisitetsforbruk vil det være mulig å erstatte med geotermisk energi?

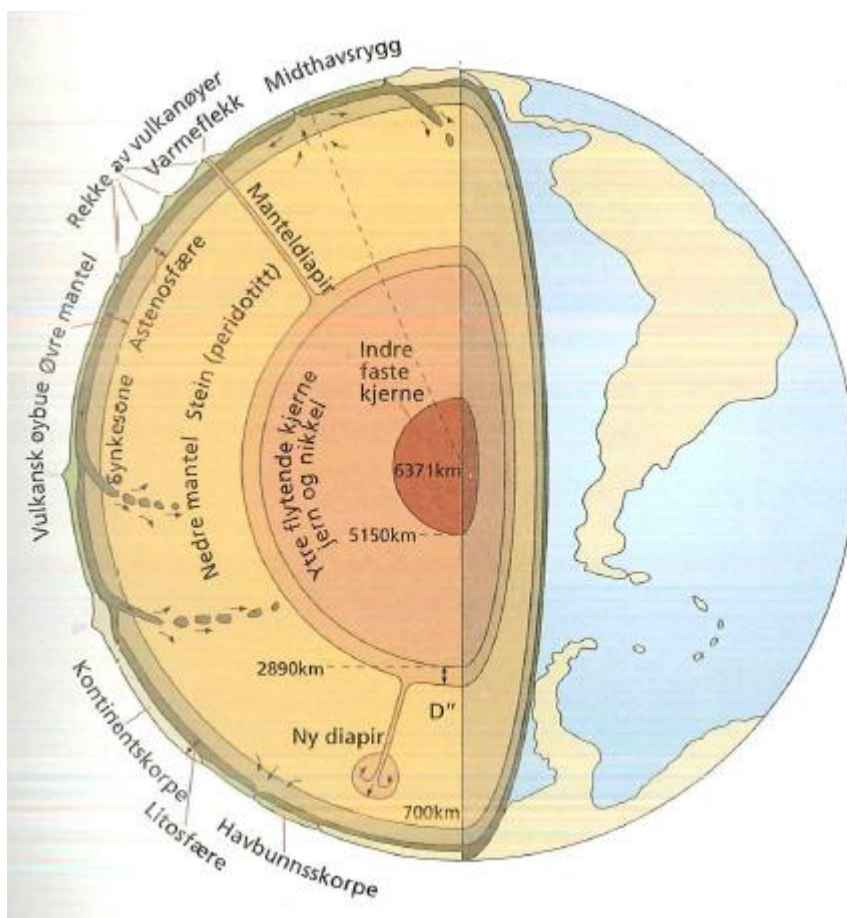
Basert på andelen elektrisitet som ble brukt til oppvarming ble det antatt hvor mye av elektrisitetsforbruket som kan erstattes av energi fra geotermiske anlegg med halvdype brønner.

2 Geotermisk energi

Geotermisk energi er et begrep som brukes om energi som er lagret i form av varme i jordas indre. Opphavet til denne energien og eksempler på hva den kan brukes til blir beskrevet i dette kapittelet.

2.1 Jordas oppbygning

I hovedsak kan jordas indre struktur deles inn i jordskorpa, mantelen og kjernen, noe som er vist i Figur 2.1. Ved hjelp av å studere seismiske bølger er det kartlagt hvordan jorda er bygd opp. Ved jordskjelv vil seismiske bølger forplante seg gjennom de ulike lagene, og ved hjelp av å studere hvordan de brytes og reflekteres kan man si hvor grensen mellom de ulike lagene ligger (Nystuen 2007).



Figur 2.1 Jordas oppbygging med kjerne, mantel og jordskorpe, og ulike fenomen som foregår i jordas indre (Nystuen 2007)

Jordskorpa er det ytterste og tynneste laget. Under havet kalles den havbunnskorpe og er i gjennomsnitt 7 km tykk. Under kontinentene kalles den kontinentalskorpe, og er omtrent 20 til 65 km tykk (Barbier 2002). Undersøkelser har vist at seismiske bølger beveger seg raskere i havbunnskorpa enn i kontinentalskorpa, noe som viser at havbunnskorpa har høyere tetthet. Det er antatt at havbunnskorpa hovedsakelig består av tunge bergarter som basalt, gabbro og diabas, mens kontinentalskorpa domineres av lette bergarter som granitt, gneis, sandstein, kalkstein og slamstein (Nystuen 2007). Temperaturen i jordskorpa kan variere fra omtrent 0 °C til rundt 870 °C (Berre 2010).

Temperaturgradienten er en størrelse som angir temperaturutviklingen innover i jorda. I den første delen er den i gjennomsnitt 30 K/km, men den varierer mye, fra omkring 10 K/km til over 100 K/km, avhengig av lokalitet. Steder med vulkansk aktivitet har de høyeste temperaturgradientene (Barbier 2002).

Det neste laget kalles mantelen og består av smeltet stein. Dette laget er omtrent 2 900 km tykt (Barbier 2002; Nystuen 2007). Det er anslått at mineralene i mantelen har et høyt jern- og magnesiuminnhold, som for eksempel peridotitt (Barbier 2002). Mantelen har ulike egenskaper ved ulike dybder, og man deler derfor mantelen inn i en øvre og en nedre del. Det foregår en del prosesser i mantelen, vist i Figur 2.1. Enkelte steder, kalt synkesoner i figuren, synker jordskorpa ned i mantelen og går i oppløsning. Andre steder kan en manteldiapir komme til overflaten, og danne en varmflekk og vulkansk aktivitet (Nystuen 2007).

Innerst ligger kjernen som har en radius på omlag 3 480 km. Den består hovedsakelig av jern og nikkell. Kjernen deles videre inn i en ytre og en indre kjerne, hvor den ytre er flytende, mens den indre er fast. Grensen mellom disse går ved omtrent 1 220 km fra sentrum av jorda (Nystuen 2007). Det er ulike antagelser for temperaturen i kjernen, fra 4 000 °C (Barbier 2002), via 5 000 °C (Nystuen 2007) til 7 000 °C (Brown & Garnish 2004).

2.2 Varme i jordas indre

Geotermisk energi er lagret under eller i jordskorpa, og er en av få såkalte fornybare energikilder som ikke har sitt hovedutspring fra sola. Energi fra sola bidrar til å varme opp den ytterste delen av jordskorpa, men hovedsakelig kommer energien fra to kilder; varme lagret i jorda fra den ble dannet, og frigjøring av energi ved nedbrytning av radioaktive stoffer i jordskorpa (Brown & Garnish 2004).

Varme strømmer ut av jorda på grunn av temperaturdifferansen mellom jordoverflaten og jordas indre. Da jorda ble dannet, ble mye kinetisk energi og gravitasjonsenergi omgjort til varme. Denne varmen gir fortsatt et lite bidrag til dagens energistrøm ut fra jorda, men er mindre betydningsfull enn varmen som frigjøres når radioaktive materialer spaltes. Thorium 232, uran 238, uran 235 og kalium 40 er radioaktive stoffer med lang halveringstid som frigjør energi når de brytes ned (Barbier 2002; Brown & Garnish 2004; Dickson & Fanelli 2004). Konsentrasjonen av radioaktive materialer varierer i de ulike bergartene. Tabell 2-1 viser en oversikt over ulike bergarters konsentrasjon av radioaktive mineraler, og hvor mye varme disse genererer.

Tabell 2-1 Konsentrasjonen av radioaktive mineraler i ulike bergarter, og varmeproduksjonen fra disse (DiPippo 2012)

Rock	Concentration			Heat generation, 10^{-6} cal/g · yr		
	U, ppm	Th, ppm	K, %	U	Th	K
Granite	4.7	20	3.4	3.4	4.0	0.9
Basalt	0.6	2.7	0.8	0.44	0.54	0.23
Peridotite	0.016	0.004	0.0012	0.012	0.001	0.0003

I granitt vil uran generere $4,1 \cdot 10^{-10}$ W/kg, thorium $5,3 \cdot 10^{-10}$ W/kg og kalium $1,2 \cdot 10^{-10}$ W/kg. Tettheten til granitt er $2,6 \text{ g/cm}^3$ (Waples & Waples 2004) noe som tilsier at granitt avgir en effekt på $2,7 \mu\text{W/m}^3$.

Årlig strømmer det omtrent 10^{21} J ut gjennom jordskorpa i form av varme fra jordas indre. Dette blir lite sammenlignet med varmestråling fra sola som er på $5,4 \cdot 10^{24}$ J. Likevel er det en betydelig andel energi som kan utnyttes på ulike måter (Brown & Garnish 2004). Den totale effekten til varmestrømmen er på omtrent $4,2 \cdot 10^{13}$ W. Til tross for at jordskorpa kun representerer 2 % av jordas volum kommer 19 % av effekten, $8 \cdot 10^{12}$ W, fra jordskorpa, siden den er rik på radioaktive isotoper. Mantelen sender ut $32,3 \cdot 10^{12}$ W, hvor $22 \cdot 10^{12}$ W kommer fra radioaktive isotoper, mens $10,3 \cdot 10^{12}$ W kommer fra nedkjøling av jorda. Kjernen bidrar med $1,7 \cdot 10^{12}$ W (Dickson & Fanelli 2004).

Varmen kan føres utover mot jordoverflata ved tre ulike prosesser; konveksjon, konduksjon og stråling. De viktigste med tanke på varmetransport i jordas indre er konveksjon og konduksjon (Barbier 2002).

Konveksjon vil si at varme beveger seg fra en plass til en annen ved hjelp av sirkulasjon i fluidet. Det er den viktigste varmeoverføringsmekanismen i væsker og gasser. Konveksjon er den mest effektive måten å overføre varme på, siden det innebærer direkte transport av materie (Barbier 2002). Man skiller mellom naturlig og tvungen konveksjon. Ved tvungen konveksjon er sirkulasjonene påtvunget av en ytre kraft, mens naturlig konveksjon er forårsaket av tetthetsforskjeller i internt i fluidet. Disse tetthetsforskjellene kan oppstå på grunn av temperaturdifferanser, og det er den naturlige konveksjonen som er viktigst med tanke på varmetransport i jordas mantel.

Termisk konduksjon er at varme overføres som kinetisk energi fra et molekyl til et annet, uten en samlet forflytning av masse. Vibrerende molekyler treffer nabomolekyler, som dermed vibrer raskere, og varmeenergi blir overført. Dette er den viktigste varmeoverføringsmekanismen i faste stoffer (Barbier 2002). Konduksjon er derfor viktig for å transportere varmen gjennom jordskorpa.

2.3 Utnyttelse av geotermisk energi

Den geotermiske energien kan utnyttes på mange ulike måter og til forskjellige formål. Varmen kan for eksempel brukes direkte til oppvarming, eller til oppvarming via varmpumper. Dersom det er høy nok temperatur, kan varmen også brukes til elektrisitetsproduksjon. Man kan også benytte geotermiske brønner til kjøleprosesser.

2.3.1 Geotermiske energisystemer

Geotermiske energisystemer kan klassifiseres på forskjellige måter. En metode er å skille etter dybden energien er lagret på, og det defineres to kategorier, grunn og dyp geotermisk energi. Den dype energien kommer fra varmeenergi som er lagret i jordas indre, og energi som frigjøres ved spaltning av radioaktive materialer i jordskorpa. Den grunne energien består i tillegg av energi som kommer fra sola, gjennom jordens overflate. Det er vanlig å beskrive brønner ned til omtrent 200 meter som grunn geotermisk energi (Fossdal et al. 2007). Brønner som er fra 3 000 meter og dypere er tradisjonelt blitt omtalt som dype geotermiske brønner. Det kan derfor være nyttig å definere en tredje kategori, halvdyp geotermisk energi. Brønner som er omtrent 1 500 meter dype kommer i denne kategorien.

En annen måte som kan være hensiktsmessig å dele den geotermiske energien inn på er basert på temperaturen til varmelageret. Det er her vanlig å dele inn i tre kategorier, høy-, mellom- og

lavtemperatur termisk energi. Høytempererte kilder defineres som varmelager på over 180 °C. Denne energien kan utnyttes direkte til produksjon av elektrisk kraft i en turbin. Kilder med temperaturer mellom 100 og 180 °C klassifiseres som mellomtempererte. De kan brukes direkte til oppvarming eller elektrisitetsproduksjon ved hjelp av binærteknologi. Binærteknologi vil si at det benyttes et medium med lavere kokepunkt enn vann som varmeveksles med varmekilden, slik at man kan produsere kraft ved lavere temperaturer. Denne metoden kalles Organic Rankine Cycle (ORC), siden man benytter et organisk fluid, for eksempel pentan eller butan. Dersom kilden har en temperatur på under 100 °C klassifiseres de som lavtempererte. Disse kan brukes til oppvarming, enten direkte, dersom kilden er varmere enn 40 °C, eller via varmevekslere (Brown & Garnish 2004; Fossdal et al. 2007).

Ofte kan det være fordelaktig å dele inn reservoarene etter entalpi istedenfor temperatur. Det er fordi temperatur alene ikke er nok til å bestemme hvor mye energi som kan utnyttes, siden en viss masse med gass under en gitt temperatur og trykk vil gi mye mer utnyttbar energi enn den samme vannmengden med de samme forholdene (Brown & Garnish 2004).

2.3.2 Historisk utvikling av geotermisk energiutnyttelse

Geotermisk energi har lenge blitt utnyttet av menneskene til ulike formål. Direkte bruk av energien ble først utviklet, og allerede fra det 8. århundret har japanere brukt varmt vann fra grunnen til rensing av kroppen. Det var vanlig å tro at de varme kildene hadde helbredende virkning. Grekerne og romerne benyttet seg også av varme kilder til medisinsk behandling og velvære. På New Zealand brukte polynesieme varme kilder til både matlaging, varme, bading, vasking og helbredelse. Det første huset som utnyttet geotermisk energi til oppvarming var i Frankrike på 1300-tallet (Barbier 2002; Brown & Garnish 2004).

Senere har også andre metoder blitt tatt i bruk for utnyttelse av den geotermiske energien. I 1892 ble det første geotermiske fjemvarmesystemet tatt i bruk i Idaho i USA (Dickson & Fanelli 2004). Islands første hus med geotermisk oppvarming ble bygget i 1909, og i dag bor 90 % av befolkningen på Island i hus oppvarmet ved hjelp av geotermisk energi, blant annet alle i hovedstaden Reykjavik (Barbier 2002).

Fra det 19. århundret gjorde teknologiutviklingen det mulig å benytte seg av varmen som var lagret i steiner og væsker under bakken ved å bore seg ned til dem. Dette førte blant annet til kraftig vekst i den kjemiske industrien i Toscana i Italia. I 1904 startet elektrisitetsproduksjon fra geotermisk energi, og i 1913 kom det første kraftverket i Larderello i Italia. Det var opprinnelig på 250 kW, men er senere utvidet og leverer nå flere hundre MW elektrisitet (Brown & Garnish 2004).

Det som kjennetegner disse stedene, hvor geotermisk varme ble tatt i bruk forholdsvis tidlig, er at varmen er lett tilgjengelig. Med hjelp av utvikling av ny teknologi, som varmpumper og varmevekslere, kan man nå også utnytte den geotermiske energien i områder hvor temperaturen er lavere.

2.3.3 Geotermisk energi i Norge

I Norge har vi et stort behov for oppvarming siden det kan være svært kaldt om vinteren. En utfordring er at de fleste tilgjengelige varmeenergikilder også er på sitt kaldeste ved dette tidspunktet. Sola skinner i kortere perioder, og luft- og vanntemperaturen er lav. Det kan derfor være lønnsomt å hente ut varme fra bakken i denne perioden. Stein, grunnvann og andre sedimenter i

bakken egner seg godt som varmelager, og temperaturen holder seg derfor stabil gjennom hele året. Selv på vinteren kan man hente ut mye energi ved hjelp av en varmepumpe. Det er også mulig å overføre overflødig varme om sommeren til dette lageret, og hente den opp igjen når det er behov (Midttømme et al. 2008).

Norge har over lang tid brukt mye elektrisitet fra vannkraft til oppvarming, noe som gjør at Norge er blant de landene i verden som bruker mest elektrisitet per innbygger. I 2009 brukte hver nordmann i gjennomsnitt omtrent 23,5 MWh (IEA 2011). Regjeringen ønsker derfor å øke mangfoldet av energikilder, slik at vi ikke blir så avhengig av vannkraften. Som et ledd i denne satsningen ble Energi21 lansert i 2008 (Midttømme et al. 2010). Energi21 vurderte ulike energikilder, og rapporten om geotermisk energi konkluderer med at geotermisk energi bør være et satsningsområde i Norge. De mener det er et stort potensial for utnyttelse av geotermisk energi i Norge ved hjelp av økt kunnskap og ny teknologi (Evensen et al. 2011).

I Norge er det hovedsakelig grunne geotermiske systemer (GGS) som er utnyttet. Årlig energiproduksjon er omtrent 3,5 TWh, og det har vært en kraftig vekst i slike systemer de siste årene. I 2008 regnet man med det var omtrent 15 000 GGS installert i Norge (Midttømme et al. 2008), mens dette tallet hadde økt til omtrent 26 000 i 2010 (Midttømme et al. 2010). De fleste av disse anleggene er små anlegg til private boliger, men Norge hadde i 2010 også omtrent 350 større anlegg for offentlige bygninger eller borettslag (Midttømme et al. 2010). Noen av disse anleggene er blant Europas største GGS, for eksempel anlegget i Nydalen i Oslo med 180 borrehull og en kapasitet på 6 MW, og et anlegg ved Akershus Universitetssykehus med 228 brønner og en kapasitet på 8 MW (Evensen et al. 2011). Over 90 % av grunnvarmeanleggene i Norge består av én U-rørkollektor i vertikale, grunnvannsfylte brønner (Midttømme et al. 2010), men det finnes eksempler på åpne system hvor man pumper opp grunnvann, blant annet anlegget ved Akershus universitetssykehus (Evensen et al. 2011).

I 2011 ble det på oppdrag fra NVE utført en kartlegging av det økonomiske potensialet for utnyttelse av grunnvarme i Norge. Oppdraget ble utført av Asplan Viak, og rapporten konkluderer med at alt varme- og kjølebehov i Norge kan dekkes av grunnvarmebaserte varmepumpeløsninger. En utfordring er at mange av byggene ikke er tilrettelagt for utnyttelse av vannbåren varmedistribusjon, noe som gjør utnyttelsen av geotermisk energi dyrere. Et alternativ kan være å benytte væske/luft varmepumper dersom vannbåren varmedistribusjon ikke er utbygd. Lite kunnskap og separate investerings- og driftsbudsjett blir også ansett som store barrierer som begrenser utnyttelsen av grunnvarme. De som bruker lokalene er ofte andre aktører enn de som bygger og eier lokalene, og det kan derfor være vanskelig å fordele den ekstra investeringskostnaden geotermiske energi medfører. I rapporten slås det fast at norsk berggrunn er godt egnet for uttak av grunnvarme (Ramstad 2011).

2.4 Miljøpåvirkning som følge av geotermisk energi

Generelt regnes geotermisk energi for å være en ren form for energi som påvirker miljøet i liten grad. Likevel kan utslipp av gass eller væsker som følge av utnyttelsen av geotermisk energi ha negative konsekvenser på miljøet. Andre konsekvenser kan være støy, landsenking og mikrojordskjelv.

Damp fra store geotermiske områder inneholder en andel ikke-kondenserbare gasser, for eksempel CO₂, H₂S, NH₃, CH₄, N₂ og H₂. Denne andelen kan variere fra 1-50 g/kg damp og karbondioksid er ofte hovedkomponenten. Dette fører til at elektrisitetsproduksjon fra geotermisk energi vil slippe ut 0,01-0,4 kg CO₂/kWh. Dette er likevel lavt sammenlignet med utslipp som følge av elektrisitetsproduksjon fra fossile brensler, hvor utslippene ligger på 0,5-1,1 kg CO₂/kWh. (Barbier 2002). Brown og Garnish hevder utslippene kan være så høye som 0,74 kg CO₂/kWh, men at gjennomsnittet er på 0,122 kg CO₂/kWh, noe som er betydelig lavere enn utslipp fra fossilbaserte elektrisitetskraftverk (Brown & Garnish 2004). Utslipp av H₂S og SO₂ kan bidra til sur nedbør, og utslippene kan være på 0,5-6,8 g/kWh. Dette er betydelig lavere enn slike utslipp fra elektrisitetsproduksjon fra olje og kull som ligger på omtrent 11 g/kWh (Barbier 2002; Brown & Garnish 2004). Damputslippene er i hovedsak knyttet til elektrisitetsproduksjon fra geotermisk energi, og vil ikke forekomme ved varmemproduksjon fra halvdype brønner i Norge.

En annen gass som kan slippes ut ved boring av geotermiske brønner er den radioaktive gassen radon som finnes naturlig i jordskorpa. I gjennomsnitt er konsentrasjonene av denne gassen 3 Bq/m³ ved jordoverflaten, men det kan variere mye fra plass til plass. I enkelte områder hvor geotermisk energi utnyttes er konsentrasjonen målt til 6 Bq/m³, men det er ikke påvist at konsentrasjonen av denne gassen har økt til mer enn bakgrunnsnivået som følge av utnyttelse av geotermisk energi (Barbier 2002).

Det er en risiko for forurensing av vann ved utnyttelse av geotermisk energi med åpne system. Vann som pumpes opp kan inneholde giftige mineraler som arsenikk, kvikksølv og bly eller betydelige mengder karbonater, silisiumdioksid eller sulfater. For å unngå at dette slippes ut og forurenser elver, innsjøer eller grunnvannet blir det som oftest pumpet tilbake til grunnen. På den måten kan man også opprettholde trykket i brønnen, noe som er gunstig for utnyttelsesgraden av den geotermiske energien som er tilgjengelig (Barbier 2002; Brown & Garnish 2004).

Støy fra boringen av brønnen og ved vedlikehold av anlegget er også en negativ miljøkonsekvens. Lydnivået kan være 90-122 dB dersom det ikke brukes støydemperer. Til sammenligning er smertegrensen satt til 120 dB (Barbier 2002). Støyproblematikken kan absolutt være reell, og førte til konflikter ved bygging av et geotermisk anlegg i Paris i 1980, men etter at et anlegg er satt i drift, vil det være lite støy fra anlegget (Brown & Garnish 2004).

Landsenking er en konsekvens som kan forekomme dersom man pumper opp grunnvannet for å utnytte den geotermiske energien. Bakken holdes oppe dels på grunn av strukturen i fjellet og dels på grunn av trykket i porene i berget. Dersom dette trykket reduseres, kan det resultere i at landet senkes. Problemet er mindre i harde bergarter og størst i områder som er vanndominert i motsetning til dampdominert (Barbier 2002). Vanligvis vil en slik landsenking være i størrelsesorden millimeter eller centimeter, men det er observert områder med en betydelig landsenking, blant annet Wairakei på New Zealand hvor landet har senket seg omtrent 15 meter fra 1950 til 2007 (Allis et al. 2009). Redusert trykk i reservoaret kan også ha en ugunstig effekt på naturlige fenomener som geysirer og varmekilder (Brown & Garnish 2004).

Økt seismisk aktivitet og mikrojordkjelv er en mulig konsekvens av geotermiske energibrønner. Det er usikkert hvor stor denne faren er, og mange geotermiske kilder er lokalisert i områder som allerede har relativt høy forekomst av seismiske hendelser. I åpne system kan vanntap føre til økt trykk i porene i fjellet, noe som i enkelte tilfeller kan føre til jordkjelv (Murphy et al. 1999). Reinjeksjon av vann til reservoarene kan bidra til å øke frekvensen av jordkjelv ved å løsne vertikale forkastninger og utløse tektoniske belastninger som er opparbeidet, men det er ikke data som tilsier at kraften av jordkjelvene øker. Reinjeksjonen kan derfor ha en positiv effekt ved å utløse flere små jordkjelv og dermed redusere spenningene som bygger seg opp. Dermed kan faren for store skadebringende jordkjelv reduseres (Barbier 2002). Ved et anlegg i Basel, Sveits, ble det målt et jordkjelv på 3,4 på Richters skala som følge av hydraulisk oppsprekking av et reservoar. Dette er den største seismiske hendelsen som er knyttet til et geotermisk anlegg (Evensen et al. 2011).

Konsekvensene ved utnyttelse av geotermisk energi vil være små sammenlignet med utslipp fra fossile brensler. Konsekvensene kan også være mindre enn ved utnyttelse av andre fornybare energikilder. Installasjonene trenger lite plass sammenlignet med solcelleparker, vindparker og vannkraftanlegg, og man er ikke avhengig av å behandle og transportere geotermisk energi over store avstander, noe som ofte er nødvendig ved utnyttelse av biomasse (Tester et al. 2006).

2.5 Konflikter i forbindelse med eiendomsrett i undergrunnen

En mulig konflikt i forbindelse med utnyttelse av geotermisk energi er ulike ønsker om hva grunnen skal benyttes til. Denne problemstillingen blir blant annet diskutert i en masteroppgave fra det juridiske fakultet ved Universitetet i Oslo. En aktuell konflikt som nevnes er den planlagte byggingen av en jernbanetunnel på Follobanen mellom Oslo og Ski. Tunnelen skal bygges under et tettbygd strøk, og vil legge beslag på store områder som dermed ikke kan utnyttes til geotermisk energi. Dette har også vært et problem ved andre jernbanetunneler, for eksempel på Vestfoldbanen (Gustavsen 2012).

En annen konflikt som kan oppstå ved utnyttelse av geotermisk energi er en konflikt mellom nabogrunneiere. En energibrønn kan komme i konflikt med for eksempel naboens kjeller, garasje, eller energibrønn (Gustavsen 2012). Siden en energibrønn henter varme ut av grunnen, vil temperaturen i fjellet rundt brønnen reduseres. Dermed oppstår det en horisontaltemperaturdifferanse som vil føre til at energi strømmer fra omliggende områder og inn mot energibrønnen. På denne måten kan en brønn hente energi fra naboens eiendom. Det bør derfor avklares hvor dypt eiendomsretten strekker seg, og hvilke regler som gjelder i forbindelse med geotermiske energibrønner.

3 Teknologier

For å utnytte den geotermiske energien trenger man en rekke ulike teknologier. I de fleste tilfeller er det nødvendig å bore seg ned til ønsket dybde for å få tilgang til varmen. Deretter trengs en kollektor for å frakte energien fra bunnen av brønnen opp til overflaten. Videre er det nødvendig med et distribusjonssystem for å føre energien til ønsket oppvarmingssted, eller et kraftverk for å omgjøre en del av energien til elektrisitet. Valg av best egnet teknologi avhenger blant annet av formålet energien skal brukes til, størrelsen på energimengden som er tilgjengelig og fjellets egne nskaper på det aktuelle området.

Siden det ikke er elektrisitetsproduksjon fra geotermisk energi i Norge, og dette faller utenfor denne oppgavens formål, vil ikke teknologier for dette formålet bli beskrevet i denne oppgaven.

3.1 Boring av brønn

Det er ulike metoder man kan benytte for å bore i fjell. De ulike teknologiene har egenskaper som gjør at de egner seg til ulike dybder og formål. Siden boreprisen er svært avgjørende for om utnyttelse av geotermisk energi er lønnsomt, er dette en viktig faktor for potensialberegningen. Det er anslått at borekostnaden kan stå for 70-80 % av de totale investeringskostnadene for et dypgeotermisk anlegg (Evensen et al. 2011). For grunnere brønner vil borekostnadene utgjøre en mindre andel, men likevel være svært viktige.

Kompetanse og erfaringer Norge har gjort i forbindelse med olje- og gassvirksomhet i Nordsjøen og vannkraft kan gi Norge et konkurransefortrinn innen internasjonal geotermisk brønnboring (Evensen et al. 2011)

3.1.1 Boring med trykkluft

Trykkluftdrevet boreutstyr med senkeborhammere er den mest brukte teknologien for boring av grunne brønner på inntil 300 meter. Dersom man bruker såkalt "boosterkompressorer" er det mulig å bore enda dypere ved hjelp av trykkluft, ned til 800-1000 meter. Det vil da kreves større maskininnsats, noe som vil gi høyere kostnader til mobilisering og drift (Evensen et al. 2011).

Boring med trykkluft er likevel den raskeste og rimeligste løsningen for brønner ned til 900 meter. Utfordringer knyttet til denne metoden er blant annet transporthastigheten av kaks i boringen når diameteren blir stor. Siden man benytter luft som spylemiddel, kan man få problemer med innsig av vann. Det er vanlig i de fleste borer, og det kan da være nødvendig med støping eller andre tiltak (Havellen et al. 2012).

En mulig løsning er å benytte en revers pneumatisk hammer. Ved å la returluft og kaks gå opp gjennom selve røret reduserer man følsomheten for vanntilsig og transportkapasiteten blir tilstrekkelig. Denne teknologien gjør det mulig å bore med liten forskjell i diameter på krone og borerør, noe som gir en stor fordel ved kollaps og gjennom problemområder. Maksimal bordiameter er 1 200 mm og 2 400 mm for henholdsvis enkle og sammensatteammersystemer. Dette kan være en metode som egner seg godt for boring ned til 1 500 meter i norske fjell (Havellen et al. 2012).

3.1.2 Andre boreteknologier

Vanntrykk kan også brukes som kraftkilde til senkehammeren. Wassara-hammeren bruker denne teknologien, og produsenten har forbedret både hammerteknologien og servicesystemene de siste 15 årene. Konseptet sliter likevel med en del utfordringer, som kort levetid for hammeren og kostbare reservedeler, men har store fordeler når det gjelder CO₂-utslipp i boreperioden, miljøaspekter, retningsstabilitet og ROP (rate of penetration) i krystalline bergarter. Siden denne teknologien benytter seg av vanntrykk som kraftkilde i stedet for lufttrykk egner den seg godt for dyp geotermisk boring (Havellen et al. 2012).

I en masteroppgave ved Luleå University of Technology av Johannes August Lindholm ble boring med vanntrykk sammenlignet med boring med trykkluft. Lindholm kom fram til at fordelene med trykkluft var at dette var en etablert teknologi, noe som gjør at man vet hva man får, og er trygg på at det fungerer. Boringen var dessuten raskere, og på grunn av mange aktører i markedet er prisen på denne teknologien presset. En ulempe knyttet til trykkluft var innsynkingsproblemer ved boring i sensitive områder. Ved å pumpe trykkluft ned i bakken kan man få innsynkingsproblemer i underjordiske formasjoner. Et annet problem er knyttet til innsig av vann i fjell med høyt vanninnhold. Andre ulemper er knyttet til kompressoren. Den er dyr i drift og kan forårsake ulykker for eksempel ved at de tar fyr (Lindholm 2011).

En fordel med vanntrykkteknologien var at man kom ned til den forutbestemte dybden. At dette er en fordel må nødvendigvis bety at dette ikke er tilfelle ved alle boreteknologier. Andre fordeler var at denne teknologien ikke skader sensitive områder, og det er mindre fare for personskader. En klar ulempe ved å bruke vanntrykk er at man er avhengig av å ha vann i nærheten, enten i form av åpent vann eller en brannhydrant. Dette begrenser bruksområdene. Videre er det et problem at vannet kan fryse. Man kan bore selv om det er minusgrader, men man må tilse at det ikke blir stående vann i rør når utstyret ikke er i bruk. Andre ulemper er knyttet til boretiden og tilgjengeligheten av reservedeler og leveringstiden av disse (Lindholm 2011).

Ved hjelp av en diamantborekrone kan man uten store problemer bore seg ned til 2000-2500 meter de fleste steder i Norge. Dette er en teknologi som er brukt over lengre tid til å bore dype hull. Slike hull kan brukes til å gjøre målinger for å finne blant annet temperaturgradienter og spenningsfelt, men på grunn av liten diameter, maksimalt 2" som tilsvarer 51 mm, kan ikke hullene brukes til energiuttak. Selv om diamantboring regnes som en kostbar metode, vil kostnaden ved slik boring være liten sammenlignet med boring av store diametre, større enn 110 mm, ved store dyp. Dette kan derfor benyttes som et trinn i å finne ut om en aktuell plassering egner seg for en energi-brønn (Havellen et al. 2012).

3.1.3 Utfordringer ved boring av brønnen

Dersom man borer gjennom sedimentære bergarter hvor det kan befinne seg olje og gass, kreves det en del ekstra tilrettelegging i form av bedre behandling av borevæske, sikkerhetsutstyr mot utblåsing og beskyttelse av eventuelle grunnvannskilder. Dette trenger man ikke å ta hensyn til ved boring i norsk grunnfjell, siden det er lav risiko for olje- og gassforekomster. Dersom det er grunnvannskilder i området, kan det likevel være nødvendig med fôringsrør for den øverste delen av brønnen. Dette kan også sikre hullet mot utrasing. Det vil derfor være behov for videreutvikling av boreutstyr spesialisert for geotermiske rigger som kan takle disse utfordringene (Evensen et al. 2011).

Sammenlignet med boring av brønner for olje- og gassutvinning, er boring av geotermiske brønner ofte vanskeligere siden fjellet ofte hardere, mer omdannet eller vulkansk. Temperaturen i fjellet kan ofte være høyere, noe som også kan bidra til å vanskeliggjøre prosessen (Barbier 2002).

For dype geotermiske anlegg med kollektor bestående av styrte boregrener mellom brønnene, se kapittel 3.2.3, er det utfordringer knyttet til boringen av disse grenene. Dette krever svært nøyaktig retningsboring på store dyp. Presist retningsboringsutstyr er fullt utviklet for Nordsjøen med hulldimensjoner ned til 8½", som tilsvarer 216 mm, men varmevekslerne trenger ikke så store diametre. Det bør derfor videreutvikles teknologi for denne typen formål (Evensen et al. 2011).

Valg av borekrone er en annen utfordring. For boring til store dyp er det viktig med borekroner som har høy penetrasjonsevne og tåler lange distanser. På den måten reduserer man behovet for den tidkrevende prosessen det er å skifte borekroner. Forskning på dette området bidrar til at dette stadig forbedres (Evensen et al. 2011).

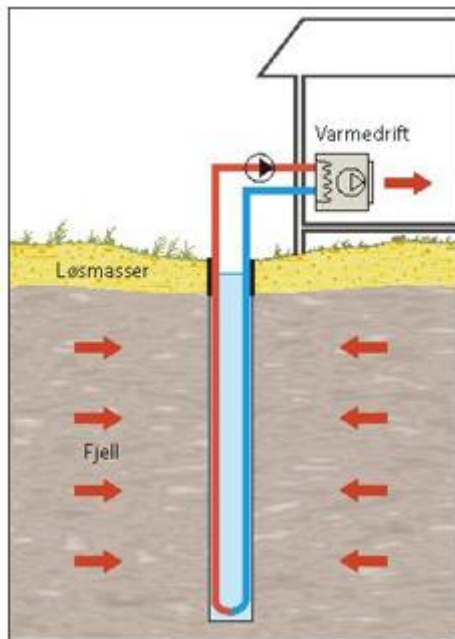
3.2 Energooverføringsystemer

Det er utviklet ulike metoder for å utnytte den geotermiske energien. Avhengig av brønndybde, grunnfjellstemperatur og geologi i området, velges den best egnede metoden for å få tilgang til energien. Anleggene kan bestå av enten åpne eller lukkede systemer. Åpne system utveksler masse, i denne sammenhengen vann, med omgivelsene, mens i lukkede system sirkulerer væsken i en lukket krets. Her presenteres noen av metodene for utnyttelse av geotermisk energi, og det legges mest vekt på energiutnyttelse fra halvdype brønner.

3.2.1 Grunnvarme

Energibrønner ned til omtrent 250 meters dyp omtales som grunnvarme. I slike system utnyttes lavtemperaturrenergi i den øvre del av jordskorpa. Energien er hovedsakelig solenergi som er lagret i fjell og grunnvann. Temperaturen ved denne dybden er som regel lav, 4-8 °C, og man bruker varmepumper for å øke temperaturen til ønsket nivå, slik at energien kan benyttes til oppvarming. Slike systemer kan også benyttes for kjøling ved å sende energi tilbake til bakken. På denne måten kan grunnen brukes både som varmekilde og varmesluk, og man kan lagre energien slik at den kan utnyttes ved behov (Evensen et al. 2011; Fossdal et al. 2007).

Et grunnvarmesystem kan enten være åpent eller lukket. I et lukket system, vist med vertikal kollektor i Figur 3.1 og horisontal kollektor i Figur 3.2, sirkulerer en frostvæske i en lukket sløyfe mellom varmekilden og varmepumpens fordampere. I et åpent system, vist i Figur 3.3, pumper man derimot opp grunnvann som man utnytter som varmekilde ved varmepumpens fordampere (Fossdal et al. 2007).



Figur 3.1 Grunnvarme i fjell med lukket kollektor (Bergvarme 2008)

Borehullet for en grunnvarmebrønn har normalt en diameter på 115 eller 139 mm, og dybden kan variere fra 100 til 250 meter. Som vist i Figur 3.1 blir kald væske sendt ned i brønnen, energiveksler med fjellet, og pumpes opp. En varmepumpe er nødvendig for at vannet skal oppnå ønsket temperatur. Effekttaket man kan forvente fra den væskefylte delen av en slik brønn er omtrent $30 \pm 10 \text{ W/m}$ ved bruk til oppvarming (Ramstad 2011).

Fordeler med grunnvarme med vertikal kollektor er blant annet at det kan etableres over hele Norge, er driftssikkert og har lang levetid. Grunnvarme kan brukes for anlegg fra 6 kW til flere MW, og kan derfor etableres nær bruker uten behov for lange overføringsnett for å disponere energien til forbruker. Siden grunnfjellstemperaturen er stabil over hele året kan man forvente stor effekt- og energisparing i forhold til luft-til-luft varmepumper på de kaldeste dagene (Ramstad 2011). Stabile drifttemperaturer fører til mindre termiske spenninger, noe som vil bidra til å forlenge levetiden til varmepumpene.

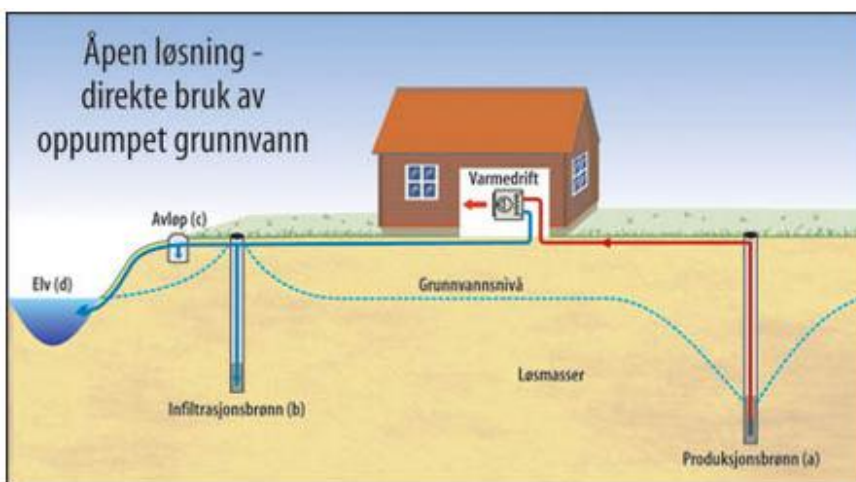
Ved jordvarme benyttes en horisontal kollektor for utnyttelse av grunnvarmen. Det legges da kollektorslanger dirkete i løsmassene, som vist i Figur 3.2. Grøftene kan være fra 0,5-2,0 meter dype, og avstanden mellom hver grøft er 1-2 meter. Man kan da forvente et effekttak på 15-30 W per meter kollektorslange, dette avhenger av jordtypen. Jord med høyt fuktinnhold vil være fordelaktig. Det er viktig at slangene legges på en slik måte at det ikke oppstår skader på hus i forbindelse med fryse- og tineprosesser. Jordvarme er en del billigere enn grunnvarme fra fjell, men det krever større areal. Slike anlegg egner seg derfor best hvor det er et relativt lavt varmebehov og store areal tilgjengelig, for eksempel ved eneboliger (Ramstad 2011).



Figur 3.2 Jordvarmekollektor (Ramstad 2011)

I Figur 3.3 vises en grunnvarmeløsning med åpen kollektor. Det vil si at man har et åpent system hvor vann utveksles med omgivelsene. Grunnvann pumpes opp i produksjonsbrønnen (a) og energi hentes ut ved hjelp av varmepumpen. Returvannet sendes ut enten ved hjelp av en infiltrasjonsbrønn (b), via et avløp (c) eller ut i et åpent vassdrag (d) (Ramstad 2011).

Dersom geologien og hydrologien i området er egnet, vil åpen kollektor være en hensiktsmessig måte å hente ut varme på. Brønnen trenger bare å være 10-40 meter dype, noe som reduserer borekostnadene. Siden man henter energien direkte fra vannet er det en effektiv løsning. Med et vannuttak på $10 \text{ m}^3/\text{time}$ vil effekten være på $11,6 \text{ kW}$ for hver Kelvin temperaturen endres. Utfordringer til denne utnyttelsesteknologien er at det kreves relativt detaljerte forundersøkelser for å finne ut om det er gunstige forhold, god nok vannkvalitet og høy nok grunnvannstemperatur (Ramstad 2011).



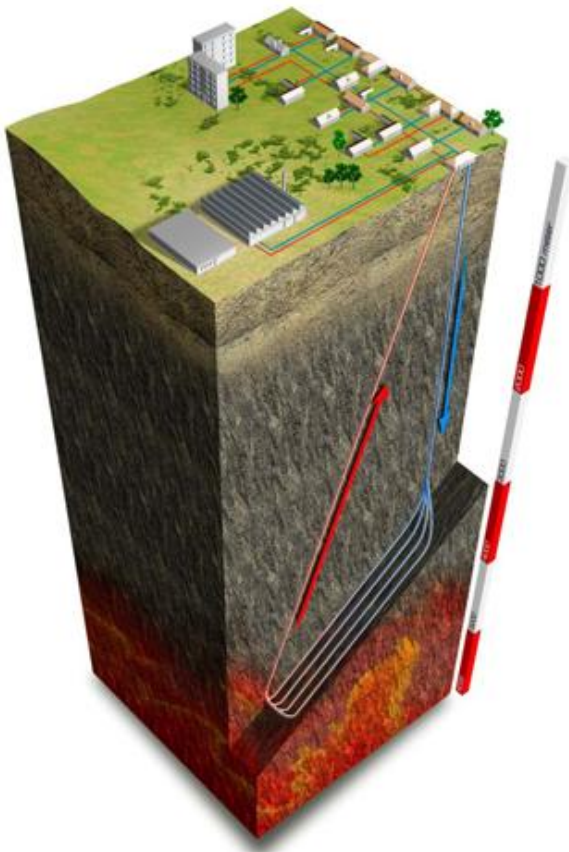
Figur 3.3 Grunnvarme med åpen kollektor. Energien hentes ut ved hjelp av å bruke varmepumpe på vannet som pumpes opp fra produksjonsbrønnen (a). Deretter sendes returvannet ut enten ved en infiltrasjonsbrønn (b), i et avløp (c) eller ut i et åpent vassdrag (d) (Grunnvannsvarme 2008)

3.2.2 Naturlige geotermiske system

Sedimentære porøse bergarter kan inneholde varme grunnvannskilder på dyp ned til 3000 meter. Det kan dreie seg om superkritisk vann nær magmaforekomster, grunnvannskilder med svært høyt trykk eller varme grunnvannskilder som er lokalisert offshore. Denne ressursen er gunstig med tanke på utnyttelse av geotermisk energi, og Island er et eksempel på et land som har kommet langt i utnyttelsen av denne energikilden. Dessverre for Norge er det svært lite potensial for denne typen systemer i det norske grunnfjellet. Selv om det er påvist varme vannførende reservoarer på norsk kontinentalsokkel, og varme kilder nær overflaten på Svalbard (Evensen et al. 2011), beskrives ikke denne teknologien videre i denne oppgaven.

3.2.3 Hot Dry Rock

En metode for å utnytte den dype geotermiske energien i fjell med lav permeabilitet kalles Hot Dry Rock (HDR). Med hjelp av denne metoden kan man hente opp varme fra flere tusen meters dyp. Et anlegg består av en injeksjonsbrønn, en varmeveksler og en abstraksjonsbrønn, noe som vises i Figur 3.4. Metoden går ut på at kald væske sendes ned i en brønn, strømmer gjennom varmeveksleren og energivekser med fjellet før det pumpes opp i abstraksjonsbrønnen. Det er viktig at varmevekslingsområdet er stort nok til å kunne driftes bærekraftig. Det vil si at vannet kan ta til seg nok varme, samtidig som området opprettholder ønsket temperatur (Tester et al. 2006).



Figur 3.4 Hot Dry Rock teknologien. Kaldt vann strømmer ned en injeksjonsbrønn, gjennom varmeveksleren og opp abstraksjonsbrønnen (*Technology* 2013)

Kollektorens varmeveksler kan lages på ulike måter, enten via sprekker i fjellet eller ved hjelp av flere grenrør mellom brønnene, som vist i Figur 3.4. Med hjelp av styrt boring kan man lage et lukket system slik at væsken kan strømme gjennom grenrørene og energiveksle med fjellet. Man slipper

problemer knyttet til uforutsigbare sprekkdannelser, og metoden gjør at man kan utnytte alle reservoar mellom to brønner (Havellen et al. 2012). I et lukket system slipper man problemer med vanntap og faren for forurensning er liten. utfordringer ved denne metoden er de strenge kravene til retningsboringen for å koble sammen injeksjonsbrønnen og abstraksjonsbrønnen, se kapittel 3.1.3.

I enkelte områder er det naturlige sprekker, og man kan da benytte en åpen kollektor. Væsken strømmer fra injeksjonsbrønnen, gjennom sprekke og til abstraksjonsbrønnen. Antallet slike naturlige sprekksystemer er ofte lavt langt nede i krystalline bergarter, og systemene har økt risiko for sirkulasjonssvikt, noe som kan redusere effektiviteten av energiuttaket (Havellen et al. 2012). For å redusere dette problemet, eller benytte denne løsningen i områder uten naturlige sprekker, kan man lage sprekker i fjellet, som væsken kan sirkulere gjennom.

Det er viktig at strømningsmotstanden er lav og at overflatearealet mellom kollektorvæsken og fjellet er stort. På den måten kan store væskemengder strømme gjennom og mye energi kan hentes ut av fjellet. Sprekkene kan dannes ved å pumpe vann ned i brønnen under høyt trykk. Dette er den mest brukte metoden for å lage en varmeveksler (Baria et al. 1999). Ved hjelp av seismiske bølger kan man lokalisere de nye sprekke, og man kan da bore en abstraksjonsbrønn i ytterkant av dette området (Evensen et al. 2011).

Utfordringer ved denne metoden for å lage varmeveksleren er knyttet til problemer med feil beregning av korrekt stressfelt ved reservoaret for å danne sprekker, seismiske problemer, for eksempel jordskjelv ved overflaten, og lukking av sprekker (Havellen et al. 2012).

Impedansen, definert som trykkforskjellen mellom injeksjonsbrønnen og abstraksjonsbrønnen delt på gjennomstrømningsraten, er en viktig parameter for åpne system. Tre faktorer er med på å påvirke denne parameteren. En komponent er friksjonsmotstanden til strømmingen gjennom de to brønnene, og denne er relativt liten. Den faktoren som gir det største bidraget kommer av strømningsmotstanden gjennom varmeveksleren. Den tredje faktoren avhenger av væsketemperaturen i brønnen, og bidrar til å redusere impedansen. Ved oppstart vil væsketemperaturen i de to brønnene være lik, og dermed vil væsken være like tung og gi likt trykk. Når væsken starter å sirkulere vil temperaturen i abstraksjonsbrønnen øke i forhold til temperaturen i injeksjonsbrønnen. Siden varm væske er lettere enn kald, vil dette føre til en trykkforskjell i de to brønnene, og impedansen reduseres. Det oppstår en slags termosifongeffekt som reduserer pumpebehovet (Murphy et al. 1999).

Vanntapet, forskjellen i strømningsrate mellom injeksjonsbrønn og abstraksjonsbrønn, er en annen viktig parameter. Vanntapet påvirkes av permeabiliteten til fjellet. Med lav permeabilitet vil vanntapet være lite, men dersom fjellet har høy permeabilitet, kan det føre til store vanntap. Vanntap kan øke trykket i porene i fjellet, noe som i enkelte tilfeller kan føre til jordskjelv (Murphy et al. 1999).

3.2.4 Halvdype brønner

Halvdype brønner defineres som brønner ned til omtrent 1 500 meter. I Norge vil temperaturen ved denne dybden være så lav at det er produksjon av lavtemperert varme som vil være aktuelt. Det er ingen slike anlegg i drift i Norge per dags dato.

Fordelen med halvdype brønner sammenlignet med grunne brønner er at de gir høyere temperatur på kollektorvæsken opp av brønnen. Dette vil kunne redusere investeringskostnadene siden det kreves færre brønner, noe som igjen er arealbesparende. Sammenlignet med dyp geotermisk energi er fordelene knyttet til kostnadene ved etablering av anlegget samt at man kan benytte eksisterende teknologi.

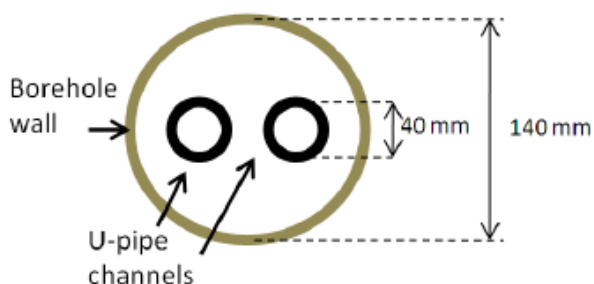
Siden dette er en ny måte å utnytte geotermisk energi på, er det ingen standardiserte løsninger for utnyttelse av denne formen for geotermisk varme. Ulike kollektorer kan benyttes, og valg av kollektortype vil blant annet påvirke diameteren på brønnen som igjen kan påvirke hvilken boreteknologi som er den gunstigste.

I dette kapittelet beskrives kollektorerutforminger og -materialer, som kan benyttes for å utnytte den geotermiske energien fra halvdype brønner. Formålet med kollektoren er å bringe energien fra bunn av brønnen og opp til overflaten. Kollektoren er avgjørende for anleggets effektivitet, siden den påvirker temperaturen på kollektorvæsken opp av brønnen og evnen kollektorvæsken har til å energiveksle med fjellet.

Etanol, vann, glykol og lake er eksempler på væsker som kan benyttes som kollektorvæsker. I nordiske land er den vanligste kollektorvæsken en frostvæske blandet av vann og etanol. Dette er for å hindre at kollektorvæsken fryser (Acuña & Palm 2010).

3.2.4.1 Kollektorutforming for halvdype brønner

Ulike kollektorutforminger kan benyttes i en energibrønn. For anlegg med kun en brønn er det vanligst å benytte en U-rørkollektor bestående av to rør som er koblet sammen i bunn av brønnen. Kollektorvæsken strømmer ned det ene røret og opp det andre, mens den energiveksler med fjellet. For å oppnå høy temperatur på kollektorvæsken og god effektivitet på anlegget er det viktig med god energiveksling mellom grunnfjell og kollektorvæske. 1 K mer inn til fordampere på varmepumpen representerer en forskjell på + 2-3 % i kondensatorutbytte. Det er derfor viktig at temperaturdifferansen mellom fjellet og kollektorvæsken blir så liten som mulig. Kostnadene ved installasjonen er selvfølgelig også viktig med tanke på å gjøre anlegget konkurransedyktig. Et tverrsnitt av en U-rørkollektor vises i Figur 3.5 (Acuña & Palm 2010).



Figur 3.5 Illustrasjon av tverrsnittet til en U-rørkollektor (Acuña & Palm 2010)

Den termiske motstanden, R_b , for en brønn, forteller noe om hvor lett kollektorvæsken energiveksler med berget. For å få høyest mulig effekt er det ønskelig med en så lav R_b som mulig. Med lav termisk motstand kan kollektorvæsken ta til seg energi fra fjellveggen selv ved lav temperaturforskjell mellom væsken og berget. Det er også viktig å begrense energiovergangen fra den varme væsken opp av brønnen, og den kalde væsken på vei ned. Ved å øke strømningshastigheten reduseres dette tapet. For en U-rørkollektor er R_b -verdien noe høyere enn man kunne forventet på grunn av lav

termisk konduktivitet i rørene, energioverføring mellom de to rørene og ugunstig plassering av rørene i forhold til brønnveggen (Acuña & Palm 2010).

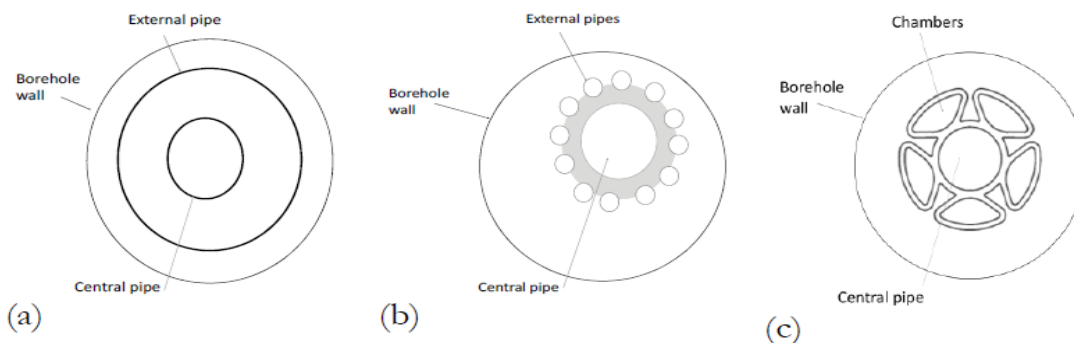
En brønn kan ha en eller flere U-rør for å hente energi ut av fjellet. Man kan også variere hva brønnen fylles med rundt kollektoren. I USA og Sentral-Europa er det vanlig å fylle brønnene med bentonitt, betong, kvartssand eller lignende, mens de i Nord-Europa oftest fylles med grunnvann (Hellström 1998). Valg av fyllmasse vil påvirke den termiske motstanden.

Det er gjort flere undersøkelser hvor man forsøker å finne den mest gunstige løsningen for valg av fyllmasse og utforming av brønnene. Ved å bruke en fyllmasse med gode termiske egenskaper og klips, for å holde rørene fra hverandre og nær fjellveggen, kan U-rørkollektorenes effektivitet forbedres vesentlig. På denne måten kan samme mengde energi hentes ut fra en grunnere brønn hvor temperaturen i berget er lavere. Dette bidrar til å redusere investeringskostnadene (Bose et al. 2002).

U-rørkollektorer vil likevel være uegnet i halvdype brønner siden de er uforholdsmessig kostbare og uegnet på grunn av trykktapet. De må også oppdimensjoneres, noe som bidrar til ytterligere kostnadsøkning (Huus-Hansen 2013).

Et alternativ er å benytte en koaksialkollektor, se Figur 3.6. En slik utforming vil gi fordeler i form av økt kontaktflate mellom kollektorvæsken og fjellveggen, og liten termisk kontakt mellom kanalene (Acuña & Palm 2010). Den lave termiske kontakten mellom rørene kan man få ved god isolasjon. Dersom man isolerer det ene røret i en U-rørkollektor, vil kun det ene røret energivexle med fjellet, og effekten reduseres. I en koaksialkollektor kan det indre røret isoleres uten at det påvirker kollektorens evne til å ta til seg varme fra fjellet (Platell 2006). På denne måten kan man ved gode materialvalg oppnå lav termisk motstand mellom kollektorvæsken på vei ned i brønnen og fjellveggen, men høy termisk motstand mellom kollektorvæsken på vei opp av og ned i brønnen.

En koaksialkollektor kan ha ulike utforminger, noen eksempler er vist i Figur 3.6. Figur 3.6 (a) viser en rør-i-rørkollektor, bestående av et sentralrør omgitt av et ytterrør. Kollektorvæsken kan da strøme i det indre røret, og i mellomrommet mellom de to rørene. Figur 3.6 (b) viser et fler-rørssystem bestående av et sentralrør og flere mindre selvstendige ytterrør. Rørene vil da være sammenkoblet i bunnen av brønnen. Fler-kammersystemet vises i Figur 3.6 (c) og er nokså likt fler-rørssystemet, men i motsetning til fler-rørssystemet er alle rørene en del av samme rørstruktur.



Figur 3.6 Illustrasjoner av ulike typer koaksialkollektorer (Acuña 2013)

Man kan benytte en åpen kollektorløsning bestående av et rør i midten av brønnen, og hvor fjellveggen selv fungerer som ytterrør. På denne måten oppnås svært god kontakt mellom fjellet og kollektorvæsken, noe som gir lav termisk motstand (Acuña 2013). Ulempene med en slik løsning kan være økt friksjonstap som følge av ru brønnvegg og forurensing. Forurensing kan inntreffe ved at kollektorvæsken lekker ut i omgivelsene eller at den absorberer ugunstige stoffer fra omgivelsene.

En annen vesentlig fordel med en åpen kollektorløsning er at det blir brukt mindre materialer, noe som vil redusere prisen.

Det er gjort flere undersøkelser som viser at koaksialkollektorer kan ha meget lave termiske motstander ved riktig utforming og strømningshastighet (Acuña 2013).

3.2.4.2 Kollektormateriale for bruk i halvdype brønner

I tillegg til riktig utforming er materialvalget viktig for kollektorens egenskaper. Det mest brukte materialet i kollektorer er polyetylen med middels tetthet (PEM), men det er også laget kollektorer av rustfritt stål, kobber, PVC og andre plasttyper (Acuña 2013). For å sikre høy temperatur på kollektorvæsken er det viktig med god isolasjon mellom væsken på vei opp og ned i brønnen. Ved halvdype brønner vil temperaturforskjellen mellom væskestrømmene være større enn ved grunne brønner, noe som øker isolasjonskravet. PEM har termisk ledningsevne, k -verdi, på omtrent $0,4 \text{ W/m K}$. Ved å benytte materialer med lavere k -verdi vil man få høyere temperatur på kollektorvæsken opp av brønnen, noe som vil øke brønnenes effekt.

Tynne rør er ofte mindre stive enn tykke rør, noe som vil være en fordel når kollektoren skal plasseres ut. Ved installering av kollektoren er det vanlig å ha rørene på spoler før de føres ned i brønnen. Tykke, stive rør er vanskelige å få på spoler, og må derfor sveises sammen på stedet. Det fører til at installeringen tar lenger tid og blir kostbar. Ved valg av materialer er det derfor viktig å ta hensyn til isolasjonsevne målt mot tykkelse og stivhet, slik at det lar seg gjøre å rulle rørene på spoler for å plassere dem ut.

Dersom det benyttes en kollektorvæske som har høyere tetthet enn vann, for eksempel glykol, vil det bli et høyt indre trykk i kollektoren. Kollektormaterialet må tåle dette trykket, og det kan føre til at man må benytte dyrere materialer med dårligere termiske egenskaper.

I arbeidet med oppgaven ble det kontaktet en leverandør av plastrør som kunne levere rør med k -verdi på $0,1 \text{ W/m K}$, dette vil videre bli omtalt som et Calorwell-rør. Den lave k -verdien vil gjøre at man trenger betydelig tynnere rør for å oppnå samme eller bedre temperatur på kollektorvæsken opp av brønnen. Dette materialet er ikke så stivt, og man kan da benytte spoler når kollektoren skal installeres. Ved samme isolasjonsevne som et PEM-rør vil et Calorwell-rør være omtrent 50 % lettere, noe som vil redusere transportkostnadene siden man kan frakte mer rør på en spole.

For å sammenligne og se på viktigheten av ulike k -verdier for materialene ble det i forbindelse med oppgaven gjort noen forenklete beregninger. I utregningene ble et tradisjonelt PEM-rør med k -verdi på $0,4 \text{ W/m K}$ sammenlignet med et Calorwell-rør med k -verdi $0,1 \text{ W/m K}$.

Den termiske energien som går tapt mens kollektorvæsken strømmer opp fra bunnen av brønnen avhenger av den termiske motstanden, R , til innerrøret i kollektoren. Den termiske motstanden avhenger av tre ledd:

R_1 : konveksjonsmotstanden mellom kollektorvæsken og det indre arealet til innerrøret i kollektoren

R_2 : konduksjonsmotstand gjennom røret

R_3 : konveksjonsmotstand mellom kollektorvæsken og det ytre arealet til røret

De ulike motstandene kan beregnes ved hjelp av Formel 3-1, Formel 3-2 og Formel 3-3 (Sonntag & Borgnakke 2005).

$$R_1 = \frac{1}{h_1 2\pi r_1 l} \quad \text{Formel 3-1}$$

$$R_2 = \frac{\ln \frac{r_1}{r_2}}{2\pi k l} \quad \text{Formel 3-2}$$

$$R_3 = \frac{1}{h_2 2\pi r_2 l} \quad \text{Formel 3-3}$$

hvor

h_1 : indre konveksjonskoeffisient

h_2 : ytre konveksjonskoeffisient

r_1 : indre radius

r_2 : ytre radius

l : lengden av røret

k : rørmaterialets termisk ledningsevne

Konveksjonskoeffisientene h_1 og h_2 beregnes ved Formel 3-4 (Sonntag & Borgnakke 2005).

$$h = \frac{Nu k}{D} \quad \text{Formel 3-4}$$

hvor Nu er Nusselts tall og D er rørets diameter.

For turbulent strømning i og utenfor et rør avhenger Nusselts tall av Reynolds tall, Re , og Prandtl's tall, Pr , som uttrykt i Formel 3-5 (Sonntag & Borgnakke 2005).

$$Nu = 0,023 Re^{0,8} Pr^{0,33} \quad \text{Formel 3-5}$$

Reynolds tall for strømning i et rør beregnes etter Formel 3-6 (Sonntag & Borgnakke 2005).

$$Re = \frac{\rho v D}{\mu} \quad \text{Formel 3-6}$$

hvor ρ er kollektorvæskens tetthet og v er strømningshastigheten.

Prandtl's tall avhenger av kinematiske viskositet og termiske diffusivitet og kan finnes som en tabellverdi.

Strømningshastigheten kan beregnes ved hjelp av kontinuitetsligningen uttrykt i Formel 3-7

$$\frac{\dot{m}}{\rho} = A'v \quad \text{Formel 3-7}$$

hvor A' er tverrsnittsarealet til strømmingen og \dot{m} er massestrømmen gitt i kg/s gjennom kollektoren.

Sammenhengen mellom den totale termiske motstanden R og den totale varmeoverføringskonstanten U er gitt ved Formel 3-8 (Stubblefield et al. 1996).

$$\frac{1}{UA} = \frac{1}{R} \quad \text{Formel 3-8}$$

hvor R er summen av R_1 , R_2 , og R_3 og A er overflatearealet til røret.

Effekten, \dot{Q} , som kollektorvæsken avgir fra bunnen til toppen av brønnen er da gitt som Formel 3-9.

$$\dot{Q} = UA LMTD \quad \text{Formel 3-9}$$

hvor $LMTD$ er midlere logaritmisk temperatur uttrykt ved Formel 3-10.

$$LMTD = \frac{\Delta T_A - \Delta T_B}{\ln \frac{\Delta T_A}{\Delta T_B}} \quad \text{Formel 3-10}$$

hvor ΔT_A og ΔT_B er differansen mellom kollektorvæsketemperaturen i innerrøret og temperaturen på utsiden av røret ved henholdsvis topp og bunn av brønnen.

En annen måte å beregne effekten kollektorvæsken avgir fra bunnen til toppen av brønnen er gitt ved Formel 3-11.

$$\dot{Q} = \dot{m}C_p\Delta T \quad \text{Formel 3-11}$$

hvor C_p er spesifikk varmekapasitet for kollektorvæsken og ΔT er temperaturfallet fra bunnen av brønnen til toppen.

Temperaturen på utsiden av røret vil stige ved økende dybde, men for å forenkle beregningen ble det antatt et "verst tenkelig tilfelle" med konstant ytre temperatur på 5 °C. Videre ble det antatt en massefluks, \dot{m} , på 2 kg/s og at kollektorvæsken var vann med spesifikk varmekapasitet, C_p , på 4,18 kJ/kg. Brønnens diameter ble satt til 140 mm, og innerrørets ytre diameter ble satt til 70 mm. Deretter ble det beregnet hvilken U -verdi som var nødvendig i to ulike tilfeller hvor man i det første tillot et temperaturfall fra bunnen til toppen av brønnen på 2 °C, og i det andre tilfellet 4 °C. Kollektorvæsketemperaturen i bunn av brønnen ble satt til 15 °C.

Videre ble det beregnet hvor tykt et PEM-rør og et Calorwell-rør må være for å oppnå den beregnede U -verdien. Dette ble gjort ved å anta at konduksjonsmotstanden R_2 var betydelig større enn konveksjonsmotstandene R_1 og R_3 .

Da veggtykkelsene var beregnet, ble konveksjonsmotstandene R_1 og R_2 inkludert, og kollektorvæsketemperaturen på toppen av brønnen ble beregnet ved den gitte tykkelsen når man også tok hensyn til konveksjonsmotstanden.

Resultatene fra beregningene vises i Tabell 3-1 og Tabell 3-2.

Tabell 3-1 Resultater av beregningene av veggtykkelsen til et Calorwell-rør og et PEM-rør ved 2 °C temperaturtap

Temperaturtap 2 °C	Calorwell	PEM
k-verdi [W/m K]	0,1	0,4
U-verdi [W/m ² K]	5,7	5,7
Indre rørdiameter [mm]	42	9
Strømningshastighet opp [m/s]	1,4	29,6
Kollektorvæsketemperatur topp [°C]	13,1	13,1
Veggtykkelse [mm]	14	30

Tabell 3-2 Resultater av beregningene av veggtykkelsen til et Calorwell-rør og et PEM-rør ved 4 °C temperaturtap

Temperaturtap 4 °C	Calorwell	PEM
k-verdi [W/m K]	0,1	0,4
U-verdi [W/m ² K]	12,9	12,9
Indre rørdiameter [mm]	56	29
Strømningshastighet opp [m/s]	0,8	3,0
Kollektorvæsketemperatur topp [°C]	11,4	11,5
Veggtykkelse [mm]	7	21

Beregningene viser at man med en k-verdi på 0,1 W/m K sammenlignet med en k-verdi på 0,4 W/m K kan benytte et betydelig tynnere rør for å oppnå samme isolasjon. Kollektorvæsketemperaturen på toppen av brønnen vil være omtrent den samme om man regner med eller uten konveksjonsmotstand, spesielt når det benyttes tykke rør. Dette kommer av at tykkere rør har høyere konduksjonsmotstand, og konveksjonsmotstanden blir dermed relativt mindre.

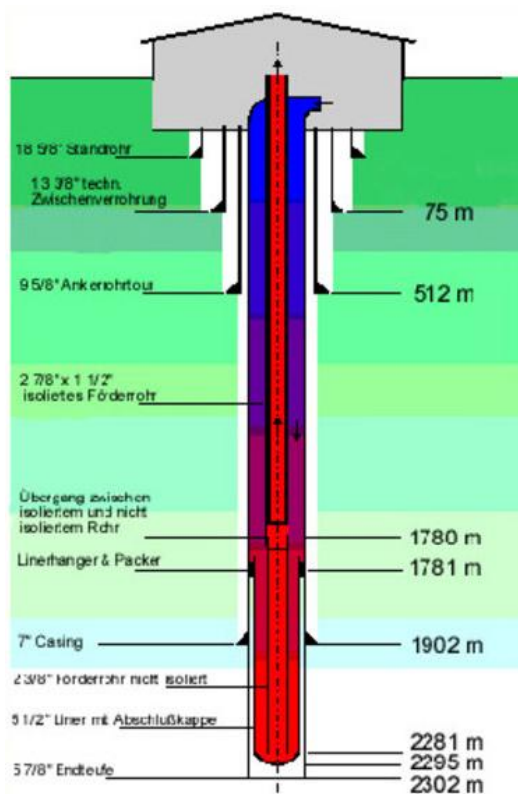
Det er verdt å merke seg at dersom man tillater et temperaturtap på bare 2 °C vil PEM-røret være 30 mm tykt, noe som igjen fører til et lite tverrsnittsareal og dermed en høy strømningshastighet. Dersom man skulle brukt så tykke rør måtte man derfor ha økt den ytre diameteren for og redusert strømningshastigheten. Det vil imidlertid ikke være reelt at så tykke rør benyttes.

Siden temperaturen på utsiden av røret i realiteten vil være høyere ved bunnen av brønnen, vil det ikke kreves like tykke rør som det vises i disse utregningene. Typisk tykkelse for rør som blir brukt er omtrent 4,5 mm. Beregninger utført av Henrik Holmberg ved NTNU viser at et 4,5 mm tykt rør med k-verdi 0,1 W/m K vil gi et temperaturfall på 2 °C fra 13,5 til 11,5 °C.

De samme formlene kan også vise at strømningshastigheten er avgjørende for varmetapet kollektorvæsken opplever mens den strømmer opp av brønnen. For situasjonen hvor man tillater et temperaturfall på 2 °C vil man ved å øke massefluksen til 4 kg/s redusere den nødvendige tykkelsen på et Calorwell-rør fra 14 til 8 mm.

3.2.4.3 Jordenergisonde

En jordenergisonde er et eksempel på en koaksialkollektor med et lukket system for utnyttelse av geotermisk energi. Dette systemet består av en brønn med ett inner- og ett ytterør. Den kalde kollektorvæsken strømmer ned i ytterøret, opptar energi fra fjellet og returnerer i innerrøret (Nalla et al. 2005). En prinsippskisse for systemet er vist i Figur 3.7.



Figur 3.7 Prinsippskisse for dyp jordenergisonde (Tiefe Erdwärmesonden 2013)

Dette er et enklere anlegg enn HDR-anleggene omtalt i kapittel 3.2.3, siden det kun består av en brønn. Det bidrar til at løsningen blir billigere, fordi en stor del av utgiftene er knyttet til brønnboring. For at denne metoden skal være effektiv, kreves det god isolasjon mellom inner- og ytterøret. Det er viktig at kollektorvæsken strømmer raskt opp fra brønnen, for å begrense energitapet og øke effekten. Trykkfallet i røret vil imidlertid øke med strømningshastigheten og det kreves mer pumpearbeid. Det vil derfor være en strømningshastighetsgrense som definerer topp effekten i anlegget (Natås 2005).

I en prosjektoppgave gjort ved NTNU ble det gjort beregninger på en jordenergisonde. Resultatet viste at returtemperaturen på kollektorvæsken ikke ble mer enn 8,3 °C til tross for at temperaturen i fjellet var 30 °C. Energitalpet fra bunn av brønnen og opp var lite, men begrensningen i returtemperaturen skyldtes ønske om en tilfredsstillende effekt i anlegget. Dersom kollektorvæsken skulle oppnådd høyere returtemperatur hadde det krevd lavere gjennomstrømning, noe som igjen ville gitt lavere effekt, tross høyere returtemperatur (Natås 2005).

En fordel med jordenergisonder sammenlignet med HDR-anlegg er at man er uavhengig av sprekker i fjellet, eventuelt å lage sprekker eller rørgreiner, for å få sirkulasjon i systemet. En ulempe er en betydelig mindre energiveksleroverflate og effekten begrenses (Natås 2005).

3.2.4.4 Utfordringer knyttet til halvdype brønner

Isolerende materialer har ofte lav tetthet, noe som gjør at kollektoren vil få en betydelig oppdrift i halvdype brønner. Oppdriften kan håndteres på ulike måter. En mulig løsning er å benytte kollektormaterialer som er tyngre enn vann. Ulempene med en slik løsning er kollektorens termiske egenskaper og prisen. En annen mulighet er å benytte etylenglykol som kollektorvæske. Med en tetthet på $1\,030\text{ kg/m}^3$ er tettheten høyere enn vann, og vil dermed bidra til å holde kollektoren nede. En ulempe er at glykol er giftig og har dårligere termiske egenskaper, noe som vil begrense brønnens effekt. En annen ulempe er det stigende indre trykket som følge av tetthetsforskjellen. Dette kan ved store dyp medføre at rørmaterialets mekaniske egenskaper må økes, med påfølgende reduksjon av termiske egenskaper. Et tredje alternativ er å ha lodd i enden av kollektoren for å motvirke oppdriften. Et fjerde alternativ er at en rakett eller harpun skytes ned i berget i bunnen av brønnen. Deretter festes kollektoren til harpunen med en vaier, som dras opp til overflaten. Ved hjelp av denne metoden kan kollektoren dras ned i brønnen og forankres med hjelp av harpunen (Huus-Hansen 2013).

Andre utfordringer er knyttet til hvordan man skal få best mulig energioverføring fra fjellet til kollektorvæsken. Ved lav strømningshastighet vil kollektorvæsken ha god tid til energiopptak, og man kan forvente en høy temperatur opp av brønnen. Turbulent strømming vil imidlertid bidra til å øke energiopptaket, og turbulens oppnås ved økte strømningshastigheter. Det er derfor viktig å dimensjonere anlegget med riktig strømningshastighet. Det er også gjort forsøk på å lage strukturer/rifler i rørene for å lage turbulens i kollektorvæsken. Økt ruhet og økt hastighet vil bidra til økte trykktap og dermed vil pumpebehovet øke. Dette må tas hensyn til ved utformingen av en geotermisk brønn.

Ved grunnvarmesystemer er det hovedsakelig strøm til varmepumpen som utgjør driftskostnaden. Ved dypere brønner, hvor høyere temperatur kan oppnås, vil disse kostnadene reduseres noe. Reduksjonen kommer av lavere energibehov for å øke temperaturen til ønsket nivå, og en bedre COP på varmepumpen. Andre kostnader vil da spille en større rolle, for eksempel pumping av kollektorvæsken. Det vil derfor være nødvendig å gjøre grundige beregninger for å definere ideelle rørdimensjoner og materialer.

3.3 Installasjoner over bakken

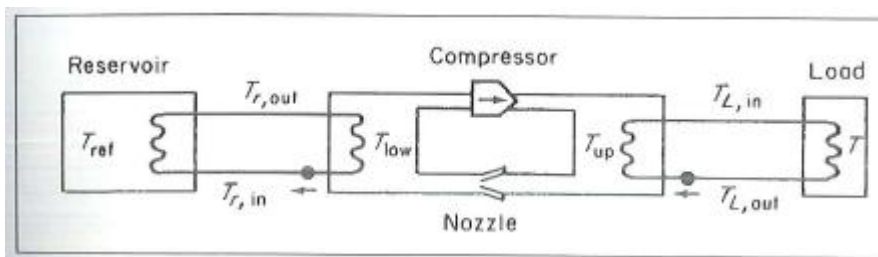
Når energien er brakt opp til overflaten, kan man bruke ulike løsninger for videre utnyttelse av varmen. Bruksområdene varierer fra produksjon av lavtemperatur varme til snøsmelting og oppvarmingsformål, til elektrisetsproduksjon fra høytemperatur varme. Avhengig av ønsket bruksområdet er det behov for ulike teknologier. For utnyttelse av energien fra halvdype brønner i Norge er det oppvarming som vil være det primære formålet. Her presenteres noen løsninger som er nødvendig for å anvende energien.

3.3.1 Varmepumpe for å øke temperaturen

For den væsketemperaturene man forventer fra halvdype brønner, vil man som oftest trenge varmepumpe for å oppnå en slik temperatur at energien kan brukes til oppvarming av for eksempel bolighus og kontorbygg. Likevel kan man tenke seg bruksområder hvor energien kan brukes direkte, for eksempel til snøsmelting. Dette blir omtalt i kapittel 3.3.2.2.

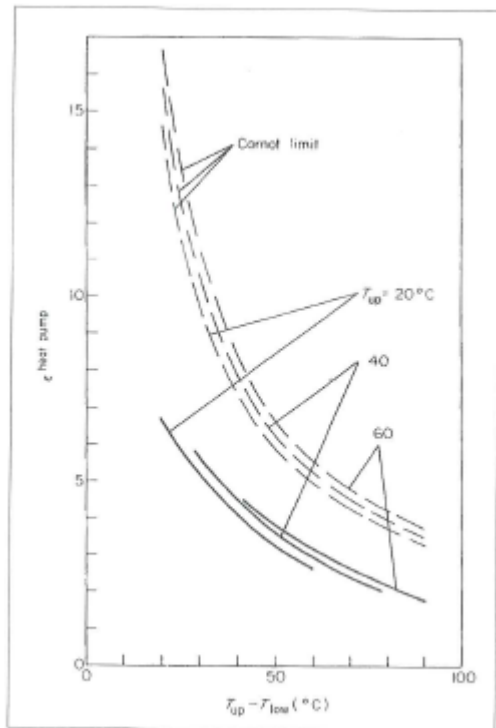
I korte trekk fungerer en varmepumpe ved at reservoaret avgir energi til arbeidsmediet i varmepumpen via en varmeveksler slik at arbeidsmediet fordampes. Deretter økes trykket på arbeidsmediet ved hjelp av en kompressor slik at gasstemperaturen øker. Arbeidsmediet føres videre til en varmeveksler og kondenserer mens det avgir varme. Deretter reduseres trykket og temperaturen på arbeidsmediet i en trykkventil. Arbeidsmediet føres på nytt inn i varmeveksleren og mottar energi fra reservoaret. Den mest brukte syklusen er Rankine syklusen (Sørensen 2007). Ved hjelp av denne teknologien kan man øke temperaturen på vannet som skal brukes til oppvarming av for eksempel et hus.

En prinsippsskisse av en varmepumpe er vist i Figur 3.8. For et anlegg hvor man utnytter geotermisk energi vil brønnen fungere som reservoar. Temperaturen på væsken man pumper opp fra brønnen tilsvarer dermed $T_{r,out}$ i figuren, mens $T_{r,in}$ tilsvarer temperaturen på væsken som strømmer ned i brønnen. T_{low} er temperaturen til arbeidsmediet ved lavt trykk og lav temperatur, mens T_{up} er temperaturen arbeidsmediet har etter å ha blitt komprimert i kompressoren. På den andre siden av varmepumpen avgis energi til en last, for eksempel oppvarming av et rom. I figuren tilsvarer da T temperaturen i rommet, $T_{L,in}$ tilsvarer temperaturen på vannet som går ut fra varmeveksleren i varmepumpen og inn i rommet, mens $T_{L,out}$ tilsvarer temperaturen på vannet som kommer tilbake fra rommet og inn til varmepumpen.



Figur 3.8 Prinsippsskisse av en varmepumpe (Sørensen 2007)

Det er vanlig å beskrive effektiviteten til varmepumper ved hjelp av COP (coefficients of performance). Dette er en størrelse som sier hvor mye varmeenergi man får ut i forhold til hvor mye elektrisitet som varmepumpen benytter. Hvor godt en varmepumpe fungerer, avhenger blant annet av temperaturdifferansen mellom T_{low} og T_{up} , og den absolutte temperaturen på T_{up} . Den øvre grense for denne verdien bestemmes av Carnotgrensen. I Figur 3.9 vises Carnotgrensen og faktisk målte COP-verdier som en funksjon av temperaturdifferansen mellom T_{up} og T_{low} ved gitte verdier av T_{up} . Man kan se at avviket fra den ideelle verdien blir større ved lavere temperaturdifferanser, selv om den absolutte COP-verdien øker.



Figur 3.9 Målte og teoretiske COP-verdier for varmepumper som funksjon av differansen mellom T_{up} og T_{low} ved gitte verdier for T_{up} (Sørensen 2007)

Fra Figur 3.9 kan man se at ved lave temperaturdifferanser kan man få svært gode COP-verdier. Temperaturdifferansen mellom T_{low} og T_{up} avhenger av kollektorvæsketemperaturen opp av brønnen og vannet som skal brukes til oppvarming. Desto høyere temperatur man får på kollektorvæsken, desto lavere blir temperaturdifferansen. COP-verdien blir dermed høyere, noe som er svært gunstig med tanke på elektrisitetsforbruket.

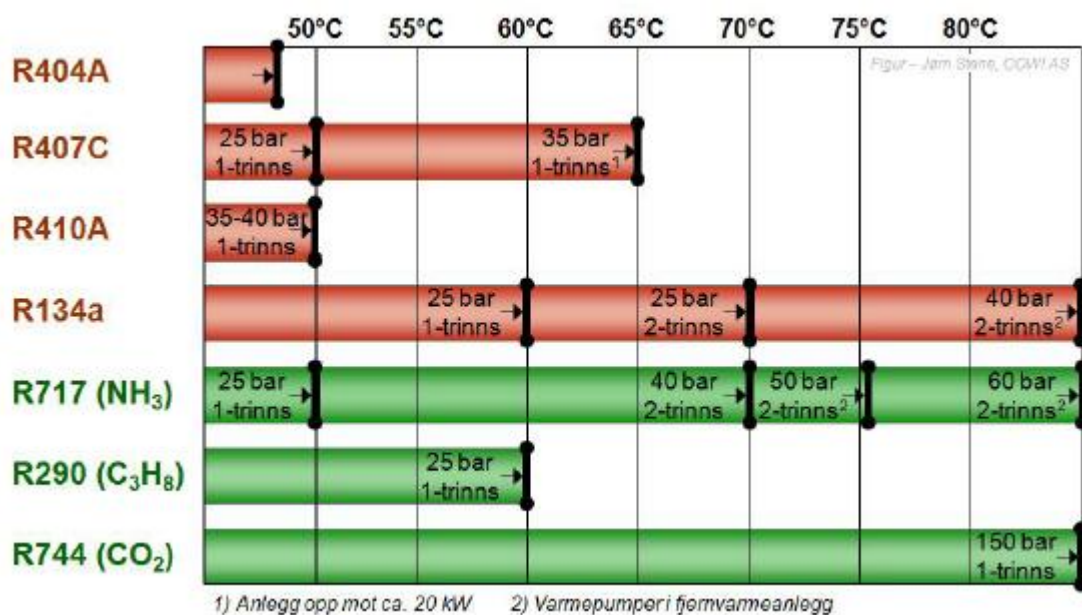
I tillegg til temperaturdifferansen, kan COP-verdien påvirkes av valg av arbeidsmedium. Ulike varmepumper benytter ulike arbeidsmedium, og for best mulig utnyttelse gjelder det å finne en varmepumpe som fungerer best mulig ved de temperaturene man har å forholde seg til. Vann, propan, CO_2 og ammoniakk er eksempler på arbeidsmedier som kan benyttes i varmepumpene (Huus-Hansen 2013).

Naturlige arbeidsmedier som ammoniakk, karbondioksid og hydrokarboner ble brukt i de første kuldeanleggene. Fra 30-tallet ble det vanlig å bruke syntetiske arbeidsmedier som klorfluorkarbon (KFK) og senere hydroklorfluorkarbon (HKFK). Disse stoffene er verken brennbare eller giftige. Et eksempel er klordifluormetan, kjent som R22. R22 har gode egenskaper for anvendelse i varmepumper, men på grunn av skadene dette stoffet gjør på ozonlaget og at det er en effektiv drivhusgass, er bruken av denne gassen forbudt. Som alternativ ble det utviklet hydrofluorkarbonstoffer (HFK). Disse skader ikke ozonlaget, men har stor innvirkning på den globale drivhuseffekten. Det er derfor pålagt en statlig avgift ved import eller produksjon av HFK. På grunn av dette er det igjen interesse for bruk av naturlige arbeidsmedier i varmepumpene (Chang et al. 2000; *Kompetansekompedium for varmeanlegg 2011*).

Maksimal utgående vanntemperatur for ulike arbeidsmedier i en varmepumpe er vist i Figur 3.10. De røde søylene representerer syntetiske arbeidsmedier, mens de grønne representerer de naturlige

arbeidsmediene. Ammoniakk (R717) har høy kritisk temperatur, noe som gjør at det egner seg godt som arbeidsmedium i varmepumper. Bruksområdene begrenses imidlertid av at stoffet er giftig. De termodynamiske egenskapene til hydrokarboner gjør at det er godt egnet i varmepumper, og propan (R290) er det mest brukte. Hydrokarboner dekker i stor grad samme bruksområdet som HFK-arbeidsmediene, men bruken begrenses av at de er brennbare (*Kompetansekompedium for varmeanlegg 2011*).

Karbondioksid (R744) kan benyttes som arbeidsmedium for varmepumper. Gassen arbeider under høyt trykk, opp mot 150 bar, og gjennomgår en transkritisk prosess istedenfor kondensering ved varmeavgivelsen. Karbondioksid egner seg som arbeidsmedium når varmebæreren gjennomgår en stor temperaturforandring, for eksempel ved oppvarming av tappevann fra kaldt byvann (*Kompetansekompedium for varmeanlegg 2011*).



Figur 3.10 Maksimum utgående vanntemperatur for ulike arbeidsmedier (*Kompetansekompedium for varmeanlegg 2011*)

Valg av arbeidsmedium i varmepumpen avhenger derfor av hvilken temperatur man trenger på vannet man skal bruke. Ved oppvarming til for eksempel 70 °C er R134a, et HFK-arbeidsmedium, det mest brukte arbeidsmediet, men ammoniakk (R717) eller CO₂ kan også benyttes.

Det forventes at en varmepumpe koblet til et geotermisk system vil ha en levetid på 15-20 år (Nowacki 2007).

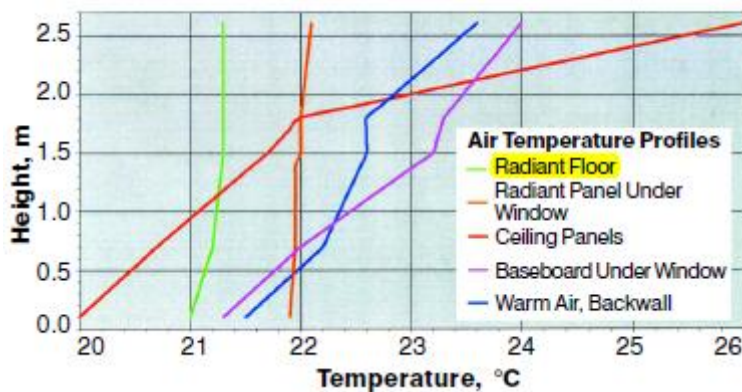
3.3.2 Varmedistribusjonssystem og bruksområder

Det er vanlig at varmpumpen leverer varme til vann i en akkumulatortank. Temperaturen på vannet i akkumulatortanken avhenger av hva varmen skal brukes til.

3.3.2.1 Oppvarmingsformål

Temperaturnivået som kreves i et rom for at det skal føles komfortabelt avhenger hovedsakelig av to komponenter, lufttemperaturen og gjennomsnittlig strålingstemperatur. Kombinasjonen av disse kan uttrykkes som operativtemperaturen. Strålingsvarmen som oppleves av en person avhenger blant annet av avstanden personen har til strålingskilden, og overflatearealet til kilden. Siden en person som sitter i et rom vil være nærmere gulvet enn taket, vil en økning i gulvtemperaturen ha omtrent 2,5 ganger så stor effekt på strålingstemperaturen som en endring i temperaturen i taket (Olesen 2002).

Ved vannbåren varme i gulvet vil man få en jevn vertikal lufttemperaturfordeling i rommet, se Figur 3.11. Bakgrunnen for målingene som vises i figuren er 22 °C i operativtemperatur 1,1 meter over gulvet. Av figuren kan man se at dette oppnås ved 1-1,5 K lavere lufttemperatur ved bruk av gulvarme enn ved de andre oppvarmingsløsningene.



Figur 3.11 Vertikal lufttemperaturfordeling ved ulike oppvarmingsløsninger (Olesen 2002)

Effekten til et oppvarmingssystem basert på vannbåren varme i gulv avhenger blant annet av varmeovergangen mellom gulvoverflaten og lufta, varmeledningen mellom gulvoverflaten og rørene og varmetransporten i vannet. Etter standardiserte forhold kan varmeoverføringskoeffisienten settes til 11 W/m² K. Maksimalt anbefalt temperatur i gulvoverflaten er 29 °C, og ved en lufttemperatur på 20 °C vil man ha en avgitt effekt på omtrent 100 W/m². I områdene fra ytterveggene/vinduene og 1 meter inn i rommet kan temperatur i gulvet være opp til 35 °C, noe som vil gi en avgitt effekt på 165 W/m². For et 4 meter dypt rom vil gjennomsnittlig avgitt effekt være 116 W/m² (Olesen 2002).

Temperaturen vannet må ha for å oppnå maksimal effekt avhenger blant annet av den termiske motstanden i gulvbelegget og avstanden mellom rørene. Det finnes standardfaktorer for å ta hensyn til disse parameterne. Basert på dette viser Tabell 3-3 hvilken gjennomsnittstemperatur vannet må ha for at systemet skal avgi gitte effekter. Det er vanlig å designe et anlegg basert på 10 K temperaturforskjell mellom tur- og returvannet. Gjennomsnittstemperaturen er gjennomsnittet av temperaturen på tur- og returvannet, og turvannet må derfor være omtrent 5 K varmere enn verdiene gitt i tabellen.

Tabell 3-3 Gjennomsnittstemperatur på vannet som er nødvendig for at systemet skal avgi gitte effekter (Olesen 2002)

Gjennomsnittlig varmeeffekt [W/m ²]	Nødvendig gulvoverflatetemperatur ved 20 °C lufttemperatur [°C]	Gjennomsnittstemperatur på vannet [°C]	
		Flis (0,02 m ² K/W)	Teppe (0,1 m ² K/W)
80	27,3	31,9	38,4
40	23,9	26,2	29,4
20	22,1	23,3	24,9
10	21,1	21,7	22,5

Temperaturen som kreves på vannet dersom oppvarmingen skal foregå ved hjelp av radiatorer avhenger av overflatearealet til radiatorene. Siden overflatearealet til radiatorer er mindre enn gulvarealet kreves det normalt noe høyere temperaturer enn ved gulvarmebaserte systemer. Temperaturen på turvannet kan være opp mot 90 °C. Det vil være en fordel dersom denne temperaturen kan reduseres, siden varmpumpene fungerer mer effektivt, har bedre COP, ved lavere temperaturdifferanser. Man kan benytte lavere temperaturer dersom man for eksempel øker overflatearealet til radiatorene eller benytter en vifte som forårsaker tvungen konveksjon langs radiatorene (Myhren & Holmberg 2008). Bedre isolasjon av rørene rundt i huset vil redusere temperaturkravet siden man får fraktet mer av energien ut til de ønskede rommene.

En konvektor er en lettere konstruksjon enn radiatorer, og benytter en vifte for å skape tvungen konveksjon ved overflaten. De er konstruert med en betydelig større overflate på luftsiden enn på vannsiden, og de har liten metallmasse, noe som reduserer varmetregheten i systemet. Man kan dermed senke temperaturen på vannet til 45-50 °C, noe som er svært gunstig med tanke på varmpumpens COP (Stene 2008b).

Selv om oppvarming med radiatorer eller konvektorer krever høyere temperatur på vannet, kan dette være en god løsning i eksisterende bygninger. Installasjon av vannbåren varme i gulv vil være kostbart sammenlignet med installasjon av radiatorer eller konvektorer. En del hus, hvor oppvarmingen har blitt gjort ved hjelp av oljefyr, har allerede installert radiatorer, og kan dermed lettere ta i bruk geotermisk energi. Man kan da endre oppvarmingskilden fra oljekjelen til en varmpumpe fra en geotermisk brønn.

Energien kan også brukes til å varme tappevannet i et hus. På grunn av faren for utvikling av legionellabakterier, bør vannet i varmtvannsberedere holde minimum 70 °C og 60 °C ved tappepunktet (*Legionellose* 2012). Dette gjør at temperaturdifferansen mellom kollektorvæsken opp av brønnen og vannet i varmtvannsberederen er forholdsvis stort. Det er mulig å nå denne temperaturen med en varmpumpe, men COP-verdien til varmpumpen vil bli lav. Dersom man ønsker å benytte seg av geotermisk energi for oppvarming av tappevann kan det derfor være et bedre alternativ å forvarme vannet med hjelp av energien fra brønnen, og bruke en annen energikilde som spisslast.

Effektbehovet for oppvarming i boliger varierer blant annet etter hvilken byggestandard som er benyttet, og en oversikt over dette vises i Tabell 3-4. Mange av dagens boliger er bygd etter TEK97

standard, noe som gir en bolig på 150 m² et totalt effektbehov på omtrent 6 kW. En nyere bolig vil kun ha et effektbehov på i overkant av 4 kW.

Tabell 3-4 Effektbehov for oppvarming i boliger etter ulike standarder (Stene 2008a)

Effektbehov	TEK97	TEK07	Passivhus
Effektbehov – romoppvarming	35-40 W/m ²	20 W/m ²	10 W/m ²
Ved 150 m ² oppvarmet areal	5,3-6,0 kW	3,0 kW	1,5 kW
Effektbehov – ventilasjonsluft		ca. 5 W/m ²	ca. 3 W/m ²
Ved 150 m ² oppvarmet areal		ca. 0,7 kW	ca. 0,5 kW
Midlere varmtvannseffekt	ca. 450-570 W	ca. 450-570 W	ca. 450-570 W
Totalt dimensjonert effektbehov ved 150 m ² oppvarmet areal	ca. 5,8-6,5 kW	ca. 4,2 kW	ca. 2,5 kW

Som det blir vist i kapittel 4.2 vil en halvdyp brønn kunne gi et effektuttak på omtrent 100 kW. En enkelt bolig vil derfor ikke ha behov for en halvdyp brønn. Dersom flere brukere er lokalisert i det samme området, for eksempel en boligblokk eller et byggefelt, kan energien brukes til sentralvarme, eller man kan lage et nærvameanlegg for å distribuere varmen ut til forbrukerne. Dette krever ekstra investeringskostnader siden man trenger et distribusjonssystem mellom enhetene. For at dette skal være aktuelt må det være relativt høyt varmetetthetsbehov i området, slik at det er bruk for varmen innen et område hvor distribusjonsnett ikke blir for dyrt.

Andre distribusjonsmuligheter man kan tenke seg for geotermisk energi er å bruke det til å forvarme vannet i et fjernvarmenett. Distribusjonssystemet er da utbygd, og den geotermiske energien kan bidra til å redusere forbruket av andre energibærere, for eksempel biobrensel. Dersom det er lav returtemperatur på vannet i fjernvarmenettet, for eksempel 40 °C, kan man ved hjelp av varme fra brønnen og en varmepumpe levere vann med 50 °C. Deretter kan man øke temperaturen ytterligere med hjelp av for eksempel biobrensel. På denne måten vil man redusere forbruket av biobrensel, men om dette gjøres i et område hvor fjernvarmenettet allerede er utbygd, vil det ikke bidra til å redusere elektrisitetsforbruket.

Tabell 3-5 oppsummerer hva væsketemperaturen kan være ved ulike oppvarmingsformål. Temperturnivået kan avvike fra tabellen som omtalt ovenfor.

Tabell 3-5 Temperaturnivå ved ulike oppvarmingsformål

Formål	Temperaturnivå [°C]
Romoppvarming ved hjelp av gulvarme	30-40
Romoppvarming ved hjelp av radiatorer	50-70
Oppvarming av tappevann	50-70
Forvarming av vann i fjernvarmenett	50

3.3.2.2 Snøsmeltingsformål

Et annet bruksområde som kan være aktuelt er å bruke energien til å smelte snø på fotballbaner, flyplasser, innkjørsler, farlige veistrekninger eller lignende. Dette er blant annet gjort på Island, i Japan og i USA. I Reykjavik brukes for eksempel energi fra geotermiske brønner til å varme husene. Returvannet holder 32 °C og blir brukt til å smelte snø og is i gatene (Zwarycz 2002).

Det er ulike faktorer som påvirker hvor høy væsketemperaturen bør være ved snøsmelting, blant annet klimaet. Den forventede snømengden, lufttemperaturen, luftfuktigheten og vindhastigheten vil påvirke temperaturnivået som kreves. Hvor dypt man legger rørene vil også spille en rolle. En annen ting som påvirker temperaturnivået er bruksformålet til området som skal frigjøres for snø og hvor viktig det er at det er snøfritt. Det vil for eksempel settes høyere krav til at en rullebane på en flyplass er snøfri, enn en privat oppkjørsel. Det vil derfor være nødvendig med en høyere temperatur under en rullebane enn under en privat oppkjørsel slik at rullebanen raskt kan bli snøfri etter et snøfall. Temperaturkravet under en rullebane kan være på over 50 °C, og effektbehovet kan være omtrent 200 W/m². Dette vil ikke gi snøfrie forhold til enhver tid, men ses på som akseptabelt for de forventede klimatiske forhold ved Goleniow flyplass i Polen (Zwarycz 2002).

Ved Arlanda flyplass utenfor Stockholm ble det gjort et eksperiment med bruk av varmt vann fra et geotermisk anlegg for å smelte snø. I dette tilfellet ble det ikke lagt vannbåren varme under selve rullebanen, men varmen ble brukt til å smelte snøhauger som ble brøytet sammen. På grunn av at snøen i disse haugene er forurenset av avisningskjemikalier, må det smeltede vannet renses før det slippes ut i naturen. Dersom all snøen blir liggende til våren og smelter på kort tid, vil det bli kapasitetsproblemer ved rensenanlegget. Det er derfor ønskelig å smelte litt gjennom hele vinteren, slik at vannmengden som må renses blir spredt over en lengre tidsperiode. For dette formålet ble det kartlagt at temperaturen på vannet bør være minimum 15 °C. Ved en strømningsfluks på 3 l/s ble det da avgitt 90 kW til snøsmelteprosessen (Hägg & Andersson 2008).

For snøsmelting og tining av bakken under en fotballbane settes det andre krav til temperaturnivået på vannet og effektbehovet ved utnyttelse av vannbåren varme. Man skiller også mellom ulike typer fotballbaner. Ved kunstgressbaner dimensjoneres det med 150-200 W/m², mens gressbaner dimensjoneres med 60-80 W/m². Grunnen til dette er blant annet at gressbaner ofte ikke brukes midt på vinteren, mens kunstgressbaner kan være i bruk gjennom hele året. Det er anbefalt at temperaturen i kunstgressbaner ligger på omtrent 18-20 °C (Rolvsjord 2001).

Ved å ha vannbåren varme under fotballbaner, kan banene fungere som solfangere om sommeren. Dette er gjennomført ved Marienlyst i Drammen. Flere kilometer med rør er gravd ned under to fotballbaner på til sammen nesten 20 000 m². Om vinteren sendes det varmt vann gjennom rørene for å holde fotballbanene fri for snø, mens om sommeren varmes vannet i rørene opp av sola, og avgir energi til varmepumper som leverer varme til nærvamenettet. Temperaturen på vannet i rørene kan holde over 20 °C og "solfangerne" leverer i overkant av 2,5 GWh i løpet av sommeren. Varmen brukes blant annet til å varme vannet i et utendørs badeanlegg (Tekniske Nyheter 2012).

Dersom et slikt anlegg hadde blitt bygd i sammenheng med en geotermisk brønn kunne overskuddsvarmen fra fotballbanene i løpet av sommeren blitt brukt til å "lade" brønnen til neste vinter. For at dette skal la seg gjennomføre må temperaturen på vannet i rørene under fotballbanen bli høyere enn temperaturen i brønnen. I overkant av 20 °C vil derfor trolig være for lite til å lade en 1 500 meter dyp brønn, men kan brukes ved grunnere brønner. Dersom rørene er lagt under veier,

fortau eller lignende kan temperaturen bli høyere, og dermed også kunne brukes til å lade halvdype brønner.

I Ninohe i Japan brukes vannbåren varme fra geotermiske brønner til å smelte snø fra en farlig veistrekning. Frostvæsketemperaturen i anlegget er i gjennomsnitt omtrent 26 °C, og effekten omtrent 180 W/m². Om sommeren varmer sola væsken i rørene opp til 30-50 °C, og ved å sirkulere denne væsken i brønnene, lagres varmen for å brukes til snøsmelting neste vinter (Morita & Tago 2000). Ved temperaturer over 30 °C kan energien brukes til å lade halvdype brønner.

Væsketemperaturen avhenger som vist ovenfor av hva energien skal brukes til og hvilke krav som settes til snøsmeltingen. Tabell 3-6 viser hvilken væsketemperatur som kan være nødvendig ved ulike snøsmeltingsformål.

Tabell 3-6 Temperaturnivå ved ulike snøsmeltingsformål

Formål	Temperaturnivå [°C]
Snøsmelting på kunstgressbaner	20
Smelting av snøhauger	15
Snøsmelting på rullebaner	50
Snøsmelting på veger	20-30

3.3.3 Solfangeranlegg for å lade brønnen

Etter hvert som en geotermisk brønn blir brukt, kan temperaturen i grunnen gradvis bli redusert. Dette vil bidra til å redusere effekten fra anlegget. For å føre energi tilbake til grunnen er det mulig å bruke solfangere i kombinasjon med et geotermisk anlegg. Dette er blant annet prøvd i et prosjekt i Frankrike kalt GEOSOL. En geotermisk brønn leverer varme til en bolig via en varmepumpe. Brønnen brukes også til sluk ved kjøling av bygningen. I tillegg er det montert solfangere som brukes til å forvarme tappevann og til romoppvarming, og dersom det er overskuddsvarme føres den ned i brønnen slik at den lades. Ved å føre overskuddsvarme ned i grunnen øker temperaturen i fjellet, og energien kan lagres til det blir bruk for den i bygningen. På denne måten kan man redusere dybden på brønnen noe som vil redusere investeringskostnaden (Trillat-Berdal et al. 2007).

I eksempelet nevnt ovenfor ble solfangere benyttet i forbindelse med et grunt anlegg. Ved dypere brønner trenger man høyere temperatur for å lade brønnen, men solfangere kan også benyttes ved halvdype brønner.

4 Potensialet for geotermisk energi fra halvdype brønner

På grunn av varme fra jordas indre, stadig frigjøring av energi i form av radioaktiv nedbryting og innstråling fra sola, er det teoretiske potensialet for utnyttelsen av geotermisk energi høyt. Grunnvarmebaserte varmepumpeløsninger kan i teorien dekke hele landets varme- og kjølebehov som er framskrevet til henholdsvis 52,7 TWh/år og ca 2 TWh/år i 2030. Utnyttelse av denne energien kan bidra til å redusere behovet for kjøpt energi til varme med ca 70 % og redusere 75-98 % av behovet for kjøpt energi til kjøling (Ramstad 2011).

Potensialet for grunnvarme begrenses av ulike faktorer. I byer med tett befolkning kan tilgjengelig areal begrense potensialet for utnyttelse av den geotermiske energien. En annen faktor som begrenser potensialet er lønnsomheten. Spesielt i områder med tykt løsmassedekke vil boringen bli kostbar og fører til at andre løsninger vil være mer gunstige økonomisk (Ramstad 2011).

Ved dypere brønner vil temperaturen være høyere, og mer energi er tilgjengelig. Det gjør det teoretiske potensialet for energiutnyttelse fra slike brønner stort. Temperaturøkningen fører imidlertid til at dypere brønner ikke vil egne seg like godt til å dekke kjølebehovet. For at berggrunnen skal kunne fungere som varmesluk må kollektorvæsken holde høyere temperatur enn berget. Frikjøling vil derfor ikke være aktuelt, men ved hjelp av en varmepumpe kan halvdype brønner benyttes som varmesluk.

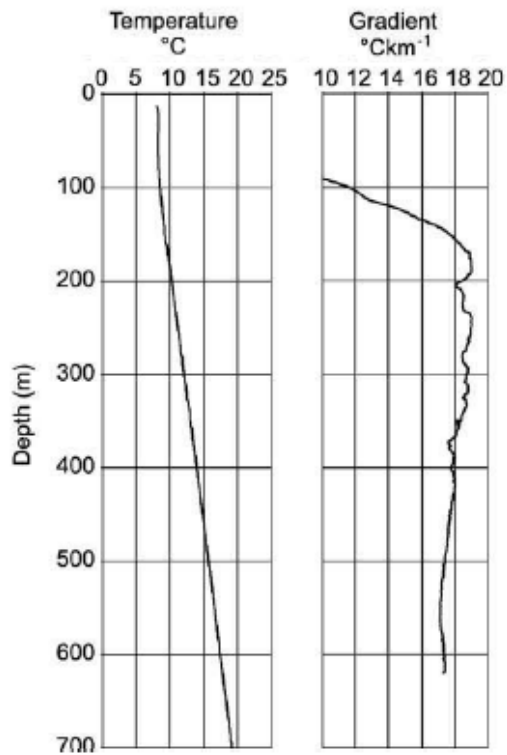
Begrensningen i energiutnyttelsen fra halvdype brønner ligger hovedsakelig i behovet for denne formen for energi, teknologiske løsninger og lønnsomhet.

4.1 Energien tilgjengelig i fjellet

Energien tilgjengelig i en brønn avhenger av grunnfjelltemperaturen og bergartens termiske egenskaper ved en gitt dybde. I tillegg kan ny energi tilføres området fra radioaktiv reaksjonsvarme og grunnvanngjennomstrømning.

For å finne temperaturen ved en gitt dybde er temperaturgradienten en nyttig størrelse. Temperaturgradienten angir temperaturutviklingen ved økende dybde, og avhenger i stor grad av jordskorpepykkelsen og radioaktiv bakgrunnsstråling i aktuell bergart. Grunnvanngjennomstrømningen avhenger av permeabiliteten.

I Østfold består berggrunnen hovedsakelig av Iddefjordsgranitt. Målinger gjort i Fredrikstad viste at temperaturgradienten var omtrent 18-19 K/km mellom 180 og 330 m dyp, mens den deretter avtok gradvis til den stabiliserte seg på omtrent 17 K/km ved 530 m dyp (Slagstad et al. 2009). Dette vises i Figur 4.1.

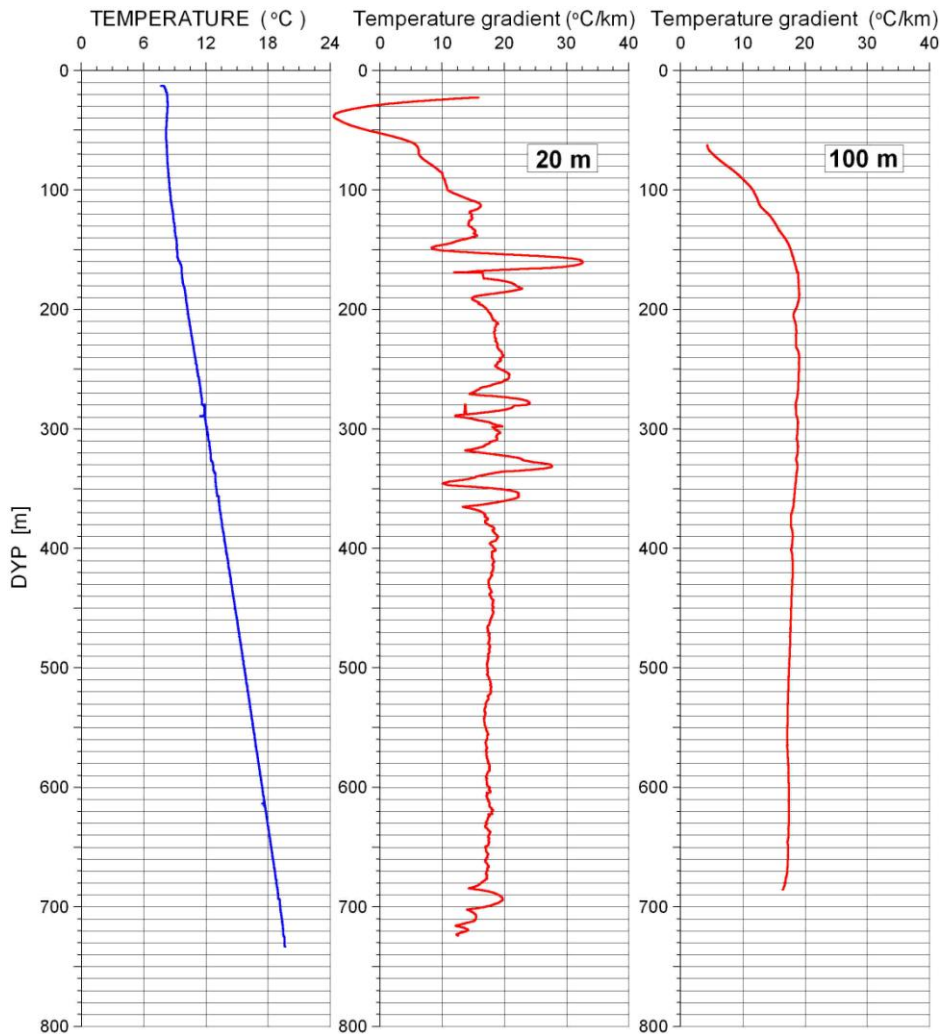


Figur 4.1 Temperatur og temperaturgradient målt i Iddefjordsgranitten i Fredrikstad (Slagstad et al. 2009)

Det er også gjort målinger ved Rødsmyra i Fredrikstad. Disse målingene vises i Figur 4.2 og stemmer godt overens med resultatene som vises i Figur 4.1. Det antas at dette er verdier man kan benytte generelt for denne bergarten.

Temperature, Temperature Gradient Rødsmyra, Fredrikstad 20.03.07

UTM 610109 E
32V 6563757 N
32 moh.



Figur 4.2 Temperatur og temperaturgradient målt ved Rødsmyra i Fredrikstad (Båsum Boring AS)

Med bakgrunn i disse temperaturmålingene er det grunn til å anta at temperaturen ved 1 500 meter er omtrent 30 °C.

Energikapasiteten, C , defineres som forholdet mellom tilført energimengde og temperaturøkning gitt med enheten J/K. For et gitt stoff kan man bestemme en spesifikk varmekapasitet, C_p , gitt med enheten J/kg K og volumetrisk varmekapasitet, C_v , gitt som J/m³ K. Energikapasiteten vil variere noe med temperatur, men for små temperaturdifferanser kan den anses som konstant. For et gitt volum, V , av et kjent stoff med en konstant volumetrisk varmekapasitet, C_v , som opplever en temperaturendring, ΔT , kan dermed energimengden, ΔQ , utregnes ved hjelp av Formel 4-1.

$$\Delta Q = C_v V \Delta T \qquad \text{Formel 4-1}$$

Iddefjordsgranitt er homogen, men siden granitt er en sammensatt bergart, er det vanskelig å gi den en bestemt varmekapasitet. Fra "A Review and Evaluation of Specific Heat Capacities of Rocks, Minerals, and Subsurface Fluids. Part 1: Minerals and Nonporous Rocks" er det hentet to ulike verdier av energikapasiteten til granitt. Den laveste er $1,59 \cdot 10^6$ J/m³ K, mens den høyeste er $3,07 \cdot 10^6$ J/m³ K. Disse verdiene er for granitt ved 20 °C (Waples & Waples 2004).

I "Determination of specific heat capacity on rock fragments" settes den spesifikke energikapasiteten til 720 J/kg K (Schärli & Rybach 2001). Dersom man regner med at tettheten til granitt er 2,6 g/cm³ (Waples & Waples 2004) gir det en volumetrisk varmekapasitet på 1,9 · 10⁶ J/m³ K. Dette viser at det er en viss usikkerhet i varmekapasiteten til granitt, men det er god grunn til å anta at den er omtrent 2 · 10⁶ J/m³ K. Det tilsvarer 0,56 kWh/m³ K.

En annen størrelse som er viktig for beregningen av potensialet i en brønn er termisk konduktivitet. Den angir bergartens energiledningsevne. I Iddefjordsgranitten i Fredrikstad ble gjennomsnittlig termisk konduktivitet målt til omtrent 3,1 W/m K. Tallet baserer seg på målinger gjort av 31 ulike prøver, og resultatene varierte mellom 2,5 og 3,5 W/m K (Slagstad et al. 2009).

Termisk konduktivitet er med på å bestemme hvor stort volum man kan forvente å hente energi fra, og hvor raskt denne energien kan hentes.

Dersom man antar brønnen henter varme fra et område som er 500 meter tykt og med radius på 120 meter, og at temperaturen i dette området i gjennomsnitt reduseres med 1 kelvin, vil man ha hentet ut:

$$\Delta Q = 2 \cdot 10^6 \frac{J}{m^3 K} \cdot 2,26 \cdot 10^7 m^3 \cdot 1 K = 4,52 \cdot 10^{13} J \approx 13 GWh$$

Om dette tas ut i løpet av 30 år, vil det utgjøre omtrent 430 000 kWh i året. En driftstid på 4 380 timer per år medfører da en effekt på nesten 100 kW.

I kapittel 2.2 ble det vist at i granitt genereres det 2,7 μW/m³ som følge av nedbryting av de radioaktive mineralene uran, thorium og kalium. For det samme volumet som er benyttet i utregningene ovenfor får man dermed generert 61 W. I løpet av 30 år vil dette volumet ha generert omtrent 16 MWh, omtrent 0,1 % av energien som hentes ut som følge av avkjølingene av fjellet. Dette viser at energien hentes ut betydelig raskere enn ny energi genereres, og det er i hovedsak lagret varmeenergi som hentes ut.

4.2 Effekttuttaket fra en halvdyp brønn

Effekttuttaket til en brønn er gitt ved Formel 4-2.

$$\dot{Q} = \dot{m} C_p \Delta T \quad \text{Formel 4-2}$$

hvor \dot{Q} er effekten gitt i kW, \dot{m} er kollektorvæskens massestrøm gitt i kg/s, C_p er spesifikk energikapasitet og ΔT er økningen kollektorvæskens temperatur.

Man kan se av Formel 4-2 at effekten er proporsjonal med kollektorvæskens massestrøm og temperaturøkningen. Den høyeste effekten vil være med stor gjennomstrømning og høy temperaturøkning, men dette er ofte motstridende interesser. For at temperaturen skal øke mest mulig er det viktig at kollektorvæsken har god tid til energioptak. Ved økt massestrøm reduseres tiden væsken har til å energiveksle med berggrunnen. Temperaturøkningen avhenger også av kollektorvæskens temperatur ned i brønnen, berggrunnstemperaturen, kollektorens varmeoverføringsmotstand og overflatearealet til kollektoren (Havellen et al. 2012).

Ved hjelp av et beregningsverktøy utviklet av doktorgradsstipendiat Henrik Holmberg ved Institutt for Energi- og prosesssteknikk ved Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet, ble det beregnet hvor mye effekt man kan forvente å få fra en 1 500 meter dyp brønn i Østfold.

I eksempelet er det benyttet en åpen koaksialkollektor i en brønn med diameter 140 mm. Kollektoren er laget av PEM med k-verdi på 0,42 W/m K, har en ytre diameter på 70 mm og er 4,5 mm tykk. Kollektorvæsken som benyttes er vann med spesifikk varmekapasitet 4,18 kJ/kg K. Videre er det antatt at brønnen vil avgi energi til en akkumulatortank i et varmesystem. Systemet er innrettet slik at når temperaturen i akkumulatortanken kommer under et vist nivå vil brønnsirkulasjonen starte. Det er antatt at driftsintervallene vil være på to timer, det vil si at vannet sirkulerer i to timer, før stopp i to timer.

Med en massestrøm på 2 kg/s vil temperaturen på vannet øke med 9 K, fra 2 til 11 °C. I henhold til Formel 4-2 vil da avgitt effekt være på 75 kW.

Mens anlegget er i drift vil temperaturen i brønnen bli noe redusert. T_f kan defineres som vist i Formel 4-3, hvor T_{out} er temperaturen på vannet opp av brønnen, og T_{in} er temperaturen på vannet ned til brønnen.

$$T_f = \frac{T_{out} + T_{in}}{2} \quad \text{Formel 4-3}$$

Etter et halvt års drift vil T_f være omtrent 7,6 °C, mens den etter ett år er redusert til ca 6,5 °C. Denne reduseres videre til 5,8 °C etter 2 år, og 5,6 °C etter 5 år. Deretter vil den holde seg forholdsvis stabil.

Dersom man øker massestrømmen til 4 kg/s vil brønnen kunne avgi 100 kW. Dette medfører imidlertid et trykktap i systemet som tilsvarer omtrent 2 kW i pumpeeffekt.

Ved en slik drift kan man anta at brønnen avgir mellom 75 og 100 kW 4 380 timer i året. Det gir en energiproduksjon på mellom 330 000 og 440 000 kWh/år. Siden temperaturen på vannet opp av brønnen vil være omtrent 11 °C, må det benyttes varmepumpe for å øke temperaturen. Ved å anta at varmepumpen har en COP på 4 vil effekten til anlegget være mellom 100 kW og 133 kW. Den totale energiproduksjonen vil da være mellom 440 000 og 580 000 kWh/år.

Ved å bruke en kollektor med bedre isolasjonsevne, for eksempel et Calorwell-rør, vil man kunne øke effektuttaket. Det blir derfor antatt at brønnen kan levere 112 kW. Anlegg vil da kunne levere 150 kW 4380 timer i året, dersom man antar samme COP. Det vil gi en total energiproduksjon fra anlegget på nesten 660 000 kWh/år.

Dersom vannet som sendes ned holder en høyere temperatur vil man få høyere temperatur på vannet opp av brønnen. Det vil være gunstig med tanke på varmepumpens COP, og i visse tilfeller kan man også unngå bruk av varmepumpe. Høyere temperatur på vannet ned i brønnen vil imidlertid føre til at temperaturdifferansen mellom berget og vannet blir mindre, noe som vil være negativt for energivekslingen, og gjøre at vannet varmes mindre opp på vei ned. På den andre siden vil temperaturdifferansen mellom vannet på vei ned og opp av brønnen være lavere, noe som vil gi mindre tap fra bunn av brønnen og opp til overflaten. Likevel vil en økning i temperaturen på vannet som sendes ned i brønnen føre til lavere effekt i anlegget.

Effektuttaket fra en grunn brønn er omtrent 30 W/m (Ramstad 2011), og en 250 meter dyp brønn vil da levere 7,5 kW. En halvdyp brønn vil dermed tilsvare omtrent 13 grunne brønner med tanke på levert effekt. En fordel med halvype brønner er at temperaturen på vannet opp av brønnen vil være høyere, noe som gjør at man kan forvente høyere COP på varmepumpen.

5 Økonomi

En av de største utfordringene knyttet til utnyttelse av geotermisk energi fra halvdype brønner er å gjøre det konkurransedyktig mot andre alternativer. Siden dette er en ny måte å utnytte varmen i bakken på, er det utfordrende å fastslå hvor mye et anlegg vil koste. I dette kapitlet blir det estimert hvor mye det vil koste å bygge anlegget, og hvor mye man må beregne i driftskostnader. Merkostnaden av å installere et distribusjonssystem blir ikke tatt med.

Det gis en kort presentasjon av mulige støtteordninger man kan benytte seg av og hvilke inntekter man kan forvente fra en halvdyp brønn.

5.1 Kostnader knyttet til et geotermisk anlegg

5.1.1 Kostnader ved boring av brønn

Lønnsomheten til et prosjekt avhenger i stor grad av kostnaden knyttet til boring av brønnen. Ved dype brønner er det anslått at omkring 70-80 % av de totale kostnadene er knyttet til boring (Evensen et al. 2011). For halvdype brønner er dette naturligvis noe lavere, men borekostnadene vil fortsatt stå for en betydelig andel av investeringskostnaden.

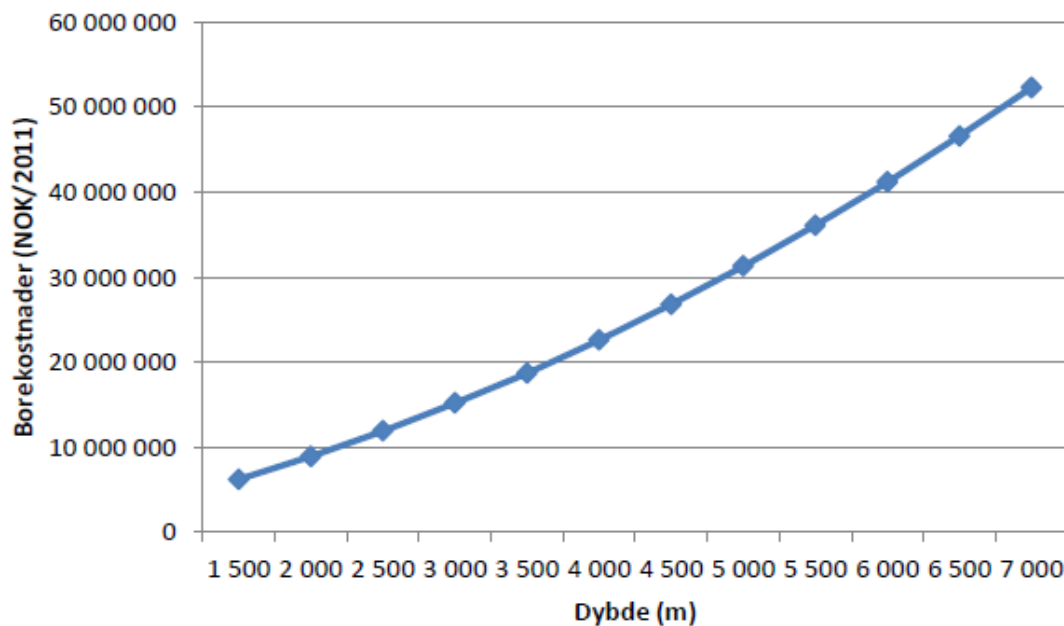
Kostnadene knyttet til brønnboringen avhenger av hvor dypt man skal bore. For å anslå lønnsomheten til et prosjekt, er det derfor viktig å finne ut hvor dypt man trenger å bore for å oppnå ønsket temperatur. Andre faktorer som har stor påvirkning på borekostnaden er geologien i området, type borerigg og boremetode som blir benyttet, diameter til brønnen og tiden boreprosessen tar (Havellen et al. 2012).

Det er trolig en sammenheng mellom borekostnaden og slipeeffekten bergarten har på borekronen og den aksiale trykkstyrken til bergarten. Dermed kan man gi hvert mineral forskjellige nøkkelindikatorer (key performance indicators (KPI)). Med utgangspunkt i disse ble det gjort et forsøk på å utvikle en norsk geologisk kostnadsindeks for borekostnader. Siden hver geologiske enhet består av ulike mineraler, er det relativt komplisert å sette sammen de ulike KPI'ene innad i SSBs 5 x 5 km ruter. Derfor ble ikke dette arbeidet videreført (Havellen et al. 2012).

I USA er det også gjort forsøk på å beregne kostnadene ved boring av dype brønner for å hente ut geotermisk energi. Det er vanskelig å bestemme kostnadene på grunn av store variasjoner mellom ulike prosjekter og få gjennomførte prosjekter på boring av dype hull. De har sammenlignet kostnadene med boring som er gjort etter olje og gass for å få et større datagrunnlag. Selv om det er betydelige forskjeller mellom å bore brønner etter geotermisk varme og etter olje og gass, se kapittel 3.1.3, kan man benytte informasjon om teknologi og trender fra erfaringer fra olje- og gassboring (Tester et al. 2006).

Til tross for store usikkerheter blant annet grunnet dårlig datagrunnlag, kom de i rapporten "Studie dypgeotermisk energi" fram til en sammenheng mellom vertikal dybde på brønn og borekostnad som vist i Figur 5.1. Bakgrunnen for figuren er Formel 5-1, som er utarbeidet ved regresjon fra statistiske data. Det statistiske grunnlaget er brønner som er fra 1 500 til 10 000 meter dype, og formelen vil derfor ikke være gjeldene for grunnere brønner. Prisene var opprinnelig oppgitt i US dollar fra 2004, men ble ved hjelp av valutaberegninger omregnet til norske kroner fra 2011 (Havellen et al. 2012).

$$\text{Total borekostnad} = 0,605 \frac{\text{kr}}{\text{m}^2} \cdot DYP^2 + 3238,1 \frac{\text{kr}}{\text{m}} \cdot DYP \quad \text{Formel 5-1}$$



Figur 5.1 Sammenhengen mellom vertikal dybde og borekostnad (Havellen et al. 2012)

Fra Figur 5.1 ser man at kostnaden for å bore en 1 500 meter dyp brønn trolig vil være omtrent 6 millioner kroner. Siden dette er svært usikre tall, ble det kontaktet ulike borefirma slik at de kunne anslå forventet borekostnad. I en e-post fra Nils Hanstad i Båsum Boring AS anslo han at boring av en 1 500 meter dyp brønn vil koste omtrent 1,5 millioner kroner. Dette vil variere en del i forhold til geologi og avstander (Hanstad 2013). Båsum Boring AS kom også med et kostnadsoverslag for boring av en 1 500 meter dyp brønn ved Jevnaker i 2012. Den totale kostnaden på dette ble beregnet til i underkant av 3 millioner kroner (Hestevik 2013).

Trond Øiseth i Entreprenørsevice anslår i en e-post at en 1 500 meter dyp brønn med diameter 140 mm vil koste omtrent 6,5 millioner kroner (Øiseth 2013). Dette viser at det er en stor usikkerhet knyttet til borekostnader. En mulig forklaring på den store prisdifferansen er at de kanskje bruker ulike teknologier ved boring av brønnen.

På grunn av den store differansen i prisantydningene ble det antatt at borekostnaden trolig vil være noe over det laveste overslaget. For videre beregninger vil derfor en borekostnad på 2 millioner bli benyttet.

Prisen vil også avhenge av geologiske forhold og bli dyrere dersom man må bore gjennom løsmasser. I rapporten "Grunnvarme i Norge – kartlegging av økonomisk potensial" kalkuleres denne tilleggskostnaden for løsmasser til 500 kr/meter, noe som vil utgjøre 25 000 kroner for et 50 meter tykt lag med løsmasser (Ramstad 2011). Med tanke på at de totale borekostnadene trolig vil være omtrent 2 millioner kroner, ser man at dette spiller en relativt liten rolle sammenlignet med totalprisen for boringen og usikkerheten i selve borekostnaden.

5.1.2 Andre installasjonskostnader

I tillegg til borekostnaden kommer utgifter til kollektor og varmepumpe samt andre installeringskostnader. Kollektorkostnadene avhenger av hvilke materialer som benyttes, og prisen på varmepumpen avhenger av hvor stor effekt man ønsker og hvilket arbeidsmedium man benytter.

Som nevnt i kapittel 3.2.4.4, er det utfordringer knyttet til valg av kollektormateriale, og dermed er det også vanskelig å fastslå prisen til denne komponenten. Basert på samtaler med personer i bransjen ble prisen på kollektoren antatt å ligge på omtrent 300 000 kroner (Huus-Hansen 2013).

Prisen på varmepumper avhenger i stor grad av installert effekt og temperaturnivået som kreves ved kondensatoren. Effekten og temperaturen som er nødvendig avhenger av hva varmen skal brukes til, noe som gjør at investeringskostnaden for varmepumpen vil variere ut i fra hvilken funksjon anlegget har. For anlegg på mellom 100 og 200 kW er det antatt at prisen vil være omtrent 2 500 kr/kW (Stene 2013). I et anlegg som leverer 150 kW vil varmepumpen koste omtrent 375 000 kroner.

Andre installeringskostnader vil være kostnader knyttet til for eksempel rørlegger, akkumulatortank, isolering og planlegging. Basert på erfaringer gjort av de som jobber i bransjen vil disse kostnadene ligge på i underkant av 50 % av totalkostnaden i grunne anlegg (Huus-Hansen 2013). I anlegg med dype brønner antar man at borekostnadene vil være 70-80 % av kostnadene (Evensen et al. 2011). For halvdype brønner er det derfor grunn til å tro at de andre installeringskostnadene vil utgjøre en noe mindre andel av de totale kostnadene enn ved grunne anlegg. I de videre beregningene i denne oppgaven blir det derfor antatt at de andre installeringskostnadene vil være omtrent 75 % av summen av kostnadene knyttet til brønnboring, kollektor og varmepumpe.

Ved et anlegg på 150 kW med en brønn til 2 millioner, en kollektor til 300 000 og en varmepumpe til 375 000 vil dermed de andre installeringskostnadene komme på omtrent 2 millioner kroner. Den totale investeringskostnaden vil da være 4,7 millioner kroner.

5.1.3 Driftskostnader

Driftskostnader vil være knyttet til elektrisitet til pumpe og varmepumpe og vedlikehold av anlegget. Strømprisen vil variere over året og fra år til år, noe som gjør økonomiregnskapet utfordrende. I henhold til NVEs Håndbok nr 1/2011 "Kostnader ved produksjon av kraft og varme" settes kraftprisen (inkludert forbruksavgiften for elektrisitet) til 46 øre/kWh. I tillegg kommer nettleien som ved lang brukstid (4000 timer) settes til 14 øre/kWh. Det gir en strømpris på 60 øre/kWh ekskludert merverdiavgift (Stensby et al. 2011). Med 25 % mva blir den totale strømprisen 75 øre/kWh.

Vedlikeholdskostnadene er usikre og avhenger i stor grad av robustheten til anlegget og forebyggende tiltak som gjøres ved investeringen. I en studie av det økonomiske potensialet for grunnvarme i Norge (Ramstad 2011) settes vedlikeholdskostnadene av grunne geotermiske anlegg til 1 % av investeringskostnaden for lukkede anlegg, mens åpne anlegg normalt vil ha noe større vedlikeholdskostnader, og 2 % av investeringskostnaden blir benyttet.

I en prosjektoppgave gjort ved NTNU, "Geotermisk energi fra fast fjell – varmeteknisk analyse av grunne og dype anlegg" (Natås 2005), ble vedlikeholdskostnadene satt til 3 % av investeringskostnadene bortsett fra kostnader til boringen av brønnen. Dette begrunnes med at det ikke vil trenge noe vedlikehold av selv brønnen.

Etter samtale med Wilhelm Huus-Hansen ble det anbefalt å sette vedlikeholdskostnadene til 5-10 øre/kWh etter erfaringer gjort ved et anlegg i Malmø. Anleggets robusthet og forebyggende tiltak vil være avgjørende for hvor høye driftskostnadene vil bli.

5.2 Støtteordninger

I 2001 vedtok Stortinget å etablere Enova. Formålet med Enova er å bidra til en miljøvennlig omlegging av energibruk og energiproduksjon ved hjelp av rådgivning og økonomisk støtte. De vil også bidra med utvikling av energi- og klimateknologi. Enova blir tildelt midler fra Energifondet, og skal benytte disse midlene for å nå myndighetenes mål på en mest mulig kostnadseffektiv måte. Man kan søke om støtte for blant annet innføring av ny teknologi, fjernvarme og energiltak i eksisterende bygg (Enova).

Det finnes også andre ulike støtteordninger som kan bidra til å finansiere geotermiske anlegg. Enkelte kommuner har egne støtteordninger for gjennomføringen, mens andre ordninger er nasjonale. I Østfold er det ingen kommuner som har egne støtteordninger. En oversikt over ulike støtteordninger finnes på hjemmesidene til energitilskudd.no. Det er for eksempel mulig å få støtte til å etablere lokale energisentraler basert på fornybare energikilder (*Energitilskudd, Østfold*). Dette kan hjelpe geotermisk energi til å bli et lønnsomt alternativ.

5.3 Inntekter fra en geotermisk brønn

Ofte vil energien fra en geotermisk brønn bli brukt av den eller de som eier brønnen. De vil dermed ikke ha noen direkte inntekter som følge av å investere i et geotermisk anlegg. Man kan imidlertid regne med at man reduserer energikostnadene, siden man reduserer strømforbruket, og man kan dermed regne en indirekte inntekt som følge av reduserte kostnader. Inntektene blir da differansen mellom det man ville betalt for elektrisitet ved elektrisk oppvarming og det man betaler for den geotermiske oppvarmingen.

En annen måte man kan regne på er å tenke seg at varmen blir solgt. For en som selv eier brønnen kan en tenke seg at man selger varmen til seg selv. Utfordringen er å finne ut hvilken pris man må ta per kWh levert varme for at investeringen skal gå i null. Ved å sammenligne denne prisen med prisen på andre alternativ kan man avgjøre om det vil være en lønnsom investering. For å finne energiprisen fra en geotermisk brønn benyttes nåverdimetoden beskrevet i kapittel 6.1.

Det kan også være andre inntekter av en geotermisk brønn. En bedrift kan for eksempel få et bedre omdømme ved å kunne markedsføre seg som en "grønn" bedrift. Dette kan indirekte føre til økte inntekter, men det er svært vanskelig å fastslå. Det ligger også en verdi i å være mer selvforsynt med energi og dermed mindre sårbar ved store endringer i strømprisen. Siden disse verdiene vanskelig lar seg tallfeste, er det vanskelig å ta de med i beregningene når man skal finne energiprisen. Man kan imidlertid argumentere for at investeringen kan være lønnsom selv om man kommer ut med en høyere energipris enn andre alternativer.

Ved slutten av brønnens levetid, når temperaturen i berget har kommet under et gitt nivå, regnes verdien av brønnen som null. På grunn av teknologiutvikling kan man forvente at det blir forholdsvis

billig å utvide brønnen, bore den dypere, ved slutten av dens levetid. Siden man da kan begynne boringen fra 1 500 meter, vil den nye, dypere brønnen være betydelig billigere enn den ellers ville vært. Derfor kan man si at brønnen fortsatt har en verdi etter endt levetid, noe som vil være gunstig med tanke på energiprisen. Dette er imidlertid også en verdi som det er vanskelig å tallfeste, og dermed vanskelig å ta hensyn til når energiprisen skal fastsettes.

6 Energipris

Energiprisen, det vil si prisen på en kWh levert energi, bestemmes av de totale utgiftene i forhold til energimengden som leveres. Det er svært utfordrende å komme fram til en spesifikk energipris siden den avhenger av svært mange faktorer, blant annet hva energien skal brukes til og hvordan anlegget kjøres. Det er derfor valgt ut et enkelt tilfelle, samt sett på hvordan prisen vil endre seg ved andre forutsetninger.

Siden inntektene og utgiftene vil komme på ulike tidspunkt, og at en krone i dag er mer verdt enn en krone om 10 år, må man ta hensyn til når pengene blir brukt og når man får inntektene. Nåverdi er et begrep som brukes om dagens verdi av penger i andre år.

6.1 Nåverdimetoden

Ved hjelp av nåverdimetoden kan man beregne hvor mye framtidens penger er verdt i forhold til dagens verdi, og på den måten kan framtidige inntekter sammenlignes med dagens investeringskostnad. For å gjennomføre denne kalkulasjonen antar man at alle inntekter og utgifter kommer ved slutten av året. Alle innbetalinger minus alle utbetalinger i et år utgjør årets kontantstrøm. Deretter neddiskonteres dette beløpet til investeringsstidspunktet, det vil si at kontantstrømmen for det gitte året omregnes til nåverdi. For å gjøre dette må man benytte en diskonteringsrente. Denne renten er et avkastningskrav og settes ofte lik realrenten. Den skal reflektere hva det koster å binde kapital i langsiktige investeringer. Man kan deretter summere alle nåverdiene av kontantstrømmene i løpet av investeringsens levetid, og komme fram til netto nåverdi (NNV). Dersom NNV er positiv er investeringen lønnsom og bør gjennomføres. NNV kan beregnes ved hjelp av Formel 6-1 (NOU 1997: 27 1997).

$$NNV = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{U_t}{(1+k)^t} \quad \text{Formel 6-1}$$

hvor I_0 er investeringsutgiften, U_t er kontantstrømmen i år t , k er diskonteringsrenten og n er levetiden til investeringen.

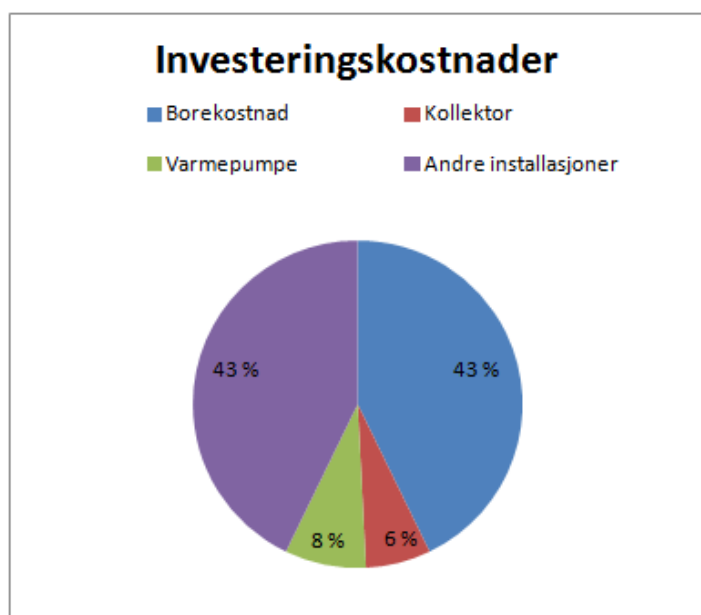
For en geotermisk brønn utgjør kollektor-, varmpumpe- og borekostnaden samt de andre installasjonskostnadene investeringsutgiften. Kontantstrømmen er levert energi multiplisert med energiprisen minus drifts- og vedlikeholdskostnadene. Ved å justere energiprisen slik at netto nåverdi blir 0, finner man hvilken pris man må ha på energien for at investeringen ikke skal være ulønnsom.

6.2 Energipris fra et 150 kW anlegg

For å finne hvilken energipris man kan forvente fra et anlegg med en halvdyp brønn blir det benyttet et eksempel med et anlegg på 150 kW. Investeringskostnadene vises i Tabell 6-1, og den totale investeringskostnaden vil være omtrent 4,7 millioner kroner. Fordelingen mellom kostnadene knyttet til brønn, kollektor og varmpumpe og andre installasjonskostnader vises i Figur 6.1.

Tabell 6-1 Investeringskostnader ved et 150 kW anlegg

Investeringskostnader	
Borekostnad	kr 2 000 000,00
Varmepumpe	kr 375 000,00
Kollektor	kr 300 000,00
Andre installasjoner	kr 2 000 000,00
Totalt	kr 4 675 000,00



Figur 6.1 Prosentvis fordeling av investeringskostnadene

Energiprisen blir beregnet ved hjelp av nåverdimetoden, og inputdata som benyttes vises i

Tabell 6-2. Brønnens levetid settes til 30 år og varmpumpens levetid til 15 år. Det er derfor lagt inn i beregningene at en ny varmpumpe kjøpes etter 15 år.

Tabell 6-2 Inputdata brukt til å beregne energiprisen ved et 150 kW anlegg

Inputdata	
Anleggs effekt	150 [kW]
Driftstid	4380 [h]
Strømpris	0,75 [kr/kWh] ¹
Driftskostnader	0,075 [kr/kWh] ²
Diskonteringsrente	7,5 [%]
Varmepumpens COP	4

På grunnlag av disse verdiene ble energiprisen beregnet til å være 0,88 kr/kWh.

¹ Strømprisen oppgis i kr per kWh kjøpt elektrisitet

² Driftskostnaden oppgis i kr per kWh levert varme

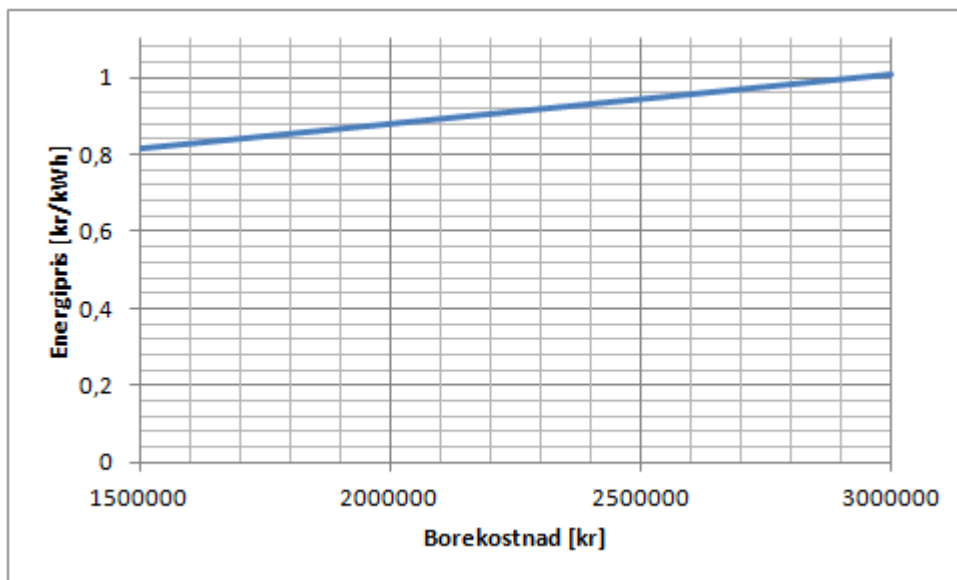
6.3 Sensitivitetsanalyse

Siden det er stor usikkerhet ved de ulike kostnadene knyttet til et anlegg med en halvdype geotermisk brønn og hvor mye energi og effekt den vil levere, er det gjennomført en sensitivitetsanalyse for å se hvor mye endringer i de ulike faktorene vil påvirke prisen på varmen som leveres. Sensitivitetsanalysen er gjennomført ved å ta utgangspunkt i beregningene som beskrives i kapittel 6.2 og endre en variabel av gangen.

6.3.1 Borekostnaden

Som vist i Figur 6.1 er borekostnaden en de største investeringskostnadene. Ved å endre borekostnaden vil energiprisen variere som vist i Figur 6.2. Av figuren kan man se at det er en lineær sammenheng mellom energipris og borekostnad, og ved hjelp av regresjon kan denne sammenhengen uttrykkes ved Formel 6-2.

$$\text{Energipris} = 1,29 \cdot 10^{-7} \frac{\text{kr}}{\text{kWh}} \cdot \text{borekostnad} + 0,62 \frac{\text{kr}}{\text{kWh}} \quad \text{Formel 6-2}$$



Figur 6.2 Sammenhengen mellom energipris og borekostnad

En reduksjon i borekostnaden på 10 % vil redusere energiprisen med 2,9 % til 0,86 kr/kWh.

Borekostnaden er som omtalt i kapittel 5.1.1 svært usikker. Dersom borekostnaden viser seg å være 3 millioner vil energiprisen bli 1,01 kr/kWh. Basert på funnene gjort i denne oppgaven er det en mulighet for at borekostnadene kan overstige både 3 og 4 millioner, noe som vil ha svært stor innvirkning på energiprisen.

6.3.2 Andre installasjonskostnader

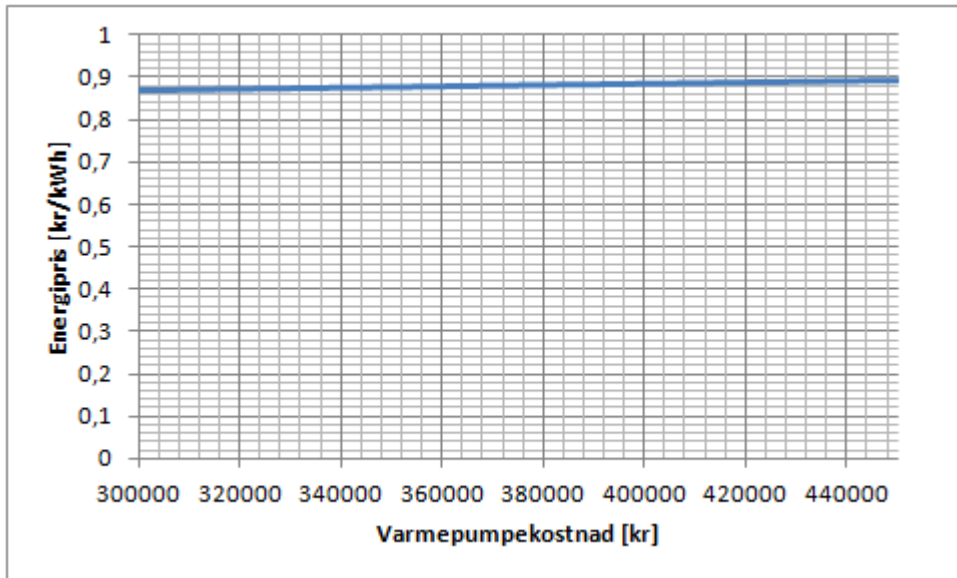
Siden de andre installasjonskostnadene står for en like stor andel av investeringskostnaden som borekostnaden, vil energiprisen følge den samme kurven som vist i Figur 6.2.

Det er imidlertid ikke knyttet like stor usikkerhet til denne utgiften, og det er liten grunn til å tro at andre installasjonskostnader vil vise seg å være over 3 millioner kroner. Det gjør at selv om energiprisen avhenger i like stor grad av andre installasjonskostnader som borekostnaden, er det lite sannsynlig at disse kostnadene vil føre til en vesentlig økning i energiprisen.

6.3.3 Varmepumpe

Varmepumpen står for en liten andel av den totale investeringskostnaden, og en endring i prisen på denne vil derfor ha liten innvirkning på energiprisen. Sammenhengen vises i Figur 6.3, og ved hjelp av regresjon ble det funnet at sammenhengen kan uttrykkes ved Formel 6-3.

$$\text{Energi pris} = 1,72 \cdot 10^{-7} \frac{\text{kr}}{\text{kWh}} \cdot \text{varmepumpe kostnad} + 0,82 \frac{\text{kr}}{\text{kWh}} \quad \text{Formel 6-3}$$



Figur 6.3 Sammenhengen mellom energipris og varmepumpe kostnad

Ved å redusere varmepumpe kostnaden med 10 % vil energiprisen reduseres med bare 0,7 % til 0,87 kr/kWh.

Kostnaden på varmepumpen vil ha liten innvirkning på energiprisen, men valg av varmepumpe vil likevel ha stor innvirkning på anleggets effekt og varmepumpens COP, noe som igjen er avgjørende for energiprisen, se kapittel 0 og 6.3.9. Det vil derfor være viktig å prioritere god COP selv om det kan gi en noe høyere investeringskostnad.

6.3.4 Kollektor

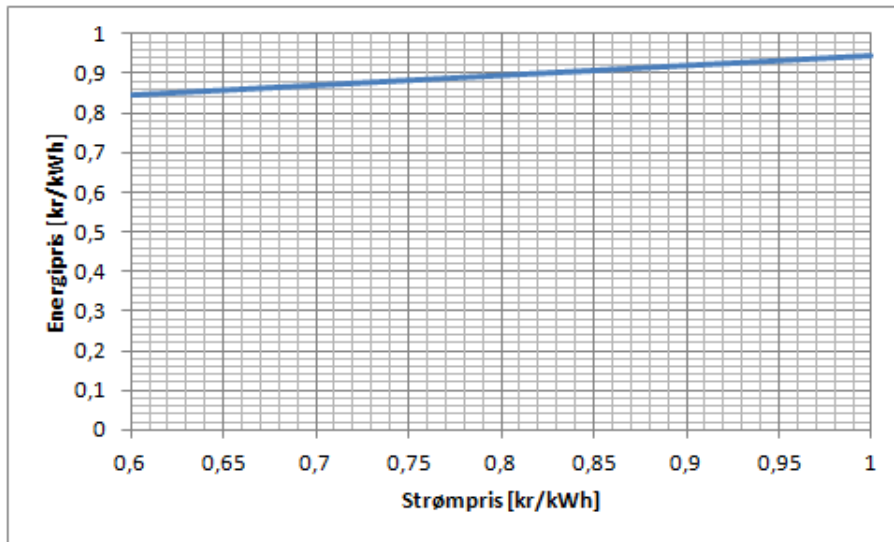
Kollektorkostnaden står for den minste andelen av de totale investeringskostnadene, og vil derfor ha relativt liten innvirkning på energiprisen. Til tross for liten direkte innvirkning, kan valg av kollektor påvirke de andre installasjonskostnadene i vesentlig grad. Dersom kollektormaterialet er så stivt at kollektoren ikke kan transporteres på en spole, men må sveises på stedet, vil det føre til lengre installasjonstid, noe som vil øke kostnadene.

Valg av kollektor vil også påvirke brønnenes ytelse og varmepumpens COP. En godt isolert kollektor vil gi høy temperatur på kollektorvæsken opp av brønnen, noe som vil gi høy effekt og god COP på varmepumpen. Dersom effekten reduseres vil energiprisen øke, se kapittel 0, og det samme er tilfelle ved lavere COP, se kapittel 6.3.9. Det kan derfor være lønnsomt å investere i en forholdsvis dyr kollektor, dersom denne gir god isolasjon.

6.3.5 Strømpris

Endring i strømpris vil påvirke energiprisen som vist i Figur 6.4. Sammenhengen er lineær og kan uttrykkes ved Formel 6-4.

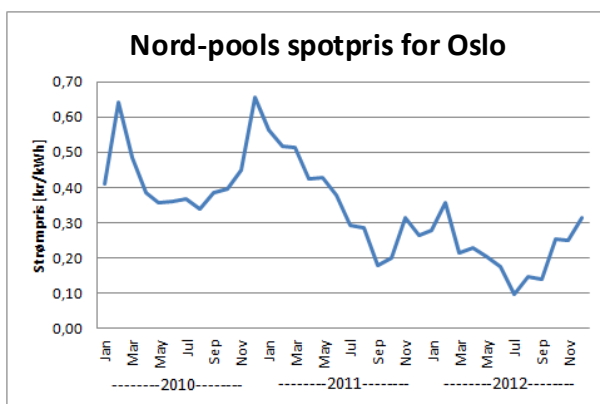
$$\text{Energipris} = 0,25 \frac{\frac{\text{kr}}{\text{kWh}}}{\frac{\text{kr}}{\text{kWh}}} \cdot \text{strømpris} + 0,69 \frac{\text{kr}}{\text{kWh}} \quad \text{Formel 6-4}$$



Figur 6.4 Sammenheng mellom energipris og strømpris

En reduksjon i strømprisen på 10 % vil redusere energiprisen med 2,1 % til 0,86 kr/kWh. Figuren viser at dersom strømprisen blir over 0,92 kr/kWh vil energiprisen fra anlegget være lavere enn strømprisen.

En strømpris på 0,75 kr/kWh er antatt som konstant over hele året. Strømprisen vil imidlertid variere i løpet av et år, noe som vises i Figur 6.5, og tendensen er at strømmen er dyrest om vinteren. Siden det er om vinteren det er mest behov for varmen fra en geotermisk brønn, kan det være sannsynlig at strømprisen vil nærme seg energiprisen i fyringssesongen.



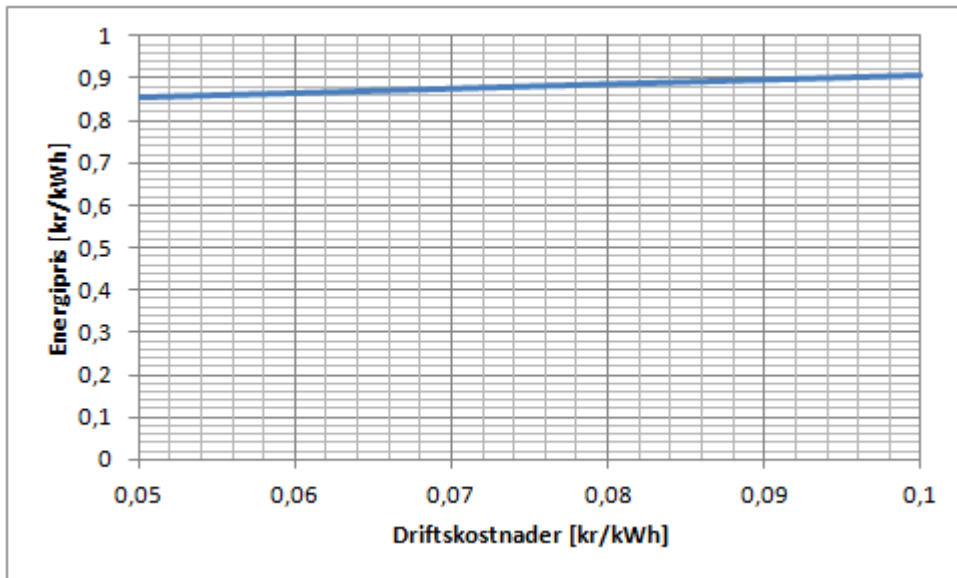
Figur 6.5 Nord-pools spotpris for strøm i Oslo fra 2010 til 2012 (Espot prices)

³ Ben evningen er egentlig kr/kWh levert varme over kr/kWh kjøpt elektrisitet

6.3.6 Driftskostnader

Driftskostnadene ble satt som et tillegg per kWh som leveres fra anlegget. Andre driftkostnader vil påvirke energiprisen som vist i Figur 6.6, og sammenhengen kan uttrykkes ved Formel 6-5.

$$\text{Energipris} = \text{Driftskostnad} + 0,81 \frac{\text{kr}}{\text{kWh}} \quad \text{Formel 6-5}$$



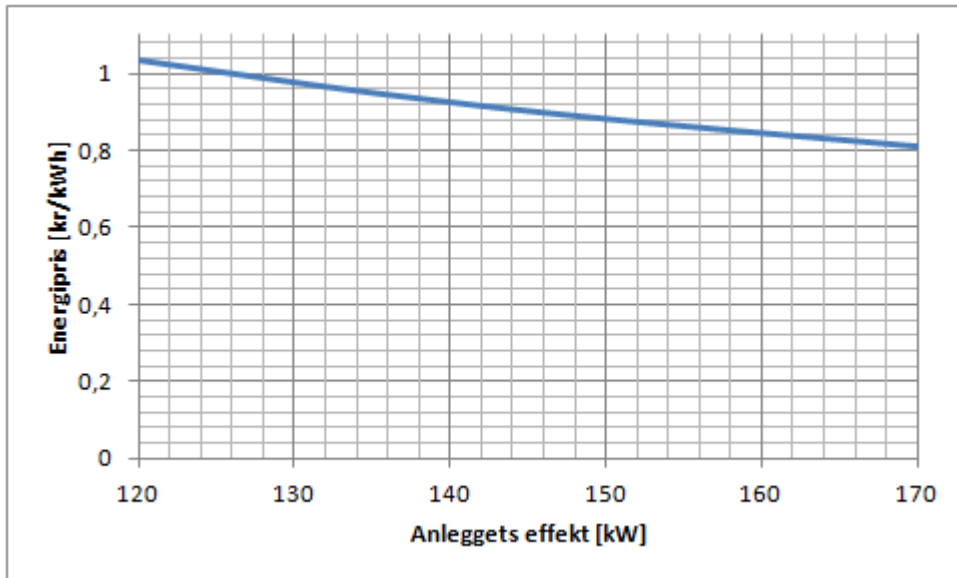
Figur 6.6 Sammenhengen mellom driftskostnad og energipris

En reduksjon i driftskostnaden på 10 % vil redusere energiprisen med 0,9 % til 0,87 kr/kWh.

Driftskostnadene vil være veldig avhengig av anleggets robusthet og forebyggende tiltak. Det kan derfor være lønnsomt å øke investeringskostnadene noe, dersom det medfører en reduksjon i driftskostnadene. Dette kan det imidlertid være utfordrende å se på forhånd.

6.3.7 Anleggets effekt

Anleggets effekt vil ikke direkte innvirke på energiprisen, men vil påvirke energimengden som leveres dersom driftstiden ikke endres. Den leverte energimengden påvirker inntektene i kontantstrømmen, som igjen påvirker energiprisen. Ved konstant driftstid vil energiprisen varierer som følge av anleggets effekt som vist i Figur 6.7.



Figur 6.7 Sammenhengen mellom anleggets effekt og energiprisen

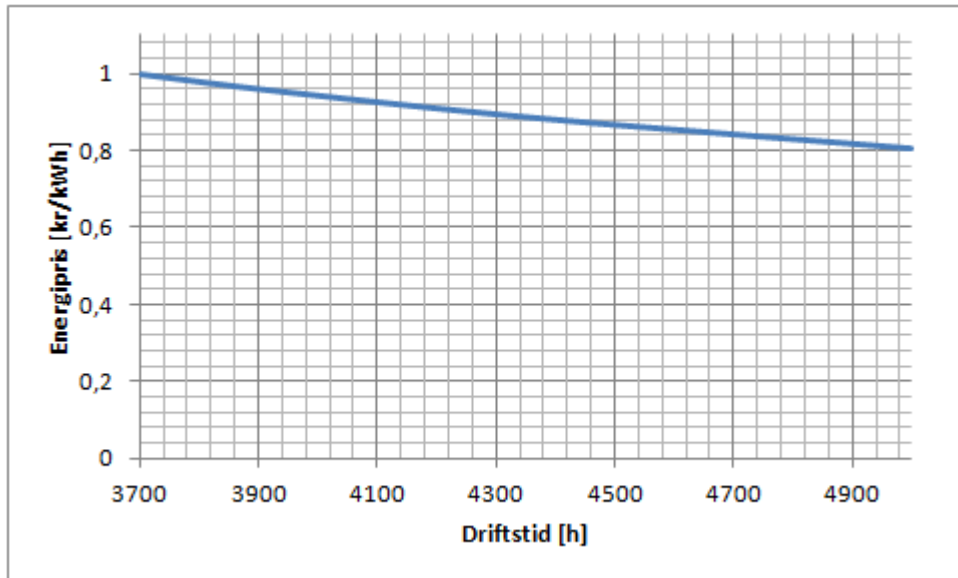
I henhold til beregningene utført av Henrik Holmberg kunne brønnen levere 100 kW i 4380 timer i året. Med en COP på varmepumpen på 4, vil det gi en totaleffekt på 133 kW. Siden det ble funnet et kollektormateriale med høyere termisk motstand enn det som ble brukt i de beregningene, ble det antatt at brønnen kunne levere 112 kW, noe som vil gi en totaleffekt på 150 kW dersom man antar en varmepumpe med COP på 4. Siden denne antagelsen ble gjort, er det større sannsynlighet for at anlegget vil levere mindre enn 150 kW enn mer.

Dersom anlegget bare leverer 135 kW vil energiprisen være 0,95 kr/kWh.

Man kan risikere at effekten i anlegget reduseres over tid, siden temperaturen i fjellet vil gå ned. Dette er det ikke tatt hensyn til i beregningene.

6.3.8 Driftstid

Driftstid er definert som den tiden anlegget må kjøres ved maksimal effekt for å levere en viss mengde energi. På samme måte som anleggets effekt, vil ikke driftstiden direkte innvirke på energiprisen, men forutsatt at avgitt effekt holdes konstant, vil energimengden som leveres bli påvirket av driftstiden. Beregningene i kapittel 6.2 baserer seg på at anlegget kjøres med full effekt i 4 380 timer i året med driftsintervaller på to timer. Forholdet mellom driftstid og energipris ved konstant avgitt effekt vises i Figur 6.8.



Figur 6.8 Sammenhengen mellom driftstid og energipris

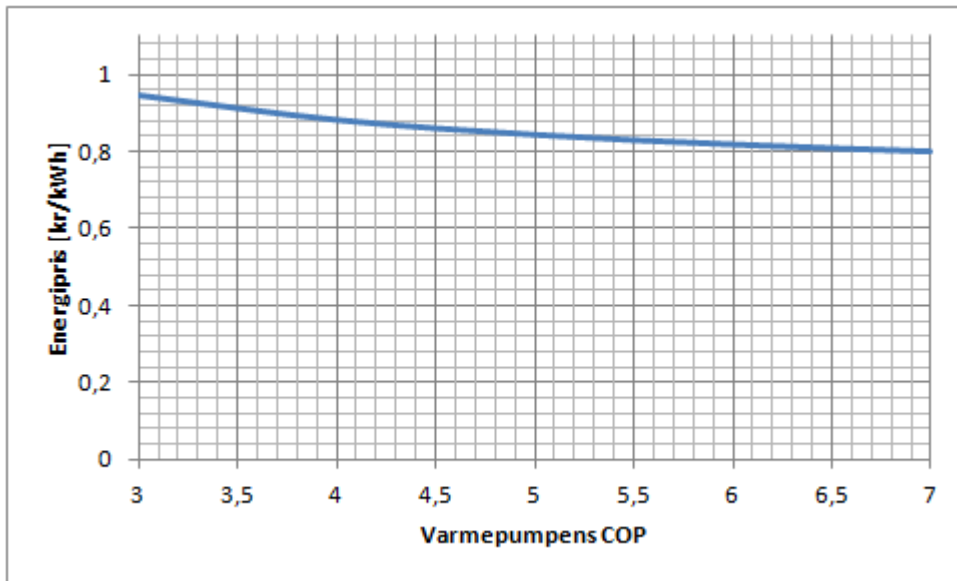
Dersom anlegget skal gå med to timers intervaller gjennom hele året, må det være en kunde som har bruk for energien kontinuerlig, for eksempel oppvarming av tappevann. I andre tilfeller kan varmebehovet være lavere om sommeren enn om vinteren, noe som kan redusere driftstiden. En mulighet kan være å bruke anlegget mye i løpet av vinteren, for deretter å la brønnen hvile i sommerhalvåret. Med en slik drift kan temperaturen i grunnfjellet, og dermed også effekten, gå noe ned i løpet av vinteren. I løpet av sommeren vil temperaturen gradvis økes igjen, og anlegget kan levere god effekt ved neste vinterperiode. Det er ikke beregnet hvordan effekten i anlegget vil påvirkes av en slik drift.

Dersom anlegget har en lengre brukstid enn 4 380 timer med samme effekt, vil energiprisen reduseres. Ved å øke driftstiden er det imidlertid en fare for at temperaturen i fjellet reduseres raskere, noe som gjør at effekten fra brønnen kan avta. Mindre avgitt effekt fører til mindre energi levert, noe som igjen vil føre til økt energipris.

Dersom man ikke har behov for varmen om sommeren, men man har behov for kjøling i denne perioden kan brønnen benyttes som et varmesluk. Man må da bruke varmepumpen motsatt vei, slik at varmen pumpes fra vannet som sirkuleres i bygningen og til kollektorvæsken. På denne måten vil man samtidig kunne øke temperaturen i berget slik at man kan hente ut mer energi når det er behov for oppvarming.

6.3.9 Varmepumpens COP

Figur 6.9 viser sammenhengen mellom varmepumpens COP og energiprisen.



Figur 6.9 Sammenhengen mellom varmepumpens COP og energiprisen

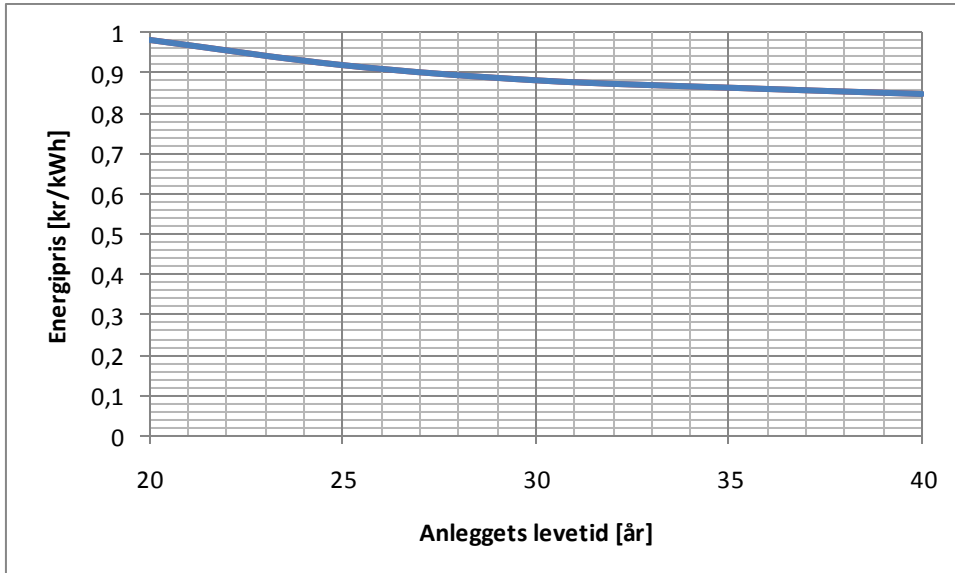
Varmepumpens COP avhenger av flere faktorer, se kapittel 3.3.1, blant annet temperaturkravet på vannet som skal brukes. Dersom varmen skal brukes til snøsmelting eller romoppvarming ved hjelp av vannbåren varme i gulv, kreves det lav temperatur, noe som er gunstig med tanke på varmepumpens COP. Høyere temperaturkrav vil gi til lavere COP.

Figuren viser at energiprisen synker ved økende COP, siden det medfører mindre bruk av elektrisitet. Dersom anlegget fortsatt skal levere like mye energi, kreves det dermed at brønnen leverer mer. Siden det ikke er sikkert brønnen er i stand til å levere mer enn 112 kW 4380 timer i året, se kapittel 4.2, kan man risikere at anlegget må levere lavere effekt for å øke varmepumpens COP.

Kurven er brattest i starten, noe som viser at det er viktigere å øke COP-verdien fra 3 til 4 enn fra 4 til 5. En økning i COP fra 3 til 4 fører til 6 øre lavere energipris, mens en økning fra 4 til 5 kun medfører en reduksjon i energiprisen på 4 øre.

6.3.10 Anleggets levetid

I utgangspunktet er det antatt at anlegget vil levere en konstant energimengde i 30 år. Dersom levetiden endres, men levert energimengde per år holdes konstant, vil energiprisen variere som følge av levetiden som vist i Figur 6.10. I beregningene er det antatt at for å øke levetiden til henholdsvis 35 eller 40 år kjøpes det en ny varmepumpe etter 30 år.



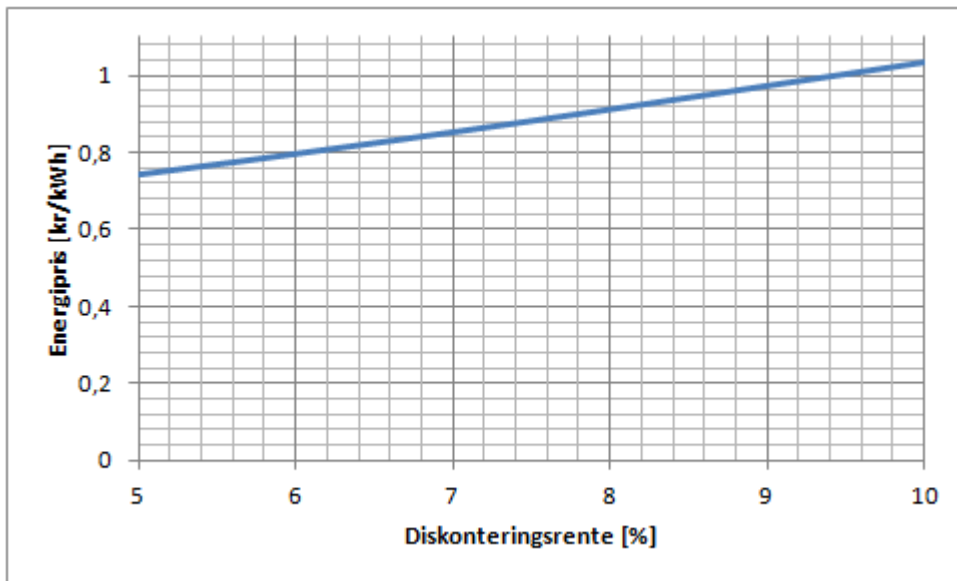
Figur 6.10 Sammenhengen mellom anleggets levetid og energipris

Energi prisen vil være avtagende ved økende levetid, men på grunn av neddiskonteringen av kontantstrømmene vil de siste årene ha mindre å si for energiprisen enn de første. I tillegg vil økt levetid føre til ekstrakostnader for å kjøpe ny varmepumpe.

Ved å øke levetiden risikerer man at effekten til anlegget vil gå ned. Dersom det ikke tilføres ny energi til fjellet, vil temperaturen gradvis gå ned, noe som medfører lavere effekt fra brønnen. Det kan derfor være grunn til å tro at energimengden som leveres per år vil reduseres ved økt levetid.

6.3.11 Diskonteringsrente

Diskonteringsrenten representerer avkastningskravet man setter på investeringen, og endringer i denne vil ha stor innvirkning på energiprisen. Sammenhengen vises i Figur 6.11.



Figur 6.11 Sammenhengen mellom diskonteringsrente og energipris

Valg av diskonteringsrente har stor innvirkning på energiprisen. Ved stor usikkerhet knyttet til den framtidige kontantstrømmen, velges ofte en forholdsvis høy diskonteringsrente for å gardere seg mot en eventuelt lavere kontantstrøm. Det er en viss usikkerhet knyttet til hvor mye energi en halvdyp brønn kan levere, noe som igjen gir innvirkning på kontantstrømmen, og dermed tilsier en forholdsvis høy diskonteringsrente. Samtidig vet man at geotermisk energi er en stabil energikilde som ikke avhenger av været i motsetning til andre fornybare energikilder som sol, vind og vann. Dette gjør at man kan forvente en jevn energileveranse som er stabil fra år til år.

Ved nåverdimetoden forutsettes det en fast diskonteringsrente for hele levetiden til investeringen. Forskning har derimot vist at man på grunn av usikkerheten til den framtidige økonomiske veksten bør ha en diskonteringsrente som er avtagende over tid for investeringer med lang levetid (Løken 2013). I dette eksempelet er brønnens levetid satt til 30 år, men i realiteten er det grunn til å tro at brønnen kan levere energi lenger enn det. Man kunne derfor brukt en avtagende diskonteringsrente, noe som vil ført til en reduksjon i energiprisen.

6.3.12 Oppsummering av sensitivitetsanalysene

Sensitivitetsanalysen har vist at variasjoner i kostnadene påvirker energiprisen i ulik grad. Tabell 6-3 viser hvor mange prosent energiprisen reduseres ved å redusere ulike kostnader med 10 %, og hva energiprisen da vil være.

Tabell 6-3 Prosentvis endring i energipris som følge av 10 % endring i ulike kostnader, og ny energipris ved en slik reduksjon.

10 % endring i:	Endring i energipris [%]	Ny energipris [kr/kWh]
Borekostnad	2,9	0,86
Andre installasjonskostnader	2,9	0,86
Varmepumpekostnad	0,7	0,87
Strømpris	2,1	0,86
Driftskostnader	0,9	0,87

Av tabellen kan vi se at borekostnaden og kostnader knyttet til andre installasjoner er de som har størst innvirkning på energiprisen. Siden usikkerheten til borekostnaden er stor gir det en forholdsvis stor usikkerhet til energiprisen. Strømprisen vil også påvirke energiprisen i vesentlig grad. Siden en økning i strømprisen fører til en relativt mindre økning i energiprisen, vil økte strømpriser føre til at strømprisen nærmer seg energiprisen, og ved 0,92 kr/kWh vil energiprisen og strømprisen være lik. Endringer i varmpumpekostnad og driftskostnader vil ha mindre å si på energiprisen.

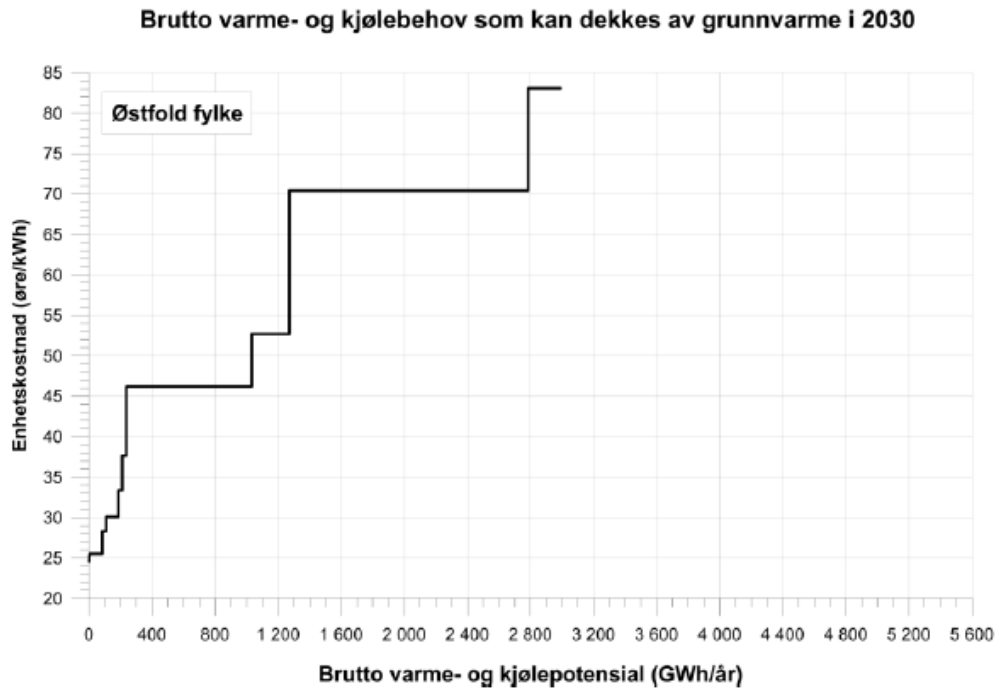
En utfordring med sensitivitetsanalysene er at endringer i en parameter ofte vil påvirke en annen.

6.4 Økonomisk potensial

Det er som det ble vist i kapittel 0 mye varmeenergi lagret i berggrunnen i Østfold. Det gir grunnlag for et stort teoretisk potensial for utnyttelse av den geotermiske energien. En faktor som begrenser det reelle potensialet er lønnsomheten. Det økonomiske potensialet blir derfor en del lavere enn den varmeenergien man faktisk har tilgjengelig.

For å avgjøre om det er gunstig å investere i en halvdyp geotermisk brønn må man sammenligne energiprisen fra den halvdype brønnen med hva det koster å kjøpe energi fra andre kilder. En energipris på 0,88 kr/kWh er i utgangspunktet for høyt til at det vil lønne seg med en geotermisk brønn, siden man kan forvente å få elektrisitet for 0,75 kr/kWh. Fra Figur 6.4 ser vi at dersom strømprisen kommer over 0,92 kr/kWh vil det være lønnsomt å investere i en halvdyp brønn, sammenlignet med elektrisk oppvarming.

I 2011 ble det økonomiske potensialet for utnyttelse av grunne geotermiske brønner kartlagt i en rapport fra NVE. Figur 6.12 er hentet fra rapporten og viser hvor mye energi som kan dekkes av grunnvarme i forhold til enhetspris. Man kan se at omtrent 2 800 GWh/år kan dekkes av grunnvarme i Østfold i 2030 for en enhetskostnad på under 72 øre/kWh. Omtrent 1 100 GWh/år kan utnyttes til under 50 øre/kWh. Basert på dette vil grunne geotermiske brønner levere betydelig billigere energi enn halvdype brønner basert på dagens teknologi.



Figur 6.12 Potensialet for energiutnyttelse fra grunnvarme i Østfold i 2030 etter enhetspris (Ramstad 2011)

I henhold til NVEs håndbok nr 1/2011 "Kostnader ved produksjon av kraft og varme" kan man forvente å få kjøpt varme fra varmesentral for 70 øre/kWh ekskludert merverdiavgift (mva) (Stensby et al. 2011). Dersom man regner med 25 % mva vil prisen være 87,5 øre/kWh, altså omtrent det samme som man kan forvente fra et anlegg med en halvdyp geotermisk brønn.

I den samme håndboka beregnes prisen for tørr flis til 28,35 øre/kWh ekskludert mva (Stensby et al. 2011). Kostnader knyttet til installasjonen av et fyringsanlegg og drifts- og vedlikeholdskostnader er imidlertid ikke medregnet i denne prisen, noe som gjør at den reelle energiprisen vil være høyere.

Felles for alle de overnevnte oppvarmingsløsningen, bortsett fra elektrisitet, er at det er en fordel om bygningene er tilrettelagt for vannbåren oppvarming. I NVEs rapport "Grunnvarme i Norge – kartlegging av økonomisk potensial" trekkes mangelen på varmedistribusjonssystemer fram som en av hovedutfordringene knyttet til utnyttelse av geotermisk energi i Norge (Ramstad 2011).

Bygningsmassen i Norge er generelt dårlig tilrettelagt for utnyttelse av vannbåren varme. Installasjon av varmedistribusjonssystem i eksisterende bygg vil være kostbart og bidra til å øke energiprisen fra blant annet geotermiske brønner.

7 Situasjonen i Østfold

Siden energien fra halvdype geotermiske brønner ikke vil føre til ny elektrisetsproduksjon, vil potensialet for å redusere Østfolds behov for elektrisetsimport begrenses av elektrisiteten brukt til oppvarming. I dette kapitlet blir det kartlagt hvor mye elektrisitet som brukes til oppvarming, og det blir forsøkt å finne ut hvor mye av dette som kan erstattes av geotermisk energi.

7.1 Elektrisetsforbruket i Østfold

Data som benyttes i dette kapitlet er hentet inn av Rejlers Consulting i forbindelse med utarbeidelsen av de lokale energiutredningene i 2011.

7.1.1 Bakgrunn for brukte data

For å sammenligne energiforbruket fra ett år til et annet, er det ulike parametere det er viktig å ta hensyn til. En slik parameter er utendørstemperaturen. Siden mye av energiforbruket i Norge er knyttet til oppvarming, vil temperaturen utendørs spille en vesentlig rolle for hvor mye energi som blir brukt. Det er derfor benyttet temperaturkorrigerede tall i dataene som presenteres her.

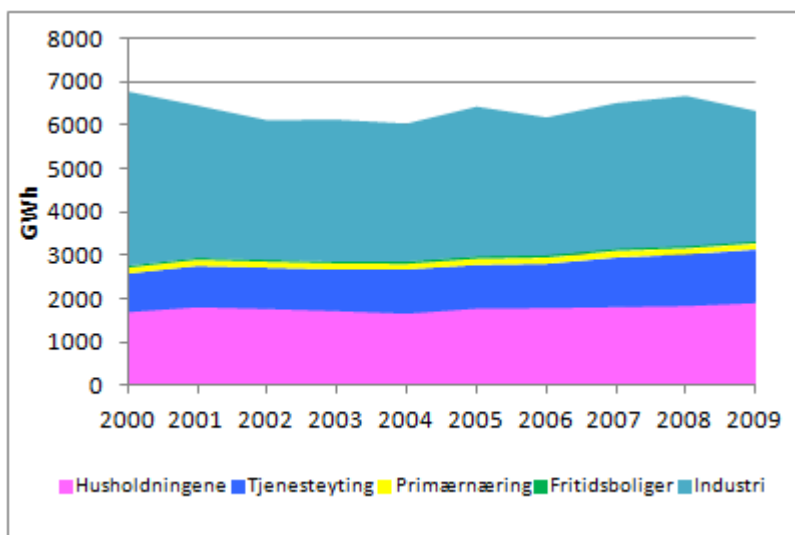
Korrigeringen er utført ved å se på graddagstallene for hvert år, og sammenligne det med gjennomsnittlig graddagstall i perioden 1971 til 2000. Graddagstallet er et mål på fyringsbehovet og en dags graddagstall er definert som hvor mange grader døgnetts gjennomsnittstemperatur ligger under 17 °C, dersom gjennomsnittstemperaturen ligger over 17 °C regner man med at det ikke er noe fyringsbehov, og graddagstallet settes til 0. Graddagstallet for et år er summen av alle graddagstallene i løpet av året. På den måten kan elektrisetsforbruket sammenlignes uten at temperaturavhengige svingninger influerer resultatet.

Til tross for denne korrigeringen er det fortsatt en usikkerhet knyttet til tallene. Det vil variere hvor mye av forbruket som påvirkes av temperaturen. I denne korrigeringen er det tatt som utgangspunkt at 55 % av elektrisetsforbruket i husholdningene avhenger av temperaturen. Innen tjenesteytende sektor og primærnæringene regnes 50 % av elektrisetsforbruket som temperaturavhengig, mens man går ut fra at alt forbruket av fjernvarme er temperaturavhengig. Industriens forbruk regnes som uavhengig av temperatur (Rejlers Consulting 2011b).

Riktigheten av å bruke temperaturkorrigerede data kan likevel diskuteres. Siden det er en trend at utendørstemperaturen i landet stiger, vil det trolig føre til en nedgang i elektrisetsforbruket knyttet til oppvarming. Det vil derfor kunne argumenteres for at temperaturkorrigering ikke nødvendigvis fører til et bedre sammenligningsgrunnlag. Bedre isolering i husene bidrar også til å redusere varmebehovet.

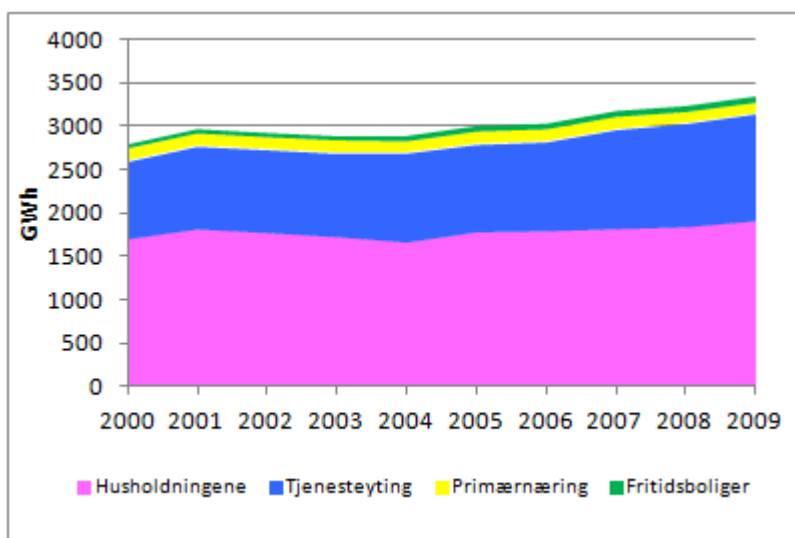
7.1.2 Historisk elektrisitetsforbruk i Østfold

I 2009 brukte Østfold omtrent 6 300 GWh elektrisk energi. Av dette ble omtrent 1 900 GWh brukt i husholdningene, 1 200 GWh innen tjenesteyting og 3 000 GWh innen industri. I tillegg ble det brukt noe innen primærnæringene og i fritidsboliger. Utviklingen av elektrisitetsforbruket vises i Figur 7.1. Siden år 2000 har forbruket gått opp og ned med en topp i 2000 på nesten 6 800 GWh, og en bunn i 2004 på ned mot 6 000 GWh (Rejlers Consulting 2011a).



Figur 7.1 Utviklingen i temperaturkorrigert elektrisitetsforbruket i Østfold fra 2000 til 2009 (Rejlers Consulting 2011a)

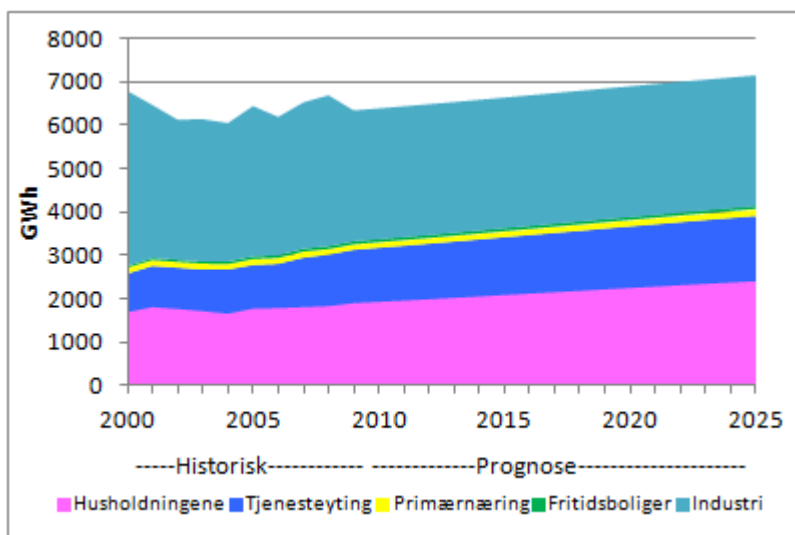
Det er vanskelig å lese noen spesiell trend ut i fra totalforbruket av elektrisitet de siste årene, siden det har variert både opp og ned. Grunnen til denne variasjonen er i hovedsak endringer i forbruket i industrien. Dersom man ser bort fra forbruket i industrien, noe som er vist i Figur 7.2, kan man se en økende trend for elektrisitetsforbruket i Østfold fra 2003 til 2009. Dette kan sees i sammenheng med økende befolkningsmengde i den samme perioden. Forbruksøkningen er hovedsakelig i husholdningene og tjenesteytende sektor.



Figur 7.2 Utviklingen i temperaturkorrigert elektrisitetsforbruket i Østfold sett bort fra industrien fra 2000 til 2009 (Rejlers Consulting 2011a)

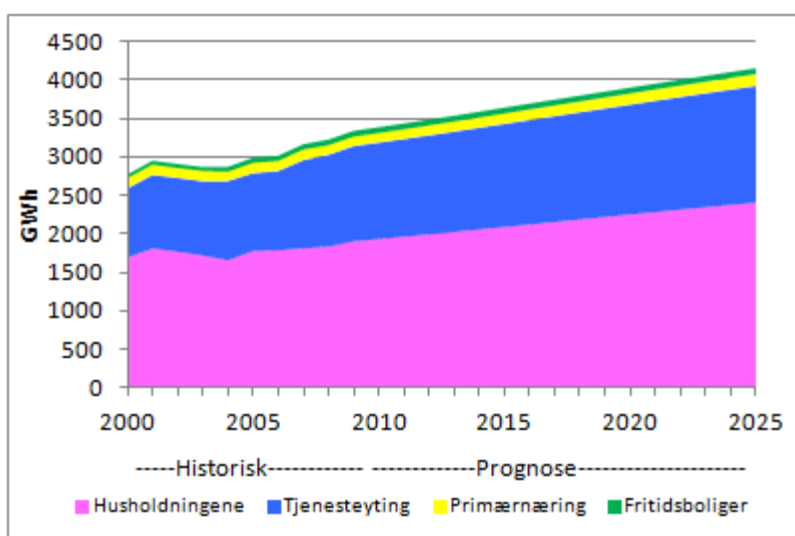
7.1.3 Framskrevet elektrisitetsforbruk i Østfold

På bakgrunn av elektrisitetsforbruket som er presentert i kapittel 0 ser man for seg at elektrisitetsforbruket i Østfold høyst sannsynlig vil øke i årene som kommer. For å lage en prognose for denne økningen har man valgt å benytte seg av Statistisk sentralbyrås prognose for befolkningsutvikling, og statistikken som er brukt bygger på middels nasjonal vekst, middels fruktbarhet, middels levealder og middels netto innvandring (alternativ MMMM). Man har deretter valgt å anta at forbruket per person i husholdninger, tjenesteytende sektor og primærnæringer vil holde seg konstant. Innen industri og fritidsboliger er det antatt at det totale forbruket vil holdes konstant. Prognosen vises i Figur 7.3.



Figur 7.3 Antatt utvikling i Østfolds elektrisitetsforbruk fram mot 2025 (Rejlers Consulting 2011a)

Siden det har vært store variasjoner i industriens forbruk er det utfordrende å forutsi hvordan dette forbruket vil utvikle seg. Dersom man ser bort fra industrien, kan man forvente at elektrisitetsforbruket i Østfold vil utvikle seg som vist i Figur 7.4. Økningen skyldes en forventet befolkningsvekst.



Figur 7.4 Antatt utvikling i elektrisitetsforbruket i Østfold, bortsett fra industrien, fram mot 2025 (Rejlers Consulting 2011a)

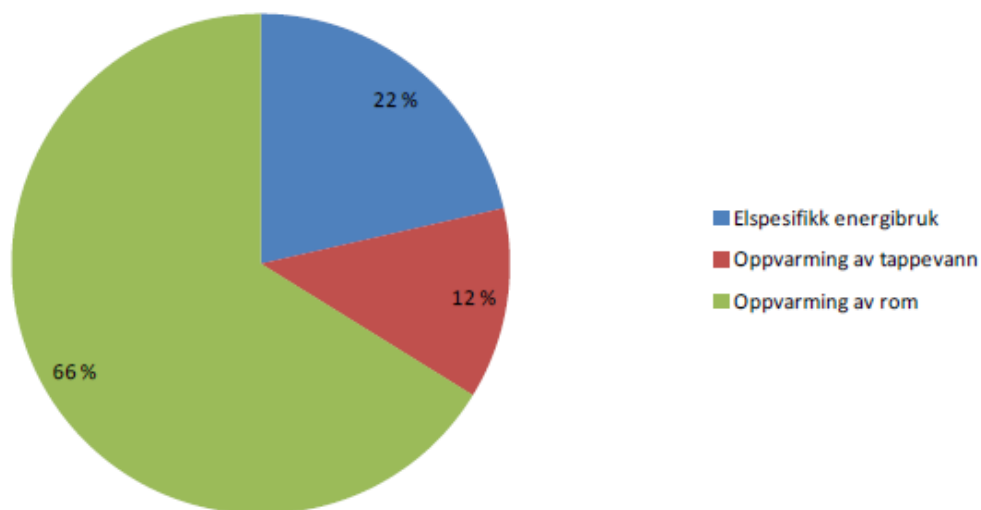
7.2 Elektrisitet brukt til oppvarming i Østfold

En stor andel av elektrisiteten som brukes i Østfold er som i resten av landet knyttet til oppvarming, men det er utfordrende å fastslå hvor stort denne andelen er.

7.2.1 Elektrisitet brukt til oppvarming i husholdningene

For å fastslå hvor mye av energien som brukes til oppvarming, er det gjennomført en del studier. I temaartikkelen "Formålsfordeling av energibruk i norske husholdninger" sammenlignes funn fra fire ulike studier. De konkluderer med at omtrent 70 % av energiforbruket går med til oppvarming, men presiserer at dette er et svært usikkert tall (Magnussen & Wahl 2008).

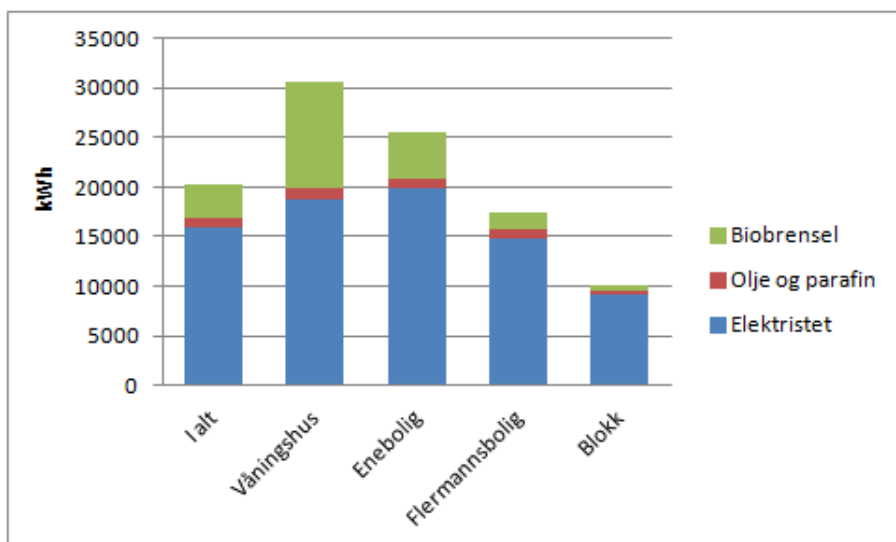
I NVEs "Energibruksrapport 2012 – Energibruk i husholdningene" kartlegges forbruksfordelingen av energiforbruket i husholdningene. De baserer sine antagelser på ulike studier gjort i de nordiske landene og kommer fram til en fordeling som er vist i Figur 7.5. Fra et totalforbruk på omtrent 21 000 kWh antar de at omtrent 13 900 kWh (66 % av energiforbruket) går med til oppvarming av rom, 4 500 kWh (22 %) går med til elspesifikt forbruk som belysning, hvite- og brunevarer og data- og underholdningsapparater og 2 600 kWh (12 %) går med til oppvarming av tappevann. Det vil si at en gjennomsnittshusholdning bruker omtrent 16 500 kWh (78 %) til rom- og tappevannsoppvarming (Bergesen et al. 2012).



Figur 7.5 Forbruksfordeling av energiforbruket i husholdninger (Bergesen et al. 2012)

Det kan være store avvik fra fordelingen som vises i Figur 7.5. Hvor i landet husholdningen er lokalisert, hvor mange personer som bor der, boligstørrelsen og beboernes adferd er faktorer som påvirker forbruksfordelingen (Bergesen et al. 2012).

Elektrisitet er den energikilden som er mest brukt til oppvarming. Det er anslått at omtrent 70-80 % av oppvarmingsbehovet blir dekket av elektrisitet (Bergesen et al. 2012).



Figur 7.6 Energibruk etter hustype og energivare i 2009 (SSB 2011a)

Energibruken i ulike hustyper i 2009 fordelt på energivare vises i Figur 7.6. Ved å anta den samme formålsfordelingen som vist i Figur 7.5, hvor 78 % går med til oppvarming vil det si at en gjennomsnittlig husholdning brukte 15 800 kWh til oppvarmingsformål. Man kan anta at all energien fra biobrensel og olje og parafin ble brukt til oppvarming, noe som til sammen utgjør omtrent 4 300 kWh. Det vil si at 11 500 kWh elektrisitet ble brukt til oppvarming, noe som utgjør 72 % av elektrisitetsforbruket i en gjennomsnittlig bolig.

I Xrgias rapport "Klima- og energidata, og fremtidig utvikling i byggsektoren" anslås det at 72 % av energibehovet i boliger er knyttet til oppvarming (Havskjold et al. 2009). Basert på denne antagelsen og verdiene i Figur 7.6 vil det totale oppvarmingsbehovet for en gjennomsnittlig bolig være omtrent 14 700 kWh. Ved å trekke fra energien fra biobrensel og olje og parafin, står man igjen med at 10 300 kWh elektrisitet ble brukt til oppvarming. Elektrisitetsforbruket knyttet til oppvarming utgjør da 65 % av det totale elektrisitetsforbruket i en gjennomsnittlig bolig.

Det er enklere å kartlegge det elspesifikke forbruket, siden det kun dreier seg om måling av elektrisitet. Energibruken knyttet til oppvarming er vanskeligere siden det her dreier seg om ulike energivarer og teknologier, som bioenergi, fjemvarme, solvarme, varmepumper og lignende.

I gjennomsnitt bruker hver husholdning omtrent 16 000 kWh elektrisitet (SSB 2011b). Av dette brukes omtrent 4 000 kWh til elspesifikt forbruk (Langseth et al. 2011). Dersom man antar at resten, 12 000 kWh, brukes til oppvarming av rom og tappevann vil det si at 75 % av elektrisitetsforbruket i husholdningene går med til rom- og tappevannsoppvarming.

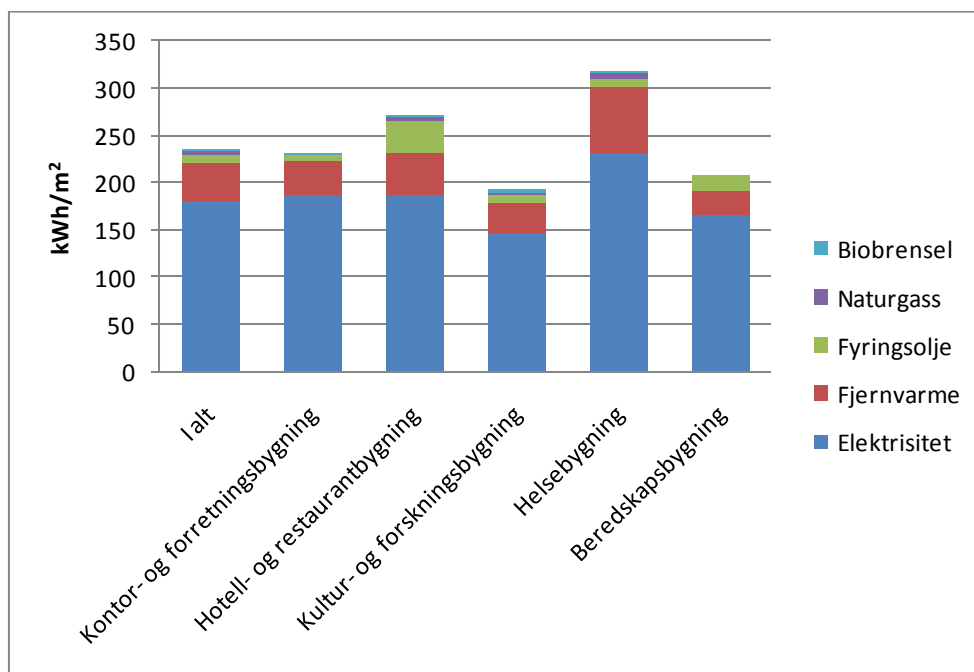
Ved å ta utgangspunkt i antagelsene gjort ovenfor kan man anta at mellom 65 og 75 % av elektrisitetsforbruket i husholdningene er knyttet til rom- og tappevannsoppvarming. I Østfold brukte husholdningene 1 900 GWh elektrisitet i 2009 (Rejlers Consulting 2011a), noe som tilsier at omtrent 1 300 GWh elektrisitet ble brukt til rom- og tappevannsoppvarming i 2009.

I de lokale energiutredningen som ble utført i 2011 ble det antatt at 55 % av den totale energibruken i husholdningene var temperaturavhengig (Rejlers Consulting 2011b). Det er i hovedsak energi brukt til romoppvarming som er temperaturavhengig, og man kan derfor anta at 55 % av den totale

energibruken er knyttet til dette formålet. Husholdningenes totale energibruk var i 2009 omtrent 2 500 GWh, noe som tilsier at omtrent 1 400 GWh ble brukt til romoppvarming. Ved å trekke fra energi fra biobrensel (440 GWh) og gass og petroleumsprodukter (190 GWh) kan man anta at omtrent 770 GWh ble brukt til romoppvarming (Rejlers Consulting 2011a). I tillegg kommer energi brukt til tappevannsoppvarming. Ved å anta at dette utgjør 2 600 kWh per husholdning (Bergesen et al. 2012), og hver husholdning bruker 16 000 kWh elektrisitet (SSB 2011b) vil det si at 16 % av elektrisitetsforbruket gikk med til tappevannsoppvarming. Totalt for husholdningene i Østfold utgjør det omtrent 300 GWh. Elektrisitet brukt til rom- og tappevannsoppvarming i 2009 blir ved disse antagelsene omtrent 1 100 GWh.

7.2.2 Elektrisitet brukt til oppvarming i næringsbygg

Energibruken i ulike næringsbygg i 2011 fordelt på energivare vises i Figur 7.7. I gjennomsnitt brukte en næringsbygning 234 kWh/m², men det er store variasjoner. En viktig faktor som påvirker energiforbruket er brukstiden. Helsebygg, for eksempel sykehus, er i drift store deler av døgnet, mens kultur- og forskningsbygg, derunder skoler, barnehager og kulturhus, har relativt lav brukstid. En annen viktig faktor er mengden energikrevende teknisk utstyr, noe for eksempel sykehus har en relativt mye av.



Figur 7.7 Energibruk etter bygningstype og energivare i 2011, kWh/m² (SSB 2012)

Xrgia anslår i rapporten "Klima- og energidata, og fremtidig utvikling i byggsektoren" at 78 % av energibehovet i næringsbygg i 2008 var knyttet til oppvarming. Videre blir det antatt at denne andelen reduseres til 63 % i 2030 (Havskjold et al. 2009). Datagrunnlaget til Figur 7.7 er energibruken i 2011, og man kan derfor anta en liten reduksjon i andelen av energi som brukes til oppvarming i forhold til 2008. Ved å anta at 75 % av energibehovet i 2011 var knyttet til oppvarming, vil det si at hver næringsbygning i gjennomsnitt brukte 175 kWh/m² til oppvarming.

Man kan anta at alt av biobrensel, naturgass, fyringsolje og fjernvarme ble brukt til oppvarming. Totalt utgjør det 54 kWh/m². Resten ble dekket av elektrisitet, og man kan anta at

elektrisitetsforbruket knyttet til oppvarming var på 121 kWh/m², noe som utgjør omtrent 67 % av bygningens totale elektrisitetsforbruk i 2011.

I 2009 brukte tjenesteytende sektor i Østfold 1 200 GWh elektrisitet (Rejlers Consulting 2011a). Dersom man antar at andelen brukt til oppvarming var den samme i 2009 som i 2011, vil det si at 800 GWh elektrisitet ble brukt til oppvarming innen tjenesteytende sektor.

Tjenesteytende sektor i Østfold brukte omtrent 1 400 GWh i 2009 (Rejlers Consulting 2011a). Ved å ta utgangspunkt i at 50 % av det totale energiforbruket innen tjenesteyting er temperaturavhengig (Rejlers Consulting 2011b), altså knyttet til romoppvarming, kan man anta at omtrent 700 GWh ble brukt til dette formålet. Etter å ha trukket fra energi fra biobrensel og gass og petroleum står man igjen med 540 GWh elektrisitet brukt til romoppvarming. Andelen som brukes til tappevannsoppvarming er uviss, men ved å anta samme andel som husholdningene (16 %) vil dette forbruket utgjøre omtrent 200 GWh. Basert på disse antagelsene brukte næringsbygg i Østfold i 2009 740 GWh elektrisiteten til rom- og tappevannsoppvarming.

7.2.3 Oppsummering av elektrisitetsforbruket knyttet til oppvarming

Tabell 7-1 viser Østfolds elektrisitetsforbruk og andelen elektrisitet brukt til oppvarming basert på antagelsene gjort i kapitlene 7.2.1 og 7.2.2. Det er svært vanskelig å anslå hvor mye av elektrisitetsforbruket i industrien som ble brukt til oppvarming.

Tabell 7-1 Elektrisitetsforbruk og elektrisitet brukt til oppvarming i Østfold i 2009

	Elektrisitesforbruk [GWh]	Elektrisitet brukt til oppvarming [GWh]
Husholdninger	1 900	~ 1 300
Tjenesteytende sektor	1 200	~ 800
Industri	3 000	?
Annet	200	?
Totalt	6 300	~ 2 100

7.3 Elektrisitetsproduksjon i Østfold

Elektrisitetsproduksjonen i Østfold er omtrent 4 500 GWh i et normalår. Produksjonen kommer hovedsakelig fra elvekraftverk med uregulert tilsig, og det produseres derfor mest elektrisitet om våren, sommeren og høsten, mens forbruket er størst om vinteren. Det gjør at de må importere mye i vinterhalvåret, og sentralnettet må dekke det meste av det maksimale effektbehovet (Hafslund Nett 2012).

Med et forbruk på 6 300 GWh vil det si at de importerte ca 1 800 GWh i 2009. Selvforsyningsgraden var da på 71 %. For å bli selvforsynt med elektrisitet må de derfor øke produksjonen med 1 800 GWh, redusere forbruket tilsvarende, eller en kombinasjon av disse alternativene. Geotermisk energi fra halvdype brønner kan bidra med å redusere forbruket.

7.4 Reduksjon i elektrisitetsforbruket ved hjelp av geotermisk energiutnyttelse

Den maksimale reduksjonen i elektrisitetsforbruket som følge av geotermisk energiutnyttelse fra halvdype brønner, vil være dersom all elektrisk oppvarmingen erstattes av oppvarmingsløsninger basert på denne metoden. Som vist i kapittel 0 ble det brukt omtrent 2 100 GWh elektrisitet til oppvarming i husholdningene og tjenesteytende sektor. Siden det vil være behov for å bruke varmpumpe i anleggene vil det være umulig å dekke hele dette forbruket med energi fra halvdype geotermiske brønner. Ved å anta at energien levers fra et anlegg med varmpumpe med COP på 4, vil den maksimale reduksjonen i elektrisitet være nesten 1 600 GWh.

En begrensende faktor vil imidlertid være anleggsstørrelsen. Siden et anlegg basert på en halvdyp geotermisk brønn vil levere omtrent 650 000 kWh/år, må dette varmebehovet være lokalisert innen et lite geografisk område for at utbyggingen ikke skal bli uforholdsmessig kostbar. Dersom varmebehovet er spredd over et stort areal vil det være nødvendig å bygge et stort distribusjonsnett, noe som vil være svært kostbart.

Som vist i kapittel 7.2.1, er det utfordrende å fastsette oppvarmingsbehovet i en gjennomsnittlig, eksisterende bolig. I henhold til Xrgias rapport er oppvarmingsbehovet 110 kWh/m² (Havskjold et al. 2009). Et anlegg som leverer 650 000 kWh vil derfor gi nok energi til nesten 6 000 m² oppvarmet bruksareal i boliger. Dersom man antar at hver bolig er 150 m² vil det si at et anlegg kan levere energi til omtrent 40 boliger. Ved å anta et oppvarmingsbehov på 16 500 kWh for en gjennomsnittlig bolig (Bergesen et al. 2012), vil det også gi at et anlegg gir nok energi til omtrent 40 boliger. Aktuelle bruksområder kan da være et nærvarmenett i et tettbygd boligfelt eller sentralvarme i boligblokker. I boligblokker vil imidlertid hver leilighet trolig ha et lavere oppvarmingsbehov enn en gjennomsnittlig bolig, noe som øker antallet leiligheter som kan forsynes av et anlegg.

Oppvarmingsbehovet i næringsbygg vil være avhengig av bygningstype og alder. Eksisterende næringsbygg har i henhold til Xrgias rapport et gjennomsnittlig oppvarmingsbehov på 185 kWh/m² (Havskjold et al. 2009), mens det etter antagelser i kapittel 7.2.2 ble estimert til å være omtrent 175 kWh/m². Det vil si at et anlegg som leverer 650 000 kWh gir nok energi til et bygg på omtrent 3 600 m². Størrelsen vil imidlertid variere betydelig avhengig av hvilken type næringsbygg det dreier seg om.

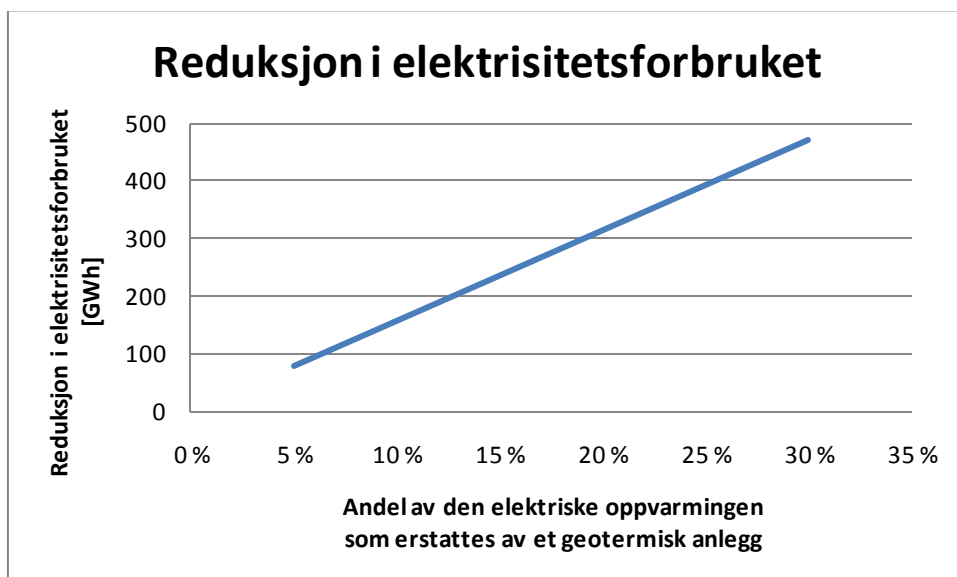
I beregningene ovenfor er det antatt at det geotermiske anlegget leverer all energien bygningen eller boligene trenger i løpet av ett år. Dette forutsetter at anlegget dimensjoneres til 100 % av effektbehovet i byggene, noe som vil være uforholdsmessig kostbart. Det vil derfor være urealistisk å anta at alt oppvarmingsbehov i en bygning kan dekkes av et geotermisk anlegg. For at anlegget skal levere 650 000 kWh er det antatt at det driftes jevnt over hele året, noe som tilsier at energien som leveres blir fordelt på hele året. Siden oppvarmingsbehovet vil være størst om vinteren, vil det være gunstig å bruke en annen oppvarmingsløsning for å dekke det ekstra energi behovet i løpet av vinteren. Det totale oppvarmingsbehovet for en bygning eller boliger som skal benytte seg av et geotermisk anlegg av denne størrelsen bør derfor være større enn 650 000 kWh, noe som tilsier større eller flere bygninger.

Et alternativ til større eller flere bygninger er å bruke overskuddsenergien til andre formål. Snøsmelting på flyplasser, farlige veistrekninger eller fotballbaner er alternative bruksområder, se

kapittel 0. Så fremt det ikke brukes elektrisitet til disse formålene i dag, vil ikke dette bidra til å redusere Østfolds elektrisitetsforbruk direkte, men det kan bidra til å forsvare en investering i et geotermisk anlegg til en bygning som dermed kan redusere elektrisitetsforbruket sitt. Dersom en bygning er plassert i nærheten av for eksempel en fotballbane som skal holdes snøfri, eller en farlig veistrekning, kan anlegget levere varme til oppvarming av bygningen, mens overskuddsenergien brukes til å smelte snø.

Elektrisitetsforbruksreduksjonen kan også bli mindre enn forventet på grunn av ønske om en høyere innetemperatur. Dette har man sett eksempler på når det blir installert luft/luft varmepumper i bygg. I stedet for å redusere strømforbruket benytter man muligheten til å øke komforten ved å øke innetemperaturen (Halvorsen & Larsen 2013).

Figur 7.8 viser hvor mye Østfolds elektrisitetsforbruk reduseres dersom en gitt andel av den elektriske oppvarmingen erstattes av et geotermisk anlegg med en varmepumpe med COP på 4. Dersom 10 %, det vil si 210 GWh, av den elektriske oppvarming erstattes, vil elektrisitetsforbruket reduseres med nesten 160 GWh.



Figur 7.8 Reduksjon i elektrisitetsforbruket etter andel elektrisk oppvarming som erstattes med et geotermisk anlegg med en varmepumpe med COP på 4

For å bestemme mer nøyaktig hvor mye det er reelt å anslå at elektrisitetsforbruket kan reduseres, må man lokalisere konkrete bygninger hvor geotermisk energi fra halvdype brønner vil tilfredsstille oppvarmingsbehovet. En mulighet man kan benytte for dette arbeidet er å se på Statistisk sentralbyrås bygningsstatistikk for å lokalisere bygg med høyt nok oppvarmingsbehov.

8 Framtidsutsikter

I dette kapitlet diskuteres det hvordan ulike faktorer vil påvirke muligheten for utnyttelse av geotermisk energi i framtida. Siden det er usikkerhet knyttet til hvordan teknologi og kostnader vil utvikle seg, og til dels usikkert hvordan gitte endringer vil innvirke på potensialet, er det utfordrende å spå hvordan utviklingen vil bli.

8.1 Installasjonen

Boringen av brønnen står som vist i kapittel 6.2 for en stor del av kostnadene til et geotermisk anlegg. Ved å forbedre og utvikle nye teknologier for brønnboring er det grunn til å tro at disse kostnadene kan reduseres i løpet av årene som kommer. Reduserte borekostnader vil som vist i kapittel 6.3 føre til lavere energipris. Redusert energipris vil føre til et større potensial for geotermisk energi siden dette alternativet da blir lønnsomt i flere sammenhenger.

Utvikling av boreteknologien kan også gi andre muligheter for utnyttelse av geotermisk energi. Et tenkt scenario kan være at man borer en 1 500 meter dyp brønn i dag. Etter 30 års drift, kan temperaturen ved denne dybden være betydelig redusert. Med ny teknologi kan det da være aktuelt å bore den samme brønnen 1 000 til 1 500 meter dypere, og dermed få tilgang til mer og varmere fjell, noe som vil gi høyere energi- og effektpotensial. Dersom dette skal være aktuelt, bør området hvor anlegget er lokalisert ha et høyere energi- og effektbehov enn effekt- og energibehovet det opprinnelige anlegget var dimensjonert for.

Kollektorteknologi er i utvikling, og nye materialer kan bidra til å redusere investeringskostnaden og forbedre effekten i anleggene. Bedre isolasjon vil bidra til å øke kollektorvæsketemperaturen opp av brønnen, noe som vil øke brønnens effekt og redusere energibehovet for temperaturøkning til ønsket brukstemperatur. Økt kollektorvæsketemperatur forbedrer varmepumpens COP, og kan gi muligheter for utnyttelse uten bruk av varmepumpe.

Reduserte kostnader og forbedret effekt kan gjøre områder og prosjekter som ikke er lønnsomme med dagens teknologi lønnsomme. Det økonomiske potensialet for geotermisk energiutnyttelse kan derfor bli større i framtida.

8.2 Strømprisen

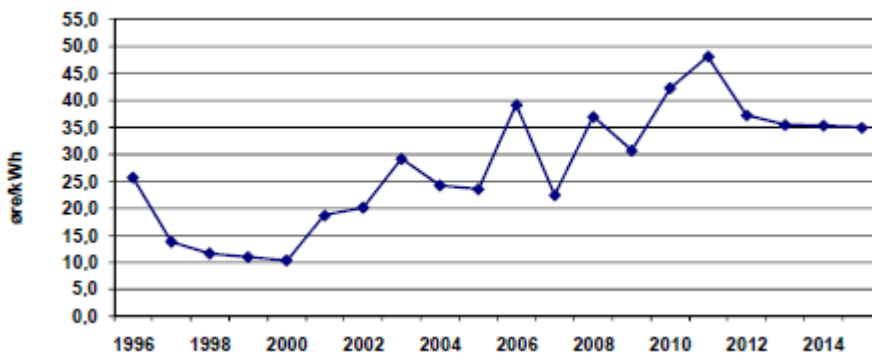
En reduksjon i borekostnadene vil være utelukkende positivt med tanke på utnyttelse av geotermisk energi, men dersom strømprisen går ned, kan det være negativt med tanke på utbygging av geotermiske energisystem. Til tross for at man må benytte seg av elektrisitet til pumpe og varmepumpe, vil ofte andre oppvarmingsløsninger bruke mer elektrisitet. Dermed vil en reduksjon i strømprisen redusere kostnadene ved de andre oppvarmingsløsningene mer enn løsninger basert på geotermisk energi, og fordelene ved utnyttelse av varme fra bakken vil bli mindre.

Om en reduksjon på strømprisen vil være gunstig eller negativ avhenger dermed av hvilken teknologi man sammenligner med. Dersom den alternative oppvarmingsløsningen er forbrenning av biologisk masse, uten, eller med et veldig lavt elektrisitetsforbruk, vil geotermisk energi "tjene" på en

strømprisreduksjon, men dersom alternativet er luft/luft varmepumpe eller panelovner, vil kostnadene reduseres relativt sett mindre for den geotermiske energien.

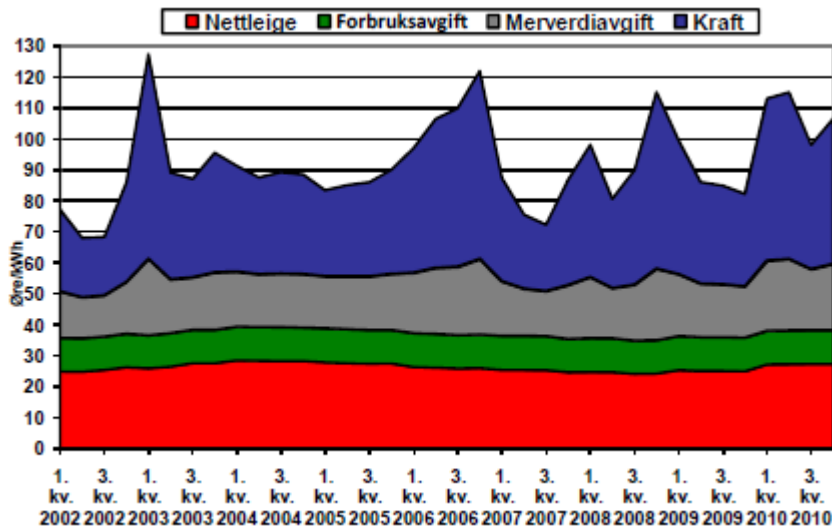
Strømprisen varierer både over året og fra år til år, og prisen avhenger av hvor mye elektrisitet som kan produseres og hvor mye som forbrukerne ønsker å bruke. Faktorer som påvirker dette er blant annet hvor mye nedbør som kommer og utendørstemperaturen. Lite nedbør gir lite vann i magasinene, noe som reduserer muligheten for å produsere elektrisitet. Prisen vil da gå opp. Ved lav utendørstemperatur vil forbruket gå opp på grunn av mer energiforbruk til oppvarming, noe som også vil bidra til økt strømpris. Dette er faktorer som også gjør det vanskelig å fastslå hva strømprisen vil være i årene som kommer.

Figur 8.1 viser hvordan gjennomsnittlig kraftpris i Oslo fra Nord-Pool har variert i perioden 1996 til 2010. Figuren viser også en antatt utvikling fram mot 2015, og antar en kraftpris på omtrent 35 øre/kWh i årene framover. I figuren er det ikke tatt med kostnader til nettleie, elavgift og merverdiavgift.



Figur 8.1 Gjennomsnittlig kraftpris i Oslo fra Nord-Pool i perioden 1996 til 2010, og antatt utvikling fram mot 2015 (Stensby et al. 2011)

En inflasjonsjustert prisutvikling på strømprisen i husholdningsmarkedet fra 2002 til 2010 vises i Figur 8.2. Kraftprisen ligger noe høyere enn spotprisen til Nord-Pool på grunn av avanse til kraftleverandørene. Nettleiekostnaden har vært forholdsvis stabil i løpet av perioden, og det samme gjelder forbruksavgiften. Kraftprisen har imidlertid variert betydelig, og disse variasjonene viser at det er vanskelig å fastslå en forventet strømpris i årene som kommer.



Figur 8.2 Utviklingen av strømprisen i husholdningsmarkedet (Stensby et al. 2011)

Den 1. januar 2012 startet det norsk-svenske samarbeidet om elsertifikater. Dette er et virkemiddel for å bidra til ny kraftproduksjon fra fornybare energikilder. Målet med ordningen er at Norge og Sverige til sammen skal øke produksjonen med 26,4 TWh innen 2020. Ordningen fungerer ved at de som starter ny produksjon av fornybar elektrisitet får et sertifikat per MWh de produserer i løpet av 15 år. Kraftleverandører, og enkelte forbrukere med egen kraftanskaffelse, må kjøpe sertifikater for en fastsatt andel av sitt forbruk. På denne måten vil de nye elektrisitetsprodusentene som produserer fra fornybare energikilder få inntekter både fra strømmen de selger og salg av sertifikatene. Dette bidrar til å gjøre det lønnsomt å bygge ut mer fornybar energi (Olje- og energidepartementet 2012).

Til slutt vil det være sluttbrukeren som betaler kostnadene ved elsertifikatene, siden kraftleverandørene vil legge denne tilleggskostnaden på strømrregningen. NVE anslår at ekstrakostnaden på grunn av elsertifikatene vil utgjøre 0,73-1,10 øre/kWh i 2013 (*Elsertifikater*).

Det er likevel usikkert om denne ordningen vil føre til en økende strømpris for forbrukerne. Dersom produksjonen av elektrisitet øker, er det grunn til å anta at dette kan medføre en reduksjon i strømprisen. Om det er nye produsenter av fornybar elektrisitet som står for denne økningen, vil også prisen på sertifikater gå ned. Dette kan gi et høyere forbruk, noe som kan bidra til en høyere kraftpris. Dersom eksisterende kraftleverandørene leverer mer kraft, må de kjøpe flere sertifikater. Dette vil bidra til å øke prisen på sertifikatene. Økt pris på sertifikatene vil gi bedre vilkår for nye produsenter av fornybar elektrisitet, og gi økt kraftproduksjon. Dette viser noe av kompleksiteten i kraftmarkedet og at det er vanskelig å forutsi hvordan strømprisen vil være i de kommende årene (Golombek & Hoel 2005).

Nettkapasiteten til utlandet vil også være med å påvirke strømprisen i Norge. Dersom nettkapasiteten økes, vil det europeiske prisnivået påvirke strømprisen i Norge i større grad. Det er imidlertid vanskelig å forutsette om dette vil føre til økte eller reduserte strømpriser.

8.3 Varmebehovet

Dersom man ser bort fra en eventuell bruk av geotermisk energi til snøsmelting, vil potensialet for bruk av geotermisk energi begrenses av energibehovet for oppvarming. Nye byggeforskrifter setter stadig strengere krav til oppvarmingsbehov og -løsninger for nye bygg. Varmebehovet i nye bygninger skal reduseres i forhold til eksisterende bygg, og det settes krav om at deler av den energien som skal brukes til oppvarming må komme fra andre kilder enn elektrisitet. En del av dagens bygninger vil rehabiliteres eller erstattes av nye hus, og dette vil bidra til å redusere oppvarmingsbehovet.

Dagens standard er fastsatt i "Forskrift om tekniske krav til byggverk (Byggteknisk forskrift)" kalt TEK 10. I loven settes det krav til energieffektivitet og energiforsyning. Tabell 8-1 viser maksimalt tillatt energibehov per kvadratmeter oppvarmet bruksareal (BRA) per år for ulike bygningstyper (Byggteknisk forskrift 2010). For arealer hvor varmegjenvinning av ventilasjonsluft fører til risiko for spredning av smitte gjelder tallene som er satt i parentes. Dersom en bygning brukes til ulike formål deles den inn i soner etter bygningskategori, og hver sone må innfri de krav som settes til den gitte kategorien.

Tabell 8-1 Maksimalt netto energibehov for ulike bygningstyper ved TEK 10 (Byggteknisk forskrift 2010)

Bygningskategori	Totalt netto energibehov (kWh/m ² oppvarmet BRA pr. år)
Småhus, samt fritidsbolig over 150 m ² oppvarmet BRA	120 + 1600/m ² oppvarmet BRA
Boligblokk	115
Barnehage	140
Kontorbygning	150
Skolebygning	120
Universitet/høyskole	160
Sykehus	300 (335)
Sykehjem	215 (250)
Hotell	220
Idrettsbygning	170
Forretningsbygning	210
Kulturbygning	165
Lett industri/verksteder	175 (190)

Det stilles også krav om at en viss andel av energien til oppvarming må dekkes med annen energiforsyning enn direktevirkende elektrisitet eller fossile brensler. For bygninger som er større enn 500 m² oppvarmet bruksareal er dette kravet 60 % av netto varmebehov, mens for bygninger mindre enn 500 m² oppvarmet bruksareal er kravet satt til 40 % av netto varmebehov (Byggteknisk forskrift 2010).

Det er planlagt en ytterligere innstramming av disse forskriftene innen 2015, og regjeringen ønsker at passivhusnivå skal bli ny standard (*Fra TEK10 til TEK15 2012*). Dette vil medføre en betydelig reduksjon i energiforbruk i forhold til dagens standard, noe som vises i Tabell 8-2. Tabellen viser også netto energibehov til oppvarming og totalt netto energibehov for passivhus.

Tabell 8-2 Netto energibehov til oppvarming og totalt netto energibehov for passivhus, samt prosentvis reduksjon i energibehov i forhold til dagens standard (BoligEnøk ; Dokka et al. 2009)

Byggkategori	Netto energibehov til oppvarming [kWh/m ² oppvarmet BRA pr. år]	Totalt netto energibehov [kWh/m ² oppvarmet BRA pr. år]	Reduksjon fra TEK 10 til passivhus [%]
<i>Småhus</i>		80	39
<i>Boligblokker</i>		80	30
<i>Barnehager</i>	25	65	54
<i>Kontorbygg</i>	15	95	37
<i>Skolebygg</i>	15	75	38
<i>Universitets- og høyskolebygg</i>	15	95	41
<i>Sykehus</i>	20	180	40
<i>Sykehjem</i>	15	100	54
<i>Hoteller</i>	20	90	59
<i>Idrettsbygg</i>	25	100	41
<i>Forretningsbygg</i>	20	130	38
<i>Kulturbygg</i>	25	70	58
<i>Lett industri, verksteder</i>	25	90	49

På grunn av de nye byggeforskriftene som har kommet og vil komme, reduseres varmebehovet. Oppvarmingsbehovet for passivhus skal ikke overstige 15 kWh/m² pr. år (BoligEnøk). Dette gir et forbruk for en 200 m² stor bolig på 3 000 kWh/år. Det vil si at et anlegg kan levere nok energi til over 2 000 hus på 200 m². Med et så lavt forbruk av energi til oppvarming, vil ikke geotermiske energibrønner ned til 1 500 meter være aktuelle for denne typen bygg.

Tabell 8-3 sammenligner energibehovet i eksisterende bygg med energibehovet i rehabiliterte bygg og nye bygg. Tabellen er hentet fra Xrgias rapport "Klima- og energidata, fremtidig utvikling i byggsektoren" hvor den brukes til å beregne energibehovet i 2030. Man kan se en betydelig reduksjon i oppvarmingsbehovet. Kategorien nye bygg er antatt å følge forskriftene fra TEK 07 (Havskjold et al. 2009)

Tabell 8-3 Antatt energibehov for boliger og næringsbygg fordelt etter brukskategori og alder (Havskjold et al. 2009)

kWh/m ²	Nye bygg		Rehabiliterede bygg		Eksisterende bygg	
	Bolig	Næring	Bolig	Næring	Bolig	Næring
Belysning	17	46	17	45	17	38
Kjølebatterier	-	37	-	25	-	15
Oppvarming av ventilasjonsluft	6	32	5	23	4	16
Romkjøling	-	-	-	-	-	-
Romoppvarming	47	46	73	120	76	158
Teknisk utstyr	23	16	22	14	19	9
Vannoppvarming	30	14	30	13	30	11
Vifter og pumper	8	38	8	37	8	31
Totalt	131	229	155	277	154	278
<i>Energibehov for oppvarming</i>	<i>83</i>	<i>92</i>	<i>108</i>	<i>157</i>	<i>110</i>	<i>185</i>

I NVEs rapport 4/2010 "Tiltak og virkemidler for redusert utslipp av klimagasser fra norske bygninger" lager de en prognose for forventet energibehov til oppvarming og kjøling. I sine antagelser legger de det totale bygningsarealet til grunn, og benytter et antatt energibehov per kvadratmeter oppvarmet areal som vist i

Tabell 8-3. Etter en antatt rivnings-, rehabiliterings- og nybyggingsrate har de kommet fram til et forventet totalareal i 2020. Ved hjelp av forventet areal og forventet forbruk per kvadratmeter, kan man da beregne et forventet totalforbruk. Ulempen med denne framgangsmåten er blant annet usikkerhet i dagens samlede bygningsmasse, og at det mangler historiske data. Det er også usikkerhet knyttet til hvordan rivnings-, rehabiliterings- og nybyggingsratene vil være (Lindberg & Magnussen 2010).

Med dette som bakgrunn anslås det i NVEs rapport nr 5/2011 "Grunnvarme i Norge - kartlegging av økonomisk potensial" at varmebehovet i Østfolds husholdninger (inkl. landbruk) i 2030 vil være 1 717 GWh. I næringsbygg er varmebehovet i Østfold i 2030 beregnet til å være omtrent 900 GWh, mens det i industrien trolig vil være i underkant av 300 GWh. Kjølebehovet i næringsbygg og industri blir estimert til å være henholdsvis 63 GWh og 42 GWh. Østfolds totale varmebehov i 2030 vil dermed være omtrent 2 900 GWh og kjølebehovet vil være omtrent 100 GWh (Ramstad 2011).

8.4 Redusere framtidens elektrisitetsforbruk

For at geotermisk energi fra halvdype brønner skal bidra til å redusere dagens elektrisitetsforbruk, må det erstatte elektrisk oppvarming i eksisterende bygninger. Potensialet for dette er begrenset, og dårlig tilrettelagte bygninger vil gjøre det kostbart. Det er forventet at elektrisitetsforbruket i Østfold vil øke i årene som kommer, se kapittel 7.1.3. Energi fra geotermiske anlegg kan bidra til å begrense denne veksten.

Reduksjonen i bygningers oppvarmingsbehov vil redusere potensialet for geotermisk energi fra halvdype brønner, siden færre bygninger vil ha så stort oppvarmingsbehov som en halvdyp brønn kan levere. Samtidig settes det krav til at en viss andel av oppvarmingen i nye bygg skal dekkes av andre energikilder enn elektrisitet, og her kan geotermisk energi spille en vesentlig rolle. Nye bygg kan tilrettelegges for lavtemperatur oppvarming, noe som vil være gunstig for varme fra geotermiske brønner. Etter hvert som eksisterende bygg blir erstattet av nye, kan dermed geotermisk energi gradvis bidra til å redusere elektrisitetsforbruket.

9 Konklusjon

Østfolds elektrisitetsforbruk i 2009 var på omtrent 6 300 GWh, og av dette ble omtrent 4 500 GWh produsert i Østfold. Det vil si at selvforsyningsgraden var på 71 %. Geotermisk energi fra halvdype brønner kan bidra til å redusere elektrisitetsforbruket som er knyttet til oppvarming. Det ble estimert at omtrent 2 100 GWh elektrisitet ble brukt til oppvarming i husholdningene og tjenesteytende sektor.

Med dagens teknologi vil et anlegg basert på en halvdyp brønn og varmepumpe med COP på 4 kunne levere en effekt på omtrent 150 kW 4 380 timer i året, noe som gir en energileveranse på i overkant av 650 000 kWh/år. Et slikt anlegg vil koste omtrent 4,7 millioner kroner. Borekostnaden og andre installasjonskostnader vil være de største kostnadene på omtrent 2 millioner kroner hver, mens varmepumpe og kollektor vil koste henholdsvis om lag 375 000 kroner og 300 000 kroner.

Energiprisen på varmen fra anlegget vil være omtrent 0,88 kr/kWh dersom det drives i 30 år. Denne prisen vil i stor grad avhenge av borekostnaden til anlegget og strømprisen. En reduksjon i borekostnad på 10 % vil redusere energiprisen med 2,9 %, mens 10 % nedgang i strømprisen vil føre til en energiprisreduksjon på 2,1 %. Ved en energipris på 0,88 kr/kWh og en strømpris på 0,75 kr/kWh vil ikke geotermisk energi være et økonomisk gunstig valg som oppvarmingskilde. Dersom strømprisen overstiger 0,92 kr/kWh vil derimot energiprisen være lavere enn strømprisen, og geotermisk energi kan være et reelt alternativ.

Siden mengden elektrisitet brukt til oppvarming er fordelt over et stort område og mange bygg, og det vil være lite hensiktsmessig å dimensjonere et anlegg til å dekke det maksimale effektbehovet, vil det være lite sannsynlig at all elektrisk oppvarming i husholdninger og næringsbygg erstattes med varme levert fra en halvdyp geotermisk brønn. Det vil være mer realistisk å anta at 10-15 % av elektrisiteten brukt til oppvarming kan erstattes av varme levert fra en halvdyp geotermisk brønn. Dersom 10 % erstattes, vil elektrisitetsforbruket reduseres med nesten 160 GWh. Dette vil redusere Østfolds importeringsbehov av elektrisitet med 9 %, og øke Østfolds selvforsyningsgrad fra 71 % til 73 %. Med dagens energipris vil dette imidlertid ikke være lønnsomt.

9.1 Videre arbeid

Det er fortsatt stor usikkerhet knyttet til kostnadene for et geotermisk anlegg med halvdype brønner, og hvor mye energi og effekt de kan levere. For å konkludere om geotermisk energi vil være et godt alternativ som oppvarmingskilde bør det derfor fokuseres mer på å fastslå disse kostnadene. Det vil også være nødvendig med en kostnadsreduksjon, og det kreves derfor ytterligere forskning på nye og bedre boreteknologier og kollektorløsninger.

For å avgjøre mer nøyaktig hvor mye geotermisk energi fra halvdype brønner kan bidra til å øke Østfolds selvforsyningsgrad av elektrisitet, må oppvarmingsbehovet lokaliseres, og det må gjøres utredninger for konkrete bygg hvor geotermisk energi kan være et godt alternativ.

10 Kilder

- Acuña, J. & Palm, B. (2010). *A Novel Coaxial Borehole Heat Exchanger: Description and First Distributed Thermal Response Test Measurements*. Proc. IGA World Geothermal Congress.
- Acuña, J. (2013). *Distributed thermal response tests – New insights on U-pipe and Coaxial heat exchangers in groundwater-filled boreholes*. Doctor thesis: KTH School of Industrial Engineering and Management. 205 s.
- Allis, R., Bromley, C. & Currie, S. (2009). Update on subsidence at the Wairakei–Tauhara geothermal system, New Zealand. *Geothermics*, 38 (1): 169-180.
- Barbier, E. (2002). Geothermal energy technology and current status: an overview. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 6 (1): 3-65.
- Baria, R., Baumgärtner, J., Rummel, F., Pine, R. J. & Sato, Y. (1999). HDR/HWR reservoirs: concepts, understanding and creation. *Geothermics*, 28 (4): 533-552.
- Bergesen, B., Groth, L. H., Langseth, B., Magnussen, I. H., Spilde, D. & Toutain, J. E. W. (2012). Energibruksrapporten 2012 - Energibruk i husholdninger, 30/2012.
- Bergvarme. (2008). Tilgjengelig fra: <http://www.ngu.no/no/hm/Georessurser/Grunnvarme/Bergvarme/> (lest 12/03).
- Berre, I. (2010). Dyp, varm og ren energi. *Tangenten*.
- BoligEnøk. *Passivhus/Lavenergi*. Tilgjengelig fra: <http://www.boligenok.no/teknisk-informasjon/passivhus/> (lest 08/04).
- Bose, J., Smith, M. & Spitler, J. (2002). *Advances in ground source heat pump systems-an international overview*. 7th IEA Heat Pump Conference. 1: 313.
- Brown, G. & Garnish, J. (2004). Geothermal Energy. I: Boyle, G. (red.) *Renewable energy*, s. 341-382: Oxford University Press.
- Byggteknisk forskrift. (2010). *Forskrift om tekniske krav til byggverk (TEK 10)*. Tilgjengelig fra: <http://www.lovdatabank.no/cgi-wift/ldles?doc=sf/sf/sf-20100326-0489.html#map033> (lest 30/03).
- Chang, Y., Kim, M. & Ro, S. (2000). Performance and heat transfer characteristics of hydrocarbon refrigerants in a heat pump system. *International journal of refrigeration*, 23 (3): 232-242.
- Dickson, M. H. & Fanelli, M. (2004). What is Geothermal Energy?
- DiPippo, R. (2012). *Geothermal power plants: principles, applications, case studies and environmental impact*: Butterworth-Heinemann.
- Dokka, T. H., Klinski, M., Haase, M. & Mysen, M. (2009). Kriterier for passivhus-og lavenergi bygg–Yrkesbygg. *SINTEF Building and Infrastructure, Oslo*.
- Elsertifikater. Tilgjengelig fra: <http://www.nve.no/no/Kraftmarked/Elsertifikater/> (lest 29/03).
- Elspot prices. Tilgjengelig fra: <http://www.nordpoolspot.com/Market-data1/Elspot/Area-Prices/ALL1/Hourly/> (lest 30/04).
- Energitilskudd, Østfold. Tilgjengelig fra: <http://energitilskudd.no/stotteordning/ostfold> (lest 05/04).
- Enova. *Formål*. Tilgjengelig fra: <http://www.enova.no/om-enova/36/0/> (lest 06/04).
- Evensen, J., Bergan, H., Kleven, P. H., Østhassel, E., Aalhus, J. N., Olesen, O., Berre, I. & Næss, E. (2011). Energi 21, Innsatsgruppe Fornybar termisk energi, Arbeidsgruppe Geotermisk energi.
- Fossdal, M. I., Arnstad, E., Mathisen, K. B. & Eriksen, B. (2007). *Fornybar Energi 2007*.
- Fra TEK10 til TEK15. (2012). Tilgjengelig fra: <http://www.dibk.no/no/Tema/Energi/Nyheter-energi/Fra-TEK10-til-TEK15/> (lest 30/03).
- Golombek, R. & Hoel, M. (2005). *Pliktige elsertifikater*: Frischsenteret.
- Grunnvannsvarme. (2008). Tilgjengelig fra: <http://www.ngu.no/no/hm/Georessurser/Grunnvarme/Grunnvannsvarme/> (lest 12/03).
- Gustavsen, P. (2012). *Eiendomsrett til undergrunnen; energibrønning i konflikt med annen utnyttelse*. Masteroppgave: Universitetet i Oslo, Det juridiske fakultet.
- Hafslund Nett. (2012). Kraftsystemutredning for Oslo, Akershus og Østfold 2012 - 2022.
- Halvorsen, B. & Larsen, B. M. (2013). Hvem eier varmepumpe og hva gjør det med strømforbruket? *Økonomiske analyser 2/2013*: Statistisk sentralbyrå.

- Hanstad, N. (2013). *Masteroppgave om geotermisk energi* (e-post 26/02).
- Havellen, V., Eri, L. S., Andersen, A., Tuttle, K. J., Bartucz, D., Ruden, F., Rigler, B., Pascal, C. & Larsen, B. T. (2012). Studie dypgeotermisk energi.
- Havskjold, M., Ingeberg, K., Langseth, B. & Halseth, A. (2009). Klima- og energidata, og fremtidig utvikling i byggsektoren, X-01/09: Xrgia. 40 s.
- Hellström, G. (1998). *Thermal performance of borehole heat exchangers*. The Second Stockton International Geothermal Conference.
- Hestevik, S. (2013). *Kostnader knyttet til boring* (E-post 25/02).
- Huus-Hansen, W. (2013). (Telefonsamtale og e-postutveksling).
- Hägg, M. & Andersson, O. (2008). BTES FOR SNOW MELTING – EXPERIMENTAL RESULTS FROM ARLANDA AIRPORT.
- IEA. (2011). Key World Energy Statistics 2011.
- Kompetansekompedium for varmeanlegg 2011*.
- Langseth, B., Everett, E. N. & Ingeberg, K. (2011). Hovedundersøkelse for elektrisitetsbruk i husholdningene, 2011-06: Xrgia. 27 s.
- Legionellose*. (2012). Tilgjengelig fra:
http://www.fhi.no/eway/default.aspx?pid=239&trg=Content_6493&Main_6157=6287:0:25,5499&MainContent_6287=6493:0:25,6833&Content_6493=6441:82774::0:6446:69:::0:0 (lest 06/04).
- Lindberg, K. B. & Magnussen, I. H. (2010). Tiltak og virkemidler for redusert utslipp av klimagasser fra norske bygninger, 4/2010: Norges vassdrags- og energidirektorat.
- Lindholm, J. A. (2011). *Cost calculation and market analysis of geothermal drilling methods*. Master: Luleå University of Technology, Department of Business Administration, Technology and Social Sciences.
- Løken, A. M. (2013, 04/03). *Nåverdiens forbannelse*. Produksjonsteknisk konferanse, Clarion Hotell Oslo Airport Gardermoen.
- Magnussen, I. H. & Wahl, T. S. (2008). *Formålsfordeling av energibruk i norske husholdninger*. Kvartalsrapport for kraftmarkedet : 3. kvartal 2008.
- Midttømme, K., Banks, D., Ramstad, R. K., Sæther, O. M. & Skarphagen, H. (2008). Ground-source heat pumps and underground thermal energy storage—energy for the future. *Geology for Society. Norges Geologiske Undersøkelse Special Publication*, 11: 93-98.
- Midttømme, K., Berre, I., Hauge, A., Musæus, T. E. & Kristjansson, B. R. (2010). *Geothermal Energy-Country Update for Norway*. Proceedings World Geothermal Congress.
- Morita, K. & Tago, M. (2000). Operational characteristics of the Gaia snow-melting system in Ninohe, Iwate, Japan. *Geo-Heat Center, Quart. Bull.*, 21, 4: 5-11.
- Murphy, H., Brown, D., Jung, R., Matsunaga, I. & Parker, R. (1999). Hydraulics and well testing of engineered geothermal reservoirs. *Geothermics*, 28 (4): 491-506.
- Myhren, J. A. & Holmberg, S. (2008). Flow patterns and thermal comfort in a room with panel, floor and wall heating. *Energy and buildings*, 40 (4): 524-536.
- Nalla, G., Shook, G. M., Mines, G. L. & Bloomfield, K. (2005). Parametric sensitivity study of operating and design variables in wellbore heat exchangers. *Geothermics*, 34 (3): 330-346.
- Natås, I. M. (2005). Geotermisk energi fra fast fjell – varmeteknisk analyse av grunne og dype anlegg. NOU 1997: 27. (1997). *Nytte-kostnadsanalyser*. Tilgjengelig fra:
<http://www.regjeringen.no/nb/dep/fin/dok/nouer/1997/nou-1997-27/3/6/1.html?id=347211> (lest 05/04).
- Nowacki, J.-E. (2007). Heat pumps in energy statistics - Suggestions.
- Nystuen, J. P. (2007). Jorda skifter ansikt. I: Bryhni, I., Nøttvedt, A. & Ramberg, I. B. (red.) *Landet blir til: Norges geologi*, s. 24-26: Norsk geologisk forening.
- Olesen, B. W. (2002). Radiant floor heating in theory and practice. *ASHRAE journal*, 44 (7): 19-26.
- Olje- og energidepartementet. (2012). *Elsertifikatordningen*. Tilgjengelig fra:
<http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/tema/fornybar-energi/hva-er-gronne-sertifikater.html?id=517462> (lest 28/03).

- Platell, P. (2006). *Developing work on ground heat exchangers*. ECOSTOCK 2006 Conference Proceedings. New Jersey: ECOSTOCK.
- Ramstad, R. K. (2011). Grunnvarme i Norge - kartlegging av økonomisk potensial, 5/2011: Norges vassdrags- og energidirektorat.
- Rejlers Consulting. (2011a). *Oppsummering av energiforbruksdata fra Lokale energiutredninger 2011*
- Rejlers Consulting. (2011b). Vedleggsdel tilhørende Lokal energiutredning 2011.
- Rolvjord, O. (2001). Snøsmelting på utendørs idrettsanlegg.
- Schärli, U. & Rybach, L. (2001). Determination of specific heat capacity on rock fragments. *Geothermics*, 30 (1): 93-110.
- Slagstad, T., Balling, N., Elvebakk, H., Midttømme, K., Olesen, O., Olsen, L. & Pascal, C. (2009). Heat-flow measurements in Late Palaeoproterozoic to Permian geological provinces in south and central Norway and a new heat-flow map of Fennoscandia and the Norwegian–Greenland Sea. *Tectonophysics*, 473 (3): 341-361.
- Sonntag, R. E. & Borgnakke, C. (2005). *Introduction to engineering thermodynamics*: Wiley New York.
- SSB. (2011a). *4 Forbruk av ulike energibærere, etter hustype og husholdningsstørrelse. Tilført energi per husholdning i gjennomsnitt og konfidensintervaller for energibruk. 2009* Tilgjengelig fra: <http://www.ssb.no/a/kortnavn/husenergi/tab-2011-04-19-04.html> (lest 06/05).
- SSB. (2011b). *Energibruk i husholdningene, 2009*. Tilgjengelig fra: <http://www.ssb.no/husenergi> (lest 02/05).
- SSB. (2012). *1 Energibruk, etter bygningstype og energivare, kWh/m2* Tilgjengelig fra: <http://www.ssb.no/a/kortnavn/entjeneste/tab-2012-12-19-01.html> (lest 03/05).
- Stene, J. (2008a). Oppvarmings- og kjølebehov i bygninger.
- Stene, J. (2008b). Systemer for varme- og kjøledistribusjon i bygninger.
- Stene, J. (2013). *Varmepumpe i et geotermisk anlegg* (e-post 08/05).
- Stensby, K. E., Mindeberg, S. K., Bjørnar Fladen, S. & Hofstad, K. (2011). Kostnader ved produksjon av kraft og varme.
- Stubblefield, M. A., Pang, S.-S. & Cundy, V. A. (1996). Heat loss in insulated pipe the influence of thermal contact resistance: a case study. *Composites Part B: Engineering*, 27 (1): 85-93.
- Sørensen, B. (2007). Heat Pumps. I: *Renewable energy conversion, transmission, and storage*, s. 26-29: Academic Press.
- Technology. (2013). Tilgjengelig fra: http://www.rockenergy.no/index.php?option=com_content&task=blogcategory&id=2&Itemid=8 (lest 12/03).
- Tekniske Nyheter. (2012). Fotballbaner leverer cirka 2,5 GWh per år. *EnergiRapporten* (Nummer 32-2012).
- Tester, J. W., Anderson, B. J., Batchelor, A. S., Blackwell, D. D., DiPippo, R., Drake, E. M., Garnish, J., Livesay, B., Moore, M. C., Nichols, K., et al. (2006). The Future of Geothermal Energy - Impact of Enhanced Geothermal Systems (EGS) on the United States in the 21st Century, 0-615-13438-6: Massachusetts Institute of Technology.
- Tiefe Erdwärmesonden. (2013). Tilgjengelig fra: <http://www.geothermie.de/wissenswelt/geothermie/technologien/tiefe-erdwaermesonden.html> (lest 21/02).
- Trillat-Berdal, V., Souyri, B. & Achard, G. (2007). Coupling of geothermal heat pumps with thermal solar collectors. *Applied Thermal Engineering*, 27 (10): 1750-1755.
- Waples, D. W. & Waples, J. S. (2004). A review and evaluation of specific heat capacities of rocks, minerals, and subsurface fluids. Part 1: Minerals and nonporous rocks. *Natural Resources Research*, 13 (2): 97-122.
- Zwarycz, K. (2002). *Snow melting and heating systems based on geothermal heat pumps at Goleniow Airport, Poland*: United Nations University.
- Øiseth, T. (2013). *Masteroppgave om geotermisk energi* (E-post 13/03).